

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARIA
SEDE VIÑA DEL MAR - JOSE MIGUEL CARRERA

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS EN VIVIENDAS Y
PYMES EN RANCAGUA**

Trabajo de Titulación para optar al
Título Profesional de **Ingeniero de
Ejecución en Gestión Industrial.**

Alumno:

Esteban Aguilera G.

Profesor Guía:

Dr. Ing. Cristian Ahumada Vera



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Estudio de prefactibilidad técnico-económico para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en viviendas y pymes en Rancagua_____

Nombre del candidato(a): Esteban Jean Paul Aguilera Gonzalez_____

Carrera / Grado: Ingeniería en ejecución en Gestión Industrial_____

Campus: Sede de Viña del Mar_____ **Departamento:** Electrotecnia e informática_____

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, **Cristian Ahumada Vera**_____, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 25-03-2026 **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 25-03-2026 **Firma:** _____

RESUMEN

KEYWORDS: Energía solar - Paneles solares - Eficiencia energética - Energía solar comercial

El presente proyecto, titulado "Implementación de energía solar en viviendas y entornos empresariales: Una Alternativa Sustentable", tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de paneles solares que permitan a hogares y comercios reducir su dependencia de fuentes tradicionales de energía, optimizando el consumo y fomentando la sustentabilidad.

En el Capítulo 1, **“Diagnóstico y metodología de evaluación”**, se presenta la descripción general del proyecto, sus objetivos y el impacto esperado en el entorno residencial y empresarial. Se analizan las ventajas de la energía solar en términos de ahorro energético, beneficios ambientales y mejora en la calidad de vida y productividad.

En el Capítulo 2, **“Análisis de prefactibilidad de mercado”**, desarrolla un estudio de la demanda actual y futura, identificando el interés de los usuarios residenciales y comerciales, así como las tendencias de adopción y competencia en el sector energético renovable.

En el **Capítulo 3, “Análisis de prefactibilidad técnica”**, se presentan las características de los sistemas fotovoltaicos, los equipos requeridos para su instalación, así como los aspectos relacionados con su mantenimiento y los criterios técnicos necesarios para asegurar su eficiencia y durabilidad en distintos entornos. Además, se identifican los recursos y componentes necesarios para la implementación del proyecto, permitiendo estimar la **inversión inicial requerida para su puesta en marcha**, la cual incluye la adquisición de equipos, costos de instalación y otros recursos necesarios para el funcionamiento del sistema.

Finalmente, el **Capítulo 4, “Evaluación económica”**, presenta un análisis detallado de la viabilidad financiera del proyecto, considerando los costos de inversión inicial, costos operativos y los beneficios económicos esperados en el mediano y largo plazo. En este capítulo se desarrollan los flujos de caja proyectados y se evalúan distintos escenarios de financiamiento con el objetivo de determinar la rentabilidad del proyecto.

A partir de este análisis se obtienen los principales indicadores financieros, tales como el **Valor Actual Neto (VAN)**, que alcanza un valor de **66.395**, la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** de **52 %**, y un **Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)** estimado en **5 años**. Estos resultados se obtienen considerando un escenario de **financiamiento externo del 75 % de la inversión inicial**, lo que permite evaluar la factibilidad del proyecto bajo condiciones realistas de acceso a capital.

Los indicadores obtenidos evidencian que el proyecto presenta condiciones económicas favorables, demostrando su potencial de rentabilidad y sostenibilidad financiera.

En este contexto, la evaluación económica entrega una base cuantitativa sólida para respaldar la implementación del modelo de negocio propuesto, contribuyendo al desarrollo y adopción de sistemas de energía solar fotovoltaica en el sector residencial y comercial.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
1. DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.....	3
1.1. DIAGNÓSTICO.	3
1.1.1. Antecedentes generales y específicos del proyecto.	5
1.1.2. Objetivos del proyecto.....	6
1.1.2.1. Objetivo general.....	6
1.1.2.2. Objetivos específicos.....	6
1.1.3. Antecedentes cualitativos.	7
1.1.4. Contexto de desarrollo del proyecto	9
1.1.5. Tamaño del proyecto.....	10
1.1.6. Impactos relacionados al proyecto.	13
1.2. METODOLOGÍA.	14
1.2.1. Definición de situación sin proyecto.....	14
1.2.2. Definición de situación con proyecto.	14
1.2.3. Método para medición de beneficios y costos.	15
1.2.3.1. Beneficios:	15
1.2.3.2. Costos:	16
1.2.3.3. Ingresos de la empresa creada:	16
1.2.4. Indicadores.....	17
1.2.5. Criterios de evaluación:.....	17
1.2.6. Estructura de evaluación del proyecto.	19
2. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE MERCADO.	22
2.1. DEFINICIÓN DEL PRODUCTO.	22
2.1.1. Composición del sistema fotovoltaico:	22
2.1.2. Alcance del servicio:	23
2.2. ANÁLISIS DE DEMANDA ACTUAL Y FUTURA.	23
2.2.1. Demanda del proyecto (demanda objetiva).	25
2.3. VARIABLES QUE AFECTAN A LA DEMANDA.....	27
2.3.1. Factores que impulsan la demanda:	27
2.3.2. Factores que limitan la demanda:.....	28
2.4. ANÁLISIS DE LA OFERTA ACTUAL Y FUTURA.	29
2.4.1. Principales competidores en la industria solar:	30
2.4.2. Proyección de la oferta futura.	33
2.5. COMPORTAMIENTO DEL MERCADO.	33
2.5.1. Análisis FODA del mercado solar en Rancagua.....	34
2.6. DETERMINACIÓN DE NIVELES DE PRECIOS Y PROYECCIONES.....	36
2.7. ANÁLISIS DE LOCALIZACIÓN.	39
2.8. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN.....	41
3. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA.	45
3.1. DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS.	45
3.1.1. Proceso de importación y abastecimiento de equipos.	45

3.1.2.	Proceso de venta y evaluación técnica del cliente	46
3.1.3.	Proceso de diseño e ingeniería del sistema fotovoltaico.	47
3.1.4.	Proceso de instalación y montaje del sistema fotovoltaico.	48
3.1.5.	Proceso de conexión, certificación y puesta en marcha.	49
3.1.6.	Proceso de postventa, monitoreo y mantenimiento.	49
3.2.	DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO.	50
3.3.	SELECCIÓN DE EQUIPOS.	51
3.3.1.	Selección de módulos fotovoltaicos JA Solar	52
3.3.2.	Selección de inversores Growatt	53
3.3.3.	Estructuras, protecciones y cableado.	54
3.3.4.	Síntesis del costo técnico de equipos seleccionados	54
3.3.5.	Determinación del precio de venta de los sistemas fotovoltaicos.....	55
3.4.	PROYECTOS COMPLEMENTARIOS	57
3.5.	LAY-OUT	58
3.5.1.	Lay-out técnico del sistema fotovoltaico.....	59
3.5.2.	Lay-out operativo de la empresa.	60
3.6.	DETERMINACIÓN DE INSUMOS, PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS.	63
3.6.1.	Insumos del proyecto.....	63
3.6.2.	Producto principal del proyecto:	64
3.6.3.	Subproductos del proyecto.	64
3.7.	CONSUMOS DE ENERGÍA.....	66
3.7.1.	Consumo energético residencial y cobertura del sistema.	66
3.7.2.	Consumo energético PYME y cobertura del sistema.	67
3.8.	PROGRAMAS DE TRABAJO: TURNOS Y GASTOS EN PERSONAL.	67
3.8.1.	Organización del trabajo y definición de turnos.	68
3.8.2.	Personal involucrado en el proyecto.	68
3.8.3.	Gastos asociados al personal.....	69
3.9.	PERSONAL DE OPERACIONES, CARGOS, PERFILES Y SUELDOS.	70
3.9.1.	Descripción y funciones de los cargos.	71
3.9.2.	Perfiles profesionales.....	72
3.9.3.	Sueldos.	73
3.10.	INVERSIONES EN EQUIPO Y EDIFICACIONES.	74
3.10.1.	Equipos y herramientas para instalación.....	74
3.10.2.	Equipos informáticos y software.	75
3.10.3.	Infraestructura de oficina y bodega	76
3.10.4.	Vehículo de trabajo.	78
3.10.5.	Equipos de protección personal (EPP).....	78
3.11.	INVERSIÓN EN CAPITAL DE TRABAJO.	79
3.11.1.	Componentes considerados para el cálculo del capital de trabajo	80
3.11.2.	Cálculo del capital de trabajo mediante el método del déficit acumulado.	82
3.12.	COSTOS DE INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA.	84
3.12.1.	Constitución legal y trámites administrativos.	85
3.12.2.	Equipos de medición y diagnóstico eléctrico.	85
3.12.3.	Marketing inicial y posicionamiento comercial	86
3.12.4.	Resumen de costos de puesta en marcha	87
3.13.	COSTOS DE IMPREVISTOS.....	87
3.14.	INVERSIÓN INICIAL TOTAL DEL PROYECTO.	89

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA. 92

4.1.	CONSIDERACIONES A UTILIZAR.	92
4.1.1.	Horizonte del proyecto.	92
4.1.2.	Tasa de descuento (Método CAPM).	92
4.1.3.	Moneda a utilizar.	94
4.1.4.	Impuestos.	94
4.1.5.	Depreciaciones.	95
4.1.6.	Determinación de los ingresos y egresos del proyecto	97
4.2.	PROYECTO PURO.	99
4.2.1.	Flujo de caja sin financiamiento.	99
4.2.2.	Indicadores económicos del proyecto puro.	101
4.2.3.	Rentabilidad del proyecto puro.	102
4.3.	PROYECTO CON FINANCIAMIENTO AL 25 %.	103
4.3.1.	Flujo de caja con financiamiento.	103
4.3.2.	Indicadores económicos.	106
4.3.3.	Rentabilidad del proyecto con financiamiento al 25 %.	107
4.4.	PROYECTO CON FINANCIAMIENTO AL 50 %.	108
4.4.1.	Flujo de caja con financiamiento.	108
4.4.2.	Indicadores económicos.	109
4.4.3.	Rentabilidad del proyecto con financiamiento al 50 %.	110
4.5.	PROYECTO CON FINANCIAMIENTO AL 75 %.	111
4.5.1.	Flujo de caja con financiamiento.	112
4.5.2.	Indicadores económicos.	113
4.5.3.	Rentabilidad del proyecto con financiamiento al 75 %.	113
4.5.	Análisis comparativo de escenarios de financiamiento.	114
4.6.	SENSIBILIZACIONES.	117
4.6.1.	Sensibilización del precio de venta.	117
4.6.2.	Sensibilización de la demanda	121
Conclusiones		126
Recomendaciones		127
BIBLIOGRAFÍA		128

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1:	Principales características demográficas y climáticas de la comuna de Rancagua.	6
Tabla 1.2:	Costos unitarios y totales de implementación de sistemas solares fotovoltaico	13
Tabla 2.1:	Demanda del Proyecto a 6 Años.	26
Tabla 2.2:	Comparación entre oferta actual y oferta futura proyectada (3–5 años).	30
Tabla 2.3:	tipos de oferentes y participación cualitativa en el mercado fotovoltaico de Rancagua.	32
Tabla 2.4:	Análisis FODA.	36
Tabla 2.5:	Comparación de precios obtenidos a partir de cotizaciones de proveedores fotovoltaicos.	37
Tabla 2.6:	Desglose de costos estimados para sistemas fotovoltaicos de 5 KWp y 12 KWp.	38
Tabla 2.7:	Proyección de precios estimados para sistemas fotovoltaicos (5 KWp y 12 KWp) a 3 y 5 años.	39
Tabla 3.1:	Precios mercado chileno 2024-2025	52
Tabla 3.2:	Precio inversores Growatt 2025-2025.	53
Tabla 3.3:	Estructura, protecciones y cableado	54

Tabla 3.4: síntesis del costo técnico de equipos seleccionado.....	55
Tabla 3.5: Precio de venta por configuración fotovoltaica.....	56
Tabla 3.6: Proyectos complementarios necesarios para la implementación del sistema FV.....	58
Tabla 3.7: Insumos, productos y subproductos del proyecto.	65
Tabla 3.8: Personal involucrado, jornada y funciones.....	69
Tabla 3.9: Gastos asociados al personal.....	70
Tabla 3.10: Perfiles profesionales	73
Tabla 3.11: Costos anuales de personal del proyecto (en USD).....	73
Tabla 3.12: Inversión en herramientas de instalación.	75
Tabla 3.13: Inversión en equipos informáticos.	76
Tabla 3.14: Inversión en mobiliario y habilitación.	78
Tabla 3.15: Inversión en equipos de protección personal (EPP)	79
Tabla 3.16: Total costos operacionales del proyecto	81
Tabla 3.17: Cálculo del capital de trabajo mediante el método del déficit acumulado (Año 1)	83
Tabla 3.18: Costos de constitución legal de la empresa.....	85
Tabla 3.20: Equipos de medición y diagnóstico.	86
Tabla 3.21: Costos de marketing.	86
Tabla 3.22: Estimación de costos totales de instalación y puesta en marcha.....	87
Tabla 3.23: Desglose completo de Gastos de Capital (USD)	88
Tabla 3.24: Estimación de costos imprevistos.....	89
Tabla 3.25: Inversión inicial total del proyecto	90
Tabla 4.1: Clasificación de activos según SII y depreciación del proyecto	96
Tabla 4.2: Depreciación primer año	96
Tabla 4.3: Depreciación anual de activos fijos según vida útil tributaria.	97
Tabla 4.4: Ingresos anuales del proyecto (USD).....	98
Tabla 4.5: Egresos anuales del proyecto (USD)	98
Tabla 4.6: Tabla del flujo de caja del proyecto sin financiamiento	100
Tabla 4.7: Estructura de inversión, ingresos y costos del proyecto	101
Tabla 4.9: Condiciones del crédito bancario para el proyecto con financiamiento al 25 %.....	104
Tabla 4.10: Cuadro de amortización del crédito bancario (financiamiento 25 %)	105
Tabla 4.11: Flujo de caja del proyecto con financiamiento al 25 % (USD)	106
Tabla 4.12: Flujo de caja del proyecto con financiamiento al 50%.	109
Tabla 4.13: Flujo de caja del proyecto con financiamiento al 75%.	112
Tabla 4.14: Resumen de indicadores económicos por escenario de financiamiento	115
Tabla 4.15: Sensibilización del precio sistemas de 5 kWp	118
Tabla 4.16: Sensibilización del precio sistemas de 12 kWp	120
Tabla 4.17: sensibilización de la demanda sistemas de 5 kWp.....	122
Tabla 4.18: sensibilización de la demanda de los sistemas de 12 kWp	123

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1: Zonas de Rancagua recomendadas para instalación de paneles solares.	41
Gráfico 4.1: VAN vs variación del precio de venta – Sistema 5 kWp.....	119
Gráfico 4.2: VAN vs variación del precio de venta - sistemas 12 kWp.....	121
Gráfico 4.3:VAN vs variación de la demanda – Sistema residencial 5 kWp	123
Gráfico 4.4:VAN vs variación de la demanda – Sistema residencial 12 kWp	124

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Diagrama de flujo operativo.....	51
Figura 3.2: Representación fotovoltaico on-grid.....	59
Figura 3.3: Lay-out operativo de la empresa.....	62

INTRODUCCIÓN

Desde las antiguas civilizaciones hasta la actualidad, la humanidad ha recurrido al sol como fuente de energía y vida. Los egipcios y los griegos ya utilizaban la luz solar para calentar agua y secar alimentos, pero fue recién en el siglo XX cuando la tecnología permitió un salto significativo con el desarrollo de las celdas fotovoltaicas, capaces de transformar la radiación solar en electricidad. Hoy, la energía solar se ha consolidado como una de las fuentes más prometedoras dentro de las energías renovables, gracias a su amplia disponibilidad, bajo impacto ambiental y constante evolución tecnológica.

Sin embargo, a pesar de este avance y de que Chile posee uno de los mayores niveles de radiación solar del mundo, aún persisten problemas estructurales en el ámbito energético que justifican este estudio. Entre ellos destacan los altos costos de electricidad para hogares y PYMEs, una fuerte dependencia de la red eléctrica tradicional y una baja penetración de sistemas fotovoltaicos en el segmento residencial y comercial, especialmente en regiones distintas a las zonas mineras del norte del país. Esto genera vulnerabilidad frente a fluctuaciones tarifarias, limita la autonomía energética y restringe la adopción de tecnologías limpias.

En este contexto, la energía solar fotovoltaica se posiciona como una alternativa viable, eficiente y cada vez más accesible para mitigar estos problemas. Su implementación en viviendas y pequeñas empresas permite disminuir significativamente el gasto energético, reducir la dependencia de la red, contribuir a la disminución de emisiones contaminantes y avanzar hacia un modelo energético más sustentable y resiliente.

Por ello, el presente proyecto tiene como finalidad evaluar la prefactibilidad técnica, económica, legal y ambiental de implementar sistemas fotovoltaicos en 50 hogares y 10 pequeñas empresas de la ciudad de Rancagua, comuna de O'Higgins. A través de un análisis integral, se busca determinar si esta solución resulta conveniente, sustentable y replicable a nivel local. La propuesta se plantea como una alternativa real y alcanzable, que responde a necesidades energéticas urgentes sin comprometer los recursos del futuro.

CAPÍTULO 1: DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.

1. DIAGNÓSTICO Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.

1.1. DIAGNÓSTICO.

En el contexto actual, marcado por una creciente preocupación global frente al cambio climático, el sostenido aumento de los precios de la energía y la necesidad urgente de transitar hacia modelos de generación más limpios y sostenibles, la incorporación de tecnologías renovables especialmente la energía solar fotovoltaica se presenta como una respuesta estratégica y necesaria. Esta realidad mundial también se refleja en Chile, donde, pese a contar con uno de los mayores niveles de radiación solar del planeta, persisten desafíos relevantes a nivel local, particularmente en la Región de O'Higgins y la comuna de Rancagua, los altos costos eléctricos, la fuerte dependencia de la red tradicional y la baja implementación de sistemas fotovoltaicos en hogares y pequeñas empresas. Esta brecha evidencia la necesidad de impulsar soluciones energéticas que permitan mejorar la autonomía, reducir gastos y avanzar hacia una matriz más limpia y resiliente en el territorio.

En Chile, y particularmente en la Región de O'Higgins donde se ubica la comuna de Rancagua existen condiciones técnicas, climáticas y socioeconómicas especialmente favorables para el desarrollo de proyectos solares a pequeña y mediana escala, tanto en entornos residenciales como comerciales. Según datos del Atlas Solar de Chile, la **radiación solar promedio anual en la región alcanza alrededor de 5,2 kWh/m²/día**, valor correspondiente a la macrozona centro del país. Esta disponibilidad de recurso solar convierte al territorio en un lugar óptimo para la instalación de sistemas fotovoltaicos eficientes y de alto rendimiento, favoreciendo la adopción de soluciones que permitan reducir costos energéticos, mejorar la autonomía y avanzar hacia una matriz más sostenible a nivel local.

Actualmente, la mayoría de las viviendas y pequeñas empresas de la comuna de Rancagua dependen casi por completo del suministro eléctrico convencional, principalmente bajo las tarifas de Baja Tensión (BT) como BT1 para clientes residenciales y BT3 para pequeñas empresas, lo que las expone a variaciones tarifarias significativas. En los últimos años, la **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)** ha informado ajustes periódicos en las tarifas eléctricas, los cuales responden al aumento de los costos de generación y transporte, afectando directamente el gasto mensual de los hogares y PYMEs. Esta

dependencia no solo incrementa la vulnerabilidad frente a fluctuaciones económicas, sino también frente a cortes de suministro, especialmente durante episodios de sobrecarga en la red.

Si bien se ha observado un creciente interés por alternativas de autogeneración bajo el marco normativo de **Netbilling** establecido en la **Ley 20.571**, persisten barreras relevantes que limitan su adopción. Entre las principales se encuentran el desconocimiento técnico sobre el funcionamiento y los beneficios de los sistemas fotovoltaicos, la falta de acceso a financiamiento flexible ya que muchos créditos no están diseñados para inversiones pequeñas o de mediano plazo y la limitada disponibilidad de proveedores especializados en soluciones solares para el segmento residencial y PYME en la zona. Estas limitaciones ralentizan la masificación de la energía solar a nivel local, pese a las condiciones climáticas favorables y al creciente interés ciudadano por reducir costos y avanzar hacia un consumo energético más sostenible.

El diagnóstico inicial revela una oportunidad concreta y estratégica para la comuna de Rancagua: aprovechar la alta disponibilidad de radiación solar en la Región de O'Higgins, el fortalecimiento de políticas públicas orientadas al autoconsumo y la creciente conciencia ambiental de la población para impulsar la adopción de sistemas solares fotovoltaicos con impacto económico, social y medioambiental. Entre estas políticas destaca el régimen de Netbilling (Ley 20.571), que permite a los usuarios inyectar sus excedentes de energía a la red y recibir una compensación económica en su cuenta eléctrica, reduciendo significativamente el costo mensual del suministro. Asimismo, el programa "Casa Solar" del Ministerio de Energía facilita el acceso a sistemas fotovoltaicos mediante subsidios y compras agregadas, permitiendo obtener equipos certificados a precios más bajos que los del mercado habitual.

Este contexto caracterizado por una demanda potencial creciente, un marco normativo favorable y una amplia disponibilidad tecnológica constituye la base para el desarrollo del presente estudio de prefactibilidad. Los antecedentes recopilados no solo evidencian la viabilidad técnica de implementar sistemas fotovoltaicos en 50 hogares y 10 pequeñas empresas, sino también su valor estratégico para el fortalecimiento del desarrollo local, la mejora de la resiliencia energética y la reducción de costos para los usuarios. Además,

el proyecto se alinea con los compromisos nacionales de carbono neutralidad al 2050, contribuyendo de manera directa al proceso de transición energética que impulsa el país.

1.1.1. Antecedentes generales y específicos del proyecto.

El presente estudio tiene como propósito evaluar la prefactibilidad técnica, económica, ambiental y legal de implementar sistemas solares fotovoltaicos en viviendas y pequeñas y medianas empresas (PYMEs) de la comuna de Rancagua. Para ello, se definieron dos configuraciones tecnológicas representativas del comportamiento energético de ambos segmentos. La elección de los tamaños se sustenta en la capacidad real de generación fotovoltaica en la zona con una radiación promedio según el atlas solar de Chile de unos 5,2 kWh/m²/día y considerando el rendimiento típico de los sistemas fotovoltaicos en la Región de O'Higgins, un arreglo solar genera del orden de 120 kWh/mes por cada kWp instalado. De esta manera, un sistema de 5 kWp puede producir aproximadamente 600 kWh/mes, mientras que uno de 12 kWp alcanza entre 1.400 y 1.500 kWh/mes, dependiendo de condiciones de sombra, orientación e inclinación.

Con base en ello, el pack residencial de 5 kWp se dimensiona para cubrir total o parcialmente el consumo de un hogar tipo de la zona (250 a 400 kWh/mes), generando incluso excedentes en ciertos periodos del año. Por su parte, el pack empresarial de 12 kWp se ajusta a los requerimientos energéticos habituales de micro y pequeñas empresas, cuyos consumos fluctúan entre 1.000 y 1.600 kWh/mes. Estas capacidades permiten optimizar el autoconsumo, reducir la dependencia de la red eléctrica convencional y maximizar los beneficios asociados a la autogeneración.

Rancagua, como capital regional, presenta una densidad poblacional significativa, un desarrollo urbano en constante expansión y una radiación solar promedio anual estimada entre 5,0 y 5,2 kWh/m²/día, según el Atlas Solar de Chile. Estas condiciones demográficas, territoriales y climáticas hacen de la comuna un entorno particularmente favorable para la implementación de tecnologías fotovoltaicas a pequeña y mediana escala. En este contexto, Rancagua se configura como un escenario ideal para el desarrollo de proyectos piloto, cuyos resultados podrían ser posteriormente replicados en otras comunas del país. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..1** sintetiza estas características, presentando los

principales indicadores demográficos, climáticos y de infraestructura local que justifican la selección del territorio para el presente estudio. Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..1.**

Tabla 1.1: Principales características demográficas y climáticas de la comuna de Rancagua.

Variable	Descripción / Valor Referencial	Fuente
Población estimada	~240.000 habitantes	INE, último censo proyectado
Densidad poblacional	Alta densidad urbana (> 4.000 hab/km ²)	INE
Radiación solar promedio	5,0 – 5,2 kWh/m ² /día	Atlas Solar de Chile
Zona climática	Clima mediterráneo templado (veranos secos, alta radiación)	DMC / MINENERGÍA
Expansión urbana	Crecimiento continuo hacia sectores oriente y sur	Plan Regulador Comunal
Disponibilidad de red eléctrica	Alta cobertura y conexión BT1 y BT3	SEC / Distribuidoras
Potencial FV estimado	Alto para sistemas de pequeña y mediana escala	Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia con base en información del Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía (CNE) y normativas vigentes.

1.1.2. Objetivos del proyecto.

1.1.2.1. Objetivo general.

Evaluar la prefactibilidad técnica, económica, legal y ambiental para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en viviendas y PYMEs de la comuna de Rancagua.

1.1.2.2. Objetivos específicos.

- Analizar el potencial solar y caracterizar el consumo energético local.
- Evaluar la viabilidad técnica de los sistemas fotovoltaicos de 5 kWp y 12 kWp para viviendas y PYMEs.
- Estimar los costos de inversión, operación y mantenimiento, y determinar los beneficios económicos y el retorno de inversión del proyecto.
- Identificar la normativa vigente, los requisitos regulatorios y los incentivos estatales aplicables a la generación distribuida.

- Evaluar el impacto ambiental y social asociado a la implementación de sistemas solares fotovoltaicos.
- Diseñar un modelo de implementación escalable y replicable para futuras aplicaciones en otras comunas o regiones.

1.1.3. Antecedentes cualitativos.

La ciudad de Rancagua, ubicada en la Región de O'Higgins, presenta condiciones sociales, culturales y ambientales favorables para la implementación de tecnologías limpias como la energía solar fotovoltaica. En los últimos años, se ha evidenciado un aumento progresivo en la conciencia ambiental tanto a nivel comunitario como institucional. Esto se refleja en diversas iniciativas locales, entre ellas la participación del municipio en el **Sistema de Certificación Ambiental Municipal (SCAM)** del Ministerio del Medio Ambiente, en el cual Rancagua ha avanzado en la implementación de programas de reciclaje, manejo de residuos domiciliarios, educación ambiental en establecimientos educacionales y promoción de prácticas de eficiencia energética. Estas acciones demuestran una disposición territorial favorable hacia proyectos de sostenibilidad, fortaleciendo las condiciones sociales que respaldan la adopción de sistemas solares fotovoltaicos en hogares y pequeñas empresas.

Desde el punto de vista cultural, existe una creciente apertura de la población hacia la adopción de nuevas tecnologías, especialmente aquellas que permiten una mayor autonomía energética y una reducción de costos en servicios básicos. Este interés también se refleja en el sector productivo local, donde diversas PYMEs de los rubros comerciales, gastronómicos y de servicios automotrices, ubicadas en zonas como el centro de Rancagua, avenida Independencia y el eje Carretera El Cobre, han incorporado medidas de eficiencia energética e incluso evaluado la instalación de sistemas solares para disminuir sus costos operativos. Además, entidades regionales como **Corfo O'Higgins**, **Sercotec** y la **Dirección de Fomento Productivo del municipio** han impulsado programas que promueven la eficiencia energética y la adopción de tecnologías limpias en micro y pequeñas empresas, ofreciendo financiamiento, asistencia técnica y diagnósticos energéticos.

De acuerdo con los reportes de programas como **Corfo "Programa de Gestión Energética para PYMEs"** y los antecedentes de **Sercotec O'Higgins**, se observa un aumento

sostenido en la participación empresarial en iniciativas asociadas a energías limpias. A partir del análisis de estas fuentes, se estima que entre un 10% y un 15% de las PYMEs beneficiarias de instrumentos regionales de fomento productivo han desarrollado o incorporado medidas vinculadas a eficiencia energética o energía solar, lo que evidencia una disposición creciente del sector hacia soluciones más sostenibles. No obstante, aún persisten barreras como la falta de información técnica accesible y el desconocimiento de los beneficios económicos a mediano y largo plazo, lo que limita la adopción masiva de tecnologías fotovoltaicas.

En cuanto a las condiciones físicas, Rancagua presenta un nivel de radiación solar particularmente favorable para la generación fotovoltaica, con valores promedio anuales que fluctúan entre **5,0 y 5,2 kWh/m²/día**, según el Atlas Solar de Chile. Esta disponibilidad del recurso energético convierte a la comuna en un territorio idóneo para el aprovechamiento de sistemas solares durante gran parte del año. Asimismo, la mayoría de las viviendas y locales comerciales cuentan con superficies aptas para la instalación de paneles, especialmente techumbres de buena exposición solar, cubiertas inclinadas orientadas al norte y estructuras con suficiente área útil para alojar sistemas fotovoltaicos sin obstáculos significativos. Estas condiciones físicas refuerzan la factibilidad del proyecto y justifican su aplicación a escala residencial y PYME.

Por otra parte, el contexto normativo nacional y regional ofrece un escenario especialmente favorable para el desarrollo de proyectos de energías renovables, en particular bajo el modelo de generación distribuida. La Ley 20.571, que regula el autoconsumo y la inyección de excedentes a la red mediante el sistema de Netbilling, constituye el marco principal que habilita la instalación de sistemas fotovoltaicos en viviendas y PYMEs. A ello se suma el Reglamento Técnico de Conexión y Operación de Generación Residencial de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que establece los requisitos técnicos y de seguridad para la conexión de estos sistemas a la red de distribución. Complementariamente, programas impulsados por el Ministerio de Energía, como “Casa Solar” orientado a reducir el costo de adquisición de sistemas fotovoltaicos en hogares y “**Energía Empresa**”, que apoya a micro y pequeñas empresas en la implementación de medidas de eficiencia energética, fortalecen aún más las condiciones para la adopción de tecnologías limpias a nivel local. En conjunto, estas normativas e instrumentos constituyen

una base sólida para el presente estudio de prefactibilidad, al proporcionar un marco regulatorio claro y mecanismos concretos de apoyo para la implementación de sistemas solares en Rancagua.

1.1.4. Contexto de desarrollo del proyecto

El proyecto de implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica en viviendas y pequeñas empresas de Rancagua se desarrolla en un escenario nacional y regional marcado por el crecimiento sostenido de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). A nivel país, Chile ha asumido compromisos climáticos relevantes, entre ellos la meta de carbono neutralidad al 2050 y los lineamientos de la Política Energética de Largo Plazo. Esta política, contenida en Energía 2050, proyecta que para el año 2030 más del 70% de la generación eléctrica nacional provendrá de fuentes renovables (Ministerio de Energía, 2015). Actualmente, las ERNC representan más del 30% de la generación eléctrica nacional, según los reportes de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional (CNE, 2024), consolidando a la energía solar fotovoltaica como una de las tecnologías más competitivas del sistema.

En el ámbito regional, la Región de O'Higgins presenta condiciones especialmente favorables para el desarrollo de proyectos solares, con niveles de radiación que fluctúan entre 5,0 y 5,2 kWh/m²/día en promedio anual, de acuerdo con el Atlas Solar de Chile. Este potencial energético se complementa con diversas iniciativas impulsadas por el Gobierno Regional, la SEREMI de Energía y Corfo O'Higgins, orientadas a promover la eficiencia energética, la autogeneración y la adopción de tecnologías limpias en PYMEs mediante diagnósticos energéticos, asistencia técnica y líneas de cofinanciamiento. En los últimos años, la comuna de Rancagua ha experimentado un crecimiento habitacional sostenido, procesos de renovación urbana y un aumento significativo de micro y pequeñas empresas en sectores como comercio, gastronomía, manufactura y servicios. Estos segmentos especialmente viviendas y PYMEs muestran una creciente demanda energética y enfrentan altos costos de electricidad, lo que refuerza la pertinencia de soluciones fotovoltaicas que permitan reducir gastos, aumentar autonomía y mejorar la resiliencia frente a variaciones tarifarias reportadas por la CNE y la SEC.

A nivel comunal, Rancagua evidencia un marcado interés ciudadano e institucional por iniciativas medioambientales. El municipio ha participado en el Sistema de Certificación Ambiental Municipal (SCAM) del Ministerio del Medio Ambiente, impulsando acciones de reciclaje, educación ambiental, eficiencia energética y promoción de tecnologías limpias. De manera complementaria, gran parte de las viviendas y locales comerciales cuentan con techumbres amplias, expuestas y estructuralmente aptas para la instalación de módulos fotovoltaicos, lo que facilita su implementación técnica sin requerir intervenciones complejas.

Finalmente, el entorno normativo, encabezado por la Ley N° 20.571, que regula el autoconsumo y permite la inyección de excedentes a través del mecanismo de Netbilling, junto con programas como Casa Solar (dirigido a hogares) y Energía Empresa (orientado a PYMEs), ofrece un marco regulatorio y operativo que facilita la adopción de sistemas solares a pequeña escala.

En conjunto, estos elementos crecimiento urbano, dinamismo económico local, radiación solar favorable, infraestructura compatible y normativa habilitante conforman un contexto altamente propicio para la implementación del proyecto. Esto permite afirmar que la instalación de sistemas solares fotovoltaicos en viviendas y pequeñas empresas de Rancagua es técnicamente viable, económicamente conveniente y socialmente pertinente, alineándose plenamente con las estrategias regionales y nacionales de sostenibilidad y transición energética.

1.1.5. Tamaño del proyecto.

El presente proyecto considera la implementación piloto de generación distribuida mediante la instalación de 60 sistemas fotovoltaicos en la comuna de Rancagua, Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Este total se compone de 50 viviendas y 10 pequeñas empresas, distribución que responde a criterios de representatividad, diversidad de usuarios y capacidad operativa del proyecto. La selección de 50 hogares permite abarcar una muestra suficientemente amplia del segmento residencial, capturando variaciones en patrones de consumo, tipos de techumbre, orientaciones y niveles de ahorro energético, lo que aporta datos robustos para evaluar el desempeño técnico y económico de la tecnología solar. Por su parte, la inclusión de 10 PYMEs refleja la estructura real del tejido productivo local, donde

predominan negocios de comercio, servicios y manufactura ligera con demandas energéticas moderadas. Esta proporción 50/10 permite estudiar casos diferenciados sin exceder la capacidad logística de instalación, seguimiento y evaluación del piloto.

La implementación se enmarca en lo establecido por la Ley N.º 20.571, que regula la generación distribuida para autoconsumo y permite la inyección de excedentes a la red bajo el mecanismo de Net Billing, otorgando a los usuarios la posibilidad de compensar su consumo eléctrico con la energía generada (Ministerio de Energía, 2012). En conjunto, esta composición asegura un equilibrio adecuado entre alcance territorial, diversidad de condiciones de uso y factibilidad operativa, permitiendo extrapolar los resultados del piloto a escenarios comunales más amplios. La iniciativa busca evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de incorporar energía solar en entornos residenciales y productivos, contribuyendo a reducir la dependencia de la red eléctrica convencional, disminuir los costos energéticos y fomentar la adopción de tecnologías limpias tanto en hogares como en pequeñas empresas de la comuna.

El diseño contempla dos configuraciones tecnológicas diferenciadas:

- Pack residencial de 5 kWp, destinado a 50 viviendas.
- Pack empresarial de 12 kWp, orientado a 10 pequeñas y medianas empresas

PYMES.

La elección de las capacidades 5 kWp y 12 kWp se fundamenta en el análisis del consumo energético promedio de los segmentos objetivo, utilizando datos oficiales de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional de Energía (CNE) y las estimaciones de producción fotovoltaica del Atlas Solar de Chile. En el segmento residencial, los hogares de la Región de O'Higgins presentan consumos mensuales que fluctúan entre 350 y 500 kWh/mes, valores consistentes con los registros de clientes BT1 y BT2 reportados por la SEC y la CNE (CNE, 2023). Considerando una radiación promedio anual cercana a 5 kWh/m²/día en la zona central del país (Ministerio de Energía, 2018), un sistema de 5 kWp puede generar aproximadamente 550–650 kWh/mes, cubriendo total o parcialmente la demanda eléctrica de un hogar típico y maximizando el autoconsumo.

En el caso de las pequeñas empresas, los consumos usuales se sitúan entre 1.200 y 2.000 kWh/mes, según los patrones de clientes comerciales BT3 y BT4 (SEC, 2023). Para este rango, un sistema de 12 kWp permite producir del orden de 1.300 A 1.600 kWh/mes, logrando una reducción significativa en los costos operativos sin incurrir en sobredimensionamiento. Este dimensionamiento se alinea con los perfiles reales de consumo, la disponibilidad de superficie útil en techumbres residenciales y comerciales, y los parámetros de producción estimados para la zona central, asegurando la viabilidad técnica, económica y operativa del proyecto piloto.

La potencia total instalada alcanzará los 370 kWp, lo que representa una capacidad significativa dentro del segmento de generación distribuida urbana. Cada sistema incluirá módulos solares monocristalinos con eficiencias típicas entre 19% y 22%, de acuerdo con los rangos reportados por empresas EPC del mercado nacional y asociaciones del sector como ACESOL. El equipamiento se complementará con inversores de conexión a red, estructuras de montaje de aluminio anodizado y un sistema de monitoreo en línea, que permitirá supervisar el rendimiento energético y detectar variaciones operativas en tiempo real.

De acuerdo con los precios promedio del mercado fotovoltaico en Chile para el año 2025 estimaciones basadas en cotizaciones de empresas EPC nacionales, reportes de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y datos de asociaciones del sector el costo de instalación de sistemas fotovoltaicos se sitúa en los siguientes rangos:

- USD 1.000 a 1.200 por kWp para proyectos residenciales,
- USD 900 a 1.000 por kWp para proyectos empresariales de mayor escala.

Con base en estos rangos, la inversión total del proyecto se estima en el siguiente orden de magnitud, ver Tabla 1.2.Tabla 1.2

Tabla 1.2: Costos unitarios y totales de implementación de sistemas solares fotovoltaico

Tipo de sistema	Cantidad	Potencia unitaria (kWp)	Potencia total (kWp)	Costo unitario promedio (USD)	Inversión total (USD)
Residencial 5 kWp	50	5	250	5.500	275.000
Empresarial 12 kWp	10	12	120	11.000	110.000
Totales	60	—	370	—	≈ 385.000 USD

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del mercado fotovoltaico nacional (EPC 2025), Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL).

1.1.6. Impactos relacionados al proyecto.

La implementación de sistemas solares fotovoltaicos en viviendas y empresas de la ciudad de Rancagua generará una serie de impactos positivos en distintas dimensiones:

- **Impacto ambiental:** Se reducirá significativamente la huella de carbono al disminuir la dependencia de fuentes de energía convencionales, muchas de ellas basadas en combustibles fósiles. Esto contribuirá a mitigar el cambio climático y mejorar la calidad del aire local.
- **Impacto económico:** Las viviendas y empresas beneficiadas verán una disminución en sus costos energéticos mensuales, lo que permitirá un ahorro directo en sus presupuestos. Además, se promoverá el desarrollo de proveedores locales de tecnologías solares y mano de obra especializada.
- **Impacto social:** El proyecto fomentará una mayor conciencia en torno a la eficiencia energética y el uso de energías limpias. También puede generar empleo local temporal para la instalación y mantenimiento de los sistemas, fortaleciendo la economía en la comuna.
- **Impacto tecnológico:** Se impulsará la adopción de tecnologías renovables en zonas urbanas, generando un precedente para futuras políticas públicas o proyectos de inversión privada relacionados con la transición energética en la región.

En conjunto, estos impactos hacen del proyecto una iniciativa con un alto potencial de replicabilidad y valor estratégico para la comuna de Rancagua.

1.2. METODOLOGÍA.

1.2.1. Definición de situación sin proyecto.

En ausencia del proyecto, las viviendas y pequeñas empresas de Rancagua continuarán dependiendo exclusivamente de la red eléctrica convencional, cuyo suministro está sujeto a **tarifas reguladas que han presentado una tendencia al alza en los últimos años**, según los ajustes periódicos informados por la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2023). Esta dinámica tarifaria incrementa la exposición de los usuarios a variaciones en los costos de electricidad, afectando tanto a los presupuestos familiares como a la estabilidad financiera de las PYMEs, que destinan una proporción significativa de sus gastos operativos al consumo eléctrico.

A pesar de los avances en la incorporación de energías renovables en la matriz nacional, el sistema eléctrico chileno aún mantiene una fracción relevante de generación proveniente de fuentes no renovables, lo que se traduce en una **mayor huella ambiental indirecta** asociada al consumo energético convencional. Bajo este escenario, la falta de acceso a alternativas de autogeneración limita las posibilidades de los usuarios de reducir sus emisiones y de optar por un suministro energético más sostenible y resiliente. En consecuencia, la situación sin proyecto implica la continuidad de un modelo de alta dependencia de la red, con **mayores vulnerabilidades económicas, menor autonomía energética** y una contribución ambiental menos favorable para el desarrollo local.

1.2.2. Definición de situación con proyecto.

Con la implementación del proyecto, los hogares y pequeñas empresas beneficiadas contarían con sistemas fotovoltaicos que les permitirían generar una fracción significativa de su propia electricidad, disminuyendo de manera inmediata su dependencia del suministro proveniente de la red de distribución. Este proceso, regulado bajo el régimen de generación distribuida establecido en la Ley N° 20.571, posibilita además la inyección de excedentes a la red mediante el mecanismo de Net Billing, lo que permite compensar parte del consumo eléctrico mensual (Ministerio de Energía, 2012). Bajo este escenario, los usuarios experimentan reducciones directas en sus costos energéticos, estabilización de su gasto mensual y un aumento de su autonomía energética frente a variaciones tarifarias.

Desde una perspectiva ambiental, la incorporación de sistemas fotovoltaicos permite sustituir energía proveniente de la matriz eléctrica por energía limpia, contribuyendo a una disminución de las emisiones indirectas de CO₂ asociadas al consumo eléctrico. Este aporte es coherente con los objetivos nacionales de transición energética y con la tendencia mundial hacia tecnologías renovables (IRENA, 2023). En el plano social y comunitario, la generación distribuida fomenta la participación ciudadana en el proceso energético, promueve una cultura de eficiencia y fortalece la resiliencia local, al diversificar las fuentes de abastecimiento y reducir la vulnerabilidad ante interrupciones del suministro convencional.

En conjunto, el proyecto no solo entrega beneficios económicos individuales —como menores costos, amortización del sistema y valorización de la propiedad— sino que también aporta beneficios sistémicos, como la reducción de cargas en la red local, el fomento de tecnologías sostenibles y la generación de información técnica para futuras ampliaciones dentro de la comuna.

1.2.3. Método para medición de beneficios y costos.

La medición de beneficios, costos e ingresos se efectuará mediante un enfoque técnico-económico que permita evaluar la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos instalados y la sostenibilidad del proyecto desde la perspectiva de la empresa implementadora.

1.2.3.1. Beneficios:

Los beneficios se evaluarán en tres dimensiones principales:

- **Económicos:** ahorro directo en la facturación eléctrica de los usuarios residenciales y PYMEs, determinado por la reducción del consumo de energía desde la red eléctrica convencional.
- **Ambientales:** disminución de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) derivada del reemplazo de energía de red por energía solar fotovoltaica, considerando el factor de emisión oficial del Sistema Eléctrico Nacional (0,2421 kg CO₂e/kWh, Ministerio del Medio Ambiente, 2023).

- **Energéticos:** aumento de la autonomía energética de los usuarios, fortaleciendo la diversificación de la matriz energética y la adopción de energías limpias.

1.2.3.2. Costos:

Los costos del proyecto se expresarán en dólares estadounidenses (USD) y se dividirán en las siguientes categorías:

- **Inversión inicial :** adquisición e importación de módulos solares, inversores, estructuras metálicas, protecciones, cableado, transporte e instalación.
- **Costos operativos :** gastos administrativos, logística, permisos técnicos y gestión de proyectos.
- **Costos financieros:** eventuales intereses o comisiones asociados a financiamiento externo, en caso de requerirse capital complementario.

Los valores unitarios utilizados en este estudio se estimarán a partir de los precios promedio del mercado fotovoltaico chileno para el año 2025, considerando fuentes técnicas y comerciales del sector. Para ello, se utilizarán los rangos de costos reportados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en su registro de instalaciones de generación distribuida (SEC, 2024), complementados con información proveniente de cotizaciones vigentes entregadas por empresas EPC nacionales, dedicadas al diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos residenciales y empresariales. Asimismo, se incorporarán referencias de proveedores internacionales de módulos, inversores y estructuras solares, cuyos valores permiten contrastar y validar los precios del mercado local con estándares globales (ACESOL, 2024). Esta combinación de fuentes garantiza una estimación de costos robusta, actualizada y representativa de las condiciones reales del sector solar en Chile.

1.2.3.3. Ingresos de la empresa creada:

Desde la perspectiva de la empresa implementadora, los ingresos se medirán exclusivamente por la venta e instalación de sistemas solares fotovoltaicos, diferenciados en dos líneas de negocio:

- **Pack residencial de 5 kWp**, destinado a usuarios domiciliarios.
- **Pack empresarial de 12 kWp**, dirigido a pequeñas y medianas empresas (PYMES).

El ingreso unitario se calculará considerando el precio de venta total por sistema instalado, que incluye materiales, mano de obra, transporte y montaje. El margen operativo de la empresa se obtendrá comparando los ingresos totales por ventas con los costos directos de adquisición, importación y ejecución.

1.2.4. Indicadores.

Los indicadores económicos que se utilizarán en este proyecto se definen a continuación:

- **VAN (valor actual neto):** Es un indicador de riqueza que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.
- **TIR (tasa interna de retorno):** La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN) es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.
- **PRI (periodo de recuperación de la inversión):** También conocido como Payback, corresponde al periodo de tiempo necesario para que el flujo de caja del proyecto cubra el monto total de la inversión

1.2.5. Criterios de evaluación:

Para evaluar el proyecto se tomarán los indicadores económicos antes mencionados (VAN, TIR, PRI).

El criterio utilizado en los resultados de estos indicadores para aceptar el proyecto será el siguiente:

Criterio de decisión:

- $VAN > 0 \rightarrow$ Proyecto económicamente viable
- $VAN = 0 \rightarrow$ El proyecto recupera exactamente la inversión, sin generar ganancia adicional.
- $VAN < 0 \rightarrow$ Proyecto no rentable

Para la evaluación económica del proyecto se utilizará una **tasa de descuento del 10% anual**, definida como la tasa mínima aceptable de retorno (TMAR) del inversionista y equivalente al costo de oportunidad del capital propio. Esta tasa se mantiene constante en todos los escenarios evaluados, lo que permite realizar comparaciones homogéneas de los indicadores financieros.

El análisis considera cuatro escenarios de inversión, que permiten evaluar cómo varía la rentabilidad del proyecto según el grado de financiamiento externo:

1. Escenario 1 – Proyecto puro:

100% de la inversión financiada con capital propio.

2. Escenario 2 – Crédito al 25%:

25% de la inversión financiada mediante crédito y 75% con capital propio.

3. Escenario 3 – Crédito al 50%:

50% de la inversión financiada mediante crédito y 50% con capital propio.

4. Escenario 4 – Crédito al 75%:

75% de la inversión financiada mediante crédito y 25% con capital propio.

En cada escenario, las condiciones del crédito (tasa de interés, plazo y sistema de amortización) se integran directamente en los flujos de caja del proyecto a través del pago periódico de cuotas, lo que afecta la inversión inicial de capital propio y la rentabilidad del inversionista. No obstante, estas variaciones no modifican la TMAR, ya que la tasa de descuento representa la rentabilidad mínima exigida al capital propio, independiente del nivel de endeudamiento. Por ello, no se utiliza un WACC, dado que el objetivo del estudio es evaluar

la rentabilidad desde la perspectiva del inversionista y no de una empresa con estructura financiera compleja.

Bajo este enfoque:

- **Si la TIR es mayor que la tasa de descuento ($TIR > 10\%$)**, el proyecto se considera rentable.
- **Si la TIR es menor que la tasa de descuento ($TIR < 10\%$)**, el proyecto se clasifica como no rentable, ya que no alcanza el retorno mínimo exigido.
- **El PRI** se empleará como indicador complementario al Valor Actual Neto (VAN). No obstante, el PRI no refleja la rentabilidad total del proyecto, ya que solo considera el periodo de recuperación y no los beneficios obtenidos con posterioridad. Por esta razón, no se utilizará su valor nominal como criterio principal de decisión, sino que servirá como dato complementario de apoyo al VAN y a la TIR.

El horizonte de evaluación del proyecto se establece en 6 años, considerando que el presente estudio tiene carácter de prefactibilidad técnica y económica, enfocado en analizar la recuperación de la inversión y la rentabilidad inicial del proyecto. Si bien la vida útil de los sistemas fotovoltaicos es de 20–25 años, no se adopta este horizonte estándar debido a que una evaluación preliminar busca evitar proyecciones de largo plazo sujetas a alta incertidumbre (tarifas, mantenimiento, degradación y cambios regulatorios). Por ello, se opta por un periodo reducido que permita estimar de forma conservadora la viabilidad inicial del proyecto.

1.2.6. Estructura de evaluación del proyecto.

La evaluación del proyecto se estructura en las siguientes etapas:

- **Diagnóstico y análisis del contexto actual:** Identificación de necesidades energéticas, barreras y oportunidades en la zona de intervención.
- **Estudio de prefactibilidad técnica:** Revisión de la tecnología, diseño del sistema, infraestructura disponible y condiciones climáticas locales.

- **Evaluación de mercado:** Análisis de oferta y demanda, comportamiento de los usuarios y segmentación del público objetivo.
- **Análisis legal, ambiental y financiero:** Revisión de normativas aplicables, impactos ecológicos y estimaciones de costos-beneficios.
- **Simulación de escenarios y proyecciones económicas:** Cálculo de indicadores económicos bajo diferentes escenarios (optimista, base, pesimista).
- **Conclusiones y recomendaciones:** Determinación del grado de conveniencia de implementar el proyecto y sugerencias para su replicabilidad.

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE MERCADO.

2. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD DE MERCADO.

2.1. DEFINICIÓN DEL PRODUCTO.

El sistema fotovoltaico propuesto opera bajo el régimen de Netbilling, establecido por la Ley N.º 20.571 y perfeccionado posteriormente por la Ley N.º 21.118, normativa que regula la generación distribuida para autoconsumo y permite a los usuarios producir su propia energía e inyectar los excedentes a la red, recibiendo una compensación económica. Este marco legal ha impulsado la adopción de tecnologías limpias y sostenibles, disminuyendo la dependencia de la red eléctrica convencional y favoreciendo la transición hacia una matriz energética más sustentable.

Asimismo, la iniciativa contribuye de manera indirecta a la reducción del uso de energías contaminantes tradicionales, como la leña, que continúa siendo ampliamente utilizada en la zona central del país principalmente para calefacción, y no para consumo eléctrico. Este recurso mantiene niveles elevados de utilización, alcanzando un 83,2 % en áreas rurales y un 44,7 % en áreas urbanas (Ministerio de Energía, 2023). Aunque los sistemas fotovoltaicos no reemplazan directamente la leña empleada para calefacción, la reducción del gasto eléctrico que generan facilita la adopción futura de equipos de climatización más eficientes y menos contaminantes, apoyando el mejoramiento de la calidad del aire y la disminución de emisiones.

En conjunto, ambos elementos en el marco normativo que habilita el autoconsumo solar y la posibilidad de avanzar hacia prácticas energéticas más limpias refuerzan la pertinencia del proyecto y su aporte al desarrollo sostenible. La incorporación de sistemas fotovoltaicos para hogares y PYMEs en Rancagua no solo reduce costos energéticos y aumenta la autonomía del usuario, sino que también se alinea con los objetivos nacionales de transición energética y disminución de fuentes contaminantes.

2.1.1. Composición del sistema fotovoltaico:

Cada sistema fotovoltaico estará conformado por los siguientes componentes principales:

- **Paneles solares:** compuestos por células fotovoltaicas que convierten la radiación solar en electricidad.

- **Inversores:** transforman la corriente continua (DC) generada por los paneles en corriente alterna (AC), apta para el uso residencial y comercial.
- **Estructura de soporte anticorrosiva:** diseñada para garantizar estabilidad mecánica y durabilidad frente a las condiciones climáticas locales.
- **Cableado, protecciones y sistema de monitoreo:** permiten la conexión segura y el control en línea de la producción energética.
- **Medidor bidireccional:** registra tanto la energía consumida desde la red como la energía inyectada a ella, cumpliendo con los requisitos del sistema Net Billing.

2.1.2. Alcance del servicio:

El servicio ofrecido comprende la entrega de un sistema fotovoltaico completamente diseñado, instalado, legalizado y operativo, de acuerdo con la normativa vigente y los requerimientos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Cada instalación incluirá:

- Un diseño técnico personalizado según el perfil de consumo y características del emplazamiento.
- La tramitación SEC correspondiente para asegurar la conexión formal al sistema de distribución eléctrica.
- Una capacitación básica al usuario sobre operación y seguridad del sistema.
- Un soporte técnico postventa limitado, destinado a asegurar el correcto funcionamiento inicial del sistema.

Cada sistema está diseñado para operar con una vida útil superior a 25 años, garantizando al menos un 80 % de su capacidad original al finalizar dicho periodo, conforme a estándares internacionales de durabilidad y rendimiento.

2.2. ANÁLISIS DE DEMANDA ACTUAL Y FUTURA.

Para determinar la demanda actual del proyecto de implementación de sistemas solares fotovoltaicos en la ciudad de Rancagua, se realizó una estimación basada en antecedentes demográficos y empresariales de la comuna. El análisis considera la demanda potencial, entendida como el número total de viviendas y PYMEs susceptibles de adoptar la tecnología, así como la evolución esperada de la adopción fotovoltaica a nivel local. En esta

sección se presenta la **macrodemanda**, correspondiente al mercado global disponible, utilizando supuestos conservadores y coherentes con el carácter de prefactibilidad del estudio.

Según datos del Censo 2024, Chile cuenta con 6.408.172 hogares, de los cuales 27.200 disponen de sistemas solares fotovoltaicos instalados, de acuerdo con información proporcionada por la Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL, 2024). Esta cifra representa aproximadamente el 0,42 % del total de hogares a nivel nacional. Durante el año 2024 se incorporaron 5.629 nuevos sistemas fotovoltaicos residenciales, lo que equivale a un crecimiento anual del 20,69 % respecto del stock acumulado, evidenciando una tendencia sostenida en la adopción de esta tecnología.

Para efectos del presente estudio, el crecimiento del 20,69 % observado en 2024 se interpreta como una **tasa de crecimiento compuesto constante del mercado**, lo que permite caracterizar el comportamiento general de la adopción fotovoltaica en el país. Este supuesto se utiliza como referencia para dimensionar la evolución potencial del mercado, sin asumir que dicho crecimiento se replicará de manera idéntica en el desempeño del proyecto.

En la comuna de Rancagua, el Censo 2024 registra un total de 90.497 viviendas. Aplicando la tasa nacional de adopción fotovoltaica (0,42 %), se estima que aproximadamente 380 hogares contarían con sistemas solares fotovoltaicos instalados al año 2024. Esta cifra corresponde a la demanda satisfecha y se excluye del mercado objetivo del presente estudio. En consecuencia, el universo restante, estimado en 90.117 viviendas, constituye la demanda potencial no cubierta.

Si bien esta estimación se basa en una proporción nacional ante la ausencia de datos comunales específicos, se considera metodológicamente válida para caracterizar el nivel inicial de penetración de la tecnología en la comuna.

Considerando la tendencia de crecimiento observada a nivel nacional, se estima que el mercado local podría incorporar aproximadamente 79 nuevas viviendas con sistemas fotovoltaicos por año, cifra que representa el crecimiento natural de la demanda residencial y que resulta superior a la capacidad operativa definida para el proyecto.

Respecto del sector empresarial, los registros del Servicio de Impuestos Internos (SII) correspondientes al año 2015 indican que la comuna de Rancagua cuenta con 12.538 empresas activas, constituyendo el dato comunal más reciente disponible. Aplicando el coeficiente nacional de adopción fotovoltaica (0,42 %), se estima que aproximadamente 53 empresas ya utilizan sistemas solares fotovoltaicos, conformando la demanda satisfecha empresarial. La demanda potencial no cubierta asciende, por tanto, a 12.485 PYMEs.

Al aplicar la misma referencia de crecimiento observada en 2024, se proyecta que alrededor de 11 nuevas empresas podrían incorporar tecnología fotovoltaica anualmente. No obstante, esta proyección debe interpretarse como un estimador preliminar, dado que el comportamiento de adopción del sector empresarial puede diferir del segmento residencial.

2.2.1. Demanda del proyecto (demanda objetiva).

Mientras la macrodemanda representa el tamaño total del mercado potencial, la demanda del proyecto corresponde exclusivamente al número de usuarios que serán atendidos directamente por la iniciativa en su etapa de prefactibilidad. El proyecto contempla una **capacidad operativa máxima de 60 sistemas solares fotovoltaicos por año**, distribuidos en 50 viviendas y 10 PYMEs.

Dado que el proyecto se encuentra en una etapa inicial de implementación, no resulta realista asumir la utilización inmediata del 100 % de la capacidad operativa. En consecuencia, se adopta una **proyección de demanda anual del proyecto con crecimiento lineal**, que representa una rampa progresiva de operación, posicionamiento comercial y consolidación técnica.

Para el primer año de ejecución se considera una demanda equivalente al **33 % de la capacidad máxima**, correspondiente a 20 sistemas fotovoltaicos, valor coherente con una fase piloto y de aprendizaje organizacional. A partir de este nivel inicial, se define un incremento anual constante de 8 sistemas por año, permitiendo alcanzar el tope operativo de 60 sistemas fotovoltaicos en el sexto año de evaluación.

Este enfoque metodológico permite evaluar el desempeño técnico y económico del proyecto bajo supuestos conservadores y controlados, evitando la sobreestimación de ingresos en los primeros años y manteniendo coherencia con el carácter de prefactibilidad del estudio ver Tabla 2.1

Tabla 2.1: Demanda del Proyecto a 6 Años

Año	Total sistemas	Hogares (5 kWp)	PYMEs (12 kWp)
1	20	17	3
2	28	23	5
3	36	30	6
4	44	36	8
5	52	43	9
6	60	50	10

Fuente: Elaboración propia.

Para el primer año de ejecución se considera una demanda equivalente al **33 % de la capacidad operativa máxima**, correspondiente a 20 sistemas fotovoltaicos. Este valor se define en función de una **meta interna de crecimiento anual del proyecto**, asociada a la etapa inicial de implementación, posicionamiento comercial y consolidación operativa. La adopción de este umbral inicial permite establecer una rampa de crecimiento realista y controlada, acorde con el carácter de prefactibilidad del estudio.

A partir de este nivel inicial, se define un incremento anual constante de 8 sistemas fotovoltaicos por año. Este valor se obtiene a partir de un crecimiento lineal que permite transitar desde 20 sistemas en el primer año hasta alcanzar la capacidad operativa máxima de 60 sistemas en el sexto año de evaluación, distribuyendo el aumento total de 40 sistemas en cinco periodos anuales.

Asimismo, la adopción de este incremento responde a criterios operativos y comerciales, considerando las limitaciones propias de la etapa inicial del proyecto, tales como la disponibilidad de recursos técnicos, la capacidad de instalación y el proceso gradual de posicionamiento en el mercado. De este modo, se establece una rampa de crecimiento progresiva y realista, coherente con el carácter conservador del estudio de prefactibilidad y orientada a evitar la sobreestimación de la demanda en los primeros años de operación.

2.3. VARIABLES QUE AFECTAN A LA DEMANDA

La decisión de adoptar sistemas de energía solar fotovoltaica en viviendas y pequeñas empresas está determinada por un conjunto de variables técnicas, económicas, normativas y socioculturales, que pueden favorecer o limitar la expansión del mercado. En el caso particular de la ciudad de Rancagua, se observan condiciones estructuralmente favorables, aunque también existen ciertos desafíos que influyen en la velocidad de adopción.

2.3.1. Factores que impulsan la demanda:

Uno de los factores más relevantes es la disponibilidad del recurso solar. La comuna presenta una radiación solar promedio anual de 5,5 kWh/m² por día, situándose entre las zonas con mayor potencial solar del país, lo que garantiza una producción energética eficiente y continua durante gran parte del año (Centro de Información de Recursos Naturales [CIREN], 2022).

Desde el punto de vista económico, las tarifas eléctricas residenciales y comerciales registran valores superiores a \$130 CLP/kWh, nivel considerado alto a escala nacional. Esto incentiva la búsqueda de alternativas de autogeneración, como la energía solar, que permite reducir la dependencia de la red y estabilizar los costos energéticos en el tiempo.

En materia financiera, la disponibilidad de créditos verdes, fondos de eficiencia energética (CORFO, FOSIS) y programas estatales de fomento a las energías limpias ha contribuido a disminuir las barreras de entrada y facilitar la inversión en tecnología fotovoltaica.

En el ámbito regulatorio, la Ley N.º 20.571 sobre Generación Distribuida ha sido un factor decisivo. Esta norma permite inyectar los excedentes de energía a la red eléctrica pública bajo el sistema de Net Billing, lo que ha mejorado los retornos financieros y aumentado la rentabilidad de los proyectos solares (Ministerio de Energía, 2023).

Por último, la creciente conciencia ambiental ha fortalecido la demanda. Los usuarios valoran cada vez más las soluciones energéticas limpias y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo que refuerza la aceptación social del uso de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos y empresariales.

2.3.2. Factores que limitan la demanda:

A pesar de las condiciones favorables, existen variables que restringen o desaceleran la expansión de la energía solar fotovoltaica en la comuna:

- **Inversión inicial elevada:** el costo de instalación sigue siendo un obstáculo, especialmente para hogares de ingresos medios y bajos, pese a la disminución progresiva de los precios de los equipos.
- **Falta de conocimiento técnico:** muchos potenciales usuarios desconocen el funcionamiento, mantenimiento y beneficios reales de los sistemas solares, lo que genera desconfianza o postergación de la decisión de inversión.
- **Limitaciones estructurales en viviendas:** algunas construcciones (techumbres no aptas, sombreados, falta de espacio) dificultan la instalación adecuada de paneles.
- **Procesos administrativos y normativos lentos:** la tramitación ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) o las distribuidoras puede ser compleja y prolongada, lo que desincentiva a los usuarios.
- **Ausencia de incentivos tributarios directos:** a diferencia de otros países, Chile no ofrece exenciones o créditos fiscales significativos para pequeños generadores, lo que podría aumentar el atractivo de la inversión.

En síntesis, la demanda por sistemas solares fotovoltaicos en Rancagua se encuentra influenciada por factores positivos que superan a los negativos, destacando el alto potencial solar, el marco legal favorable y la conciencia ambiental. Sin embargo, la adopción masiva aún depende de superar barreras económicas, informativas y regulatorias, lo que constituye un desafío clave para el desarrollo sostenido del mercado local.

2.4. ANÁLISIS DE LA OFERTA ACTUAL Y FUTURA.

En la ciudad de Rancagua, el mercado de soluciones de energía solar fotovoltaica se encuentra actualmente en una etapa de crecimiento y consolidación. A nivel nacional, la penetración residencial alcanza aproximadamente el 0,42 % de los hogares (ACESOL, 2024), mientras que en la Región de O'Higgins el avance ha sido similar, con un aumento sostenido de instalaciones en viviendas y pequeñas empresas. En este contexto, si bien existen diversas empresas instaladoras certificadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la mayoría se ha concentrado en sistemas de pequeña escala, orientados principalmente a viviendas particulares, con potencias promedio entre 3 y 5 kWp.

Sin embargo, en el segmento de las pequeñas y medianas empresas (PYMEs) la oferta es considerablemente más limitada. Esto se debe a que este tipo de clientes presenta requerimientos técnicos más complejos, como consumos eléctricos superiores (entre 8 y 15 kWp), necesidad de continuidad operativa y, en algunos casos, sistemas de respaldo o integración con equipos críticos. Además, la instalación para PYMEs exige soluciones más personalizadas, mayor capacidad de diseño eléctrico, estudios de cargas y una supervisión más estricta.

A estos factores se suma que muchas empresas instaladoras locales cuentan con poca experiencia en proyectos de mediana escala, poseen capacidad operativa reducida (equipos pequeños y baja capilaridad), y enfrentan costos de entrada más altos en términos de certificaciones, responsabilidad técnica y disponibilidad de profesionales acreditados ante la SEC. Como resultado, la competencia en este segmento es menor, lo que limita la oferta disponible para las PYMEs de la comuna. La Tabla 2.2 siguiente resume la evolución esperada de la oferta solar en Rancagua, comparando la situación actual con la proyección para los próximos 3 a 5 años, considerando tendencias normativas, tecnológicas y de mercado.

Tabla 2.2: Comparación entre oferta actual y oferta futura proyectada (3–5 años).

Aspecto	Oferta actual	Oferta futura proyectada (3–5 años)	Justificación
Cantidad de proveedores	Predominio de empresas locales; presencia moderada de firmas regionales	proveedores locales y llegada de nuevos actores externos	Crecimiento de demanda y ajustes tarifarios
Modelos de negocio	Venta directa + instalación	Leasing solar, EaaS, híbridos con baterías	Maduración del mercado y financiamiento flexible
Capacidad técnica	Mayoría de empresas enfocadas en 3–5 kWp	Aumento de empresas con experiencia en 8–30 kWp	Impacto de Net Billing y expansión PYME
Diferenciación	Competencia principalmente en precio	Diferenciación basada en ingeniería, postventa y financiamiento	Exigencia del mercado y profesionalización del sector

Fuente: Ministerio de Energía (2020). *Energía 2050: Política Energética de Largo Plazo*. Gobierno de Chile.

Con la volatilidad reciente de las tarifas eléctricas ha reforzado el interés por la autogeneración en Rancagua. De acuerdo con el IPC del INE, la electricidad registró en julio de 2025 un alza mensual de 7,3 %, asociada principalmente a modificaciones en la estructura de cálculo del precio nudo promedio, mecanismo regulado que determina una parte relevante de las tarifas finales al consumidor. A nivel anual, la electricidad acumuló un aumento de 4,3 %, mientras que en diciembre de 2024 la variación anual fue de 4,5 %, evidenciando un comportamiento ascendente y persistente en el costo de la energía. Estos incrementos, junto con la sensibilidad del sistema tarifario a los ajustes regulatorios, han impulsado la llegada de nuevas empresas instaladoras desde otras regiones, ampliando gradualmente la oferta en el mercado fotovoltaico de Rancagua.

2.4.1. Principales competidores en la industria solar:

En el mercado chileno, especialmente en la zona central, se identifican tres tipos de oferentes que compiten actualmente o tienen potencial de hacerlo en la comuna de Rancagua. Cada uno de ellos presenta distintos niveles de especialización técnica, alcance operativo y presencia en los distintos segmentos de potencia.

Empresas locales certificadas por la SEC (predominan en el segmento residencial).

Este grupo corresponde a instaladoras de pequeña y mediana escala con presencia directa en la comuna. Estas empresas tienen una participación predominante en el mercado residencial,

ya que se especializan en sistemas fotovoltaicos de baja potencia y ofrecen soluciones llave en mano orientadas a viviendas particulares.

Ejemplos de empresas locales:

- Energía Solar Rancagua SpA
- Soltek Chile
- Ecoenergy Solar
- Renergia O'Higgins
- Girasol Solar SpA

Estas empresas se caracterizan por ofrecer instalaciones de pequeña escala, precios competitivos y atención personalizada, aunque su participación en proyectos de mediana potencia (segmento PYME) es acotada debido a limitaciones técnicas y operativas.

Empresas regionales y nacionales con presencia en la Región de O'Higgins (mayor presencia en el segmento PYME y comercial) Estas compañías cuentan con equipos multidisciplinarios, mayor capacidad técnica y mejor infraestructura operativa, lo que les permite atender proyectos de mediana y gran escala. En términos cualitativos, tienen una mayor presencia en el segmento PYME y comercial, donde predominan los sistemas entre 8 y 30 kWp, que requieren mayor ingeniería, análisis de cargas y soluciones personalizadas.

Ejemplos empresas regionales:

- Flux Solar (Copec-Flux)
- Suncast SpA
- Solcor Chile
- Enel X
- Andes Solar

Estas empresas suelen trabajar con clientes industriales y comerciales, ofreciendo diseño, ingeniería, instalación, monitoreo remoto y mantenimiento especializado, además de asesoría regulatoria en Net Billing y programas de eficiencia energética.

Nuevos modelos de negocio emergentes (participación minoritaria pero creciente).

En los últimos años han surgido actores que operan bajo esquemas alternativos, como leasing solar, energía como servicio y soluciones híbridas con almacenamiento. Aunque su presencia en el mercado local sigue siendo minoritaria, muestran una tendencia creciente a medida que el mercado madura y se diversifican las alternativas de financiamiento.

Modelos emergentes:

- Leasing solar sin inversión inicial.
- Energy as a Service (EaaS): el cliente paga solo por la energía consumida.
- Integradores tecnológicos con monitoreo inteligente y almacenamiento energético.

A continuación, se presenta una clasificación cualitativa de los principales tipos de oferentes que actualmente compiten en el mercado fotovoltaico de Rancagua, indicando su grado de presencia relativa en los distintos segmentos de usuarios y sus principales atributos técnicos y operativos ver Tabla 2.3

Tabla 2.3: tipos de oferentes y participación cualitativa en el mercado fotovoltaico de Rancagua.

Tipo de oferente	Ejemplos de empresas	Segmento donde predominan	Capacidades técnicas clave	Limitaciones observadas
Empresas locales certificadas por la SEC	Energía Solar Rancagua, Soltek Chile, Ecoenergy Solar, Renergía O'Higgins, Girasol Solar SpA	Residencial (predominancia absoluta)	Sistemas 3–5 kWp, montaje rápido, atención territorial, costos bajos	Baja capacidad para proyectos >10 kWp; limitada ingeniería eléctrica
Empresas regionales y nacionales	Flux Solar, Suncast, Solcor Chile, Enel X, Andes Solar	PYME y comercial (predominancia)	Ingeniería avanzada, sistemas 8–30 kWp, monitoreo profesional	Menor capilaridad local, costos logísticos mayores
Modelos emergentes (leasing, EaaS, híbridos)	Diversos integradores tecnológicos	Participación minoritaria pero creciente	Financiamiento flexible, almacenamiento, monitoreo inteligente	Baja penetración local; depende de madurez del mercado

Fuente: Elaboración propia

2.4.2. Proyección de la oferta futura.

Se proyecta que durante los próximos 3 a 5 años la oferta local de servicios fotovoltaicos en Rancagua experimente una expansión significativa, en línea con las proyecciones nacionales de crecimiento de la generación distribuida establecidas en la Política Energética Nacional 2050 del Ministerio de Energía (Ministerio de Energía, 2020) y en los Reportes Anuales de Energía de la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2023). Este crecimiento estará impulsado por el avance de la autogeneración y por los incentivos normativos asociados a la Ley N.º 21.118, que perfecciona el sistema de Net Billing y facilita la conexión de sistemas solares a la red eléctrica (Ministerio de Energía, 2024).

Para el segmento de las PYMEs, el régimen de Net Billing resulta especialmente relevante, dado que permite valorizar e inyectar excedentes a la red, reduciendo los costos operacionales y mejorando la viabilidad económica de proyectos fotovoltaicos de mediana escala, tal como se detalla en el Informe de Seguimiento del Régimen de Generación Distribuida del Ministerio de Energía (2024). Esta mejora en la rentabilidad proyectada incrementa el atractivo del mercado y favorece la entrada de nuevos actores con mayores capacidades técnicas, lo que coincide con las tendencias reportadas por ACESOL respecto al crecimiento de empresas proveedoras de soluciones solares en el país (ACESOL, 2024).

En este contexto, se espera que la competencia evolucione hacia un mercado más estructurado, donde la diferenciación esté dada por la calidad técnica del diseño eléctrico, el soporte postventa, y la flexibilidad de los mecanismos de financiamiento, más que por el precio inicial del sistema. Además, el aumento progresivo de instaladores certificados registrado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC, 2024) respalda la proyección de una mayor profesionalización del sector. Las empresas capaces de integrar estos elementos tendrán una posición competitiva sólida en el mercado regional durante los próximos años.

2.5. COMPORTAMIENTO DEL MERCADO.

El mercado de la energía solar fotovoltaica en Chile ha experimentado una evolución sostenida durante la última década. En sus inicios, la tecnología se concentró principalmente

en grandes proyectos industriales y agrícolas, con una participación limitada en el sector residencial. Sin embargo, la promulgación de la **Ley N.º 20.571 sobre Generación Distribuida**, junto con la implementación de programas como **Casa Solar**, han facilitado la incorporación de esta tecnología en viviendas y pequeñas empresas (PYMEs), permitiendo que distintas ciudades del país comiencen a posicionarse como polos emergentes de autogeneración energética.

Durante el período de pandemia, el interés por reducir los gastos fijos en hogares y negocios aumentó considerablemente, impulsando la demanda por sistemas fotovoltaicos. A este fenómeno se sumó el incremento sostenido de las tarifas eléctricas y una creciente conciencia ambiental, factores que han transformado la percepción de los usuarios: hoy los sistemas solares se evalúan no solo como una inversión económica, sino también como un compromiso ambiental y social.

En la actualidad, el mercado muestra un comportamiento más informado y exigente. Los usuarios ya no solo buscan ahorro energético, sino que valoran aspectos complementarios como la calidad de los equipos, las garantías de producto, el soporte postventa, el monitoreo en tiempo real y la simplificación de trámites ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y las empresas distribuidoras. Esta evolución obliga a los proveedores a ofrecer soluciones integrales y confiables, adaptadas a las necesidades específicas de cada segmento.

2.5.1. Análisis FODA del mercado solar en Rancagua.

Para comprender mejor el entorno competitivo y las perspectivas de la oferta en el mercado local, se presenta el siguiente análisis FODA relativo a la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en viviendas y PYMEs de la comuna de Rancagua.

Fortalezas (Medio Interno)

- Régimen de Net Billing vigente que favorece la inversión y agiliza el retorno del capital.
- Ahorros económicos significativos en el corto y mediano plazo para los usuarios.

Debilidades (Medio Interno)

- Empresa de nueva creación sin posicionamiento inicial en el mercado de sistemas fotovoltaicos.
- Limitada experiencia operativa en la gestión simultánea de múltiples proyectos de instalación fotovoltaica.
- Alta dependencia inicial de proveedores internacionales para el suministro de equipos principales (paneles, inversores y estructuras).

Oportunidades (Medio Externo)

- Creciente demanda por soluciones energéticas sustentables a nivel nacional.
- Incentivos públicos y privados (CORFO, FOSIS, programas de eficiencia energética).
- Tendencia nacional a descentralizar la matriz energética y fomentar la autogeneración.
- Alta radiación solar promedio (5,5 kWh/m²/día), que garantiza una producción energética estable y eficiente.

Amenazas (Medio Externo)

- Variabilidad del tipo de cambio dólar/peso, que impacta directamente en los costos de importación de equipos fotovoltaicos.
- Cambios regulatorios o trabas administrativas que pueden retrasar la conexión a la red.
- Competencia informal sin certificación SEC, que puede afectar la percepción de calidad del servicio y generar desconfianza en el consumidor.

Tabla 2.4: Análisis FODA

Fortalezas	Debilidades
• Ley N.º 20.571 (Net Billing) que fomenta la autogeneración y mejora la rentabilidad.	• Empresa de nueva creación sin posicionamiento inicial en el mercado de sistemas fotovoltaicos. • Limitada experiencia operativa en la gestión simultánea de múltiples proyectos de instalación fotovoltaica.
• Ahorros económicos a corto y mediano plazo para hogares y empresas.	• Alta dependencia inicial de proveedores internacionales para el suministro de equipos principales (paneles, inversores y estructuras).
Oportunidades	Amenazas
• Creciente demanda por soluciones energéticas sustentables. • Incentivos públicos y privados (CORFO, FOSIS, programas de eficiencia energética).	• Variabilidad del tipo de cambio (USD/CLP) que encarece los equipos importados. • Cambios regulatorios o burocracia en los trámites de conexión ante la SEC.
Alta radiación solar promedio (5,5 kWh/m ² /día), que garantiza una producción energética estable y eficiente	• Competencia informal sin certificación SEC que puede afectar la percepción del servicio

Fuente: Elaboración propia.

El análisis evidencia que las **fortalezas y oportunidades** superan ampliamente a las **debilidades y amenazas**, configurando un escenario favorable para la expansión del mercado solar en Rancagua.

La alta radiación solar, el marco regulatorio de apoyo y la creciente conciencia ambiental consolidan un entorno propicio para la adopción de tecnologías fotovoltaicas, especialmente en el segmento residencial y PYME.

No obstante, las limitaciones económicas y técnicas de los usuarios, junto con la variabilidad del tipo de cambio y la competencia informal, constituyen desafíos que deben abordarse mediante estrategias de financiamiento, capacitación y formalización del mercado.

2.6. DETERMINACIÓN DE NIVELES DE PRECIOS Y PROYECCIONES.

Para la estimación de los niveles de precio asociados a la implementación de sistemas solares fotovoltaicos en Rancagua, se recopilaban cotizaciones reales provenientes de múltiples empresas instaladoras certificadas por la Superintendencia de Electricidad y

Combustibles (SEC). El proceso de levantamiento de información se realizó entre los meses de agosto y octubre de 2024 y consideró proveedores locales, regionales y nacionales, con el fin de obtener una muestra representativa del mercado. Las cotizaciones se solicitaron para dos configuraciones estándar: sistemas residenciales de aproximadamente 5 kWp y sistemas comerciales/pyme de 12 kWp. Cada empresa incluyó en su propuesta los costos de equipos (paneles, inversor, estructura), mano de obra, conectividad, certificación y puesta en marcha. Este levantamiento se complementó con los rangos de precios publicados por el **Programa Casa Solar del Ministerio de Energía (2023)**, que entrega valores de referencia para sistemas fotovoltaicos residenciales a nivel nacional. La combinación de ambas fuentes cotizaciones directas y precios oficiales de referencia permitió establecer un rango de precios confiable y metodológicamente robusto, coherente con las condiciones actuales del mercado solar en Chile.

A fin de obtener una representación fidedigna del comportamiento del mercado, se recopilaron cotizaciones provenientes de distintos tipos de proveedores: empresas locales certificadas por SEC, proveedores regionales y compañías nacionales con mayor capacidad técnica. La Tabla 2.5 presenta una síntesis comparativa de estas cotizaciones, diferenciadas por tipo de actor y potencia del sistema, lo que permitió establecer rangos de precios representativos para los análisis de prefactibilidad del presente estudio.

Tabla 2.5: Comparación de precios obtenidos a partir de cotizaciones de proveedores fotovoltaicos.

Proveedor (código)	Tipo de empresa	Sistema 5 kWp (USD)	Sistema 12 kWp (USD)	Características relevantes	Fuente
Proveedor A	Local (SEC TE1)	4.850 – 5.300	10.900 – 12.200	Equipos estándar; inversor monofásico; instalación rápida	Cotización directa, 2024
Proveedor B	Local (SEC TE1)	5.000 – 5.600	11.200 – 12.800	Paneles Tier 1; estructura aluminio estándar	Cotización directa, 2024
Proveedor C	Regional	5.400 – 5.900	11.800 – 13.500	Inversor trifásico; monitoreo avanzado	Cotización directa, 2024
Proveedor D	Nacional	5.700 – 6.200	12.500 – 14.000	Garantía extendida; ingeniería incluida	Cotización directa, 2024
Proveedor E	Regador tecnológico	5.800 – 6.300	13.000 – 14.800	Opción de baterías; monitoreo IoT	Cotización directa, 2024

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones directas de empresas certificadas por SEC (agosto y octubre 2024) y datos referenciales del Programa Casa Solar del Ministerio de Energía (2023).

Los proveedores fueron anonimizados para resguardar la confidencialidad comercial, identificándose mediante códigos (A–E).

Los precios corresponden a rangos observados en cotizaciones reales obtenidas entre agosto y octubre de 2024.

Los valores incluyen equipos, mano de obra, protecciones, certificación SEC y puesta en marcha.

Las diferencias entre proveedores se explican por:

- calidad y marca de los paneles (Tier 1 vs. estándar).
- tipo de inversor (monofásico/trifásico).
- nivel de ingeniería empleada.
- garantías ofertadas.
- especialización técnica.

La Tabla 2.6 resume la estructura típica de costos de un sistema fotovoltaico residencial de 5 kWp y un sistema comercial/pyme de 12 kWp. La información fue obtenida a partir de cotizaciones reales y estandarizada para reflejar los componentes más relevantes del costo total del proyecto.

Tabla 2.6: Desglose de costos estimados para sistemas fotovoltaicos de 5 kWp y 12 kWp.

Ítem de costo	Sistema 5 kWp (USD)	% del total	Sistema 12 kWp (USD)	% del total	Descripción técnica
Paneles FV (Tier 1)	1.600 – 2.000	32–35 %	3.800 – 4.500	35–38 %	Módulos monocristalinos 450–550 W
Inversor on-grid	600 – 950	12–15 %	1.300 – 2.000	12–15 %	Monofásico (5 kWp); Trifásico (12 kWp)
Estructuras y fijaciones	350 – 500	7–9 %	900 – 1.200	7–9 %	Aluminio anodizado; fijación a techo o estructura metálica
Protecciones eléctricas	250 – 400	5–7 %	500 – 750	4–6 %	Protecciones AC/DC, seccionadores, protecciones térmicas
Mano de obra e instalación	1.200 – 1.600	23–28 %	2.600 – 3.200	22–26 %	Montaje, conexionado, certificación SEC
Ingeniería y puesta en marcha	250 – 350	5–7 %	500 – 700	5–7 %	Diseño eléctrico, planos, empalme, pruebas
Otros costos (gestión, monitoreo, transporte)	200 – 300	4–6 %	400 – 650	4–6 %	Logística, plataforma de monitoreo, permisos
Total estimado	4.800 – 6.200	100%	10.500 – 14.000	100%	–

Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones reales obtenidas de empresas instaladoras certificadas por la SEC (Superintendencia de Electricidad y Combustibles) durante el período agosto–octubre 2024, complementadas con los rangos de precios de referencia publicados por el Programa *Casa Solar* del Ministerio de Energía (2023).

Para la proyección de precios en sistemas fotovoltaicos se considerarán tendencias internacionales y nacionales ampliamente documentadas. Organismos como la International Renewable Energy Agency (IRENA) y BloombergNEF reportan una reducción sostenida en los

costos de módulos solares, con descensos promedio de entre un **3 % y 5 % anual** durante la última década (IRENA, 2023; BloombergNEF, 2024). En Chile, el Ministerio de Energía, a través del programa Casa Solar (2023), confirma esta tendencia, señalando disminuciones en los costos de equipamiento y mejoras en la eficiencia de los sistemas. Con base en estos antecedentes, se modela una proyección conservadora de precios para sistemas de 5 kWp y 12 kWp a un horizonte de **3 y 5 años**, aplicando tasas de reducción consistentes con las observaciones históricas y con estudios internacionales de evolución tecnológica ver Tabla 2.7.

Tabla 2.7: Proyección de precios estimados para sistemas fotovoltaicos (5 kWp y 12 kWp) a 3 y 5 años.

Sistema FV	Precio actual (USD)	Proyección a 3 años (USD)	Variación % estimada	Supuesto técnico
5 kWp	4.800 – 6.200	4.350 – 5.700	-8 % a -12 %	Reducción anual promedio del 3–4 % según IRENA y BNEF
12 kWp	10.500 – 14.000	9.800 – 13.000	-6 % a -10 %	Mayor sensibilidad al costo de inversores y estructura
Sistema FV	Precio actual (USD)	Proyección a 5 años (USD)	Variación % estimada	Supuesto técnico
5 kWp	4.800 – 6.200	4.100 – 5.400	-12 % a -18 %	Reducción anual promedio del 3–4 % según IRENA y BNEF
12 kWp	10.500 – 14.000	9.300 – 12.500	-10 % a -15 %	Mayor sensibilidad al costo de inversores y estructura

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IRENA (*Renewable Power Generation Costs*, 2023), BloombergNEF (*PV Module Price Index*, 2024), Ministerio de Energía – Programa *Casa Solar* (2023) y cotizaciones de mercado obtenidas entre agosto y octubre de 2024.

2.7. ANÁLISIS DE LOCALIZACIÓN.

La localización es un factor crítico en la implementación de proyectos de generación distribuida con energía solar fotovoltaica, especialmente cuando se busca impactar a dos segmentos clave como lo son los hogares residenciales y las pequeñas empresas. La elección de la ciudad de Rancagua, en la Región de O’Higgins, responde a una combinación de factores técnicos, geográficos, socioeconómicos y energéticos que la convierten en una zona altamente propicia para este tipo de iniciativas.

Rancagua presenta un nivel de radiación solar promedio de 5,5 kWh/m² al día, valor considerado alto en el contexto nacional, lo que asegura un excelente rendimiento de los

sistemas solares instalados (CIREN, 2022). Además, la ciudad ha experimentado un crecimiento sostenido en el número de instalaciones bajo el régimen de Net Billing, lo cual refleja una creciente conciencia ambiental y una disposición a invertir en eficiencia energética.

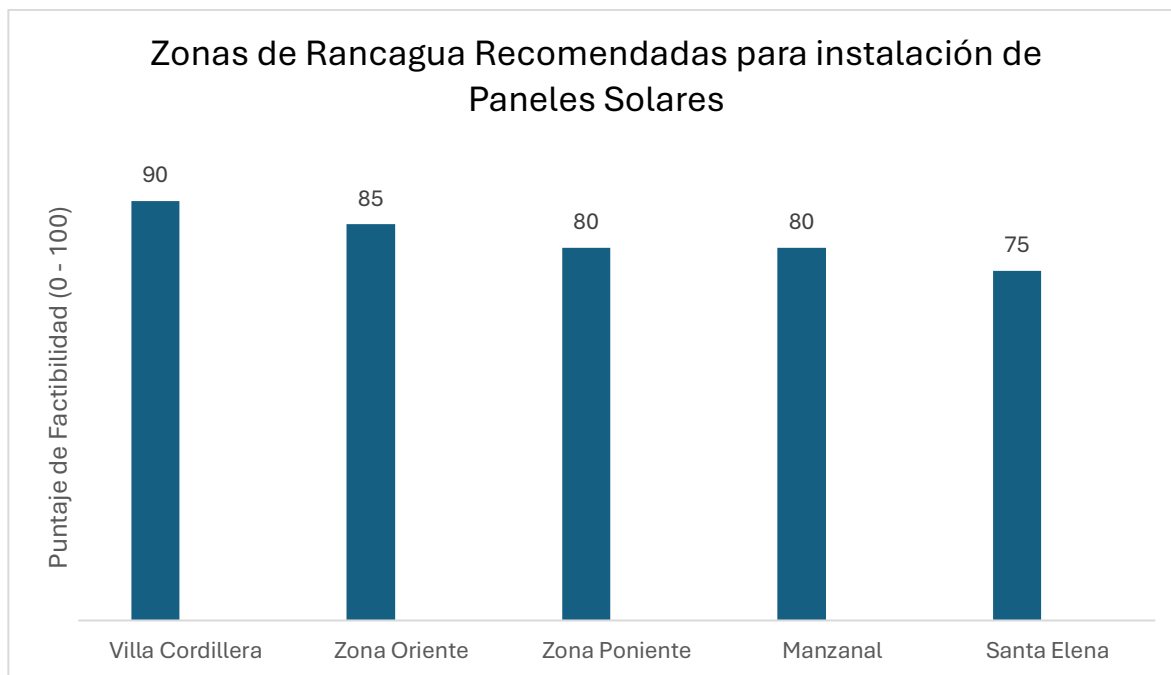
Desde el punto de vista urbano, Rancagua cuenta con barrios residenciales consolidados (como Villa Cordillera, Manzanal y Santa Elena), donde existen viviendas con espacio suficiente para instalaciones en techumbres, buena exposición solar y condiciones de conectividad eléctrica. Del mismo modo, sectores industriales y comerciales, como la zona oriente y poniente de la ciudad, concentran pequeñas y medianas empresas con alto consumo energético durante el día, lo que las convierte en candidatas ideales para proyectos fotovoltaicos orientados al autoconsumo.

Además, Rancagua es una ciudad intermedia en expansión, bien conectada con la Región Metropolitana a través de Ruta 5 Sur y la red ferroviaria, lo que facilita la logística de transporte e instalación de equipos, así como la provisión de servicios técnicos y postventa.

Bajo estas condiciones, el proyecto prioriza la intervención en un total de 60 unidades fotovoltaicas, distribuidas en 50 viviendas residenciales y 10 pequeñas y medianas empresas (PYMEs) dentro de la comuna de Rancagua.

Esta selección busca asegurar la viabilidad técnica y económica del proyecto, permitiendo además generar un impacto demostrativo positivo en el ecosistema energético local.

La elección de Rancagua responde también a su alto potencial de replicabilidad, dado que presenta características similares a otras comunas intermedias del centro de Chile, lo que permitirá expandir el modelo a futuro en territorios con condiciones climáticas y energéticas comparables.



Fuente: Elaboración propia con datos de (CIREN 2022)

Gráfico 2.1: Zonas de Rancagua recomendadas para instalación de paneles solares.

Estas áreas han sido seleccionadas en base a criterios técnicos como radiación solar, presencia de viviendas unifamiliares y concentración de pequeñas empresas.

2.8. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE COMERCIALIZACIÓN.

El presente análisis se fundamenta en el modelo de las **4P del marketing** (Producto, Precio, Plaza y Promoción), con el objetivo de establecer una estrategia comercial efectiva para la implementación y posicionamiento de sistemas fotovoltaicos en viviendas y pequeñas empresas (PYMEs) de la comuna de Rancagua.

Producto:

El servicio ofrecido corresponde a una solución integral de energía solar fotovoltaica “llave en mano”, que incluye diseño técnico personalizado, instalación, legalización ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), capacitación al usuario final y soporte postventa.

El sistema incorpora tecnología de monitoreo remoto, garantías extendidas (mínimo 10 años para inversores y 25 años para módulos fotovoltaicos), y acompañamiento técnico permanente para garantizar el óptimo desempeño del sistema.

La propuesta busca satisfacer las necesidades energéticas de los usuarios con una alternativa sustentable, eficiente y económicamente competitiva, contribuyendo a la reducción de la dependencia de fuentes convencionales de energía.

Precio:

La política de precios se estructurará bajo un enfoque competitivo y segmentado, considerando la capacidad económica del cliente y el tipo de instalación.

Para el sector residencial, se mantendrán valores accesibles, apoyados en programas de cofinanciamiento público (como el programa *Casa Solar*).

Para el segmento PYME. La estrategia contempla también paquetes diferenciados según la potencia instalada (kWp) y servicios adicionales, como mantenimiento preventivo o ampliaciones futuras del sistema.

Plaza (Distribución):

La distribución del servicio se enfocará en zonas urbanas y periurbanas de Rancagua, priorizando sectores con alta radiación solar, facilidad de acceso logístico y disponibilidad de techumbres adecuadas, como *Villa Cordillera*, *Santa Elena* y el sector nororiente de la ciudad.

El modelo de comercialización será directo, mediante equipos técnicos especializados que realizarán visitas a terreno, evaluaciones personalizadas, cotizaciones adaptadas y coordinación con proveedores certificados por la SEC.

Este esquema permite mantener el control de calidad, reducir intermediarios y garantizar una experiencia de servicio integral para el cliente.

Promoción:

La estrategia de promoción combinará canales digitales y comunitarios. Se desarrollarán campañas informativas en redes sociales, páginas web, radios locales y ferias tecnológicas, orientadas a la educación energética del consumidor y la divulgación de los beneficios económicos y ambientales del sistema.

Asimismo, se establecerán alianzas con juntas de vecinos, asociaciones gremiales y cámaras de comercio, fortaleciendo la presencia local y el contacto directo con los potenciales usuarios.

La estrategia se complementará con testimonios de clientes, simuladores interactivos de ahorro energético, presentaciones informativas y demostraciones en terreno, con el propósito de generar confianza, posicionar la marca y promover la adopción masiva de la energía solar como una solución real, moderna y rentable en el contexto de Rancagua.

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA.

3. ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA.

3.1. DESCRIPCIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS.

El modelo de negocio considerado en este estudio se basa en la importación, comercialización e instalación de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red (on-grid), orientados a viviendas y pequeñas empresas de la comuna de Rancagua. Este modelo se caracteriza por la ausencia de sistemas de almacenamiento (baterías), lo que permite reducir significativamente los costos iniciales de inversión y simplificar tanto el diseño como la operación del sistema. La estrategia tecnológica se fundamenta en el uso de inversores on-grid compatibles con el régimen de Net Billing establecido por la Ley N.° 20.571 y perfeccionado por la Ley N.° 21.118, lo que permite inyectar energía excedente al sistema eléctrico y recibir una valorización por dicha inyección.

La operación del sistema se basa en el funcionamiento del medidor bidireccional electrónico, dispositivo que registra de manera independiente la energía consumida desde la red y la energía inyectada por el usuario. Bajo este esquema, la energía producida durante el día y no consumida directamente se inyecta al sistema interconectado central, generando créditos energéticos que pueden compensar el consumo nocturno. Esta lógica permite que el usuario final reduzca considerablemente su cuenta eléctrica sin necesidad de recurrir a almacenamiento físico, lo que convierte al sistema on-grid en la alternativa tecnológicamente más eficiente y económicamente viable para este proyecto.

La adopción de este modelo implica una serie de procesos secuenciales y coordinados que abarcan desde la adquisición de los componentes hasta la puesta en marcha y certificación. La correcta definición y selección de estos procesos es fundamental para garantizar la calidad del servicio, la seguridad eléctrica, la satisfacción del cliente y el cumplimiento de la normativa vigente. En términos generales, el negocio se estructura sobre los siguientes procesos principales:

3.1.1. Proceso de importación y abastecimiento de equipos.

El proceso de importación y abastecimiento constituye la etapa inicial del modelo de negocio y tiene como objetivo asegurar la disponibilidad oportuna de los componentes fotovoltaicos bajo estándares de calidad definidos. Este proceso comienza con la selección de

proveedores internacionales, privilegiando fabricantes de paneles e inversores Tier 1 según clasificaciones reconocidas (como BloombergNEF), que garantizan estabilidad financiera, trazabilidad de la producción y cumplimiento de normas IEC (IEC 61215, IEC 61730 para paneles; IEC 62109 para inversores).

Una vez definidos los proveedores, se procede a la negociación de condiciones comerciales (precio, plazos de entrega, garantías, incoterms, volúmenes mínimos de compra), y la emisión de órdenes de compra internacionales. Posteriormente, se coordina la logística de transporte (marítimo o terrestre), el seguro de carga y los trámites de internación aduanera, considerando derechos de importación, IVA y posibles costos de almacenamiento en puerto o bodegas temporales.

Al arribo de los equipos al país, se ejecuta un proceso de recepción y control de calidad, donde se verifica que las cantidades, modelos y especificaciones técnicas coincidan con lo acordado en las órdenes de compra. Se revisan guías de despacho, packing lists y fichas técnicas, y se inspecciona el estado físico de los equipos, detectando posibles daños por transporte. Finalmente, los componentes se almacenan en bodegas adecuadas, siguiendo criterios de manejo seguro y trazabilidad (etiquetado, lote, fecha de recepción), para garantizar que el stock disponible cumpla con los requerimientos de los proyectos futuros.

3.1.2. Proceso de venta y evaluación técnica del cliente

El proceso de venta no se limita a la oferta comercial, sino que integra una evaluación técnica preliminar, clave para asegurar la viabilidad del sistema propuesto. Habitualmente, el proceso se inicia con el contacto del cliente (hogar o PYME), a través de canales como página web, redes sociales, referidos u otros medios. A partir de este primer contacto, se solicita al usuario información básica: ubicación geográfica, tipo de inmueble, consumo eléctrico promedio mensual (idealmente respaldado por boletas de la distribuidora) y tipo de actividad (residencial, comercial, productiva).

Con estos antecedentes se realiza un pre-dimensionamiento remoto, estimando la potencia requerida (por ejemplo, 5 kWp para un hogar con 300–450 kWh/mes, 12 kWp para una PYME con 850–1.500 kWh/mes). Si el cliente muestra interés, se agenda una visita técnica a terreno, donde se evalúan la superficie disponible (tejado o estructura), la orientación e

inclinación de las cubiertas, la presencia de sombras (árboles, edificaciones vecinas, estructuras), el estado de la red eléctrica interna y la ubicación del tablero general.

Como resultado de esta visita, se completa una ficha técnica del cliente, que sirve de insumo para la etapa de ingeniería. Solo entonces se elabora una propuesta técnico-económica, que incluye potencia instalada, producción anual estimada, ahorro proyectado, inversión inicial, plazos de ejecución y condiciones de garantía. De este modo, el proceso de venta se integra directamente al proceso técnico, asegurando que lo ofrecido al cliente tenga sustento en una evaluación previa realista.

3.1.3. Proceso de diseño e ingeniería del sistema fotovoltaico.

El proceso de diseño e ingeniería tiene como finalidad transformar la información levantada en terreno en un proyecto fotovoltaico técnicamente robusto, compatible con la normativa eléctrica chilena y con el régimen de Net Billing. Esta etapa es liderada por el área de ingeniería y puede involucrar a un ingeniero eléctrico, un proyectista SEC y técnicos especializados.

En primer lugar, se realiza el dimensionamiento definitivo del sistema, considerando la radiación solar local, el consumo del cliente, las horas solares pico (HSP) y las pérdidas globales del sistema (temperatura, suciedad, sombras parciales, pérdidas en inversor y cableado). Se selecciona el número de paneles y el modelo específico, así como el inversor adecuado (monofásico o trifásico, según el tipo de empalme del cliente), calculando la potencia nominal y la relación DC/AC para asegurar un rendimiento óptimo.

Posteriormente, se elaboran los planos eléctricos y estructurales, incluyendo el diagrama unifilar, la ubicación de protecciones AC/DC, los puntos de conexión a la red interna del cliente y la disposición física de los paneles sobre la cubierta. Se revisa la capacidad de los conductores existentes, se definen las secciones de cableado fotovoltaico (PV1-F u otro cable certificado), se seleccionan los dispositivos de protección (fusibles, seccionadores, interruptores automáticos, SPD) y se verifica el cumplimiento de normas aplicables (NCh Elec. 4/2003 y requerimientos SEC para instalaciones de generación). El diseño también contempla el cumplimiento de los requisitos para Net Billing, como la compatibilidad del sistema con

medidores bidireccionales y las exigencias de la empresa distribuidora para la conexión a la red. Una vez completado el diseño, se genera una memoria de cálculo y un dossier técnico que sirven como base para la instalación, el trámite de certificación y el respaldo documental ante la autoridad reguladora.

3.1.4. Proceso de instalación y montaje del sistema fotovoltaico.

En esta etapa, el proyecto pasa desde el papel a la realidad. El proceso de instalación y montaje comprende todas las actividades en terreno necesarias para implementar físicamente el sistema fotovoltaico diseñado. EL equipo de trabajo está compuesto por uno o más instaladores eléctricos certificados (TE1 o Clase A) y personal técnico de apoyo.

El proceso suele iniciar con el marcado y fijación de la estructura de soporte, respetando la modulación y el layout definido por ingeniería. Se realizan perforaciones controladas, se instalan anclajes y se asegura la estanqueidad de la cubierta para evitar filtraciones. Luego, se procede al montaje de los módulos fotovoltaicos, garantizando una correcta fijación mecánica y una alineación adecuada para optimizar la captación solar.

Paralelamente, se ejecuta el tendido de cableado DC, conectando los strings de paneles al inversor a través de cajas de conexión y protecciones. Posteriormente, se realiza el conexionado AC desde el inversor hacia el tablero eléctrico del cliente, integrando las protecciones necesarias y respetando la selectividad y coordinación con los dispositivos existentes. Durante todo el proceso se aplican protocolos de seguridad eléctrica y de trabajo en altura, asegurando el uso de EPP (arneses, líneas de vida, cascos, guantes dieléctricos) y el cumplimiento de las normas de prevención de riesgos.

Antes de la energización del sistema, se efectúan pruebas preliminares: verificación de polaridades, continuidad de conductores, mediciones de aislamiento, comprobación de tensiones en circuito abierto (V_{oc}) y corrientes de cortocircuito (I_{sc}) según ficha técnica. Solo después de estas verificaciones se habilita el inversor y se realiza la primera sincronización con la red, bajo condiciones controladas.

3.1.5. Proceso de conexión, certificación y puesta en marcha.

Una vez instalado el sistema, es necesario completar un conjunto de gestiones técnicas y administrativas para que la instalación quede legalmente habilitada y operando bajo el régimen de Net Billing. Este proceso comienza con la preparación de la documentación requerida para la certificación ante la SEC, lo que incluye planos unifilares, memoria de cálculo, fichas de equipos, fotografías de la instalación y formularios específicos (por ejemplo, el formulario TE4 para instalaciones de generación).

Un instalador autorizado (TE1, TE2 o profesional eléctrico Clase A, según el tipo de instalación) es responsable de ingresar la instalación al sistema de la SEC, declarando las características técnicas y adjuntando la documentación de respaldo. Paralelamente, se coordina con la empresa distribuidora la instalación o reconfiguración del medidor bidireccional, requisito esencial para el régimen de Net Billing, ya que permite registrar por separado la energía consumida desde la red y la energía inyectada por el cliente generador.

Posteriormente se realizan las pruebas formales de puesta en marcha, que incluyen la verificación del correcto funcionamiento del inversor, la sincronización con la red, la revisión de las protecciones, la confirmación de ausencia de alarmas y la observación de parámetros eléctricos (tensión, frecuencia, potencia, factor de potencia). Se elabora un acta de puesta en servicio y se entrega al cliente un dossier con manuales, garantías, plano unifilar simplificado y recomendaciones de operación básica. A partir de ese momento, el sistema queda en régimen normal de operación y comienza a registrar inyección de energía a la red, con su correspondiente valorización.

3.1.6. Proceso de postventa, monitoreo y mantenimiento.

El proceso de postventa garantiza la operación continua del sistema fotovoltaico y la satisfacción del cliente a largo plazo. Se compone de tres elementos principales: **monitoreo**, **mantenimiento** y **soporte técnico**. El monitoreo se efectúa mediante plataformas digitales de los inversores, que permiten supervisar en tiempo real la generación y detectar fallas de forma temprana. El mantenimiento incluye revisiones preventivas y correctivas, limpieza de módulos, verificación de fijaciones y gestión de garantías en caso de fallas. El soporte técnico abarca la atención de consultas, interpretación de cuentas eléctricas bajo Net Billing y ajustes

menores del sistema. Un adecuado servicio de postventa asegura el rendimiento esperado durante toda la vida útil del sistema (20–25 años) y contribuye a la reputación del proyecto y a la captación de nuevos clientes.

3.2. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO.

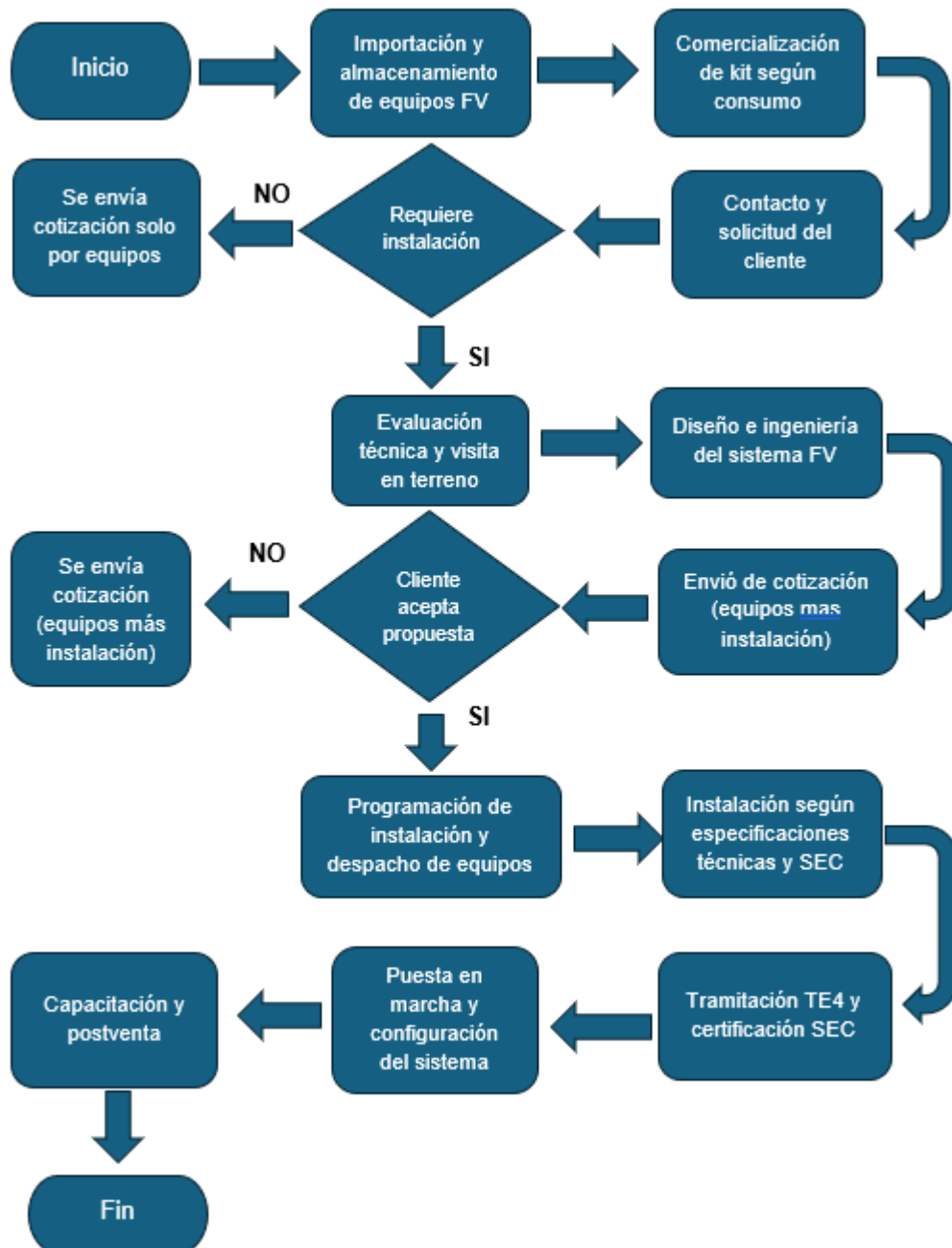
El Diagrama de flujo operativo presentado describe el flujo operativo integral del proyecto de implementación de sistemas solares fotovoltaicos, desde el contacto inicial con el cliente hasta la puesta en marcha del sistema y el servicio de postventa. El proceso se inicia con la importación y almacenamiento de los equipos fotovoltaicos, asegurando la disponibilidad de kits estandarizados según el nivel de consumo del usuario.

Posteriormente, se desarrolla la etapa comercial, donde el cliente realiza el contacto inicial y se define si requiere únicamente la adquisición de equipos o un servicio completo que incluya instalación. En caso de no requerir instalación, se procede al envío de una cotización solo por equipos. Si el cliente requiere instalación, se realiza una evaluación técnica y visita en terreno, lo que permite levantar información relevante para el diseño e ingeniería del sistema fotovoltaico, garantizando su correcta dimensionamiento.

Con base en el diseño técnico, se elabora y envía una cotización integral que considera equipos e instalación. Si la propuesta no es aceptada, el proceso se detiene en esta etapa. En caso de aceptación, se continúa con la programación de la instalación y el despacho de equipos, coordinando recursos técnicos y logísticos.

La etapa siguiente corresponde a la instalación del sistema, ejecutada conforme a las especificaciones técnicas del fabricante y a la normativa vigente de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Posteriormente, se realiza la puesta en marcha y configuración del sistema, asegurando su correcto funcionamiento, y se gestiona la tramitación del formulario TE4 y la certificación SEC, indispensables para la operación legal del sistema y la inyección de excedentes a la red.

Finalmente, el proceso concluye con la capacitación al usuario y el servicio de postventa, orientado a garantizar el uso adecuado del sistema, su monitoreo y mantenimiento, cerrando así el ciclo operativo del proyecto.



Fuente: Elaboración propia

Figura 3.1: Diagrama de flujo operativo

3.3. SELECCIÓN DE EQUIPOS.

La selección de los equipos para los sistemas fotovoltaicos propuestos se realizó considerando criterios de eficiencia, confiabilidad, disponibilidad en el mercado nacional y cumplimiento de las normativas exigidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En base a estos criterios, se definió la utilización de **paneles solares JA**

Solar, inversores Growatt, y un conjunto de estructuras, protecciones y cableado certificados, los cuales permiten conformar sistemas de 5 kWp y 12 kWp técnicamente robustos, eficientes y económicamente competitivos.

3.3.1. Selección de módulos fotovoltaicos JA Solar

Para los sistemas residenciales y comerciales se seleccionaron módulos fotovoltaicos **JA Solar**, uno de los fabricantes clasificados como Tier 1 por BloombergNEF, con alta disponibilidad en Chile y amplio historial de desempeño en condiciones de radiación similares a las de la Región de O'Higgins.

Características técnicas:

Los módulos JA Solar usados en este estudio corresponden a modelos monocristalinos entre **545 y 560 Wp**, con eficiencias de **21.1 % a 21.6 %**, adecuados para maximizar la producción energética en superficies limitadas.

Cumplen con los estándares internacionales:

- **IEC 61215** (evaluación de desempeño y durabilidad).
- **IEC 61730** (seguridad eléctrica y mecánica).
- **Certificación SEC** para comercialización en Chile.

A continuación veremos la tabla de potencia de paneles y precio por unidad de los paneles JA Solar ver Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Precios mercado chileno 2024-2025

Panel JA Solar	Potencia	Precio por unidad (USD)
JAM72S30	545	145

Fuente: elaboración propia según precios de mercado.

La elección de JA Solar se fundamenta en:

- excelente relación **costo/eficiencia**,

- alta durabilidad (garantía de rendimiento del 87 % a los 25 años),
- amplia disponibilidad de repuestos,
- compatibilidad total con inversores Growatt.

3.3.2. Selección de inversores Growatt

Para la conversión de energía DC a AC se seleccionaron inversores **Growatt**, ampliamente utilizados en Chile por su confiabilidad, facilidad de integración, precio competitivo y plataforma avanzada de monitoreo.

Especificaciones técnicas relevantes:

- Eficiencia europea: 97.2–98.4 %
- Compatibilidad plena con Net Billing.
- Comunicación WiFi para monitoreo.
- Cumplimiento con:
 - IEC 62109-1 y 62109-2** (seguridad eléctrica).
 - IEC 62116** (protección anti-isla).
 - IEC 61000** (compatibilidad electromagnética).

A continuación veremos los modelos de inversores Growatt con su potencia y precio, ver Tabla 3.2:

Tabla 3.2: Precio inversores Growatt 2025-2025

Modelo Growatt	Potencia	Precio (USD)
MOD 5000TL3-X (residencial)	5 kW	850 USD
MID 10KTL3-X (PYME)	10–12 kW	1.350 USD

Fuente: elaboración propia según precios de mercado.

Justificación técnica:

Los inversores Growatt se seleccionan por:

- Excelente relación precio–prestaciones.
- Vida útil estimada de 10–12 años.

- Soporte técnico disponible en Chile.
- Integración nativa con plataformas de monitoreo para postventa.
- Operación estable en climas cálidos (importante en región de O'Higgins).

3.3.3. Estructuras, protecciones y cableado.

Para asegurar la estabilidad mecánica, seguridad eléctrica y durabilidad del sistema, se seleccionan estructuras y componentes certificados según normas internacionales, compatibles tanto con cubiertas residenciales como comerciales, a continuación en la Tabla 3.3 se muestran los componentes necesarios con su estimación en dólares.

Tabla 3.3: Estructura, protecciones y cableado

Componente	Especificación técnica	Precio estimado (USD)
Estructura aluminio anodizado	Montaje para 10 paneles, resistente a corrosión	300
Estructura acero galvanizado	Reforzada para cubiertas industriales	150
Cable PV1-F	4–6 mm ² , certificado IEC 62930, resistente UV	1.8 – 2.8 / metro
Protección SPD Tipo II AC	Supresor de sobretensiones	55
Protección SPD Tipo II DC	Protección strings FV	60
Seccionador DC 1000V	Corte seguro bajo carga	70
Automático AC	25–40 A según sistema	12 – 25

Fuente: elaboración propia según precios de mercado.

3.3.4. Síntesis del costo técnico de equipos seleccionados

La Tabla 3.4 presenta una síntesis de los costos técnicos asociados a los principales componentes seleccionados para los sistemas fotovoltaicos de 5 kWp y 12 kWp. Estos valores corresponden a rangos de precios obtenidos a partir de cotizaciones reales del mercado nacional y referencias de proveedores certificados por la SEC, proporcionando una estimación representativa del costo de adquisición de equipos bajo condiciones de mercado vigentes.

El desglose incluye los costos de módulos fotovoltaicos JA Solar, inversores Growatt, estructuras de montaje, protecciones eléctricas y cableado especializado, permitiendo visualizar las diferencias de escala entre sistemas residenciales y comerciales. Esta comparación facilita el análisis de factibilidad económica en el Capítulo 4, ya que permite relacionar la inversión en equipamiento con la producción energética esperada, el ahorro proyectado y los indicadores financieros del proyecto.

Asimismo, los rangos de precios reflejan variaciones propias del mercado internacional como fluctuaciones en costos logísticos, disponibilidad de stock y tipo de cambio, por lo que deben entenderse como estimaciones conservadoras y consistentes con un estudio de prefactibilidad. En conjunto, esta síntesis permite establecer una base técnica sólida para el dimensionamiento económico del proyecto y para la toma de decisiones en etapas posteriores de ingeniería y ejecución, a continuación en la Tabla 3.4 se muestran los valores de los equipos seleccionados.

Tabla 3.4: síntesis del costo técnico de equipos seleccionado.

Componente	Sistema 5 kWp (USD)	Sistema 12 kWp (USD)
Paneles JA Solar	1.400	3.200
Inversor Growatt	850	1.350
Estructura	300	700
Protecciones	80	160
Cableado	60	120
TOTAL	2.690	5.530

Fuente: elaboración propia según precios de mercado

3.3.5. Determinación del precio de venta de los sistemas fotovoltaicos

Los precios de venta de los sistemas fotovoltaicos considerados en el presente proyecto fueron definidos a partir del análisis de cotizaciones reales levantadas en el mercado nacional durante el año 2024, correspondientes a empresas instaladoras que operan en el

segmento residencial y PYME. Estas cotizaciones incluyen no solo el suministro de equipos principales, sino también los costos asociados a ingeniería, instalación, tramitación ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), puesta en marcha, garantías y servicios de postventa.

A diferencia de un enfoque puramente basado en márgenes sobre el costo directo, la utilización de precios de mercado permite reflejar de manera más realista las condiciones competitivas del sector fotovoltaico en Chile y asegurar que los valores utilizados en la evaluación económica sean consistentes con lo efectivamente observado en la práctica comercial.

En base a este levantamiento, se definieron dos configuraciones estándar de venta, alineadas con el alcance técnico del proyecto:

- un sistema residencial de 5 kWp, orientado a viviendas particulares, y
- un sistema de 12 kWp, orientado a pequeñas y medianas empresas (PYMEs).

Los precios de venta definidos incorporan implícitamente los costos indirectos del negocio, tales como gastos administrativos, costos comerciales, riesgo operativo, garantías y soporte postventa, los cuales no se encuentran completamente reflejados en los costos directos de equipos e instalación. En consecuencia, los precios establecidos permiten asegurar la sostenibilidad económica del proyecto y servirán como base para la proyección de ingresos desarrollada en el capítulo de evaluación económica. A continuación en la Tabla 3.5 se muestran los valores de venta de los equipos al público.

Tabla 3.5: Precio de venta por configuración fotovoltaica

Configuración	Potencia	Precio de venta unitario (USD)
Sistema residencial	5 kWp	5.600
Sistema PYME	12 kWp	12.800

Fuente: Elaboración propia a partir de cotizaciones reales del mercado fotovoltaico chileno (2024).

3.4. PROYECTOS COMPLEMENTARIOS

El desarrollo del proyecto de implementación de sistemas solares fotovoltaicos requiere la incorporación de una serie de proyectos complementarios que permiten asegurar la continuidad operativa, la correcta ejecución del servicio y el cumplimiento de los estándares técnicos y normativos exigidos. Aunque estos elementos no forman parte directa del sistema de generación, resultan esenciales para la ejecución segura y eficiente del modelo de negocio, aportando valor tanto a la operación interna como al servicio entregado al cliente final.

En primer lugar, se considera la habilitación de un espacio de **almacenamiento y bodega técnica**, destinado a resguardar paneles, inversores, estructuras, protecciones y herramientas. Este recinto debe contar con condiciones adecuadas de ventilación, control de humedad y seguridad física, dado que muchos componentes fotovoltaicos requieren manipulación cuidadosa y protección frente a impactos o exposición ambiental.

Asimismo, se incorpora una **oficina técnica y administrativa**, desde donde se coordinan las visitas de diagnóstico, el diseño de ingeniería, la planificación de instalaciones y la gestión documental asociada a certificaciones SEC y trámites de conexión bajo Net Billing. Este espacio permite centralizar la operación y mejorar la eficiencia de la gestión operativa.

Otro componente relevante corresponde a los **medios de transporte para visitas técnicas y ejecución de instalaciones**, fundamentales para el traslado de personal, herramientas y equipos menores. La operación requiere al menos un vehículo de apoyo, considerando la naturaleza itinerante del servicio y la necesidad de cubrir diversos sectores dentro de la comuna de Rancagua y alrededores.

Adicionalmente, se contemplan **herramientas especializadas y equipos de seguridad**, como taladros de impacto, llaves dinamométricas, multímetros, analizadores eléctricos, arneses certificados, líneas de vida y elementos de protección personal (EPP). Estos recursos garantizan instalaciones seguras, fiables y conformes a la normativa eléctrica y de prevención de riesgos.

Finalmente, el proyecto considera la utilización de **software de monitoreo y gestión técnica**, asociado principalmente a los inversores y plataformas digitales, que permiten supervisar la generación, gestionar alertas y brindar soporte al cliente durante la operación del sistema. A continuación, veremos una tabla de resumen con los costos estimados para la implementación de sistemas fotovoltaicos, ver Tabla 3.6.

Tabla 3.6: Proyectos complementarios necesarios para la implementación del sistema FV.

Proyecto complementario	Función principal	Requerimientos técnicos mínimos	Costo estimado (USD)
Bodega de almacenamiento técnico	Resguardar paneles, inversores, estructuras y herramientas	Espacio de 15–30 m ² , ventilación natural, piso nivelado, estanterías metálicas	3.000
Oficina técnica y administrativa	Coordinación de ingeniería, ventas, logística y documentación SEC	Escritorio, PC, software, archivadores, conexión a internet	1800
Vehículo de transporte	Traslado de técnicos, herramientas y equipos menores	Furgón o camioneta 4x2; capacidad mínima 600 kg	20.000
Herramientas de instalación FV	Permitir montaje seguro y eficiente	Taladros de impacto, llaves, escaleras, kits de perforación, herramientas dieléctricas	1.200
Equipos de medición eléctrica	Realizar pruebas de continuidad, aislamiento y parámetros eléctricos	Multímetro profesional, pinza amperimétrica, medidor de aislamiento	600
Equipos de Protección Personal (EPP)	Seguridad en altura y manipulación de material eléctrico	Arneses, líneas de vida, cascos, guantes, calzado, gafas	500
Software de ingeniería y monitoreo	Diseño FV, memoria de cálculo, seguimiento en línea	PV*SOL, Helioscope o equivalente; plataformas Growatt o Huawei	200
Sistema de control de inventario	Gestionar stock, evitar pérdidas y garantizar suministros	Software básico de inventario o planilla estructurada	150

Fuente: elaboración propia según precios de mercado

En conjunto, estos proyectos complementarios constituyen la infraestructura de soporte necesaria para asegurar un servicio de alta calidad, mejorar la eficiencia operativa y garantizar el cumplimiento de los estándares técnicos requeridos para la correcta implementación de los sistemas fotovoltaicos.

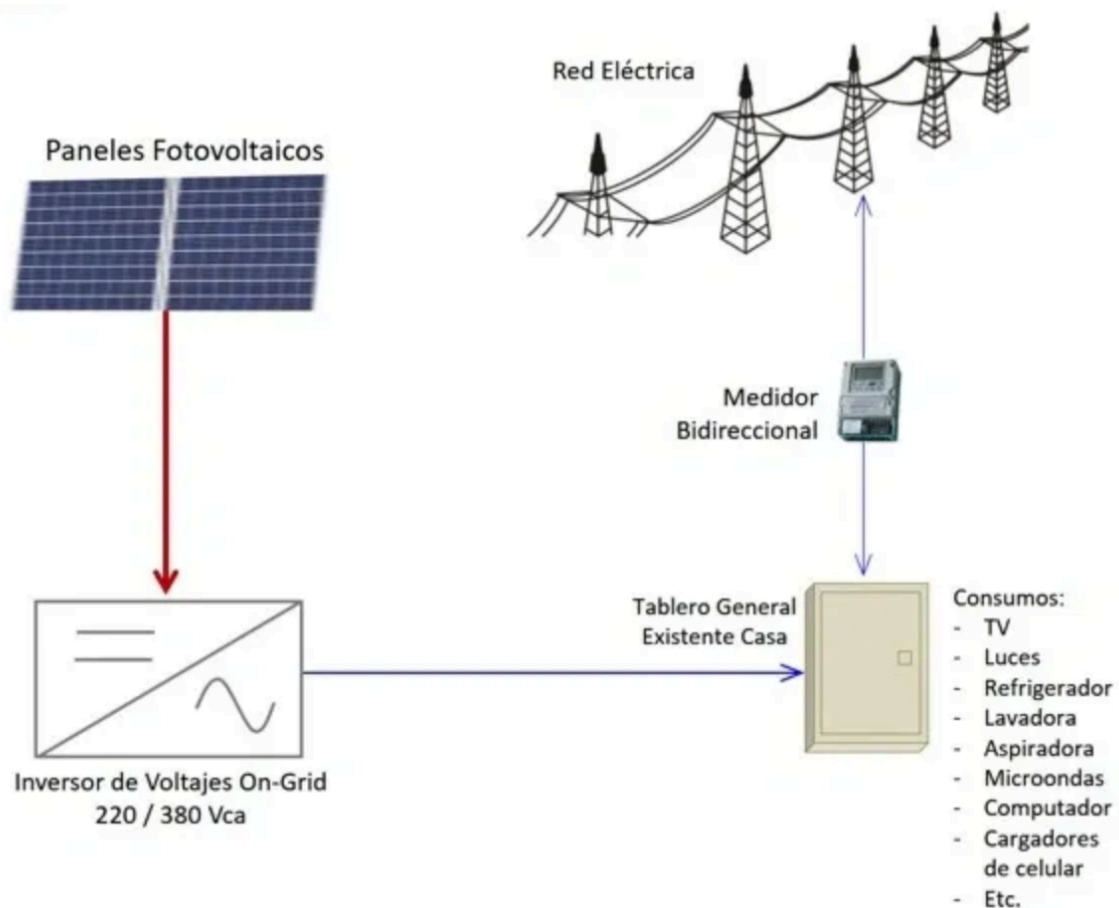
3.5. LAY-OUT

En el lay-out veremos la representación física y funcional de los elementos que componen el sistema fotovoltaico y las instalaciones operativas necesarias para el desarrollo del proyecto. Este apartado se divide en dos secciones: (a) el lay-out técnico del sistema instalado

en viviendas y PYMEs, y (b) el lay-out operativo de la empresa implementadora, enfocado en la organización de espacios, flujo de materiales y soporte logístico. Ambos análisis son fundamentales para garantizar eficiencia operativa, seguridad, cumplimiento normativo y correcta ejecución del modelo de negocio.

3.5.1. Lay-out técnico del sistema fotovoltaico.

El lay-out técnico define la disposición espacial de los paneles solares, la estructura de soporte, los cableados DC y AC, el inversor fotovoltaico y los sistemas de protección eléctrica. Su adecuado diseño permite optimizar la captación solar, minimizar pérdidas energéticas y asegurar la accesibilidad a los componentes para mantenimiento y monitoreo ver Figura 3.2



Fuente: Energía, electrónica, centro spa

Figura 3.2: Representación fotovoltaico on-grid

El sistema residencial está compuesto por 9 módulos fotovoltaicos y para pymes de 24 módulos fotovoltaicos JA Solar dispuestos en una o dos hileras sobre la cubierta del inmueble.

El diseño considera:

Ubicación de paneles:

- Instalados sobre la techumbre con orientación norte.
- Inclinación recomendada: 10°–15°, adecuada para la latitud de Rancagua.
- Separación mínima entre paneles: 20–30 mm para ventilación y disipación térmica.
- Configuración típica: 1 string conectado a un inversor monofásico Growatt 5 kW.

Inversor:

- Instalado en muro interior o exterior protegido, cercano al tablero eléctrico.
- Altura recomendada: 1,20–1,50 m para facilitar mantenimiento.

Canalizaciones:

- Cableado DC desde paneles hacia inversor mediante tubería PVC-U o EMT certificada.
- Cableado AC hacia el tablero general de la vivienda.
- Protecciones AC/DC ubicadas junto al inversor (SPD, seccionadores, fusibles).

Consideraciones adicionales:

- Ruta de cableado optimizada para minimizar pérdidas.
- Disposición que permite acceso seguro a componentes.
- Cumplimiento de distancias mínimas para ventilación del inverso.

3.5.2. Lay-out operativo de la empresa.

El lay-out operativo define la organización espacial del negocio, permitiendo un flujo eficiente de materiales, herramientas, personal técnico y documentación administrativa.

Este diseño se estructura en cuatro áreas principales:

Área de preparación de equipos

Espacio destinado al almacenamiento seguro de paneles, inversores, estructuras, cableado y protecciones.

Requisitos:

- Racks metálicos para paneles y cajas de inversores.

- Control de humedad y polvo.
- Zona de carga y descarga con acceso vehicular.

Flujo operativo:

Recepción → Control de calidad → Almacenamiento → Preparación de kit para instalación.

Área de ingeniería y oficina técnica

Destinada al desarrollo de memorias de cálculo, planos, propuestas técnico-económicas y tramitaciones SEC.

Requisitos:

- Espacio para 1 puesto de trabajo.
- Software técnico (PV*SOL, Helioscope, AutoCAD).
- Archivadores para planos, TE4 y documentación legal.

Área de herramientas y preparación de equipos

Zona destinada al preensamblaje de estructuras y revisión previa de componentes antes de instalación.

Incluye:

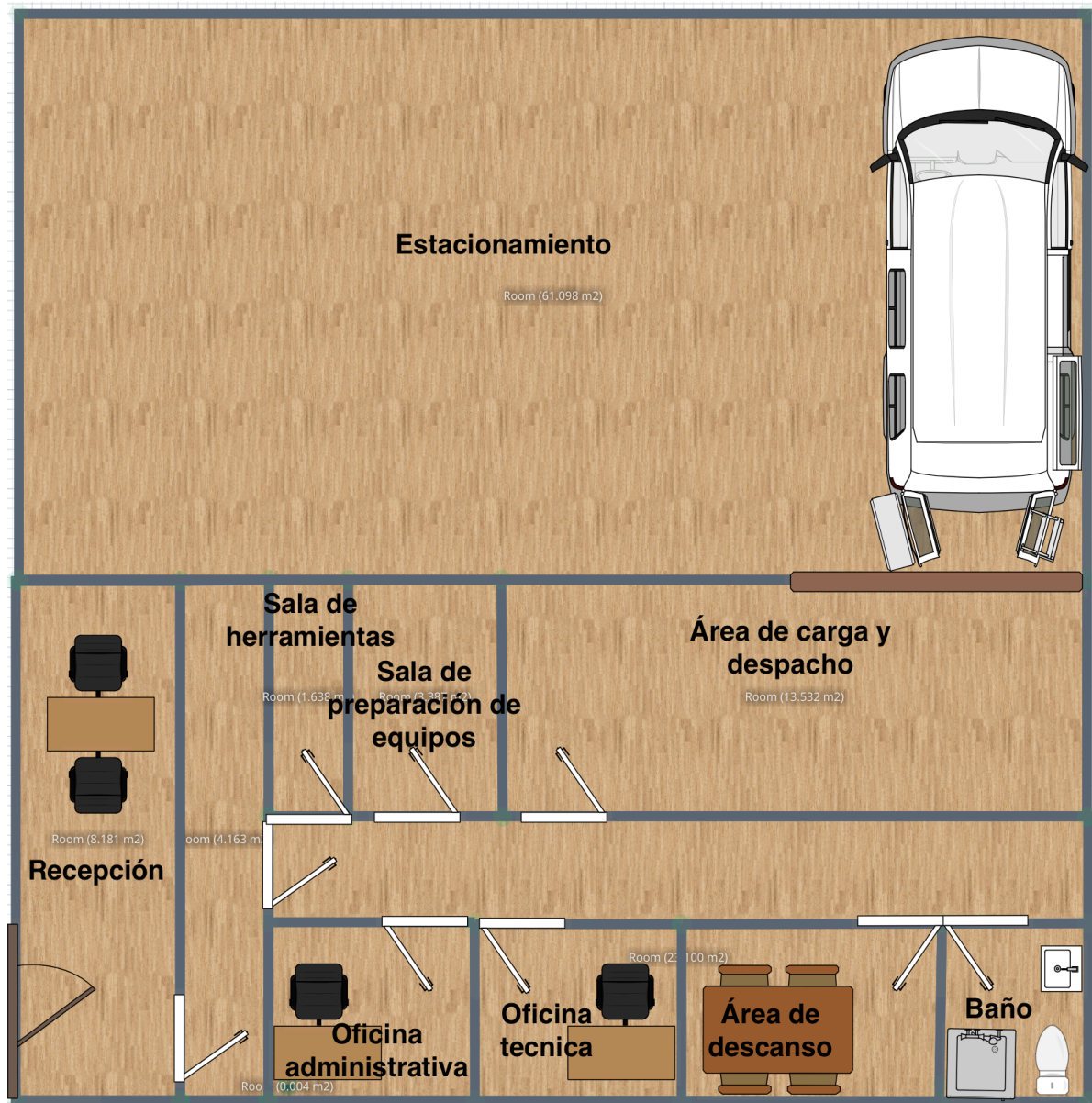
- Taladros, llaves, herramientas dieléctricas.
- Equipos de medición eléctrica.
- Set de EPP para trabajos en altura.

Estacionamiento y logística

Área para vehículos de transporte, carga de herramientas y despacho de materiales hacia instalaciones.

Requisitos:

- Vehículo tipo furgón o camioneta.
- Estacionamiento techado si es posible.
- Acceso rápido a rutas principales de Rancagua.



Fuente: Elaboración propia

Figura 3.3: Lay-out operativo de la empresa

Este diseño del lay-out técnico y operativo permitirá asegurar un flujo ordenado de actividades, minimizar tiempos de instalación y garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes. La correcta distribución de equipos y espacios de apoyo técnico contribuye a la seguridad del personal, la eficiencia logística y la calidad final del servicio entregado al cliente. Además, establecer un lay-out claro facilita la escalabilidad del proyecto en etapas futuras y reduce riesgos operativos asociados a la manipulación, instalación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos.

3.6. DETERMINACIÓN DE INSUMOS, PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS.

La determinación de insumos, productos y subproductos permitirá identificar los elementos necesarios para la operación del proyecto, así como los resultados directos e indirectos derivados de la instalación y funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Este análisis es fundamental para asegurar que el diseño técnico del proyecto sea viable desde el punto de vista material, energético y operativo, alineándose con las normativas vigentes y los requisitos del modelo de negocio planteado.

3.6.1. Insumos del proyecto.

Los insumos corresponden a todos los recursos materiales, tecnológicos y operativos necesarios para la importación, instalación y puesta en marcha de los sistemas fotovoltaicos residenciales (5 kWp) y PYMEs (12 kWp). Estos incluyen:

Insumos tecnológicos:

- Módulos fotovoltaicos JA Solar (545–560 Wp)
- Inversores Growatt (monofásico 5 kW / trifásico 10–12 kW)
- Estructuras de montaje (aluminio anodizado / acero galvanizado)
- Protecciones DC: fusibles, portafusibles, SPD tipo II DC, seccionadores
- Protecciones AC: automáticos termomagnéticos, diferenciales, SPD tipo II AC
- Cableado solar PV1-F 4–6 mm² (DC)
- Cableado eléctrico THHN/THHW (AC)
- Conectores MC4 certificados
- Canalizaciones EMT, PVC-U o tubería metálica rígida
- Etiquetas, señalización y rotulación eléctrica SEC

Insumos operativos:

- Herramientas manuales y eléctricas
- Equipos de medición: multímetro, pinza amperimétrica, tester de aislamiento
- Equipos de Protección Personal (EPP): arneses, cascos, guantes dieléctricos
- Software técnico: PV*SOL, Helioscope, AutoCAD
- Transporte para equipos y personal técnico
- Material de embalaje y manipulación (espumas, cajas, flejes)

Insumos administrativos y normativos:

- Trámites SEC (TE4, TE1 cuando corresponda)
- Documentación para Net Billing según Norma Técnica de Conexión (NTC)
- Sistemas de monitoreo y registro de producción

3.6.2. Producto principal del proyecto:

El producto principal corresponde a la generación de energía eléctrica limpia y renovable, destinada al autoconsumo y al aporte de excedentes a la red.

Para sistemas de 5 kWp:

- Producción estimada: **600–720 kWh/mes**
- Ahorro económico directo en la factura eléctrica
- Disminución de la dependencia del suministro convencional

Para sistemas de 12 kWp:

- Producción estimada: **1.400–1.600 kWh/mes**
- Reducción significativa de costos operacionales de PYMEs
- Posibilidad de estabilidad tarifaria mediante Net Billing

Además del kWh generado, el proyecto entrega:

- Instalaciones certificadas bajo normativa SEC
- Monitoreo y postventa
- Integración al sistema de energía distribuida del país

3.6.3. Subproductos del proyecto.

Los subproductos son beneficios indirectos o secundarios que se producen como consecuencia del desarrollo del proyecto.

Subproductos ambientales:

Reducción anual de emisiones de CO₂:

- 5 kWp → 2,5 toneladas/año.
- 12 kWp → 6,0 toneladas/año.
- Contribución a las metas de carbono-neutralidad al 2050.
- Disminución de consumo de combustibles fósiles.

Subproductos económicos:

- Disminución de costos operativos residenciales y empresariales.

- Incremento del valor de la propiedad (5–8% según mercado).
- Estímulo local a nuevas empresas de instalación y mantenimiento.

Subproductos sociales:

- Generación de empleo local técnico y administrativo.
- Mayor conciencia energética y participación ciudadana.
- Reducción de riesgos de cortes eléctricos para PYMEs sensibles.

Tabla 3.7: Insumos, productos y subproductos del proyecto.

Categoría	Descripción
Insumos tecnológicos	Paneles JA Solar, inversores Growatt, estructuras, protecciones AC/DC, cableado, conectores MC4, canalizaciones, señalización
Insumos operativos	Herramientas, equipos de medición, EPP, software técnico, transporte, materiales de embalaje
Insumos administrativos	Trámites SEC, documentación Net Billing, fichas técnicas, certificaciones
Producto principal	Energía eléctrica renovable (kWh/mes), instalación FV certificada, monitoreo y conexión a red
Subproductos ambientales	Reducción de CO ₂ , menor uso de combustibles fósiles, aporte a metas nacionales
Subproductos económicos	Ahorro en facturación eléctrica, aumento de valor de propiedad, dinamización económica local
Subproductos sociales	Empleo técnico, educación energética, resiliencia para PYMEs

Fuente: elaboración propia.

Con la Tabla 3.7 podemos identificar los insumos, productos y subproductos que nos permiten comprender de manera integral la estructura técnica y operativa del proyecto fotovoltaico. Los insumos definidos tanto materiales como operativos y administrativos constituyen la base necesaria para la ejecución segura y eficiente del sistema, mientras que el producto principal se manifiesta en la generación de energía renovable destinada al autoconsumo y a la inyección mediante Net Billing. Por su parte, los subproductos ambientales, económicos y sociales reflejan los beneficios indirectos que fortalecen la viabilidad y pertinencia del proyecto a nivel local y regional. La *Tabla 3.7* resume estos elementos de forma estructurada, facilitando su análisis y permitiendo establecer con claridad

cómo cada componente contribuye al cumplimiento de los objetivos técnicos y estratégicos del proyecto.

3.7. CONSUMOS DE ENERGÍA.

En el análisis de consumo energético veremos que será un elemento fundamental en la prefactibilidad técnica del proyecto, pues nos permitirá dimensionar adecuadamente los sistemas fotovoltaicos y determinar su capacidad real de cobertura para los segmentos residencial y PYME. Para este estudio se consideraremos los consumos promedio reportados a nivel nacional y regional, complementados con rangos típicos observados en viviendas y establecimientos comerciales de la Región de O'Higgins.

3.7.1. Consumo energético residencial y cobertura del sistema.

El consumo eléctrico promedio de los hogares chilenos se sitúa entre 300 y 450 kWh mensuales, según cifras de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y las estadísticas de consumos del segmento BT1 publicadas por las empresas distribuidoras. Para efectos de este estudio se adopta un valor representativo de 400 kWh/mes, consistente con los patrones observados en viviendas urbanas de la Región de O'Higgins.

Por otra parte, un sistema fotovoltaico de 5 kWp instalado en Rancagua es capaz de generar en promedio alrededor de 600 kWh al mes, considerando los niveles de radiación reportados por el Atlas Solar de Chile del Ministerio de Energía, que sitúan la radiación anual promedio de la zona en aproximadamente 5,2 kWh/m²/día.

Al comparar ambos valores, se observa que la producción mensual del sistema fotovoltaico es superior al consumo típico de una vivienda. Esto significa que:

- El sistema es capaz de cubrir completamente la demanda eléctrica del hogar durante la mayor parte del año.
- Genera excedentes que pueden inyectarse a la red mediante el régimen de Net Billing (Ley 20.571 y su modificación Ley 21.118).
- El cliente obtiene créditos en su boleta de energía eléctrica, reduciendo aún más el costo mensual.

En términos prácticos, para un hogar promedio de la comuna, la instalación de 5 kWp garantiza autonomía eléctrica significativa y un nivel de ahorro que supera el 100 % del consumo mensual en condiciones normales de operación.

3.7.2. Consumo energético PYME y cobertura del sistema.

Los consumos energéticos en PYMEs presentan una mayor variabilidad según su giro, pero para actividades comerciales, bodegas pequeñas y talleres segmento objetivo del proyecto los registros de la CNE para clientes BT3 y BT4 muestran rangos habituales entre 850 y 1.500 kWh/mes. Para este estudio se utiliza un valor promedio de 1.300 kWh/mes, que representa adecuadamente a una PYME tipo en la comuna.

El sistema fotovoltaico de 12 kWp considerado en este proyecto produce aproximadamente 1.440 kWh al mes, en concordancia con la radiación solar disponible en Rancagua.

Esto implica que el sistema puede abastecer prácticamente la totalidad del consumo mensual de la PYME, e incluso generar pequeños excedentes en los meses de mayor radiación. Para el segmento comercial, este nivel de cobertura es especialmente valioso, pues permite:

- Reducir de forma significativa los costos operacionales.
- Estabilizar gastos energéticos frente a variaciones tarifarias.
- Mejorar la competitividad de la empresa al disminuir sus costos fijos.

En consecuencia, la capacidad de producción del sistema de 12 kWp lo convierte en una solución técnicamente adecuada para el perfil energético de la PYME objetivo.

3.8. PROGRAMAS DE TRABAJO: TURNOS Y GASTOS EN PERSONAL.

El funcionamiento operativo del proyecto requiere una estructura de personal reducida pero altamente eficiente, adecuada al volumen de instalaciones previsto (50 sistemas residenciales y 10 sistemas para PYMEs por año). Para ello se define un modelo de trabajo basado en funciones claramente diferenciadas: gestión comercial, administración, supervisión técnica SEC y ejecución en terreno. Esta organización permite asegurar continuidad operativa, cumplimiento normativo y calidad técnica en cada instalación.

La empresa operará bajo un régimen de jornada estándar de lunes a viernes, optimizando tiempos de respuesta al cliente, coordinación logística y planificación semanal de las actividades de instalación y postventa.

3.8.1. Organización del trabajo y definición de turnos.

El proyecto contará con un solo equipo de instalación compuesto por dos técnicos fotovoltaicos, suficiente para cubrir la demanda anual planificada. Las actividades operativas se estructuran de la siguiente manera:

Instalaciones residenciales (5 kWp):

- Tiempo requerido: **2 días por instalación**
- Ritmo operativo: **aprox. 3 instalaciones residenciales por semana**
- Capacidad anual estimada: **96 instalaciones**, superando ampliamente la demanda del proyecto (50 viviendas).

Instalaciones PYME (12 kWp):

- Tiempo requerido: **4 días por instalación**
- Ritmo operativo: **aprox. 1 instalación por semana**
- Capacidad anual estimada: **≈ 36 instalaciones**, suficiente para cubrir las 10 PYMEs planificadas.

Este modelo otorga holgura operativa, permitiendo absorber días de clima adverso, tiempos de traslado y posibles ajustes técnicos.

3.8.2. Personal involucrado en el proyecto.

Para asegurar un funcionamiento integral, se definen los siguientes roles operativos y administrativos:

Recepcionista / Vendedor

Responsable de atención al cliente, registro de solicitudes, coordinación de cotizaciones y seguimiento comercial.

Encargado de Oficina Administrativa

Encargado de compras, control de inventarios, relación con proveedores, gestión documental, facturación y apoyo logístico.

Encargado de Oficina Técnica (jefe Técnico SEC)

Profesional responsable del diseño preliminar de los sistemas, validación técnica, firma de formularios SEC (TE4 / TE1), supervisión de la instalación y soporte postventa.

Técnicos Instaladores Fotovoltaicos (2 personas)

Equipo responsable del montaje, conexión eléctrico, pruebas de operación y puesta en marcha de los sistemas FV.

Bodeguero / Encargado de Logística

Recomendado para optimizar el almacenamiento y la preparación de equipos, especialmente si la empresa aumenta la capacidad de atención en el futuro. En la siguiente Tabla 3.8 veremos un resumen del personal involucrado sus jornadas y funciones.

Tabla 3.8: Personal involucrado, jornada y funciones.

Rol	Cantidad	Jornada	Actividades principales
Recepcionista / Vendedor	1	Lunes a viernes, 8:30–17:30	Atención al cliente, emisión de cotizaciones, seguimiento comercial, registro de solicitudes.
Encargado de Oficina Administrativa	1	Lunes a viernes, 8:30–17:30	Compras, importaciones, facturación, control de inventario, coordinación logística.
Encargado de Oficina Técnica (Jefe Técnico SEC)	1	Lunes a viernes, 8:30–17:30	Diseño técnico, validación de instalaciones, firma SEC, soporte técnico avanzado, postventa.
Técnicos Instaladores FV	2	Lunes a viernes, 8:30–17:30	Instalación de paneles, estructuras, inversores y protecciones; puesta en marcha; pruebas eléctricas.
(Opcional) Encargado de Logística / Bodeguero	1	Lunes a viernes, 8:30–17:30	Recepción de equipos, gestión de bodega, preparación de kits de instalación.

Fuente: elaboración propia.

3.8.3. Gastos asociados al personal.

Los gastos en personal representan uno de los costos operacionales más relevantes del proyecto. Para este estudio se consideran rangos salariales de mercado de la Región de O'Higgins (fuente: Observatorio Laboral SENCE 2024). A continuación veremos los gastos asociados al personal Tabla 3.9:

Tabla 3.9: Gastos asociados al personal.

Cargo	Rango salarial mensual (USD)
Recepcionista / Vendedor	1000
Encargado Administrativo	1100
Encargado Técnico SEC	1450
Técnico Instalador FV	1.060 (cada uno)
Bodeguero	835

Fuente: Observatorio Laboral SENCE 2024.

La estructura de turnos y personal definida permite operar de manera eficiente, cumplir con las metas anuales de instalación y mantener un estándar técnico adecuado a la normativa vigente. La capacidad instalada del equipo de trabajo supera ampliamente los requerimientos del proyecto, garantizando seguridad operativa y flexibilidad ante variaciones de demanda o contingencias climáticas. Esta planificación constituye la base para la correcta estimación de costos laborales y para la sostenibilidad operativa del modelo de negocio.

3.9. PERSONAL DE OPERACIONES, CARGOS, PERFILES Y SUELDOS.

El funcionamiento eficiente del proyecto requiere definir claramente los cargos involucrados, sus responsabilidades, las competencias necesarias para cada rol y los sueldos referenciales asociados. Este análisis permite asegurar que la empresa cuente con el capital humano adecuado para sostener la operación técnica, administrativa y comercial del negocio, manteniendo estándares de calidad alineados con la normativa vigente y con las buenas prácticas del sector fotovoltaico.

Para ello, se identifican cinco roles fundamentales dentro de la organización: recepcionista/vendedor, encargado administrativo, encargado técnico SEC, técnicos instaladores y, de manera optativa, un encargado de logística. A continuación, se describe el perfil profesional de cada cargo junto con los rangos salariales utilizados en la evaluación económica.

3.9.1. Descripción y funciones de los cargos.

Recepcionista / Vendedor.

Responsable de la gestión comercial inicial, atención directa al cliente, administración de cotizaciones y seguimiento de ventas.

Funciones principales:

- Recepción de llamadas, correos y solicitudes web.
- Emisión y seguimiento de cotizaciones.
- Coordinación de visitas técnicas.
- Registro de clientes y actualización de la base comercial.
- Soporte previo y posterior a la venta.

Encargado de Oficina Administrativa.

Encargado de gestionar los aspectos administrativos esenciales para la operación del proyecto.

Funciones principales:

- Gestión de compras e importaciones de equipamiento.
- Coordinación logística y control de inventarios.
- Emisión de facturas y gestión de pagos.
- Elaboración de documentación administrativa del proyecto.
- Coordinación interna con ventas y equipo técnico.

Encargado Técnico (jefe Técnico SEC)

Profesional responsable de asegurar la calidad técnica de las instalaciones y el cumplimiento normativo.

Funciones principales:

- Diseño y dimensionamiento preliminar de sistemas FV.
- Validación técnica de instalaciones.
- Firma de TE4/TE1 y demás documentos SEC.

- Supervisión del equipo técnico instalador.
- Diagnóstico y solución de fallas durante la postventa.
- Capacitación interna del personal técnico.

Técnicos Instaladores Fotovoltaicos

Equipo responsable de las instalaciones en terreno, montaje, cableado y pruebas finales.

Funciones principales:

- Montaje de paneles y estructuras.
- Instalación de inversores y protecciones AC/DC.
- Conexión eléctrico según la normativa SEC.
- Pruebas de funcionamiento y puesta en marcha.
- Apoyo en la documentación técnica y fotografías de cierre.
- Atención básica de postventa.

Encargado de Logística / Bodeguero.

Rol recomendado para optimizar el orden de bodega y la preparación de equipos cuando el volumen de trabajo aumenta.

Funciones principales:

- Recepción y revisión de equipos importados.
- Gestión de bodega e inventarios.
- Preparación de kits de instalación semanales.
- Apoyo en logística y coordinación con técnicos.

3.9.2. Perfiles profesionales.

Cada cargo requiere competencias específicas para asegurar el cumplimiento de los objetivos del proyecto. A continuación en la Tabla 3.10 se muestran los perfiles necesarios para cada puesto de trabajo:

Tabla 3.10: Perfiles profesionales

Cargo	Formación requerida	Competencias técnicas	Competencias blandas
Recepcionista / Vendedor	Técnico en administración o similar	Manejo de CRM, generación de cotizaciones	Comunicación efectiva, orientación al cliente
Encargado Administrativo	Técnico o profesional en administración	Gestión de compras, inventarios y facturación	Organización, responsabilidad, trabajo en equipo
Encargado Técnico SEC	Ingeniero eléctrico o técnico nivel superior	Certificación SEC clase 1 o 2, diseño FV	Liderazgo, resolución de problemas
Técnico Instalador	Técnico eléctrico, electromecánico o afín	Instalación FV, protecciones, cableado	Trabajo en terreno, responsabilidad, seguridad
Bodeguero	Enseñanza media o técnico	Control de inventarios y logística	Orden, eficiencia

Fuente: elaboración propia.

3.9.3. Sueldos.

Los salarios se estiman según información del **Observatorio Laboral SENCE (2024)** y valores de mercado vigentes en la Región de O'Higgins. En la Tabla 3.11 mostrada a continuación veremos los sueldos líquidos de cada trabajador.

Tabla 3.11: Costos anuales de personal del proyecto (en USD)

Cargo	Cant.	Sueldo mensual (USD)	Sueldo anual (USD)
Recepcionista / Vendedor	1	1.000	12.000
Encargado Administrativo	1	1.100	13.200
Encargado Técnico SEC	1	1.450	17.400
Técnico Instalador	2	1.060	25.440
Encargado Logístico (opcional)	1	835	10.020

Fuente: elaboración propia con datos del observatorio laboral SENCE (2024).

La estructura del personal definida permite cubrir las funciones críticas del proyecto con un costo total anual competitivo en relación con la escala de operación propuesta. Los sueldos referenciales expresados en USD aseguran una evaluación financiera consistente y comparable con otras inversiones del sector energético. Los perfiles seleccionados permiten cumplir con los requerimientos normativos de la SEC, garantizar la calidad técnica de las

instalaciones y ofrecer un servicio comercial y administrativo eficiente, fortaleciendo la viabilidad operativa del proyecto.

3.10. INVERSIONES EN EQUIPO Y EDIFICACIONES.

La inversión inicial del proyecto corresponde a todos aquellos activos necesarios para iniciar la operación comercial, técnica y administrativa del negocio fotovoltaico. Estas inversiones forman parte de gastos de capital del proyecto y se clasifican en cinco categorías principales:

1. **Equipos y herramientas de instalación**
2. **Equipos informáticos y software**
3. **Infraestructura de oficina y bodega**
4. **Vehículo de trabajo**
5. **Equipos de seguridad y protección (EPP)**

Dado que el proyecto corresponde a una empresa instaladora que importará, almacenará y montará sistemas fotovoltaicos para 60 clientes anuales, la infraestructura requerida es de pequeña escala, pero debe cumplir estándares técnicos y de seguridad acordes con la normativa chilena (SEC, DS-109/2007, NCh Elec. 4/2003).

3.10.1. Equipos y herramientas para instalación.

Para asegurar la correcta ejecución de las instalaciones fotovoltaicas, el proyecto requiere una dotación inicial de herramientas especializadas y equipos de medición eléctrica. Estos elementos forman parte de los **gastos de capital** necesarios para habilitar la operación técnica del negocio y permitir el montaje seguro y eficiente de los sistemas fotovoltaicos residenciales y comerciales. La Tabla 3.12 detalla las herramientas esenciales, su cantidad y el costo asociado expresado en dólares (USD).

Herramientas eléctricas:

- Taladro percutor profesional
- Atornillador eléctrico
- Rotomartillo
- Esmeril angular

- Sierra circular / caladora
- Lijadora y herramientas de acabado

Equipos de medición y diagnóstico eléctrico:

- Multímetro True RMS
- Pinza amperimétrica
- Telurímetro (medición de puestas a tierra)
- Solarímetro / Irradiance meter (opcional)
- Probador de continuidad para strings FV.

Equipos específicos para FV:

- Crimpadoras MC4.
- Peladores de cable solar.
- Llaves MC4 certificadas.

Tabla 3.12: Inversión en herramientas de instalación.

Ítem	Cantidad	Costo unitario (USD)	Inversión total (USD)
Taladro percutor profesional	1	180	180
Atornillador eléctrico	1	150	150
Rotomartillo	1	250	250
Esmeril angular	1	90	90
Sierra circular	1	130	130
Multímetro TRMS	1	120	120
Pinza amperimétrica	1	110	110
Telurímetro	1	600	600
Crimpadora MC4	1	50	50
Llaves MC4	2	15	30
Cables y extensiones	—	100	100
Maleta de herramientas generales	—	200	200
Total estimado:			2.110 USD

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de mercado (Sodimac, Easy, Chilemat, 2024) y fichas técnicas de herramientas profesionales Milwaukee, Bosch y Makita.

3.10.2. Equipos informáticos y software.

La operación administrativa, técnica y comercial de la empresa requiere equipamiento informático adecuado, así como software de gestión y diseño fotovoltaico. Esta inversión

permite asegurar un flujo de trabajo eficiente, respaldo documental y capacidades técnicas de análisis. Los elementos considerados corresponden a **gastos de capital** asociados a la habilitación de las áreas de oficina y soporte técnico. La Tabla 3.13 detalla los equipos informáticos, licencias de software y sus costos estimados en dólares (USD).

- **2 computadores portátiles** (uno administrativo + uno técnico).
- **1 computador de escritorio** para recepción/comercial.
- Software necesario: Suite Office.

Software de diseño FV (PV*SOL o Helioscope licencias básicas).

Antivirus empresarial.

Tabla 3.13: Inversión en equipos informáticos.

Ítem	Cantidad	Costo unitario (USD)	Inversión total (USD)
Notebook administrativo	1	800	800
Notebook técnico	1	900	900
Computador escritorio	1	700	700
Licencia Office anual	3	80	240
Software FV (básico)	1	300	300
Antivirus	3	30	90
Total estimado:			3.030 USD

Elaboración propia a partir de valores de referencia publicados por Lenovo, HP, Dell y Microsoft (2024), y precios promedio de distribuidores nacionales (PC Factory, SP Digital, 2024).

3.10.3. Infraestructura de oficina y bodega

Para permitir el funcionamiento adecuado de las áreas administrativa, técnica y logística, se requiere habilitar una oficina y una bodega de almacenamiento. Estas instalaciones incluyen mobiliario básico, estanterías y adecuaciones menores necesarias para asegurar ergonomía, orden y seguridad operativa. Todos estos ítems corresponden a **gastos**

de capital fijos necesarios para iniciar la actividad del proyecto. La Tabla 3.14 resume el mobiliario y las mejoras consideradas, junto con su inversión estimada en dólares (USD).

Oficina pequeña (20–25 m²):

- Espacio administrativo
- Área de recepción
- Puesto técnico
- Baño y pequeña sala de espera

Bodega (15–20 m²):

- Almacenamiento de paneles FV
- Inversores y estructuras
- Herramientas
- Materiales eléctricos

Se considera mobiliario básico:

- Escritorios (3)
- Sillas ergonómicas (3)
- Archivero
- Estanterías para bodega

Tabla 3.14: Inversión en mobiliario y habilitación.

Ítem	Cantidad	Costo unitario	Total (USD)
Escritorios	3	120	360
Sillas ergonómicas	3	90	270
Estanterías metálicas para bodega	3	140	420
Archivero	1	150	150
Habilitación eléctrica y luminaria	—	300	300
Rotulación y señalética	—	150	150
Total estimado:			1.650 USD

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de mercado (Homecenter Sodimac, Multitiendas ABCDIN, París, 2024) y precios referenciales de mobiliario corporativo publicados por empresas de equipamiento de oficina

3.10.4. Vehículo de trabajo.

Para transporte de:

- paneles solares,
- herramientas,
- estructuras,
- inversores,
- materiales y personal técnico,

se considera la adquisición de:

1 camioneta diésel (doble cabina o furgón utilitario).

- Modelo base, año 2023–2024.

Costo estimado: 16.000 USD

3.10.5. Equipos de protección personal (EPP).

Como parte esencial de los gastos de capital destinados a habilitar la operación técnica del proyecto, se considera la adquisición de Equipos de Protección Personal (EPP) para los técnicos instaladores. Estos elementos son indispensables para garantizar la seguridad en

trabajos en altura, manipulación eléctrica y actividades de montaje, conforme a la normativa chilena vigente (DS 594/1999 y NCh Elec. 4/2003), así como a estándares internacionales de seguridad laboral. La Tabla 3.15 detalla los EPP requeridos, su costo estimado en dólares estadounidenses (USD) y la inversión total necesaria para equipar adecuadamente al equipo técnico.

Tabla 3.15: Inversión en equipos de protección personal (EPP)

EPP / Elemento de seguridad	Cantidad por técnico	Cantidad total (2 técnicos)	Costo unitario (USD)	Inversión total (USD)
Casco de seguridad con barboquejo	1	2	35	70
Arnés de seguridad certificación ANSI/CE	1	2	120	240
Cuerda de vida + absorbedor de energía	1	2	80	160
Zapatos dieléctricos	1 par	2 pares	65	130
Guantes mecánicos reforzados	1 par	2 pares	20	40
Guantes dieléctricos clase 00	1 par	2 pares	45	90
Protección ocular (lentes de seguridad)	1	2	10	20
Protección auditiva (orejeras o tapones)	1	2	8	16
Chaleco reflectante clase 2	1	2	12	24
Ropa ignífuga / overol retardante al fuego	1	2	60	120
Botiquín de primeros auxilios portátil	—	1	30	30
Total inversión EPP:	—	—	—	960 USD

Fuente: Elaboración propia en base a precios referenciales de proveedores nacionales de EPP (Mundo Seguridad, Kaufmann Safety, 3M Chile, 2024).

3.11. INVERSIÓN EN CAPITAL DE TRABAJO.

La inversión en capital de trabajo corresponde a los recursos financieros necesarios para sostener la operación del proyecto durante los periodos en que los egresos operacionales superan a los ingresos, hasta alcanzar un equilibrio financiero. En proyectos de implementación tecnológica, como el presente, el capital de trabajo resulta especialmente relevante debido a la existencia de gastos fijos mensuales, ciclos de cobro diferidos y la necesidad de mantener inventario operativo.

Para efectos del presente estudio de prefactibilidad, el capital de trabajo se determina mediante el **método del déficit acumulado**, el cual permite estimar de manera más precisa el monto mínimo de recursos necesarios para financiar la operación durante la etapa inicial del

proyecto. Este método resulta más representativo que la simple suma de gastos anuales, ya que considera la evolución temporal de los flujos de ingresos y egresos.

La adopción de este enfoque se justifica debido a que:

- el proyecto presenta ciclos de pago a clientes y proveedores que generan descalces temporales de caja;
- existen gastos fijos que deben cubrirse independientemente del nivel de ventas;
- el proyecto se encuentra en una etapa inicial de operación, con una rampa progresiva de instalaciones;
- el método del déficit acumulado es ampliamente recomendado en estudios de evaluación de proyectos de prefactibilidad.

3.11.1. Componentes considerados para el cálculo del capital de trabajo

Para la determinación del capital de trabajo mediante el método del déficit acumulado, se identificaron los principales **costos operacionales fijos y recurrentes** del proyecto, los cuales constituyen la base de los egresos mensuales durante el primer año de operación. Estos costos corresponden a los gastos necesarios para el funcionamiento administrativo, técnico y logístico de la empresa, independientemente del nivel de ventas alcanzado.

Los componentes considerados son los siguientes:

Sueldos del personal:

De acuerdo con la Tabla 3.11, el costo mensual total del personal asciende a 6.505 USD mensuales, lo que equivale a un costo anual de 78.060 USD.

Arriendo de oficina y bodega:

Se considera un costo mensual estimado de 400 USD para un espacio operativo que incluye oficina y bodega, equivalente a 4.800 USD anuales.

Servicios básicos (electricidad, agua, internet y telefonía):

El gasto mensual estimado es de 120 USD, lo que representa un total anual de 1.440 USD.

Seguros operacionales:

Incluye seguros de vehículo, con un costo mensual estimado de 80 USD, equivalente a 960 USD anuales.

Inventario mínimo operativo:

Corresponde a materiales consumibles recurrentes necesarios para las instalaciones, tales como conectores MC4, cableado solar, protecciones AC/DC y elementos de fijación, con un costo estimado de 2.000 USD.

Gastos operativos misceláneos:

Incluyen transporte menor, reposición de herramientas, combustible base, papelería y documentación SEC, con un gasto mensual estimado de 150 USD, equivalente a 1.800 USD anuales, a continuación veremos la Tabla 3.16 que resume lo visto.

Tabla 3.16: Total costos operacionales del proyecto

Componente	Costo anual (USD)
Sueldos del personal	78.060
Arriendo de oficina y bodega	4.800
Servicios básicos	1.440
Seguros operacionales	960
Inventario mínimo operativo	2.000
Gastos operativos misceláneos	1.800
Total costos operacionales anuales del proyecto	89.060

Fuente: Elaboración propia según estructura de costos del proyecto, valores de remuneraciones del punto 3.9 y precios promedio de arriendos, servicios básicos y seguros en la Región de O'Higgins (2024).

El total de costos operacionales anuales presentado en la tabla constituye un insumo para el cálculo del capital de trabajo mediante el método del déficit acumulado, y no representa capital de trabajo directo.

3.11.2. Cálculo del capital de trabajo mediante el método del déficit acumulado.

Para determinar el capital de trabajo requerido por el proyecto se utilizó el **método del déficit acumulado**, el cual permite estimar el monto mínimo de recursos financieros necesarios para sostener la operación durante los períodos en que los egresos superan a los ingresos.

Este método resulta apropiado para estudios de prefactibilidad, ya que considera la evolución temporal de los flujos de caja operacionales y permite identificar el momento en que la empresa requiere el mayor nivel de financiamiento para cubrir los descalces entre cobros y pagos.

El análisis se efectuó sobre la base de flujos mensuales, considerando una primera etapa en la que los egresos operacionales son superiores a los ingresos, situación que genera déficits sucesivos de caja. Posteriormente, se proyecta una fase de recuperación, en la cual los ingresos superan a los egresos, permitiendo revertir progresivamente el déficit acumulado hasta alcanzar el punto de equilibrio financiero.

La Tabla 3.17 muestra el detalle del cálculo realizado. Durante los primeros 12 meses se observa un flujo neto mensual negativo de **2.218 USD**, lo que genera un déficit acumulado creciente hasta alcanzar un valor máximo de **26.616 USD** al término del mes 12. A partir del mes 13 se modela la etapa de recuperación del proyecto, en la que se generan flujos netos positivos equivalentes, permitiendo absorber gradualmente el déficit acumulado hasta llegar a cero en el mes 24.

De acuerdo con este método, el **capital de trabajo requerido corresponde al mayor valor negativo del déficit acumulado**, el cual en este caso asciende a **26.616 USD**. Este monto representa el nivel máximo de recursos que la empresa debe mantener disponible para financiar su operación durante la etapa inicial, hasta que el proyecto logre recuperar los descalces temporales de caja y alcance una posición financiera equilibrada.

En consecuencia, el valor obtenido se incorpora como parte de la **inversión inicial del proyecto**, junto con la inversión en activos fijos y los costos de puesta en marcha, constituyendo un insumo fundamental para la evaluación económica posterior.

Tabla 3.17: Cálculo del capital de trabajo mediante el método del déficit acumulado (Año 1)

Mes	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo neto (USD)	Déficit acumulado (USD)
1	11.133	13.351	-2.218	-2.218
2	11.133	13.351	-2.218	-4.436
3	11.133	13.351	-2.218	-6.654
4	11.133	13.351	-2.218	-8.872
5	11.133	13.351	-2.218	-11.090
6	11.133	13.351	-2.218	-13.308
7	11.133	13.351	-2.218	-15.526
8	11.133	13.351	-2.218	-17.744
9	11.133	13.351	-2.218	-19.962
10	11.133	13.351	-2.218	-22.180
11	11.133	13.351	-2.218	-24.398
12	11.133	13.351	-2.218	-26.616
13	13.351	11.133	2.218	-24.398
14	13.351	11.133	2.218	-22.180
15	13.351	11.133	2.218	-19.962
16	13.351	11.133	2.218	-17.744
17	13.351	11.133	2.218	-15.526
18	13.351	11.133	2.218	-13.308
19	13.351	11.133	2.218	-11.090
20	13.351	11.133	2.218	-8.872
21	13.351	11.133	2.218	-6.654
22	13.351	11.133	2.218	-4.436
23	13.351	11.133	2.218	-2.218
24	13.351	11.133	2.218	0

Fuente: Elaboración propia

El análisis muestra que el **déficit acumulado máximo** se alcanza al término del primer año de operación, con un valor aproximado de **26.616 USD**, el cual corresponde al **capital de**

trabajo requerido para financiar los descalces temporales entre ingresos y egresos durante la etapa inicial del proyecto.

Este monto permite asegurar la continuidad operativa del negocio, absorber eventuales retrasos en los pagos y mantener la estabilidad financiera durante la fase de puesta en marcha. El capital de trabajo determinado será incorporado posteriormente en la inversión inicial total del proyecto, junto con los activos fijos, los costos de puesta en marcha y los imprevistos, y constituye un insumo fundamental para la evaluación económica desarrollada en el capítulo siguiente.

3.12. COSTOS DE INSTALACIÓN Y PUESTA EN MARCHA.

Los costos de puesta en marcha corresponden a los gastos necesarios para iniciar las operaciones de la empresa dedicada a la comercialización e instalación de sistemas solares fotovoltaicos. Estos costos se generan durante la etapa inicial del proyecto y permiten habilitar las condiciones necesarias para que la organización pueda comenzar a prestar servicios de manera formal y operativa.

A diferencia de los costos asociados a la ejecución de cada instalación fotovoltaica, los costos de puesta en marcha se relacionan con la creación y habilitación de la empresa, incluyendo aspectos administrativos, técnicos y comerciales requeridos para iniciar sus actividades.

En el caso del presente proyecto, orientado a la implementación de sistemas fotovoltaicos para viviendas y pequeñas empresas en la ciudad de Rancagua, los costos de puesta en marcha consideran principalmente:

- Constitución legal de la empresa.
- Obtención de permisos y trámites administrativos.
- Adquisición de herramientas técnicas para instalación.
- Equipos de medición eléctrica y seguridad.
- Implementación inicial de infraestructura operativa.
- Marketing inicial y posicionamiento comercial.

Estos costos representan una inversión inicial necesaria para que la empresa pueda desarrollar sus actividades de forma eficiente y conforme a la normativa vigente.

3.12.1. Constitución legal y trámites administrativos.

Para iniciar sus operaciones, la empresa debe cumplir con diversos trámites legales y administrativos que permitan su funcionamiento formal dentro del marco regulatorio chileno.

Entre los principales costos asociados a esta etapa se consideran:

- Constitución de la sociedad (SpA).
- Inscripción en el Registro de Empresas y Sociedades.
- Inicio de actividades ante el Servicio de Impuestos Internos (SII).
- Obtención de patente municipal.
- Tramitación de permisos y registros necesarios para operar en el sector energético.

Estos gastos corresponden a costos iniciales de carácter administrativo necesarios para formalizar la creación de la empresa.

Tabla 3.18: Costos de constitución legal de la empresa

Concepto	Costo estimado (USD)
Constitución de sociedad (SpA)	300
Trámites notariales y registros	120
Patente municipal inicial	150
Otros gastos administrativos	80
Total estimado:	650

Fuente: Elaboración propia

3.12.2. Equipos de medición y diagnóstico eléctrico.

La instalación de sistemas fotovoltaicos requiere realizar diversas mediciones eléctricas que permitan verificar el correcto funcionamiento de los sistemas antes de su puesta en operación.

Entre los equipos considerados se incluyen instrumentos de medición especializados que permiten verificar parámetros eléctricos tales como voltaje, corriente, continuidad y rendimiento de los sistemas.

Tabla 3.19: Equipos de medición y diagnóstico.

Equipamiento	Costo estimado (USD)
Medidor de irradiancia solar	350
Probador de sistemas fotovoltaicos	450
Detector de continuidad	80
Total estimado:	880

Fuente: elaboración propia

3.12.3. Marketing inicial y posicionamiento comercial

Para dar a conocer los servicios de la empresa y captar clientes durante los primeros meses de operación, se considera una inversión inicial en actividades de marketing y posicionamiento comercial.

Estas actividades incluyen principalmente:

- Diseño de identidad corporativa.
- Desarrollo de sitio web empresarial.
- Publicidad digital en redes sociales.
- Material promocional y difusión comercial.

Tabla 3.20: Costos de marketing.

Concepto	Costo estimado (USD)
Diseño de imagen corporativa	200
Desarrollo de página web	350
Publicidad digital inicial	300
Material promocional	150
Total estimado:	1000

Fuente: elaboración propia.

3.12.4. Resumen de costos de puesta en marcha

Integrando los diferentes elementos necesarios para iniciar las operaciones de la empresa, se obtiene la estimación total de los costos de puesta en marcha del proyecto.

Tabla 3.21: Estimación de costos totales de instalación y puesta en marcha.

Concepto	Costo estimado (USD)
Constitución legal	650
Equipamiento técnico	880
Marketing inicial	1.000
Total inversión puesta en marcha:	2.530

Fuente: Elaboración propia

Los costos de puesta en marcha representan la inversión necesaria para habilitar la operación inicial de la empresa y permitir el inicio de sus actividades comerciales y técnicas. Estos gastos se generan antes del inicio de la operación del negocio y constituyen un componente fundamental dentro de la inversión total del proyecto.

La estimación realizada permite dimensionar los recursos necesarios para iniciar la operación de la empresa fotovoltaica propuesta, asegurando que esta cuente con las capacidades administrativas, técnicas y comerciales necesarias para ejecutar proyectos de instalación de sistemas solares fotovoltaicos en el mercado objetivo.

3.13. COSTOS DE IMPREVISTOS.

En la ejecución de proyectos fotovoltaicos, especialmente en la fase inicial de operación, es fundamental considerar un margen de contingencia que permita enfrentar eventos no previstos durante el desarrollo técnico y logístico del sistema. Estos costos de imprevistos representan una reserva destinada a absorber variaciones en precios de materiales, ajustes en terreno, requerimientos adicionales de mano de obra, retrasos en el abastecimiento o necesidades extraordinarias de implementación. Su incorporación incrementa la robustez del análisis financiero y reduce la exposición a riesgos operativos.

Entre los imprevistos más frecuentes en proyectos de pequeña y mediana escala destacan:

- Fluctuaciones en el costo de materiales importados (paneles, inversores, protecciones),
- Necesidad de adquirir materiales adicionales en terreno (cables, fijaciones, conectores),
- Ajustes en estructuras de montaje debido a techumbres irregulares,
- Renovaciones menores de herramientas y EPP,
- Variaciones en los costos logísticos asociados al transporte y despacho.

De acuerdo con recomendaciones utilizadas en estudios de prefactibilidad y metodologías internacionales (IRENA, 2023), los proyectos fotovoltaicos suelen considerar un rango de entre 5 % y 10 % del gasto de capital. Para este estudio se adopta un valor intermedio conservador del 8 %, adecuado para la escala y naturaleza del proyecto, a continuación, en Tabla 3.22 veremos el desglose de gastos de capital.

Tabla 3.22: Desglose completo de Gastos de Capital (USD)

Ítems	Inversión (USD)
Inversión en herramientas de instalación	2.110
Inversión en equipos informáticos	1.650
Inversión en mobiliario y habilitación	3.030
Vehículo de trabajo	16.000
Inversión en EPP	960
Constitución legal de la empresa	650
Equipamiento técnico	880
Costos marketing	1.000
Total inversión (USD)	26.280

Fuente: Elaboración propia según recomendaciones de margen de contingencia para proyectos fotovoltaicos de pequeña y mediana escala (International Renewable Energy Agency – IRENA, 2023).

A continuación, en la Tabla 3.23 se presenta la estimación numérica de los costos de imprevistos asociados al proyecto, calculados sobre la base del total de gastos de capital definidos en la sección anterior. La tabla resume de forma sintética el valor de los gastos de capital considerado el porcentaje aplicado, permitiendo visualizar con claridad el monto final asignado a contingencias dentro del presupuesto técnico general.

Tabla 3.23: Estimación de costos imprevistos.

Concepto	Valor (USD)
Total Inversión	26.280
Porcentaje aplicado	8%
Costo estimado de imprevistos	2.102

Fuente: Elaboración propia a partir de los gastos de capital definidos en el punto 3.10 y recomendaciones de contingencia para proyectos FV (International Renewable Energy Agency – IRENA, 2023)

La incorporación de un margen de contingencia del 8 % permite fortalecer la resiliencia financiera del proyecto, otorgando la capacidad de cubrir eventualidades técnicas u operativas sin afectar la continuidad del negocio. Al integrar este valor en la evaluación económica posterior, se obtiene un análisis más realista y prudente, alineado con las mejores prácticas para estudios de prefactibilidad en sistemas fotovoltaicos.

3.14. INVERSIÓN INICIAL TOTAL DEL PROYECTO.

La inversión inicial del proyecto corresponde al conjunto de recursos financieros necesarios para su implementación y puesta en operación en la etapa de prefactibilidad. Esta inversión integra los activos fijos requeridos para la operación, el capital de trabajo determinado mediante el método del déficit acumulado, los costos de instalación y puesta en marcha, y un ítem de imprevistos destinado a cubrir eventuales desviaciones no consideradas en la planificación inicial.

La estimación de la inversión inicial se realizó sobre la base de los resultados obtenidos en los capítulos precedentes, manteniendo coherencia metodológica y evitando la duplicación de costos. En particular, el capital de trabajo se incorporó como el déficit máximo acumulado

identificado durante el primer año de operación, mientras que los costos de instalación y puesta en marcha corresponden a la materialización efectiva de los sistemas fotovoltaicos proyectados para dicho período.

La Tabla 3.24 presenta el resumen de la inversión inicial total del proyecto.

Tabla 3.24: Inversión inicial total del proyecto

Concepto	Capítulo de referencia	Monto (USD)
Inversión en activos fijos	3.10	23.750
Capital de trabajo (déficit acumulado)	3.11	26.616
Costos de instalación y puesta en marcha	3.12	2.530
Costos Imprevistos	3.13	2.102
Inversión inicial total del proyecto		54.998

Fuente: Elaboración propia

La inversión inicial total estimada asciende a **54.998 USD**, monto que permite financiar adecuadamente la implementación del proyecto en su etapa de prefactibilidad, asegurando la disponibilidad de equipamiento, recursos operacionales y respaldo financiero suficiente para enfrentar los descalces temporales de caja y eventuales contingencias.

La estructura de inversión definida es coherente con la capacidad operativa proyectada del proyecto y constituye la base para el desarrollo de la **evaluación económica**, a partir de la cual se construirán los flujos de caja, el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y los indicadores de rentabilidad correspondientes.

CAPÍTULO 4: EVALUACIÓN ECONÓMICA

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

4.1. CONSIDERACIONES A UTILIZAR.

4.1.1. Horizonte del proyecto.

El horizonte de evaluación definido para el presente estudio es de 6 años, período que se considera adecuado para un análisis de prefactibilidad técnica y económica. Si bien los sistemas solares fotovoltaicos poseen una vida útil estimada entre 20 y 25 años, el uso de un horizonte reducido permite focalizar la evaluación en los aspectos más relevantes de la fase inicial del proyecto: recuperación de la inversión, estabilidad de la operación, comportamiento de la demanda, costos de instalación y consolidación comercial del modelo de negocio.

Además, un horizonte de 6 años facilita comparar los resultados del proyecto bajo distintos escenarios de financiamiento (25 %, 50 % y 75 % de crédito), ya que concentra la mayor carga financiera en los primeros años, permitiendo analizar con claridad la sensibilidad del proyecto frente al endeudamiento. Este enfoque es consistente con metodologías de evaluación de inversiones en estudios preliminares, donde el objetivo principal es determinar la viabilidad de iniciar o no el proyecto, más que proyectar toda la vida útil del activo.

La elección de este horizonte acotado no implica desconocer la prolongada vida útil de los sistemas fotovoltaicos, sino que responde a un criterio metodológico que busca minimizar la incertidumbre futura y ofrecer resultados conservadores y comparables. En caso de avanzar hacia un estudio de factibilidad definitiva, el horizonte podría ampliarse a 20–25 años, incorporando reemplazos de equipos, degradación de módulos y curvas de generación a largo plazo.

4.1.2. Tasa de descuento (Método CAPM).

La tasa de descuento utilizada en la evaluación económica del proyecto se estimó mediante el modelo de valorización de activos de capital (Capital Asset Pricing Model, CAPM), herramienta ampliamente empleada en finanzas corporativas para determinar el costo del capital propio en función del riesgo sistemático del mercado. El uso del CAPM permite incorporar de manera explícita el riesgo país, la volatilidad del sector energético y las

expectativas de retorno exigidas por los inversionistas en mercados emergentes como el chileno.

El modelo CAPM se expresa como:

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

donde:

- Es la tasa libre de riesgo, estimada a partir del rendimiento de bonos soberanos de Chile denominados en dólares a 10 años. De acuerdo con datos del Banco Central de Chile (2024), estos instrumentos presentan tasas en torno al **4 % anual**.
- Representa el riesgo sistemático del proyecto respecto del mercado. Para el sector de energías renovables distribuidas, estudios internacionales estiman betas entre 0,9 y 1,3. Siguiendo las referencias de Damodaran (2024) para mercados emergentes y considerando que el proyecto corresponde a una empresa nueva con mayor exposición a variaciones de demanda, se adopta un valor conservador de 1,2.
- Corresponde a la **rentabilidad esperada del mercado (R_m)**, la cual representa el retorno promedio exigido por los inversionistas en activos riesgosos. Para su estimación, se considera como referencia el comportamiento del mercado accionario local, representado por el índice IPSA. Adicionalmente, según la base de datos de Aswath Damodaran (2024), la prima de riesgo para países emergentes como Chile se sitúa en torno a un 6 %, la cual se incorpora en la estimación del rendimiento esperado del mercado.

Sustituyendo estos parámetros:

En consecuencia, la tasa de descuento del proyecto equivalente al costo del capital propio se estima en **11,2 % anual**, redondeada operacionalmente a **11 %** para efectos del cálculo del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y demás indicadores financieros aplicados en este estudio. Esta tasa resulta consistente con el nivel de riesgo del

sector fotovoltaico en Chile y con la naturaleza emprendedora del proyecto, ofreciendo una base metodológica sólida y verificable para la evaluación económica.

4.1.3. Moneda a utilizar.

Para el desarrollo del presente estudio de evaluación económica se ha seleccionado el dólar estadounidense (USD) como moneda base de análisis. Esta decisión responde a la naturaleza del proyecto y a la estructura de costos típica del sector fotovoltaico en Chile, donde la mayor parte de los componentes críticos paneles solares, inversores, estructuras de montaje, protecciones eléctricas y equipamiento especializado son importados y se transan internacionalmente en dólares. En consecuencia, utilizar USD como unidad de medida permite reflejar de manera más precisa los costos reales asociados al proyecto y evita distorsiones derivadas de la volatilidad cambiaria del peso chileno.

Asimismo, el uso de una moneda fuerte facilita la comparabilidad de resultados con estudios internacionales de energías renovables y con referencias técnicas de organismos como la International Renewable Energy Agency (IRENA), cuya información de costos estándar se presenta en dólares. Desde el punto de vista financiero, la utilización de USD también permite alinear el análisis con la tasa de descuento estimada mediante el modelo CAPM, construida a partir de tasas libres de riesgo y primas de mercado expresadas en la misma moneda.

Es importante señalar que todos los valores utilizados en el flujo de caja incluyendo ingresos, costos operacionales, inversiones iniciales y reemplazos de activos se expresarán en términos reales, es decir, se omite el efecto de la inflación al utilizar precios constantes, donde el objetivo es aislar el efecto económico del proyecto y no el impacto de variaciones nominales de precios.

4.1.4. Impuestos.

Para efectos de la evaluación económica del proyecto, se considera la estructura tributaria vigente en Chile para empresas que operan bajo el **Régimen Pro-Pyme General**, el cual resulta coherente con la escala y naturaleza del negocio planteado. Dentro de este régimen, las empresas están sujetas al **Impuesto de Primera Categoría (IDPC)**, cuya tasa

vigente es del **25 %**, aplicada sobre la utilidad tributaria determinada según las normas del Servicio de Impuestos Internos (SII).

En la presente evaluación, el **25 %** se aplica directamente sobre la utilidad antes de impuestos obtenida en cada período del flujo de caja, lo cual permite representar de manera adecuada la carga fiscal que enfrentaría la empresa una vez iniciada su operación.

4.1.5. Depreciaciones.

La depreciación constituye un elemento fundamental dentro de la evaluación económica, pues permite reflejar la pérdida de valor de los activos fijos utilizados en el proyecto a lo largo del tiempo. Desde el punto de vista financiero, la depreciación opera como un gasto no desembolsado que reduce la base imponible del proyecto, generando un beneficio tributario indirecto. Para efectos de este estudio, se adopta el método de depreciación lineal, ampliamente utilizado en evaluaciones de ingeniería debido a su simplicidad y consistencia con la normativa tributaria chilena.

Conforme a las disposiciones del Servicio de Impuestos Internos (SII), las empresas pueden depreciar sus activos según la vida útil normal definida por el organismo o mediante la opción de depreciación acelerada para pequeños contribuyentes. Sin embargo, dado que la presente evaluación busca mantener supuestos conservadores, se utilizará la vida útil normal como referencia.

Los activos involucrados en el proyecto se clasifican según su naturaleza y duración económica, en la Tabla 4.1 mostrara los activos que se depreciaran, la cual se realizara tomando el ítem de vida útil normal.

Tabla 4.1: Clasificación de activos según SII y depreciación del proyecto

Items	Activos genericos	NUEVA VIDA ÚTIL NORMAL	DEPRECIACIÓN ACELERADA
a) Equipos y herramientas de instalación	19) Herramientas livianas.	3	1
b) Equipamiento informático y software	23) Sistemas computacionales, computadores, periféricos, y similares	6	2
c) Infraestructura de oficina y mobiliario	22) Muebles y enseres.	7	2
d) Vehículo de trabajo (camioneta operativa)	10) Camionetas y jeeps.	7	2

Fuente: elaboración propia con datos entregados por SII (tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado)

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta la depreciación anual de los activos incluidos en la inversión inicial del proyecto, calculada según el método de depreciación lineal y utilizando la vida útil tributaria establecida para cada tipo de bien. Esta depreciación constituye un gasto no desembolsado que reduce la base imponible y se incorpora en el flujo de caja como parte del costo operacional anual del proyecto.

Tabla 4.2: Depreciación primer año

Categoría de activo	Valor inicial (USD)	Vida útil (años)	Depreciación anual (USD/año)
a) Equipos y herramientas de instalación	2.110	3	703
b) Equipamiento informático y software	3.030	6	505
c) Infraestructura de oficina y mobiliario	1.650	7	236
d) Vehículo de trabajo (camioneta operativa)	16.000	7	2286
TOTAL depreciación anual	—	—	3730

Fuente: elaboración propia con datos entregados por SII (tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado).

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** presenta el cálculo de la depreciación anual de los activos fijos considerados en la inversión inicial del proyecto, aplicada mediante el método de depreciación lineal y de acuerdo con las vidas útiles normales establecidas por el Servicio de Impuestos Internos (SII).

La depreciación se incorpora como un gasto dentro del flujo de caja, con el objetivo de reflejar la pérdida de valor económico de los activos a lo largo del tiempo y su efecto en la base imponible del proyecto. En aquellos casos en que la vida útil del activo excede el

horizonte de evaluación definido para el estudio (6 años), la depreciación se considera únicamente hasta el último período analizado, quedando el valor remanente incorporado posteriormente como valor residual en el flujo final.

Tabla 4.3: Depreciación anual de activos fijos según vida útil tributaria.

Categoría de activo	Periodos						
	1	2	3	4	5	6	7
a) Equipos y herramientas de instalación	703	703	703	—	—	—	—
b) Equipamiento informático y software	505	505	505	505	505	505	
c) Infraestructura de oficina y mobiliario	236	236	236	236	236	236	236
d) Vehículo de trabajo (camioneta operativa)	2286	2286	2286	2286	2286	2286	2286
TOTAL depreciación anual	3730	3730	3730	3027	3027	3027	2522

Fuente: elaboración propia con datos entregados por SII (tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado).

4.1.6. Determinación de los ingresos y egresos del proyecto

La evaluación económica del proyecto se construye a partir de una estimación explícita de los ingresos y egresos operacionales anuales, definidos en coherencia con la demanda proyectada, los precios de venta de las soluciones fotovoltaicas y la estructura de costos técnicos y operacionales desarrollada en el Capítulo 3.

Los ingresos del proyecto se generan exclusivamente por la venta e instalación de sistemas solares fotovoltaicos, diferenciados en dos tipos de soluciones: sistemas residenciales de 5 kWp y sistemas comerciales de 12 kWp para PYMEs. Para efectos del análisis económico, se consideran precios de venta constantes en términos reales, expresados en dólares estadounidenses (USD), sin incorporar ajustes por inflación.

Los egresos del proyecto se dividen en costos variables y costos fijos. Los costos variables dependen directamente del número de instalaciones realizadas cada año e incluyen los costos directos de equipos, instalación, materiales menores, transporte, trámites SEC y puesta en marcha. Los costos fijos corresponden a los gastos operacionales necesarios para el funcionamiento de la empresa, tales como remuneraciones, arriendo, servicios básicos, seguros e inventario mínimo, los cuales fueron previamente identificados en el cálculo del capital de trabajo mediante el método del déficit acumulado.

Las Tabla 4.4 y la Tabla 4.5 presentan el resumen anual de ingresos y egresos operacionales utilizados como base para la construcción de los flujos de caja del proyecto, tanto en el escenario sin financiamiento como en los escenarios con financiamiento analizados en las secciones posteriores.

Tabla 4.4: Ingresos anuales del proyecto (USD)

Año	Viviendas 5 kWp (unid)	Ingreso 5 kWp	PYMEs 12 kWp (unid)	Ingreso 12 kWp	Ingreso total anual
1	17	95.200	3	38.400	133.600
2	23	128.800	5	64.000	192.800
3	30	168.000	6	76.800	244.800
4	36	201.600	8	102.400	304.000
5	43	240.800	9	115.200	356.000
6	50	280.000	10	128.000	408.000

Fuente: Elaboración propia en base a la Tabla 2.1 y Tabla 3.5

Tabla 4.5: Egresos anuales del proyecto (USD)

Costos variables		
Concepto	Vivienda 5 kWp (USD)	PYME 12 kWp (USD)
Costo directo equipos + instalación	3.137	6.608
Costos instalación y puesta en marcha	487	1.138
Costo variable unitario	3.624	7.746
Costos fijos anuales		
Concepto	Costo anual (USD)	
Sueldos del personal	78.060	
Arriendo oficina y bodega	4.800	
Servicios básicos	1.440	
Seguros operacionales	960	
Inventario mínimo	2.000	
Gastos operativos misceláneos	1.800	
Total costos fijos	89.060	

Fuente: Elaboración propia

4.2. PROYECTO PURO

4.2.1. Flujo de caja sin financiamiento.

El flujo de caja del proyecto puro se construye a partir de los ingresos operacionales derivados de la instalación progresiva de los sistemas residenciales de 5 kWp y los sistemas para PYMEs de 12 kWp, incrementado gradualmente durante cada uno de los períodos del análisis. Los precios de venta considerados corresponden a valores competitivos de mercado definidos en el capítulo anterior.

Los ingresos proyectados se obtienen a partir del volumen anual de instalaciones definido para el proyecto durante el horizonte de evaluación. A partir de estos ingresos se deducen los costos operacionales, los cuales incluyen tanto los costos directos variables asociados a la instalación de los sistemas fotovoltaicos como los egresos operacionales fijos necesarios para la administración y operación continua del negocio.

La depreciación de los activos se incorpora como un gasto no desembolsado con el fin de determinar la utilidad antes de impuestos y su efecto tributario. Asimismo, se consideran el capital de trabajo inicial y el valor residual de los activos al término del horizonte de evaluación.

A partir de estos antecedentes se construye el flujo de caja del proyecto sin financiamiento, el cual integra los ingresos, egresos, depreciaciones, impuestos y demás elementos relevantes para la evaluación económica del proyecto, **expresados íntegramente en dólares estadounidenses (USD) y en términos reales**, de acuerdo con los supuestos definidos.

Tabla 4.6: Tabla del flujo de caja del proyecto sin financiamiento

TASA DE DESCUENTO	11%						
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6
(+) INGRESOS		\$133.600	\$192.800	\$244.800	\$304.000	\$356.000	\$408.000
(-) EGRESOS		\$ -160.213	\$ -192.251	\$ -220.818	\$ -252.856	\$ -281.423	\$ -309.990
(=) MARGEN		-\$26.613	\$549	\$23.982	\$51.144	\$74.577	\$98.010
(-) DEPRECIACION		-\$3.730	-\$3.730	-\$3.730	-\$3.027	-\$3.027	-\$3.027
(+) VALOR RESIDUAL							
(-) VALOR LIBRO							-\$2.522
(-) INTERES CP			-\$2.661	-\$2.873	-\$762		
(-) INTERES LP							
(-) PERDIDA DEL EJERCICIO			-\$30.343	-\$36.185	-\$18.806		
(=) UTILIDAD ANTES DEL IMPUESTO		-\$30.343	-\$36.185	-\$18.806	\$28.550	\$71.550	\$92.461
(-) IMPUESTOS 25%					-\$5.710	-\$14.310	-\$18.492
(=) UTILIDAD DESPUES DEL IMPUESTO		-\$30.343	-\$36.185	-\$18.806	\$22.840	\$57.240	\$73.969
(+) PERDIDA DEL EJERCICIO			\$30.343	\$36.185	\$18.806		
(+) DEPRECIACION		\$3.730	\$3.730	\$3.730	\$3.027	\$3.027	\$3.027
(-) INVERSION	-\$26.280						
(+) VALOR LIBRO							\$2.522
(+) CREDITO CP		\$26.613	\$28.725	\$7.616			
(+) CREDITO LP							
(-) AMORTIZACION CP			-\$26.613	-\$28.725	-\$7616		
(-) AMORTIZACION LP							
(-) COSTOS IMPREVISTOS	-\$2.102						
(+/-) CAPITAL DE TRABAJO	-\$26.616						\$26.616
(=) FLUJO DE CAJA	-\$54.998	\$0	\$0	\$0	\$37.056	\$60.267	\$106.134
(=) FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	-\$54.998	\$0	\$0	\$0	\$24.410	\$35.766	\$56.743
(=) FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$54.998	-\$54.998	-\$54.999	-\$54.998	-\$30.588	\$5.178	\$61.921
VAN	\$61.921						
TIR	28%						
PRI	5						

Fuente: Elaboración propia.

Con el objetivo de transparentar los supuestos económicos utilizados en la construcción del flujo de caja del proyecto, a continuación, se presenta la Tabla 4.7 que resume y consolida la estructura de inversión, ingresos, egresos, depreciación, capital de trabajo y costos imprevistos considerados en la evaluación.

Tabla 4.7: Estructura de inversión, ingresos y costos del proyecto

INVERSION TOTAL		26.280	
Items	Inversion (USD)	Items	Inversion
Inversion en herramientas de instalacion	2.110	inversion en EPP	960
inversion en equipos informaticos	1.650	constitucion legal de la empresa	650
inversion en mobiliario y habitacion	3.030	equipamiento tecnico	880
vehiculo de trabajo	16.000	costos marketing	1000
Total inversion (USD)	22.790	Total inversion (USD)	3490

INGRESOS					
Año	Viviendas 5	Ingreso	PYMEs	Ingreso	Ingreso total
1	17	95.200	3	38.400	133.600
2	23	128.800	5	64.000	192.800
3	30	168.000	6	76.800	244.800
4	36	201.600	8	102.400	304.000
5	43	240.800	9	115.200	356.000
6	50	280.000	10	128.000	408.000

EGRESOS						
	3.137	6608				
PERIODOS	1	2	3	4	5	6
Sistema 5 kWp	53329	72151	94110	112932	134891	156850
Sistema 12 kWp	19824	33040	39648	52864	59472	66080
Egresos operacionales	87060	87060	87060	87060	87060	87060
TOTAL EGRESOS	160213	192251	220818	252856	281423	309990

DEPRECIACION						
Categoría de activo	Periodos					
	1	2	3	4	5	6
a) Equipos y herramientas de instalación	703	703	703	—	—	—
b) Equipamiento informático y software	505	505	505	505	505	505
c) Infraestructura de oficina y mobiliario	236	236	236	236	236	236
d) Vehículo de trabajo (camioneta operati	2286	2286	2286	2286	2286	2286
TOTAL depreciación anual	3730	3730	3730	3027	3027	3027

COSTOS IMPREVISTOS	
Concepto	Valor (USD)
Total Inversión	26.280
Porcentaje aplicado	8%
Costo estimado de imprevistos	2.102

CAPITAL DE TRABAJO DEFICIT ACUMULADO				
Mes	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Flujo neto (USD)	Deficit acumula do
12	11.133	13.351	-2.218	-26.616

Fuente: Elaboración propia, en base a supuestos técnicos y económicos definidos para el proyecto.

La información presentada permite identificar los principales componentes que sustentan el flujo de caja del proyecto, asegurando coherencia entre los supuestos económicos definidos y los resultados obtenidos en la evaluación financiera.

4.2.2. Indicadores económicos del proyecto puro.

A partir del flujo de caja del proyecto sin financiamiento, se determinaron los principales indicadores económicos utilizados para la evaluación financiera del proyecto, específicamente el **Valor Actual Neto (VAN)**, la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** y el **Período de Recuperación de la Inversión (PRI)**. Estos indicadores permiten evaluar la conveniencia económica del proyecto considerando el valor temporal del dinero, la rentabilidad esperada y el nivel de riesgo asociado.

Los indicadores fueron calculados utilizando una tasa de descuento del **11 %**, coherente con las consideraciones definidas, y sobre la base de los flujos de caja actualizados del proyecto.

El **Valor Actual Neto (VAN)** obtenido, equivalente a **USD 65.613**, es positivo, lo que indica que el proyecto genera valor económico al descontar los flujos de caja futuros a una tasa de descuento del 11%, superando el umbral mínimo de rentabilidad exigido. Este resultado confirma que los ingresos esperados son suficientes para cubrir los costos de inversión y operación, además de retribuir adecuadamente el capital invertido.

Por su parte, la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** del **34%** se sitúa significativamente por sobre el costo de capital del proyecto, evidenciando una alta rentabilidad relativa y un adecuado margen de seguridad frente a variaciones adversas en los supuestos económicos considerados.

Finalmente, el **Período de Recuperación de la Inversión (PRI)** se estima en aproximadamente **5 años**, lo que refleja que el capital inicialmente invertido se recupera dentro del horizonte de evaluación del proyecto, permitiendo una etapa posterior de generación de beneficios netos positivos.

En conjunto, los indicadores financieros analizados permiten concluir que el proyecto es económicamente viable, presentando una adecuada relación riesgo retorno y justificando su implementación bajo las condiciones evaluadas.

4.2.3. Rentabilidad del proyecto puro.

Los resultados obtenidos a partir de los indicadores económicos permiten concluir que el proyecto puro presenta una adecuada rentabilidad económica y financiera. El **Valor Actual Neto (VAN)** positivo, equivalente a **USD 65.613**, evidencia que el proyecto no solo es capaz de recuperar la inversión inicial, sino que además genera valor económico adicional para el inversionista al descontar los flujos de caja futuros a la tasa de descuento considerada, correspondiente al **11%**.

La **Tasa Interna de Retorno (TIR)** del **34%** se sitúa significativamente por sobre el costo de capital del proyecto, lo que refleja una **rentabilidad relativa atractiva** y un margen de seguridad frente a eventuales variaciones desfavorables en los supuestos de ingresos o costos. No obstante, es importante señalar que la TIR, al ser un indicador porcentual, puede verse influenciada por la relación entre el nivel de inversión inicial y la magnitud de los flujos generados, razón por la cual su interpretación debe complementarse con otros indicadores. En este contexto, el **VAN se considera el principal criterio de evaluación**, ya que proporciona una medida más robusta y absoluta de la creación de valor económico, permitiendo evaluar directamente el impacto del proyecto sobre la riqueza del inversionista.

Por su parte, el **Período de Recuperación de la Inversión (PRI)**, estimado en aproximadamente **5 años**, indica que el capital inicialmente invertido se recupera dentro del horizonte de evaluación, lo que contribuye a reducir el riesgo financiero del proyecto y permite una etapa posterior de generación de beneficios netos positivos. En conjunto, los resultados del proyecto puro confirman su viabilidad económica, su capacidad de generación sostenida de valor y su atractivo financiero, constituyendo una base consistente y sólida para el análisis de escenarios con financiamiento que se desarrollan en las secciones posteriores del estudio.

4.3. PROYECTO CON FINANCIAMIENTO AL 25 %.

Con el propósito de analizar el efecto del apalancamiento financiero sobre la rentabilidad del proyecto, en este apartado se evalúa un escenario que considera **financiamiento externo equivalente al 25 % de la inversión inicial**. Este análisis permite comparar el desempeño económico del proyecto financiado respecto del proyecto puro, identificando los impactos del uso de deuda en los flujos de caja, los indicadores de rentabilidad y el riesgo financiero asociado.

4.3.1. Flujo de caja con financiamiento.

El flujo de caja del proyecto con financiamiento al 25 % se construye a partir del flujo de caja del proyecto puro, incorporando los efectos financieros derivados del uso de deuda. En particular, se consideran los siguientes elementos adicionales:

- El ingreso correspondiente a la obtención del crédito en el período cero.
- Los pagos anuales de intereses y amortización asociados al financiamiento durante el plazo del crédito.
- De esta forma, el flujo de caja con financiamiento refleja tanto el desempeño operacional del proyecto como los compromisos financieros asociados al servicio de la deuda.

Para la construcción del flujo de caja con financiamiento se definieron las condiciones del crédito bancario considerando un financiamiento equivalente al 25 % de la inversión inicial del proyecto. El crédito se estructura bajo un esquema de cuotas constantes, con pagos anuales y una tasa de interés fija, lo que permite reflejar de manera realista los compromisos financieros asociados al servicio de la deuda. En las siguientes tablas se presentan las principales condiciones del crédito y su respectivo cuadro de amortización, los cuales constituyen la base para la incorporación de intereses y amortizaciones en el flujo de caja del proyecto financiado.

Tabla 4.8: Condiciones del crédito bancario para el proyecto con financiamiento al 25 %

Items	Datos
Inversión total:	\$ 54.998
Porcentaje financiado:	25%
Monto del crédito:	\$ 13.750
Plazo: años	6
Tasa de interés: anual fija	10%
Amortización:	cuotas constante
Pagos:	anuales

Fuente: elaboración propia, en base a supuestos de financiamiento bancario y condiciones de mercado.

A partir de las condiciones del crédito definidas anteriormente, se construyó el cuadro de amortización correspondiente, el cual detalla la evolución del saldo de capital, el pago de intereses, la amortización del capital y el valor de la cuota anual durante el plazo del

financiamiento. Este cuadro permite identificar los flujos financieros que serán incorporados en el flujo de caja del proyecto financiado.

Tabla 4.9: Cuadro de amortización del crédito bancario (financiamiento 25 %)

CUADRO AMORTIZACION				
PERIODO	CAPITAL	INTERESES	AMORTIZACION	CUOTA
0	13750			
1	11968	1375	1782	3157
2	10007	1197	1960	3157
3	7851	1001	2156	3157
4	5479	785	2372	3157
5	2870	548	2609	3157
6	0	287	2870	3157

Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se presenta el flujo de caja del proyecto considerando un financiamiento equivalente al 25 % de la inversión inicial. Este flujo se construye a partir del flujo de caja del proyecto puro, incorporando los efectos financieros del crédito, tales como el ingreso por financiamiento en el período cero, el pago de intereses y amortizaciones durante el plazo del crédito, así como el impacto tributario asociado. El flujo resultante permite evaluar el desempeño económico del proyecto desde la perspectiva del capital propio.

Tabla 4.10: Flujo de caja del proyecto con financiamiento al 25 % (USD)

TASA DE DESCUENTO	11%						
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6
(+) INGRESOS		\$133.600	\$192.800	\$244.800	\$304.000	\$356.000	\$408.000
(-) EGRESOS		\$-160.213	\$-192.251	\$-220.818	\$-252.856	\$-281.423	\$-309.990
(=) MARGEN		-\$26.613	\$549	\$23.982	\$51.144	\$74.577	\$98.010
(-) DEPRECIACION		-\$3.730	-\$3.730	-\$3.730	-\$3.027	-\$3.027	-\$3.027
(+) VALOR RESIDUAL							
(-) VALOR LIBRO							-\$2.522
(-) INTERES CP			-\$2.977	-\$3.536	\$1.807		
(-) INTERES LP		-\$1.375	-\$1.197	-\$1.001	-\$785	-\$548	-\$287
(-) PERDIDA DEL EJERCICIO			-\$31.718	-\$39.073			
(=) UTILIDAD ANTES DEL IMPUESTO		-\$31.718	-\$39.073	-\$23.357	\$49.138	\$71.002	\$92.174
(-) IMPUESTOS 25%					-\$9.828	-\$14.200	-\$18.435
(=) UTILIDAD DESPUES DEL IMPUESTO		-\$31.718	-\$39.073	-\$23.357	\$39.311	\$56.802	\$73.739
(+) PERDIDA DEL EJERCICIO			\$31.718	\$39.073			
(+) DEPRECIACION		\$3.730	\$3.730	\$3.730	\$3.027	\$3.027	\$3.027
(-) INVERSION	-\$26.280						
(+) VALOR LIBRO							\$2.522
(+) CREDITO CP		\$29.770	\$35.355	\$18.066			
(+) CREDITO LP	\$13.750						
(-) AMORTIZACION CP			-\$29.770	-\$35.355	-\$18.066		
(-) AMORTIZACION LP		-\$1.782	-\$1.960	-\$2.156	-\$2.372	-\$2.609	-\$2.870
(-) COSTOS IMPREVISTOS	-\$2.102						
(+/-) CAPITAL DE TRABAJO	-\$26.616						\$26.616
(=) FLUJO DE CAJA	-\$41.249	\$0	\$0	\$0	\$21.900	\$57.220	\$103.034
(=) FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	-\$41.249	\$0	\$0	\$0	\$14.426	\$33.957	\$55.086
(=) FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$41.249	-\$41.249	-\$41.249	-\$41.248	-\$26.822	\$7.135	\$62.221
VAN	\$62.221						
TIR	32%						
PRI	5						

Fuente: elaboración propia

4.3.2. Indicadores económicos.

A partir del flujo de caja del proyecto con financiamiento al 25 %, se calcularon los principales indicadores económicos con el objetivo de evaluar la conveniencia financiera del proyecto desde la perspectiva del capital propio. Para el cálculo de dichos indicadores se utilizó una tasa de descuento del 11 % anual, coherente con la definida para la evaluación del proyecto puro.

El **Valor Actual Neto (VAN)** obtenido para el proyecto con financiamiento al 25 % asciende a **USD 62.221**, valor positivo que indica que el proyecto genera beneficios económicos superiores al costo de oportunidad del capital. Este resultado confirma que el proyecto es económicamente viable y que la incorporación de financiamiento externo no compromete su capacidad de generación de valor.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) correspondiente al flujo de caja con financiamiento alcanza un valor de **32 %**, reflejando una elevada rentabilidad del capital propio invertido. Este resultado se explica principalmente por el menor desembolso inicial de recursos propios producto del uso de financiamiento. No obstante, dado que este indicador se ve fuertemente influenciado por el nivel de apalancamiento, su interpretación debe realizarse con cautela, priorizando el análisis del VAN como principal criterio de evaluación.

Por su parte, el **Período de Recuperación de la Inversión (PRI)** es de 5 años, lo que evidencia una recuperación rápida del capital propio invertido, reduciendo el riesgo financiero asociado al proyecto y mejorando su atractivo desde el punto de vista del inversionista.

los indicadores económicos obtenidos demuestran que el proyecto con financiamiento al 25 % presenta una alta rentabilidad del capital propio, una rápida recuperación de la inversión y una sólida generación de valor económico.

4.3.3. Rentabilidad del proyecto con financiamiento al 25 %.

El análisis de los resultados obtenidos para el proyecto con financiamiento al 25 % permite evaluar el efecto del apalancamiento financiero sobre la rentabilidad del capital propio invertido. En comparación con el proyecto puro, la incorporación de deuda reduce el desembolso inicial de recursos propios, manteniendo al mismo tiempo la capacidad del proyecto para generar flujos de caja positivos durante todo el horizonte de evaluación.

El Valor Actual Neto positivo confirma que el proyecto continúa siendo económicamente viable bajo este esquema de financiamiento, evidenciando que la utilización de deuda no compromete la creación de valor del proyecto. Asimismo, la elevada Tasa Interna de Retorno obtenida refleja un aumento significativo en la rentabilidad del capital propio, resultado del efecto de apalancamiento generado por el uso de financiamiento externo. No obstante, este indicador se interpreta con cautela, dado que su magnitud se encuentra fuertemente influenciada por el menor nivel de inversión inicial aportado por el inversionista.

Por otra parte, el reducido Período de Recuperación de la Inversión evidencia una rápida recuperación del capital propio, lo que disminuye la exposición al riesgo financiero y mejora la liquidez del proyecto en sus primeros años de operación. Adicionalmente, el hecho

de que el crédito se extinga antes del término del horizonte de evaluación permite que el proyecto finalice su período de análisis sin obligaciones financieras pendientes, fortaleciendo su perfil financiero.

En términos generales, el escenario con financiamiento al 25 % resulta atractivo desde la perspectiva del inversionista, ya que permite mejorar la rentabilidad del capital propio sin afectar negativamente la estabilidad financiera del proyecto. Este nivel de endeudamiento puede considerarse moderado y coherente con la capacidad de generación de flujos del proyecto, constituyendo una alternativa eficiente para optimizar la estructura de financiamiento.

4.4. PROYECTO CON FINANCIAMIENTO AL 50 %.

Con el fin de analizar el efecto de un mayor nivel de apalancamiento financiero sobre la rentabilidad del proyecto, en esta sección se evalúa un escenario que considera un financiamiento equivalente al 50 % de la inversión inicial. Este análisis permite comparar los resultados obtenidos con aquellos del proyecto puro y del proyecto con financiamiento al 25 %, evaluando el impacto del uso intensivo de deuda sobre los flujos de caja, los indicadores económicos y el riesgo financiero del proyecto.

Al igual que en el escenario anterior, el financiamiento se destina exclusivamente a la inversión en activos de largo plazo, mientras que los costos operacionales y el capital de trabajo se cubren con recursos propios y flujos generados por la operación.

4.4.1. Flujo de caja con financiamiento.

El flujo de caja del proyecto con financiamiento al 50 % se construye a partir del flujo de caja del proyecto puro, incorporando los efectos financieros derivados del uso de deuda, considerando un mayor monto de crédito en relación con el escenario anterior. En particular, se incluyen los siguientes elementos:

- Ingreso correspondiente a la obtención del crédito en el período cero.
- Pagos anuales de intereses y amortización del crédito durante el plazo del financiamiento.

- Efecto tributario asociado a los intereses, considerados como gasto financiero deducible.

La estructura del flujo de caja permite evaluar la capacidad del proyecto para generar flujos suficientes que permitan cubrir tanto los costos operacionales como el servicio de la deuda bajo un mayor nivel de apalancamiento financiero.

Las condiciones del crédito (tasa de interés, plazo y sistema de amortización) se mantienen constantes respecto del escenario con financiamiento al 25 %, variando únicamente el monto financiado.

Tabla 4.11: Flujo de caja del proyecto con financiamiento al 50%.

TASA DE DESCUENTO	11%						
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6
(+) INGRESOS		\$133.600	\$192.800	\$244.800	\$304.000	\$356.000	\$408.000
(-) EGRESOS		\$ -160.213	\$ -192.251	\$ -220.818	\$ -252.856	\$ -281.423	\$ -309.990
(=) MARGEN		-\$26.613	\$549	\$23.982	\$51.144	\$74.577	\$98.010
(-) DEPRECIACION		-\$3.730	-\$3.730	-\$3.730	-\$3.027	-\$3.027	-\$3.027
(+) VALOR RESIDUAL							
(-) VALOR LIBRO							-\$2.522
(-) INTERES CP			-\$3.293	-\$4.199	-\$2.852		
(-) INTERES LP		-\$2.750	-\$2.394	-\$2.001	-\$1.570	-\$1.096	-\$574
(-) PERDIDA DEL EJERCICIO			-\$33.093	-\$41.960	-\$27.908		
(=) UTILIDAD ANTES DEL IMPUESTO		-\$33.093	-\$41.960	-\$27.908	\$15.787	\$70.454	\$91.887
(-) IMPUESTOS 25%					-\$3.157	-\$14.091	-\$18.377
(=) UTILIDAD DESPUES DEL IMPUESTO		-\$33.093	-\$41.960	-\$27.908	\$12.630	\$56.363	\$73.510
(+) PERDIDA DEL EJERCICIO			\$33.093	\$41.960	\$27.908		
(+) DEPRECIACION		\$3.730	\$3.730	\$3.730	\$3.027	\$3.027	\$3.027
(-) INVERSION	-\$26.280						
(+) VALOR LIBRO							\$2.522
(+) CREDITO CP		\$32.927	\$41.985	\$28.516			
(+) CREDITO LP	\$27.499						
(-) AMORTIZACION CP			-\$32.927	-\$41.985	-\$28.516		
(-) AMORTIZACION LP		-\$3.564	-\$3.921	-\$4.313	-\$4.744	-\$5.218	-\$5.740
(-) COSTOS IMPREVISTOS	-\$2.102						
(+/-) CAPITAL DE TRABAJO	-\$26.616						\$26.616
(=) FLUJO DE CAJA	-\$27.499	\$0	\$0	\$0	\$10.305	\$54.172	\$99.935
(=) FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	-\$27.499	\$0	\$0	\$0	\$6.788	\$32.149	\$53.429
(=) FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$27.499	-\$27.499	-\$27.499	-\$27.499	-\$20.710	\$11.438	\$64.867
VAN	\$64.867						
TIR	39%						
PRI	5						

Fuente: elaboración propia.

4.4.2. Indicadores económicos.

A partir del flujo de caja del proyecto con financiamiento equivalente al 50 % de la inversión inicial, se calcularon los principales indicadores económicos con el objetivo de

evaluar la rentabilidad del proyecto desde la perspectiva del capital propio. Para el cálculo de dichos indicadores se utilizó una tasa de descuento del 11 % anual, consistente con la empleada en los escenarios anteriores.

El **Valor Actual Neto (VAN)** obtenido para este escenario asciende a **USD 64.867**, valor positivo que indica que el proyecto continúa generando beneficios económicos superiores al costo de oportunidad del capital, incluso bajo un mayor nivel de apalancamiento financiero. Este resultado confirma que el proyecto mantiene su viabilidad económica al incorporar financiamiento externo en una proporción más elevada.

La **Tasa Interna de Retorno (TIR)** correspondiente al flujo de caja con financiamiento alcanza un valor de **39 %**, reflejando una rentabilidad significativamente alta del capital propio invertido. Este resultado se explica por la reducción del desembolso inicial de recursos propios producto del mayor nivel de endeudamiento. Sin embargo, debido a la sensibilidad de este indicador frente al apalancamiento financiero, su interpretación debe realizarse con cautela, privilegiando el análisis del VAN como principal criterio de evaluación económica.

Por su parte, el Período de Recuperación de la Inversión (PRI) es de 5 años, lo que evidencia una recuperación muy rápida del capital propio invertido. Este resultado indica una alta liquidez del proyecto en sus primeros períodos de operación y una reducción significativa del riesgo financiero para el inversionista.

Los indicadores económicos obtenidos muestran que el proyecto con financiamiento al 50 % presenta una elevada rentabilidad del capital propio, una rápida recuperación de la inversión y una sólida generación de valor económico.

4.4.3. Rentabilidad del proyecto con financiamiento al 50 %.

El análisis del proyecto con financiamiento al 50 % permite evaluar el impacto de un mayor nivel de apalancamiento financiero sobre la rentabilidad del capital propio. En comparación con los escenarios de financiamiento al 25 % y del proyecto puro, este esquema reduce de manera más significativa el aporte de recursos propios, incrementando la rentabilidad medida a través de la TIR y acortando el período de recuperación de la inversión.

El VAN positivo obtenido confirma que el proyecto continúa siendo económicamente viable, manteniendo su capacidad de generación de valor aun cuando se incrementa el nivel de endeudamiento. No obstante, el mayor uso de financiamiento implica un aumento en los compromisos financieros asociados al pago de intereses y amortizaciones, lo que exige una adecuada gestión de los flujos de caja para asegurar el cumplimiento oportuno del servicio de la deuda.

Adicionalmente, el hecho de que el crédito se extinga antes del término del horizonte de evaluación permite que el proyecto finalice su período de análisis sin obligaciones financieras pendientes, fortaleciendo su posición financiera en los últimos años de operación. Este aspecto resulta especialmente relevante en escenarios de mayor apalancamiento, ya que contribuye a mitigar el riesgo financiero de largo plazo.

En términos generales, el escenario con financiamiento al 50 % resulta altamente atractivo desde la perspectiva del capital propio, al maximizar la rentabilidad y reducir significativamente el tiempo de recuperación de la inversión. Sin embargo, este nivel de endeudamiento requiere una mayor disciplina financiera y un control riguroso de los costos y de los ingresos proyectados, de modo de asegurar la estabilidad económica del proyecto frente a eventuales variaciones del entorno.

4.5. PROYECTO CON FINANCIAMIENTO AL 75 %.

Con el objetivo de analizar el efecto de un nivel elevado de apalancamiento financiero sobre la rentabilidad del proyecto, en esta sección se evalúa un escenario que considera un financiamiento equivalente al 75 % de la inversión inicial. Este análisis permite comparar los resultados obtenidos con los escenarios anteriores, evaluando cómo un mayor uso de deuda impacta en los flujos de caja, los indicadores económicos y el riesgo financiero asociado al proyecto.

Al igual que en los casos anteriores, el financiamiento se destina exclusivamente a la inversión en activos de largo plazo, mientras que el capital de trabajo y los costos operacionales se cubren mediante recursos propios y flujos generados por la operación del proyecto.

4.5.1. Flujo de caja con financiamiento.

El flujo de caja del proyecto con financiamiento al 75 % se construye a partir del flujo de caja del proyecto puro, incorporando los efectos financieros derivados del uso de deuda en una mayor proporción. En particular, se consideran los siguientes elementos:

El ingreso correspondiente a la obtención del crédito en el período cero, equivalente al 75 % de la inversión inicial. Los pagos anuales de intereses y amortización del crédito durante el plazo del financiamiento. El efecto tributario asociado a los intereses financieros, considerados como gasto deducible.

Este flujo permite evaluar la capacidad del proyecto para generar flujos suficientes que permitan cubrir los costos operacionales y el servicio de la deuda bajo un escenario de alto apalancamiento financiero.

Tabla 4.12: Flujo de caja del proyecto con financiamiento al 75%.

TASA DE DESCUENTO	11%						
PERIODO	0	1	2	3	4	5	6
(+) INGRESOS		\$133.600	\$192.800	\$244.800	\$304.000	\$356.000	\$408.000
(-) EGRESOS		\$ -160.213	\$ -192.251	\$ -220.818	\$ -252.856	\$ -281.423	\$ -309.990
(=) MARGEN		-\$26.613	\$549	\$23.982	\$51.144	\$74.577	\$98.010
(-) DEPRECIACION		-\$3.730	-\$3.730	-\$3.730	-\$3.027	-\$3.027	-\$3.027
(+) VALOR RESIDUAL							
(-) VALOR LIBRO							-\$2.522
(-) INTERES CP			-\$3.608	-\$4.861	-\$3.896	-\$307	
(-) INTERES LP		-\$4.125	-\$3.590	-\$3.002	-\$2.355	-\$1.644	-\$861
(-) PERDIDA DEL EJERCICIO			-\$34.468	-\$44.848	-\$32.459		
(=) UTILIDAD ANTES DEL IMPUESTO		-\$34.468	-\$44.848	-\$32.459	\$9.406	\$69.599	\$91.600
(-) IMPUESTOS 25%					-\$1.881	-\$13.920	-\$18.320
(=) UTILIDAD DESPUES DEL IMPUESTO		-\$34.468	-\$44.848	-\$32.459	\$7.525	\$55.679	\$73.280
(+) PERDIDA DEL EJERCICIO			\$34.468	\$44.848	\$32.459		
(+) DEPRECIACION		\$3.730	\$3.730	\$3.730	\$3.027	\$3.027	\$3.027
(-) INVERSION	-\$26.280						
(+) VALOR LIBRO							\$2.522
(+) CREDITO CP		\$36.084	\$48.614	\$38.964	\$3.069		
(+) CREDITO LP	\$41.249						
(-) AMORTIZACION CP			-\$36.084	-\$48.614	-\$38.964	-\$3.069	
(-) AMORTIZACION LP		-\$5.346	-\$5.881	-\$6.469	-\$7.116	-\$7.827	-\$8.610
(-) COSTOS IMPREVISTOS	-\$2.102						
(+/-) CAPITAL DE TRABAJO	-\$26.616						\$26.616
(=) FLUJO DE CAJA	-\$13.750	\$0	\$0	\$0	\$0	\$47.810	\$96.835
(=) FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO	-\$13.750	\$0	\$0	\$0	\$0	\$28.373	\$51.772
(=) FLUJO DE CAJA ACUMULADO	-\$13.750	-\$13.750	-\$13.750	-\$13.750	-\$13.750	\$14.623	\$66.395
VAN	\$66.395						
TIR	52%						
PRI	5						

Fuente: elaboración propia

4.5.2. Indicadores económicos.

A partir del flujo de caja del proyecto con financiamiento equivalente al 75 % de la inversión inicial, se calcularon los principales indicadores económicos con el objetivo de evaluar la rentabilidad del proyecto desde la perspectiva del capital propio. Para el cálculo de dichos indicadores se utilizó una tasa de descuento del 11 % anual, consistente con la empleada en los escenarios de financiamiento al 25 % y 50 %, así como en el proyecto puro.

El Valor Actual Neto (VAN) obtenido para este escenario asciende a **USD 66.395**, valor positivo que indica que el proyecto continúa siendo económicamente viable incluso bajo un alto nivel de apalancamiento financiero. Este resultado confirma que la incorporación de un mayor porcentaje de financiamiento externo no afecta negativamente la capacidad del proyecto para generar valor económico.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) correspondiente al flujo de caja con financiamiento alcanza un valor de **52 %**, reflejando una rentabilidad extremadamente elevada del capital propio invertido. Este resultado se explica fundamentalmente por el reducido desembolso inicial de recursos propios asociado al alto nivel de endeudamiento. No obstante, dado que este indicador es altamente sensible al grado de apalancamiento financiero, su interpretación debe realizarse con cautela, privilegiando el análisis del VAN como principal criterio de evaluación.

Por su parte, el Período de **Recuperación de la Inversión (PRI)** es de 5 años, lo que evidencia una recuperación prácticamente inmediata del capital propio invertido. Este resultado indica una elevada liquidez del proyecto en sus primeros períodos de operación; sin embargo, debe analizarse juntamente con el mayor nivel de compromisos financieros asumidos durante los primeros años del proyecto.

4.5.3. Rentabilidad del proyecto con financiamiento al 75 %.

El análisis del proyecto con financiamiento al 75 % permite evaluar el impacto de un nivel elevado de apalancamiento financiero sobre la rentabilidad del capital propio. En comparación con los escenarios de financiamiento al 25 % y 50 %, este esquema reduce de manera significativa el aporte de recursos propios, incrementando considerablemente la

rentabilidad medida a través de la Tasa Interna de Retorno y acortando el período de recuperación de la inversión.

El Valor Actual Neto positivo obtenido confirma que el proyecto continúa siendo económicamente viable y capaz de generar valor económico, aun cuando se incrementa el nivel de endeudamiento. No obstante, el uso intensivo de financiamiento externo implica un aumento relevante de los compromisos financieros asociados al pago de intereses y amortizaciones, lo que incrementa la exposición del proyecto al riesgo financiero, especialmente durante los primeros años de operación.

Adicionalmente, si bien el Período de Recuperación de la Inversión es reducido, este resultado debe interpretarse considerando que una parte importante de los flujos de caja generados se destinan al servicio de la deuda durante el plazo del crédito. En este contexto, la estabilidad financiera del proyecto se vuelve más sensible frente a eventuales variaciones desfavorables en los ingresos proyectados o incrementos en los costos operacionales.

En términos generales, el escenario con financiamiento al 75 % maximiza la rentabilidad del capital propio, pero presenta el mayor nivel de riesgo financiero entre los escenarios evaluados. Por tanto, si bien resulta atractivo desde el punto de vista de la rentabilidad, su implementación requiere una gestión financiera rigurosa y una adecuada capacidad de absorción de riesgos por parte del inversionista.

4.5. Análisis comparativo de escenarios de financiamiento.

Con el objetivo de evaluar el impacto del apalancamiento financiero en la rentabilidad del proyecto, se analizaron cuatro escenarios de financiamiento: un escenario base sin financiamiento (proyecto puro) y tres escenarios con financiamiento externo correspondientes al 25 %, 50 % y 75 % de la inversión inicial. Para cada escenario se calcularon los principales indicadores económicos: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Período de Recuperación de la Inversión (PRI).

La Tabla 4.13 presenta un resumen comparativo de los resultados obtenidos para cada alternativa de financiamiento, todos expresados en dólares estadounidenses (USD) y evaluados bajo el mismo horizonte temporal y tasa de descuento definidos previamente.

Tabla 4.13: Resumen de indicadores económicos por escenario de financiamiento

Flujos de caja			
Financiamiento	VAN (USD)	TIR (%)	PRI (años)
Puro	61.921	28%	4
25%	62.221	32%	4
50%	64.867	39%	4
75%	66.395	52%	5

Fuente: Elaboración propia

Los resultados muestran que el VAN es positivo en todos los escenarios analizados, lo que indica que el proyecto es económicamente viable independientemente de la estructura de financiamiento adoptada. No obstante, se observa un incremento progresivo del VAN a medida que aumenta el porcentaje de financiamiento externo.

En particular, el escenario de proyecto puro presenta un VAN de 61.921 USD, mientras que al incorporar financiamiento este valor aumenta gradualmente hasta alcanzar 66.395 USD en el escenario con 75 % de financiamiento. Este comportamiento se explica por el efecto del apalancamiento financiero, donde el uso de deuda permite reducir el desembolso inicial de capital propio y mejorar la creación de valor económico para el inversionista.

Si bien las diferencias absolutas entre escenarios no son de gran magnitud, la tendencia es consistente y evidencia que el uso de financiamiento externo, bajo las condiciones analizadas, resulta favorable desde el punto de vista del valor actual generado por el proyecto.

La TIR presenta una evolución creciente a medida que aumenta el nivel de financiamiento. En el escenario sin financiamiento, la TIR alcanza un 28 %, valor ampliamente superior a la tasa de descuento utilizada en el estudio (11 %), lo que confirma la alta rentabilidad intrínseca del proyecto.

Al incorporar financiamiento, la TIR se incrementa hasta un 52 % en el escenario con 75 % de deuda, reflejando un mayor retorno sobre el capital propio invertido. Este resultado es coherente con la teoría financiera, ya que el uso de deuda a un costo inferior a la

rentabilidad del proyecto amplifica el retorno del inversionista, siempre que los flujos de caja sean suficientes para cubrir el servicio de la deuda.

Desde una perspectiva económica, todos los escenarios presentan niveles de TIR atractivos, aunque los escenarios con mayor apalancamiento muestran un desempeño superior en términos de rentabilidad relativa.

El Período de Recuperación de la Inversión se mantiene en 4 años para los escenarios de proyecto puro, 25 % y 50 % de financiamiento. En el escenario con 75 % de financiamiento, el PRI se aumenta a 5 años, lo que evidencia una recuperación más lenta del capital propio invertido.

Este aumento del PRI en escenarios con mayor financiamiento refuerza la idea de que el apalancamiento permite disminuir el riesgo financiero percibido por el inversionista, al acortar el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial.

En conjunto, los resultados obtenidos permiten concluir que el proyecto presenta una **alta rentabilidad económica y financiera** en todos los escenarios evaluados. El proyecto puro ya es atractivo por sí mismo, al generar un VAN positivo y una TIR significativamente superior a la tasa de descuento. Sin embargo, la incorporación de financiamiento externo mejora los indicadores económicos, especialmente la TIR y el VAN, sin afectar negativamente el período de recuperación.

Desde un punto de vista estrictamente financiero, el escenario con 75 % de financiamiento resulta el más atractivo, al maximizar la rentabilidad del capital propio y reducir el período de recuperación de la inversión. No obstante, la decisión final sobre el nivel de financiamiento deberá considerar también factores cualitativos, como el riesgo asociado al endeudamiento, la estabilidad de los flujos de caja y la capacidad de la empresa para cumplir con sus obligaciones financieras.

El análisis comparativo demuestra que el proyecto es robusto frente a distintos esquemas de financiamiento y mantiene su viabilidad económica en todos los casos. La utilización de deuda constituye una herramienta efectiva para mejorar los indicadores

financieros del proyecto, siempre que se mantenga un control adecuado del riesgo y una estructura de financiamiento acorde con la capacidad operativa de la empresa.

4.6. SENSIBILIZACIONES.

Con el objetivo de evaluar la robustez económica del proyecto y analizar su comportamiento frente a variaciones en las principales variables de incertidumbre, se realizó un análisis de sensibilización sobre el modelo económico desarrollado. Este análisis permite identificar el impacto que tienen cambios en determinados supuestos relevantes sobre la rentabilidad del proyecto, evaluada principalmente a través del Valor Actual Neto (VAN).

Las sensibilizaciones se efectuaron utilizando el **flujo de caja del proyecto puro**, dado que este refleja la rentabilidad intrínseca del proyecto, independiente de la estructura de financiamiento. Para cada análisis se modificó una sola variable a la vez, manteniendo constantes las demás, con el fin de aislar su efecto sobre los resultados económicos.

Las variables seleccionadas corresponden a aquellas con mayor nivel de incertidumbre y mayor impacto sobre los flujos de caja del proyecto, específicamente:

- El **precio de venta de los sistemas fotovoltaicos**, y
- La **demanda anual de instalaciones**, considerando las dos configuraciones comerciales del proyecto (sistemas residenciales de 5 kWp y sistemas para PYMEs de 12 kWp).

4.6.1. Sensibilización del precio de venta

El análisis de sensibilidad del precio de venta se realizó evaluando variaciones porcentuales entre -20 % y +20 % respecto del precio base definido para cada configuración fotovoltaica. En todos los escenarios se mantuvieron constantes la demanda proyectada, los costos unitarios, la inversión inicial y la tasa de descuento, con el objetivo de aislar exclusivamente el efecto del precio sobre la rentabilidad del proyecto.

- **Sistema residencial de 5 kWp**

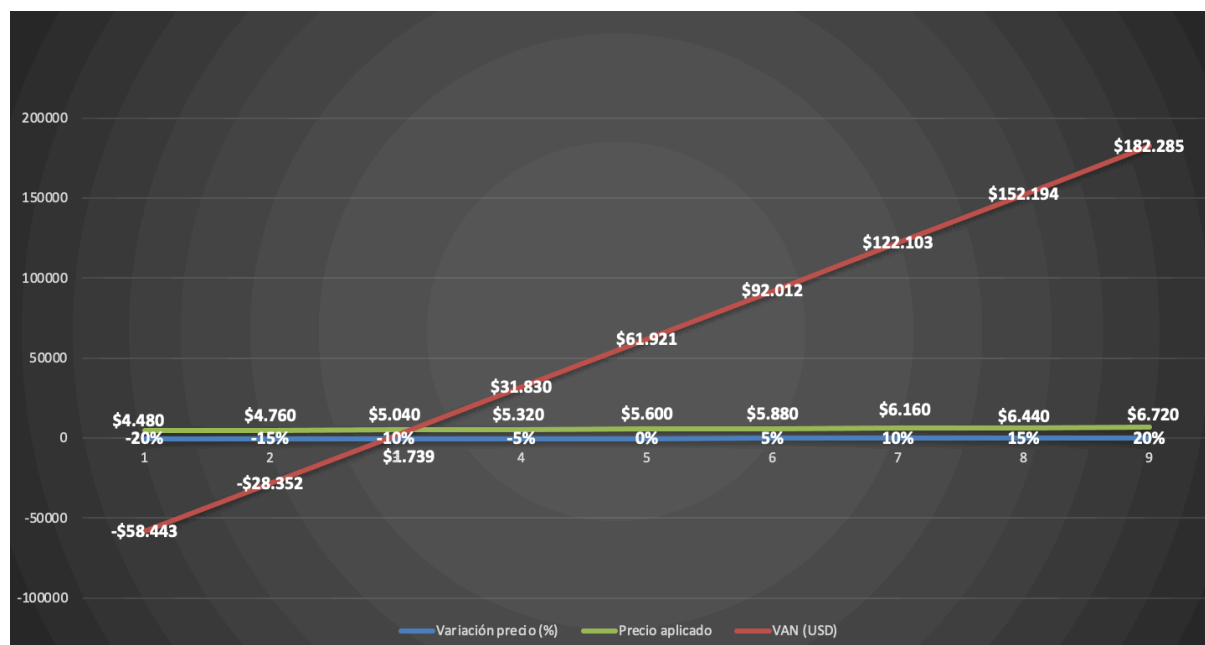
La Tabla 4.14 presenta los resultados del análisis de sensibilidad del precio de venta del sistema residencial de 5 kWp. Se observa que reducciones significativas del precio afectan de manera crítica la rentabilidad del proyecto, generando valores de VAN negativos a partir de variaciones iguales o superiores al -10 %.

Tabla 4.14: Sensibilización del precio sistemas de 5 KWp

Variación precio (%)	Precio aplicado	VAN (USD)
-20%	\$4.480	-\$58.443
-15%	\$4.760	-\$28.352
-10%	\$5.040	\$1.739
-5%	\$5.320	\$31.830
0%	\$5.600	\$61.921
5%	\$5.880	\$92.012
10%	\$6.160	\$122.103
15%	\$6.440	\$152.194
20%	\$6.720	\$182.285

Fuente: elaboración propia

El Gráfico 4.1 ilustra gráficamente la relación entre la variación del precio de venta y el VAN. El gráfico evidencia una pendiente pronunciada, lo que indica una alta sensibilidad del VAN frente a cambios en el precio del sistema residencial.



Fuente: Elaboración propia

Gráfico 4.1: VAN vs variación del precio de venta – Sistema 5 kWp

El punto de equilibrio económico se alcanza aproximadamente con una reducción cercana al 10 % del precio base, a partir de la cual el proyecto deja de ser viable. En contraste, aumentos en el precio de venta generan incrementos significativos del VAN, alcanzando valores de 182.285 USD bajo un escenario optimista de +20 %. Este comportamiento confirma que el segmento residencial constituye el principal motor de generación de ingresos, pero también la variable más crítica desde el punto de vista comercial.

- **Sistema PYME de 12 kWp**

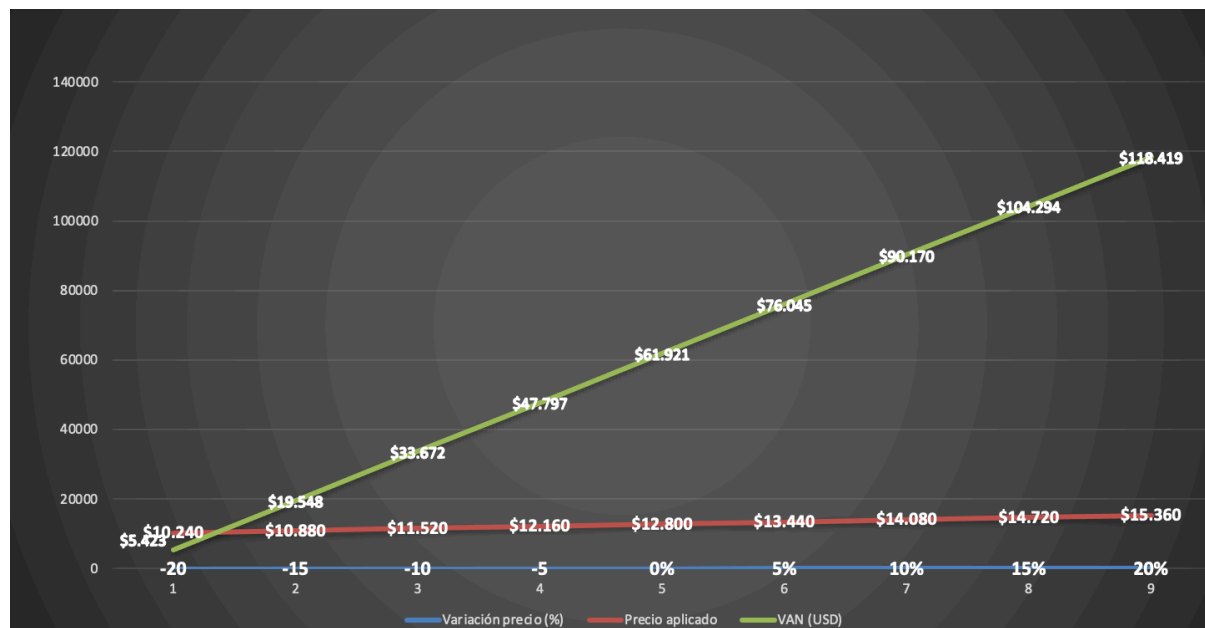
La Tabla 4.15 presenta los resultados de la sensibilización del precio de venta del sistema fotovoltaico de 12 kWp orientado a PYMEs. A diferencia del segmento residencial, este sistema muestra una mayor estabilidad frente a reducciones de precio, manteniendo valores de VAN positivos incluso bajo una disminución del 20 %.

Tabla 4.15: Sensibilización del precio sistemas de 12 KWp

Variación precio (%)	Precio aplicado	VAN (USD)
-20%	\$10.240	\$5.423
-15%	\$10.880	\$19.548
-10%	\$11.520	\$33.672
-5%	\$12.160	\$47.797
0%	\$12.800	\$61.921
5%	\$13.440	\$76.045
10%	\$14.080	\$90.170
15%	\$14.720	\$104.294
20%	\$15.360	\$118.419

Fuente: elaboración propia

El Gráfico 4.2 muestra gráficamente la evolución del VAN frente a variaciones del precio de venta del sistema PYME. La pendiente del gráfico es más moderada en comparación con el sistema residencial, reflejando una **menor sensibilidad relativa**.



Fuente: elaboración propia

Gráfico 4.2: VAN vs variación del precio de venta - sistemas 12 KWp

Este comportamiento indica que el segmento PYME aporta estabilidad al modelo de negocio, mitigando parcialmente el riesgo asociado a fluctuaciones de precios en el mercado fotovoltaico residencial.

4.6.2. Sensibilización de la demanda

Con el propósito de evaluar la sensibilidad del proyecto frente a variaciones en el volumen de ventas proyectado, se realizó un análisis de sensibilización de la demanda anual de instalaciones fotovoltaicas. Este análisis permite determinar el impacto que tienen cambios en el número de sistemas instalados sobre la rentabilidad del proyecto, medida a través del Valor Actual Neto (VAN).

La demanda constituye una de las variables más relevantes en proyectos de servicios, dado que influye directamente en los ingresos operacionales y en el grado de utilización de la capacidad instalada. En este contexto, se analizaron variaciones porcentuales entre -20 % y +20 % respecto de la demanda base proyectada, manteniendo constantes los precios de venta, los costos unitarios, la inversión inicial y la tasa de descuento.

El análisis se realizó separadamente para las dos configuraciones fotovoltaicas consideradas en el proyecto:

- sistemas residenciales de **5 kWp**, y
- sistemas para **PYMEs de 12 kWp**.
- **Demanda de sistemas residenciales de 5 kWp**

La Tabla 4.16 presenta los resultados del análisis de sensibilidad de la demanda para el segmento residencial de 5 kWp. En ella se muestra la evolución del número de sistemas instalados por año bajo distintos escenarios de variación porcentual, junto con el VAN resultante del proyecto.

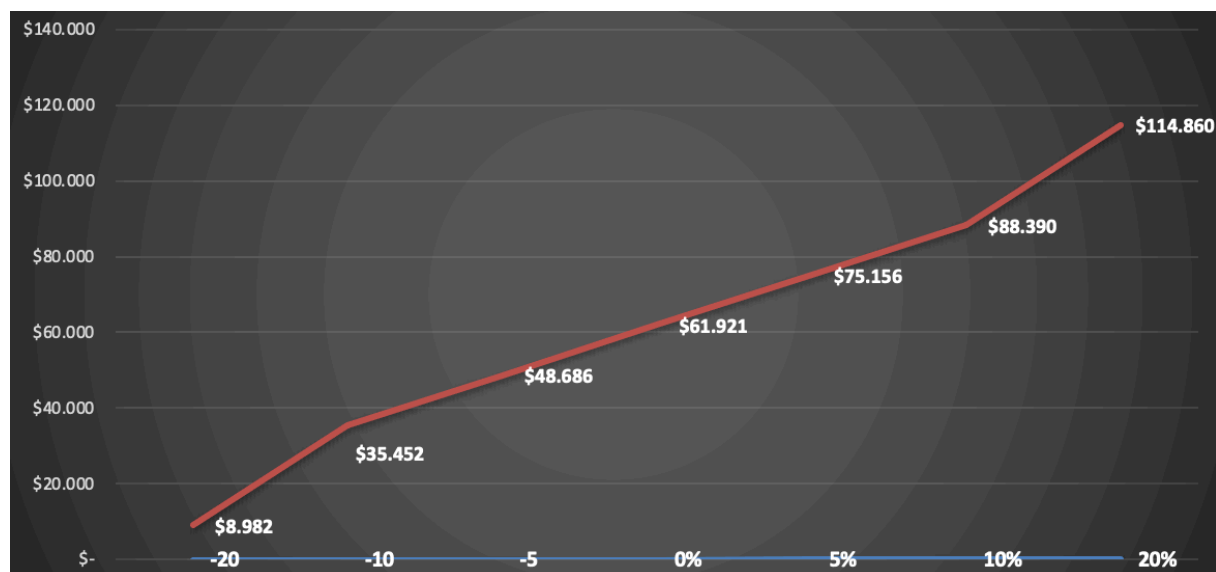
Tabla 4.16: sensibilización de la demanda sistemas de 5 KWp

Variación precio (%)	Demanda aplicada (años)						VAN (USD)
	1	2	3	4	5	6	
-20%	14	18	24	29	34	40	\$ 8.982
-10%	15	21	27	32	39	45	\$ 35.452
-5%	16	22	29	34	41	48	\$ 48.686
0%	17	23	30	36	43	50	\$ 61.921
5%	18	24	32	38	45	53	\$ 75.156
10%	19	25	33	40	47	55	\$ 88.390
20%	20	28	36	43	52	60	\$ 114.860

Fuente: elaboración propia

Los resultados evidencian que el proyecto mantiene un VAN positivo incluso bajo escenarios conservadores de reducción de la demanda. En particular, una disminución del 20 % en el número de instalaciones genera una reducción significativa del VAN, pero sin comprometer la viabilidad económica del proyecto, lo que refleja una adecuada estructura de costos y una correcta proyección base de la demanda.

El Gráfico 4.3 ilustra gráficamente la relación entre la variación de la demanda residencial y el VAN del proyecto.



Fuente: elaboración propia

Gráfico 4.3: VAN vs variación de la demanda – Sistema residencial 5 kWp

El gráfico muestra una relación creciente y aproximadamente lineal entre la demanda y el VAN, indicando que el proyecto responde de manera proporcional a los cambios en el volumen de instalaciones residenciales. Este comportamiento confirma que el segmento residencial constituye una fuente relevante de generación de ingresos, pero con una sensibilidad moderada frente a variaciones razonables en la demanda.

- **Demanda de sistemas PYME de 12 kWp**

La Tabla 4.17 presenta los resultados del análisis de sensibilidad de la demanda para el segmento PYME de 12 kWp. En este caso, las variaciones analizadas corresponden a cambios en el número de sistemas instalados anualmente dentro del horizonte de evaluación.

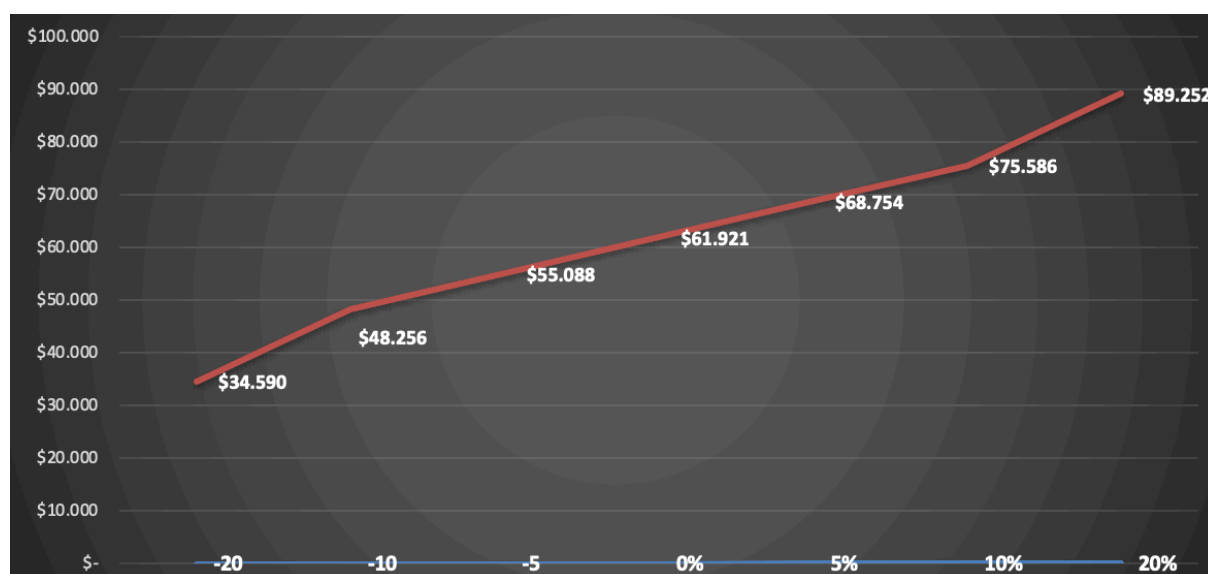
Tabla 4.17: sensibilización de la demanda de los sistemas de 12 KWp

Variación precio (%)	Demanda aplicada (años)						VAN (USD)
	1	2	3	4	5	6	
-20%	2	4	5	6	7	8	\$ 34.590
-10%	3	5	5	7	8	9	\$ 48.256
-5%	3	5	6	8	9	10	\$ 55.088
0%	3	5	6	8	9	10	\$ 61.921
5%	3	5	6	8	9	11	\$ 68.754
10%	3	6	7	9	10	11	\$ 75.586
20%	4	6	7	10	11	12	\$ 89.252

Fuente: elaboración propia

Los resultados muestran que el VAN del proyecto se mantiene positivo en todos los escenarios analizados, incluso bajo una reducción del 20 % de la demanda PYME. Esto evidencia que este segmento presenta una mayor estabilidad económica, asociada a mayores ingresos unitarios por proyecto y a una menor volatilidad en la demanda esperada.

El Gráfico 4.4 muestra gráficamente el efecto de la variación de la demanda PYME sobre el VAN del proyecto.



Fuente: elaboración propia

Gráfico 4.4: VAN vs variación de la demanda – Sistema residencial 12 kWp

El gráfico presenta una pendiente menos pronunciada que la observada en el segmento residencial, lo que confirma que la rentabilidad del proyecto es menos sensible a variaciones en la demanda PYME. Este comportamiento refuerza el rol estratégico de este segmento como elemento estabilizador del modelo de negocio.

El análisis de sensibilidad de la demanda permite concluir que el proyecto presenta una robustez adecuada frente a variaciones en el volumen de ventas, manteniendo valores positivos del VAN incluso bajo escenarios conservadores de reducción de la demanda. El segmento residencial de 5 kWp muestra una mayor contribución al VAN total, pero también una sensibilidad ligeramente superior frente a cambios en el número de instalaciones.

Por su parte, el segmento PYME de 12 kWp aporta estabilidad económica al proyecto, reduciendo el riesgo global asociado a fluctuaciones en la demanda. En conjunto, los resultados confirman que la proyección de demanda definida para el proyecto es coherente y consistente con la capacidad operativa planteada, respaldando la viabilidad económica del modelo de negocio bajo distintos escenarios de mercado.

CONCLUSIONES

A partir del desarrollo de la evaluación económica del proyecto de implementación de sistemas fotovoltaicos residenciales y para PYMEs, es posible concluir que el proyecto resulta económicamente viable y altamente rentable bajo los supuestos definidos en el análisis.

El estudio del proyecto puro, sin financiamiento, evidenció una estructura de costos adecuada, con ingresos operacionales suficientes para cubrir los egresos operativos y generar flujos de caja positivos durante todo el horizonte de evaluación. Los indicadores económicos obtenidos, tales como un Valor Actual Neto (VAN) positivo, una Tasa Interna de Retorno (TIR) significativamente superior a la tasa de descuento y un período de recuperación de la inversión reducido, confirman la conveniencia económica de ejecutar el proyecto con recursos propios.

La incorporación de escenarios de financiamiento externo permitió analizar el efecto del apalancamiento financiero sobre la rentabilidad del proyecto. En particular, los escenarios con financiamiento del 25 %, 50 % y 75 % de la inversión inicial mostraron un incremento relevante en la rentabilidad del capital propio, reflejado en mayores valores de TIR y una recuperación más rápida de la inversión del inversionista. Esto demuestra que el uso de deuda, bajo condiciones de tasa y plazo razonables, potencia el desempeño financiero del proyecto sin comprometer su estabilidad operativa.

El análisis de sensibilización evidenció que el proyecto presenta una elevada robustez frente a variaciones en el precio de venta. Incluso ante reducciones cercanas al 20 % en los precios, el proyecto mantiene un VAN positivo, lo que confirma la existencia de un amplio margen de seguridad económica. Este resultado refuerza la resiliencia del modelo de negocio frente a escenarios de mercado desfavorables.

En términos generales, los resultados obtenidos permiten concluir que el proyecto no solo es viable desde el punto de vista económico, sino que además presenta una estructura flexible y resistente, capaz de adaptarse a distintas condiciones de financiamiento y variaciones de mercado, lo que lo convierte en una alternativa atractiva para su implementación.

RECOMENDACIONES

En base a los resultados del estudio realizado, se formulan las siguientes recomendaciones:

Se recomienda implementar el proyecto considerando algún nivel de financiamiento externo, dado que los escenarios analizados demuestran que el apalancamiento financiero incrementa la rentabilidad del capital propio sin generar riesgos financieros excesivos.

Se sugiere priorizar una estrategia comercial que mantenga precios de venta dentro de rangos competitivos, aprovechando el amplio margen de seguridad identificado en el análisis de sensibilización, lo que permitiría enfrentar eventuales presiones del mercado sin comprometer la viabilidad económica del proyecto.

Se recomienda realizar, en futuras etapas, un análisis de sensibilización adicional incorporando variables como costos de equipos fotovoltaicos, volumen anual de instalaciones y variaciones en la tasa de descuento, con el objetivo de profundizar la evaluación del riesgo económico.

Finalmente, se sugiere complementar este estudio con una evaluación técnica y ambiental detallada en etapa de implementación, que permita optimizar la selección de proveedores, reducir costos operativos y maximizar los beneficios económicos y ambientales del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

Ministerio de Energía de Chile. (2014). Ley N.º 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Gobierno de Chile.

<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1063414>

Ministerio de Energía de Chile. (2018). Ley N.º 21.118: Modifica la Ley 20.571 y perfecciona el sistema de Net Billing. Gobierno de Chile.

<https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1119966>

Superintendencia de Electricidad y Combustibles. (2023). Normativa técnica para instalaciones de generación distribuida. SEC.

<https://www.sec.cl>

Instituto Nacional de Estadísticas. (2024). Resultados del Censo de Población y Vivienda 2024. INE.

<https://www.ine.gob.cl>

Servicio de Impuestos Internos. (2015). Estadísticas de empresas por región y comuna. SII.

https://www.sii.cl/estadisticas/empresas_region.htm

Asociación Chilena de Energía Solar. (2024). Informe de generación distribuida residencial en Chile. ACESOL.

<https://www.acesol.cl>

Ministerio de Energía de Chile. (2023). Programa Casa Solar: antecedentes técnicos y económicos. Gobierno de Chile.

<https://www.minenergia.cl>

Ministerio de Energía de Chile. (2022). Atlas Solar de Chile. Gobierno de Chile.

<https://www.minenergia.cl/atlas-solar>

Brealey, R. A., Myers, S. C., & Allen, F. (2020). Principles of corporate finance (13th ed.). McGraw-Hill Education.

Damodaran, A. (2023). Cost of capital by country: Chile. Stern School of Business, New York University.

<https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar>

Ross, S. A., Westerfield, R. W., & Jaffe, J. (2019). *Corporate finance* (12th ed.). McGraw-Hill Education.

Servicio de Impuestos Internos. (2023). Tabla de vidas útiles normales y depreciación acelerada. SII.
https://www.sii.cl/valores_y_fechas/vida_util.htm

Sapag Chain, N., & Sapag Chain, R. (2014). *Preparación y evaluación de proyectos* (6ª ed.). McGraw-Hill Education.

Brealey, R., Myers, S., & Allen, F. (2019). *Principles of Corporate Finance* (13th ed.). McGraw-Hill Education.