

ESCUELA DE POSGRADO NEWMAN

**MAESTRÍA EN
ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS**



“Proyecto de inversión para la implementación de una central solar fotovoltaica para aumentar la generación de energía eléctrica renovable en el sur peruano”

**Trabajo de Investigación
para optar el Grado a Nombre de la Nación de:**

**Maestro en
Administración de Negocios**

Autor:
Bach. Esquivel Vásquez, Erik Alisson

Docente Guía:
Mtro. Leo Rossi, Ernesto Alessandro

TACNA – PERÚ

2023

“El texto final, datos, expresiones, opiniones y apreciaciones contenidas en este trabajo son de exclusiva responsabilidad del (los) autor (es)”

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| ÍNDICE | 3 |
| RESUMEN EJECUTIVO..... | 14 |
| INTRODUCCIÓN..... | 16 |
| 1. CAPÍTULO I ANTECEDENTES DE ESTUDIO | 20 |
| 1.1. TITULO DEL TEMA | 20 |
| 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 20 |
| 1.3. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN | 21 |
| 1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN (GENERAL Y ESPECÍFICO)..... | 22 |
| 1.5. METODOLOGÍA | 23 |
| 1.6. JUSTIFICACIÓN:..... | 26 |
| 1.7. ALCANCES Y LIMITACIONES..... | 28 |
| 2. CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO | 29 |
| 2.1. CONCEPTUALIZACIÓN DE VARIABLES Y TÓPICOS CLAVE..... | 29 |
| 2.1.1. Efecto Fotovoltaico | 29 |
| 2.1.2. Energía solar fotovoltaica | 30 |
| 2.1.3. Central solar fotovoltaica | 30 |
| 2.1.4. Evaluación del Proyecto de inversión,..... | 31 |
| 2.1.5. Central solar fotovoltaica | 31 |
| 2.1.6. Estudio de mercado..... | 32 |
| 2.1.7. Modelo de negocio | 32 |
| 2.1.8. Modelo de las cinco fuerzas de Porter | 33 |
| 2.1.9. Análisis FODA | 34 |
| 2.1.10. Persona Jurídica | 34 |
| 2.1.10.1. Sociedades anónimas (SA) | 35 |
| 2.1.10.2. Sociedades anónimas cerradas (SAC) | 35 |
| 2.1.10.3. Sociedades anónimas abiertas (SAA) | 35 |
| 2.1.11. Tributos | 36 |
| 2.1.11.1. Impuesto a la renta de tercera categoría | 37 |
| 2.1.11.2. Impuesto general a la venta..... | 37 |
| 2.1.12. Valor Actual Neto (VAN)..... | 38 |
| 2.1.13. Tasa Interna de Retorno (TIR) | 38 |
| 2.1.14. Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) | 39 |

| | | |
|----------|---|----|
| 2.1.15. | Análisis de Sensibilidad..... | 40 |
| 2.2. | IMPORTANCIA DE LA(S) VARIABLE(S) O TÓPICO(S) CLAVE..... | 41 |
| 2.2.1. | Desde el punto de ambiental..... | 41 |
| 2.2.2. | Desde el punto de vista económico..... | 41 |
| 2.2.3. | Desde el punto de vista estratégico | 42 |
| 2.3. | ANÁLISIS COMPARATIVO | 42 |
| 2.4. | ANÁLISIS CRÍTICO..... | 44 |
| 3. | CAPÍTULO III MARCO REFERENCIAL..... | 45 |
| 3.1. | MARCO REFERENCIAL SECTORIAL | 45 |
| 3.1.1. | RESEÑA HISTÓRICA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA | 45 |
| 3.1.2. | PRESENTACIÓN DE LOS ACTORES..... | 48 |
| 3.1.3. | DIAGNOSTICO SECTORIAL | 49 |
| 3.2. | MARCO REFERENCIAL ORGANIZACIONAL | 50 |
| 3.2.1. | RESEÑA HISTÓRICA DE LA ORGANIZACIÓN | 51 |
| 3.2.2. | FILOSOFÍA ORGANIZACIONAL..... | 54 |
| 3.2.3. | DISEÑO ORGANIZACIONAL..... | 55 |
| 3.2.4. | PRODUCTOS Y/O SERVICIOS..... | 57 |
| 3.2.5. | DIAGNÓSTICO ORGANIZACIONAL | 58 |
| 4. | CAPÍTULO IV RESULTADOS | 62 |
| 4.1. | ESTUDIO DE MERCADO..... | 62 |
| 4.1.1. | ESTUDIO DE LA OFERTA..... | 62 |
| 4.1.2. | ESTUDIO DE LA DEMANDA | 68 |
| 4.1.3. | ESTUDIO DEL PRECIO..... | 69 |
| 4.1.4. | ESTUDIO DE PRÓXIMOS PROYECTOS..... | 72 |
| 4.2. | MODELO DE NEGOCIO | 77 |
| 4.3. | ESTUDIO LEGAL | 78 |
| 4.3.1. | CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA | 78 |
| 4.3.1.1. | CATEGORÍA DE EMPRESA POR NIVEL DE VENTAS | 80 |
| 4.3.1.2. | RÉGIMEN PARA CONTRATACIÓN DE TRABAJADORES | 81 |
| 4.3.1.3. | REGÍMEN TRIBUTARIO..... | 82 |
| 4.3.2. | ADQUISICIÓN DEL TERRENO DEL PROYECTO | 82 |
| 4.3.2.1. | CASO: TERRENO PERTENECIENTE A PERSONA NATURAL | 83 |
| 4.3.2.2. | CASO: TERRENO PERTENECIENTE AL ESTADO | 85 |
| 4.3.3. | CONCESIÓN PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA..... | 87 |
| 4.3.3.1. | REQUISITOS PARA OBTENER CONCESIÓN DE GENERACIÓN | 88 |

| | | |
|-----------|---|-----|
| 4.3.4. | LICENCIA DE CONSTRUCCIÓN..... | 90 |
| 4.3.5. | ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD Y OPERATIVIDAD | 91 |
| 4.3.6. | DECLARATORIA DE FÁBRICA | 93 |
| 4.3.7. | FINANCIAMIENTO BANCARIO | 94 |
| 4.4. | ESTUDIO MEDIO AMBIENTAL..... | 95 |
| 4.4.1. | CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN | 96 |
| 4.4.2. | DISPOSICIÓN DE COMPONENTES AL FINAL DEL PROYECTO..... | 97 |
| 4.5. | ESTUDIO ORGANIZACIONAL..... | 98 |
| 4.6. | ESTUDIO TÉCNICO..... | 100 |
| 4.6.1. | ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR..... | 100 |
| 4.6.2. | ANÁLISIS COMPARATIVO CON OTRAS CENTRALES | 107 |
| 4.6.3. | DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PLANTA | 109 |
| 4.6.4. | ESPACIO REQUERIDO PARA EL PROYECTO..... | 113 |
| 4.6.5. | DIAGRAMA DEL PROCESO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA..... | 115 |
| 4.6.6. | SELECCIÓN DEL LUGAR DEL PROYECTO | 115 |
| 4.6.7. | SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL..... | 123 |
| 4.6.7.1. | SELECCIÓN DEL PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO..... | 123 |
| 4.6.7.2. | DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE PANELES | 130 |
| 4.6.7.3. | SEGUIDOR HORIZONTAL DE UN EJE | 133 |
| 4.6.7.4. | SELECCIÓN DE LOS INVERSORES DE POTENCIA DC/AC..... | 136 |
| 4.6.7.5. | SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR..... | 139 |
| 4.6.7.6. | SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL..... | 142 |
| 4.6.7.7. | SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN | 144 |
| 4.6.7.8. | SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL | 146 |
| 4.6.7.9. | SERVICIOS AUXILIARES..... | 147 |
| 4.6.7.10. | LISTADO DE EQUIPOS Y MATERIALES | 148 |
| 4.6.8. | LAYOUT O DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS | 148 |
| 4.6.8.1. | DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS..... | 150 |
| 4.6.8.2. | DISTRIBUCIÓN DE INVERSORES | 151 |
| 4.6.8.3. | DISTRIBUCIÓN DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA..... | 151 |
| 4.6.8.4. | DISTRIBUCIÓN DE SALA DE CONTROL | 153 |
| 4.6.8.5. | SALA DE CONTROL, TALLERES, ALMACENES, BAÑOS Y OTRAS INSTALACIONES..... | 154 |
| 4.7. | ESTUDIO FINANCIERO..... | 158 |
| 4.7.1. | DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN REQUERIDA | 158 |

| | | |
|----------|---|-----|
| 4.7.2. | ESTRUCTURA DE CAPITAL Y ENDEUDAMIENTO | 167 |
| 4.7.2.1. | COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL | 168 |
| 4.7.3. | DETERMINACIÓN DE LOS RECURSOS PROPIOS..... | 170 |
| 4.7.3.1. | COSTO DE RECURSOS PROPIOS..... | 171 |
| 4.7.4. | DEUDA REQUERIDA Y SERVICIO DE LA DEUDA | 172 |
| 4.7.5. | DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS | 174 |
| 4.7.6. | COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN..... | 177 |
| 4.7.6.1. | COSTOS Y GASTOS DE PLANILLA..... | 178 |
| 4.7.6.2. | COSTOS DE MANTENIMIENTO | 180 |
| 4.7.7. | PROYECCIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS..... | 182 |
| 4.7.8. | DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CAJA PROYECTADO | 187 |
| 4.7.9. | VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO | 197 |
| 4.7.10. | ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD | 199 |
| 5. | CAPÍTULO V..... | 207 |
| | SUGERENCIAS | 207 |
| | CONCLUSIONES..... | 209 |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 213 |
| | ANEXOS..... | 215 |

LISTADO DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1: Cuadro comparativo con relación otros trabajos de investigación tomados como modelo de estudio | 43 |
| Tabla 2: Cuadro de análisis crítico con el modelo elegido para desarrollar el presente trabajo de investigación | 44 |
| Tabla 3: Listado de Centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú | 47 |
| Tabla 4: Crecimiento de la energía producida (MWh/año) por las centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú | 66 |
| Tabla 5: Evolución del factor de planta (%) por las centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú..... | 66 |
| Tabla 6: Características del contrato de suministro de energía renovable | 70 |
| Tabla 7: Comparativo del precio de la energía solar en Perú en el tiempo | 72 |
| Tabla 8: Futuros proyectos de centrales solares que están en trámite en el Ministerio de Energía y Minas | 74 |
| Tabla 9: Modelo de Negocio del Proyecto Central Solar Fotovoltaica mediante metodología CANVAS | 77 |
| Tabla 10: Comparativo tipo de sociedad de las CSF en Perú | 78 |
| Tabla 11: Comparativo tamaño de empresa según ventas de las centrales fotovoltaicas en Perú..... | 80 |
| Tabla 12: Comparativo de indicadores del recurso solar de las centrales fotovoltaicas de Perú en el año 2021 | 102 |
| Tabla 13: Coordenadas de ubicación de las centrales CSF del Perú..... | 104 |
| Tabla 14: Comparativo índice de estacionalidad de las centrales solares fotovoltaicas del Perú en el año 2021 | 104 |
| Tabla 15: Comparativo potencia y rentabilidad de las centrales solares fotovoltaicas del Perú en el año 2021 | 111 |
| Tabla 16: Listado de proyectos principales de centrales solares fotovoltaicas en Chile al año 2022..... | 112 |
| Tabla 17: Comparativa capacidad por hectárea de las centrales solares fotovoltaicas del Perú en el año 2021 | 114 |
| Tabla 18: Cuadro de evaluación de alternativas basado principalmente en el criterio ambiental..... | 121 |
| Tabla 19: Coordenadas del área del proyecto para la alternativa elegida | 122 |
| Tabla 20: Cuadro comparativo de características técnicas según tecnología de paneles solares..... | 125 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 21: Cuadro comparativo de principales fabricantes de paneles solares fotovoltaicos..... | 128 |
| Tabla 22: Cuadro comparativo de tipos de paneles a ser usados por los futuros proyectos solares fotovoltaicos | 129 |
| Tabla 23: Cuadro comparativo de cantidad y tipos de paneles a ser usados en el proyecto de la central solar fotovoltaica..... | 132 |
| Tabla 24: Cuadro comparativo de los transformadores principales de las centrales solares fotovoltaicas de Perú que están en operación..... | 143 |
| Tabla 25: Listado de materiales de principales componentes electromecánicos para proyecto de CS Fotovoltaica..... | 148 |
| Tabla 25: Cuadro comparativo de inversión de las centrales solares fotovoltaicas en Chile en operación al año 2022 | 160 |
| Tabla 26: Cuadro comparativo de inversión de las centrales solares fotovoltaicas en Perú en operación al año 2022 | 161 |
| Tabla 27: Comparativo de inversiones requeridas según tamaño de planta considerando al año 2021..... | 165 |
| Tabla 28: Estructura de costos de inversión según partida presupuestal para una central solar fotovoltaica..... | 166 |
| Tabla 29: Estructura de costos de inversión según partida presupuestal para una central solar fotovoltaica..... | 167 |
| Tabla 30: Cronograma de pagos y servicio de la deuda a 30 años..... | 173 |
| Tabla 31: Costos de planilla para el personal operativo requerido para la central solar fotovoltaica..... | 178 |
| Tabla 32: Costos de planilla para el personal administrativo requerido para la central solar fotovoltaica..... | 179 |
| Tabla 33: Costos de mantenimiento anual según frecuencia de mantenimiento de los equipos de la Central solar fotovoltaica..... | 181 |
| Tabla 34: Balance General para el inicio del año 1 (firma del Contrato)..... | 182 |
| Tabla 35: Balance General para el fin del año 1 | 183 |
| Tabla 36: Estado de resultados para el fin del año 1 (firma del Contrato)..... | 183 |
| Tabla 37: Balance General para el fin del año 2 cuando se termina la construcción de la planta e inicia la operación comercial | 184 |
| Tabla 38: Estado de resultados para el fin del año 2 cuando se termina la construcción de la planta e inicia la operación comercial..... | 185 |
| Tabla 39: Balance General para el fin del año 3 que es el primer año de suministro de energía..... | 186 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 40: <i>Estado de resultados para el fin del año 3 que es el primer año de suministro de energía</i> | 186 |
| Tabla 41: <i>Metodología para determinación del flujo de caja libre y el flujo de caja financiero del proyecto.....</i> | 187 |
| Tabla 42: <i>Ingresos y costos proyectados del proyecto CSF</i> | 189 |
| Tabla 42: <i>Ingresos y costos proyectados del proyecto CSF</i> | 191 |
| Tabla 45: <i>Flujo de Caja Libre (FCL) del proyecto CSF</i> | 193 |
| Tabla 46: <i>Flujo de Caja Financiero (FCF) del proyecto CSF.....</i> | 195 |
| Tabla 47: <i>Resultados obtenidos de la evaluación económico y financiera del proyecto CSF</i> | 198 |

LISTADO DE FIGURAS

| | |
|--|-----|
| Figura 1: Crecimiento de instalaciones solares en Estados Unidos | 26 |
| Figura 2: <i>Reducción del precio de instalaciones solares PV en USA</i> | 26 |
| Figura 3: <i>Participación de la energía renovable en la generación de energía eléctrica peruana</i> | 27 |
| Figura 4: <i>Esquema del efecto fotovoltaico en una celda solar</i> | 29 |
| Figura 5: <i>Esquema de formación de la energía solar fotovoltaica</i> | 30 |
| Figura 6: <i>Características de las centrales de generación de ENGIE</i> | 53 |
| Figura 6: <i>Propósito corporativo sostenible de ENGIE</i> | 54 |
| Figura 7: <i>Conformación del grupo económico de la empresa ENGIE</i> | 55 |
| Figura 8: <i>Organigrama de los funcionarios ejecutivos de ENGIE</i> | 56 |
| Figura 9: <i>Estructura accionaria de ENGIE</i> | 57 |
| Figura 10: <i>Mercados en los que participa ENGIE</i> | 58 |
| Figura 11: <i>Diagrama de análisis FODA para ENGIE</i> | 59 |
| Figura 12: <i>Diagrama de las cinco fuerzas de Porter para ENGIE</i> | 59 |
| Figura 13: <i>Diagrama de valor agregado de ENGIE</i> | 59 |
| Figura 14: <i>Matriz de materialidad de ENGIE</i> | 60 |
| Figura 15: <i>Matriz de objetivos y compromisos de ENGIE</i> | 61 |
| Figura 16: <i>Producción de energía eléctrica en el SEIN (GWh) – Principales generadores</i> | 62 |
| Figura 17: <i>Participación de las RER en la producción de energía nacional</i> | 63 |
| Figura 18: <i>Evolución de la producción nacional de energía Perú</i> | 64 |
| Figura 19: <i>Ubicación de los futuros proyectos de CSF en Perú</i> | 75 |
| Figura 20: <i>Imagen de la herramienta para búsqueda de predios de la SBN</i> | 86 |
| Figura 21: <i>Estructura organizacional en la fase constructiva del proyecto</i> | 98 |
| Figura 22: <i>Estructura organizacional en la fase operativa del proyecto</i> | 99 |
| Figura 23: <i>Reporte del recurso solar del Perú</i> | 101 |
| Figura 24: <i>Ubicación de las Centrales fotovoltaicas del Perú al año 2021</i> | 101 |
| Figura 25: <i>Tipos de centrales solares fotovoltaicas</i> | 109 |
| Figura 26: <i>Proceso industrial de generación de energía</i> | 115 |
| Figura 27: <i>Alternativa A, ubicación cerca de la subestación San José y terrenos de posibles futuros proyectos de centrales solares fotovoltaicas</i> | 118 |

| | |
|---|-----|
| Figura 28: <i>Alternativa B, ubicación cerca de la LT 1030 y futuro proyecto solar fotovoltaico Matarani</i> | 119 |
| Figura 29: <i>Alternativa C, ubicación cerca de la subestación Repartición</i> | 119 |
| Figura 30: <i>Límites y orientación del área del proyecto respecto al norte para la alternativa elegida</i> | 122 |
| Figura 31: <i>Información del sitio del proyecto para el área elegida obtenido mediante herramienta ESMAP</i> | 123 |
| Figura 32: <i>Comparativo tipos de paneles solares</i> | 126 |
| Figura 33: <i>Esquema de conexionado de los paneles solares fotovoltaicos</i> | 130 |
| Figura 34: <i>Esquema de conexionado de los paneles solares fotovoltaicos</i> | 133 |
| Figura 35: <i>Comparativo rendimiento de un sistema con y sin seguidor solar</i> | 133 |
| Figura 36: <i>Esquema de conexionado de los paneles solares fotovoltaicos</i> | 134 |
| Figura 37: <i>Inversor típico usado en la conversión de corriente DC en AC</i> | 136 |
| Figura 38: <i>Esquema eléctrico de un inversor DC/AC</i> | 136 |
| Figura 39: <i>Especificaciones Técnicas de un inversor DC/AC</i> | 138 |
| Figura 40: <i>Especificaciones Técnicas de un inversor DC/AC</i> | 139 |
| Figura 41: <i>Imagen comparativa transformador seco y en aceite</i> | 141 |
| Figura 42: <i>Imagen de un transformador de potencia de 50MVA en aceite como los usados en las Centrales Solares Fovoltaicas</i> | 142 |
| Figura 43: <i>Esquema típico de un sistema básico de patio de llaves para entrega de energía de una central Solar Fovoltaica al SEIN</i> | 144 |
| Figura 44: <i>Configuración seleccionada de la subestación del proyecto</i> | 144 |
| Figura 45: <i>Esquema eléctrico unifilar del proyecto integrado con el SEIN</i> | 145 |
| Figura 46: <i>Pantalla típica para monitoreo del proceso de una CSF</i> | 146 |
| Figura 47: <i>Esquema típico de comunicación industrial para la gestión de una central solar fotovoltaica</i> | 147 |
| Figura 49: <i>Disposición de planta de la CS Intipampa</i> | 149 |
| Figura 50: <i>Disposición de planta de la CS Rubí</i> | 149 |
| Figura 51: <i>Disposición de planta de las centrales solares Moquegua FV y Panamericana Solar</i> | 149 |
| Figura 53: <i>Disposición de los paneles solares de la CS Intipampa</i> | 151 |
| Figura 54: <i>Disposición de un inversor en una central solar fotovoltaica</i> | 151 |
| Figura 55: <i>Disposición del transformador principal de la CS Intipampa</i> | 151 |
| Figura 56: <i>Foto de elevación del patio de llaves de la CS Intipampa</i> | 152 |

| | |
|---|-----|
| Figura 56: Disposición de planta del patio de llaves del Proyecto | 153 |
| Figura 57: Disposición de monitores de una Sala de Control incluyendo al operador del proceso | 153 |
| Figura 56: Disposición de Sala de control y oficinas del Proyecto..... | 155 |
| Figura 58: Disposición general (layout) del proyecto de Central Solar Fotovoltaica | 157 |
| Figura 59: Evolución del costo de inversión en centrales solares fotovoltaicas a nivel internacional al año 2019 | 158 |
| Figura 60: Evolución del costo de inversión en centrales solares fotovoltaicas en Estados Unidos al año 2020..... | 159 |
| Figura 61: Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Chile al año 2022..... | 161 |
| Figura 62: Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Chile en función de la potencia al año 2022 | 161 |
| Figura 63: Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Perú al año 2022..... | 162 |
| Figura 64: Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Perú en función de la potencia al año 2022..... | 163 |
| Figura 65: Cuadro comparativo de los costos de inversión referenciales para las diferentes tecnologías en Chile al año 2020 | 163 |
| Figura 66: Evolución inversión según tipo de proyecto fotovoltaicos y sus diferentes partidas presupuestales para Estados Unidos al año 2018 | 165 |
| Figura 67: Comportamiento del costo de financiamiento en función a los diferentes ratios de endeudamiento para financiamiento de un proyecto | 168 |
| Figura 68: Determinación de ratio de endeudamiento óptimo en función a los diferentes ratios de endeudamiento para financiamiento del proyecto de CSF..... | 169 |
| Figura 72: Comportamiento de la potencia instantánea entregada con las centrales solares fotovoltaicas del Perú..... | 174 |
| Figura 73: Comportamiento del precio de venta de energía de las subastas RER del MINEM..... | 175 |
| Figura 74: Precio de la energía entre CE Punta Lomitas y la minera AAQ..... | 176 |
| Figura 75: Cuadro desglosado de estructuración de costos de una central solar fotovoltaica..... | 177 |
| Figura 76: Variación VANE según variación unitaria en las variables clave | 200 |
| Figura 77: Variación TIRE según variación unitaria en las variables clave | 200 |
| Figura 78: Variación VANF según variación unitaria en las variables clave | 201 |
| Figura 79: Variación TIRF según variación unitaria en las variables clave | 201 |

Figura 80: *Distribución para la variable Precio de venta energía*..... 203

Figura 81: *Distribución para la variable Factor de planta* 203

Figura 82: *Distribución para la variable Costo de inversión por unidad de potencia*
..... 204

Figura 83: *Resultado distribución de probabilidad VANE*..... 204

Figura 84: *Resultado distribución de probabilidad TIRE*..... 205

Figura 85: *Resultado distribución de probabilidad VANF* 205

Figura 86: *Resultado distribución de probabilidad TIRF*..... 206

RESUMEN EJECUTIVO

Entre los esfuerzos actuales que vienen haciendo los gobiernos y empresas líderes de los países desarrollados a nivel mundial con el objeto de revertir la tendencia acelerada de destrucción del mundo debido al calentamiento global, está la transición energética de las energías fósiles hacia las energías renovables o limpias, estas energías vienen de fuentes como el sol o el viento mediante la implementación de centrales de generación de tecnología de vanguardia.

Es por ello que el presente trabajo, sumado a la tendencia mundial de transición energética, propone, evalúa y desarrolla un proyecto de inversión de una central solar fotovoltaica a ser implementada en el Sur del Perú estudiándolo desde varios ámbitos, teniendo como objetivo principal el estudio de la viabilidad del proyecto y como objetivos específicos el estudio de los diferentes ámbitos del proyecto como son: mercadotécnico, empresarial, legal, organizacional, ambiental, técnico, económico y financiero.

Como resultado del estudio de mercado se obtiene un déficit de 2,736 MW al año 2030 en el mercado nacional, se obtienen las características legales de la empresa a ser constituida para administrar el proyecto, la empresa será del tipo sociedad anónima, así también, del estudio técnico del proyecto se determina que la capacidad de planta del proyecto será de 20 MW, la ubicación si bien se consideró inicialmente que sea en Moquegua, se demuestra que la ubicación será en La joya Arequipa y la distribución de planta será en un terreno de 300 m x 400 m.

Del estudio económico-financiero se determina que debido a los recursos propios limitados de 7 millones de dólares y estructura de endeudamiento del 50% que optimiza el WACC 4.45%, la capacidad de planta a financiar será de 10 MW, luego se determinan los estados financieros proyectados del proyecto, y en base a ellos se

construyen los flujos futuros con los cuales se estudia la rentabilidad mediante el TIR y VAN financieros, obteniéndose un TIR_F de 10.764% y un VAN_F de 10,997,886 dólares.

Finalmente, del estudio de sensibilidad del proyecto se determina que los factores que más afectan a la rentabilidad del mismo son las ventas de la empresa, la inversión requerida que depende de la capacidad de planta, y el factor de planta que depende de la disponibilidad de recurso solar en la zona del proyecto.

INTRODUCCIÓN

El tema de investigación titulado “Proyecto de inversión para la implementación de una central solar fotovoltaica para aumentar la generación de energía eléctrica renovable en el departamento de Moquegua para el año 2021”, se eligió dada la tendencia hacia la transición energética a energías renovables que se viene desarrollando en el mercado energético nacional, la motivación principal ha sido en poder aportar al gran esfuerzo que vienen haciendo todos los actores mundiales y nacionales para enfrentar el fenómeno del calentamiento global y sus consecuencias.

El problema principal que se busca resolver es la necesidad de cubrir la demanda energética de los medianos usuarios industriales en el Perú, que quieren hacer más sostenible sus procesos, mediante la propuesta, evaluación y desarrollo de un proyecto de una central solar fotovoltaica.

Cualquier administrador de empresas del rubro energético debe ser consciente de la tendencia mundial y capaz de integrar todos los aspectos que se requieren para el desarrollo de un proyecto de energías renovables, esto abarca el ámbito mercadotécnico, organizacional, legal, técnico, operativo, económico y financiero.

El objetivo principal del trabajo de investigación es determinar la viabilidad integral de una central solar de generación fotovoltaica ubicada en el Sur Peruano, lo cual se demuestra a lo largo del presente trabajo y culmina con la evaluación económica y financiera para medir la rentabilidad del proyecto, ya que si un proyecto no es capaz de generar los beneficios que requiere el accionista entonces se opta por no implementarlo.

Se empieza con la descripción del marco teórico donde se describen los conceptos fundamentales referidos a la energía solar, aspectos del estudio de mercado, modelo de negocio, también conceptos como empresa y el aspecto tributario de esta, se conceptúan también las herramientas de evaluación de proyectos tales como el TIR y el VAN, así también, todo lo relacionado a las variables de investigación tomando como referencia trabajos anteriores realizados.

Se continúa con la sección del marco referencial donde se pone en contexto al proyecto tanto sectorial como organizacional, este último considera el escenario que el proyecto se ejecutará para una organización existente más grande como es la empresa ENGIE Energía Perú S.A., en el marco sectorial se describe el mercado energético actual del Perú, así como, sus actores principales. Se incluye en este capítulo un análisis sobre la situación sectorial como organizacional mediante el estudio de las Fortalezas, Oportunidad, Debilidades y Amenazas (FODA).

En el capítulo de resultados, se desarrolla primero el estudio de mercado consistente en el estudio de la oferta, demanda y el precio de la energía del mercado peruano, demostrándose que el mercado actual y proyectado presentará un déficit de energía renovable, así también, se hace un estudio de los próximos proyectos de centrales solares fotovoltaicas en Perú, ya que representarán competencia para el desempeño del proyecto, se encuentra que la mayor parte de proyectos se ubican en Arequipa. Luego se determina mediante el modelo CANVAS todos los componentes que constituyen el modelo de negocios del proyecto.

En el subcapítulo de estudio legal de la empresa, se describe el marco legal de la actividad económica propuesta, así como, las características jurídicas de la empresa, seguidamente se describen los procesos legales principales tales como la adquisición del predio donde se ejecutará el proyecto, los permisos requeridos para iniciar con la construcción del proyecto tales como la licencia de construcción, entre otros. En esta parte se describe también, el régimen laboral de los trabajadores, el régimen tributario de la empresa, el tipo de empresa según su tamaño esperado por sus ventas.

En el capítulo siguiente referido al estudio medioambiental del proyecto, se describe el requerimiento de la autoridad ambiental para que el proyecto pueda conseguir el permiso ambiental, el cual es un requisito vital para continuar con las siguientes etapas de desarrollo del proyecto.

En el capítulo referido al estudio técnico se hace un estudio de la capacidad de planta y su ubicación óptima en la zona de La Joya en el Departamento de Arequipa. Luego se procede a determinar la extensión requerida para el proyecto, se hace una descripción y selección de los equipos principales, entre ellos los paneles solares y los inversores, teniendo identificados todos los equipos e instalación se desarrolla la distribución de planta (layout).

En el subcapítulo del estudio financiero del proyecto, se determina los recursos propios, la estructura de capital y el endeudamiento, los costos y gastos fijos y variables, con ellos se elaboran los estados financieros proyectados, se determinan los flujos financieros del proyecto a partir de los cuales se calculan el TIR y VAN del proyecto para determinar la rentabilidad.

Finalmente, se realiza un estudio de sensibilidad para determinar cuáles son los factores que afectan más a la rentabilidad del proyecto, así como, la distribución de la rentabilidad esperada del proyecto.

CAPÍTULO I ANTECEDENTES DE ESTUDIO

1.1. TITULO DEL TEMA

Proyecto de inversión para la implementación de una central solar fotovoltaica para aumentar la generación de energía eléctrica renovable en el departamento de Moquegua para el año 2021.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A nivel mundial el uso generalizado de combustibles fósiles para generación de energía está ocasionando estragos al medio ambiente como el calentamiento global lo cual está afectando de forma negativa el ecosistema mundial, y de no hacer un cambio desde ahora los daños serían irremediables. Por tal motivo, la tendencia mundial es hacia la transformación energética renovable mediante el uso de recursos renovables como son la energía solar y eólica para la generación de energía.

En el Perú actualmente la mitad de energía generada es mediante combustibles fósiles principalmente el gas natural y una muy pequeña parte alrededor del 4% es mediante energías renovables. En el sur del Perú se produce muy poca energía eléctrica, sin embargo, se cuenta con bastante recurso renovable solar principalmente en el Departamento de Moquegua, Arequipa y Tacna. La mayor parte de energía se produce principalmente en el área Centro en base al gas natural.

En la parte Sur se tienen grandes consumidores de energía como compañías mineras e industriales responsables cuya tendencia es hacia la transformación energética renovable.

1.3. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Luis Alfredo Figueroa Ortiz, Emel Velásquez Matienzo y Carlos Valladares Morales (2018) en su trabajo de investigación titulado: Estudio De Factibilidad De Planta Solar Fotovoltaica En La Zona Sur Del Perú.

Tuvieron como objetivo general: Elaborar un estudio de Factibilidad para una planta de generación eléctrica con tecnología fotovoltaica, para proveer al estado (SEIN) energía eléctrica renovable como parte de la política de estado de brindar preferencia y promoción a la generación de energía con recursos renovables. Para ello estudiaron el sector mediante las fuerzas de Porter, y un análisis del macroentorno mediante metodología PESTEL, realizaron un estudio de mercado mediante un estudio de la oferta y demanda, realizaron la ingeniería del proyecto mediante la localización, dimensionamiento y distribución de equipos principales de la central solar fotovoltaica, desarrollaron también el estudio legal del proyecto y organizacional del proyecto, la planificación financiera y la evaluación del proyecto mediante las herramientas del TIR y VAN arrojando que en termino económicos el TIR=20.69%, mostrando un rendimiento de superior al 14%, comparado con el WACC de 6.54%.

Percy Antonio Aquima Carcausto (2019) en su tesis titulada: Proyecto De Almacenamiento De Energía Solar Fotovoltaica Por Hidrobombeo En La Localidad De La Estrella - Región Arequipa. Tuvo como objetivo general: Usar la energía solar fotovoltaica para bombear agua y almacenarla y así satisfacer la necesidad de agua de una población con fines agroindustriales. Se hace una descripción detallada de la ingeniería y

tecnología de equipamiento solar fotovoltaico, así también, se hace se ha el análisis económico. Las conclusiones arrojaron que se demuestra la factibilidad técnica como económica para abastecer de agua a una asociación de 86 lotes usando la energía solar fotovoltaica y un sistema de bombeo, y que el costo del proyecto es conveniente para su pronta aplicación y se demuestra que el retorno de la inversión se logrará en menos de 6 meses.

Rojas Bismarck Jean Pool Genaro (2018) en su tesis titulada: Diseño De Una Central Solar Fotovoltaica De 30MW, Para Su Análisis Técnico, Operativo Y Económico En El SEIN; Ubicada En Tacna – 2017. Tuvo como objetivo general: Analizar Técnica, Operativa y Económicamente el Diseño de una Central Fotovoltaica de 30MW, ubicada en Tacna. Se realizó un estudio de la ubicación, dimensionamiento y disposición de equipos de la central solar mediante el software PvSyst y pvPlanner, las conclusiones arrojaron que se realizó la estimación económica del Costo de la Inversión inicial de la Central Fotovoltaica Tacna; además se realizó el flujo de Caja del Proyecto para un tiempo de operación de 20 años, obteniendo para un precio de venta de energía de 63,66US\$/MWh, un VAN de \$2 286 822,26, una relación de Beneficio/Costo de 1.1; y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 13,1%.

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN (GENERAL Y ESPECÍFICO)

OBJETIVO GENERAL:

Elaborar un proyecto de inversión para evaluar la viabilidad de la implementación de una central solar fotovoltaica para aumentar producción de energía eléctrica en el departamento de Moquegua para el año 2021.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Elaborar el estudio de mercado
- Proponer del modelo de negocio
- Evaluación técnica del proyecto
- Elaboración del análisis FODA
- Determinar la propuesta organizacional
- Determinar la propuesta legal
- Determinación de la inversión y las estrategias de financiamiento
- Proponer la proyección de los ingresos
- Proponer la proyección de los costos de operación y mantenimiento
- Proponer la proyección de los gastos administrativos
- Realizar la evaluación económica y financiera
- Elaboración del análisis de sensibilidad

1.5. METODOLOGÍA

Se considerarán los siguientes procedimientos metodológicos y estadísticos que se usarán para el cumplimiento de los objetivos y la verificación de las hipótesis cuando corresponda.

La elaboración del estudio de mercado se realizará principalmente mediante fuentes secundarias como entrevistas a líderes empresariales del sector realizadas por medio periodísticos, información oficial de organismo gubernamental y reguladores como son OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas. La oferta, demanda y precio de la energía en el mercado nacional se obtendrá a partir de datos estadísticos del Comité Operador del Sistema Económico (COES). Se aspira a poder realizar una o dos entrevistas a profesionales en el sector energético para saber su

opinión sobre el crecimiento del sector de centrales fotovoltaicas para generación de energía.

Para proponer el modelo de negocio se usará la metodología del modelo CANVAS. El modelo CANVAS es una herramienta creada por Alex Osterwalder y se divide en nueve módulos y cada uno de ellos son las piezas que necesita una empresa para establecer su estrategia de negocios.

Para evaluar técnicamente el proyecto, así como, su ubicación más óptima se realizará a partir de información secundaria del Atlas Solar Mundial elaborado por el Banco Mundial e información oficial del SENAMHI, así también, se listarán los criterios a tenerse en cuenta para la ubicación de la central fotovoltaica. Se revisará la literatura disponible en relación a equipamiento y tecnología, se propondrá un flujograma de proceso y una distribución de planta.

Para la elaboración del análisis de Fortalezas-Oportunidades-Debilidades-Amenazas (FODA) se realizará mediante la metodología de la matriz FODA considerando la ubicación más óptima, así como, la tendencia y coyuntura energética actual, y será la base para la propuesta de un planeamiento estratégico. No apoyaremos en las centrales solares fotovoltaicas existentes dentro del área de influencia que ya están en fase operativa.

Para la determinación de la propuesta organizacional de la empresa se propondrá un esquema de organización del proyecto tanto durante la fase de construcción como la fase operativa del mismo en la cual se establecerá el personal y sus competencias requeridas. Se propondrá un organigrama funcional para la organización del proyecto.

La determinación de la propuesta legal implica revisar según la normativa peruana la constitución legal más adecuada de la persona jurídica que representará

al proyecto considerando los ingresos, utilidades, naturaleza del negocio, impuestos, cantidad de trabajadores, y otras variables relacionadas.

La determinación de la inversión requerida por el proyecto se realizará teniendo como base la inversión requerida por centrales solares fotovoltaicas existentes en fase operativa dentro del mercado peruano, y se comparará con proyectos de inversión similares en países de la región como Chile, Colombia, Ecuador, etc. Para proponer la estrategia de financiamiento se revisará la bibliografía disponible referente a Project Finance, se consultará con la Bolsa de Valores de Lima (BVL) los requerimientos para que el proyecto de inversión pueda conseguir financiamiento mediante emisión primaria de renta fija (bonos) y renta variable (acciones), en base a la literatura disponible se propondrá la estructura de capital óptima para el proyecto entre capital propio y deuda.

La proyección de ingreso, costos de operación y mantenimiento, y gastos administrativos se obtendrá a partir de información oficial de fuentes primarias como son reportes y memorias anuales de centrales solares existentes, así como, entrevistas a líderes empresariales del sector elaborados por medio periodísticos. Se aspira a poder realizar una o dos entrevistas a profesionales en el sector energético para conocer los costos y gastos típicos usuales.

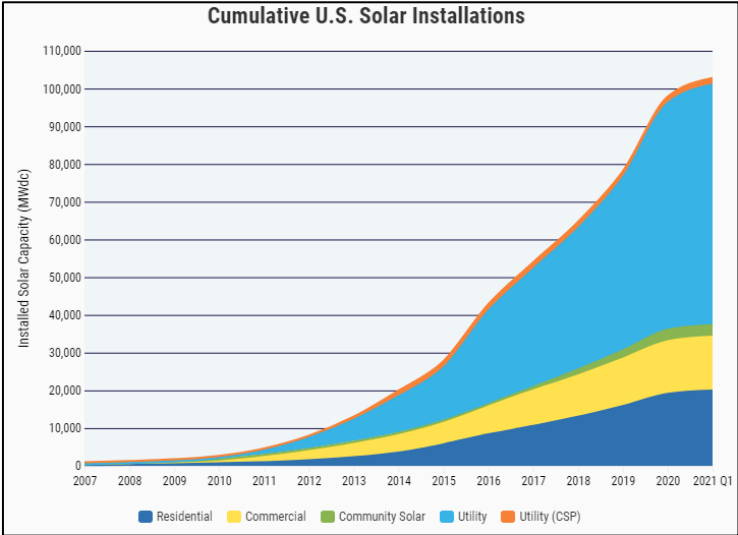
Para realizar la evaluación económica y financiera del proyecto se realizará mediante la elaboración de un flujo económico para determinar el TIR y VAN del proyecto de inversión propuesto. Así mismo, una vez elaborado el modelo de evaluación económica y financiera del proyecto se realizará un análisis de sensibilidad para ver cómo se afecta la rentabilidad del proyecto ante una variación de algunas variables económicas, financiera, comerciales u operativas clave. Por ejemplo,

variación en el tipo de cambio, variación en la tasa de interés, variación de las ventas esperadas, aumentos de los costos de operación y mantenimiento, etc.

1.6. JUSTIFICACIÓN:

La tendencia mundial actualmente es hacia las energías renovables y limpias. Solo en Estados Unidos en la última década se ha tenido un crecimiento medio anual de 42% según el SEIA como se aprecia en la imagen siguiente.

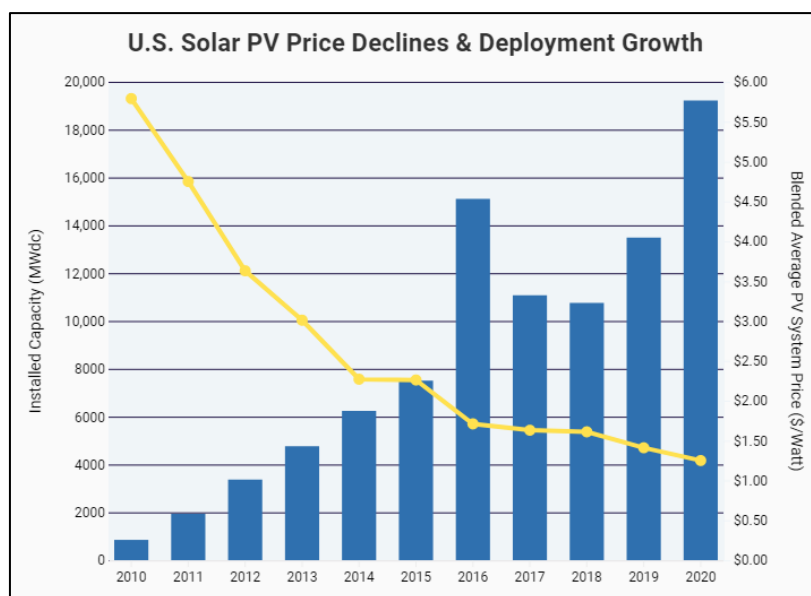
Figura 1: Crecimiento de instalaciones solares en Estados Unidos



Nota: La imagen se ha obtenido de Solar Energy Industries Association (SEIA)

Así mismo, el costo de instalación de esta tecnología solar se ha reducido un 70% en Estados Unidos en la última década según el SEIA como se aprecia en la Figura 2, incentivando a que esta tecnología se expanda a nuevos mercados dentro del mercado americano.

Figura 2: Reducción del precio de instalaciones solares PV en USA

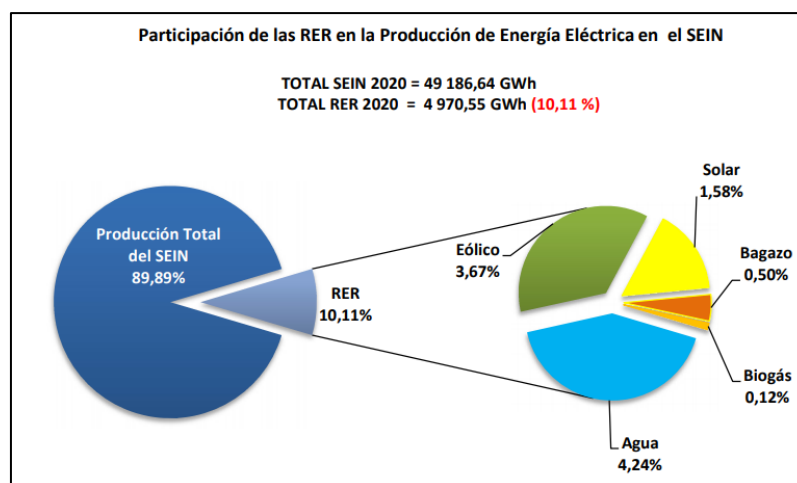


Nota: La imagen se ha obtenido de Solar Energy Industries Association (SEIA)

Por otra parte, los grandes consumidores de energía como son las empresas industriales y mineras responsables alrededor del mundo están migrando hacia las energías limpias con el objetivo de combatir el cambio climático producto del calentamiento global por el uso de combustible fósiles. Por ejemplo, recientemente la minera Angloamerican que está construyendo el proyecto minero Quellaveco en Moquegua declaró a la prensa que firmó un contrato con la empresa de energía Engie Energía Perú para que le suministre energía renovable para abastecer el 100% de la demanda de su proceso productivo.

En el Perú se tiene muy poca inversión en centrales de generación renovables como es la energía solar. Solo en la región Moquegua se cuenta con cuatro centrales solares fotovoltaicas que suman una potencia instalada total de 221 MW de los 285 MW solares instalados en el Perú, y la energía eléctrica solar generada en el Perú solo representa el 1.58% de la energía total generada según estadísticas del reporte anual 2020 del COES-SINAC mostrada en la Figura 3.

Figura 3: *Participación de la energía renovable en la generación de energía eléctrica peruana*



Nota: La imagen se ha obtenido del Comité de Operación Económica del Sistema (COES-SINAC)

El sur peruano en particular a provincia de Moquegua cuenta con bastante recurso solar, según Atlas Solar del SENAMHI la irradiación solar en la región Moquegua para los meses de verano alcanza hasta 7.5 kWh/m².

1.7. ALCANCES Y LIMITACIONES

El proyecto de inversión está orientado a la evaluación del proyecto de inversión para la implementación de la central solar fotovoltaica dentro del departamento de Moquegua. Así mismo, el proyecto de inversión por su naturaleza pertenece al sector energético nacional, por lo que está regulado por las leyes y normas peruanas.

El proyecto de inversión tiene un alcance integral a toda la organización puesto que el supuesto inicial es que el negocio iniciará desde cero, aquella información cuantitativa o cualitativa que se requiera durante la evaluación será conseguida de fuente autorizadas, en caso no se pueda conseguir la información directamente de las fuentes autorizadas primarias o secundarias será supuesta indicando los criterios correspondientes considerados.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

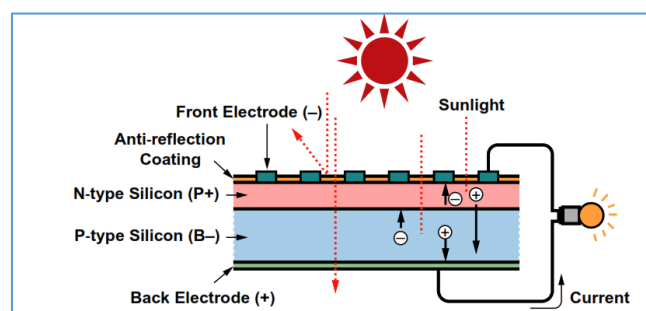
2.1. CONCEPTUALIZACIÓN DE VARIABLES Y TÓPICOS CLAVE

2.1.1. Efecto Fotovoltaico

La energía eléctrica de corriente continua (CC), indicada en vatios (W) o kilovatios (kW), se genera a partir de materiales semiconductores a medida que reciben fotones en un proceso de iluminación. Funcionalmente, los elementos fotovoltaicos individuales conocidos principalmente como células solares incluyen una unión p-n en un material semiconductor donde se ha producido la absorción de luz. Las células solares nunca necesitan recargarse para producir electricidad nuevamente, como lo que sucede en una batería. Por lo tanto, la generación de energía eléctrica continúa mientras la luz se ilumine sobre una celda solar. Una vez que se interrumpe la iluminación, también se detiene la generación de electricidad.

Una celda solar es tan simple como un diodo semiconductor en el que el diseño y la fabricación cuidadosos han hecho posible obtener y utilizar la energía fotónica transmitida por la luz radiante del sol para generar energía eléctrica de manera eficiente.

Figura 4: Esquema del efecto fotovoltaico en una celda solar



Notas: Imagen obtenido de (Gorjian & Shukla, 2020)

2.1.2. Energía solar fotovoltaica

De acuerdo a (Aquima Carcausto, 2019), indica que es una fuente de energía que produce electricidad de origen renovable, obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina. Por su parte (Ortiz Figueroa, Velasquez Matienzo, & Valladares Morales, 2018), señala que la energía solar es la energía eléctrica obtenida de la transformación de la energía solar mediante las células solares, que forman parte esencial de los sistemas fotovoltaicos que posibilitan el uso de esta energía eléctrica en distintas aplicaciones.

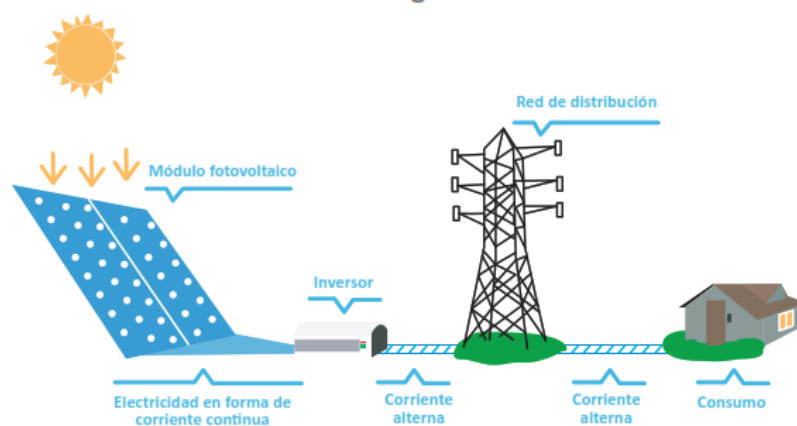
2.1.3. Central solar fotovoltaica

De acuerdo a (Rojas Bismark, 2018), señala que una central solar fotovoltaica es un conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía. Es una instalación industrial diseñada y construida para generar energía eléctrica, esto se realiza mediante tecnología de paneles solares fotovoltaicos que capturan la energía solar incidente y la transforman en energía eléctrica la cual es acondicionada de acuerdo al requerimiento del usuario final o sistema nacional.

Una central solar de generación de energía tiene asociada una potencia eléctrica instalada, la cual es la capacidad industrial de la central solar fotovoltaica para generar energía eléctrica en una unidad de tiempo. Se mide en unidades de MW.

Figura 5: *Esquema de formación de la energía solar fotovoltaica*

Ilustración 1-1
Formación de la energía solar fotovoltaica



Fuente y elaboración: Proyecto Tecnología: Energía Fotovoltaica³.

Notas: Obtenido de (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2019)

2.1.4. Evaluación del Proyecto de inversión,

Según (Sapag Chain, 2011), la evaluación de proyectos, en este contexto, se debe entender como un modelo que facilita la comprensión del comportamiento simplificado de la realidad, por lo que los resultados obtenidos, aunque son útiles en el proceso decisonal, no son exactos. En cualquier tipo de empresa, la gestión financiera de los directivos se caracteriza por la búsqueda permanente de mecanismos que posibiliten la creación y el mantenimiento de valor, mediante la asignación y el uso eficiente de los recursos.

Es el proceso por el cual se evaluarán todos los ámbitos de un proyecto partiendo desde el estudio de mercado hasta su evaluación técnica económica con el objetivo de determinar si un proyecto de implementación de una central solar fotovoltaica es viable.

2.1.5. Central solar fotovoltaica

Es una instalación industrial diseñada y construida para generar energía eléctrica, esto se realiza mediante tecnología de paneles solares fotovoltaicos que

capturan la energía solar incidente y la transforman en energía eléctrica la cual es acondicionada de acuerdo al requerimiento del usuario final o sistema nacional.

2.1.6. Estudio de mercado

Según (Kotler & Keller, 2006) Las empresas exitosas reconocen y responden de manera rentable a las necesidades y tendencias no satisfechas, así también, se tiene que distinguir entre las novedades, tendencias y megatendencias. Una nueva oportunidad de mercado no garantiza el éxito, incluso si el producto es técnicamente factible. El estudio de mercado es necesario para determinar el potencial de rentabilidad de esta oportunidad.

De acuerdo (McNeil, 2005) La investigación de mercado de empresa a empresa se refiere a la investigación que se lleva a cabo completamente dentro del mundo empresarial: una empresa, el cliente, desea investigar a sus clientes comerciales o, con menor frecuencia, a sus proveedores u otras partes involucradas en el funcionamiento de (o que contribuyan a) su negocio. Sólo los que están en el negocio están involucrados. La investigación B2B incluye toda investigación en la que el producto o servicio se utiliza en un entorno empresarial.

2.1.7. Modelo de negocio

De acuerdo (Osterwalder & Pigneur, 2010) un modelo de negocio describe la lógica de cómo una organización crea, entrega y captura valor. Se necesita un concepto de modelo de negocio que todos entiendan: uno que facilite la descripción y la discusión. Se tiene que empezar desde el mismo punto y hablar de lo mismo. El desafío es que el concepto debe ser simple, relevante e intuitivamente comprensible, sin simplificar demasiado las complejidades de cómo funcionan las empresas.

El modelo de negocios es como un modelo para una estrategia que se implementará a través de estructuras, procesos y sistemas organizacionales.

Segmentos de clientes, Una organización atiende a uno o varios Segmentos de Clientes.

Propuestas de valor, Busca resolver los problemas de los clientes y satisfacer sus necesidades con propuestas de valor.

Canales, Las propuestas de valor se entregan a los clientes a través de los canales de comunicación, distribución y ventas.

Relaciones del cliente, Las relaciones con los clientes se establecen y mantienen con cada Segmento de clientes.

Flujos de ingresos, Los flujos de ingresos son el resultado de propuestas de valor que se ofrecen con éxito a los clientes.

Recursos clave, Los recursos clave son los activos necesarios para ofrecer y entregar los elementos descritos anteriormente...

Actividades clave, . . . mediante la realización de una serie de actividades clave.

Asociaciones clave, Algunas actividades se subcontratan y algunos recursos se adquieren fuera de la empresa.

Estructura de costo, Los elementos del modelo de negocio dan como resultado la estructura de costos.

2.1.8. Modelo de las cinco fuerzas de Porter

Según (Hill & Jones, 2010), Una vez que se han identificado los límites de una industria, la tarea que enfrentan los gerentes es analizar las fuerzas competitivas en el entorno de la industria para identificar oportunidades y amenazas. El conocido marco de Michael E. Porter, conocido como el modelo de las cinco fuerzas, ayuda a

los gerentes con este análisis. Su modelo, se centra en cinco fuerzas que dan forma a la competencia dentro de una industria:

(1) el riesgo de entrada de competidores potenciales; (2) la intensidad de la rivalidad entre empresas establecidas dentro de una industria; (3) el poder de negociación de los compradores; (4) el poder de negociación de los proveedores; y (5) la cercanía de los sustitutos a los productos de una industria.

2.1.9. Análisis FODA

El siguiente componente del pensamiento estratégico requiere la generación de una serie de alternativas estratégicas, o elecciones de estrategias futuras a seguir, dadas las fortalezas y debilidades internas de la empresa y sus oportunidades y amenazas externas. La comparación de fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas normalmente se conoce como análisis FODA.

El propósito central es identificar las estrategias a explotar oportunidades externas, contrarrestar amenazas, desarrollar y proteger las fortalezas de la empresa y erradicar las debilidades.

2.1.10. Persona Jurídica

Una persona jurídica, también denominada persona moral o ficticia, es una organización creada para realizar una actividad y conseguir ciertos objetivos. De acuerdo al Código Civil (art 77): La existencia de la persona jurídica de derecho privado comienza el día de su inscripción en el registro respectivo, salvo disposición distinta de la ley. La eficacia de los actos celebrados en nombre de la persona jurídica antes de su inscripción queda subordinada a este requisito y a su ratificación dentro de los tres meses siguientes de haber sido inscrita. Existen varios tipos de personas jurídicas, entre las más importantes están las sociedades anónimas cerradas,

sociedad anónima abiertas, sociedades anónimas, sociedades de responsabilidad limitada y la empresa individual de responsabilidad limitada.

2.1.10.1. Sociedades anónimas (SA)

Se necesita adquirir libro matrícula de acciones, legalizarlo en la notaría, y registrar el nombre de los socios. Las transferencias de titularidad de acciones en una sociedad anónima son actos que no son inscribibles en registros públicos. Para comprar y vender acciones se necesitan celebrar contratos de transferencias de acciones y registrar en el libro de matrículas de acciones. Se constituye como mínimo con dos personas hasta 749 socios. El capital social se divide en acciones. Los órganos administrativos son Junta General de Accionistas, Directorio obligatorio (mínimo 3 miembros), Gerencia. La base legal es Ley General de Sociedades Ley N° 26887.

2.1.10.2. Sociedades anónimas cerradas (SAC)

Se necesita adquirir libro matrícula de acciones, legalizarlo en la notaría, y registrar el nombre de los socios. Las transferencias de titularidad de acciones en una sociedad anónima son actos que no son inscribibles en registros públicos. Para comprar y vender acciones se necesitan celebrar contratos de transferencias de acciones y registrar en el libro de matrículas de acciones.

2.1.10.3. Sociedades anónimas abiertas (SAA)

Se constituye cuando se ha hecho oferta pública primaria de acciones o de obligaciones convertibles en acciones, cuando la sociedad tiene más de 750 socios, cuando más del 30% del capital pertenece a 175 o más accionistas, cuando se constituye como tal, cuando todos los accionistas por unanimidad aprueban la adaptación a este régimen (art 249 LGS). Debe registrar sus acciones en el Mercado

de Valores. Se constituye cuando la sociedad tiene más de 750 socios. Los órganos administrativos son Junta General de Accionistas y Directorio obligatorio (mínimo 3 miembros). Su base legal es la Ley General de Sociedades Ley N° 26887.

2.1.11. Tributos

Es una prestación de dinero que el Estado exige en el ejercicio de su poder de imperio sobre la base de la capacidad contributiva en virtud de una ley, y para cubrir los gastos que le demande el cumplimiento de sus fines (1).

El Código Tributario establece que el término TRIBUTO comprende impuestos, contribuciones y tasas (2)

Impuesto: Es el tributo cuyo pago no origina por parte del Estado una contraprestación directa en favor del contribuyente. Tal es el caso del Impuesto a la Renta.

Contribución: Es el tributo que tiene como hecho generador los beneficios derivados de la realización de obras públicas o de actividades estatales, como lo es el caso de la Contribución al SENCICO.

Tasa: Es el tributo que se paga como consecuencia de la prestación efectiva de un servicio público, individualizado en el contribuyente, por parte del Estado. Por ejemplo, los derechos arancelarios de los Registros Públicos.

La ley establece la vigencia de los tributos cuya administración corresponde al Gobierno Central, los Gobiernos Locales y algunas entidades que los administran para fines específicos.

Con el fin de lograr un sistema tributario eficiente, permanente y simple se dictó la Ley Marco del Sistema Tributario Nacional (Decreto Legislativo N° 771), vigente a partir del 1 de enero de 1994.

La ley señala los tributos vigentes e indica quiénes son los acreedores tributarios: el Gobierno Central, los Gobiernos Locales y algunas entidades con fines específicos.

2.1.11.1. Impuesto a la renta de tercera categoría

Según la escuela de negocios ESAN, el Impuesto a la Renta de Tercera Categoría es un tributo aplicado cada año. Está enfocado en gravar la renta que se obtiene de las actividades empresariales, las cuales pueden realizar tanto personas jurídicas como naturales. De acuerdo con la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT), dichas rentas en su mayoría se producen por la participación conjunta tanto del trabajo como la inversión de capital.

Según esta institución, citando el artículo 55 de la Ley del Impuesto a la Renta, los contribuyentes que perciban rentas de tercera categoría están gravados en tres tipos de tasas. Hasta el 2014, la tasa aplicable era de 30 %; hasta el 2015-2016, era de 28 %, y del 2017 en adelante, la cifra es de 29,5 %. Por otro lado, el artículo 28 considera Rentas de Tercera Categoría a las siguientes 10 opciones:

2.1.11.2. Impuesto general a la venta

Es el impuesto que se aplica en las operaciones de venta e importación de bienes, así como en la prestación de distintos servicios comerciales, en los contratos de construcción o en la primera venta de inmuebles.

Es un impuesto que pagan todos los ciudadanos al realizar una adquisición, es decir se cobra en la compra final del bien o servicio. La tasa es del 18%, se aplica el 16% al IGV y un 2% al Impuesto de Promoción Municipal.

El IGV a pagar se determina restando el IGV de las ventas menos el IGV de las compras.

2.1.12. Valor Actual Neto (VAN)

Refiriéndose a lo que indica (Sapag Chain, 2011), el VAN mide el excedente resultante después de obtener la rentabilidad deseada o exigida y después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer periodo de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento 0. Si el resultado es mayor que 0, mostrará cuánto se gana con el proyecto, después de recuperar la inversión, por sobre la tasa de retorno que se exigía al proyecto; si el resultado es igual a 0, indica que el proyecto reporta exactamente la tasa que se quería obtener después de recuperar el capital invertido; y si el resultado es negativo, muestra

el monto que falta para ganar la tasa que se deseaba obtener después de recuperada la inversión. Cuando el VAN es negativo, el proyecto puede tener una alta rentabilidad, pero será inferior a la exigida.

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

2.1.13. Tasa Interna de Retorno (TIR)

De acuerdo a (Sapag Chain, 2011), un segundo criterio de evaluación lo constituye la tasa interna de retorno (TIR), que mide la rentabilidad como porcentaje. Gráficamente, la TIR muestra la tasa donde el VAN se hace 0.

La TIR tiene cada vez menos aceptación como criterio de evaluación, por cuatro razones principales:

- Entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que la obtenida con el VAN.
- No sirve para comparar proyectos, por cuanto una TIR mayor no es mejor que una menor, ya que la conveniencia se mide en función de la cuantía de la inversión realizada.
- Cuando hay cambios de signos en el flujo de caja, por ejemplo, por una alta inversión durante la operación, pueden encontrarse tantas TIR como cambios de signo se observen en el flujo de caja.
- No sirve en los proyectos de desinversión, ya que la TIR muestra la tasa que hace equivalentes los flujos actualizados negativos con los positivos, sin discriminar cuál es el costo y cuál es de beneficio para el inversionista, por lo que siempre es positiva.

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

2.1.14. Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

Según lo establece (Sapag Chain, 2011), el periodo de recuperación de la inversión (PRI) es el tercer criterio más usado para evaluar un proyecto y tiene por objeto medir en cuánto tiempo se recupera la inversión, incluyendo el costo de capital involucrado. La importancia de este indicador es que complementa la información, muchas veces oculta por el supuesto de que, si el flujo no alcanza, “se adeuda” tanto del VAN como de la TIR.

$$PRI = A + \frac{(B - C)}{D}$$

Donde:

A: Año inmediato anterior en el que se recupera la inversión, años

B: Inversión inicial, Soles o dólares

C: Flujo de Efec. Acum. del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión

D: Flujo de efectivo del año en el que se recupera la inversión

2.1.15. Análisis de Sensibilidad

Según lo indica (Sapag Chain, 2011), los métodos que incorporan el riesgo no son malos, sino insuficientes para agregarlos por sí solos a una evaluación. Por ello, surgen los modelos de sensibilización como una alternativa interesante de considerar para agregar información que posibilite decidir más adecuadamente respecto de una inversión.

Dos son los principales métodos de sensibilidad que, si bien en ciertos casos reemplazarán a los de riesgo, se proponen como un complemento de aquellos, siempre con la finalidad de mejorar la información que se le proporcionará al inversionista para ayudarlo en su toma de decisión. Ambos métodos muestran el grado de variabilidad que pueden exhibir o, dependiendo del modelo utilizado, resistir la proyección del flujo de caja. Esto permite identificar cuáles son las variables más críticas y los puntos más débiles sobre los que se debe concentrar la búsqueda de más información para determinar las posibilidades de que se alcancen esos puntos críticos.

El método más tradicional y común se conoce como modelo de la sensibilización de Hertz, o análisis multidimensional, el cual analiza qué pasa con el VAN cuando se modifica el valor de una o más variables que se consideran susceptibles de cambiar durante el periodo de evaluación. El

procedimiento propone que se confeccionen tantos flujos de caja como posibles combinaciones se identifiquen entre las variables que componen el flujo de caja.

2.2. IMPORTANCIA DE LA(S) VARIABLE(S) O TÓPICO(S) CLAVE

2.2.1. Desde el punto de ambiental

La importancia de la energía solar fotovoltaica se centra en la tendencia mundial de migración hacia las energías renovables como medio para combatir el calentamiento global consecuencia de la emisión de gases de efecto invernadero consecuencia de la generación convencional de energía en base a hidrocarburos tales como el carbón y petróleo.

2.2.2. Desde el punto de vista económico

La tendencia internacional hacia las energías renovables, ha promovido que los inversores institucionales y empresas importantes inviertan grandes sumas de capital en la investigación y desarrollo de tecnologías de energía renovables tales como paneles solares fotovoltaicos, esto ha hecho que en el tiempo el rendimiento de paneles aumente y el costo de los mismos disminuya haciéndolos competitivos con otras tecnologías como la generación de energía convencional. Por ejemplo, el caso de Chile donde actualmente cerca del 30% de su generación de energía es renovable, un ejemplo para la región, esto ha sido impulsado en gran parte dado que Chile no cuenta con suficientes recursos hidráulicos o hidrocarbúricos para cubrir su demanda.

2.2.3. Desde el punto de vista estratégico

Perú es un país cuyo matriz energética es principalmente hidrotérmica, y la participación de la energía renovables son incipientes, alrededor del 5% de la generación de energía nacional, entonces las energías renovables y en particular la energía solar fotovoltaica representa una gran oportunidad para diversificar la matriz energética nacional. De esa manera gran parte del gas natural usado para generar energía eléctrica se le podría dar otro uso más industrializado y con mayor valor agregado tal como la producción de fertilizantes, productos químicos, entre otros.

2.3. ANÁLISIS COMPARATIVO

Dado que el presente trabajo se trata de realizar la evaluación para la implementación de una central solar fotovoltaica en el sur peruano, en el siguiente cuadro se realiza una comparación con relación a los modelos de los antecedentes de estudio.

Tabla 1: Cuadro comparativo con relación otros trabajos de investigación tomados como modelo de estudio

| | | | |
|--------------------------------|--|---|---|
| Autor | (Ortiz Figueroa, Velasquez Matienzo, & Valladares Morales, 2018) | (Aquima Carcausto, 2019) | (Rojas Bismark, 2018) |
| Trabajo de investigación | Estudio de factibilidad de planta solar fotovoltaica en la Zona sur del Perú | Proyecto de almacenamiento de energía solar fotovoltaica por hidrobombeo en la localidad de La estrella - región Arequipa | Diseño de una central solar fotovoltaica de 30MW, para su análisis técnico, operativo y económico en el SEIN; ubicada en Tacna - 2017 |
| Estudio Técnico | Ubicación, dimensionamiento, distribución de planta | Ubicación, dimensionamiento, distribución de planta | Ubicación, dimensionamiento, distribución de planta |
| Estudio de Mercado | Estudio oferta y demanda | | |
| Estudio Legal y organizacional | Aspecto legal, diseño de la estructura organizacional | | |
| Estudio Económico | TIR y VAN | Razón beneficio/costo | TIR y VAN, Razón beneficio/costo |

Notas: Elaboración propia

2.4. ANÁLISIS CRÍTICO

Dado que el presente trabajo se trata de realizar la evaluación para la implementación de una central solar fotovoltaica en el sur peruano, se trabajará teniendo como referencia el modelo desarrollado por Luis Alfredo Figueroa Ortiz (2018) puesto que evaluación abarca el estudio técnico, de mercado, legal y económico-financiero.

Tabla 2: *Cuadro de análisis crítico con el modelo elegido para desarrollar el presente trabajo de investigación*

| | |
|--------------------------------|--|
| Autor | (Ortiz Figueroa, Velasquez Matienzo, & Valladares Morales, 2018) |
| Trabajo de investigación | Estudio de factibilidad de planta solar fotovoltaica en la Zona sur del Perú |
| Estudio Técnico | Ubicación, dimensionamiento, distribución de planta |
| Estudio de Mercado | Estudio oferta y demanda |
| Estudio Legal y organizacional | Aspecto legal, diseño de la estructura organizacional |
| Estudio Económico | TIR y VAN |

Notas: Elaboración propia

CAPÍTULO III MARCO REFERENCIAL

3.1. MARCO REFERENCIAL SECTORIAL

3.1.1. RESEÑA HISTÓRICA LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El sector energético en general del Perú engloba a la energía convencional la cual es principalmente hidráulica y térmica, es reciente la incursión de la energía mediante recursos energéticos renovables tales como la eólica y solar. En el 2008 se promulgó el DL 1002 que empezó la promoción de la inversión en energías renovables, este decreto declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante RER y establece que cada cinco años el Ministerio de Energía y Minas (MEM) debe definir el porcentaje objetivo en que debe participar la electricidad generada a partir de RER (en el consumo nacional de electricidad), sin considerar a las centrales hidroeléctricas.

Las subastas RER fueron los mecanismos impulsados por el Ministerio de Energía y Minas, y el ente fiscalizador OSINERGMIN para promover la inversión en energías RER, en total fueron cuatro subastas, de la primera subasta se adjudicaron 76 MW de energía solar fotovoltaica a cuatro proyectos, de la cuarta y última subasta a la fecha se adjudicó 185 MW de energía solar a dos centrales solares: Intipampa y Rubí. En total se han adjudicado 281 MW de energía solar los cuales al momento se encuentran operación comercial.

Si bien al momento no ha habido nuevas subastas de energía, el costo de inversión en la tecnología se ha reducido tanto que en el caso peruano ya es competitivo con los costos de centrales de generación térmica en base a gas natural, por lo cual la tendencia es la construcción de plantas solar mediante contratos de venta de energía a clientes libres.

En el ámbito histórico mundial la tecnología del panel solar fotovoltaico, el cual es el componente principal de las centrales solares, no es reciente. Se le atribuye al inventor americano Charles Fritz quien en el año 1883 creó la primera celda solar de selenio funcional. En 1954, en los laboratorios Bell se creó celdas solares más prácticas en base a Silicio la cual fue más parecida a los paneles que se usan hoy en día.

La primera central solar fotovoltaica de Sudamérica y del Perú se construyó e inauguró en la provincia de Caylloma en el departamento de Arequipa en el año 2012, fue construida por el grupo español GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A. y la inversión ascendió a 165 millones de dólares. Esta primera central solar fotovoltaica tiene una capacidad instalada de 40 MW y a la fecha continua en operación generando energía eléctrica renovable al sistema eléctrico peruano. Esta central solar se pudo implementar de manera exitosa gracias a la primera subasta de energía renovable o subasta RER promovido por el Ministerio de Energía y Minas en el marco del DL 1002.

El Estado Peruano para promover la inversión en este tipo de central de generación de energía promulgó el decreto legislativo DL 1002 “Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables” en el año 2008 en el cual se establecen los mecanismos para la promoción de la inversión en energías renovables, entre ellas el mecanismo de las subastas de energía renovable.

En el departamento de Moquegua la primera central solar fotovoltaica fue la central solar Panamericana Solar.

Tabla 3: Listado de Centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú

| Central Solar | Potencia instalada | Operación comercial | Ubicación | Inversión (MMUSD) | Tecnología | Precio Energía (US\$/MWh) | Contrato |
|-------------------------|---------------------------|----------------------------|------------------------------|--------------------------|--|----------------------------------|-------------------|
| C.S. Repartición | 20 MW | 31.10.2012 | Caylloma (Arequipa) | 73.5 | Solar Fotovoltaica – Módulos Fijos (350 W) | 223 | 1° subasta RER |
| C.S. Majes Solar | 20 MW | 31.10.2012 | Caylloma (Arequipa) | 73.6 | Solar Fotovoltaica – Módulos Fijos (350 W) | 222.5 | 1° subasta RER |
| C.S. Panamericana Solar | 20 MW | 31.12.2012 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 94.6 | Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles (290 W) | 215 | 1° subasta RER |
| C.S. Tacna Solar | 20 MW | 31.10.2012 | Tacna (Tacna) | 94.6 | Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles (290 W) | 225 | 1° subasta RER |
| C.S. Moquegua FV | 16 MW | 31.12.2014 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 43 | Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles (290 W) | 119.9 | 2° subasta RER |
| C.S. Rubí | 145 MW | 30.01.2018 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 165 | Reisen - Seguidor Horizontal 1 eje (320 W) | 47.98 | 4° subasta RER |
| C.S. Intipampa | 40 MW | 31.03.2018 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 52.3 | Policristalino - Seguidor horizontal de 1 eje (320 W) | 48.50 | 4° subasta RER |

Notas: Elaboración propia en base a información obtenida del COES-SINAC

3.1.2. PRESENTACIÓN DE LOS ACTORES

Generadores

Entre los ofertantes de energía están los generadores, cuya energía es transmitida a través de las líneas de transmisión propiedad de los transmisores de energía, los distribuidores compran la energía de los generadores y la venden a los usuarios finales, estos pueden ser regulados o libres.

Generadores RER

Los generadores RER son aquellos generadores cuya energía producida es mediante recursos renovables como la eólica o solar. En el Perú se tienen a la fecha siete titulares de centrales solares fotovoltaicas, estos inyectan su energía a la red del SEIN.

Clientes o usuarios

Son aquellos usuarios finales de la energía, estos se clasifican en clientes libres y regulados. Pueden ser Usuarios Libres aquellos agentes del mercado eléctrico que se encuentran conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y cuya potencia contratada es igual o superior a 0.2 MW. Sin embargo, aquellos agentes conectados al SEIN que tengan una potencia contratada entre 0.2 MW y 2.5 MW, podrán elegir entre la condición de Usuarios Libres o Cliente Regulado. A esto último se le denomina rango optativo. Estos agentes no están sujetos a regulación de precios por la energía y la potencia que consumen. El precio que pagarán por su suministro dependerá de lo acordado en sus contratos de suministro, el cual se realiza de manera bilateral entre el Usuario Libre y Suministrador.

Ministerio de Energía y Minas

Es el ente promotor de la inversión en energía en el Perú, tiene como objetivo promover el desarrollo integral de las actividades minero - energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento; cautelando el uso racional de los recursos naturales en armonía con el medio ambiente.

OSINERGMIN

Es la institución pública que supervisa que las empresas formales eléctricas y de hidrocarburos brinden un servicio permanente, seguro y de calidad, y que las empresas mineras realicen sus actividades de manera segura. confianza a la inversión y proteger a la población.

Comité de Operación Económico del Sistema

Mediante el desarrollo de sus funciones, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas.

3.1.3. DIAGNOSTICO SECTORIAL

Fortalezas del sector

Entre las fortalezas del sistema energético nacional se cuenta que Perú tiene una sobreoferta de energía lo cual garantiza la disponibilidad de la misma para los usuarios finales. Así también, al ser la principal generación de energía mediante recursos hídricos a gran escala y térmicos mediante gas natural de Camisea, se tiene un relativo bajo costo de energía en comparación de países vecinos tales como Chile.

Debilidades del Sector

Entre las debilidades del sistema energético nacional se tiene entre otros la inestabilidad política que históricamente ha ocurrido y bien ocurriendo al margen de cualquier partido político, así también, el ser un país en vías de desarrollo prácticamente el total de la tecnología para generación de energía tiene que ser importada, incluso la tecnología como paneles solares que se usan para la generación de energía solar.

Oportunidades del Sector

Entre las oportunidades del sistema energético nacional se tiene el abundante recurso energético renovable que aún no ha sido explotado, por ejemplo, abundante recurso solar en el Sur peruano principalmente en las zonas de Arequipa, Moquegua y Tacna. Esto de la mano con la gran cantidad de proyectos mineros que aún no se han ejecutado debido a la coyuntura internacional e interna.

Amenazas del Sector

La energía convencional resulta una amenaza para el desarrollo en la medida que los precios de los hidrocarburos bajen a valores que hagan que los proyectos RER no sean rentables, así también, la gestión ineficiente de los organismos como el Ministerio de Energía para promover las políticas estratégicas para promover la energía RER.

3.2. MARCO REFERENCIAL ORGANIZACIONAL

Si bien en el presente trabajo se ha asumido que el proyecto de inversión se implementará desde cero y que no de igual manera la empresa propietaria del proyecto recién se constituirá, alternativamente se considera que el proyecto se puede implementar dentro de una organización financiera

existentes reconocida, en este caso se elegirá a la empresa ENGIE ENERGIA PERÚ S.A.

3.2.1. RESEÑA HISTÓRICA DE LA ORGANIZACIÓN

ENGIE Energía Perú opera instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en distintas regiones del Perú. Actualmente, cuenta con cinco (5) centrales termoeléctricas (C.T.), dos (2) centrales hidroeléctricas (C.H.), una (1) central solar (C.S), una (1) subestación eléctrica y catorce (14) líneas de transmisión que nos permiten atender, a través del SEIN, a nuestros clientes a nivel nacional y, además, exportar al vecino país del Ecuador.

Julio 1997. Entra en operación comercial la turbina de generación 1 de la C.T. Ilo1.

Septiembre 1998. Entra en operación comercial la turbina de generación 2 de la C.T. Ilo1

Octubre 2000. Entra en operación comercial la C.T. Ilo21 con una potencia nominal de 135 MW.

Septiembre 2005. Se nos adjudica la C.H. Yuncán, bajo la modalidad de contrato de usufructo, por un plazo de 30 años, con una potencia nominal de 134 MW.

Diciembre 2006. Entra en operación comercial la primera unidad de la C.T. ChilcaUno, la primera central de generación construida exclusivamente para utilizar el gas natural de Camisea.

Julio 2007. Entra en operación comercial la segunda unidad de la C.T. ChilcaUno, lo que llevó a incrementar la capacidad de esta central a 360 MW.

Agosto 2009. Entra en operación comercial la tercera unidad de la C.T. ChilcaUno, incrementando la capacidad de la central a 560 MW.

Noviembre 2012. Entra en operación comercial la turbina a vapor del ciclo combinado de la C.T. ChilcaUno, con lo que la potencia nominal de la central asciende a 852 MW.

Junio 2013. Entra en operación comercial la C.T. Reserva Fría Ilo31 con una potencia nominal de 500 MW.

Octubre 2015. Entra en operación comercial la C.H. Quitaracsa con una potencia nominal de 114 MW.

Mayo 2016. Entra en operación comercial la turbina a gas en ciclo simple de la C.T. ChilcaDos con una potencia nominal de 75.5 MW.

Octubre 2016. Entra en operación comercial la C.T. Nodo Energético Ilo41 con una potencia nominal, a diésel, de 610 MW.

Diciembre 2016. Entra en operación comercial la turbina a vapor del ciclo combinado de la C.T. ChilcaDos, con lo que la potencia nominal de la central asciende a 111 MW.

Octubre 2017. Sale de operación comercial la C.T. Ilo1.

Marzo 2018. Ingresó a operación comercial la C.S. Intipampa, con una capacidad de 40 MW.

Julio 2020. Se obtuvo el Estudio de Impacto Ambiental para la Central Eólica Punta Lomitas, ubicada en Ica.

Marzo 2021. En el marco del Proyecto Central Eólica Punta Lomitas, se firmó con las empresas SIEMENS GESA RENEWABLE ENERGY S.A. DE C.V. y SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY S.A.C. el contrato para el suministro de las turbinas eólicas para la implementación de la central.

Junio 2021. Se firma contrato con Cosapi S.A. para el suministro y construcción de las obras civiles y eléctricas de media tensión de la Central Eólica Punta Lomitas.

Setiembre 2021. Se inicia construcción de la Central Eólica Punta Lomitas, con el objetivo de iniciar la operación comercial hacia el primer semestre del 2023.

Figura 6: Características de las centrales de generación de ENGIE

| Características de las centrales | | | |
|---|------------------|-----------------------------|------------------------------|
| CENTRALES (1) | UNIDAD | FUENTE DE GENERACIÓN | POTENCIA NOMINAL (MW) |
| C.S. Intipampa | | Solar | 40.0 |
| C.H. Quitaracsa | G1, G2 | Agua | 114.0 |
| C.H. Yuncán | G1, G2, G3 | Agua | 134.2 |
| C.T. ChilcaUno | TG11 | Gas natural | 180.0 |
| | TG12 | Gas natural | 180.0 |
| | TG21 | Gas natural | 199.8 |
| | TV | Vapor | 292.0 |
| C.T. ChilcaDos | TG41 | Gas natural | 75.5 |
| | TV42 | Vapor | 35.5 |
| C.T. Ilo41 | TG41, TG42, TG43 | Diésel 2 | 610.0 |
| C.T. Ilo31 | TG1, TG2, TG3 | Diésel 2 | 500.0 |
| C.T. Ilo21 | TV21 | Carbón / Diésel 2 | 135.0 |
| | | Total | 2,496.00 |

Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

3.2.2. FILOSOFÍA ORGANIZACIONAL

MISIÓN

Ser una empresa generadora que suministra electricidad y brinda soluciones energéticas innovadoras, aplicando las mejores prácticas en beneficio de nuestros trabajadores, clientes y accionistas, contribuyendo al progreso de las comunidades donde operamos.

VISIÓN

Ser reconocidos como el actor clave en el mercado eléctrico peruano por su desarrollo y creación de valor a largo plazo.

VALORES

Ética e integridad, trabajo en equipo, profesionalismo, innovación, mejora continua y responsabilidad social.

Figura 7: Propósito corporativo sostenible de ENGIE



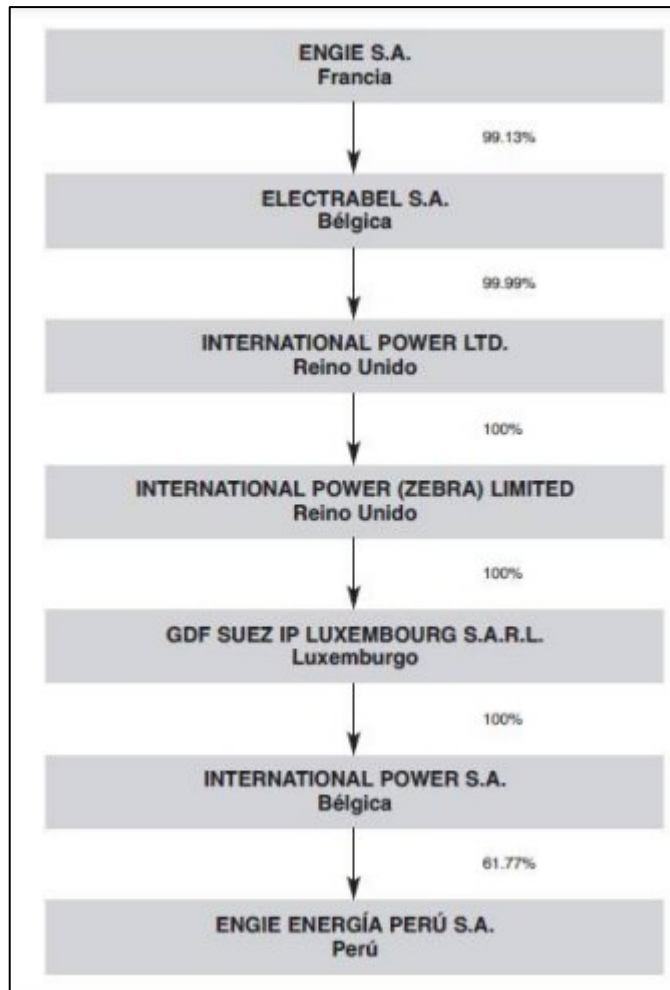
3.2.3. DISEÑO ORGANIZACIONAL

ENGIE Energía Perú tiene como accionista principal a International Power S.A., titular del 61.77% de sus acciones, y forma parte del Grupo ENGIE, grupo económico de capital francés presente en alrededor de 50 países, cuya entidad controladora indirecta es ENGIE S.A., una sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia, que tiene como mayor accionista individual al Estado francés, con alrededor de 23.64% de las acciones, y cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París.

Además de ENGIE Energía Perú, el Grupo ENGIE tiene presencia en el Perú a través de: (i) ENGIE Services Perú S.A., empresa dedicada a brindar soluciones multitécnicas y de eficiencia energética; (ii) CAM Servicios del Perú S.A., empresa de servicios eléctricos y telecomunicaciones; y (iii) ENGIE Perú S.A., empresa dedicada al desarrollo de proyectos y a la representación de la compañía matriz.

ENGIE Energía Perú no posee participación accionaria en dichas empresas. A continuación, se muestra la conformación del grupo económico ENGIE y la posición de ENGIE Energía Perú:

Figura 8: *Conformación del grupo económico de la empresa ENGIE*

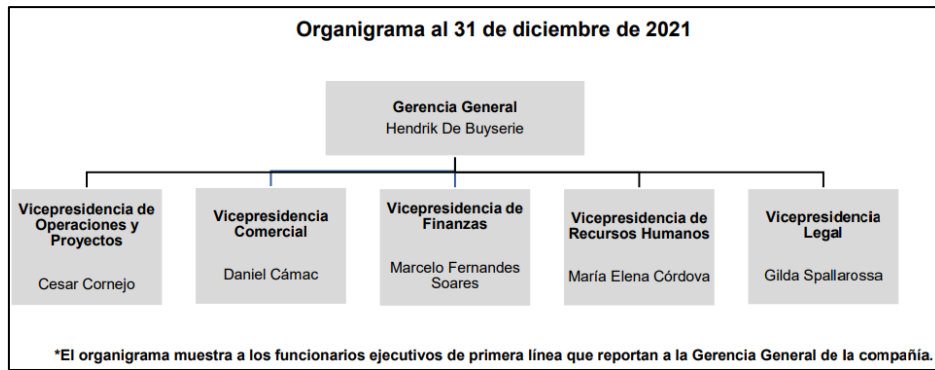


Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

El 38.23% restante de las acciones de ENGIE Energía Perú pertenece a Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) peruanas, así como, a otras personas naturales y jurídicas.

El organigrama de ENGIE al 31 de diciembre del 2021 se muestra en el siguiente gráfico:

Figura 9: Organigrama de los funcionarios ejecutivos de ENGIE



Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

Figura 10: Estructura accionaria de ENGIE

| Estructura accionaria | | | | |
|------------------------------|---------------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|
| ACCIONISTAS | NÚMERO DE ACCIONES | PORCENTAJE (%) | NACIONALIDAD | GRUPO ECONÓMICO |
| International Power S.A. | 371,478,629 | 61.77 | Belga | ENGIE |
| AFP Prima – FONDO 2 | 45,460,627 | 7.56 | Peruana | Grupo Romero |
| AFP Integra – FONDO 2 | 44,798,772 | 7.45 | Peruana | SURA |
| AFP Profuturo – PR FONDO 2 | 34,249,469 | 5.70 | Peruana | Scotiabank |
| Otros | 105,382,514 | 17.52 | Varios | |
| Total | 601,370,011 | 100.00 | | |

Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

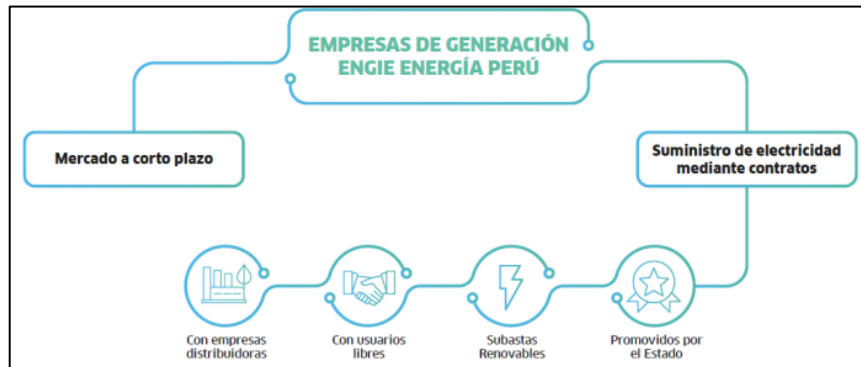
3.2.4. PRODUCTOS Y/O SERVICIOS

En el rubro de la generación de energía el producto es la electricidad generada a partir del recurso renovable como es el sol, este producto tiene características intrínsecas que definen su calidad como son: el nivel de tensión, la frecuencia, los armónicos, entre otros.

Sin embargo, la forma como se comercializa esta electricidad hasta satisfacer la demanda del usuario final constituye un servicio que cuenta con sus parámetros propios que definen la calidad y satisfacción del cliente como son: calidad de la electricidad producida, cantidad de interrupciones, servicio al cliente, confiabilidad de la operación, modalidades de contrato y facturación, entre otros.

De acuerdo con el marco normativo aplicable al sector eléctrico, ENGIE Energía Perú participa en los siguientes mercados:

Figura 11: Mercados en los que participa ENGIE



Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

3.2.5. DIAGNÓSTICO ORGANIZACIONAL

FORTALEZAS

Entre las fortalezas de ENGIE está el hecho se encuentra bastante diversificada en cuando a los tipos de centrales de generación que posee la empresa, tienen centrales hidráulicas, centrales térmicas a gas natural y diésel, y centrales RER (solares y eólicas).

Otra de sus fortalezas es que la empresa es un de las más grandes, puesto que en total posee alrededor del 25% de la potencia instalada total del Perú.

DEBILIDADES

Gran parte de sus recursos humanos que trabajan en sus plantas son sindicalistas.

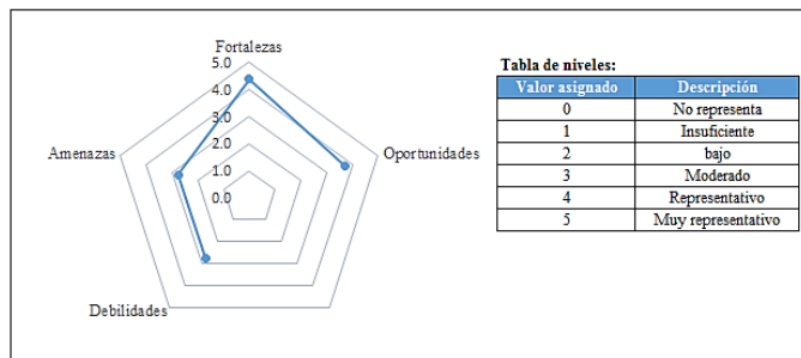
OPORTUNIDADES

La empresa cuenta con experiencia en centrales de generación fotovoltaica, se puede explotar esta experiencia para expandir más plantas de este tipo.

AMENAZAS

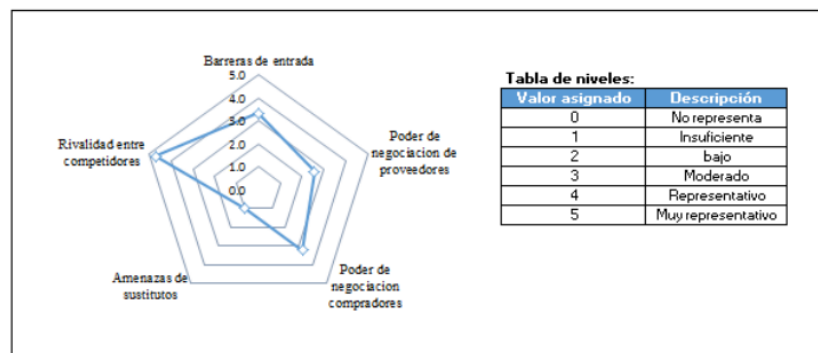
Se cuentan con bastantes generadores de energía de gran escala los cuales también cuentan con experiencia en centrales de generación solar fotovoltaica.

Figura 12: Diagrama de análisis FODA para ENGIE



Notas: Obtenido de (Burgos Mosquilla, Ángeles Sánchez, & Montoya Roncal, 2017)

Figura 13: Diagrama de las cinco fuerzas de Porter para ENGIE



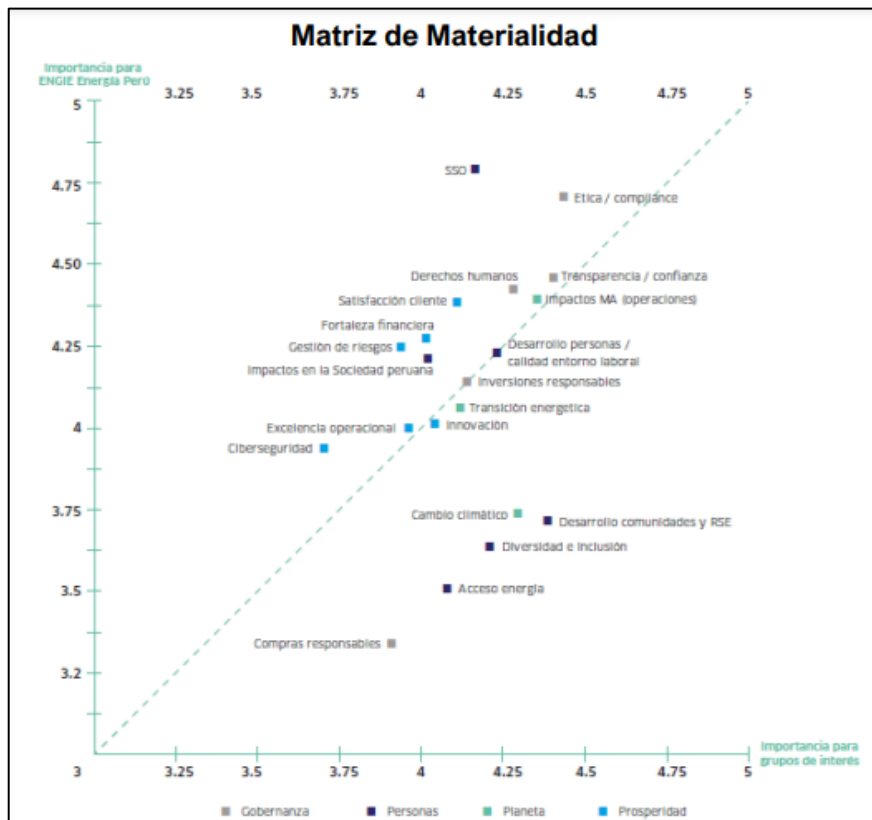
Notas: Obtenido de (Burgos Mosquilla, Ángeles Sánchez, & Montoya Roncal, 2017)

Figura 14: Diagrama de valor agregado de ENGIE



Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

Figura 15: Matriz de materialidad de ENGIE



Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

Figura 16: Matriz de objetivos y compromisos de ENGIE

| | | Objetivos y compromisos |
|----------------|---|---|
| Planeta | Emisiones | Reducir del 20% las emisiones generadas por nuestra forma de trabajar al 2030. |
| | Descarbonización de nuestras actividades | Priorizar proyectos 100% Renovable. |
| | Descarbonización clientes | 100% de nuestras ofertas a clientes contribuyendo a descarbonización al 2030. |
| | Descarbonización proveedores | 100% de nuestros proveedores críticos miden sus huellas carbono y/o hídrica al 2030. |
| | Transformación digital | Incrementar el componente digital en las propuestas comerciales. 100% de nuestros procesos internos "paperless" al 2025. |
| Persona | Satisfacción Cliente | Superar anualmente 80% de satisfacción en la encuesta clientes anual. |
| | Seguridad | Mantener anualmente el índice de frecuencia <1 para personal propio y contratistas. Mantener anualmente el índice de prevención >0.75 para personal propio y contratistas. |
| | Género | Asegurar la participación de mujeres en cada proceso de selección. |
| | Desarrollo de las personas | Evaluación anual del 100% de personal. |
| | Capacitación | Alcanzar anualmente el 95% de participación a la encuesta de clima. 100% de los colaboradores a fuerte riesgo de exposición a fraude y corrupción capacitados anualmente. |

Notas: Obtenido de Memoria Anual ENGIE año 2021

CAPÍTULO IV RESULTADOS

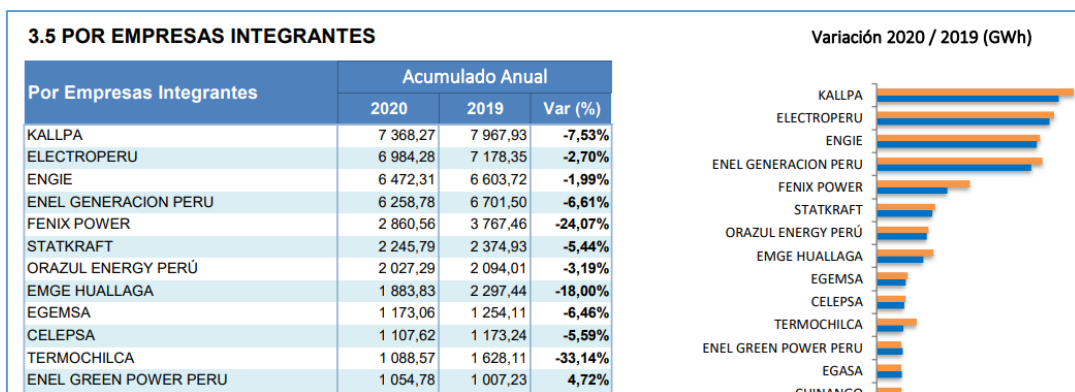
4.1. ESTUDIO DE MERCADO

Como paso previo a realizar el estudio en detalle de la oferta, demanda y precio es necesario comprender el mercado al cual se enfoca el proyecto. Los usuarios o clientes de la electricidad mediante recursos renovables están creciendo conforme aumenta la concientización sobre el desarrollo sostenible y cuidado al ecosistema mundial, esto lleva a que muchos de los grandes consumidores, por ejemplo, gran minería, opten o prefieran contratar el suministro de energía para su operación, con empresas que garantizan que han generado su energía, de forma total o parcial, mediante el uso de fuentes renovables. Conforme aumenta esta tendencia de los grandes consumidores de energía también aumentan las empresas que generan electricidad mediante fuentes renovables.

4.1.1. ESTUDIO DE LA OFERTA

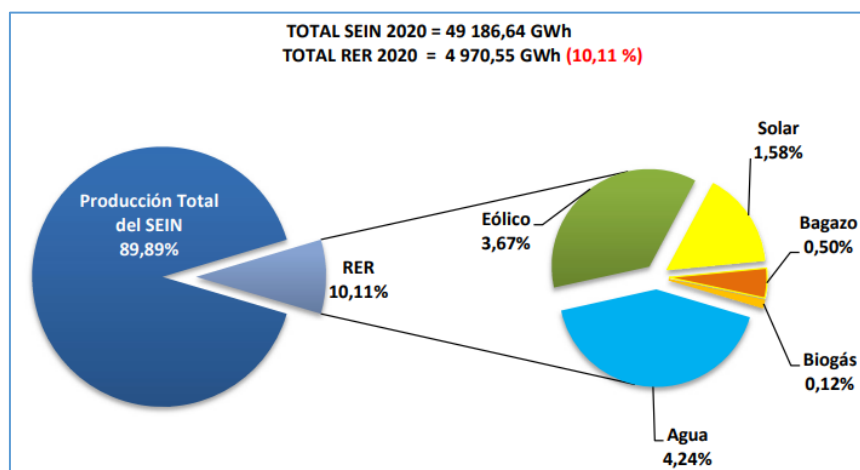
El sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) está conformado por 64 empresas generadoras de energía entre los grandes y pequeños generadores. Entre las empresas más grandes por volumen de energía generada están:

Figura 17: *Producción de energía eléctrica en el SEIN (GWh) – Principales generadores*



Nota: Imagen obtenida del Coordinador Económico del Sistema (COES)

Figura 18: Participación de las RER en la producción de energía nacional

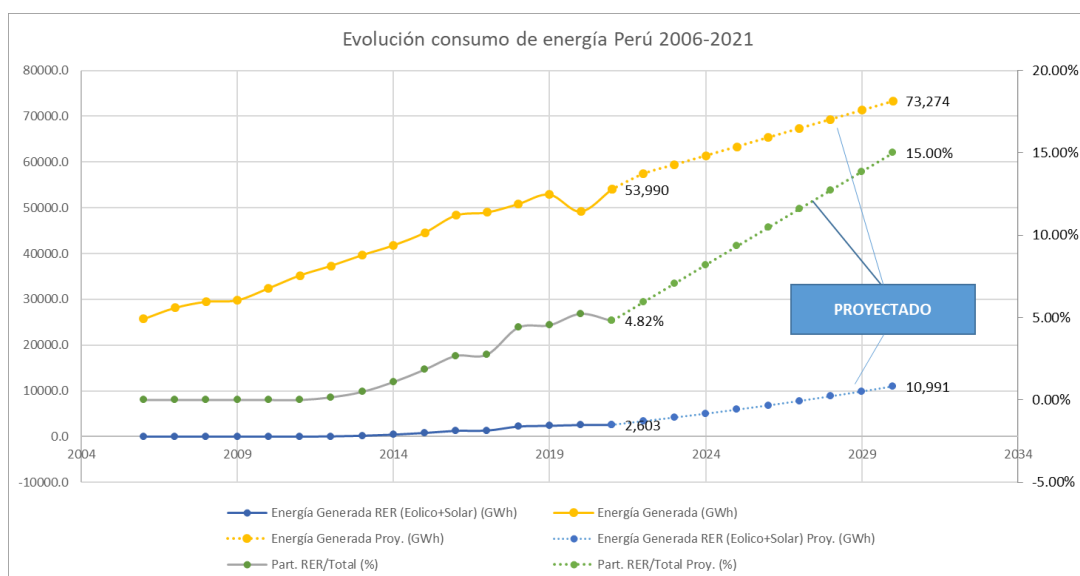


Nota: Imagen obtenida del Coordinador Económico del Sistema (COES)

Se observa que desde el año 2006 al 2021 la evolución del crecimiento de la energía eléctrica nacional generada se ha incrementado a un ritmo medio anual de 5%, y se espera que a esta razón de incremento al año 2030 la energía que genera y a su vez se consume en el sistema eléctrico peruano ascienda a 73 000 GWh. La producción de energía eléctrica con fuentes renovables empieza a cobrar notoriedad a partir del año 2013 cuando entran en operación comercial las primeras centrales solares fotovoltaicas resultado de la primera subasta de energía RER del estado peruano, desde el año 2013 al 2021 la

energía eléctrica renovable solar y eólica se ha incrementado desde los 60 GWh hasta 2 600 GWh lo cual representa en la actualidad alrededor del 5% de la energía total producida/consumida a nivel nacional, aún estamos muy lejos de la meta que se ha planteado el Ministerio de Energía y Minas de que para el año 2030 la energía renovable eólica y solar represente el 15% de la energía total generada; sin ir muy lejos geográficamente en el vecino país de Chile, el 31% de la energía total que se produce/consume es renovable del tipo solar y eólica.

Figura 19: Evolución de la producción nacional de energía Perú



Nota: Elaboración propia

Teniendo en consideración la meta nacional establecida por el gobierno, el déficit de energía renovable desde el año 2022 al 2030, que debe ser cubierto para alcanzar la meta, se va a incrementar de 800 GWh a 8 300 GWh lo que abre una gran oportunidad para invertir en centrales de energía renovables, en particular centrales solares fotovoltaicas.

Este déficit de energía renovable mediante conversiones se puede demostrar que equivale a un déficit de potencia instalada de energía renovables

de 265 MW al 2022 que se va a incrementar a 2,736 MW al año 2030 si se quiere cumplir la meta establecida.

En mayo del 2008 el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) publicó el “Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables (D.L.- N° 1002)” en el cual se establece que los recursos energéticos renovables (RER) son: biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Así también, tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

Mediante el DECRETO SUPREMO N° 050-2008-EM Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002, de Generación de Electricidad con Energías Renovables, en su segunda disposición transitoria se establece que se realice la primera subasta RER por una potencia de 500 MW con un factor de planta de 0.3. En total al año 2022 han realizado cuatro subastas RER.

Tabla 4: Crecimiento de la energía producida (MWh/año) por las centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú

| Central Solar | Energía Anual Ofertada | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|-------------------------|------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| C.S. Repartición | 37,440 | 47,338.43 | 44,648.02 | 44,735.28 | 40,300.38 | 41,293.10 | 43,386.03 | 41,820.88 |
| C.S. Majes Solar | 37,630 | 47,936.04 | 45,887.26 | 46,407.71 | 44,039.01 | 44,479.78 | 44,283.23 | 42,865.73 |
| C.S. Panamericana Solar | 50,676 | 51,513.91 | 49,536.20 | 52,275.55 | 50,133.88 | 51,969.91 | 51,300.80 | 55,643.86 |
| C.S. Tacna Solar | 47,196 | 47,496.71 | 43,964.49 | 49,013.88 | 45,822.47 | 48,245.52 | 46,744.86 | 49,527.91 |
| C.S. Moquegua FV | 43,000 | 5,018.50 | 46,917.34 | 49,386.37 | 46,468.81 | 47,724.01 | 47,305.68 | 47,680.75 |
| C.S. Rubí | 415,000 | - | - | - | - | 424,221.57 | 423,023.58 | 435,529.54 |
| C.S. Intipampa | 108,400 | - | - | - | - | 87,258.81 | 105,681.58 | 104,791.61 |
| Total | | 201,317.59 | 232,968.31 | 243,834.79 | 228,781.55 | 747,210.70 | 763,744.76 | 779,880.28 |

Tabla 5: Evolución del factor de planta (%) por las centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú

| Central Solar | Potencia | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| C.S. Repartición | 20 MW | 27.39% | 25.84% | 25.89% | 23.32% | 23.90% | 25.11% | 24.20% | 25.17% |
| C.S. Majes Solar | 20 MW | 27.74% | 26.56% | 26.86% | 25.49% | 25.74% | 25.63% | 24.81% | 25.59% |
| C.S. Panamericana Solar | 20 MW | 29.81% | 28.67% | 30.25% | 29.01% | 30.08% | 29.69% | 32.20% | 34.01% |
| C.S. Tacna Solar | 20 MW | 27.49% | 25.44% | 28.36% | 26.52% | 27.92% | 27.05% | 28.66% | 31.00% |
| C.S. Moquegua FV | 16 MW | | 33.94% | 35.73% | 33.61% | 34.52% | 34.22% | 34.49% | 35.16% |
| C.S. Rubí | 145 MW | - | - | - | - | 33.86% | 33.77% | 34.76% | 35.41% |
| C.S. Intipampa | 40 MW | - | - | - | - | 25.25% | 30.58% | 30.32% | 31.43% |
| Total | | 24.27% | 28.09% | 29.40% | 27.58% | 30.78% | 31.46% | 32.12% | 33.07% |

Notas: Elaboración propia

4.1.2. ESTUDIO DE LA DEMANDA

Cabe indicar que a diferencia de otros mercados de commodities o materias primas como los hidrocarburos o los minerales, la electricidad no es un commodity que se pueda almacenar a en gran escala, sino que todo el tiempo la energía eléctrica que se demanda en el sistema debe ser generada al mismo tiempo, si la demanda se incrementa entonces de forma automática la oferta de energía generada debe aumentar caso contrario el sistema eléctrico puede entrar en contingencia, este proceso es conocido como el despacho de energía el cual está a cargo del Comité Económico de Operación Económica del Sistema (COES) el cual es un organismo privado autónomo e independiente financiado por los integrantes del SEIN.

El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN (Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres) y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes que participa en el despacho de energía. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor uso de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

Quizás dentro de un futuro conforme avance la tecnología de almacenamiento de energía eléctrica, por ejemplo, baterías más potentes, se podrá almacenar de forma económica. Sin embargo, existen centrales solares innovadoras que utilizan la electricidad generada para hacer funcionar una central de bombeo la cual tiene la principal característica que puede almacenar la energía eléctrica en forma de energía potencia hidráulica. Un claro ejemplo

de esto es la central solar fotovoltaica hidráulica de bombeo de 300 MW denominada “Espejo de Tarapacá” ubicada en el norte de Chile.

De acuerdo a la afirmación del presidente del Instituto de Ingenieros de Minas del Perú (IIMP), Ing. Luis Rivera, en el evento Peru Metals & Mining Summit 2018, informó que el consumo anual de energía del Perú se duplicó de 20,694 Gigavatios-hora (GWh) a 44,093 GWh entre el 2005 - 2018, mientras que el sector minero triplicó su consumo de 5737 GWh a 16 090 GWh, esto ligado al ingreso de megaproyectos y ampliaciones mineras, así como al aumento de la producción de cobre durante los últimos años.

Considerando que al año 2018 la energía eléctrica total consumida fue de 50,816 GWh según datos del MINEM, la energía consumida por el sector minería representa alrededor del 31%. Por otra parte, el crecimiento del consumo del sector minería del año 2005 al 2018 ha sido en promedio 8% anual, 3% más que el crecimiento promedio de la demanda total de energía.

Se espera que al crecimiento de 8% anual, el sector minería requerirá consumir alrededor de 41,000 GWh hacia el año 2030.

4.1.3. ESTUDIO DEL PRECIO

El mercado eléctrico peruano permite clasificar a los consumidores finales en dos tipos: usuarios libres y usuarios regulados.

Los usuarios libres son aquellos cuya demanda de potencia es mayor a 2.5 MW. Sin embargo, los usuarios cuya demanda de potencia es al menos 0.2 MW pueden optar por ser usuarios libres. Para ser usuario libre, deben firmar un contrato con un generador o distribuidor donde fijan precio de energía, potencia mínima facturable, factores de actualización de precios, plazos de pago, entre otros.

Los usuarios regulados son aquellos cuya demanda de potencia es menor a 2.5 MW y no han decidido ser clientes libres cuando sus consumos superan los 0.2 MW. El precio de la energía es regulado y lo define OSINERGMIN.

Hay que indicar existe el llamado mercado spot o de Corto Plazo que es administrado por el COES. En este mercado se liquidan las transacciones mayoristas de Potencia y Energía producto de la operación económica, y actualmente sólo participan generadores integrantes del COES. Mensualmente, el COES liquida las inyecciones reales de los generadores y los retiros realizados por sus clientes para establecer los saldos deudores o acreedores de todos los participantes de este mercado.

El precio de la electricidad en primer lugar depende del tipo de usuario de la energía y del suministrador, si se trata de un cliente libre entonces el precio de la energía es el acordado entre el generador y el cliente.

Como ejemplo, mencionemos el contrato entre la empresa ENGIE Energía Perú y Minera Angloamerican Quellaveco mediante la modalidad de Certificados de Energías Renovables donde el generador certifica que la energía que ha consumido el cliente ha sido producida con recursos renovables tales como solar, eólica, hidroeléctrica, etc:

Tabla 6: *Características del contrato de suministro de energía renovable*

| | |
|---|---------------------------------|
| Generador Eléctrico: | ENGIE Energía Perú |
| Cliente Libre: | Minera Angloamerican Quellaveco |
| Central de generación: | Central eólica Punta Lomitas |
| Potencia contratada en Hora Punta: | 150 MW |
| Potencia contratada en Hora Fuera de Punta: | 150 MW |

| | |
|--|-----------------------------------|
| Precio de Potencia: | PPo USD/kW-mes |
| Precio Energía Activa en HP: | 26.50 USD/MWh |
| Precio Energía Activa en HFP: | 26.50 USD/MWh |
| Barra de Referencia de Generación BRG: | Barra Subestación Moquegua 220 kV |
| Fecha firma contrato: | Marzo-2021 |
| Vigencia Contrato: | 8 años |

Notas: Elaboración propia en base a reportes de OSINERGMIN

Así también, si nos remitimos a los precios ofertados de las centrales solares adjudicadas en las subastas de energía promovidas por el Ministerio de Energía y Minas en su momento, se tienen precios mucho más elevados, sin embargo, el avance en la tecnología de energías renovables y economías de escala han hecho que los precios disminuyan, en la primera subasta de energía los precios de energía solar alcanzaron 225 USD/MWh luego hacia el año 2018 en la cuarta subasta RER el precio se redujo hasta 48.50 USD/MWh con la central Solar Intipampa.

Tabla 7: Comparativo del precio de la energía solar en Perú en el tiempo

| Central Solar | Energía Anual Ofertada (MWh/año) | Potencia instalada | Operación comercial | Precio Energía Ofertado (US\$/MWh) | Contrato |
|-------------------------|---|---------------------------|----------------------------|---|-------------------|
| C.S. Repartición | 37,440 | 20 MW | 31.10.2012 | 223 | 1° subasta RER |
| C.S. Majes Solar | 37,630 | 20 MW | 31.10.2012 | 222.5 | 1° subasta RER |
| C.S. Panamericana Solar | 50,676 | 20 MW | 31.12.2012 | 215 | 1° subasta RER |
| C.S. Tacna Solar | 47,196 | 20 MW | 31.10.2012 | 225 | 1° subasta RER |
| C.S. Moquegua FV | 43,000 | 16 MW | 31.12.2014 | 119.9 | 2° subasta RER |
| C.S. Rubí | 415,000 | 145 MW | 30.01.2018 | 47.98 | 4° subasta RER |
| C.S. Intipampa | 108,400 | 40 MW | 31.03.2018 | 48.50 | 4° subasta RER |

Notas: Elaboración propia en base a reportes de OSINERGMIN

4.1.4. ESTUDIO DE PRÓXIMOS PROYECTOS

Al año 2021 se tienen varios proyectos de centrales solares fotovoltaicas de iniciativa privada, en total son alrededor de 13 proyectos que ya se encuentran en trámite en el Ministerio de Energía Minias y Ministerio del Ambiente, en revisión de su Declaración de Impacto Ambiental. La mayor parte de proyectos se concentra el departamento de Arequipa, en específico en las zonas pertenecientes al distrito de La Joya. A diferencia de los proyectos actualmente en operación comercial, los nuevos proyectos proyectan mayores inversiones y mayores potencias instaladas, en promedio son proyectos cuya

potencia nominal de cada uno es alrededor de 208 MW y una inversión media de 176 millones de dólares, así también, si comparamos el costo de la inversión de los nuevos proyectos, resulta que son más económicos, en promedio 0.86 millones de dólares por MW nominal instalado, en comparación con los actuales proyectos en operación, por ejemplo, la central solar Rubí que fue la última en entrar en operación tuvo un costo de inversión de 1.138 Millones de dólares por MW instalado, es decir una reducción del costo de inversión de 25%, que se explica por la reducción de costo de los paneles solares sumado a un aumento de eficiencia debido a la avance tecnológico de los grandes países fabricantes tales como China.

Si comparamos la potencia total de los futuros proyectos de centrales solares llegamos a una potencia nominal total de 2,702 MW lo cual está aún por debajo del déficit actual de potencia RER que se necesita hacia el 2030, ascendente a 2,736 MW, para lograr que el 15% de la generación de energía nacional sea renovable.

Tabla 8: *Futuros proyectos de centrales solares que están en trámite en el Ministerio de Energía y Minas*

| N° | Proyecto | Ubicación | Empresa proponente | Área (ha) | Potencia (MWp) | Potencia (MWn) | Inversión (MUSD) | Inversión específica (MUSD/MW) |
|-----------|-----------------|--|-------------------------------------|------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| 1 | CS Coropuna | Ocoña y Mariano Nicolás Valcárcel (Camaná, Arequipa) | Compañía Eléctrica El Platanal S.A. | 900 | 282 | 250 | 281 | 1.12 |
| 2 | CS Solimana | Ocoña y Mariano Nicolás Valcárcel (Camaná, Arequipa) | ECORER S.A.C. | 1000 | 282 | 250 | 281 | 1.12 |
| 3 | CS Malpaso | Paccha (Yauli, Junín) | Statkraft | 51 | 31 | 28 | 21 | 0.76 |
| 4 | CS HanaqPampa | El Algarrobal (Ilo, Moquegua) | Engie Energía Perú | 1147 | 340 | 300 | 222 | 0.74 |
| 5 | CS Santa Isabel | Sama (Tacna) | SANTA ISABEL SOLAR S.A.C. | 446 | 240 | 200 | 140 | 0.70 |
| 6 | CS Matarani | Mollendo (Islay, Arequipa) | GR CORTARRAMA S.A.C. | 185 | 91 | 80 | 62 | 0.78 |
| 7 | CS Sunny | La Joya (Arequipa) | Kallpa Generación S.A. | 571 | 245 | 204 | 220 | 1.08 |
| 8 | CS Characato | Cerro Colorado (Arequipa) | Orazul Energy Perú S.A. | 92 | 33 | 30 | 30 | 1.00 |
| 9 | CS San José | La Joya (Arequipa) | Acciona Energía Perú S.A.C. | 325 | 179 | 156 | 125 | 0.80 |
| 10 | CS La Joya | La Joya (Arequipa) | Joya Solar S.A.C. | 842 | 351 | 252 | 280 | 1.11 |

| N° | Proyecto | Ubicación | Empresa proponente | Área (ha) | Potencia (MWp) | Potencia (MWn) | Inversión (MUSD) | Inversión específica (MUSD/MW) |
|------------------|-------------|---------------------------------------|--------------------------------|-------------|----------------|----------------|------------------|--------------------------------|
| 11 | CS Illari | La Joya y Mollendo (Arequipa e Islay) | Enel Green Power Perú S.A.C. | 1280 | 468 | 424 | 306 | 0.72 |
| 12 | CS San José | La Joya (Arequipa) | Engie Energía Perú | 791 | 166 | 144 | 106 | 0.74 |
| 13 | CS Illa | La Joya y Mollendo (Arequipa e Islay) | Energía Renovable La Joya S.A. | 579 | 432 | 385 | 220 | 0.57 |
| TOTAL: | | | | 8209 | 3141 | 2702 | 2293 | - |
| PROMEDIO: | | | | | 242 | 208 | 176 | 0.86 |

Nota: Elaboración propia en base a las Declaraciones de Impacto Ambiental obtenidas del Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

Figura 20: Ubicación de los futuros proyectos de CSF en Perú



Nota: Elaboración propia con ayuda de la herramienta en línea de Google Maps

4.2. MODELO DE NEGOCIO

Tabla 9: Modelo de Negocio del Proyecto Central Solar Fotovoltaica mediante metodología CANVAS

| PLANTILLA MODELO CANVAS | | <i>Diseñado para:</i> Proyecto Central Solar | <i>Diseñado por:</i> Erik Esquivel | <i>Fecha:</i> 24-06-2022 | <i>Versión:</i> 1 |
|---|---|---|--|---|----------------------|
| <p style="text-align: center;">Socios clave</p> <ul style="list-style-type: none"> • Proveedores de los paneles solares fotovoltaicos tales como, Jinko Solar, JASolar, etc • Contratistas que se encargarán de la construcción de la central solar fotovoltaicas, tales como JJC, COSAPI, GyM, etc • La población aledaña a la ubicación del proyecto, es importante tener una buena relación con ellos para evitar huelgas o paralizaciones. | <p style="text-align: center;">Actividades clave</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generación de energía mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos. • No se requiere el uso de transporte para entregar el producto final dado que se inyecta a la red eléctrica nacional para su consumo en todo el sistema. <p style="text-align: center;">Recursos clave</p> <ul style="list-style-type: none"> • La materia prima o insumo clave para la generación de energía es la radiación solar. • También el personal calificado que opera y mantiene en funcionamiento la central solar. | <p style="text-align: center;">Propuestas de valor</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generación de energía renovable la cual es amigable con el medio ambiente, y no genera gases de emisión de efecto invernadero tales como generación convencional. • Para certificar al cliente que la energía generada es renovable y sostenible, así como, su exclusividad para el cliente, se contarán con certificados de energía verde emitidos por una empresa certificadora lo cual es algo innovador. | <p style="text-align: center;">Relación con clientes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los clientes son empresas que tienen un consumo fijo de energía eléctrica necesario para su ejercicio empresarial, la relación con los clientes se da a través de un contrato de suministro de energía con deberes, derechos y responsabilidades de cada parte. <p style="text-align: center;">Canales</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se llega a los clientes mediante ferias y mediante presentaciones de negocio a cargo del equipo de ventas, se estudia los clientes potenciales a partir de bases de datos. | <p style="text-align: center;">Segmentos de clientes</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grandes mineras o industriales que buscan hacer más sostenible del punto de vista ambiental su estructura de costos, por ejemplo, Minera Cerro Verde, Minera Southern Perú, Quellaveco, etc. • Medianas plantas industriales cuyo consumo eléctrico es mayor a 5 MW, por ejemplo, planta de procesamiento de harina de pescado, planta de procesamiento de cemento, etc. | |
| <p style="text-align: center;">Estructura de costos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dentro de los costos fijos más importantes está el pago de planillas del personal de operación y mantenimiento, así como, personal administrativo. • Otro costo fijo importante es el mantenimiento requerido para los equipos de la central. • La radiación solar es importante para generación de energía, sin embargo, tiene un costo de cero puesto que es gratis ya que proviene del sol. Por lo cual el costo variable del proyecto es despreciable. | | | <p style="text-align: center;">Fuente de ingresos</p> <ul style="list-style-type: none"> • El ingreso recibido es por el consumo de energía por el o los clientes con quien se tiene un contrato de suministro de energía, este consumo se mide en MWh la cual se multiplica por el precio unitario de la energía acordado, y generalmente se factura de manera mensual. | | |

Notas: Elaboración propia en base a plantilla obtenida de https://modelo-canvas.com/plantillas/#google_vignette

4.3. ESTUDIO LEGAL

4.3.1. CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA

La estrategia empresarial para la realización de este proyecto consiste en la constitución de una empresa tipo Vehículo de Propósito Especial (Special Purpose Vehicle-SPV), esta figura empresarial y legal ofrece garantías y delimita responsabilidades para un uso adecuado del capital, de esa manera el riesgo para los bancos e inversionistas se reduce, haciendo que el dinero aportado al proyecto no sea usado para otro fin que no es el proyecto.

Es muy importante determinar qué tipo y características legales tendrá la empresa de generación de energía:

Haciendo un comparativo del tipo de sociedad o persona jurídica de las empresas propietarias de las centrales solares fotovoltaicas en Perú se observa que las empresas más pequeñas en inversión son del tipo Sociedad Anónima Cerrada mientras que las centrales que pertenecen a grandes empresas que cuentan con otras plantas de generación de otras tecnologías son del tipo Sociedad Anónima, son empresas que pueden cotizar en la Bolsa de Valores de Lima (BVL) como es el caso de Engie Energía Generación.

Aquí se puede plantear un factor de diferenciación de las pequeñas empresas que permitan su rápido crecimiento y escalabilidad de su modelo, esto es considerar que sean empresas del tipo Sociedad Anónima de tal manera que permita acceder al mercado de capitales para levantar capital y expandir el crecimiento.

Tabla 10: *Comparativo tipo de sociedad de las CSF en Perú*

| Central Solar | Empresa |
|-------------------------|----------------------------|
| C.S. Repartición | Grupo T solar global S.A. |
| C.S. Majes Solar | Grupo T solar global S.A. |
| C.S. Panamericana Solar | Panamericana solar S.A.C. |
| C.S. Tacna Solar | Tacna Solar S.A.C. |
| C.S. Moquegua FV | Moquegua FV S.A.C. |
| C.S. Rubí | Enel Green Power Perú S.A. |
| C.S. Intipampa | Engie Energía Perú S.A. |

Notas: Elaborado en base a información de OSINERGMIN

4.3.1.1. CATEGORÍA DE EMPRESA POR NIVEL DE VENTAS

Se puede saber de antemano que tamaño será la empresa considerando solamente los ingresos o ventas debido al proyecto en específico, sin considerar otros ingresos.

Se clasifica como microempresa a aquella empresa que genera ventas anuales hasta 150 UIT (Unidad Impositiva Tributaria), esto es equivalente a 660,000 soles.

Se clasifica como pequeña empresa a aquella empresa que genera ventas anuales hasta 150 UIT hasta 1700 UIT, esto es equivalente a 7,480,000 soles.

Se clasifica como mediana empresa a aquella empresa que genera ventas anuales hasta 1700 UIT hasta 2300 UIT, esto es equivalente a 10,120,000 soles.

Las empresas cuyas ventas estén fuera de esta clasificación son consideradas grandes empresas.

Tabla 11: *Comparativo tamaño de empresa según ventas de las centrales fotovoltaicas en Perú*

| Central Solar | Empresa | Ingreso Anual Garantizado (Soles/año) | Tamaño |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------------------|--------|
| C.S. Repartición | Grupo T solar global S.A. | 30,891,744 | Grande |
| C.S. Majes Solar | Grupo T solar global S.A. | 30,978,898 | Grande |
| C.S. Panamericana Solar | Panamericana solar S.A.C. | 40,312,758 | Grande |
| C.S. Tacna Solar | Tacna Solar S.A.C. | 39,290,670 | Grande |
| C.S. Moquegua FV | Moquegua FV S.A.C. | 19,076,090 | Grande |

| Central Solar | Empresa | Ingreso Anual Garantizado (Soles/año) | Tamaño |
|-------------------------------|-------------------------------|--|---------------|
| C.S. Rubí ⁽¹⁾ | Enel Green Power Perú S.A. | 73,673,290 | Grande |
| C.S. Intipampa ⁽¹⁾ | Engie Energía Perú S.A. | 19,452,380 | Grande |

Nota: (1) En el caso de las empresas Engie y Enel Green Power son empresas que cuentan con otras plantas de generación en el mercado nacional por lo cual su nivel global de ventas es mucho mayor.

4.3.1.2. RÉGIMEN PARA CONTRATACIÓN DE TRABAJADORES

Es importante la planificación de los recursos humanos que se requerirá para el funcionamiento del proyecto y de la empresa, igual de importante es saber qué tipo de relación contractual y régimen laboral se adoptará para la contratación de trabajadores. En los regímenes laborales más comunes en el mercado laboral peruano se tiene: Régimen Común de Contratación de Trabajadores,

El Régimen Común de Contratación de Trabajadores; en el cual se debe pagar todas y las gratificaciones y beneficios laborales: Sueldo mínimo, CTS, Vacaciones, Gratificaciones, EsSalud. Este régimen implica un sobre costo laboral de 42% al 45% para la empresa.

El Régimen Laboral Especial para la Contratación de Trabajadores; Para micro empresas, si esta empresa se acoge al régimen laboral especial. La empresa no está obligada a pagar Essalud sino tiene que pagar el Sistema Integral de Salud que es un sistema subsidiado. No hay obligación de pagar CTS. No hay obligación de pagar gratificaciones en Julio ni diciembre. El periodo vacaciones no es de un mes sino 15 días.

El Régimen en recibo por honorarios; No se tiene obligación de pagar ningún beneficio laboral, sin embargo, implica que no se tenga una relación de subordinación entre el trabajador y empleador.

4.3.1.3. REGÍMEN TRIBUTARIO

En general en el Perú, no existen exoneraciones tributarias para cualquiera de las empresas. Todas las empresas deben pagar Impuesto General a las Ventas (IGV) e Impuesto a la Renta (IR).

Se tienen tres regímenes tributarios: El Régimen General (RG), el Régimen Especial (RE) y Régimen MYPE Tributario (REMYPE); en el caso del RG la tasa del impuesto a la renta es del 29.5%, por su parte en el REMYPE lo que se gravan son las utilidades, se tiene una tasa preferencial de impuesto a la renta de 10% hasta un máximo de 65,000 soles de ventas anuales.

Dado que un proyecto de central solar fotovoltaica implica grandes inversiones y genera montos en ventas que la califican con gran empresa, el régimen a aplicar es el Régimen General.

4.3.2. ADQUISICIÓN DEL TERRENO DEL PROYECTO

Se debe realizar los estudios previos de pre-factibilidad y factibilidad del proyecto, esto implica tener la ubicación del proyecto, por tanto, se debe investigar la disponibilidad del terreno o extensión de área donde se construirá el proyecto, el conocer la situación legal del terreno permitirá la adopción de la estrategia para la adquisición o concesión de uso. Desde el punto de vista legal, en algunas ocasiones el área física para la ubicación más óptima del proyecto no siempre asegura que el área o terreno vaya a estar disponible o sea fácil

adquirirlo y ser concesionado para uso, por lo que se debe adquirir el segundo más óptimo, y así sucesivamente.

Para la adquisición del terreno pueden ocurrir los siguientes casos en relación a la situación legal del mismo: El terreno le pertenece a una persona natural,

4.3.2.1. CASO: TERRENO PERTENECIENTE A PERSONA NATURAL

En este caso se deberá realizar un contrato de compra venta con el(los) propietario(s) del terreno o extensión del área requerida para el proyecto. Se considera que el terreno cuenta con título(s) de propiedad, sin embargo, puede ser el caso que no se cuente con título de propiedad sino con otro documento de menor peso legal, por ejemplo, una constancia de posesión u otro.

Primero, la verificación legal de la condición del terreno o inmueble, con el número de partida registral se solicita una copia informativa y/o un certificado literal en SUNARP. Servirá para saber quién es el legítimo dueño o propietario registral, así como, si el inmueble esta embargado, hipotecado, o con alguna medida cautelar; que puede ser: judicial, administrativa o arbitral.

Acordar con el propietario los términos para el contrato de compra venta: precio, términos de pago, plazo de entrega, condición legal, condición física del terreno, penalidad, y demás. Es recomendable tener la asesoría de un agente inmobiliario certificado o un profesional en el tema.

Luego se reúnen todos los requisitos solicitados por el Notario a cargo de la elaboración de la escritura pública de compra venta, generalmente suelen ser los siguientes:

- Original y fotocopia del documento de identidad del comprador, vendedor, cónyuges, apoderados y/o intervinientes, según el caso; verificando que no tengan minutas electorales.
- Minuta de compra venta, firmada por vendedores y compradores, firma y sello de abogado.
- Copia literal actualizada de la partida registral del inmueble, donde figure como propietario los vendedores.
- Cartilla HR y PU que envía la municipalidad correspondiente del inmueble materia de compra-venta.
- Recibos de pago del Impuesto Predial de todo el año en que se realice la operación.
- El impuesto de Alcabala será cancelado por parte del comprador, el mismo que asciende al 3% del valor total de la compraventa. Aquellos predios cuyo precio de venta sea menor a las 10 UIT, se encuentran exonerados.
- Original y copia de medios de pago según sea el caso.
- En caso que el vendedor haya adquirido el inmueble a partir del año 2004, deberá pagar el Impuesto a la Renta de segunda categoría, el mismo que asciende al 5% del valor de la ganancia de capital (para domiciliados) y 5% (para no domiciliados), que se aplica de la diferencia entre el monto de adquisición y precio de venta. Se paga en cualquier banco, con formulario de SUNAT, debiendo exhibir minuta sellada por notaría. De estar exonerados traer declaración jurada, previa consulta con SUNAT.

- En caso que alguna de las partes no esté presente y hubiesen otorgado poder, se debe traer vigencia de poder, (emitida por registros públicos) donde conste las facultades de disposición, con respecto a dicho inmueble.
- El o los participantes deberán pasar por una verificación biométrica, la cual será tomada en la Notaría.
- Entrega del terreno por parte del vendedor al comprador, y toma de posesión.

Algunas veces el(los) propietario(s) de la(s) propiedad(es) que comprenden el área requerida por el proyecto no cuentan con título de propiedad, sino, con algún tipo de constancia de posesión o documento legal equivalente, el comprador deberá comprar estos derechos a los posesionarios, y luego de ello realizar el saneamiento legal con las autoridades correspondientes como son el municipio al cual pertenece el terreno, los ministerios correspondientes, superintendencia de bienes estatales, entre otros.

4.3.2.2. CASO: TERRENO PERTENECIENTE AL ESTADO

En el caso que el terreno pertenezca al estado, se realiza la gestión con todos los agentes involucrados como son la Superintendencia de Bienes Nacionales o Estatales (SBN), la municipalidad o gobernación a la cual pertenece el terreno, Ministerio de Agricultura y Riego, entre otros.

Por ejemplo, una modalidad es la servidumbre sobre terrenos eriazos de propiedad estatal. El procedimiento a seguir se ha tomado del sitio web de la SBN:

- Informe de la autoridad sectorial competente, en el que se pronuncie sobre: i) si el proyecto que se va a ejecutar en el predio califica como un proyecto de inversión, ii) el área de terreno necesaria; y, iii) el plazo de la servidumbre.
- Solicitud que contenga la identificación precisa del terreno eriazo de propiedad estatal.
- Plano perimétrico en el que se precise los linderos, medidas perimétricas y el área solicitada, el cual debe estar georreferenciado a la Red Geodésica Oficial en sistema de coordenadas UTM, y su correspondiente memoria descriptiva.
- Declaración jurada indicando que el terreno que solicita no se encuentra ocupado por las comunidades nativas y campesinas.
- Certificado de Búsqueda Catastral emitido por la Superintendencia Nacional de los Registros Públicos (SUNARP), con una antigüedad no mayor de sesenta (60) días.
- Descripción detallada del proyecto de inversión.

Una herramienta bastante útil para realizar la verificación previa del terreno que se proyecta hacer uso para el proyecto es la herramienta web Portafolio de Predios del Estado (PPE) de la SBN.

Figura 21: *Imagen de la herramienta para búsqueda de predios de la SBN*



Fuente: Sitio web Superintendencia de Bienes Nacionales

4.3.3. CONCESIÓN PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA

Es un requisito fundamental para que la central solar fotovoltaica entre en fase de operación el contar con el permiso o concesión para la generación de energía. Según el artículo 3° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), se requiere concesión para realizar las actividades de:

- Generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 kW.
- Transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran imposición de servidumbre por parte de éste.
- Distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 kW.
- Generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 kW.

En el caso de una central solar fotovoltaica la Concesión Definitiva De Generación Eléctrica autoriza a la central de generación de energía a poder realizar la actividad de generación y comercialización de electricidad de la nueva instalación. Este trámite se realiza en la Dirección de Generación de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

4.3.3.1. REQUISITOS PARA OBTENER CONCESIÓN DE GENERACIÓN

A continuación, se indican los requisitos que se deben presentar para poder solicitar la obtención de la concesión por parte del ente competente, el Ministerio de Energía y Minas (MEM), acorde a Artículos 3°, 25° y 38° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, artículos 37° y 66° de su Reglamento y Artículo 8° de la Ley 16053:

- Solicitud, consignando número de RUC, dirigida a la Dirección General de Electricidad (DGE), firmada por el representante legal.
- Pago de TUPA (50% de la UIT).
- Documento (Escritura Pública con sello en el que figure inscripción, Ficha o Partida Electrónica) que acredite inscripción en los Registros Públicos de Constitución de la empresa
- Documento (Ficha o Partida Electrónica) que acredite inscripción en los Registros Públicos del representante legal de la empresa.
- Delimitación de la zona de concesión en coordenadas UTM (DATUM PSAD 56) con la firma y sello del profesional responsable; y Diagrama Unifilar con la firma y sello del profesional.
- En el caso de concesiones definitivas de transmisión, distribución y generación (mayores de 20 MW) se deberá presentar la Resolución

Directoral aprobatoria del Estudio de Impacto Ambiental. En el caso de concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables, cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW, se deberá presentar una Declaración Jurada de cumplimiento de normas técnicas de conservación del medio ambiente y el patrimonio Cultural de la Nación.

- Memoria descriptiva con estudios del proyecto a un nivel de factibilidad, por lo menos; con la firma y sello del representante legal.
- Especificación de las servidumbres requeridas.
- En caso de concesiones definitivas para generación con Recursos Energéticos Renovables (iguales o menores a 20 MW de potencia instalada): Información técnica con fines estadísticos que consistirá cuando menos en lo siguiente: potencia instalada de la central, número de unidades de generación, tipo de cada unidad de generación, modelo, caudal de diseño, consumo específico de combustible, tipo de combustible; tratándose de centrales de generación en uso o repotenciadas se presentarán también los registros históricos de operación e información relevante que sustente un adecuado desempeño operativo.
- Calendario de ejecución de las obras, con la indicación del inicio y la puesta en operación comercial (en caso de nuevas obras) con sello y firma del representante legal.
- Presupuesto del proyecto (en caso de nuevas obras), con sello y firma del representante legal.
- Certificado de Habilidad vigente del ingeniero responsable de los planos.
- Autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, emitido por la autoridad de aguas competente, que apruebe el estudio hidrológico a

nivel definitivo. Dicho requisito es también aplicable a las concesiones definitivas de generación con Recursos Energéticos Renovables cuya potencia instalada sea igual o inferior a 20 MW, cuando corresponda.

- Certificado de conformidad emitido por el COES, sustentado con un Estudio de Pre-Operatividad (el cual deberá ser presentado antes de la expedición de la Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión definitiva).
- Sustento verificable del compromiso de inversionistas para el aporte de capital con fines de la ejecución de las obras, tratándose de concesión de generación.
- Informe favorable emitido por una entidad Clasificadora de Riesgo calificada, respecto de la solvencia financiera del peticionario o potencial inversionista, tratándose de concesión de generación.
- Garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras, equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UITs en beneficio del Ministerio de Energía y Minas, vigente hasta la puesta en operación comercial del proyecto.

4.3.4. LICENCIA DE CONSTRUCCIÓN

Luego de obtenido la posesión del terreno, la concesión de generación, y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) aprobados se deben continuar con las obras de habilitación como son el movimiento de tierras, obras civiles, construcción de edificaciones, instalación de equipamiento electromecánicos. Para poder realizar estas etapas, se debe hacer la gestión de la licencia de construcción de la instalación industrial con el municipio a donde pertenece el terreno, en el caso del proyecto es el municipio correspondiente a la

Municipalidad Distrital de Moquegua. Los requisitos para obtener la licencia de construcción o edificación son:

- Solicitud de trámite
- Copia de la escritura pública o minuta (inscrita en registros públicos), título de propiedad o copia literal de dominio.
- Recibo por derecho de revisión y calificación del proyecto
- Certificado de parámetros urbanísticos y edificatorio.
- Expediente técnico conteniendo:
 - Plano de Localización y Ubicación Esc. 1/500, 1/5000 y/o 1/50
 - Plano de Arquitectura, planta, cortes y Elevaciones Esc. No menor de 1/75 y/o 1/50
 - Plano de estructuras: Cimentación, Aligerados y especificaciones técnicas Esc. 1/50 y/o 1/75
 - Estudio de suelos a partir de 4 niveles – vivienda comercial a partir del primer nivel.
 - Planos de instalación Eléctrica, mecánica y Sanitaria Esc. 1/50 y/o 1/75
 - Fotografías a color (especificando construcciones frontales aledañas)
 - Memoria descriptiva, cuadro de acabados firmado por Arquitecto o Ingeniero Civil.
 - Estudio de impacto ambiental.
- Derecho de pago.

4.3.5. ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD Y OPERATIVIDAD

El Estudio de Pre-Operatividad (EPO) es el documento que, cumpliendo con todos los requisitos establecidos en el *PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN (PR-20) del COES*, es presentado por el Titular del Proyecto para la aprobación por el COES.

En el Estudio de Pre-Operatividad se demuestra que las instalaciones del proyecto de la central y el sistema de transmisión para la conexión de la nueva central, han sido diseñados para conectarse al SEIN sin entorpecer la expansión del sistema, preservando los criterios de una adecuada operación y seguridad, garantizando la continuidad y calidad del suministro eléctrico. Asimismo, se adjuntarán al Estudio de Pre Operatividad, documentos, actas de reunión y similares que evidencien las coordinaciones realizadas con el Titular Propietario respecto a la viabilidad del Punto de Conexión y al desarrollo del estudio. Este estudio tendrá cuatro partes: I) Resumen Ejecutivo del Proyecto II) Características Técnicas del Proyecto. III) Ingeniería de la transmisión para la conexión al SEIN. IV) Estudios Eléctricos.

Por su parte, el estudio de operatividad (EO), es presentado por el Titular del Proyecto para la aprobación por el COES, y posterior conexión de las instalaciones al SEIN.

El estudio incluirá como mínimo la siguiente información:

- Resumen Ejecutivo del Proyecto
- Estudios de Estado Estacionario
- Estudio de coordinación de protecciones
- Estudio de estabilidad
- Estudio de armónicos
- Estudio de transitorios electromagnéticos
- Protocolos de pruebas en fábrica de equipos.
- Planos y diagramas

4.3.6. DECLARATORIA DE FÁBRICA

Una vez se ha finalizado la construcción del proyecto, se debe presentar la declaratoria de fábrica que es la inscripción de una construcción en el Registro de Predios correspondiente, donde se consignan las características y condiciones técnicas de una obra. Al inscribir una declaratoria de fábrica, reconocemos el carácter legal de una determinada construcción.

Con la inscripción de la declaratoria de fábrica se facilitará la transferencia de un determinado predio, además de valorizarlo. Se debe tramitar en el municipio la licencia de edificación y recepción de obras, según la Ley 29090. Los requisitos para gestionar la declaratoria de fábrica suelen ser los siguientes:

- Formulario único de edificaciones (FUE) a que se refiere la ley N° 29090, con el sello de recepción de la municipalidad competente, firmado por los propietarios, ingeniero constructor, y aprobado por la Municipalidad (sellos y firmas).
- Declaración jurada de los propietarios inscritos con firma certificada notarialmente, indicando la fecha de terminación de la construcción si es que el FUE no tuviera esa información.
- Plano de ubicación, localización y de distribución autorizado por profesional competente, debidamente aprobado por la municipalidad (con los sellos de aprobación).
- Solicitud de inscripción de título (formulario de distribución gratuita) debidamente llenado y firmado por el presentante (persona que realiza el trámite en la SUNARP).
- Pago de la tasa registral (derecho de calificación más inscripción):

- Por derecho de calificación (tasa fija): S/. 40.00 nuevos soles.
- Por derecho de inscripción (tasa variable): 3 multiplicado por el valor de la construcción y luego dividido entre 1000.

4.3.7. FINANCIAMIENTO BANCARIO

El capital requerido para un proyecto de gran magnitud tal como el financiamiento de una central de generación fotovoltaica normalmente es financiado una parte mediante un crédito sindicado de dos o más bancos que conforman un sindicato bancario. Es saludable para el proyecto que parte de la financiación sea mediante recursos propios y el restante mediante deuda, esta razón de endeudamiento recomendada o saludable depende del flujo de caja proyectado del negocio, usualmente del 30% al 50% de la inversión total es capital propio y el restante 70% al 50% es deuda.

Financiar un proyecto con 100% deuda no es muy saludable puesto que la carga financiera de los intereses puede que no sea cubierta por la utilidad operativa, así también, los prestamistas no sienten un compromiso real de los inversionistas puesto que no han puesto ningún recurso propio.

Por otra parte, financiar el proyecto con el 100% de recursos propios tiene la desventaja que se compromete demasiado capital de tal modo que se pueden comprometer inversiones futuras, esto es signo que los inversionistas no tienen proyectos futuros de crecimiento lo cual también no es saludable, así también el tener deuda permite tener el beneficio del escudo fiscal que implica pagar menos impuesto a la renta.

Los sindicatos bancarios para aprobar un crédito sindicado solicitan a la empresa cumplir varios requisitos, entre los más importantes es que el proyecto esté constituido como empresa de propósito especial (Special

Purpose Vehicle – SPV) de tal manera que, si el grupo empresarial que realizará el proyecto no logra buenos desempeños en otros proyectos u operaciones, estos resultados no afecten a el proyecto de la central solar, es decir, que esté aislado o protegido del resultado de otros ejercicios y/o proyectos.

- Los estados financieros proyectados del proyecto a 5 a 10 años: Balance General, Estado de Pérdidas y Ganancias, y Estado de Flujo de Efectivo.
- Evaluación financiera del proyecto y flujo de caja proyectado, usualmente, mediante herramientas financieras como el TIR y VAN, y flujo descontado.
- Contratos de venta de energía (Power Purchase Agreement – PPA) que aseguren el flujo de caja, por ejemplo, contratos con grandes clientes libres o contratos con el estado.
- Experiencia y capacidad técnica de la empresa en el rubro de construcción de centrales solares fotovoltaicas.
- Currículum Vitae de los principales directivos y/o accionistas de la empresa.
- Títulos de propiedad del área donde se construirá el proyecto.
- Permisos de concesión, permisos de licencia ambiental, entre otros.

Luego de estudiar la información presentada a los bancos, estos podrán determinar el perfil de riesgo del proyecto, la calificación crediticia, el monto máximo a ser otorgado en calidad de deuda, la tasa de interés, y la modalidad de pago y/o servicio de la deuda.

4.4. ESTUDIO MEDIO AMBIENTAL

El Ministerio del Ambiente a través del SENACE y en el marco de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM, se requiere la clasificación ambiental

del proyecto de inversión la cual se da a través de una evaluación técnica. Los proyectos de inversión pueden ser clasificados en las siguientes categorías:

- CATEGORÍA 1: Declaración de Impacto Ambiental (DÍA), Impactos ambientales negativos leves.
- CATEGORÍA 2: Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd). Impactos ambientales negativos moderados.
- CATEGORÍA 3: Estudio de Impacto Ambiental detallado (EIA-d) Impactos ambientales negativos significativos.

4.4.1. CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN

Para la clasificación de los proyectos de inversión (asignación de categoría), el SENACE toma en consideración los criterios establecidos en el Anexo V del Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM. Dichos criterios son los siguientes:

- La protección de la salud de las personas.
- La protección de la calidad ambiental, tanto del aire, del agua, del suelo, como la incidencia que puedan producir el ruido y los residuos sólidos, líquidos y emisiones gaseosas y radiactivas.
- La protección de los recursos naturales, especialmente las aguas, el suelo, la flora y la fauna.
- La protección de las áreas naturales protegidas.
- Protección de la diversidad biológica y sus componentes: ecosistemas, especies y genes; así como los bienes y servicios ambientales y bellezas escénicas, áreas que son centros de origen y diversificación genética por su importancia para la vida natural.

- La protección de los sistemas y estilos de vida de las comunidades.
- La protección de los espacios urbanos.
- La protección del patrimonio arqueológico, histórico, arquitectónicos y monumentos nacionales.
- Los demás criterios que surjan de la Política Nacional Ambiental.

4.4.2. DISPOSICIÓN DE COMPONENTES AL FINAL DEL PROYECTO

Al final de la vida útil del proyecto, la cual se estima luego de 30 años después de iniciado la operación comercial, el mayor componente a disponer serán los paneles solares fotovoltaicos.

Existen en la actualidad dos grandes formas de reciclaje: el reciclado térmico y el reciclado mecánico. El más difundido es el reciclado mecánico.

En Europa la Unión Europea ha desarrollado normativa legal donde establece a los paneles solares como residuo electrónico y por lo cual el generador está en la obligación de reciclar sus componentes, en Estados Unidos y China no se tiene esta normativa razón por la cual los paneles solares se disponen directamente sin reciclarlos.

Las principales plantas de reciclaje de paneles solares se ubican en Europa tales como Veolia, sin embargo, aún es una tecnología en desarrollo y en algunos casos el costo de reciclaje es mayor al beneficio que se obtiene de la recuperación de los elementos tales como el aluminio, vidrio u otros; la tecnología para recuperar los elementos más valiosos del panel solar tales como el silicio de alta pureza y los hilos de plata es aún más incipiente pero ya existe una empresa llamada ROSI la cual debe entrar en operación en 2023, esta empresa ha desarrollado una tecnología que permite recuperar de una manera más eficiente estos elementos más valiosos de los paneles solares que

representan en más el 3%, sin embargo, representan el 75% del beneficio económico.

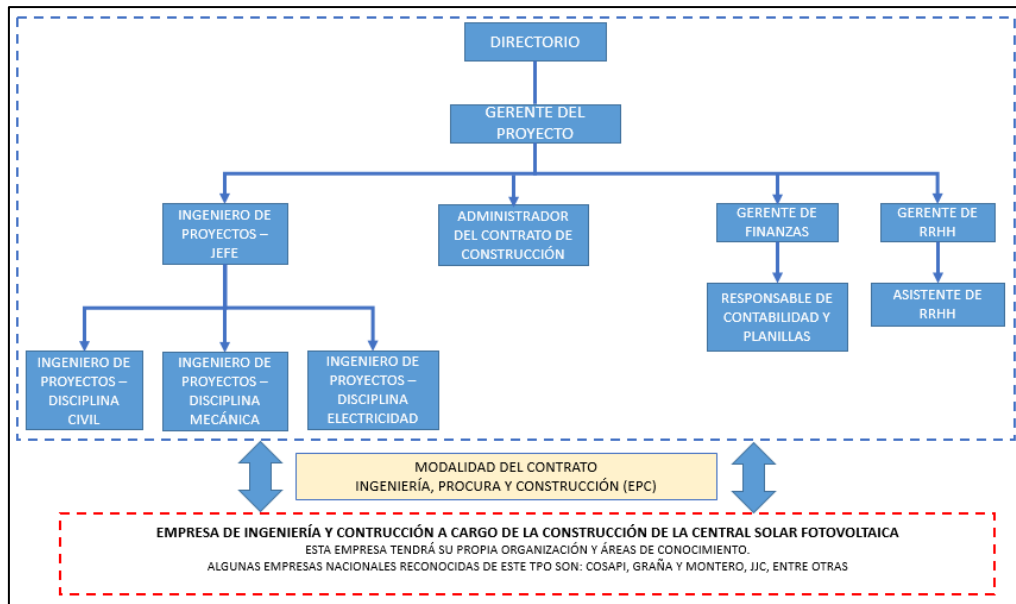
En Latinoamérica, Chile es el precursor en el reciclaje de paneles solares, cuenta con la primera planta de reciclaje la cual usa un sistema de reciclaje mecánico.

En el caso peruano no se cuenta con plantas de reciclaje de paneles solares, por lo cual una alternativa de reciclaje es enviar los paneles solares a la planta más cercana que en el caso actual es Chile, hay que tener en cuenta que dentro de 30 años es muy probable que ya existan en Perú plantas de reciclaje de esa manera al vender estos equipos se obtendrá un ingreso por la venta de los materiales.

4.5. ESTUDIO ORGANIZACIONAL

Al inicio y durante la fase de construcción del proyecto se tendrá el siguiente organigrama orientado a proyectos. Se considera que la ejecución del proyecto será mediante un contrato EPC a cargo de una empresa reconocida del rubro de construcción.

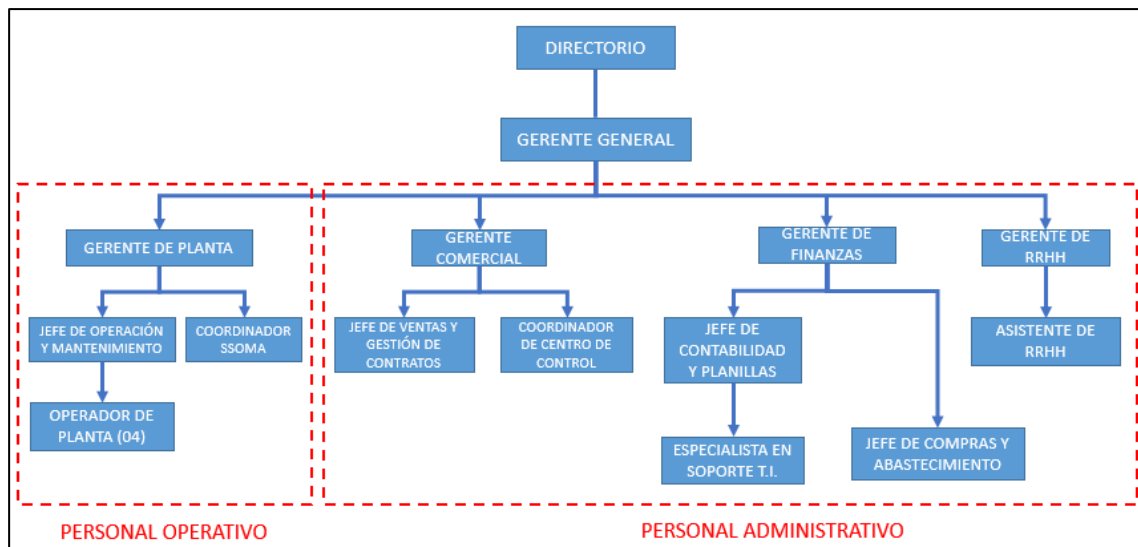
Figura 22: *Estructura organizacional en la fase constructiva del proyecto*



Nota: Elaboración propia

En la última etapa de construcción del proyecto habrá una transición a los trabajadores que ocuparán los nuevos puestos organizacionales para la fase de operación de la central fotovoltaica. Esta transición será principalmente al personal operativo, donde se realizará la transferencia de conocimiento de parte del personal del proyecto hacia el personal operativo. Es posible que muchos de los trabajadores que ocuparon puestos en la fase constructiva de proyecto opten por quedarse en la fase operativa del mismo. Luego de terminada la fase constructiva del proyecto y realizada la transferencia de conocimiento al personal operativo se podrá realizar la entrega formal del proyecto al personal operativo. Una vez en operación de la central solar fotovoltaica se tendrá un organigrama funcional como el mostrado:

Figura 23: Estructura organizacional en la fase operativa del proyecto



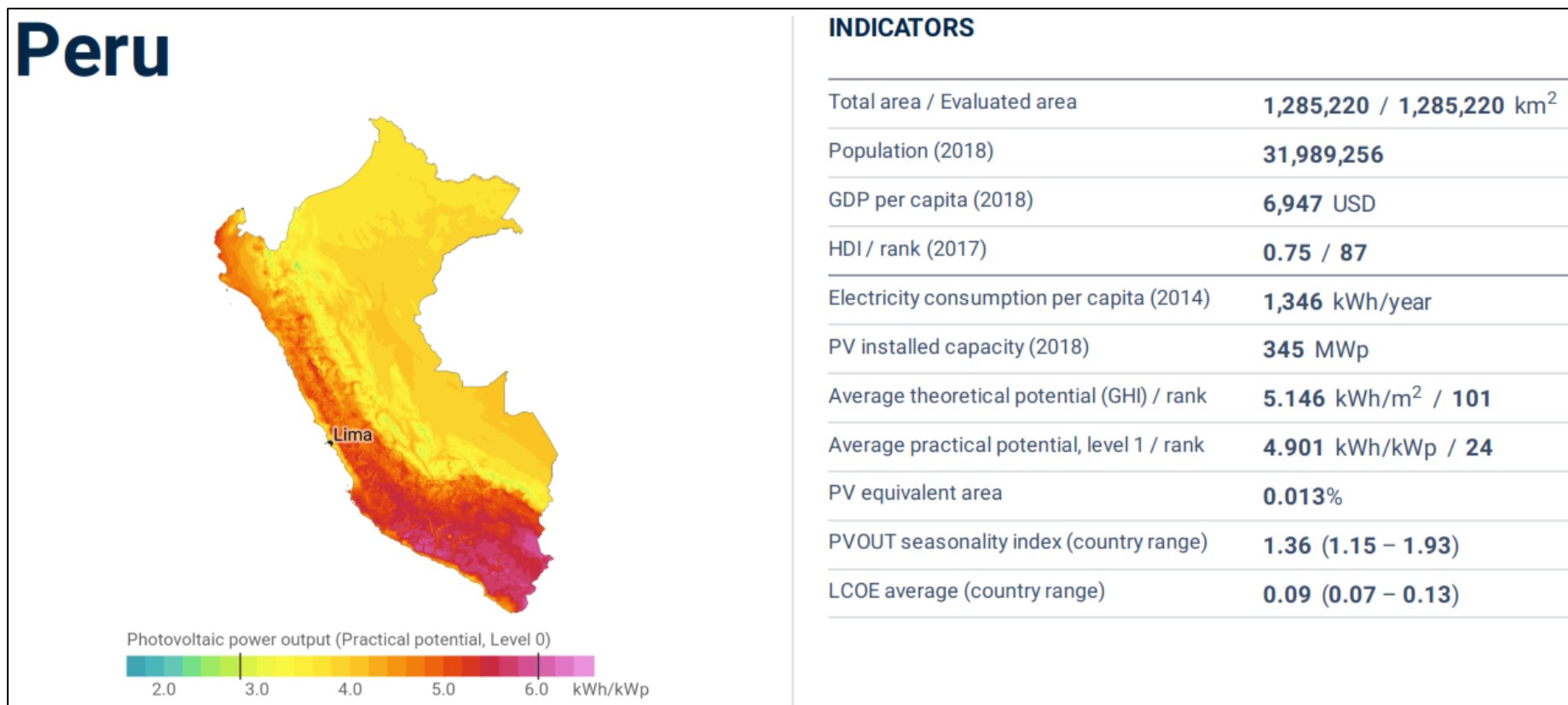
Nota: Elaboración propia

4.6. ESTUDIO TÉCNICO

4.6.1. ESTUDIO DEL RECURSO SOLAR

Una de las etapas previas a la decisión de inversión de un proyecto de este tipo es la evaluación de la disponibilidad del recurso solar, el resultado del estudio del recurso solar (irradiación solar) debe justificar y garantizar la rentabilidad del proyecto. Para realizar esta evaluación se ha usado la herramienta en línea de acceso libre del Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).

Figura 24: Reporte del recurso solar del Perú



Nota: Obtenido a partir de mapa en línea de sitio web de ESMAP

Figura 25: Ubicación de las Centrales fotovoltaicas del Perú al año 2021



Nota: Obtenido a partir de herramienta en línea Google Maps

Tabla 12: Comparativo de indicadores del recurso solar de las centrales fotovoltaicas de Perú en el año 2021

| Central Solar | Salida de potencia fotovoltaica específica, anual (kWh/kWp) | Irradiación directa normal (kWh/m²) | Irradiación horizontal global (kWh/m²) | Irradiación horizontal difusa (kWh/m²) | Irradiación global inclinada a ángulo óptimo (kWh/m²) | Inclinación óptima de los módulos PV (°) | Temperatura del aire (°C) | Elevación del terreno (msnm) |
|-------------------------|--|---|--|--|---|---|----------------------------------|-------------------------------------|
| C.S. Repartición | 2058.6 | 2701.9 | 2504.2 | 658.7 | 2629.8 | 20/0 | 18.9 | 1534 |
| C.S. Majes Solar | 2065.3 | 2626.0 | 2495.5 | 681.2 | 2613.1 | 19/0 | 18.1 | 1252 |
| C.S. Panamericana Solar | 2059.2 | 2647.9 | 2461.9 | 640.4 | 2593.4 | 21/0 | 18.0 | 1064 |
| C.S. Tacna Solar | 1866.4 | 2194.3 | 2263.5 | 707.6 | 2365.3 | 19/0 | 18.5 | 693 |
| C.S. Moquegua FV | 2062.0 | 2650.3 | 2462.5 | 639.2 | 2592.1 | 20/0 | 17.9 | 1027 |
| C.S. Rubí | 2071.8 | 2744.8 | 2484.7 | 629.4 | 2614.7 | 20/0 | 18.5 | 1438 |
| C.S. Intipampa | 2090.3 | 2924.6 | 2527.6 | 570.6 | 2670.2 | 21/0 | 17.7 | 2104 |

Nota: Los valores han sido obtenidos de la herramienta en línea de acceso libre del Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).

Tabla 13: Coordenadas de ubicación de las centrales CSF del Perú

| Central Solar | Latitud | Longitud |
|-------------------------|----------------|-----------------|
| C.S. Repartición | 16°34'48.43"S | 71°48'55.40"O |
| C.S. Majes Solar | 16°26'8.13"S | 72°13'20.01"O |
| C.S. Panamericana Solar | 17°32'35.00"S | 71° 1'21.00"O |
| C.S. Tacna Solar | 17°59'37.49"S | 70°20'11.15"O |

Nota: Elaboración propia en base a herramienta de Google Maps

Tabla 14: Comparativo índice de estacionalidad de las centrales solares fotovoltaicas del Perú en el año 2021

| Central Solar | Máxima energía producida mensual (MWh) | Mínima energía producida mensual (MWh) | Índice de estacionalidad | Desviación estándar / promedio (%) |
|-------------------------|---|---|---------------------------------|---|
| C.S. Repartición | 4,050 | 3,107 | 1.30 | 7.3% |
| C.S. Majes Solar | 4,262 | 3,075 | 1.39 | 8.7% |
| C.S. Panamericana Solar | 5,738 | 3,908 | 1.47 | 10.6% |
| C.S. Tacna Solar | 5,485 | 3,392 | 1.62 | 16.0% |
| C.S. Moquegua FV | 4,675 | 3,271 | 1.43 | 9.9% |
| C.S. Rubí | 45,199 | 29,690 | 1.52 | 12.5% |
| C.S. Intipampa | 11,569 | 7,365 | 1.57 | 13.5% |
| Promedio | | | 1.47 | 11.18% |

Nota: Elaboración propia

Irradiación normal directa (DNI): Se refiere a la radiación solar de onda corta que recibe una superficie normal al sol. Este es el parámetro más importante en la evaluación de la energía solar de concentración y para el

cálculo preciso de la irradiación global recibida por los módulos fotovoltaicos inclinados y de seguimiento solar.

Irradiación horizontal global (GHI): Se refiere a la radiación solar de onda corta que recibe una superficie horizontal. Este es el parámetro más importante para el cálculo del rendimiento energético y la evaluación del rendimiento de los módulos fotovoltaicos de placa plana, que actualmente es la tecnología más extendida.

Irradiación horizontal difusa (DIF): Es la cantidad de radiación recibida por unidad de área por una superficie que no llega en un camino directo desde el sol, sino que ha sido dispersada por moléculas y partículas en la atmósfera. Básicamente, es la iluminación que proviene de las nubes y el cielo azul.

Temperatura del aire (TEMP): Es el segundo factor natural más importante que afecta la producción de energía fotovoltaica. Se calcula mediante el procesamiento posterior de los datos del conjunto de datos meteorológicos de re análisis ERA-5 del Centro Europeo para Pronósticos Meteorológicos a Medio Plazo (ECMWF) y un modelo de terreno digital de alta resolución que Solargis derivó de múltiples fuentes.

Irradiación inclinada global (GTI): O radiación total recibida en una superficie con inclinación y azimut definidos, fijos o con seguimiento solar. Esta es la suma de la radiación dispersa, directa y reflejada. Es una referencia para aplicaciones fotovoltaicas (PV) y puede verse afectado ocasionalmente por sombras.

Ángulo de inclinación óptimo (OPTA): Es el ángulo donde la radiación solar llegará perpendicularmente a la superficie. Cuando el ángulo de incidencia del haz de radiación sobre una superficie, θ , es menor, entonces su

coseno será mayor. Maximizar el “ $\cos\theta$ ” en una superficie puede maximizar la radiación solar recibida en esa superficie. En la práctica para obtener los mejores resultados los ángulos de inclinación de los paneles deben ser igual a la latitud geográfica de donde se ubica el proyecto.

Ángulo azimutal: Es la orientación horizontal de los paneles en relación con el ecuador. Para obtener los mejores resultados, los paneles solares deben mirar hacia el ecuador. Si el proyecto se ubicará en el hemisferio norte, los paneles deben ser orientados de tal manera que miren hacia el sur. En el caso que la ubicación del proyecto sea en el hemisferio sur, la orientación hacia donde miran los paneles es hacia el norte.

Potencial de salida de potencia fotovoltaica específica, anual (PVOUT): Es la salida esperada de un sistema fotovoltaico, la entrada principal es una capa de datos ráster global, que representa el promedio a largo plazo del potencial de energía fotovoltaica (PVOUT), calculado por el enfoque de Solargis. Consideramos una planta de energía fotovoltaica típica a gran escala. Más precisamente, la configuración del sistema fotovoltaico consta de estructuras independientes con módulos fotovoltaicos de silicio cristalino monofacial montados fijos con una inclinación óptima para maximizar el rendimiento energético anual. También se asume el uso de inversores de alta eficiencia.

El cálculo tiene en cuenta la radiación solar, la temperatura del aire y el terreno para simular la conversión de energía y las pérdidas en los módulos fotovoltaicos y otros componentes de una planta de energía fotovoltaica. La simulación asume una pérdida del 3,5% debido a la suciedad y la polución. Se supone que el efecto acumulativo de otras pérdidas de conversión, incluido el

sombreado entre hileras, la falta de coincidencia, los inversores, los cables y los transformadores, es del 7,5 %. La disponibilidad de la central eléctrica se considera del 100%.

Índice de estacionalidad: Aunque el rendimiento solar anual suele ser el valor más indicativo para la evaluación de proyectos, su distribución estacional también es bastante importante. Presentamos el 'índice de estacionalidad', que se calcula como una relación entre los valores potenciales mensuales promedio más altos y más bajos en un año promedio.

El índice de estacionalidad proporciona una indicación elemental de la variabilidad estacional. Por ejemplo, el índice de estacionalidad PVOUT en Sudáfrica alcanza el valor 1.2, lo que representa una producción de electricidad muy estable a lo largo del año. En India, supera 1.6, lo que muestra que hay temporadas menores y mayores para la producción. En Alemania, el valor medio del índice de estacionalidad es de alrededor de 4.4, lo que significa que hay menos de una cuarta parte de la generación de electricidad en el mes de invierno más bajo en comparación con el mes de verano de mejor rendimiento.

4.6.2. ANÁLISIS COMPARATIVO CON OTRAS CENTRALES

Analizando el comparativo de los valores de las centrales fotovoltaicas de Perú en el año 2021 se observa que en la región sur, en los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna se tiene los más altos valores de Indicador de potencial práctico de salida (PVOUT) que van de 6 a 8 kwh/kwp, esto equivale a factores de planta que van de 25% al 33%.

En la ubicación de la CS Intipampa en el departamento de Moquegua se obtienen los mejores indicadores de radiación solar en comparación con las demás ubicaciones de las centrales solares fotovoltaicas, el PVOUT en esta

zona es 2,090 kWh/kWp anual en línea con un GTI igual a 2,670 kWh/m², esto hace atractivo que en esta área se proyecte construir otros proyectos solares fotovoltaicos, sin embargo, cuando se revisa el índice de estacionalidad (seasonality index) de la CS Intipampa este valor es 1.57 lo cual es la mayor de todas las centrales solares, esta mayor variabilidad de la radiación solar indica que la potencia instalada será usada con mejor eficiencia que en caso de centrales solares con un índice de estacionalidad menor como es el caso de la central solar CS Repartición cuyo índice es 1.30 (15% menor que la CS Intipampa), pero si comparamos su PVOOUT de la CS Repartición que es 2,058 kWh/kWp (1.5% menor que la CS Intipampa), por lo que al ser insignificante la diferencia del PVOOUT será más rentable proyectar la futura planta cerca al área de la actual ubicación de la CS Repartición.

1.1.1. TIPO DE LA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

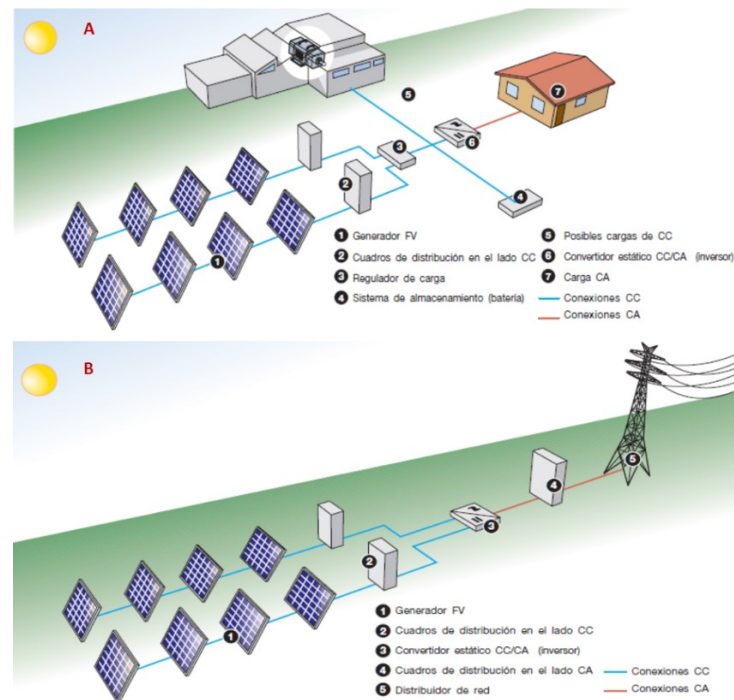
Existen varias configuraciones según la aplicación de la central solar fotovoltaica, según su conexión al sistema eléctrico interconectado pueden ser aisladas o conectadas a la red.

En el caso de las centrales aisladas toda la energía eléctrica generada se consume en la carga aislada que puede ser una instalación industrial o doméstica, u otro. Se cuentan con baterías para almacenar el excedente de energía almacenada, y poder suministrarla a la carga aislada cuando se tenga un déficit en la energía generada, esto se suele dar ante la usencia de sol.

En el caso de las centrales fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, no se cuenta con bancos de baterías para almacenamiento del excedente de energía, toda la energía generada es inyectada a la red eléctrica.

En el caso del proyecto en estudio se considerará una central solar conectada a la red eléctrica debido a su magnitud del tipo a gran escala industrial, a diferencia del tipo aislado que suele usarse para cargas puntuales alejadas de la red eléctrica o en otros casos para consumo doméstico.

Figura 26: Tipos de centrales solares fotovoltaicas



Nota: Obtenido de Lache M, Andrea. (2015). Producción de hidrógeno a partir de energía solar. Panorama en Colombia. ELEMENTOS. 5. 10.15765/e.v5i5.621.

4.6.3. DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PLANTA

La capacidad de planta depende de varios factores, principalmente obedece al estudio de mercado, la capacidad de planta no debería exceder la proyección del exceso de demanda de energía renovable, ya que de otro modo se corre el riesgo que se tenga capacidad ociosa o energía que no se pueda vender.

Por otra parte, la capacidad de planta depende también de la cantidad de inversión que puede levantar el empresario o empresa a cargo de la

implementación de la central solar, la cantidad de capital que puede levantar la empresa mediante préstamo o deuda bancario y bonos está en función de la cantidad de capital propio que tiene puesto que no es saludable para el negocio que toda la inversión sea deuda.

En el caso de una central solar fotovoltaica también se aplica el concepto el concepto de la economía de escala, es decir, mientras mayor es la capacidad de planta implica que el costo de producción es menor y la productividad operativa es mayor, por ejemplo, si consideramos a la CS Rubí de propiedad de la ENEL Generación, esta central de 145 MW es la de mayor capacidad de todas las centrales fotovoltaicas de Perú, a pesar de estar ubicado en una zona con uno de los altos índices de estacionalidad (índice igual a 1.52) tiene el mayor factor de planta igual a 35.41%, es decir, el aprovechamiento de su capacidad instalada es el mayor, así también, la razón de ventas anuales a inversión de 12.07% es la mayor 12.07% en comparación de las demás centrales.

Tabla 15: Comparativo potencia y rentabilidad de las centrales solares fotovoltaicas del Perú en el año 2021

| Central Solar | Año POC | Potencia instalada (MW) | Inversión (Millones USD) | Inversión por unidad de potencia (Millones USD/MW) | Ingreso Garantizado (Millones USD/año) | Ventas / Inversión | Factor de planta (%) |
|-------------------------|---------|-------------------------|--------------------------|--|--|--------------------|----------------------|
| C.S. Repartición | 2012 | 20 | 73.5 | 3.675 | 8.35 | 11.36% | 25.17% |
| C.S. Majes Solar | 2012 | 20 | 73.6 | 3.680 | 8.37 | 11.38% | 25.59% |
| C.S. Panamericana Solar | 2012 | 20 | 94.6 | 4.730 | 10.90 | 11.52% | 34.01% |
| C.S. Tacna Solar | 2012 | 20 | 94.6 | 4.730 | 10.62 | 11.23% | 31.00% |
| C.S. Moquegua FV | 2014 | 16 | 43.0 | 2.688 | 5.16 | 11.99% | 35.16% |
| C.S. Rubí | 2018 | 145 | 165.0 | 1.138 | 19.91 | 12.07% | 35.41% |
| C.S. Intipampa | 2018 | 40 | 52.3 | 1.308 | 5.26 | 10.05% | 31.43% |
| Promedio | | | | 3.135 | | | 31.11% |

Nota: Elaboración propia

Tabla 16: Listado de proyectos principales de centrales solares fotovoltaicas en Chile al año 2022

| Central Solar | Potencia instalada (MW) | Operación comercial | Ubicación | Inversión (Millones USD) | Inversión por unidad de potencia (Millones USD/MW) |
|-----------------|-------------------------|---------------------|-------------|--------------------------|--|
| Copiapó | 101 | 2014 | Atacama | 241 | 2.39 |
| Taltal | 19 | 2015 | Antofagasta | 32 | 1.68 |
| María Elena | 73 | 2015 | Antofagasta | 190 | 2.61 |
| Tierra Amarilla | 46 | 2016 | Atacama | 100 | 2.18 |
| Taltal | 79 | 2016 | Antofagasta | 150 | 1.90 |
| Copiapó | 90 | 2016 | Atacama | 160 | 1.78 |
| La Ligua | 40 | 2017 | Valparaíso | 67 | 1.68 |
| Antofagasta | 53 | 2017 | Antofagasta | 115 | 2.18 |
| Colina | 103 | 2017 | Santiago | 256 | 2.49 |
| María Elena | 138 | 2017 | Antofagasta | 270 | 1.96 |
| Vallenar | 196 | 2017 | Atacama | 343 | 1.75 |
| Pozo Almonte | 27 | 2018 | Tarapacá | 65 | 2.43 |
| Til Til | 98 | 2018 | Santiago | 146 | 1.57 |
| La Higuera | 100 | 2018 | Coquimbo | 250 | 2.49 |
| Pozo Almonte | 88 | 2019 | Tarapacá | 135 | 1.53 |
| Antofagasta | 180 | 2022 | Antofagasta | 245 | 1.36 |
| Promedio | | | | | 2.00 |

Nota: Información obtenida del sitio web Generadoras de Chile

Dado que la legislación peruana no establece una potencia mínima que deben cumplir las centrales solares fotovoltaicas, para el siguiente proyecto se ha optado por una potencia instalada pico de 20 MW, con lo cual se verifica que es un valor menor el déficit de potencia requerida RER igual a 265 MW para el año 2022 tal como se estableció en la sección de estudio de mercado.

4.6.4. ESPACIO REQUERIDO PARA EL PROYECTO

Considerando del acápite anterior que la central solar fotovoltaica proyectada tendrá 20 MW, se puede estimar el tamaño o extensión del área requerida, la capacidad o potencia por hectárea promedio para las actuales centrales solares en operación, que es 0.349 MW por hectárea, considerando que a futuro la central tenga una expansión de 50% de su capacidad, la extensión requerida debería ser:

Extensión requerida para una planta solar de 20 MW

$$= 20 \text{ MW} * 0.349 \frac{\text{MW}}{\text{ha}} * 150\% = 12 \text{ ha}$$

Del área total alrededor del 20% a 30% es ocupado por el equipamiento electromecánico, vías de acceso y edificaciones civiles para la gestión de la central solar fotovoltaica. Considerando que la extensión de terreno tiene una geometría cuadrada para fines de evaluación, le corresponderá un área cuadrada de 350 metros de lado, de las 12 hectáreas alrededor de 2.4 hectáreas será para el equipamiento, vías de acceso y edificios varios.

Tabla 17: Comparativa capacidad por hectárea de las centrales solares fotovoltaicas del Perú en el año 2021

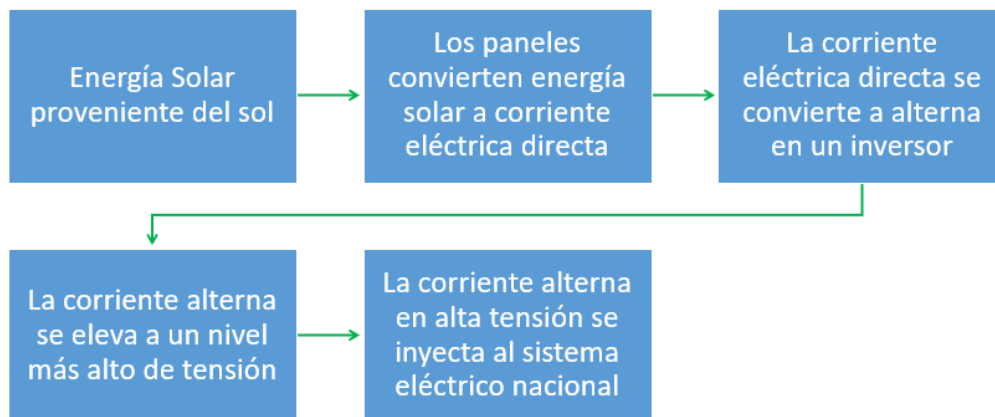
| Central Solar | Potencia instalada | Ubicación | Altitud (m.s.n.m.) | Extensión de la central (ha) | Capacidad por hectárea (kW/ha) | Área paneles solares (ha) | Área paneles / Área total planta |
|-------------------------|--------------------|---------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------------------------------|
| C.S. Repartición | 20 MW | Caylloma (Arequipa) | 1528 | 74 | 270 | 67.9 | 92% |
| C.S. Majes Solar | 20 MW | Caylloma (Arequipa) | 1255 | 77 | 260 | 64.4 | 84% |
| C.S. Panamericana Solar | 20 MW | Mariscal Nieto (Moquegua) | 1065 | 135 | 148 | 62.4 | 46% |
| C.S. Tacna Solar | 20 MW | Tacna (Tacna) | 692 | 122 | 164 | 75.8 | 62% |
| C.S. Moquegua FV | 16 MW | Mariscal Nieto (Moquegua) | 1030 | 119 | 135 | 61.6 | 52% |
| C.S. Rubí | 145 MW | Mariscal Nieto (Moquegua) | 1441 | 348 | 417 | 308.0 | 89% |
| C.S. Intipampa | 40 MW | Mariscal Nieto (Moquegua) | 2115 | 146 | 274 | 76.6 | 52% |
| PROMEDIO: | | | | | 349 | | 68% |

Nota: Elaboración propia

4.6.5. DIAGRAMA DEL PROCESO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

En el siguiente diagrama se muestra el proceso de generación de energía de una central solar fotovoltaica que genera energía y la inyecta a la red eléctrica.

Figura 27: *Proceso industrial de generación de energía*



Nota: Elaboración propia

4.6.6. SELECCIÓN DEL LUGAR DEL PROYECTO

Para decidir el lugar más óptimo desde el punto de vista económico donde se ubicará la instalación solar fotovoltaica hay que tener en cuenta los siguientes criterios:

Disponibilidad del recurso solar: Mientras mayor es el recurso solar, mejor la ubicación de la central.

Relación con la población o comunidad: Si la población no está sensibilizada con el proyecto, entonces se tiene mucha posibilidad que fracase debido a conflictos sociales con la población.

Cercanía a líneas de transmisión existentes: Es determinante que el proyecto se ubique en un lugar cerca al paso de líneas de transmisión eléctrica

existentes, de esa manera la inversión será menor en construir la nueva línea para interconectar la central solar al sistema eléctrico. El nivel de tensión de la línea de transmisión existente también es importante, mientras mayor sea el nivel de tensión mayor será el costo del transformador elevador y la línea de transmisión para interconexión.

Existencia de vía de comunicación terrestre: Es importante contar con carreteras o vías de comunicación que permitan el traslado de los equipos, materiales y demás recursos del proyecto, así también durante la operación el costo de transporte de personal será menor.

Posibilidad de ampliación de la central: Si el proyecto resulta exitoso en la fase operativa entonces es muy posible que se requiera ampliar sus instalaciones por lo que se debe contar con este espacio disponible.

Perfil y llanura del terreno: Una geografía del terreno con una elevación uniforme del terreno, sin desniveles, o demasiados desniveles considerables también ayuda a minimizar los costos en movimiento de tierras para preparación del terreno.

Cercanía a puerto logísticos para importación de mercancía: Es muy importante en la fase de construcción puesto que muchos de estos equipos como paneles solares, o equipamiento eléctrico no es fabricado en Perú y por tanto se tiene que importar, esta importación viene generalmente vía marítima. Mientras más cerca se tenga un puerto logístico, menor será el costo de inversión del proyecto.

Lejanía al mar o ambientes corrosivos: Es importante tener en cuenta si la central solar se ubica demasiado cerca al litoral costero, ocasionará que en fase operativa se presenten efectos corrosivos a los paneles, estructuras

metálicas y en general todos los equipos, esto implicará que se incrementen los costos de mantenimiento.

Contaminación por polvo ocasionado por vientos: Así también si el nivel de vientos en la zona del proyecto es considerable, y el tipo de suelo circundante es suelto o polvoriento, se generará contaminación por polvo los cuales ensuciarán los paneles solares reduciendo su rendimiento e incrementando los costos de mantenimiento.

Disponibilidad a fuentes de agua: Es necesario contar con suministro de agua potable y/o de servicios en la zona del proyecto, el agua se requiere para consumo humano de los trabajadores, pero también para los trabajos de limpieza de los paneles, no contar con agua obligará a comprar agua mediante, por ejemplo, cisternas a un precio mucho más elevado incrementando los costos de operación y mantenimiento de la central.

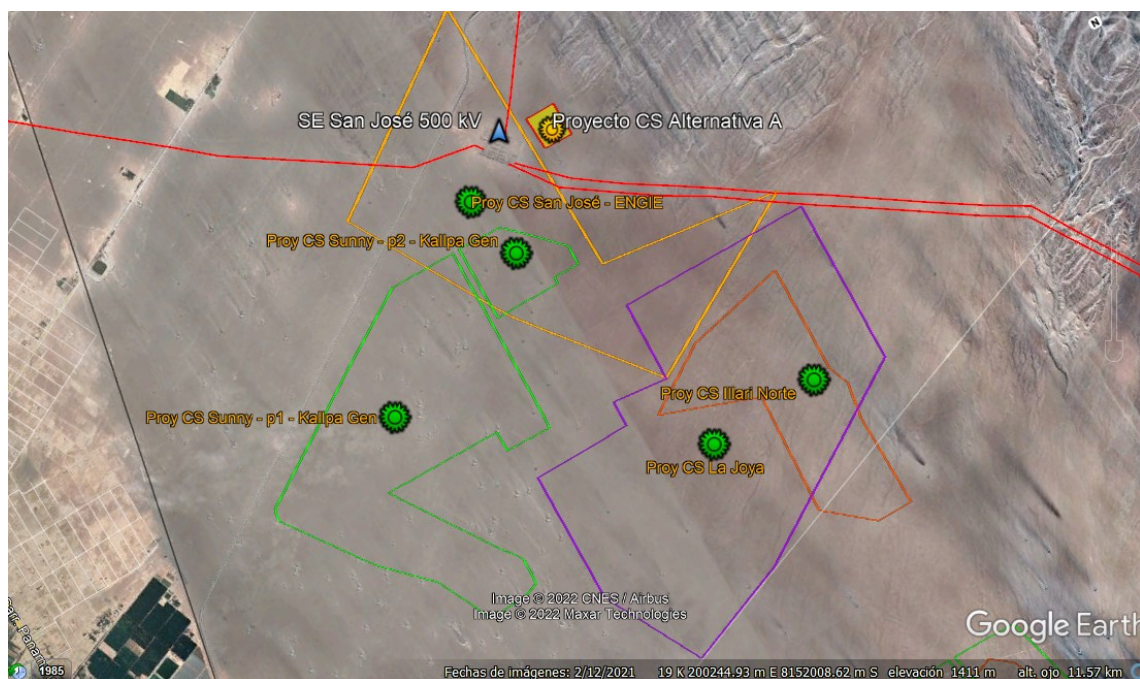
Disponibilidad de mano de obra calificada: Generalmente los proyectos de centrales solares se ubican en zonas alejadas de la ciudad, usualmente, en terrenos pertenecientes a comunidades campesinas o pueblos agrícolas y ganaderos, esto genera un desafío para las empresas constructoras que tienen que contratar mano de obra calificada para la construcción de la planta, en caso no se cuente con mano de obra calificada cerca de la zona del proyecto se tiene que traer de fuera incrementando de esa manera el costo del proyecto y en algunas ocasiones incrementado las tensiones sociales con la mano de obra local.

Cercanía a los usuarios finales o clientes: No es determinante puesto que la energía generada se inyecta a la red eléctrica la cual está interconectada, pero es conveniente si el cliente final se ubica cerca de la zona

del proyecto puesto que se pueden formar sinergias entre el cliente y el proveedor de la energía.

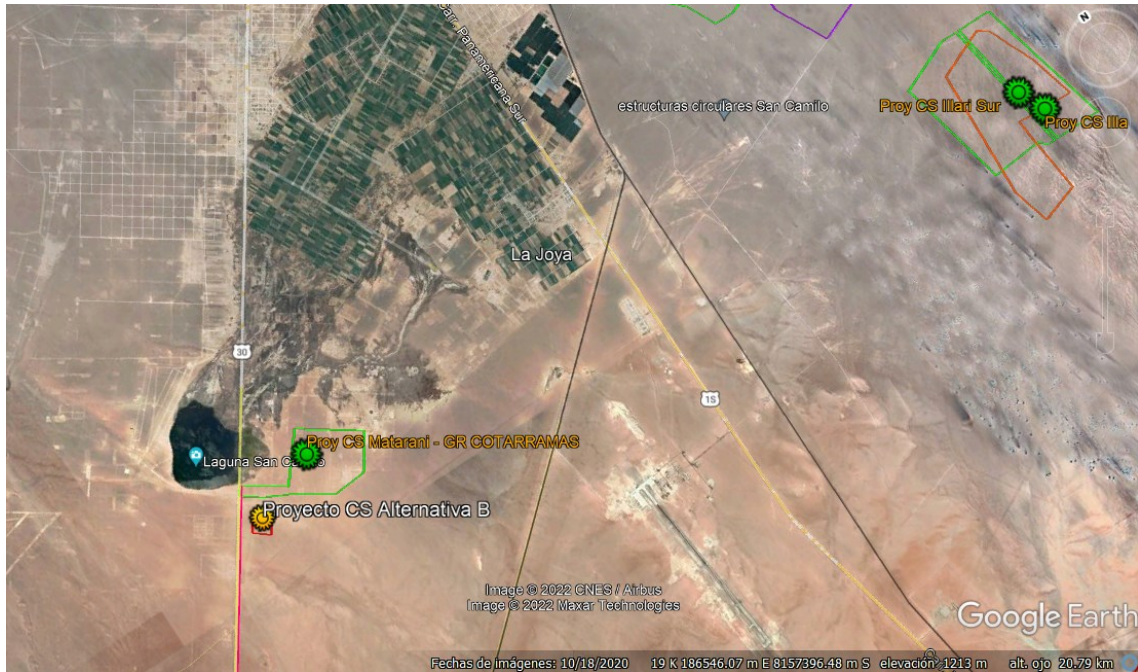
En nuestro caso la ubicación de la central se consideró en un inicio que sea dentro del departamento de Moquegua dado que cuenta con uno de los mayores recursos solares del Perú, sin embargo, revisando las solicitudes actuales de los próximos proyectos de centrales solares, casi la totalidad de ellos se concentran en el departamento de Arequipa, es por ello que siguiendo la tendencia de la ubicación de los próximos proyectos de centrales fotovoltaicas que han presentado solicitudes y Declaraciones de Impacto Ambiental a la Autoridad (MINEM, MINAM, etc), se ha optado por elegir al departamento de Arequipa para la ubicación del proyecto, en específico tres ubicaciones en el sector de la Joya las cuales se muestran en los siguientes gráficos.

Figura 28: *Alternativa A, ubicación cerca de la subestación San José y terrenos de posibles futuros proyectos de centrales solares fotovoltaicas*



Nota: Obtenido a partir de herramienta en línea Google Maps

Figura 29: Alternativa B, ubicación cerca de la LT 1030 y futuro proyecto solar fotovoltaico Matarani



Nota: Obtenido a partir de herramienta en línea Google Maps

Figura 30: Alternativa C, ubicación cerca de la subestación Repartición



Nota: Obtenido a partir de herramienta en línea Google Maps

Teniendo ubicada las tres propuestas, se puede empezar a estudiar las ventajas y desventajas de cada una de ellas considerando los criterios mencionados en el acápite anterior. Para la evaluación de alternativas se usará el siguiente cuadro donde se listan los criterios y pesos a evaluar. El resultado de esta evaluación da como resultado a la ubicación de la propuesta B como la más óptima para implementar el proyecto de la central solar fotovoltaica, le sigue la alternativa A con el segundo mejor puntaje y por último la alternativa C.

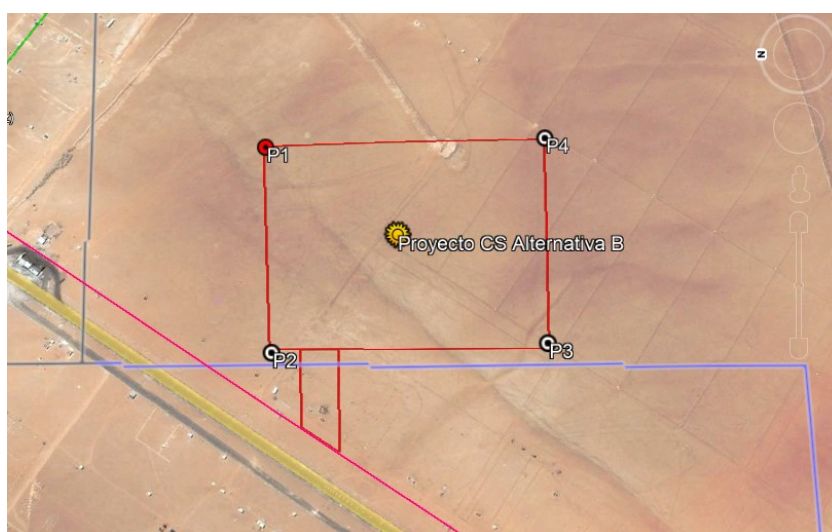
Tabla 18: Cuadro de evaluación de alternativas basado principalmente en el criterio ambiental

| Aspectos | | Descripción | Evaluación (el mayor puntaje es la mejor alternativa) | | | | | |
|--------------------------------|----------------------------|---|---|-------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| | | | Indicadores | Valor | Ponderación | Alternativa A | Alternativa B | Alternativa C |
| Aspectos Ambientales | Áreas Naturales Protegidas | Evalúan si las alternativas se ubicaran próximas a Áreas Naturales Protegidas (ANP), o Zonas de Amortiguamiento (ZA). La mejor alternativa es la se ubique más alejada de ambas | Alejada de ANP y ZA (>5km) | 10 | 0.1 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| | | | Próximo a ZA | 5 | | | | |
| | | | Próximo a ANP | 1 | | | | |
| | Procesos Geodinámicos | Evalúa los procesos geodinámicos que se evidencian en el área del proyecto. La óptima es la que es afectada por menores procesos | Erosión eólica | 10 | 0.05 | 0.50 | 0.50 | 0.50 |
| | | | Erosión hídrica | 5 | | | | |
| | | | Caída de rocas | 1 | | | | |
| Aspectos Sociales | Uso del terreno | Evalúa la posible intervención por actividades previstas en el trazo del proyecto. La opción óptima es la del terreno eriazo sin uso evidente | Terreno eriazo | 10 | 0.2 | | 2.00 | |
| | | | Propiedad privada | 5 | | 1.00 | | |
| | | | Uso poblacional | 1 | | | | 0.20 |
| | Poblaciones cercanas | Evalúa la proximidad de las poblaciones ubicadas en las alternativas. La mejor es la más alejada | Sin poblaciones próximas | 10 | 0.2 | | | |
| | | | <50 pobladores | 5 | | 1.00 | 1.00 | |
| | | | >50 pobladores | 1 | | | | 0.20 |
| Patrimonio Cultural | Zonas Arqueológicas | Evalúa la afectación a zonas arqueológicas. La mejor es la que tiene pocas posibilidades de afectarlas | Sin intervención de zonas arqueológicas | 10 | 0.1 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| | | | Con intervención de zonas arqueológicas | 1 | | | | |
| Aspectos técnicos y económicos | Acceso al proyecto | Evalúa el requerimiento de accesos nuevos para llegar a la zona de proyecto. | Acceso existente | 10 | 0.1 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| | | | Acceso a construir (< 3km) | 5 | | | | |
| | | | Acceso a construir (> 3km) | 1 | | | | |
| | Recurso solar | Evalúa el potencial solar de las alternativas. La mejor es la de mayor potencial | máximo potencial | 10 | 0.25 | 2.50 | 2.50 | |
| | | | regular potencial | 5 | | | | 1.25 |
| | | | bajo potencial | 1 | | | | |
| Puntaje total | | | | | | 8.00 | 9.00 | 5.15 |

Nota: Elaboración propia

Como se verá en los acápites referentes a selección de paneles solares y seguidores solares, la orientación de los paneles con seguidor solar los cuales se deben orientar de Este a Oeste, se obtiene la siguiente orientación del área del proyecto.

Figura 31: Límites y orientación del área del proyecto respecto al norte para la alternativa elegida



Notas: Elaboración propia con ayuda de la herramienta Google Maps

Tabla 19: Coordenadas del área del proyecto para la alternativa elegida

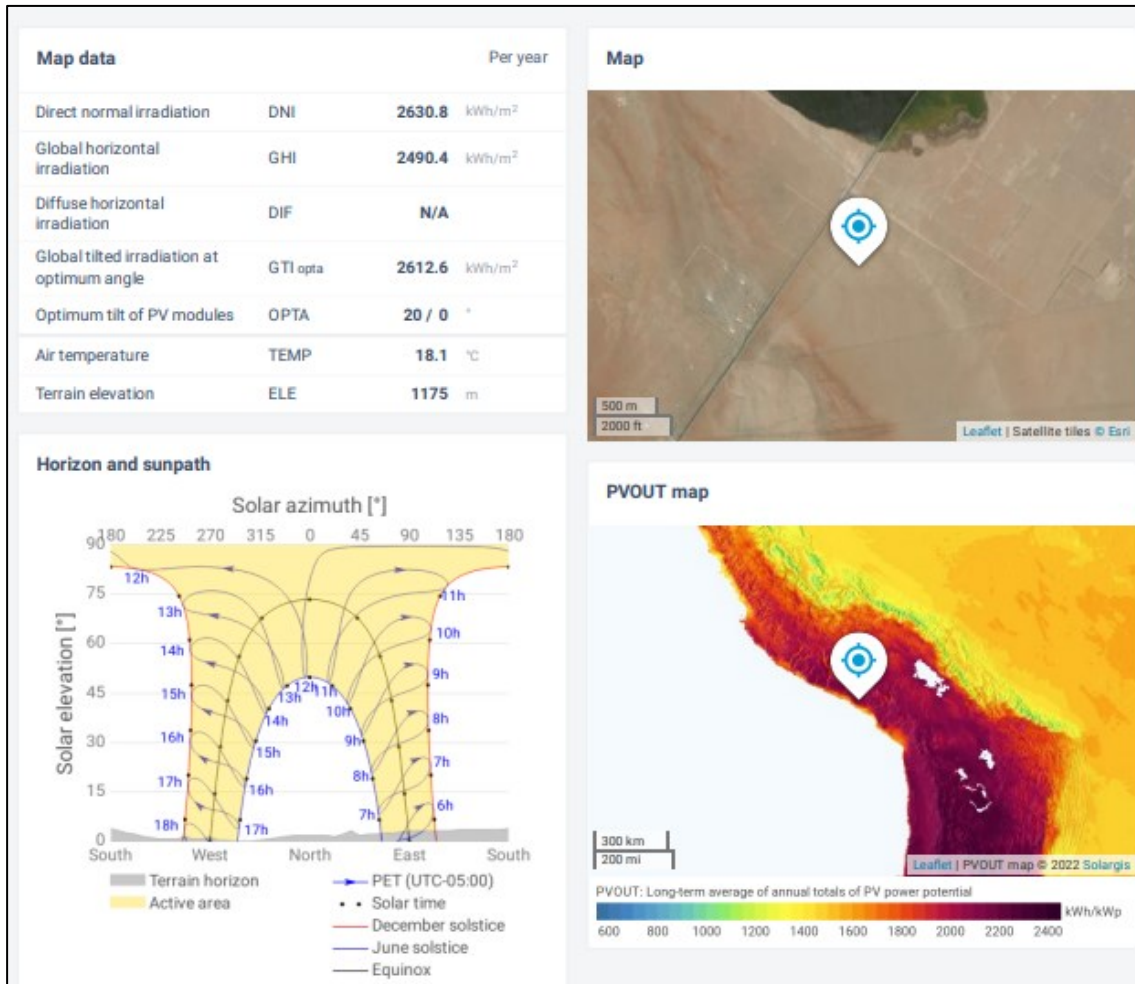
| Punto/ Coordenada | Latitud | Longitud | Altitud (m.s.n.m.) |
|----------------------|-------------|-------------|-----------------------|
| P1 | -16.741883° | -71.952791° | 1173 |
| P2 | -16.741193° | -71.954062° | 1161 |
| P3 | -16.744648° | -71.953989° | 1172 |
| P4 | -16.744775° | -71.951155° | 1177 |

Notas: Elaboración propia con ayuda de la herramienta Google Maps

Mediante la herramienta en línea **globalsolaratlas.info** desarrollada por ESMAP (World Bank Group), se ha ingresado las coordenadas del proyecto

para la alternativa elegida, obteniéndose los siguientes datos de recurso solar que confirman la disponibilidad e idoneidad del mismo.

Figura 32: Información del sitio del proyecto para el área elegida obtenido mediante herramienta ESMAP



Notas: Obtenido de reporte de herramienta en línea globalsolaratlas.info de ESMAP

4.6.7. SELECCIÓN DE EQUIPOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL

4.6.7.1. SELECCIÓN DEL PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

El panel solar fotovoltaico es un elemento que permite la captura de la energía solar y su conversión a energía eléctrica mediante el efecto

fotoeléctrico. En el mercado existen principalmente tres tipos de paneles solares fotovoltaicos: monocristalinos, policristalinos y capa fina.

Los paneles del tipo monocristalinos son usados en climas más fríos y con más nubosidad, ya que son capaces de captar más radiación en condiciones adversas. Su uso es muy frecuente tanto en ubicaciones privadas como industriales.

Los paneles del tipo policristalino son usados en climas cálidos donde se requiere de un panel menos exigente pero que consigue una eficiencia alta en zonas con baja nubosidad. Tienen un amplio uso especialmente en las instalaciones industriales

Los paneles del tipo capa fina tienen una atractiva integración arquitectónica en fachadas, estos paneles también están disponibles en diferentes colores, lo que aumentan enormemente sus posibilidades de integración en diferentes ubicaciones.

En el siguiente cuadro comparativo se hace una comparación entre las características técnicas y desempeño de los diferentes tipos de paneles solares fotovoltaicos.

Tabla 20: Cuadro comparativo de características técnicas según tecnología de paneles solares

| Categoría | Panel monocristalino | Panel Policristalino | Panel capa fina o amorfo |
|-------------------------------------|---|---|--|
| Composición | Cristales de silicio puro | Fragmentos de cristales de silicio | capa fina de cobre, indio y selenio (CIS) o de cobre, indio, galio y selenio (CIGS), cadmio y telurio (CdTe) |
| Eficiencia | 15% al 21% | 13% al 16% | 7% al 13% |
| Temperatura nominal de operación | 20°C a 25°C | 20°C a 25°C | |
| Coeficiente de Temperatura | -0.3% a -0.45% | -0.5% | |
| Costo promedio por Watt (2021) | \$1 a \$1.50 | \$0.90 to \$1 | |
| Costo de un panel estándar de 250 W | \$250 a \$375 | \$225 a \$250 | |
| Ratio de degradación anual | 0.3 a 0.5% | 0.3 to 1% | |
| Vida útil | 40 años | 35 años | |
| Facilidad de reciclaje | 90% al 95% de sus componentes son reciclables | 90% al 95% de sus componentes son reciclables | |

Nota: Elaboración propia

Figura 33: *Comparativo tipos de paneles solares*



Nota: Obtenido sitio web www.solar.eyr.mx

Entre los principales fabricantes de paneles solares a nivel mundial se tienen los mostrados en la siguiente tabla mostrada abajo, así también, en el caso del mercado peruano las marcas más predominantes de paneles solares fotovoltaicos son: Jinko Solar, Trina Solar, JA Solar y Longi Solar.

Analizando la información técnica de los futuros proyectos de centrales solares fotovoltaicas en Perú, se observa que han considerado paneles tipo monocristalino puesto que son los paneles que tienen las mayores eficiencias energéticas. Así también, la potencia pico media de los paneles fotovoltaicos a ser usados por estos proyectos es 443 Wp.

Es por ello que siguiendo la tendencia se ha considerado para el presente proyecto paneles solares del tipo monocristalino de potencia 400 Wp.

La cantidad de paneles a ser usados se determinará en base a la potencia de diseño de la central solar de 20 MW según se determinó en el acápite anterior.

:

Tabla 21: Cuadro comparativo de principales fabricantes de paneles solares fotovoltaicos

| Ranking 2021 | Compañía | Oficina principal | Tipos de paneles ofrecidos | Número de años en el negocio |
|---------------------|-----------------|--------------------------|--|-------------------------------------|
| 1 | LONGi Solar | China | Monocrystalline | 20 años |
| 2 | JinkoSolar | China | Half-cell technology, polycrystalline | 14 años |
| 3 | JA Solar | China | Half-cell technology | 15 años |
| 4 | Trina Solar | China | Monocrystalline | 23 años |
| 5 | Canadian Solar | Canada | Monocrystalline, polycrystalline | 19 años |
| 6 | Hanwha Q-CELLS | Corea del Sur | Monocrystalline | 21 años |
| 7 | Risen Energy | China | Monocrystalline, thin film amorphous silicon | 34 años |
| 8 | Astroenergy | China | Monocrystalline, polycrystalline | 36 años |
| 9 | First Solar | Estados Unidos | Thin film | 30 años |
| 10 | Suntech | China | Half-cell technology | 20 años |

Nota: Elaborado en base a información obtenida de https://en.wikipedia.org/wiki/List_of_photovoltaics_companies

Tabla 22: Cuadro comparativo de tipos de paneles a ser usados por los futuros proyectos solares fotovoltaicos

| N° | Proyecto | Empresa proponente | N° módulos solares | Marca Panel solar | Potencia módulos solares (Wp) | Altitud (m.s.n.m.) | Tipo de paneles fotovoltaicos |
|------------------|-----------------|-------------------------------------|--------------------|----------------------------------|-------------------------------|--------------------|---|
| 1 | CS Coropuna | Compañía Eléctrica El Platanal S.A. | 705,600 | | 400 | 2077 | Silicio monocristalino |
| 2 | CS Solimana | ECORER S.A.C. | 705,600 | | 400 | 2077 | Silicio monocristalino |
| 3 | CS Malpaso | Statkraft | 69,216 | | 450 | 3800 | Tecnología mono-perc |
| 4 | CS HanaqPampa | Engie Energía Perú | 944,640 | Jinko | 360 | 1280 | Tecnología cristalina |
| 5 | CS Santa Isabel | SANTA ISABEL SOLAR S.A.C. | 599,952 | Trina / TALLMAX | 400 | 493 | capa de silicio Monocristalino |
| 6 | CS Matarani | GR CORTARRAMA S.A.C. | 225,792 | TRINA TSM DEG15MC.20 II BIFACIAL | 405 | 1159 | fabricados con células de Monocristalino |
| 7 | CS Sunny | Kallpa Generación S.A. | 612,000 | | 400 | 1415 | tipo monocristalino, de 400 Wp |
| 8 | CS Characato | Orazul Energy Perú S.A. | 55,188 | Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV | 580 | 2567 | Paneles Monocristalinos -Bifaciales |
| 9 | CS San José | Acciona Energía Perú S.A.C. | 325,584 | JA Solar JAM72D30-550/MB | 550 | 1569 | MONOCRYSTALLINE / MONOPERC / Half Cell / Bifacial |
| 10 | CS La Joya | Joya Solar S.A.C. | 936,270 | Longi Solar LR6-72PH-375M | 375 | 1379 | Si-mono – bifaciales |
| 11 | CS Illari | Enel Green Power Perú S.A.C. | 1,100,700 | | 425 | 1430 | Paneles Monocristalinos -Bifaciales |
| 12 | CS San José | Engie Energía Perú | 288,000 | Jinko JKM565M-7RL4-V | 565 | 1430 | Tecnología cristalina |
| 13 | CS Illa | Energía Renovable La Joya S.A. | 960,960 | LONGi LR4-72HPH-450M | 450 | 1326 | Monocristalino |
| PROMEDIO: | | | | | 443 | | |

Nota: Elaboración propia en base a las DIA presentadas al MINEM

4.6.7.2. DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE PANELES

La determinación de la cantidad de módulos depende de la potencia instalada pico del proyecto, así también, la agrupación y modo de conexionado de los módulos o paneles fotovoltaicos depende de las características técnicas de los inversores.

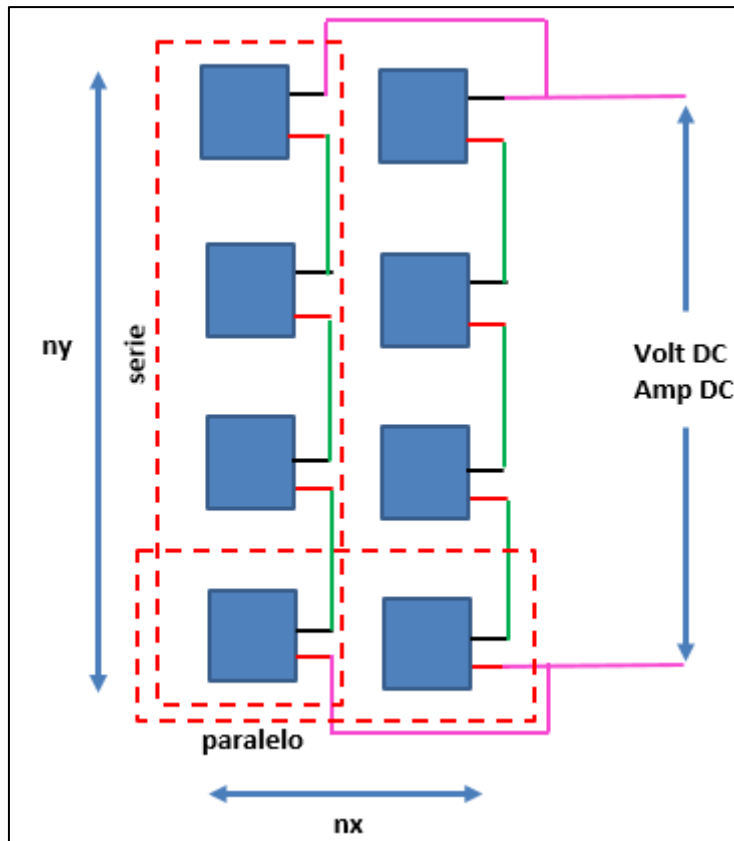
Por lo tanto, el número de paneles a ser requeridos por el presente proyecto es:

$$N^{\circ}\text{paneles de } 400Wp = \frac{\text{Pot. pico de la central}}{\text{Pot. pico de los paneles}} = \frac{20 \text{ MWp}}{400 \text{ Wp}} = 50,000$$

Para determinar o diseñar la distribución de planta de los paneles solares se requiere determinar el tipo de conexión, así como, la cantidad de inversores a ser considerados.

El tipo de conexión entre paneles pueden ser en serie y en paralelo; en la conexión en serie el voltaje nominal a Potencia pico (V_{np}) de los paneles interconectados, mientras que en el caso de conexión en paralelo la corriente nominal a Potencia pico (A_{np}) de cada panel se suma, el arreglo general está conformado por paneles conectados en serie y paralelo de tal manera que la corriente y voltaje de salida del conjunto sea el requerido por el inversor.

Figura 34: Esquema de conexionado de los paneles solares fotovoltaicos



Nota: Elaboración propia

En el siguiente cuadro comparativo de abajo se hace la comparación entre cantidades de paneles solares según incremento en la selección de la potencia del panel solar. En el caso del presente proyecto se seleccionará el panel Trina Solar Tallmax TSM-400 DE15H(II) de 400 Wp del fabricante Trina Solar.

Tabla 23: Cuadro comparativo de cantidad y tipos de paneles a ser usados en el proyecto de la central solar fotovoltaica

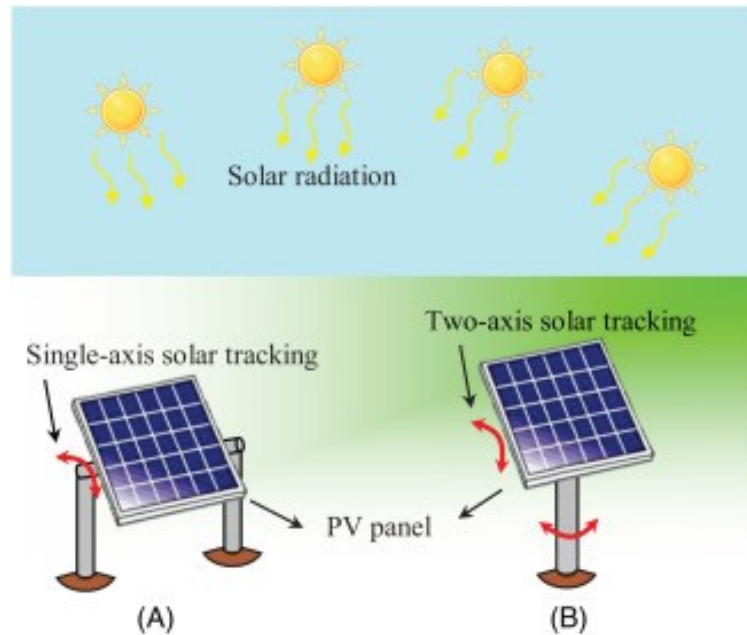
| Parámetro | Unidad | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|--|---------------|--|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Potencia pico de la central solar | MWp | 20 | 20 | 20 |
| Potencia pico del panel solar | Wp | 400 | 425 | 450 |
| Cant. Paneles | unid. | 50,000 | 47,059 | 44,444 |
| Cant. Filas Paneles conectados en serie | unid. | 25 | 31 | 30 |
| Cant. Filas Paneles conectados en paralelo | unid. | 2,000 | 1,518 | 1,482 |
| Datos panel solar: | | Trina Solar Tallmax TSM-400 DE15H(II) | LONGi Solar LR4-72MPH 425-455M | LONGi Solar LR4-72MPH 425-455M |
| Potencia máxima | Wp | 400 | 425 | 450 |
| Voltaje a potencia máx. | V | 41.1 | 40.5 | 41.5 |
| Corriente a potencia máx. | A | 9.74 | 10.5 | 10.85 |

Nota: Elaboración propia

4.6.7.3. SEGUIDOR HORIZONTAL DE UN EJE

Este dispositivo o accesorio permite que el panel solar pueda realizar una rotación y/o traslación para seguir la trayectoria del sol, de esta manera se maximiza la captura de energía solar que incide sobre el panel.

Figura 35: Esquema de conexionado de los paneles solares fotovoltaicos



Notas: Obtenido de Power Electronics Handbook (Third Edition), 2011

Figura 36: Comparativo rendimiento de un sistema con y sin seguidor solar



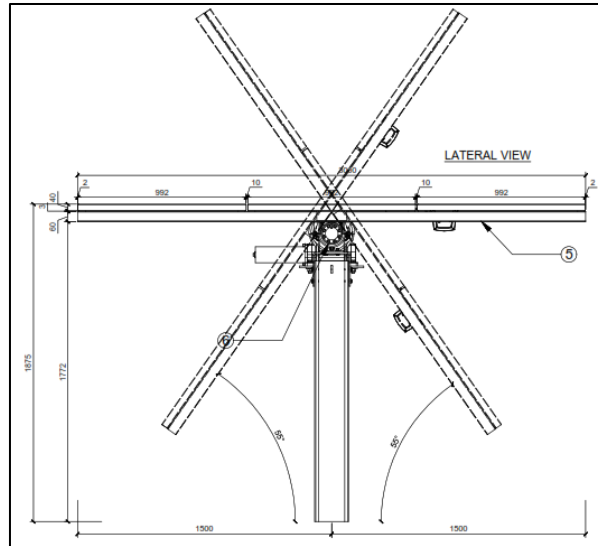
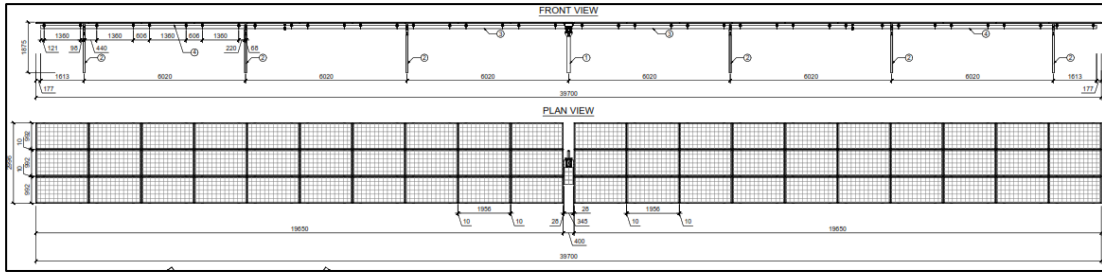
Notas: Obtenido de Pelayo López, J. A., Sedano de la Rosa, C., Rojano Cobián, R. (2020). Sistema de seguimiento solar de un eje para aumentar la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos bajo distintas condiciones climáticas. Jalisco, México.

El sistema fotovoltaico con seguidor solar muestra una ganancia energética aproximadamente de un 33 % comparado con el sistema fotovoltaico fijo, esto se traduce en una ganancia económica en igual magnitud, sin embargo, para realizar una evaluación más integral sobre elegir seguidor de línea se debe considerar el costo de los seguidores de líneas, así como, el costo de mantenimiento preventivo y correctivo de los seguidores solares.

En el Perú, los primeros proyectos adjudicados tales como C.S. Repartición y C.S. Majes Solar en el año 2012 eran del tipo panel fijo de debido al poco avance tecnológico y altos costos. Los siguientes proyectos solares adjudicados en Perú, por ejemplo, la central Intipampa en el 2018 ya cuentan con seguidor solar para mejorar el rendimiento de los paneles.

Las centrales solares fotovoltaicas con sistema de seguidor solar normalmente cuentan con un motor el cual acciona el giro solidario de un grupo o arreglo de paneles unidos por brazos. Tomando como referencia la central solar Intipampa, esta planta cuenta con arreglos de paneles en configuración 3x20 paneles y un motor que se encarga del giro del conjunto de paneles. El seguidor solar permite a los paneles seguir al sol hasta un ángulo de 55° tal como se observa en la imagen, para el caso de la CS Rubí el ángulo de seguimiento de los seguidores solares es 45°. La orientación de los paneles es de Este a Oeste siguiendo la trayectoria del sol.

Figura 37: *Esquema de conexión de los paneles solares fotovoltaicos*



Nota: Obtenido de información técnica de la CS Intipampa

En el caso del presente proyecto siguiendo con la tendencia en la tecnología de centrales solares, se optará por contar por seguidores solares para mejorar el desempeño de la central. La cantidad total de seguidores solares se calcula mediante la siguiente relación:

$$Cant. seguidores solares = \frac{Cant. Total Paneles solares fotovoltaicos}{Cant. paneles solares por seguidor solar}$$

En el caso del proyecto, considerando la cantidad de paneles solares del acápite anterior, la cantidad de seguidores solares que se requieren son:

$$Cant. seguidores solares = \frac{50,000}{20 \times 3} = 834 seguidores solares$$

Tener en cuenta que el ángulo de seguimiento será el mismo que para la CS Intipampa igual a 55°.

4.6.7.4. SELECCIÓN DE LOS INVERSORES DE POTENCIA DC/AC

Este componente eléctrico recibe la energía eléctrica generada por los paneles solares en corriente directa y la transforma o convierte en corriente alterna a un voltaje alterno mayor. La electrónica de potencia que está conformado principalmente por tiristores y diodos de potencia que se encargan de convertir la corriente directa en corriente alterna.

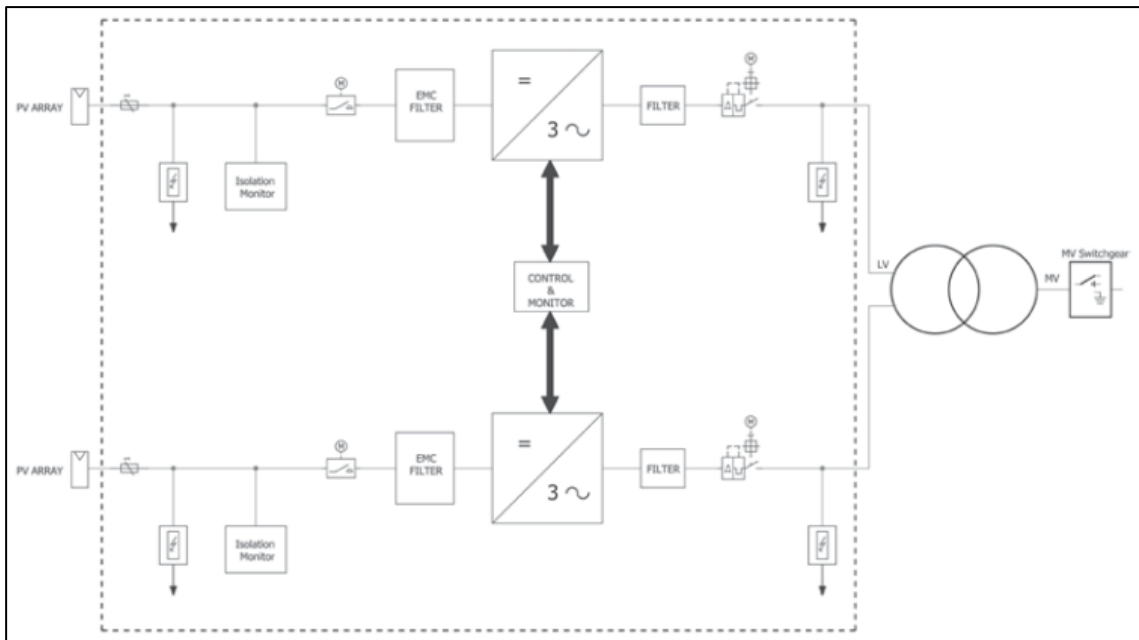
Para la selección del inversor más óptimo se deben conocer los parámetros y características técnicas más importantes del diseño y funcionamiento del equipo, estos se listan abajo después de la imagen de un inversor típico.

Figura 38: *Inversor típico usado en la conversión de corriente DC en AC*



Nota: Obtenido de información técnica de la CS Intipampa

Figura 39: *Esquema eléctrico de un inversor DC/AC*



Nota: Obtenido de información técnica de la CS Intipampa

Potencia nominal de en lado DC, es la potencia nominal que ingresa al inversor desde el resultante de los paneles fotovoltaicos conectados en serie y paralelo.

Rango de voltaje DC de ingreso, es el rango de voltaje de ingreso aceptado por el inversor, este voltaje es el resultado de la salida del arreglo de los paneles solares fotovoltaicos conectados en serie.

Máxima corriente DC de ingreso, es la máxima corriente de ingreso que puede aceptar el inversor, depende en gran medida de la temperatura de operación del equipo, esta corriente es el resultado de la salida del arreglo de los paneles solares fotovoltaicos conectados en paralelo.

Numero de fases de la corriente AC de salida, es la cantidad de fases de la corriente de salida, generalmente en aplicaciones de gran potencia se usa tres fases o también conocido como trifásico.

Potencia nominal de salida AC, es la potencia de salida que producirá el inversor, esta potencia es la que, posteriormente considerando las pérdidas de acondicionamiento y consumo propio de los auxiliares de la central, se inyectará al sistema eléctrico interconectado. Usualmente un inversor tiene una potencia máxima de salida AC la cual está limitada por la temperatura de operación del equipo, mientras mayor sea la temperatura menor será la potencia máxima entregada por el inversor.

Voltaje nominal AC de salida, es el voltaje entregado por el inversor, es normalmente en voltaje alterno trifásico a una frecuencia igual al sistema eléctrico a donde se inyectará la energía. En el Perú la frecuencia eléctrica es 60 Hz.

Figura 40: Especificaciones Técnicas de un inversor DC/AC

| TECHNICAL SPECIFICATIONS | |
|------------------------------|----------------------|
| DC INPUT VALUES | |
| Recommended rated power | 2,500-2,700 kWp |
| Max. DC Current @ 50°C | 2,500 A |
| Direct Current voltage range | 935 - 1,500 V |
| DC MPPT voltage range | 935 - 1,250 V |
| No. of DC ports | Up to 20 |
| Start of production | 0.5% Pn approx. |
| AC OUTPUT VALUES | |
| N° of phases | 3 |
| Nominal AC power (50°C) | 2,250 kVA |
| Maximum AC power (40°C) | 2,300 kVA |
| Maximum AC power (25°C) | 2,500 kVA |
| Nominal AC voltage | 660 Vrms |
| Voltage allowance range | -10% / +10% |
| Frequency range | 47.5...53/57...63 Hz |
| Power factor | Any |
| THD of AC current | <3% @ Pn |
| Nominal AC current per phase | 1,970 A |
| Max. AC current per phase | 2,190 A |
| PERFORMANCE | |
| Max. performance | 98.5% |
| European performance | 98.2% |
| Stand-by power consumption | < 200 W |

Nota: Obtenido de información técnica de la CS Intipampa

Figura 41: Especificaciones Técnicas de un inversor DC/AC

| Parámetro | Unidad | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|---|--------|------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Datos inversor: | | Gamesa E-2.25 MVA-SB-I | Ingecon Sun 3825TL C630 | Ingecon Sun 3825TL C630 |
| Rango potencia nominal DC | kWp | 2500-2700 | 3301-4398 | 3301-4398 |
| Rango entrada voltaje DC | VDC | 935-1500 | 895-1300 | 895-1300 |
| Entrada voltaje DC | VDC | 1500 | 1300 | 1300 |
| Max entrada corriente DC | ADC | 2500 | 3965 | 3965 |
| Potencia nominal salida AC | kVA | 2250 | 3575 | 3575 |
| Voltaje nominal salida AC | Vrms | 660 | 630 | 630 |
| Cant. Inversores | unid. | 10 | 6 | 6 |
| Potencia total inversores | MVA | 22.5 | 21.45 | 21.45 |
| Cant. Paneles por inversor | unid. | 5000 | 7843 | 7407 |
| Cant. Filas Paneles conectados en serie (voltaje generado array) | unid. | 25 | 31 | 30 |
| Cant. Filas Paneles conectados en paralelo (corriente generada array) | unid. | 200 | 253 | 247 |
| Cant. Módulos array | unid. | 5,000 | 7,843 | 7,410 |

4.6.7.5. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR

Este equipo eléctrico permite elevar la tensión de la energía que sale de los inversores de potencia. Tomando como referencia a la CS Intipampa, la tensión de salida de los inversores es 0.66 kV luego esta tensión ingresa al transformador elevador para convertirse a 22.9 kV.

Usualmente ese transformador es en aceite o seco, va a depender la potencia del transformador. Para el caso de los transformadores en aceite las ventajas principales son:

- Coste reducido.
- Instalación en el exterior si se desea.

- Mayor control sobre el funcionamiento.
- Menor nivel de ruido.
- Buen manejo en ambientes contaminados.
- Reducción de pérdidas de vacío.
- Más resistencia a las sobretensiones y a las sobrecargas.

Sin embargo, las desventajas principales de los transformadores en aceite son:

- Baja temperatura de inflamación del aceite, por lo tanto, esto supone un importante riesgo de incendio. Éste gran inconveniente lleva a la instalación y desarrollo de diferentes aparatos y procedimientos, de esta forma reducir dicho riesgo.
- El transformador debe disponer de un depósito colector, éste se compone de unas rejillas metálicas y cortafuegos que autoextingue el aceite.
- Gran incremento en el coste de la obra civil a causa del depósito.
- A consecuencia del riesgo de fuego, las paredes y el techo necesitarán una remodelación para que sean resistentes al fuego.
- Este transformador debe someterse a controles de aceite, ya que éste va envejeciendo con el paso del tiempo y esto acelera el incremento de su temperatura.
- Aunque estemos hablando de un tipo de transformador hermético, éste puede coger humedad debido al envejecimiento mencionado anteriormente, ya que posee celulosa y su degeneración desprende agua que va hacia el aceite. Esto también se debe de analizar en los controles mencionados.

Por otra parte, en el caso del transformador seco las ventajas principales son:

- Supone un menor coste de instalación, ya que no necesita ningún depósito colector.
- Un riesgo de incendio menor, debido a que está compuesto de materiales que son autoextinguibles.

Mientras las principales desventajas en el caso de los transformadores secos son:

- Coste elevado del aparato.
- Nivel de ruido significativo.
- Poca resistencia a las sobretensiones.
- Incremento de pérdidas en vacío.
- No deben ser instalados en el exterior.
- No instalarlos en entornos contaminados.
- Solo hay disponibles transformadores de hasta 36 kV y 15 MVA.

Figura 42: *Imagen comparativa transformador seco y en aceite*



Nota: Elaboración propia en base a información de página Made In China

Considerando que la tensión de salida de los inversores son 660 VAC según se desarrolló en el acápite anterior, el ingreso al lado de baja tensión del transformador debe ser de este mismo nivel de tensión, por otra parte, para el lado de alta tensión del transformador se tienen varias alternativas y dependen en gran medida de la topología de la red eléctrica a donde se va conectar. Tomando como referencia a la CS Intipampa, la tensión en el lado de alta del transformador es 22.9 kV. La potencia del transformador debe ser la mínima necesaria para aceptar la totalidad de las potencias generadas por los inversores que se conectarán al transformador, considerando que el transformador recibe la energía de dos inversores tal como se tiene en la CS Intipampa, entonces la potencia de los transformadores vendría a ser 4.7 MVA.

4.6.7.6. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL

Se requiere de un transformador principal que permita elevar la tensión que sale del transformador elevador, tratado en el ítem anterior, a la tensión de la red eléctrica; en el Perú las tensiones en alta tensión son normalmente 138 kV, 220 kV y 500 kV. La tensión que ingresa al transformador principal es conocida como la tensión de baja o LV y depende de la tensión de salida del transformador elevador, la tensión que sale del transformador principal es conocido como tensión de alta o HV y depende de la tensión del sistema eléctrico a la cual se va a conectar la central solar fotovoltaica. La potencia del transformador principal depende de la capacidad nominal de la planta solar fotovoltaica.

Figura 43: *Imagen de un transformador de potencia de 50MVA en aceite como los usados en las Centrales Solares Fotovoltaicas*



Notas: Obtenido a partir de catálogo de productos en sitio web de WEG

Tabla 24: Cuadro comparativo de los transformadores principales de las centrales solares fotovoltaicas de Perú que están en operación

| Central Solar | Potencia instalada | Ubicación | Transformador Principal | Tensión baja o LV | Tensión de alta o HV |
|-------------------------|--------------------|---------------------------|------------------------------|-------------------|----------------------|
| C.S. Repartición | 20 MW | Caylloma (Arequipa) | 23/138 kV 20 MVA | 23 kV | 138 kV |
| C.S. Majes Solar | 20 MW | Caylloma (Arequipa) | 23/138 kV 20 MVA | 23 kV | 138 kV |
| C.S. Panamericana Solar | 20 MW | Mariscal Nieto (Moquegua) | 10/23/138 kV 36/36/12 MVA | 23 kV | 138 kV |
| C.S. Tacna Solar | 20 MW | Tacna (Tacna) | 23/66 kV 20 MVA | 23 kV | 66 kV |
| C.S. Rubí | 145 MW | Mariscal Nieto (Moquegua) | 33/220 kV 2 x 70/90 MVA | 33 kV | 220 kV |

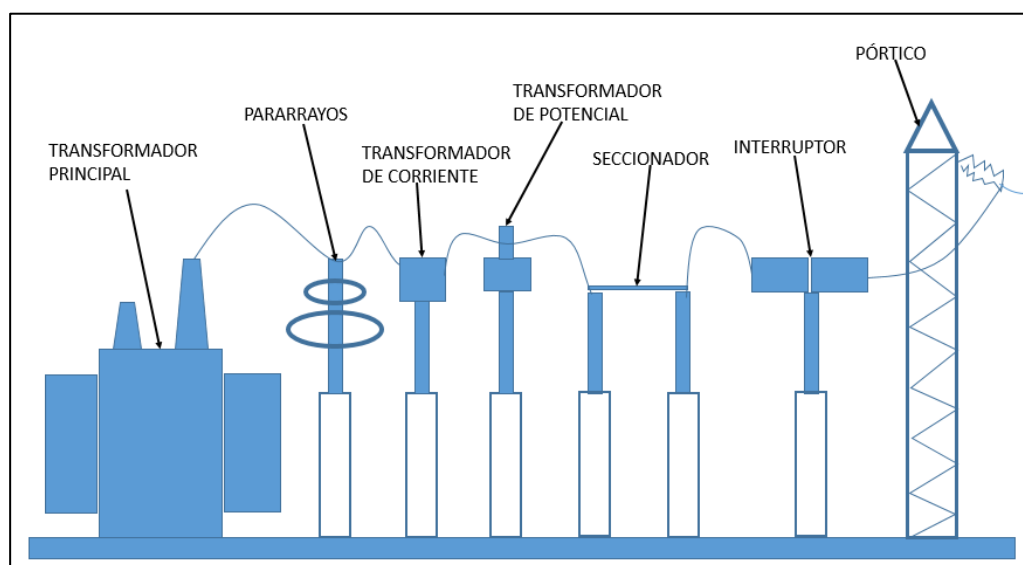
| Central Solar | Potencia instalada | Ubicación | Transformador Principal | Tensión baja o LV | Tensión de alta o HV |
|----------------|--------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------|----------------------|
| C.S. Intipampa | 40 MW | Mariscal Nieto (Moquegua) | 22.9/138 kV | 22.9 kV | 138 kV |

Nota: Elaboración propia

4.6.7.7. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN

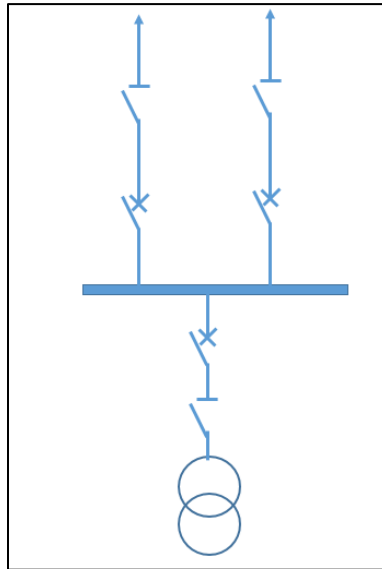
La subestación eléctrica es una instalación que permite administrar la energía eléctrica generada por la central fotovoltaica que se inyecta al sistema eléctrico SEIN. De acuerdo al tipo de tecnología existen dos tipos: aislada por aire (Air insulated substation – AIS), y aislada por gas SF6 (Gas Insulated Substation – GIS). En su versión más simple se compone de la siguiente manera según se muestra en el gráfico:

Figura 44: Esquema típico de un sistema básico de patio de llaves para entrega de energía de una central Solar Fotovoltaica al SEIN



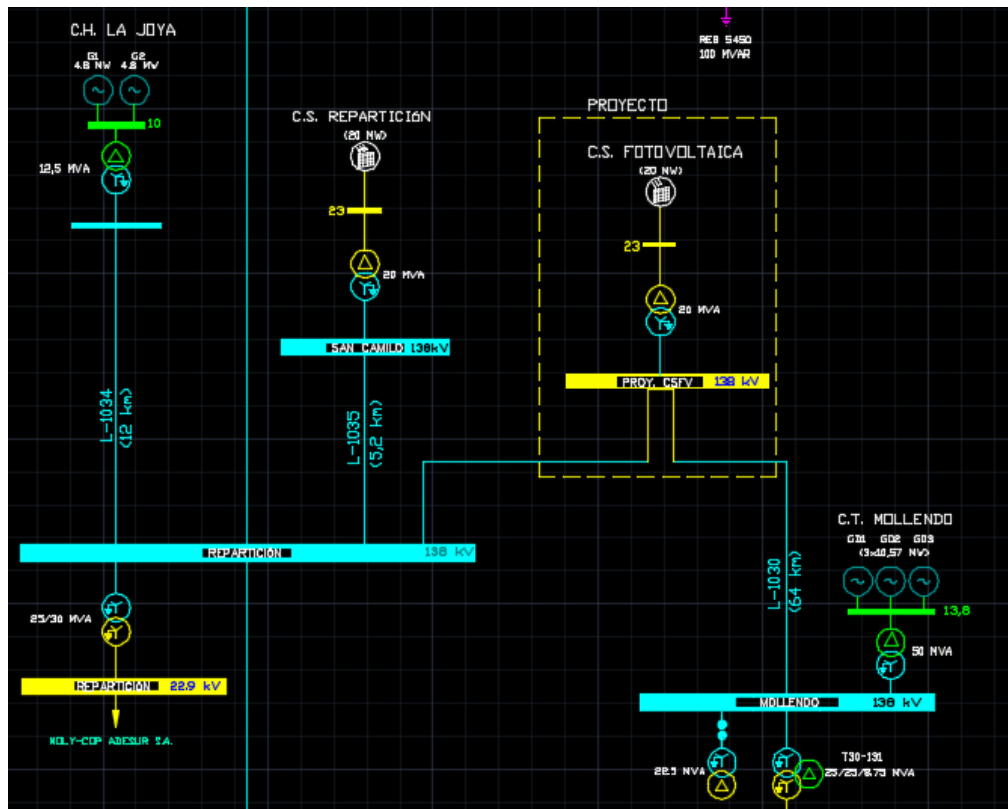
Notas: Elaboración propia

Figura 45: Configuración seleccionada de la subestación del proyecto



Notas: Elaboración propia

Figura 46: Esquema eléctrico unifilar del proyecto integrado con el SEIN



Notas: Elaboración propia en base al plano unifilar SEIN obtenido de página COES

4.6.7.8. SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Este sistema se encarga de la supervisión y control de las variables de proceso, las variables principales a monitorear en una central solar fotovoltaica vienen a ser la potencia activa instantánea generada, la irradiación y temperatura ambiente medida por una estación solar meteorológica, el ángulo de giro de los seguidores solares, el estado de paneles solares e inversores, la tensión en los lados de alta y baja tensión del transformador principal, entre otros.

Estas variables se clasifican en analógicas y digitales, las señales analógicas son aquellas que pueden tomar valores numéricos decimales, mientras que las variables digitales solo pueden tomar dos valores: VERDADERO (1) o FALSO (0).

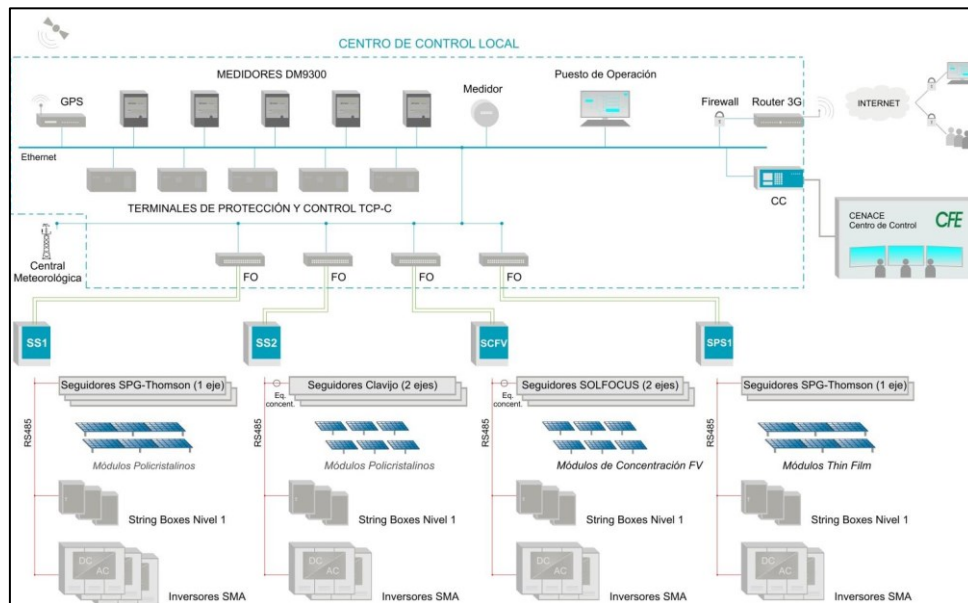
Todas estas variables en campo cuentan con elementos sensores, transmisores y/o transductores que captan y procesan la señal para comunicarla a la Sala de Control.

Figura 47: Pantalla típica para monitoreo del proceso de una CSF



Notas: Obtenido de canal de difusión de DELTATEC

Figura 48: Esquema típico de comunicación industrial para la gestión de una central solar fotovoltaica



Notas: Obtenido de Caso de Éxito de artículo ARTECHE “Sistema de control, telegestión, SCADA Web y comunicaciones para la Central Solar Fotovoltaica Piloto de CFE en Cerro Prieto Baja California –México”

4.6.7.9. SERVICIOS AUXILIARES

Generalmente se cuenta con un transformador de servicios auxiliares para alimentar a todas las cargas denominadas auxiliares, estas cargas vienen a ser principalmente iluminación, fuerza, ventilación, aire acondicionado, etc. Este transformador de servicios auxiliar es de una menor potencia, por ejemplo, para el caso de la CS Intipampa es un transformador de 0.4 MVA sumergido en aceite y que reduce la tensión de la barra de generación de 22.9 kV a 0.44 kV.

4.6.7.10. LISTADO DE EQUIPOS Y MATERIALES

Resultado de la selección de los equipos del proyecto se consolida en el siguiente listado de equipos:

Tabla 25: *Listado de materiales de principales componentes electromecánicos para proyecto de CS Fotovoltaica*

| N° | Equipo | Unidad | Cantidad |
|----|---|--------|----------|
| 1 | Panales Solares Fotovoltaicos Trina Solar Tallmax TSM-400 DE15H(II) | Unid. | 50,000 |
| 2 | Seguidor solares (uno para cada 60 paneles) | Unid. | 834 |
| 3 | Inversores de potencia Gamesa E- 2.25 MVA-SB-I | Unid. | 10 |
| 4 | Transformadores auxiliares | Unid. | 5 |
| 5 | Transformador elevador | Unid. | 1 |
| 6 | Torres de alta tensión – tipo anclaje | Unid. | 2 |
| 7 | Torres de alta tensión – tipo suspensión | Unid. | 2 |

Notas: Elaboración propia

4.6.8. LAYOUT O DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS

Para realizar la distribución o layout de la planta se tomará como referencia el layout de las centrales fotovoltaicas existentes, así también, del acápite anterior se trató que para la potencia elegida del proyecto de 20 MW, se tiene una extensión de terreno de 12 hectáreas. Como referencia se muestra la distribución de planta de las centrales solares existentes en el territorio nacional.

Figura 49: Disposición de planta de la CS Intipampa



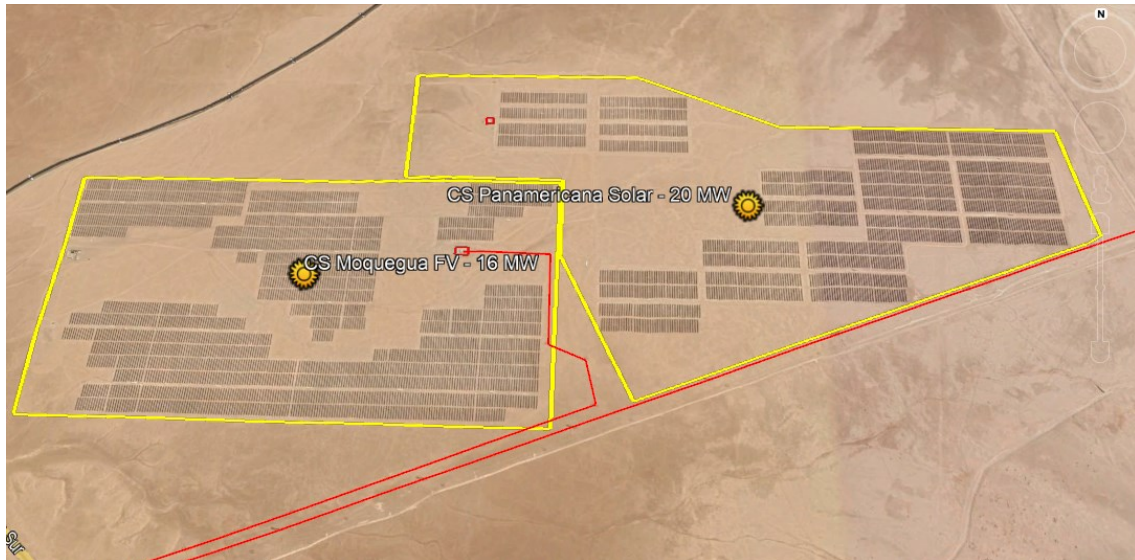
Notas: Obtenido a partir de la herramienta en línea Google Maps

Figura 50: Disposición de planta de la CS Rubí



Notas: Obtenido a partir de la herramienta en línea Google Maps

Figura 51: Disposición de planta de las centrales solares Moquegua FV y Panamericana Solar



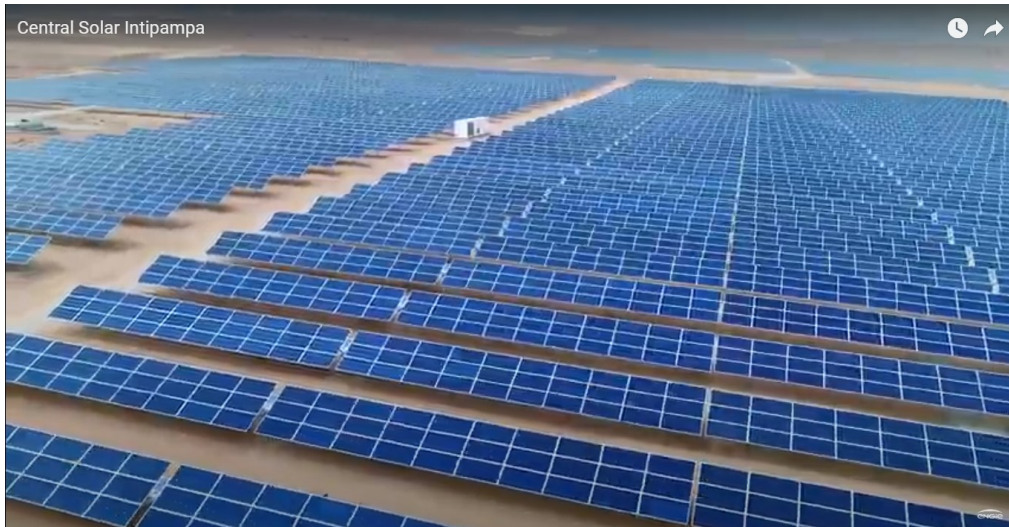
Notas: Obtenido a partir de la herramienta en línea Google Maps

4.6.8.1. DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

La disposición de los paneles y su agrupamiento depende en gran medida de la geometría final del terreno donde se ubicará la central solar fotovoltaica, así como, de otros factores tales como la ubicación de la línea de transmisión en relación a la ubicación de la central solar y la cantidad máxima de energía de los paneles solares que puede recibir cada uno de los inversores considerados.

La distribución de los paneles solares también apunta a la optimización de las canalizaciones requeridas para la distribución de la energía de cada arreglo de paneles hacia el inversor.

Figura 52: *Disposición de los paneles solares de la CS Intipampa*



Notas: Obtenido de video institucional de la central solar Intipampa

4.6.8.2. DISTRIBUCIÓN DE INVERSORES

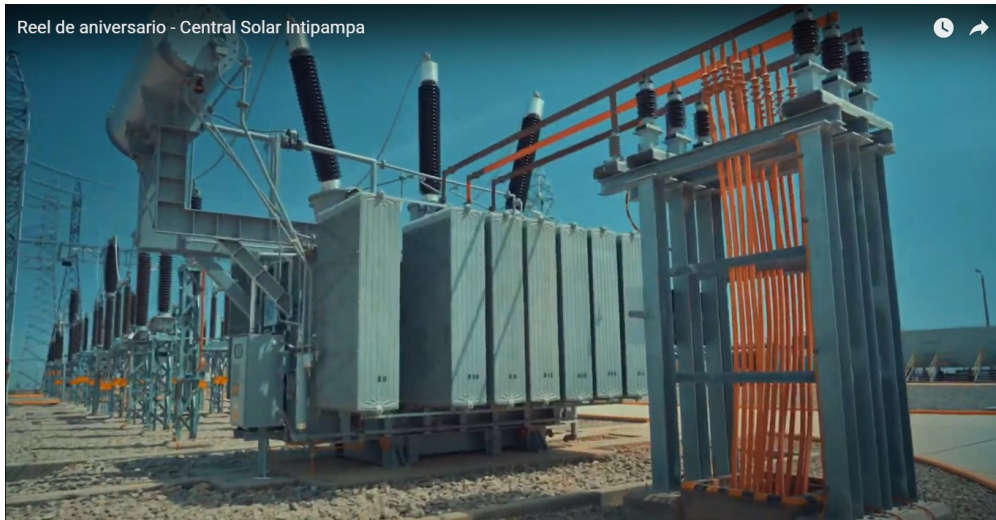
Figura 53: *Disposición de un inversor en una central solar fotovoltaica*



Notas: Obtenido de Imágenes Google

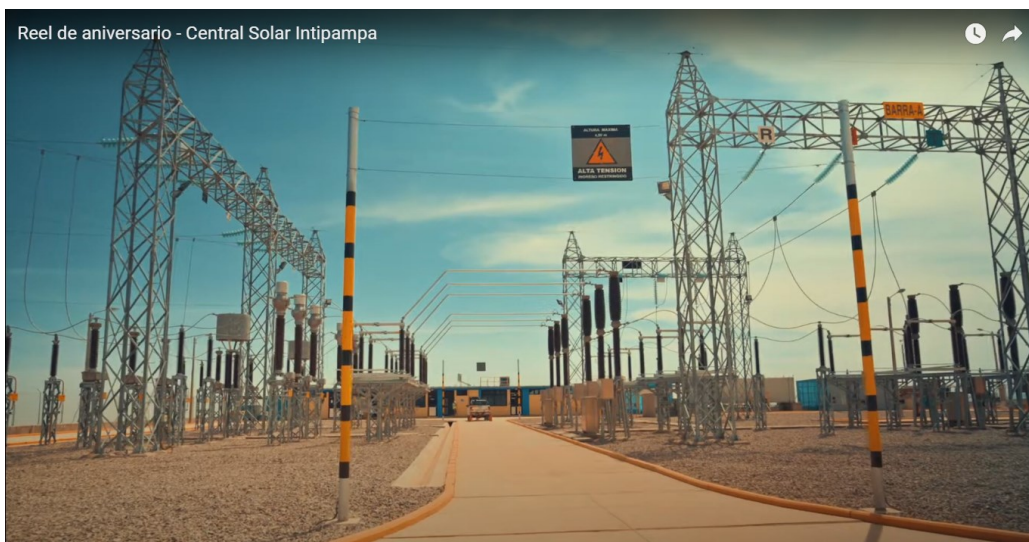
4.6.8.3. DISTRIBUCIÓN DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Figura 54: *Disposición del transformador principal de la CS Intipampa*



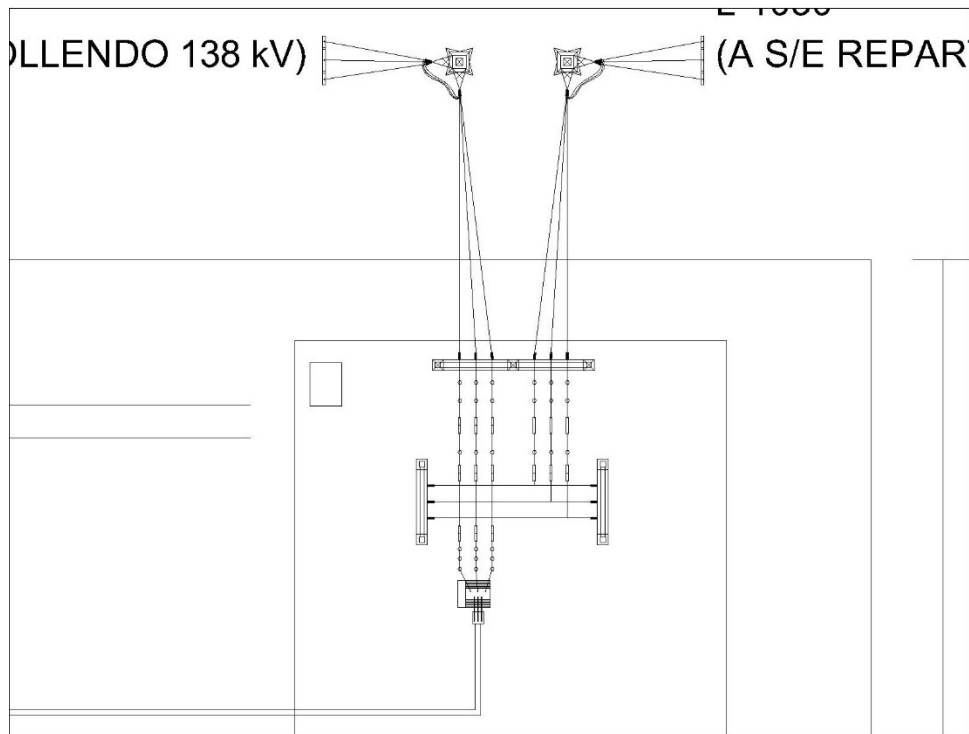
Notas: Obtenido de video institucional de la central solar Intipampa

Figura 55: Foto de elevación del patio de llaves de la CS Intipampa



Notas: Obtenido de video institucional de la central solar Intipampa

Figura 56: Disposición de planta del patio de llaves del Proyecto



Notas: Elaboración propia

4.6.8.4. DISTRIBUCIÓN DE SALA DE CONTROL

Figura 57: Disposición de monitores de una Sala de Control incluyendo al operador del proceso



Notas: Obtenido de Imágenes Google

4.6.8.5. SALA DE CONTROL, TALLERES, ALMACENES, BAÑOS Y OTRAS INSTALACIONES

Sala de Control, esta edificación es importante puesto que en su interior se ubicarán todos los monitores y computadoras para supervisión y control de las variables de proceso, y es donde el operador de control está monitoreando todo el proceso. La sala de control cuenta con una sala electrónica donde se centralizan todas las señales cableadas que vienen de proceso, en la sala electrónica se ubican los gabinetes de control que contienen a los controlares principales. La sala de control también suele estar equipada con servicios higiénicos, así como, un pequeño comedor (kitchenette) de tal manera que el operador de control no tenga la necesidad de abandonar la supervisión del proceso para resolver necesidades básicas.

Taller, esta instalación permite al personal de mantenimiento realizar las actividades propias de reparación, inspección y mantenimiento de los diferentes componentes de los equipos que forman parte la central solar fotovoltaica. Por lo general cuenta con mesas de trabajo, un almacén de herramientas, tomas eléctricas, tomas de agua y aire para trabajos de limpieza.

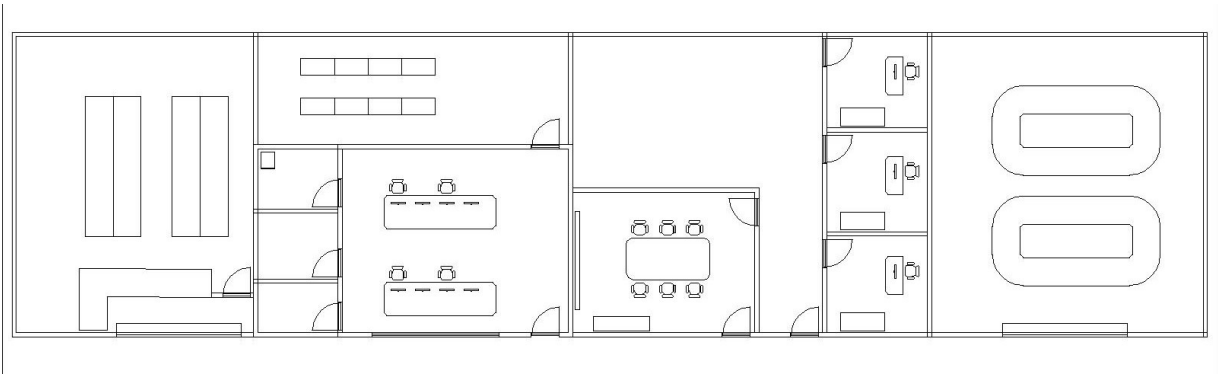
Almacén, el almacén propiamente se usa para acopiar (almacenar) de forma sistemática los repuestos y consumibles usados para el mantenimiento y operación de la central, de tal manera que sea fácil conseguir cualquier repuesto requerido por el personal de mantenimiento, cuenta con gabinetes para almacenamiento de repuestos pequeño, casilleros para los componentes medianos, y aquellos componentes grandes suelen ubicarse en estantes o a nivel de piso. La instalación también permite al almacenero poder monitorear el stock de los repuestos clave, antes que se agote se debe estar gestionando

la compra de un nuevo lote ya que de otra manera si este repuesto es crítico podría comprometer incluso de operación de la central.

Oficinas, estas instalaciones permiten que el personal administrativo y operativo puedan desarrollar sus actividades de gestión, supervisión y coordinación; las oficinas asignada a personal de jefatura de mantenimiento suelen estar ubicadas cerca al taller y almacén, así también, las oficinas asignadas al personal de jefatura de operación se ubican cerca de la Sala de control. Las oficinas asignadas al personal administrativo, por ejemplo, planeamiento, compras, seguridad y medio ambiente, entre otros se suelen ubicar más alejadas usualmente dentro de un edificio administrativo.

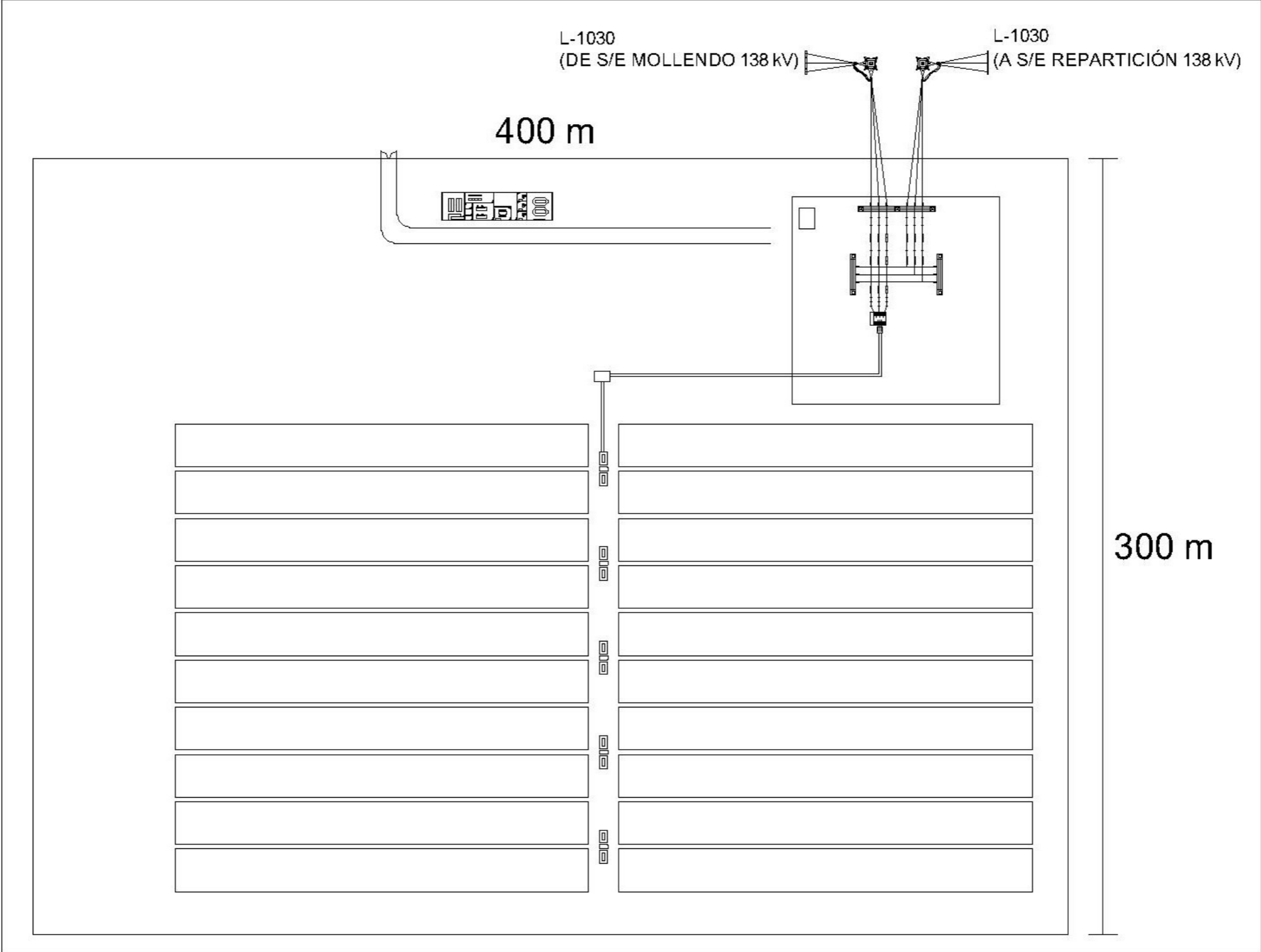
Vestidores y servicios higiénicos, los vestidores permiten al personal en general que trabaja en la central solar, poder asearse y cambiarse tanto al inicio de jornada o a término de la jornada laboral, los vestidores suelen estar equipados con casilleros donde los trabajadores pueden guardar sus pertenencias, cerca de los vestidores se ubican los baños y las duchas.

Figura 58: *Disposición de Sala de control y oficinas del Proyecto*



Notas: Elaboración propia

Figura 59: Disposición general (layout) del proyecto de Central Solar Fotovoltaica



Notas; Elaboración propia

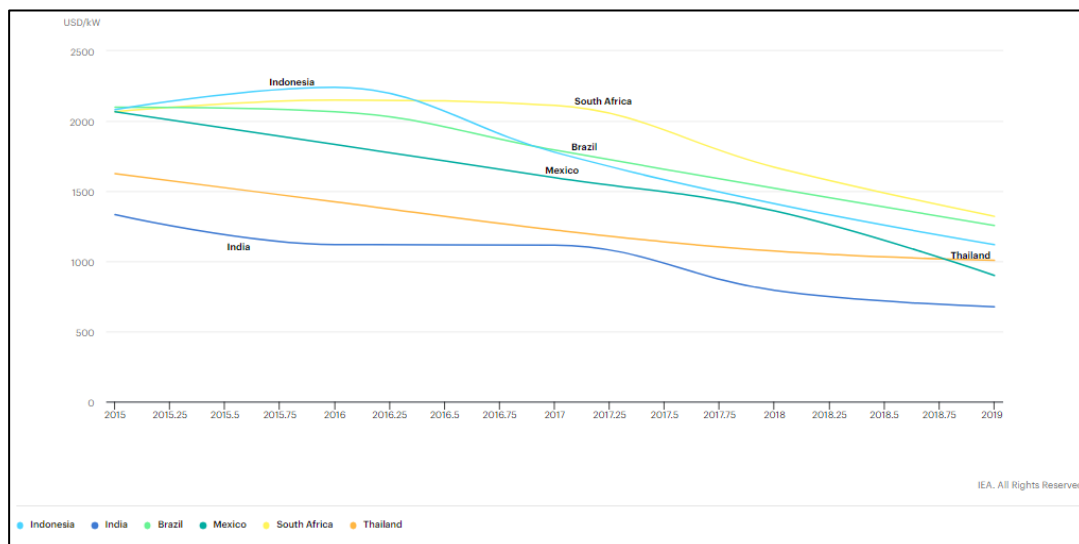
4.7. ESTUDIO FINANCIERO

4.7.1. DETERMINACIÓN DE LA INVERSIÓN REQUERIDA

La inversión requerida depende de varios factores, el principal limitante de conseguir la inversión requerida son las fuentes de financiamiento. Pero tampoco puede ser una inversión demasiado pequeña o reducida por que se pierde la ventaja de las economías de escala y se pierde competitividad.

Como ya se mencionó en capítulos anteriores, al avance tecnológico ha logrado reducir los costos de inversión e instalación de los paneles solares fotovoltaicos, esto se puede apreciar en el siguiente gráfico de evolución de costos para diferentes países:

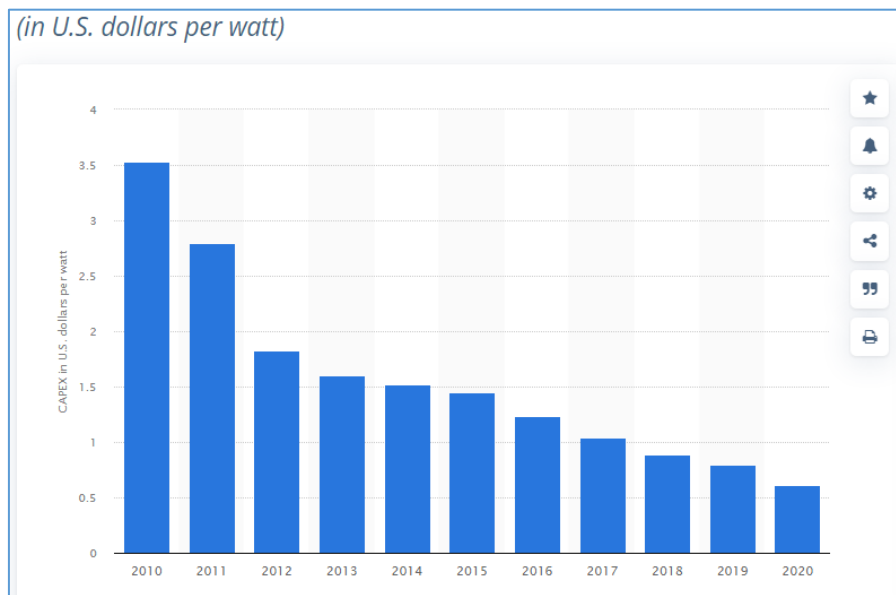
Figura 60: *Evolución del costo de inversión en centrales solares fotovoltaicas a nivel internacional al año 2019*



Nota: Obtenido de sitio web del U.S. Energy Information Administration

En el caso de Estados Unidos, se muestra en el siguiente gráfico como se ha reducido en el tiempo el costo de inversión de los paneles solares, este se ha reducido de 3.5 USD/watt en el año 2010 hasta 0.7 USD/watt en el 2020.

Figura 61: Evolución del costo de inversión en centrales solares fotovoltaicas en Estados Unidos al año 2020



Nota: Obtenido de sitio web de Statista

Para el presente proyecto, la inversión requerida (I) se ha determinado como el producto de la inversión específica (i) y la potencia nominal de la central (P):

$$I = i * P$$

Donde:

I = Inversión requerida en millones de dólares

i = Inversión unitaria expresada en millones de dólares por MW instalado

P = Potencia o capacidad de la central solar, en MW

El valor de “ i ” o inversión unitaria o inversión por unidad de potencia instalada es normalmente función directa de la potencia debido a la existencia de economías de escala, así como, de la antigüedad o año considerando la reducción del costo de inversión por avance tecnológico en los paneles solares.

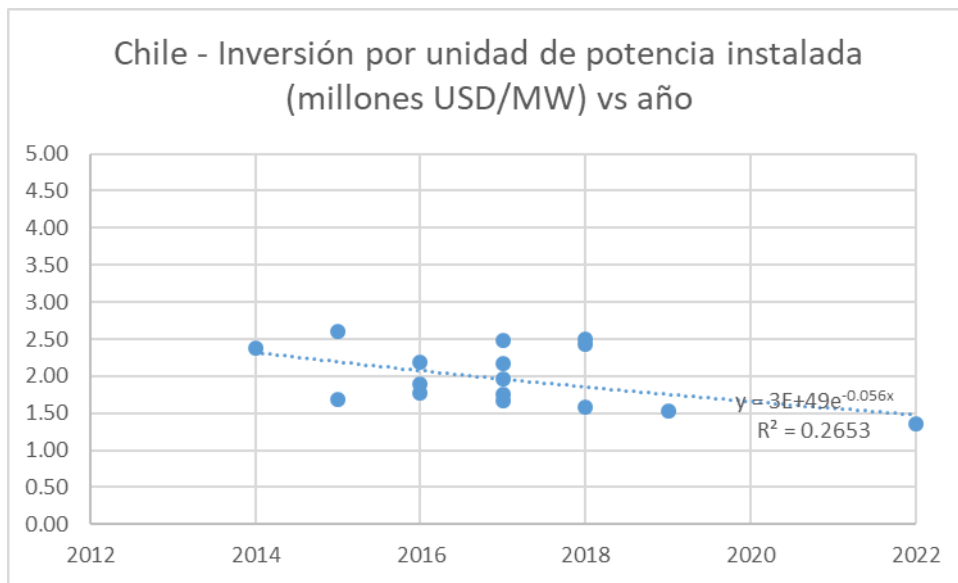
Para la determinación más exacta del valor de “i” consideraremos las inversiones realizadas en proyectos de centrales solares en Perú y Chile, se ha elegido Chile debido a su gran avance en lo que viene a ser el uso de la energía solar tanto en la región como a nivel mundial.

Tabla 26: Cuadro comparativo de inversión de las centrales solares fotovoltaicas en Chile en operación al año 2022

| Central Solar | Potencia instalada (MW) | Operación comercial | Ubicación | Inversión (millones USD) | Inversión por unidad de potencia instalada (millones USD/MW) |
|----------------------|--------------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------------|---|
| Copiapó | 101 | 2014 | Atacama | 241 | 2.39 |
| Taltal | 19 | 2015 | Antofagasta | 32 | 1.68 |
| María Elena | 72.8 | 2015 | Antofagasta | 190 | 2.61 |
| Copiapó | 90 | 2016 | Atacama | 160 | 1.78 |
| Taltal | 79 | 2016 | Antofagasta | 150 | 1.90 |
| Tierra Amarilla | 45.8 | 2016 | Atacama | 100 | 2.18 |
| Vallenar | 196 | 2017 | Atacama | 343 | 1.75 |
| María Elena | 138 | 2017 | Antofagasta | 270 | 1.96 |
| Colina | 103 | 2017 | Santiago | 256 | 2.49 |
| La Ligua | 40 | 2017 | Valparaíso | 67 | 1.68 |
| Antofagasta | 52.8 | 2017 | Antofagasta | 115 | 2.18 |
| La Higuera | 100.3 | 2018 | Coquimbo | 250 | 2.49 |
| Til Til | 92.73 | 2018 | Metropolitana de Santiago | 146 | 1.57 |
| Pozo Almonte | 26.73 | 2018 | Tarapacá | 65 | 2.43 |
| Pozo Almonte | 88.1 | 2019 | Tarapacá | 135 | 1.53 |
| Antofagasta | 180 | 2022 | Antofagasta | 245 | 1.36 |

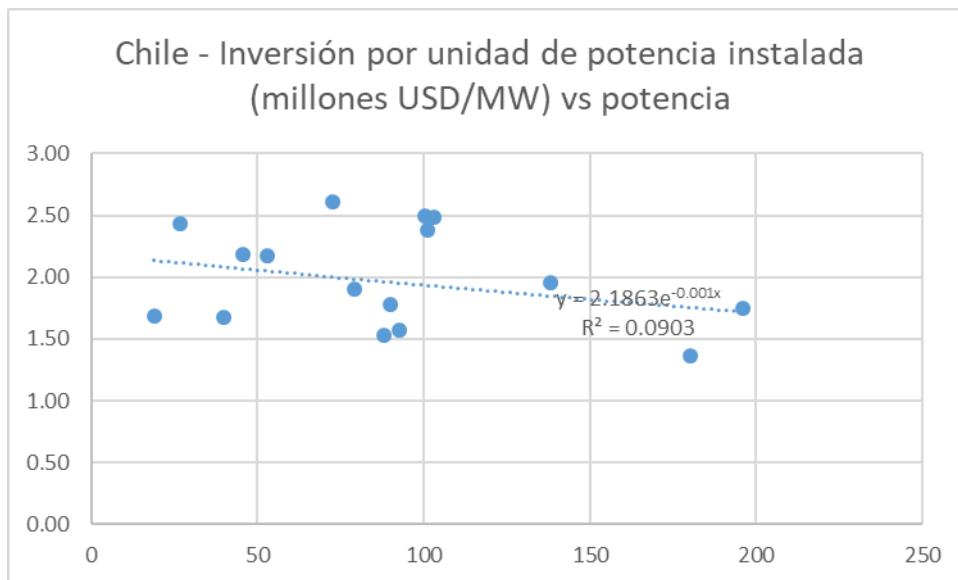
Notas: Elaboración propia en base a información del CNE Chile

Figura 62: *Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Chile al año 2022*



Notas: Elaboración propia

Figura 63: *Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Chile en función de la potencia al año 2022*



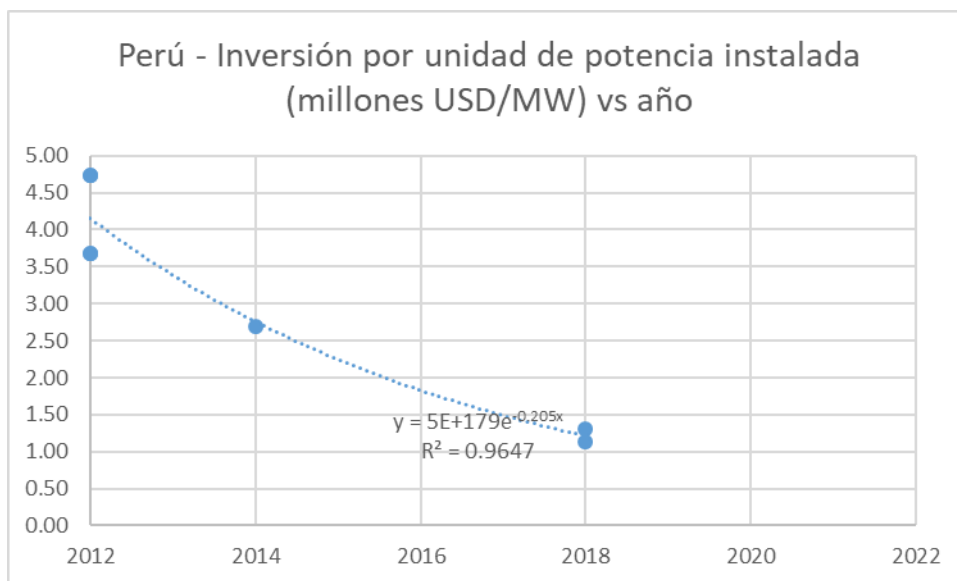
Notas: Elaboración propia

Tabla 27: *Cuadro comparativo de inversión de las centrales solares fotovoltaicas en Perú en operación al año 2022*

| Central Solar | Potencia instalada (MW) | Operación comercial | Ubicación | Inversión (millones USD) | Inversión por unidad de potencia instalada (millones USD/MW) |
|-------------------------|--------------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------------|---|
| C.S. Repartición | 20 MW | 31.10.2012 | Caylloma (Arequipa) | 73.5 | 3.675 |
| C.S. Majes Solar | 20 MW | 31.10.2012 | Caylloma (Arequipa) | 73.6 | 3.680 |
| C.S. Panamericana Solar | 20 MW | 31.12.2012 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 94.6 | 4.730 |
| C.S. Tacna Solar | 20 MW | 31.10.2012 | Tacna (Tacna) | 94.6 | 4.730 |
| C.S. Moquegua FV | 16 MW | 31.12.2014 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 43 | 2.688 |
| C.S. Rubí | 145 MW | 30.01.2018 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 165 | 1.138 |
| C.S. Intipampa | 40 MW | 31.03.2018 | Mariscal Nieto (Moquegua) | 52.3 | 1.308 |

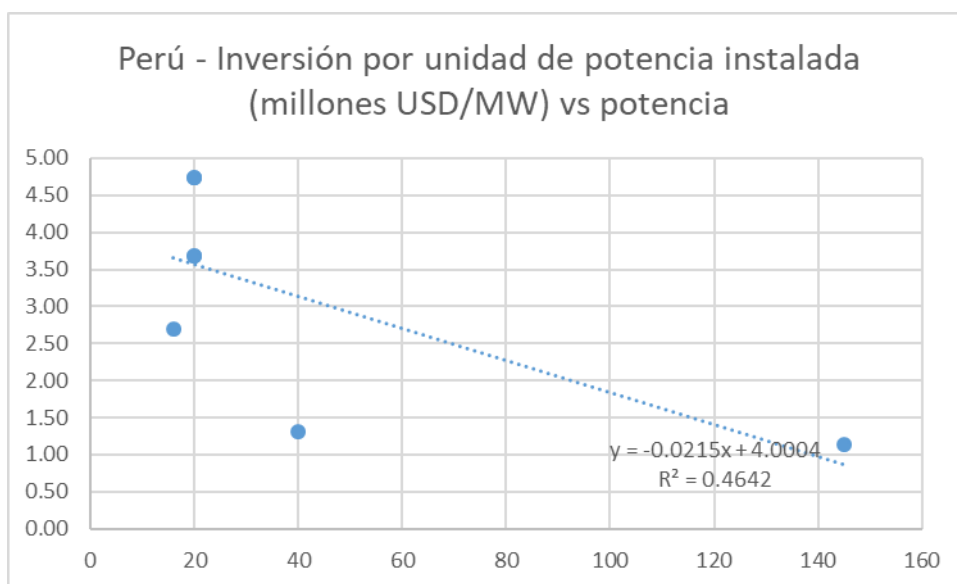
Notas: Elaboración propia

Figura 64: *Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Perú al año 2022*



Notas: Elaboración propia

Figura 65: *Inversión por unidad de potencia instalada de las centrales solares fotovoltaicas de Perú en función de la potencia al año 2022*



Notas: Elaboración propia

Tomando como referencia el estudio de costos de inversión elaborado por la Comisión Nacional de Electricidad (CNE) de Chile.

Figura 66: *Cuadro comparativo de los costos de inversión referenciales para las diferentes tecnologías en Chile al año 2020*

| Tecnología | Costo de inversión referencial (US\$/kW) |
|----------------------------|--|
| Térmica a gas natural (CA) | 898 |
| Térmica a gas natural (CC) | 675 |
| Conjunto motores a gas | 894 |
| Térmica diésel (GMG) | 448 |
| Eólica | 1.266 |
| Solar fotovoltaica | 871 |
| Solar térmica | 5.282 |
| Hidráulica de embalse | 4.439 |
| Hidráulica de pasada | 3.923 |
| Mini-hidráulica | 3.263 |
| Térmica a biomasa | 3.170 |
| Térmica a biogás | 1.144 |
| Geotérmica | 4.394 |
| Solar con almacenamiento | 1.539 |
| Eólica con almacenamiento | 1.891 |

Notas: Obtenido del informe de la Comisión Nacional de Electricidad (CNE) Chile marzo-2020

Haciendo una comparativa entre los costos de inversión por unidad de potencia instalada entre Perú y Chile al año 2018, se tiene 2.17 Millones USD/MW en el caso de Chile y 1.22 Millones USD/MW en el caso de Perú, no se puede realizar una comparación más reciente puesto que en el caso peruano no se han tenido nuevos proyectos de centrales solares fotovoltaicas desde ese año. Esta diferencia se puede explicar por factores como costo de la mano de obra en Chile debido a su mayor desarrollo, ubicación más alejada respecto de las vías de transporte marítimo en relación al Perú, mayores costos de energía y combustible, etc.

Extrapolando de acuerdo a la fórmula presentada en el párrafo antecesor para determinar cuánto nos costaría la construcción de una central fotovoltaica de 40 MW nueva tenemos:

$$I = 1.22 \frac{MUSD}{MW} * 20MW = 25 MUSD$$

Para diferentes potencias de planta tenemos diferentes inversiones estimadas:

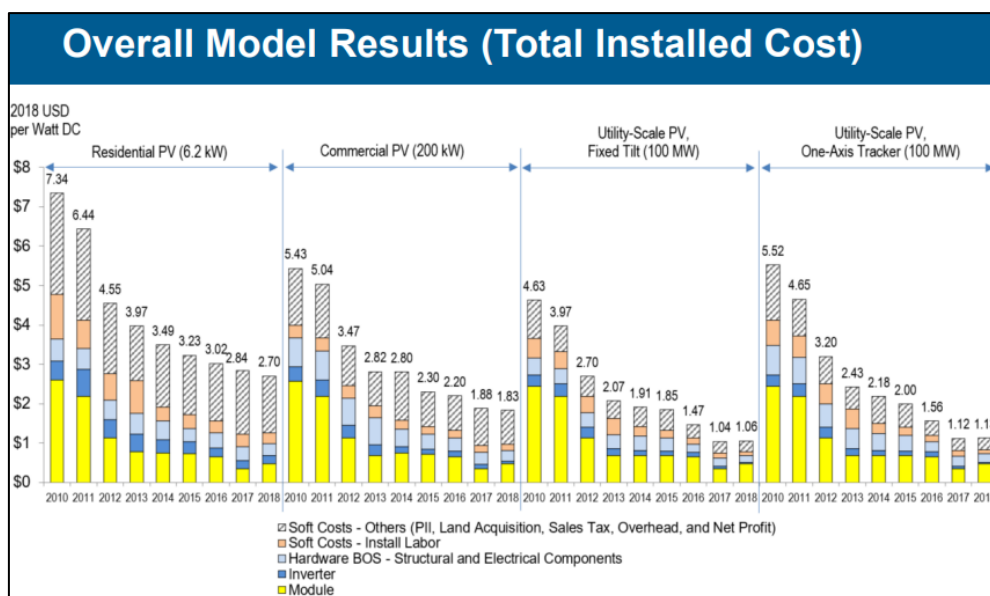
Tabla 28: *Comparativo de inversiones requeridas según tamaño de planta considerando al año 2021*

| Potencia instalada (MW) | Inversión requerida (Millones USD) |
|--------------------------------|---|
| 1 | 1.2 |
| 5 | 6.1 |
| 10 | 12.2 |
| 15 | 18.3 |
| 20 | 24.5 |
| 30 | 36.7 |
| 40 | 48.9 |
| 100 | 61.1 |

Fuente: Elaboración propia

La otra forma de determinación de la inversión requerida es descomponiendo en partes el alcance del proyecto total y cotizando o presupuestando cada una por separado, la suma total será la inversión requerida en el proyecto, es mucho más precisa, sin embargo, es mucho más laboriosa de llevar a cabo puesto que se necesita conocer a detalle los costos de los componentes.

Figura 67: *Evolución inversión según tipo de proyecto fotovoltaicos y sus diferentes partidas presupuestales para Estados Unidos al año 2018*



Nota: Obtenido de sitio web del U.S. Energy Information Administration

Por ejemplo, se podría descomponer de la siguiente manera que se ha propuesto por el CNE Chile: Obras civiles y montajes, equipamiento eléctrico, interconexión eléctrica, gastos de gestión del propietario.

Tabla 29: Estructura de costos de inversión según partida presupuestal para una central solar fotovoltaica

| ítem | Partida presupuestal | Participación (%) |
|------|--|-------------------|
| 1 | Suministro de equipos - Planta generación | 55.02% |
| 2 | Suministro de equipos - Subestación eléctrica | 4.34% |
| 3 | Suministro de equipos - Líneas de Transmisión | 1.02% |
| 4 | Obras civiles y montaje - Planta generación | 31.07% |
| 5 | Obras civiles y montaje- Subestación eléctrica | 1.90% |
| 6 | Obras civiles y montaje- Líneas de Transmisión | 0.95% |
| 7 | Ingeniería Interconexión eléctrica | 0.54% |
| 8 | Gastos Generales | 5.26% |
| | Total | 100.00% |

Nota: Elaborador en base al estudio "DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS FIJOS DE OPERACIÓN DE LA UNIDAD DE PUNTA DEL SEN Y DE LOS SSMM" elaborado por el CNE Chile a marzo 2021

Para el caso específico del proyecto de la central solar fotovoltaica analizada en el presente trabajo de investigación, en base a los porcentajes determinados para cada partida presupuestal se tienen las siguientes inversiones por partidas presupuestales:

Tabla 30: *Estructura de costos de inversión según partida presupuestal para una central solar fotovoltaica*

| ítem | Partida presupuestal | Participación (%) | Inversión (MUSD) |
|------|--|-------------------|------------------|
| | Inversión total para una central solar fotovoltaica de 40 MW | 100.00% | 50.00 |
| 1 | Suministro de equipos - Planta generación | 55.02% | 27.51 |
| 2 | Suministro de equipos - Subestación eléctrica | 4.34% | 2.17 |
| 3 | Suministro de equipos - Líneas de Transmisión | 1.02% | 0.51 |
| 4 | Obras civiles y montaje - Planta generación | 31.07% | 15.53 |
| 5 | Obras civiles y montaje- Subestación eléctrica | 1.90% | 0.95 |
| 6 | Obras civiles y montaje- Líneas de Transmisión | 0.95% | 0.47 |
| 7 | Ingeniería Interconexión eléctrica | 0.54% | 0.27 |
| 8 | Gastos Generales | 5.26% | 2.63 |
| | Total | 100.00% | |

Nota: Elaboración propia

4.7.2. ESTRUCTURA DE CAPITAL Y ENDEUDAMIENTO

La estructura de capital necesario para la inversión debe ser de tal manera minimice el costo de financiación del proyecto, se debe tener en cuenta que el flujo de caja proyectado en el tiempo generado por el proyecto permitirá el pago de la deuda, mientras mayor sea la deuda asumida para financiar el capital del proyecto, mayor será el riesgo de incumplimiento de pago debido a

los mayores intereses, así como, mayor será la rentabilidad recibida por los recursos propios y mayor el tiempo que se tendrá que pagar intereses y la deuda.

Por su parte, los bancos o entidades bancarias no suelen ver bien a una empresa que la mayor parte del capital la financia con deuda puesto que el empresario al tener menor recursos propios invertidos en el proyecto no se esforzará por sacarle la mayor rentabilidad al proyecto.

4.7.2.1. COSTO PROMEDIO PONDERADO DE CAPITAL

Generalmente una ratio saludable de endeudamiento oscila entre el 30% al 60% del total de la inversión total requerida para el proyecto, una ratio más acotado que optimice el costo de financiamiento se da a través de la minimización del Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC). el cual se determina con la siguiente expresión:

$$WACC = \frac{E}{E + D} * Ke + \frac{D}{E + D} * (1 - T) * Kd$$

Donde:

WACC = Costo promedio ponderado del capital [%]

E = Fondos propios [millones USD]

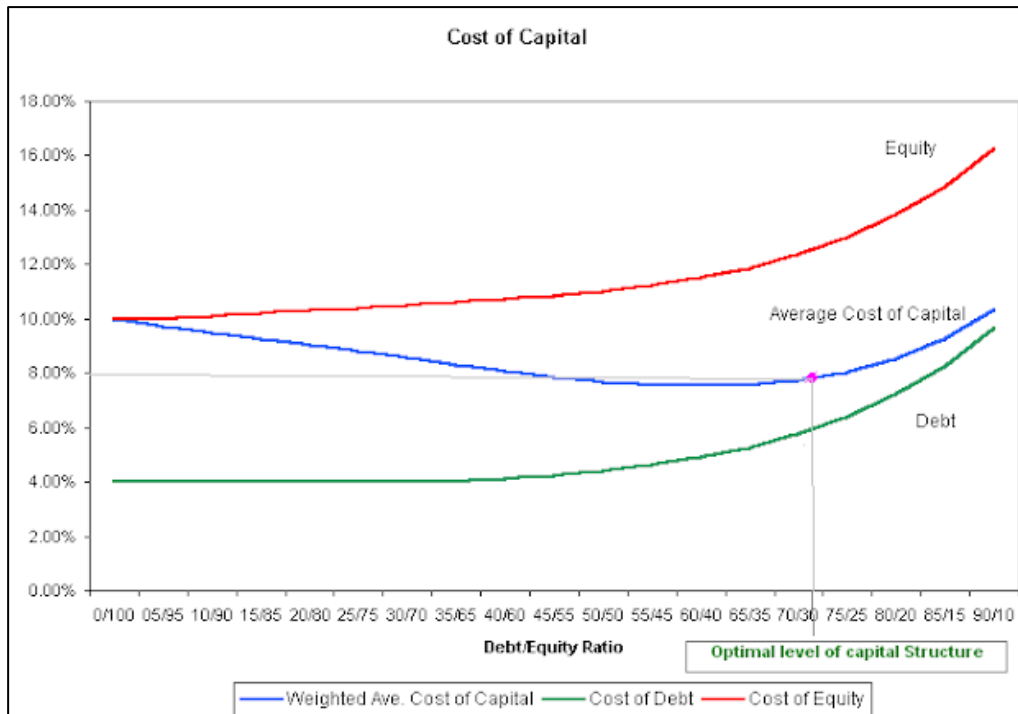
D = Deuda Financiera [millones USD]

Ke = Costo de los fondos propios [%]

Kd = Costo de la deuda financiera [%]

T = Tasa impositiva o impuesto a la renta [%]

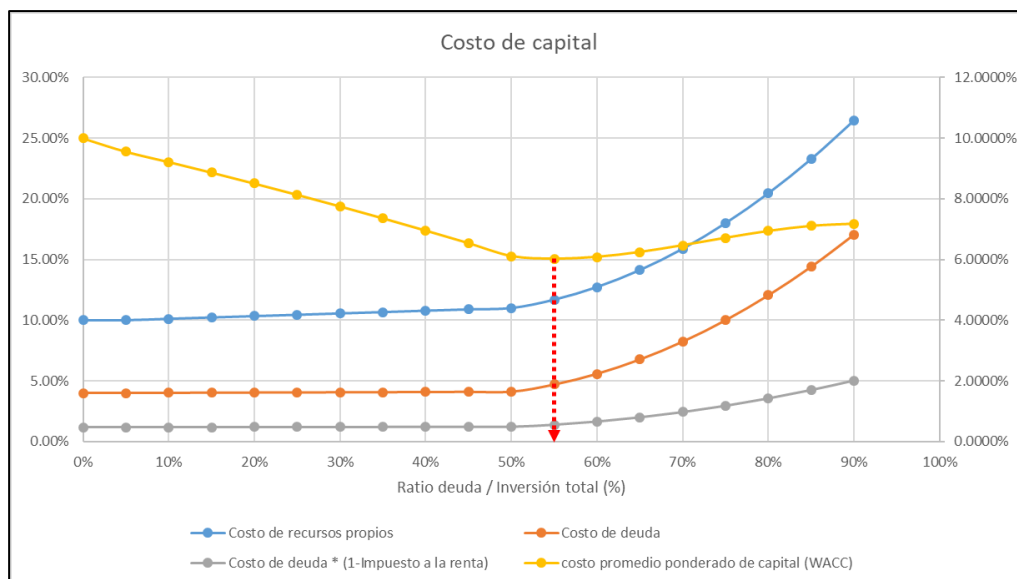
Figura 68: *Comportamiento del costo de financiamiento en función a los diferentes ratios de endeudamiento para financiamiento de un proyecto*



Notas: Obtenido de sitio web Murray State University

Como se puede ver en el gráfico, el ratio óptimo de endeudamiento para el proyecto se da un 55% de endeudamiento, y por consiguiente el 45% restante mediante recursos propios. Por lo cual, para la inversión de 25 millones de dólares, 11.3 millones de dólares son deuda y 13.7 millones de dólares son mediante recursos propios.

Figura 69: *Determinación de ratio de endeudamiento óptimo en función a los diferentes ratios de endeudamiento para financiamiento del proyecto de CSF*



Notas: Elaboración propia

4.7.3. DETERMINACIÓN DE LOS RECURSOS PROPIOS

Considerando la inversión de 25 millones de dólares y tratando de mantener el ratio óptimo de endeudamiento da como resultado que los recursos propios requeridos son 13.7 millones de dólares, esto quiere decir que los accionistas o dueños de la empresa deberán contar con este capital, muchas veces es una limitante el contar con este dinero por lo que al no contar con su totalidad tiene que evaluar otras estrategia para conseguir este monto tales como, conseguir más socios o accionistas dispuestos a invertir en el proyecto, otra alternativa es realizar un levantamiento o aumento de capital en el mercado bursátil, en el caso de Perú es la Bolsa de Valores de Lima, otra alternativa es la emisión de bonos corporativos que también son instrumentos de deuda con mayor riesgo que la deuda financiera.

Para el presente proyecto se considera que solo se podido recaudar 7 millones de dólares en recursos propios de accionistas principalmente, en total 10 accionistas con un capital de 700 mil dólares y una participación en la

empresa de 10% cada uno, y que al ser una empresa nueva en un rubro nuevo no se ha podido levantar capital en el mercado bursátil y tampoco emitir bonos.

4.7.3.1. COSTO DE RECURSOS PROPIOS

También llamado en inglés como “cost of equity (ke)”, su valor determina la tasa de retorno que esperan los accionistas de la inversión de sus recursos en el proyecto, esta se determina mediante la siguiente expresión basado en el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM):

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f + CRP)$$

Donde:

K_e = Costo de los recursos o fondos propios [%]

R_f = Tasa libre de riesgo [%]

β = Medida de la volatilidad de una acción del sector energía[-]

R_m o E_m = Retorno esperado de la inversión o mercado [%]

CRP = Riesgo País [-]

$R_m - R_f$ = Prima de riesgo del mercado [%]

TASA LIBRE DE RIESGO

Es la tasa de retorno de una inversión de libre de riesgo para el accionista, generalmente se considera al rendimiento a 10 años de los bonos del tesoro americano. Considerando el rendimiento del bono americano a 10 años para el mes de agosto 2022, este es 2.82%.

BETA

Beta (β) es una medida de la volatilidad, o riesgo sistemático, de un valor o cartera en comparación con el mercado en su conjunto (generalmente el S&P

500). Las acciones con betas superiores a 1,0 pueden interpretarse como más volátiles que el S&P 500. En el caso del sector energía en el mercado americano, el valor de beta desapalancado es 0.88 para el mes de enero 2023 y el beta apalancado es 1.60 para el mismo periodo.

PRIMA DE RIESGO DEL MERCADO

Es la diferencia del retorno esperado respecto del retorno libre de riesgo, para el caso del mercado americano la prima de riesgo era 5.41% para agosto 2022.

RIESGO PAÍS

El riesgo país es todo riesgo inherente a las inversiones y a las financiaciones en un país respecto en contraste con otro, y depende de factores políticos, económicos, sociales e incluso psicológicos del país en estudio. Para agosto 2021 (durante la pandemia COVID-19) el riesgo país de Perú era 1.28% debido principalmente a su fortaleza macroeconómica.

RIESGO PAÍS

Luego de usar la fórmula de cálculo del costo de recursos propios presentado y reemplazando los valores de cada variable obtenemos un costo de recursos propios (cost of equity) de 8.71%.

4.7.4. DEUDA REQUERIDA Y SERVICIO DE LA DEUDA

Considerando la limitación en los recursos propios y tratando de mantener el ratio de endeudamiento saludable se considera que el 50% de la inversión será mediante deuda, es decir, 7 millones de dólares, la tasa de

interés TCEA para la deuda bancaria es 3.27%. Se considera que los dos primeros años que dura la construcción del proyecto, se paga al banco los intereses ascendentes a \$350,000, las cuotas se determinan mediante la fórmula:

$$Cuota = C * \frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1}$$

Donde:

C: es el capital, expresado en dólares

i: es la TCEA anual de la deuda, igual a 3.27%

n: es la cantidad de periodos de pago de la deuda, en años

Tabla 31: Cronograma de pagos y servicio de la deuda a 30 años

| AÑO | PRINCIPAL | INTERÉS | AMORTIZACIÓN | CUOTA |
|---------------|------------------|----------------|---------------------|--------------|
| AÑO 0 | \$7,000,000 | | | |
| AÑO 1 | \$7,000,000 | \$350,000 | \$0 | \$0 |
| AÑO 2 | \$7,000,000 | \$350,000 | \$0 | \$0 |
| AÑO 3 | \$7,350,000 | \$240,251 | \$147,883 | \$388,134 |
| AÑO 4 | \$7,202,117 | \$235,417 | \$152,716 | \$388,134 |
| AÑO 5 | \$7,049,401 | \$230,426 | \$157,708 | \$388,134 |
| AÑO 6 | \$6,891,693 | \$225,270 | \$162,863 | \$388,134 |
| AÑO 7 | \$6,728,829 | \$219,947 | \$168,187 | \$388,134 |
| AÑO 8 | \$6,560,642 | \$214,449 | \$173,685 | \$388,134 |
| AÑO 9 | \$6,386,958 | \$208,772 | \$179,362 | \$388,134 |
| AÑO 10 | \$6,207,596 | \$202,909 | \$185,225 | \$388,134 |
| AÑO 11 | \$6,022,371 | \$196,855 | \$191,279 | \$388,134 |
| AÑO 12 | \$5,831,092 | \$190,602 | \$197,532 | \$388,134 |
| AÑO 13 | \$5,633,560 | \$184,146 | \$203,988 | \$388,134 |
| AÑO 14 | \$5,429,572 | \$177,478 | \$210,656 | \$388,134 |
| AÑO 15 | \$5,218,916 | \$170,592 | \$217,542 | \$388,134 |
| AÑO 16 | \$5,001,374 | \$163,481 | \$224,653 | \$388,134 |
| AÑO 17 | \$4,776,721 | \$156,138 | \$231,996 | \$388,134 |
| AÑO 18 | \$4,544,725 | \$148,555 | \$239,579 | \$388,134 |
| AÑO 19 | \$4,305,146 | \$140,723 | \$247,411 | \$388,134 |
| AÑO 20 | \$4,057,735 | \$132,636 | \$255,498 | \$388,134 |
| AÑO 21 | \$3,802,238 | \$124,285 | \$263,849 | \$388,134 |

| AÑO | PRINCIPAL | INTERÉS | AMORTIZACIÓN | CUOTA |
|---------------|------------------|----------------|---------------------|--------------|
| AÑO 22 | \$3,538,388 | \$115,660 | \$272,474 | \$388,134 |
| AÑO 23 | \$3,265,915 | \$106,754 | \$281,380 | \$388,134 |
| AÑO 24 | \$2,984,535 | \$97,556 | \$290,578 | \$388,134 |
| AÑO 25 | \$2,693,957 | \$88,058 | \$300,076 | \$388,134 |
| AÑO 26 | \$2,393,881 | \$78,249 | \$309,885 | \$388,134 |
| AÑO 27 | \$2,083,997 | \$68,120 | \$320,014 | \$388,134 |
| AÑO 28 | \$1,763,983 | \$57,660 | \$330,474 | \$388,134 |
| AÑO 29 | \$1,433,509 | \$46,857 | \$341,276 | \$388,134 |
| AÑO 30 | \$1,092,232 | \$35,702 | \$352,432 | \$388,134 |
| AÑO 31 | \$739,800 | \$24,182 | \$363,952 | \$388,134 |
| AÑO 32 | \$375,848 | \$12,285 | \$375,848 | \$388,134 |
| AÑO 33 | \$0 | \$0 | \$388,134 | \$388,134 |

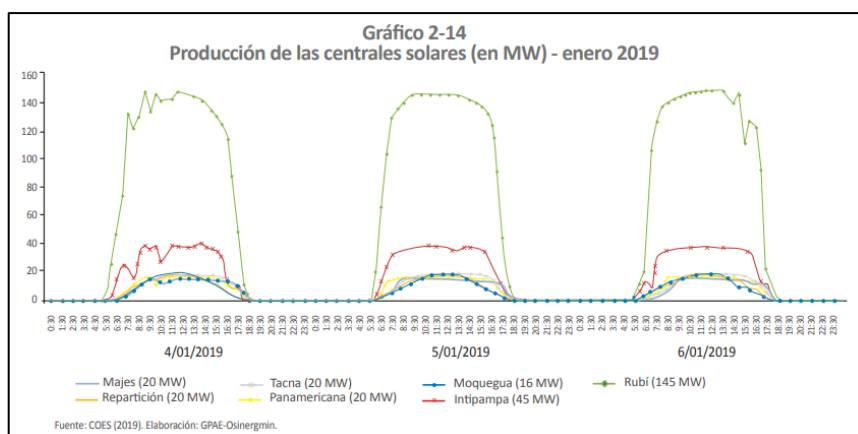
Notas: Elaboración propia

4.7.5. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS

La regulación del mercado nacional actual no permite a una planta solar asignarle una potencia firme igual que a los demás generadores eléctricos con energías convencionales, esto principalmente puesto que una central solar necesita de la presencia del sol para generar energía eléctrica a la red. La potencia firme es la potencia en MW que se tiene certeza que una central de generación pueda otorgar al sistema eléctrico en cualquier momento.

Por lo cual, para que la comercialización de energía de una central RER cumpla con el requerimiento legal, esta debe comprar a otra central de generación que tiene potencia firme.

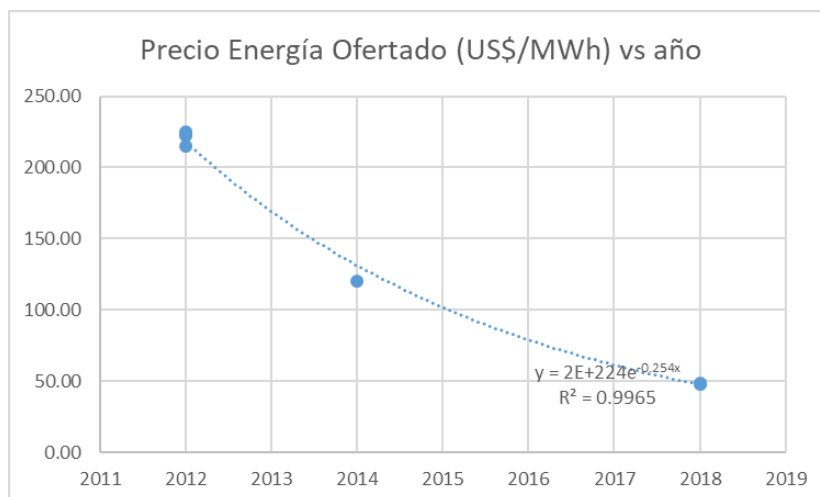
Figura 70: *Comportamiento de la potencia instantánea entregada con las centrales solares fotovoltaicas del Perú*



Nota: Obtenido de los reportes de la página del COES

Por otra parte, las centrales solares que se tienen actualmente en operación han justificado su factibilidad económica-financiera dado que el gobierno peruano les garantiza un ingreso anual en base a una cantidad anual de energía generada, esto en el marco de las cuatro subastas de energías renovables que patrocinó el gobierno peruano a través de OSINERGMIN para promocionar la inversión en energías renovables a partir del 2012, la última central de generación en entrar en operación mediante la modalidad de las subastas fue la CS Rubí cuyo precio por energía adjudicado en la 4ta subasta RER fue de 48.24 dólares/MWh en el 2016.

Figura 71: Comportamiento del precio de venta de energía de las subastas RER del MINEM



Notas: Elaboración propia en base a data del OSINERGMIN

La última central RER a la fecha que está en construcción es la CE Punta Lomitas la cual sustenta su rentabilidad y retorno de inversión en las subastas RER, sino en un contrato de suministro de energía con un gran cliente libre como es la minera Anglo American Quellaveco (AAQ) donde acuerda vender su energía RER a 26.50 dólares/MWh que es mucho menos que lo obtenido en la última subasta RER.

Figura 72: Precio de la energía entre CE Punta Lomitas y la minera AAQ

| Cuadro N°1: Precios Base en la Barra de Referencia de Generación | | | |
|--|--|---|---|
| | Precio de Potencia PPo (US\$/kW-mes) | Precio de la Energía Activa en HP PEPo (US\$/MWh) | Precio de la Energía Activa en HFP PEFPO (US\$/MWh) |
| Demanda Base | PPM | 26.50 | 26.50 |

(*) Los precios están referidos al Mes de octubre de 2020.

Notas: Obtenido del contrato de suministro de energía entre ENGIE y AAQ

Los proyectos actuales en centrales solares al ser inversiones económicamente tan competitivas a la fecha en relación a las centrales de energía convencionales que el gobierno al momento no ha vuelto a realizar estas subastas de energía, y se espera que no se vuelvan a realizar.

Por lo tanto, para el presente proyecto se ha considerado la determinación de ingresos mediante la siguiente expresión.

$$\text{Ingreso anual} = HOA * Pot * fp * pr$$

Donde:

Ingreso Anual: Ingreso que recibe la central solar en un año, dólares

HOA: Horas de operación anuales, generalmente 8760 horas

Pot: Potencia nominal de la central solar, MW

fp: Factor de planta de la CS Fotovoltaica, generalmente de 25% a 35%

pr: Precio de la energía renovable vendida, dólares/MWh

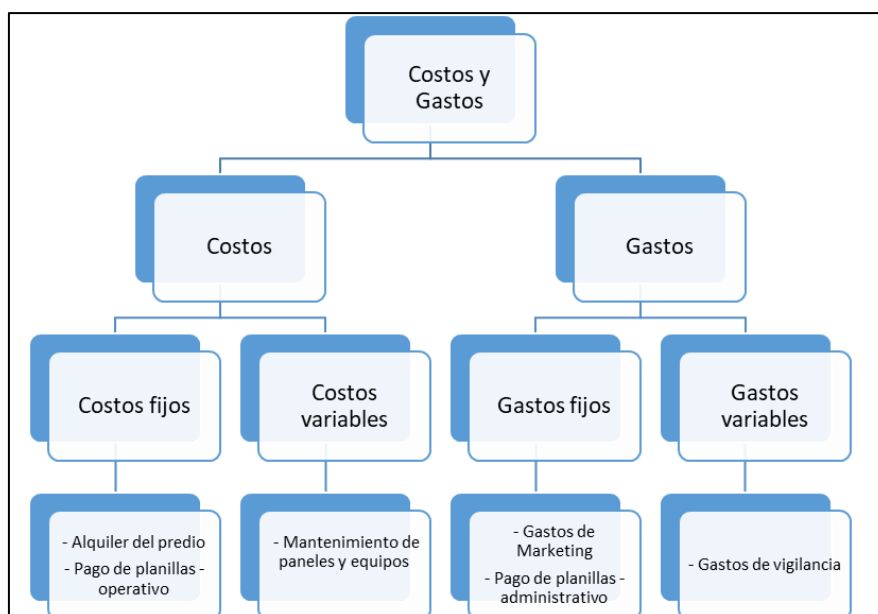
Considerando un precio de venta de contrato igual 48.24 USD/MWh basado en el promedio de las adjudicaciones de la última subasta RER, y que se logra vender toda la energía generada a un solo cliente libre tal como la central eólica Punta Lomitas, se tiene:

$$\text{Ingreso anual} = 8760h * 20MW * 32\% * 48.24 \frac{\text{dólares}}{\text{MWh}} = \$2,722,932$$

4.7.6. COSTOS Y GASTOS DE OPERACIÓN

Hay que tener en cuenta los costos y gastos involucrados en la operación de una central solar fotovoltaica, van a depender de muchos factores, pero se pueden estructurar de la siguiente manera:

Figura 73: Cuadro desglosado de estructuración de costos de una central solar fotovoltaica



Notas: Elaboración propia

4.7.6.1. COSTOS Y GASTOS DE PLANILLA

El personal requerido para la operación de la central solar fotovoltaica se indica en el siguiente cuadro, el sobre costo laboral en Perú es alrededor de 40% debido a los beneficios, gratificaciones, vacaciones y otros derechos que tiene un trabajador contratado formalmente. La operación de la central requiere que siempre se cuente con un personal calificado de turno para monitorear y controlar el proceso de la planta, esto normalmente se logra implementando turnos de 12 horas en el esquema de 4x3 con 4 operadores, así también, se requiere de personal de mantenimiento de administrativo los cuales trabajan en horario de lunes a viernes cumpliendo las 48 horas semanales que exige la ley laboral peruana.

Tabla 32: *Costos de planilla para el personal operativo requerido para la central solar fotovoltaica*

| Puestos Personal Operativo | Cantidad | Sueldo Básico (S/) | Sobrecosto por beneficios laborales | Subtotal (S/) |
|-----------------------------------|-----------------|---------------------------|--|----------------------|
| Gerente de planta | 1 | 5,000.00 | 1.4 | 7,000.00 |
| Jefe de OyM | 1 | 4,000.00 | 1.4 | 5,600.00 |
| Coordinador SSOMA | 1 | 3,500.00 | 1.4 | 4,900.00 |
| Operador de Planta | 4 | 3,000.00 | 1.4 | 16,800.00 |
| Mantenedor Eléctrico | 1 | 3,500.00 | 1.4 | 4,900.00 |
| Mantenedor Instrumentista | 1 | 3,500.00 | 1.4 | 4,900.00 |
| TOTAL MENSUAL (S/) | | | | 44,100.00 |
| TOTAL ANUAL (S/) | | | | 529,200.00 |
| TOTAL ANUAL (\$) | | | | 131,970.07 |

Nota: Elaboración propia

Por otra parte, mantener la operación integral de la empresa se requiere contar con personal que se encargue del Marketing, Contabilidad, Ventas, Recursos Humanos, entre otros, estos desembolsos en planilla que realiza la empresa vienen a ser gastos puesto que no participan directamente en la estructura de costos de la producción de energía de la central, pero son necesarios para la continuidad u desarrollo empresarial.

Tabla 33: *Costos de planilla para el personal administrativo requerido para la central solar fotovoltaica*

| Puestos Personal Administrativo (simplificado) | Cantidad | Sueldo Básico | Sobrecosto por beneficios laborales | Subtotal (S/) |
|---|-----------------|----------------------|--|----------------------|
| Gerente General | 1 | 5,000.00 | 1.4 | 7,000.00 |
| Gerente de Operaciones y RRHH | 1 | 5,000.00 | 1.4 | 7,000.00 |
| Jefe de Contabilidad y planillas | 1 | 3,500.00 | 1.4 | 4,900.00 |
| Asistente de Soporte T.I. | 1 | 2,500.00 | 1.4 | 3,500.00 |
| Asistente de RRHH | 1 | 2,500.00 | 1.4 | 3,500.00 |
| TOTAL MENSUAL (S/) | | | | 25,900.00 |
| TOTAL ANUAL (S/) | | | | 310,800.00 |
| TOTAL ANUAL (\$) | | | | 77,506.23 |

Nota: Elaboración propia

4.7.6.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO

Los costos de mantenimiento generalmente son preventivos, la frecuencia depende del criterio del mantenedor, el cumplimiento de los mantenimientos maximiza a la confiabilidad de los equipos de la central solar. Sin embargo, algunas veces a pesar de los mantenimientos preventivos ocurren fallas no previstas, en ese caso se trata de mantenimiento correctivo, en el siguiente cuadro se indica los tipos de mantenimiento requeridos, así como frecuencia y costo unitario.

A diferencia de otro tipo de tecnologías para generación de energía tales como turbinas a gas, hidráulicas o eólicas que tienen elementos giratorios y por consiguiente hay desgaste y más elementos de falla; la tecnología de paneles solares son en su mayor parte elementos estáticos y mínimamente algunos elementos móviles como los seguidores, por lo cual el costo de mantenimiento correctivos y contingencias son menores en comparación con el costo de inspecciones y mantenimiento preventivo.

Tabla 34: Costos de mantenimiento anual según frecuencia de mantenimiento de los equipos de la Central solar fotovoltaica

| Mantenimiento | Cantidad de Equipos | Frecuencia | Cantidad por año | Costo unitario | Subtotal (\$) | Meses |
|--|----------------------------|-------------------|-------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------|
| Limpieza de paneles solares | 1 | bimensual | 6 | \$40,000 | \$240,000 | Feb, Abr, Jun, Ago,, Oct, Dic |
| Mantenimiento de trackers paneles solares | 1 | trimestral | 4 | \$15,000 | \$60,000 | Ene. Abr, Jul, Oct |
| Mantenimiento de inversores 1500 VDC/660 VAC | 18 | anual | 1 | \$2,500 | \$45,000 | Jul |
| Mantenimiento de transformador elevador 0.66/22.9 kV | 9 | anual | 1 | \$2,500 | \$22,500 | Jul |
| Mantenimiento de transformador principal 22.9/138 kV | 1 | anual | 1 | \$5,000 | \$5,000 | Jul |
| Mantenimiento patio de llaves 138 kV | 1 | anual | 1 | \$5,000 | \$5,000 | Jul |
| Otros equipamientos incluidos correctivos | 1 | anual | 1 | \$5,000 | \$5,000 | Jul |
| TOTAL (\$) | | | | | \$382,500 | |

Nota: Elaboración propia

4.7.7. PROYECCIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Habiendo desarrollado en detalle todas las cantidades contables que intervienen en el ejercicio operativo de la central solar en el tiempo, se podrá elaborar los estados financieros proyectados para lo cual se realizarán supuestos razonables.

Para los dos primeros periodos, durante este periodo de construcción de dos años no se tienen ingresos debido a que la planta no está funcionando. Al final del 2do año luego de la firma del contrato con el estado peruano, la planta termina de ser construida y probado, y entra en operación, a partir de este momento empiezan a generarse ingresos para la empresa.

Tabla 35: Balance General para el inicio del año 1 (firma del Contrato)

| | | | |
|----------------------------------|---------------------|-------------------------------|---------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES: | | PASIVOS CORRIENTES: | |
| Efectivo | \$14,000,000 | Cuentas por pagar | \$0 |
| Cuentas por cobrar | \$0 | Deudas financieras CP | \$0 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES: | | PASIVOS NO CORRIENTES: | |
| Propiedad, planta y equipo | \$0 | Deudas financieras LP | \$7,000,000 |
| Terrenos | \$0 | | |
| Edificios y otras construcciones | \$0 | | |
| Maquinaria y equipo | \$0 | PATRIMONIO: | |
| | | Capital emitido | \$7,000,000 |
| | | Resultados acumulados | \$0 |
| | \$14,000,000 | | \$14,000,000 |

Nota: Elaboración propia

Tabla 36: Balance General para el fin del año 1

| | | | |
|----------------------------------|---------------------|-----------------------|---------------------|
| ACTIVOS | | PASIVOS | |
| CORRIENTES: | | CORRIENTES: | |
| Efectivo | \$1,524,314 | Cuentas por pagar | \$0 |
| Cuentas por cobrar | \$0 | Deudas financieras CP | \$0 |
| Otros activos | | | |
| ACTIVOS NO | | PASIVOS NO | |
| CORRIENTES: | | CORRIENTES: | |
| Propiedad, planta y equipo | \$12,000,000 | Deudas financieras LP | \$7,000,000 |
| Terrenos | \$600,000 | | |
| Edificios y otras construcciones | \$3,000,000 | | |
| Instalaciones y equipos | \$8,400,000 | | |
| | | PATRIMONIO: | |
| | | Capital emitido | \$7,000,000 |
| | | Resultados acumulados | -\$475,686 |
| | \$13,524,314 | | \$13,524,314 |

Nota: Elaboración propia

Tabla 37: Estado de resultados para el fin del año 1 (firma del Contrato)

| | |
|------------------------------------|-------------------|
| INGRESOS | \$0 |
| - COSTOS OPERATIVOS | \$0 |
| GANANCIA BRUTA | \$0 |
| - GASTOS ADMINISTRATIVOS | -\$125,686 |
| GANANCIA OPERATIVO | -\$125,686 |
| - INTERESES | -\$350,000 |
| GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS | -\$475,686 |
| - IMPUESTOS | |
| GANANCIA/PÉRDIDA NETA | -\$475,686 |

Nota: Elaboración propia

La empresa se encarga de adquirir y sanear el terreno sobre la cual se realizará la construcción de la planta, el precio de compra es 600 mil dólares, lo cual lo refleja en los EEFF. También durante este tiempo la empresa se preocupa de tener efectivo en su caja que le sirva de capital de trabajo de tal manera de afrontar cualquier contingencia.

La empresa contrata a una constructora reconocida para realizar la construcción de la planta solar fotovoltaica mediante un contrato a suma alzada, el monto total cobrado por la empresa constructora es de 11,400,000 dólares, lo cual se refleja en los EEFF en la partida de edificios y maquinaria y equipo.

Así también, la empresa tiene que financiar una planilla de personal administrativo necesario para la gestión y control de la construcción del proyecto, el costo de esta planilla se estima en 125,686 dólares lo cual se refleja en la partida de gasto administrativos del estado de resultados.

Durante este periodo de construcción de dos años no se tienen ingresos debido a que la planta no está funcionando. Al final del 2do año luego de la firma del contrato con el estado peruano, la planta termina de ser construida y probado, y entra en operación, a partir de este momento empiezan a generarse ingresos para la empresa.

Tabla 38: Balance General para el fin del año 2 cuando se termina la construcción de la planta e inicia la operación comercial

| ACTIVOS CORRIENTES: | | PASIVOS CORRIENTES: | |
|--------------------------------|----------------|--------------------------------|-----|
| Efectivo | \$1,048,628.43 | Cuentas por pagar | \$0 |
| Cuentas por cobrar | \$0 | Deudas financieras CP | \$0 |
| | | Remuneraciones | \$0 |

| ACTIVOS NO CORRIENTES: | | PASIVOS NO CORRIENTES: | |
|----------------------------------|---------------------|-------------------------------|---------------------|
| Propiedad, planta y equipo | \$12,000,000 | Deudas financieras LP | \$7,000,000 |
| Terrenos | \$600,000 | | |
| Edificios y otras construcciones | \$3,000,000 | | |
| Maquinaria y equipo | \$8,400,000 | PATRIMONIO: | |
| | | Capital emitido | \$7,000,000 |
| | | Resultados acumulados | -\$951,371.6 |
| | \$13,048,628 | | \$13,048,628 |

Nota: Elaboración propia

Tabla 39: Estado de resultados para el fin del año 2 cuando se termina la construcción de la planta e inicia la operación comercial

| | |
|------------------------------------|-------------------|
| INGRESOS | \$0 |
| - COSTOS OPERATIVOS | \$0 |
| GANANCIA BRUTA | \$0 |
| - GASTOS ADMINISTRATIVOS | -\$125,686 |
| GANANCIA OPERATIVO | -\$125,686 |
| - INTERESES | -\$350,000 |
| GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS | -\$475,686 |
| - IMPUESTOS | \$0 |
| GANANCIA/PÉRDIDA NETA | -\$475,686 |

Nota: Elaboración propia

Durante el primer año de operación comercial de la planta, se generan unos ingresos de 1,250,381 dólares, así también, se generan costos debido al pago de planillas y costos de mantenimiento, los costos ascienden a 227,595 dólares, de igual manera se generan gastos administrativos de personal administrativo y servicio de vigilancia, los demás gastos son despreciables por lo que no se consideran. Por otra parte, los costos financieros debido a los

intereses del préstamo al primer año ascienden a 561,973 dólares. El impuesto a la renta correspondiente al año asciende a 165,782 dólares.

Tabla 40: *Balance General para el fin del año 3 que es el primer año de suministro de energía*

| | | | |
|----------------------------------|---------------------|-------------------------------|---------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES: | | PASIVOS CORRIENTES: | |
| Efectivo | \$1,560,425 | Cuentas por pagar | -\$350,000 |
| Cuentas por cobrar | \$0 | Deudas financieras CP | \$0 |
| | | Cuenta por pagar accionistas | \$121,212 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES: | | PASIVOS NO CORRIENTES: | |
| Propiedad, planta y equipo | \$12,000,000 | Deudas financieras LP | \$7,239,372 |
| Terrenos | \$600,000 | | |
| Edificios y otras construcciones | \$4,200,000 | | |
| Maquinaria y equipo | \$7,200,000 | | |
| Depreciación | -\$380,000 | PATRIMONIO: | |
| | | Capital emitido | \$7,000,000 |
| | | Resultados acumulados | -\$830,159 |
| | \$13,180,425 | | \$13,180,425 |

Nota: Elaboración propia

Tabla 41: *Estado de resultados para el fin del año 3 que es el primer año de suministro de energía*

| | |
|----------------------------|--------------------|
| INGRESOS | \$1,361,466 |
| - COSTOS OPERATIVOS | -\$182,595 |
| - DEPRECIACIÓN | -\$380,000 |
| GANANCIA BRUTA | \$798,871 |

| | |
|------------------------------------|-------------------|
| - GASTOS ADMINISTRATIVOS | -\$87,506 |
| GANANCIA OPERATIVO | \$711,365 |
| - INTERESES | -\$367,500 |
| GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS | \$343,865 |
| - IMPUESTOS | -\$101,440 |
| GANANCIA/PÉRDIDA NETA | \$242,425 |

Nota: Elaboración propia

4.7.8. DETERMINACIÓN DEL FLUJO DE CAJA PROYECTADO

El flujo de caja proyectado permitirá realizar la evaluación económica y financiera del proyecto para determinar la rentabilidad del proyecto mediante la determinación de la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN), el flujo de caja libre (FCL) se obtiene a partir de la utilidad neta sin considerar el efecto de la deuda, por otra parte el flujo de caja financiero (FCF) o también conocido como el flujo de caja del accionista si considera el efecto de la deuda, los interés y la amortización de la deuda en el tiempo.

Tabla 42: *Metodología para determinación del flujo de caja libre y el flujo de caja financiero del proyecto*

| |
|---|
| (+) GANANCIA OPERATIVA SIN DEPREC. |
| (-) DEPRECIACIÓN |
| (+) GANANCIA OPERATIVA NETA |
| (+) INGRESO POR VENTA DE EQUIPO |
| (-) EGRESO POR VALOR EN LIBROS |
| (+) UTILIDAD NETA ANTES IMPUEST. |
| (-) IMPUESTOS |
| (+) UTILIDAD NETA |
| (+) DEPRECIACIÓN |
| (+) NOPAT |
| (-) ACTIVO FIJO/ INVERSIÓN |
| (+) RECUPERACIÓN ACTIVO FIJO |
| (+) VENTA DE TERRENO |
| (+) FLUJO DE CAJA LIBRE |
| (-) DEUDA |
| CUOTA |
| (-) AMORTIZACIÓN |

| |
|-------------------------------------|
| (-) INTERESES |
| (+) ESCUDO FISCAL |
| (+) FLUJO DE CAJA FINANCIERO |

Como se observa el cálculo de los flujos de caja libre u financiero parte de la ganancia operativa sin depreciación las cuales son obtenidas de los estados financieros de resultados proyectados. En las siguientes tablas se observa los resultados de la determinación de la utilidad neta, flujo de caja libre y flujo de caja financiero del proyecto a lo largo de su vida útil.

Tabla 43: Ingresos y costos proyectados del proyecto CSF

| AÑO | INGRESOS | COSTOS DE PERSONAL | COSTOS DE MANTENIMIENTO | UTILIDAD BRUTA SIN DEPREC. | GASTOS DE PERSONAL | UTILIDAD OPERATIVA SIN DEPREC. | DEPRECIACIÓN |
|---------------|-----------------|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------|
| AÑO 0 | | | | | | | |
| AÑO 1 | | | | | | | |
| AÑO 2 | | | | | | | |
| AÑO 3 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 4 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 5 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 6 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 7 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 8 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 9 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 10 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 11 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 12 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 13 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 14 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 15 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 16 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 17 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 18 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 19 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 20 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 21 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |

| AÑO | INGRESOS | COSTOS DE PERSONAL | COSTOS DE MANTENIMIENTO | UTILIDAD BRUTA SIN DEPREC. | GASTOS DE PERSONAL | UTILIDAD OPERATIVA SIN DEPREC. | DEPRECIACIÓN |
|---------------|-----------------|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------|
| AÑO 22 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 23 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 24 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 25 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 26 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 27 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 28 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 29 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 30 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 31 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |
| AÑO 32 | \$1,361,466 | -\$141,397 | -\$180,000 | \$1,040,069 | -\$78,554 | \$961,516 | -\$314,672 |

Notas: Elaboración propia

Tabla 44: *Ingresos y costos proyectados del proyecto CSF*

| AÑO | UTILIDAD OPERATIVA NETA | INGRESO POR VENTA DE EQUIPO | EGRESO POR VALOR EN LIBROS EQUIPO | UTILIDAD NETA ANTES IMPUEST. | IMPUESTOS | UTILIDAD NETA |
|---------------|--------------------------------|------------------------------------|--|-------------------------------------|------------------|----------------------|
| AÑO 0 | | | | | | |
| AÑO 1 | | | | | | |
| AÑO 2 | | | | | | |
| AÑO 3 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 4 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 5 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 6 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 7 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 8 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 9 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 10 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 11 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 12 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 13 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 14 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 15 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 16 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 17 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 18 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 19 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 20 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 21 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |

| AÑO | UTILIDAD OPERATIVA NETA | INGRESO POR VENTA DE EQUIPO | EGRESO POR VALOR EN LIBROS EQUIPO | UTILIDAD NETA ANTES IMPUEST. | IMPUESTOS | UTILIDAD NETA |
|---------------|--------------------------------|------------------------------------|--|-------------------------------------|------------------|----------------------|
| AÑO 22 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 23 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 24 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 25 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 26 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 27 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 28 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 29 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 30 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 31 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |
| AÑO 32 | \$646,844 | | | \$646,844 | -\$190,819 | \$456,025 |

Notas: Elaboración propia

Tabla 45: Flujo de Caja Libre (FCL) del proyecto CSF

| AÑO | UTILIDAD NETA | DEPRECIACIÓN | NOPAT | ACTIVO FIJO | RECUPERACIÓN ACTIVO FIJO | VENTA DE TERRENO | FLUJO DE CAJA LIBRE |
|---------------|----------------------|---------------------|--------------|--------------------|---------------------------------|-------------------------|----------------------------|
| AÑO 0 | | | | | | | \$0 |
| AÑO 1 | | | | | | | \$0 |
| AÑO 2 | | | | | -\$11,041,124 | | -\$11,041,124 |
| AÑO 3 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 4 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 5 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 6 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 7 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 8 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 9 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 10 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 11 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 12 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 13 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 14 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 15 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 16 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 17 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 18 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 19 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 20 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 21 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 22 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |

| AÑO | UTILIDAD NETA | DEPRECIACIÓN | NOPAT | ACTIVO FIJO | RECUPERACIÓN ACTIVO FIJO | VENTA DE TERRENO | FLUJO DE CAJA LIBRE |
|---------------|----------------------|---------------------|--------------|--------------------|---------------------------------|-------------------------|----------------------------|
| AÑO 23 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 24 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 25 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 26 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 27 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 28 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 29 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 30 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 31 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | | | \$770,697 |
| AÑO 32 | \$456,025 | \$314,672 | \$770,697 | | \$1,048,907 | \$552,056 | \$2,371,660 |

Notas: Elaboración propia

Tabla 46: Flujo de Caja Financiero (FCF) del proyecto CSF

| AÑO | FLUJO DE CAJA LIBRE | DEUDA | CUOTA | AMORTIZACIÓN | INTERESES | ESCUDO FISCAL | FLUJO DE CAJA FINANCIERO |
|---------------|----------------------------|--------------|--------------|---------------------|------------------|----------------------|---------------------------------|
| AÑO 0 | | | | | | | \$0 |
| AÑO 1 | | | | | | | \$0 |
| AÑO 2 | -\$11,041,124 | \$6,420,562 | | | | | -\$4,620,562 |
| AÑO 3 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$135,585 | -\$220,273 | \$64,980 | 479,819 |
| AÑO 4 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$140,017 | -\$215,841 | \$63,673 | 478,512 |
| AÑO 5 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$144,594 | -\$211,264 | \$62,323 | 477,162 |
| AÑO 6 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$149,320 | -\$206,538 | \$60,929 | 475,768 |
| AÑO 7 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$154,201 | -\$201,657 | \$59,489 | 474,328 |
| AÑO 8 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$159,242 | -\$196,616 | \$58,002 | 472,841 |
| AÑO 9 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$164,447 | -\$191,411 | \$56,466 | 471,305 |
| AÑO 10 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$169,822 | -\$186,036 | \$54,881 | 469,720 |
| AÑO 11 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$175,373 | -\$180,485 | \$53,243 | 468,082 |
| AÑO 12 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$181,105 | -\$174,752 | \$51,552 | 466,391 |
| AÑO 13 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$187,025 | -\$168,833 | \$49,806 | 464,645 |
| AÑO 14 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$193,139 | -\$162,719 | \$48,002 | 462,841 |
| AÑO 15 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$199,452 | -\$156,406 | \$46,140 | 460,979 |
| AÑO 16 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$205,971 | -\$149,887 | \$44,217 | 459,056 |
| AÑO 17 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$212,704 | -\$143,154 | \$42,230 | 457,069 |
| AÑO 18 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$219,657 | -\$136,201 | \$40,179 | 455,018 |
| AÑO 19 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$226,837 | -\$129,021 | \$38,061 | 452,900 |
| AÑO 20 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$234,251 | -\$121,607 | \$35,874 | 450,713 |
| AÑO 21 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$241,908 | -\$113,950 | \$33,615 | 448,454 |

| AÑO | FLUJO DE CAJA LIBRE | DEUDA | CUOTA | AMORTIZACIÓN | INTERESES | ESCUDO FISCAL | FLUJO DE CAJA FINANCIERO |
|---------------|--------------------------------|--------------|--------------|---------------------|------------------|--------------------------|---|
| AÑO 22 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$249,816 | -\$106,042 | \$31,282 | 446,121 |
| AÑO 23 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$257,981 | -\$97,876 | \$28,874 | 443,713 |
| AÑO 24 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$266,414 | -\$89,444 | \$26,386 | 441,225 |
| AÑO 25 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$275,123 | -\$80,735 | \$23,817 | 438,656 |
| AÑO 26 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$284,116 | -\$71,742 | \$21,164 | 436,003 |
| AÑO 27 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$293,402 | -\$62,455 | \$18,424 | 433,263 |
| AÑO 28 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$302,993 | -\$52,865 | \$15,595 | 430,434 |
| AÑO 29 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$312,897 | -\$42,961 | \$12,673 | 427,512 |
| AÑO 30 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$323,125 | -\$32,733 | \$9,656 | 424,495 |
| AÑO 31 | \$770,697 | | -\$355,858 | -\$333,687 | -\$22,171 | \$6,540 | 421,379 |
| AÑO 32 | \$2,371,660 | | -\$355,858 | -\$344,594 | -\$11,264 | \$3,323 | 2,019,125 |

Notas: Elaboración propia

4.7.9. VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

A partir de los flujos de caja libre y financiero del acápite anterior se puede determinar el valor actual neto (VAN) económico y financiero, así como, la tasa interna de retorno (TIR) económica y financiera, en el caso del VAN y TIR económicos no toma en cuenta el efecto de la deuda en el tiempo y considera la tasa de descuento al Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC), este valor de WACC es 4.45%; en el caso del VAN y TIR financieros si toma en cuenta el efecto de la deuda en el tiempo y considera la tasa de descuento como el costo de capital del accionista o de los recursos propios (K_E), este valor de K_E es 8.71%.

Para la determinación del VAN y el TIR se hará uso de las herramientas financieras de Microsoft Excel.

VNA (tasa; valor1; [valor2]; ...):

La sintaxis de la función VNA tiene los siguientes argumentos:

- Tasa Obligatorio. La tasa de descuento a lo largo de un período.
- Valor1, valor2, ... Valor1 es obligatorio, los valores siguientes son opcionales.

De 1 a 254 argumentos que representan los pagos y los ingresos.

- Valor1; valor2; ... deben tener la misma duración y ocurrir al final de cada período.
- VNA usa el orden de valor1; valor2; ... para interpretar el orden de los flujos de caja. Asegúrese de escribir los valores de los pagos y de los ingresos en el orden adecuado.

TIR (valores, [estimación]):

La sintaxis de la función TIR tiene los siguientes argumentos:

- **Valores** Obligatorio. Es una matriz o una referencia a celdas que contienen los números para los cuales desea calcular la tasa interna de retorno.
 - El argumento valores debe contener al menos un valor positivo y uno negativo para calcular la tasa interna de retorno.
 - TIR interpreta el orden de los flujos de caja siguiendo el orden del argumento valores. Asegúrese de escribir los valores de los pagos e ingresos en el orden correcto.

Luego de aplicar estas funciones financieras a los flujos de caja libre y financieros proyectados del acápite anterior se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 47: Resultados obtenidos de la evaluación económico y financiera del proyecto CSF

| | |
|--|-----------|
| RESULTADOS EVALUACIÓN ECONÓMICA | |
| Valor Actual Neto Económico (VAN_E) | \$424,436 |
| Tasa Interna de Retorno Económico (TIR_E) | 5.87% |
| Costo promedio ponderado del capital (WACC) | 5.51% |
| Beneficio / Costo Económico (B/C_E) | 1.043 |
| Periodo de recuperación de la inversión (PRI_E), años | 29.005 |
| RESULTADOS EVALUACIÓN FINANCIERA | |
| Valor Actual Neto Financiero (VAN_F) | \$350,308 |
| Tasa Interna de Retorno Financiero (TIR_F) | 9.66% |
| Costo del accionista (K_E) | 8.71% |
| Beneficio / Costo Financiera (B/C_F) | 1.0896 |
| Periodo de recuperación de la inversión (PRI_F), años | 7.482 |

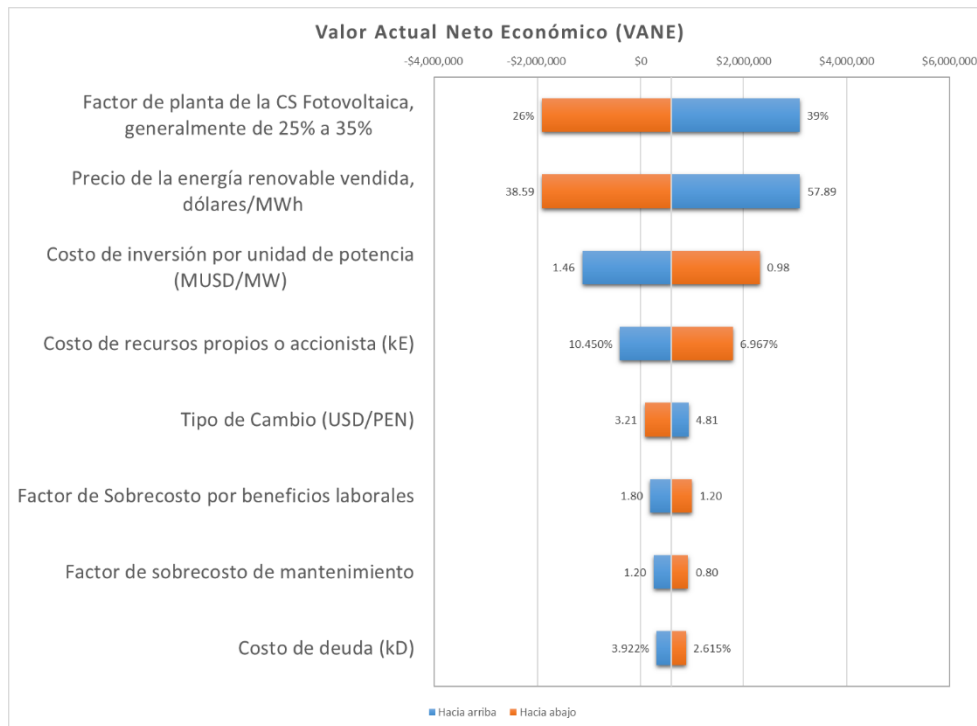
Analizando los resultados se observa que el VAN económico y financiero ambos son valores positivos lo cual indica que el proyecto es rentable puesto

que genera valor, analizando el TIR económico igual a 6.325% se obtiene que es mayor de el WACC igual a 4.45%, así también, el TIR financiero igual a 10.764% es mayor al costo del accionista (K_E) igual a 8.71%. Por lo tanto, el proyecto es rentable desde el punto de vista económico y financiero, por lo que la empresa debería decidir por la implementación del proyecto de la central solar fotovoltaica.

4.7.10. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

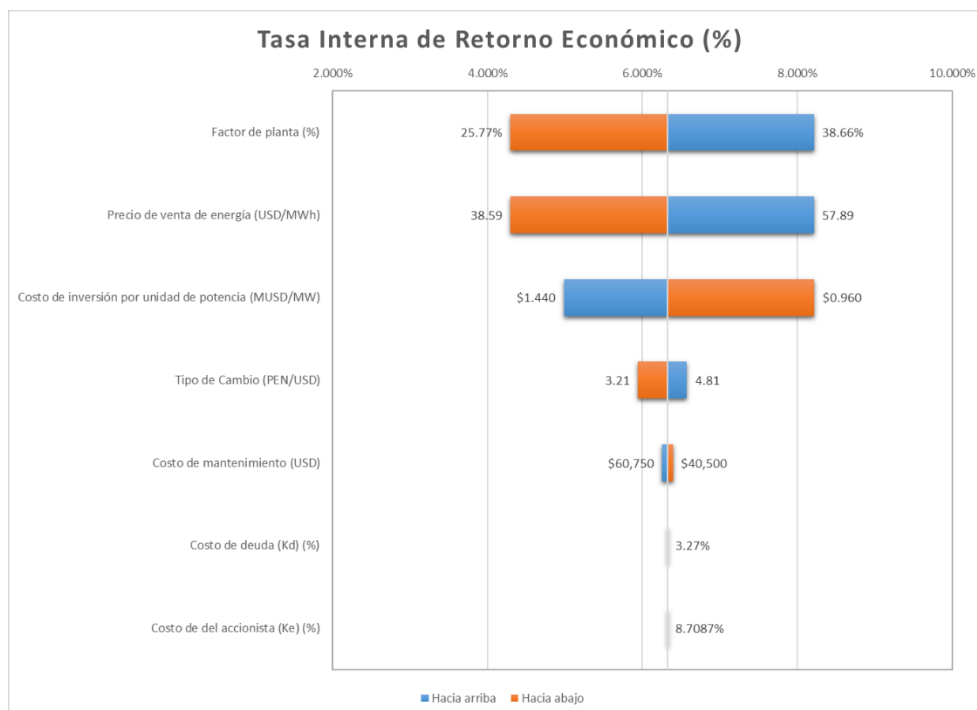
Este análisis permite evaluar la magnitud de la variación de los resultados con respecto a las variaciones unitarias de las variables clave de ingreso, en el caso del VAN Económico se observa la variación con respecto a la variación de las siguientes variables: Factor de planta, Precio de la energía, Costo de inversión por unidad de potencia, Costo del accionista, Costo de la deuda y Costo de mantenimiento. El resultado del análisis se muestra en el gráfico de tornado donde las variables que se muestran en orden de arriba hacia abajo las variables que más impactan en el comportamiento del VAN Económico. Lo mismo se muestra para el TIRE, VANF y TIRF.

Figura 74: Variación VANE según variación unitaria en las variables clave



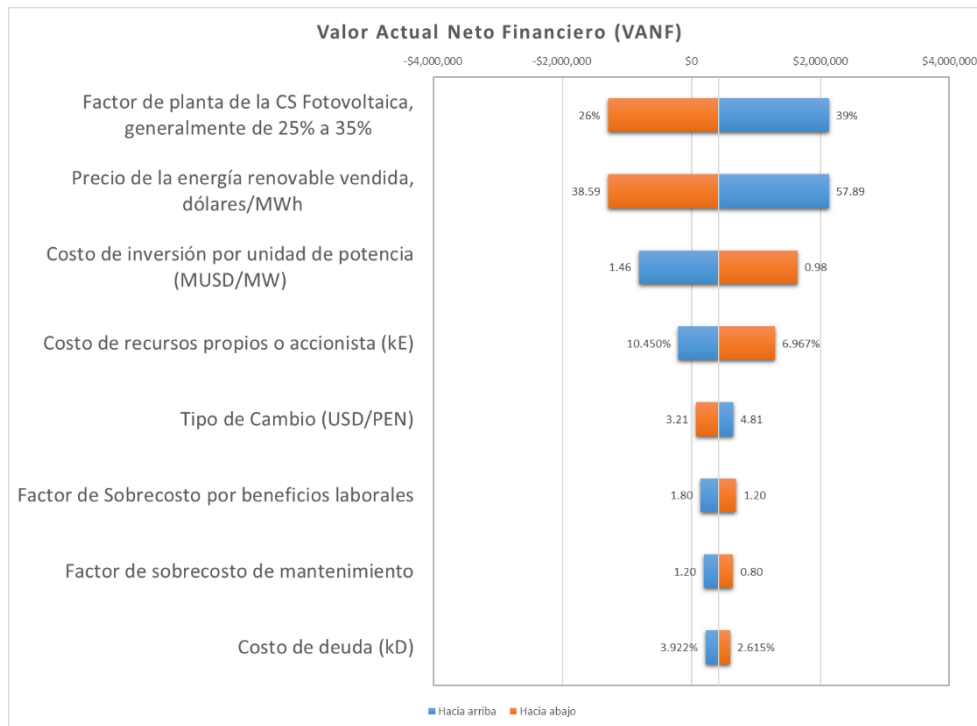
Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 75: Variación TIRE según variación unitaria en las variables clave



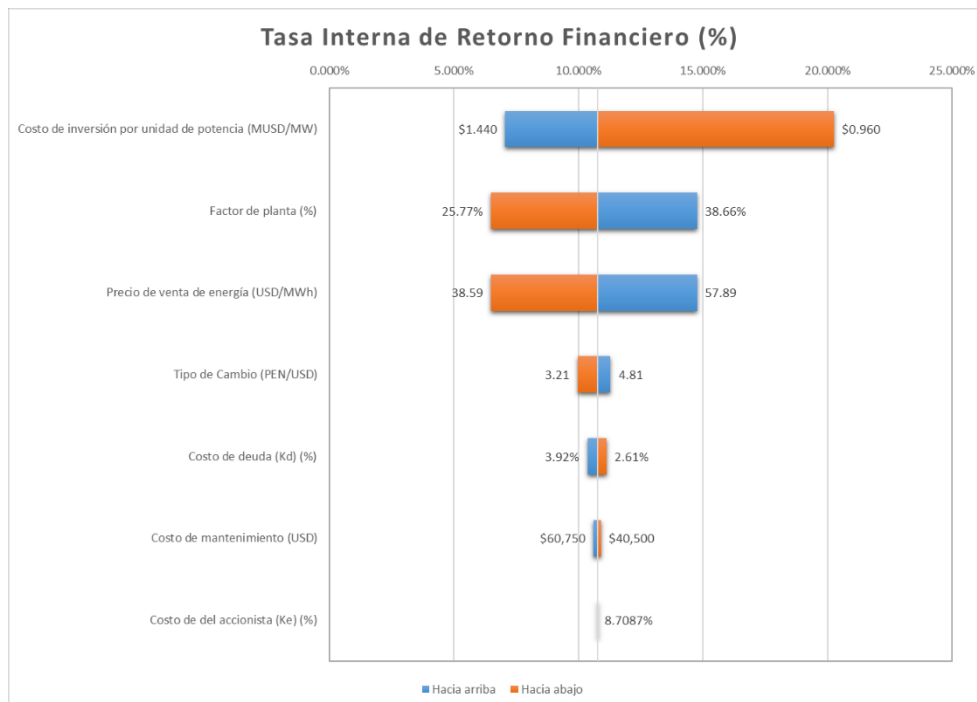
Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 76: Variación VANF según variación unitaria en las variables clave



Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

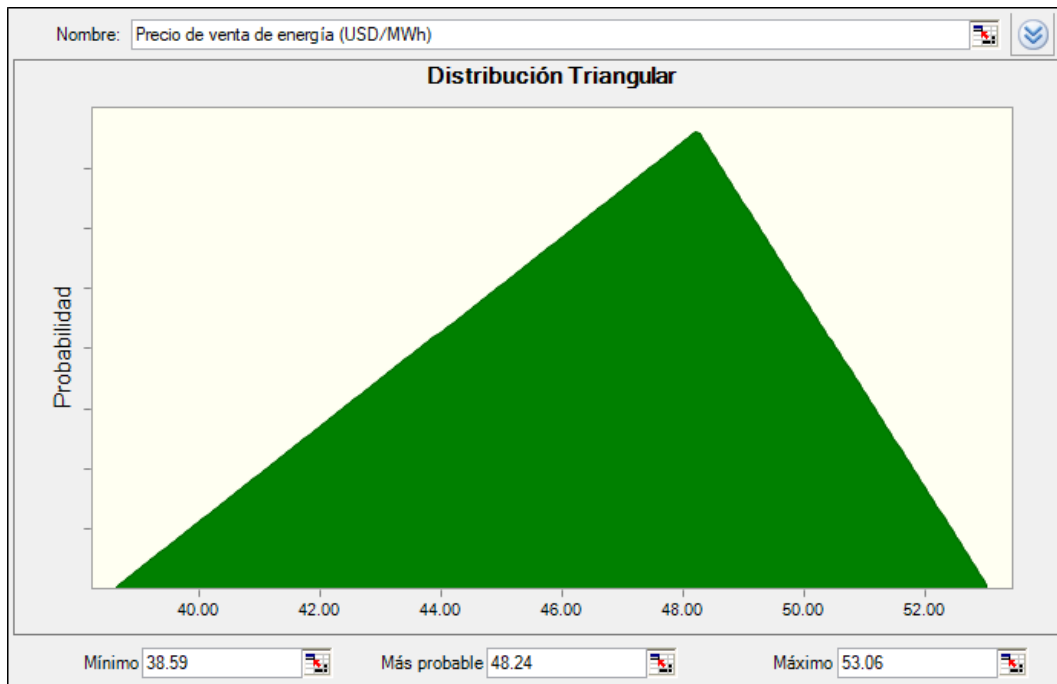
Figura 77: Variación TIRF según variación unitaria en las variables clave



Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

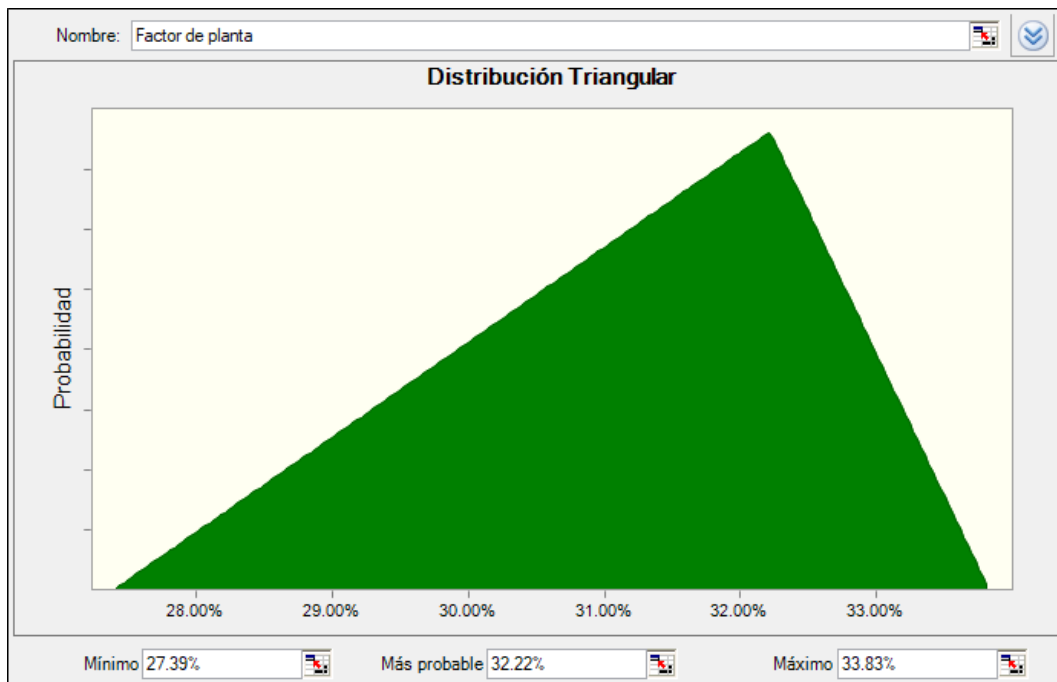
Complementariamente al análisis de sensibilidad mediante el gráfico de tornado, el análisis de Montecarlo permite determinar el resultado de la distribución de probabilidad de las variables VANE, TIRE, VANF y TIRF mediante la generación de valores aleatorios en las variables de ingreso. Se deben establecer previamente distribuciones para las variables de ingreso, por ejemplo, tipo normal, triangular, constante, etc; para el presente análisis se ha considerado distribuciones triangulares de las variables: Precio de venta energía, factor de planta, costo de inversión por unidad de potencia.

Figura 78: Distribución para la variable Precio de venta energía



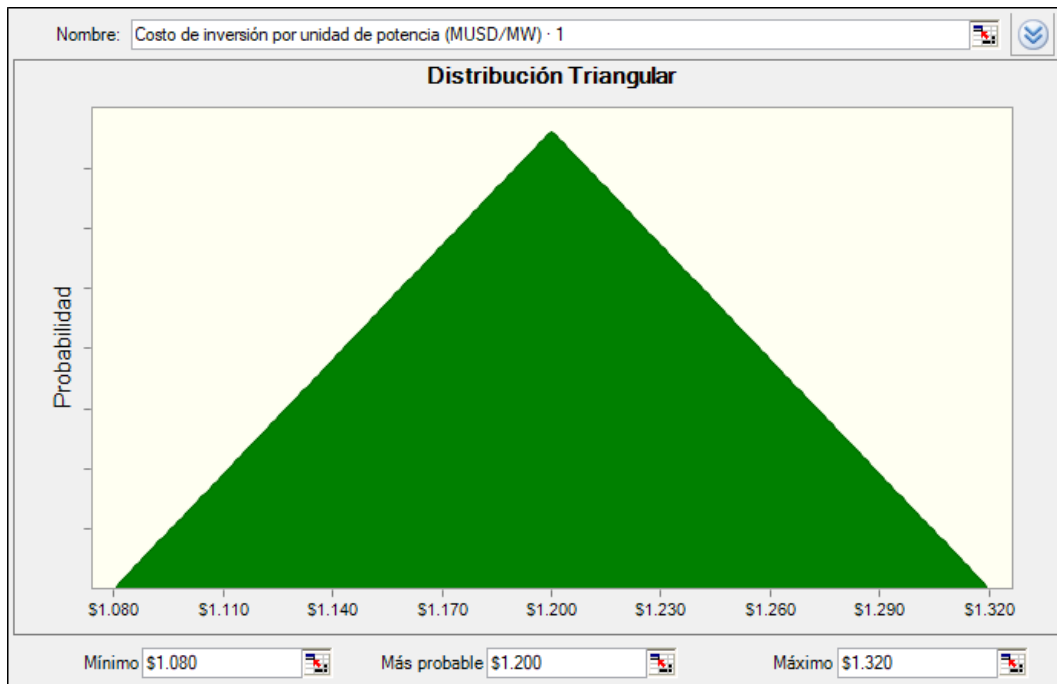
Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 79: Distribución para la variable Factor de planta



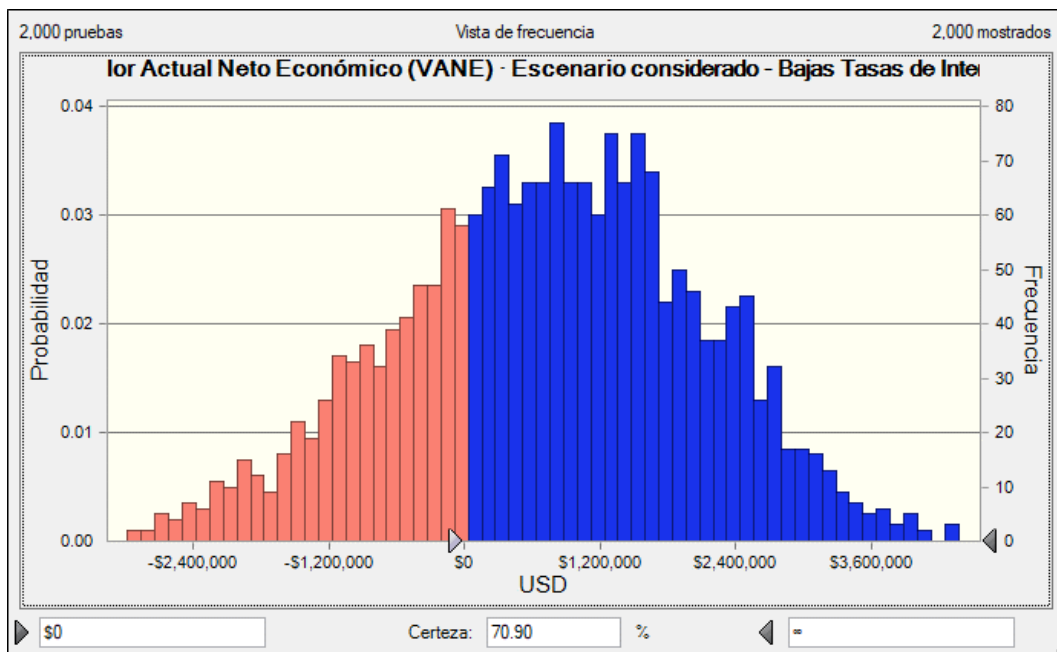
Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 80: Distribución para la variable Costo de inversión por unidad de potencia



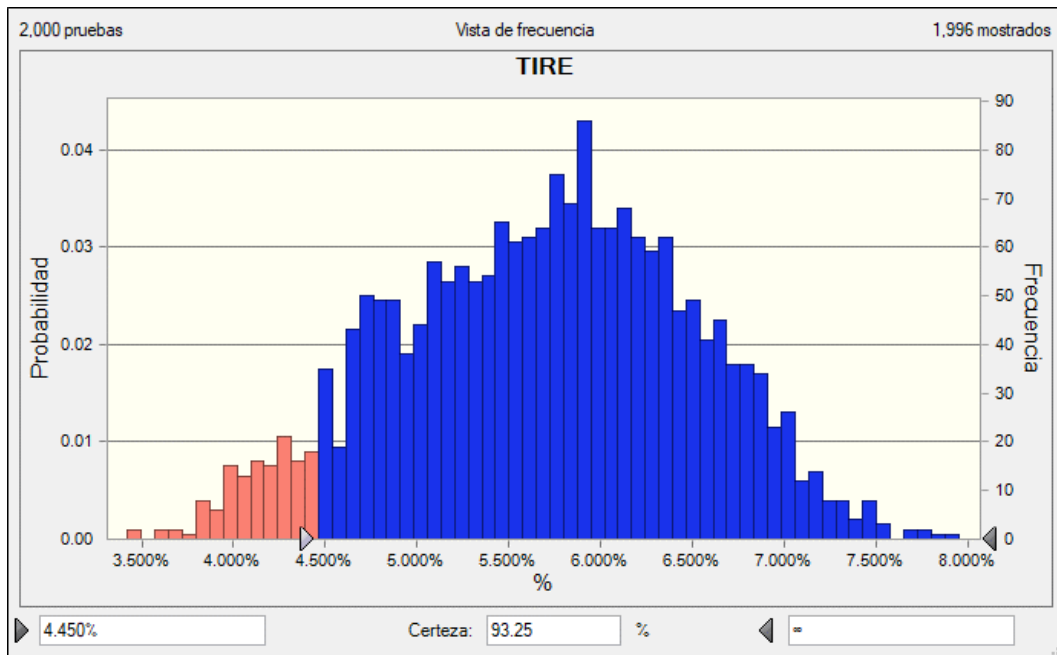
Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 81: Resultado distribución de probabilidad VANE



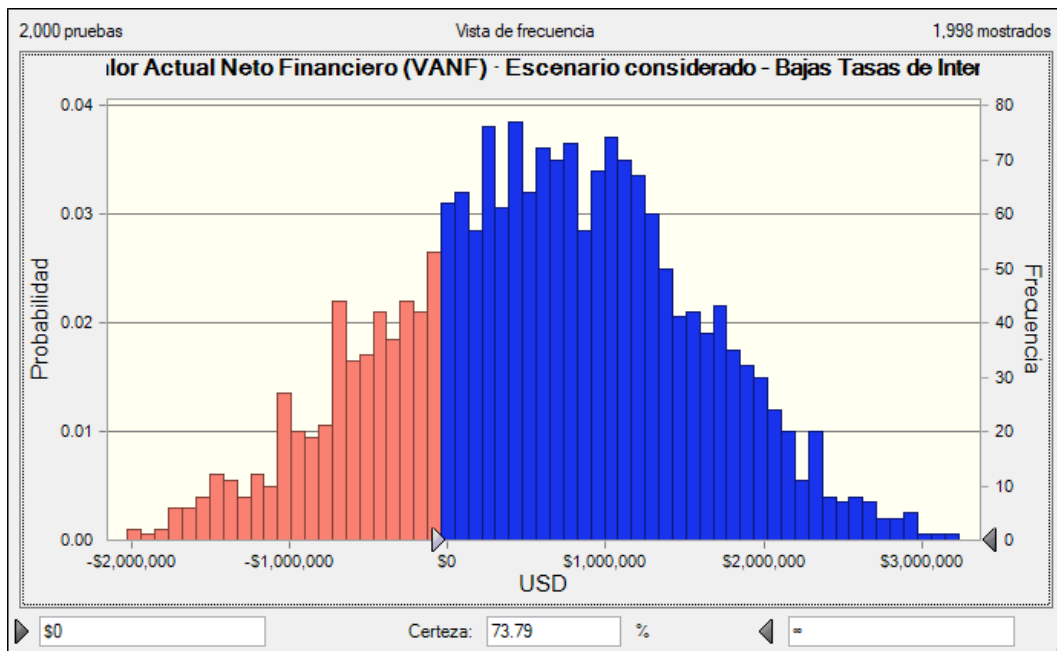
Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 82: Resultado distribución de probabilidad TIRE



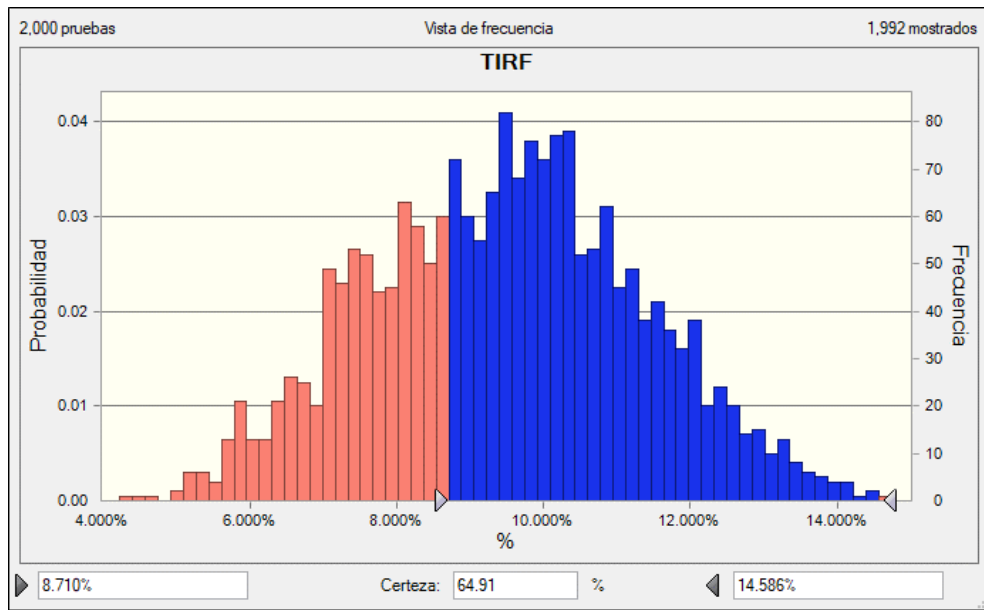
Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 83: Resultado distribución de probabilidad VANF



Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

Figura 84: Resultado distribución de probabilidad TIRF



Notas: Elaborado mediante herramienta Crystal Ball de Excel

CAPÍTULO V

SUGERENCIAS

- Se recomienda implementar la central fotovoltaica debido a que el estudio de mercado, así como, la tendencia del sector energético justifica el uso de energías renovables como la energía solar fotovoltaica.
- Se recomienda que la planta central solar fotovoltaica se implemente en el Sur Peruano, en específico en la zona conocida como la Joya en el departamento de Arequipa dado que es una zona que tiene bastante recurso solar dada su Irradiación Directa Normal (DNI) igual a 2630.8 kWh/m²-año, así como, una geografía y líneas de transmisión cercanas que favorecen la implementación de la central solar.
- Se recomienda que la capacidad de la planta solar fotovoltaica sea mayor al promedio de proyectos en cartera que es 200 MW, de esa manera se podrá aprovechar mejor las economías de escalas, sin embargo, esto implicará una mayor inversión por lo cual también se recomienda evaluar las fuentes de financiamiento y estructura del capital de tal manera que el ratio de endeudamiento sea el óptimo.
- Se recomienda que el tipo de persona jurídica de la empresa que se constituya para ejecutar y operar el proyecto de la central solar sea del tipo Sociedad Anónima de tal manera que a posterior permita su listado en el mercado bursátil para conseguir capital en el mercado de valores peruano que viene a ser la bolsa de Valores de Lima.
- Para asegurar los ingresos de la central solar fotovoltaicas se recomienda asegurar un mínimo de contratos firmes de suministro de energía con los clientes

de tal manera que se garantice el flujo de ingreso del proyecto que asegure una rentabilidad mínima, es decir, VANE y VANF mayores a cero.

- En el presente trabajo no se ha considerado el estudio del plan de Marketing por lo que se recomienda completar el estudio con el plan de Marketing del proyecto de inversión, principalmente, la forma de cómo se llegará a los clientes institucionales de tal manera que se asegure unos ingresos mínimos para la rentabilidad del proyecto. Por ejemplo, la página web del OSINERGMIN cuenta con una base de datos de todos los contratos de suministro de energía a la fecha de todos los clientes libres, se puede hacer un estudio en profundidad de los mismos de tal manera que se conozca la potencia que requiere cada cliente, así como, la fecha de término del contrato del cliente con su suministrador de energía actual, de esa manera se puede disponer un equipo de ventas para contactar con el cliente y plantearle una propuesta.
- Para la construcción e implementación de la central solar fotovoltaica se recomienda contratar un constructor de experiencia mediante un esquema EPC (Ingeniería, Procura y Construcción), donde el constructor está a cargo de la ingeniería, procura y construcción de la central solar fotovoltaicas. Para hacer más competitivo el proceso de selección del constructor se debería contar con por lo menos tres postores y elegir al más competitivo desde el punto de vista técnico-económico.
- Para asegurar una rentabilidad mínima del proyecto, se recomienda determinar el precio mínimo de venta de energía en dólares/MWh que hace rentable el proyecto, en los contratos de suministro de energía que se acuerde con los clientes el precio de venta ofertado no se debe bajar de este precio mínimo.

- Se recomienda que en los paneles fotovoltaicos a usar sean del tipo monocristalino dado que son los que presentan la mayor eficiencia y son los más rentables desde el punto de vista costo beneficio.
- Se recomienda que los paneles solares cuenten con seguidores solares que permitan seguir la trayectoria del sol durante el día de esa manera se maximiza el rendimiento de producción de energía de la central solar fotovoltaica en un 30% aproximadamente.

CONCLUSIONES

- El estudio de mercado determinó que en el mercado peruano de energía se tiene un déficit de energía renovable de 265 MW al año 2022, y que se espera que incremente a 2736 MW al año 2030 considerando que no entran más proyectos RER a operación, por lo cual el proyecto de central solar fotovoltaica en estudio cuya potencia de 10MW a 20 MW tendrá un mercado asegurado, incluso un proyecto a gran escala, por ejemplo, de 200 MW tendrá un mercado donde comercializar su energía.
- El modelo negocio para la central solar fotovoltaica se ha modelado mediante la metodología CANVAS, en él se han conseguido e integrado todos los componentes de esta metodología que deja claro todo el modelo de negocio.
- El estudio técnico a determinado que en el área propuesta para el proyecto en el área conocida como La Joya perteneciente al departamento de Arequipa se cuenta con recurso solar expresado como Irradiación Directa Normal (DNI) igual a 2630.8 kWh/m²-año el cual es muy próximo al promedio de las centrales solares fotovoltaicas igual a 2641.4 kWh/m²-año lo que hace adecuado establecer ahí la central solar fotovoltaica. Así también, en el área del proyecto se tiene cerca una

línea de transmisión donde se puede interconectar la central solar fotovoltaica para despachar su energía generada.

- El recurso solar del departamento de Moquegua, por ejemplo, tomando como referencia la CS Intipampa tiene una Irradiación Directa Normal (DNI) igual a 2924.6 kWh/m²-año, lo cual es mayor que en La Joya, por lo cual también es factible la implementación de una central solar cerca a esta central solar fotovoltaica, sin embargo, se debe tener presente el índice de Estacionalidad el cual es mayor (1.57) con relación a la ubicación en La Joya en departamento de Arequipa, mientras más cercano a 1.0 se aprovechará mejor la capacidad de planta y por consiguiente la inversión.
- El estudio técnico ha determinado que se cuentan con los equipos y tecnologías disponibles en el mercado mundial, principalmente paneles solares, inversores, transformadores, entre otros, los cuales se tienen que instalar para el funcionamiento de la central solar fotovoltaica.
- El estudio financiero ha determinado que es factible la construcción de una central solar fotovoltaica de 20 MW, obteniéndose para tal capacidad 50,000 paneles solares fotovoltaicos de 400 Wp del tipo monocristalino. El modelo considerado es Trina Solar Tallmax TSM-400 DE15H(II)
- El estudio organizacional ha determinado que es factible contar con un organigrama consistente en un directorio, una plana gerencial dirigido por el Gerente General, debajo de este los Gerentes de Finanzas, Gerentes de Operación y Gerente de Ventas principalmente, tomando como referencia el organigrama de la empresa Engie Energía Perú.
- El estudio legal ha determinado que el marco normativo nacional permite la generación y comercialización de energía eléctrica, y que la empresa constituida

para gestionar la construcción y operación del proyecto debe ser una persona jurídica del tipo Sociedad Anónima.

- El estudio financiero del proyecto ha determinado que el ingreso anual del proyecto es \$1,361,466, y que no se tiene otro tipo de ingreso más que por la venta de energía a clientes libres.
- El estudio financiero del proyecto a determinado que los costos de operación son \$131,970.07 por año, y son principalmente costos de personal de operación y mantenimiento de planta, dado que la materia prima para generación de energía es la radiación solar cuyo valor es cero.
- El estudio financiero del proyecto da como resultado un costo de mantenimiento anual de \$382,500 al año, principalmente debido a los costos de limpieza y mantenimiento de los paneles solares fotovoltaicos, así como, del equipamiento electromecánico.
- El estudio financiero del proyecto da como resultado un gasto anual de \$77,506.23 al año, principalmente debido a los gastos en personal administrativo y vigilancia.
- El estudio financiero del proyecto ha determinado debido a recursos propios limitados de 7 millones de dólares, y por consiguiente para mantener un ratio saludable de endeudamiento de 50% o 0.5 de la inversión total requerida por el proyecto que asegure un WACC mínimo, la potencia de la central solar fotovoltaica debe ser 10 MW correspondiente a una inversión de 14 millones de dólares.
- El estudio financiero del proyecto a determinado que el WACC óptimo del proyecto para una estructura de financiamiento de deuda (55%) y capital o recursos propios (45%), es 4.45%.
- El estudio financiero del proyecto da como resultado un flujo de caja libre (o flujo del accionista) de \$881,512, y un flujo financiero del proyecto de \$486,879.

- La evaluación económica del proyecto da como resultado un TIR económico de 6.325% mayor a WACC de 4.45% y un VAN económico de \$2,916,330.20, esto indica que, del punto de vista económico, es decir, sin considerar la deuda financiera, el proyecto es rentable y debería implementarse.
- La evaluación financiera del proyecto da como resultado un TIR financiero de 10.764% mayor al KOA de 8.71% y un VAN financiero de \$997,885.79, esto indica que, del punto de vista financiero, es decir, considerando la deuda financiera, el proyecto de rentable y debería implementarse.
- El análisis de sensibilidad da como resultado que los factores que más pueden afectar la rentabilidad del proyecto son el factor de planta de la central, el precio de la energía vendida y el costo de inversión del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- Aquima Carcausto, P. A. (2019). Proyecto de Almacenamiento de Energía Solar Fotovoltaica por Hidrobombeo en la Localidad de La Estrella - Región Arequipa. (Tesis). Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa, Arequipa, Arequipa, Perú.
- Burgos Mosquilla, A., Ángeles Sánchez, R., & Montoya Roncal, D. (2017). VALORIZACIÓN DE LA EMPRESA ENGIE S.A. Trabajo de Investigación. Universidad del Pacífico - Escuela de Postgrado, Lima.
- Cortázar Martínez, A. (2001). Introducción al análisis de proyectos de inversión. México: Trillas.
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). (2020). Global photovoltaic power potential by country. The World Bank Group. Washington: The World Bank Group.
- Fernandez Quispe, J. (2018). Factibilidad Técnica y Económica para la Instalación de Central Fotovoltaica de 2MW conectado a la red en la provincia de Bellavista-San Martín. (Tesis de Titulación). Universidad César Vallejo - Facultad de Ingeniería, Trujillo-Perú.
- Fogarty, T., & Lamb, R. (2012). Investing in the renewable power market - How to profit from power energy transformation. New Jersey: Wiley.
- Gorjian, S., & Shukla, A. (2020). Photovoltaic Solar Energy Conversion - Technologies, Applications and Environmental Impacts. London, United Kingdom: Elsevier.
- Hill, C. W., & Jones, G. R. (2010). Strategic Management Theory - An Integrated Approach. Mason, Ohio, USA: Cengage Learning.
- Kotler, P., & Keller, K. L. (2006). Marketing Management. New Jersey: Prentice Hall.
- Lokey, E. (2009). Renewable Energy Project Development under the Clean Development Mechanism - A guide for Latin American. Virginia: Earthscan.
- McNeil, R. (2005). Business to Business Market Research - Understanding and Measuring Business Markets. Sterling, VA, United States of America: Kogan Page.
- Morales Castro, A., & Morales Castro, J. A. (2009). Proyectos de inversión - Evaluación y formulación. Ciudad de México : McGraw-Hill Educación.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2019). Energías Renovables - Experiencia y perspectivas del Perú hacia la transición energética. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- Ortiz Figueroa, J. A., Velasquez Matienzo, E., & Valladares Morales, C. (2018). Estudio de Factibilidad de Planta Solar Fotovoltaica en la Zona Sur del Perú.

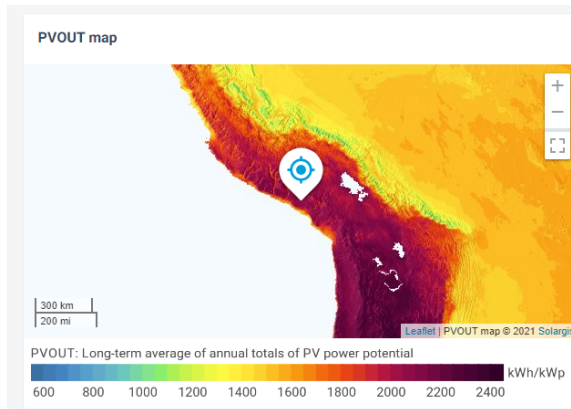
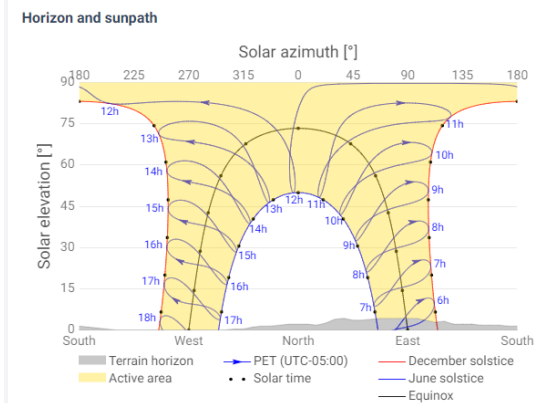
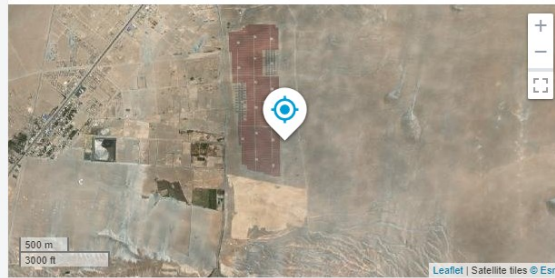
- (Trabajo de Investigación). Universidad Jesuita Antonio Ruiz de Montoya, Lima, Lima, Perú.
- Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010). *Business Model Generation*. New Jersey, United States of America: John Wiley & Sons.
- Pérez Ortega, S. G. (2019). *Factibilidad Técnica, Económica y Social de instalaciones eléctricas solar fotovoltaicas para el consumo doméstico de la localidad de "El Vallecito"-Cusco*. (Tesis de Titulación). Pontificia Universidad Católica del Perú-Facultad de Ciencias e Ingeniería, Lima-Perú.
- Project Management Institute. (2021). *El estándar para la dirección de proyectos e Guía de los fundamentos para la dirección* (Séptima edición ed.). Newtown Square, Pennsylvania: Project Management Institute.
- Rojas Bismark, J. P. (2018). *Diseño de una central fotovoltaica de 30 MW, para su análisis técnico, operativo y económico en el SEIN; ubicada en Tacna-2017*. (Tesis de Titulación). Universidad Señor de Sipán-Facultad de Ingeniería, Arquitectura y Organismo, Chiclayo-Perú.
- Sánchez Gutierrez, L. A. (2019). *Propuesta de Mejora del Abastecimiento de Energía con Paneles Solares para reducir insatisfacción de usuario en Zarumilla-Tumbes*. (Tesis de titulación). Universidad San Ignacio de Loyola - Facultad de Ingeniería, Lima.
- Sapag Chain, N. (2011). *Proyectos de Inversión - Formulación y Evaluación*. Santiago de Chile, Chile: Pearson.

ANEXOS

UBICACIÓN Y ESTUDIO DE RECURSO SOLAR PARA LAS DIVERSAS CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS EN PERÚ

CENTRAL SOLAR REPARTICIÓN

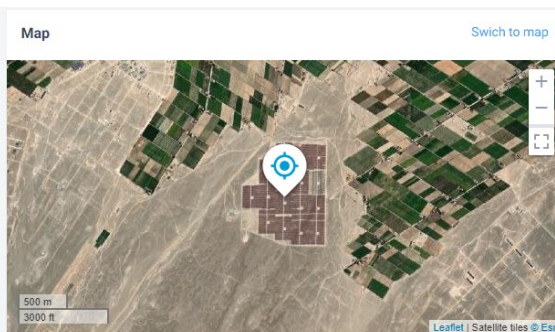
| | | |
|--|----------------|---------------------------|
| Specific photovoltaic power output | PVOUT specific | 2058.6 kWh/kWp |
| Direct normal irradiation | DNI | 2701.9 kWh/m ² |
| Global horizontal irradiation | GHI | 2504.2 kWh/m ² |
| Diffuse horizontal irradiation | DIF | 658.7 kWh/m ² |
| Global tilted irradiation at optimum angle | GTI opta | 2629.8 kWh/m ² |
| Optimum tilt of PV modules | OPTA | 20 / 0 ° |
| Air temperature | TEMP | 18.9 °C |
| Terrain elevation | ELE | 1534 m |

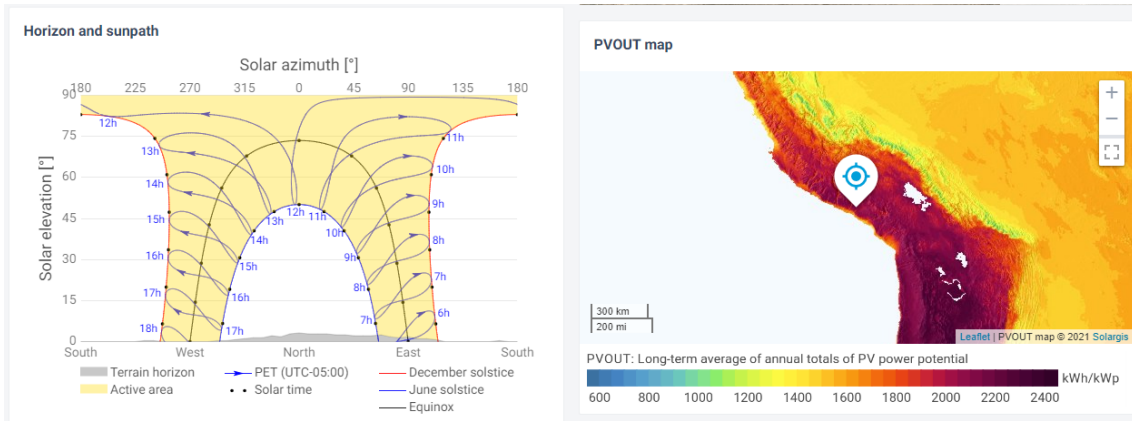


CENTRAL SOLAR MAJES SOLAR

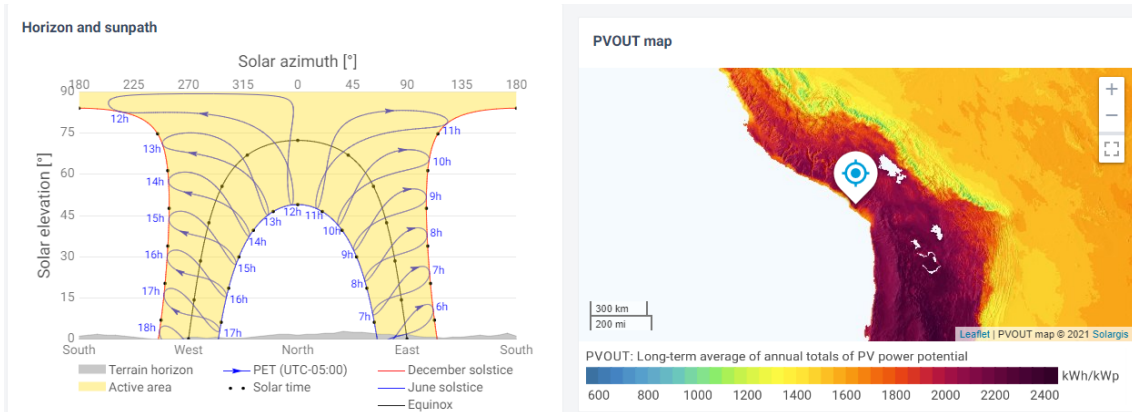
Map data Per year

| | | |
|--|----------------|---------------------------|
| Specific photovoltaic power output | PVOUT specific | 2065.3 kWh/kWp |
| Direct normal irradiation | DNI | 2626.0 kWh/m ² |
| Global horizontal irradiation | GHI | 2495.5 kWh/m ² |
| Diffuse horizontal irradiation | DIF | 681.2 kWh/m ² |
| Global tilted irradiation at optimum angle | GTI opta | 2613.1 kWh/m ² |
| Optimum tilt of PV modules | OPTA | 19 / 0 ° |
| Air temperature | TEMP | 18.1 °C |
| Terrain elevation | ELE | 1252 m |

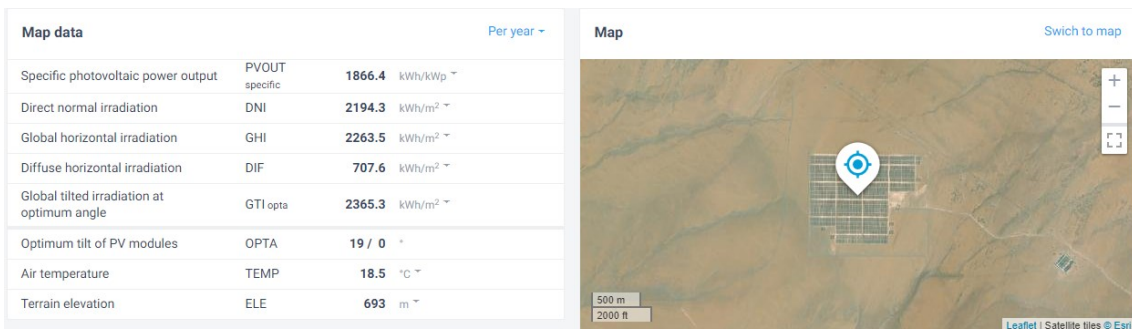


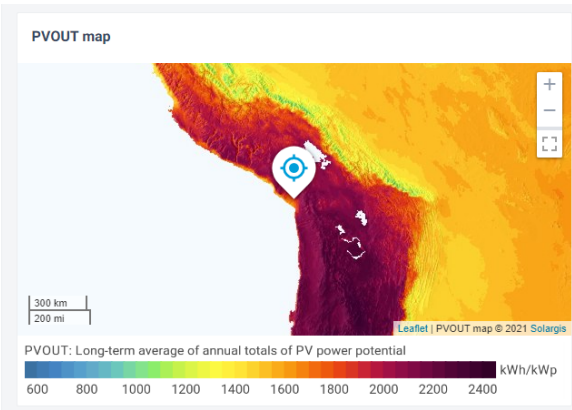
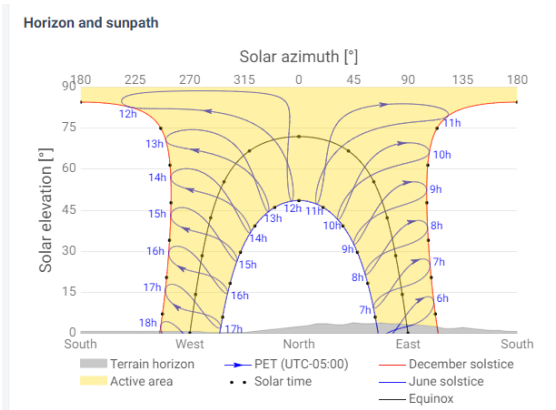


CENTRAL SOLAR PANAMERICANA SOLAR



CENTRAL SOLAR TACNA SOLAR



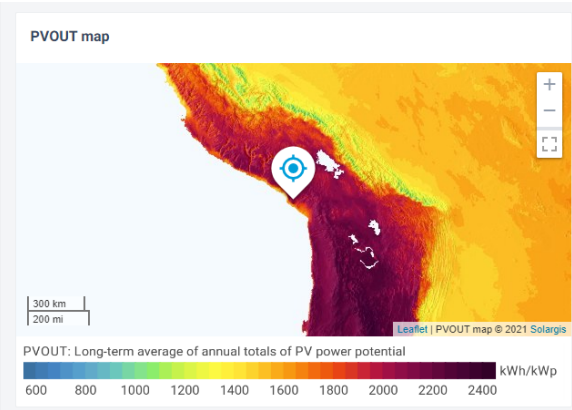
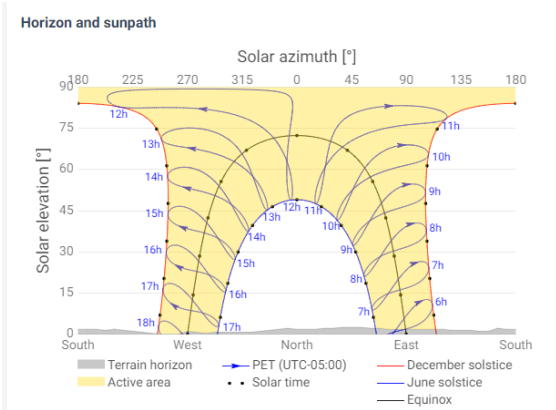
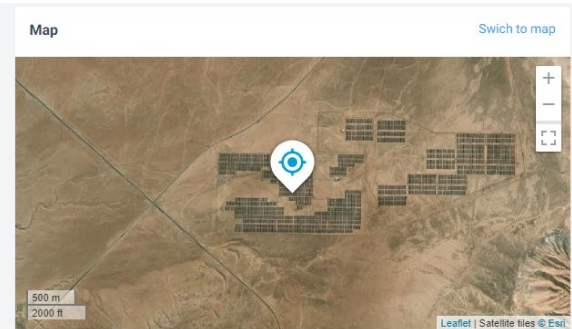


CENTRAL SOLAR MOQUEGUA FV

Map data

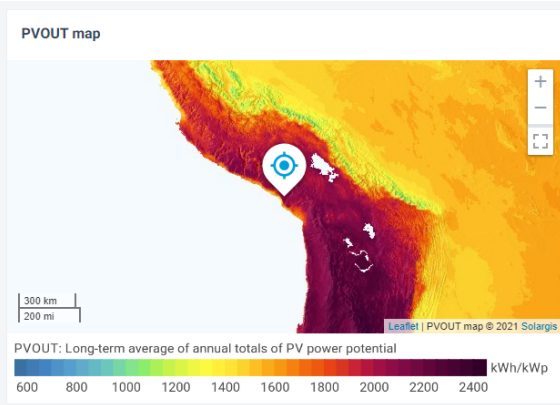
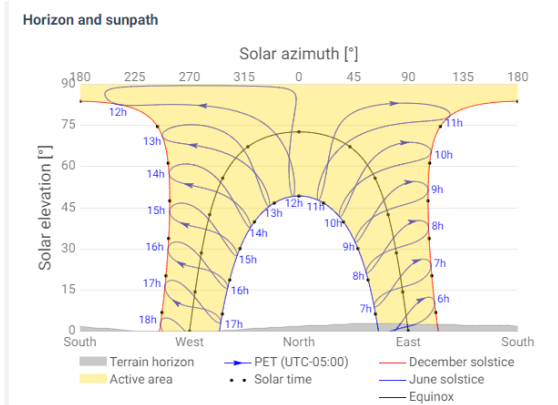
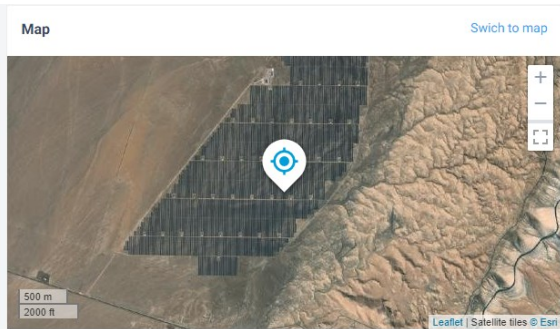
Per year ▾

| | | |
|--|---------------------|---------------------------|
| Specific photovoltaic power output | PVOUT specific | 2062.0 kWh/kWp |
| Direct normal irradiation | DNI | 2650.3 kWh/m ² |
| Global horizontal irradiation | GHI | 2462.5 kWh/m ² |
| Diffuse horizontal irradiation | DIF | 639.2 kWh/m ² |
| Global tilted irradiation at optimum angle | GTI _{opta} | 2592.1 kWh/m ² |
| Optimum tilt of PV modules | OPTA | 20 / 0 ° |
| Air temperature | TEMP | 17.9 °C |
| Terrain elevation | ELE | 1027 m |



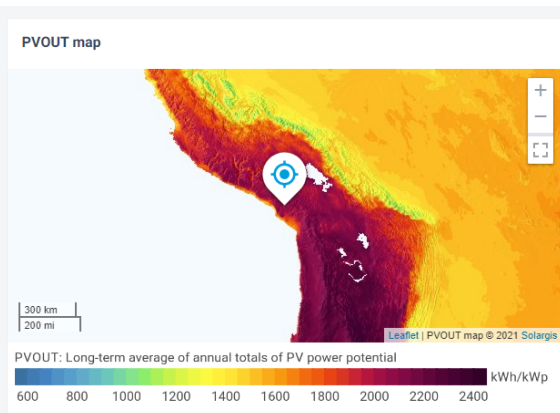
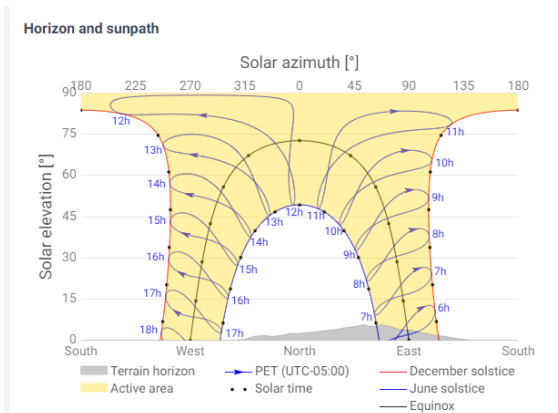
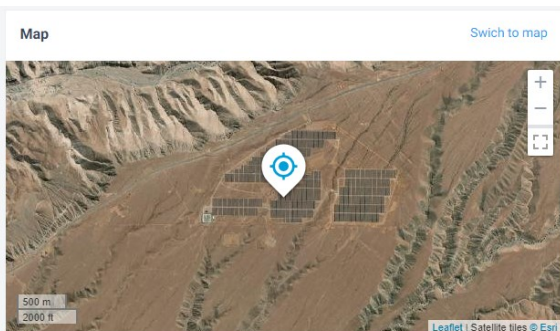
CENTRAL SOLAR RUBÍ

| Map data | | Per year |
|--|---------------------|---------------------------|
| Specific photovoltaic power output | PVOUT specific | 2071.8 kWh/kWp |
| Direct normal irradiation | DNI | 2744.8 kWh/m ² |
| Global horizontal irradiation | GHI | 2484.7 kWh/m ² |
| Diffuse horizontal irradiation | DIF | 629.4 kWh/m ² |
| Global tilted irradiation at optimum angle | GTI _{opta} | 2614.7 kWh/m ² |
| Optimum tilt of PV modules | OPTA | 20 / 0 ° |
| Air temperature | TEMP | 18.5 °C |
| Terrain elevation | ELE | 1438 m |



CENTRAL SOLAR INTIPAMPA

| Map data | | Per year |
|--|---------------------|---------------------------|
| Specific photovoltaic power output | PVOUT specific | 2090.3 kWh/kWp |
| Direct normal irradiation | DNI | 2924.6 kWh/m ² |
| Global horizontal irradiation | GHI | 2527.6 kWh/m ² |
| Diffuse horizontal irradiation | DIF | 570.6 kWh/m ² |
| Global tilted irradiation at optimum angle | GTI _{opta} | 2670.2 kWh/m ² |
| Optimum tilt of PV modules | OPTA | 21 / 0 ° |
| Air temperature | TEMP | 17.7 °C |
| Terrain elevation | ELE | 2104 m |



**HOJAS EXCEL CON DATOS Y RESULTADOS USADOS PARA EL PRESENTE
ESTUDIO**