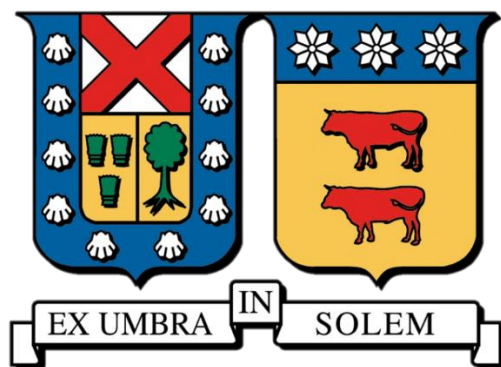


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL
CASA CENTRAL – VALPARAÍSO



**“ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO SOBRE POSIBLES TÉCNICAS DE
RECICLAJE DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS A
IMPLEMENTAR EN CHILE”**

JOSEFA LUISA QUINIO PALTA

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERÍA CIVIL AMBIENTAL**

PROFESORA GUÍA: PAMELA BONERT PUIG
PROFESOR CORREFERENTE: DANIEL RAMÍREZ LIVINGSTONE

26 DE JUNIO DE 2024

Índice general

Índice de tablas	5
Índice de figuras.....	6
Índice de gráficos.....	7
Agradecimientos	8
Resumen.....	9
Objetivos	11
Objetivo General	11
Objetivos específicos.....	11
Marco teórico.....	12
1 Energía Renovable.....	12
1.1 Generación de electricidad a nivel mundial.....	14
1.2 Potencia instalada de energía solar fotovoltaica a nivel mundial	15
1.3 Matriz eléctrica en Chile	17
1.3.1 Generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional.....	19
1.3.1 Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica	19
2 Paneles solares fotovoltaicos	21
2.1 Célula fotovoltaica	22
2.2 Tecnología cristalina de silicio	25
2.2.1 Tecnología cristalina de silicio bifacial	27
2.3 Tecnología de capa fina de telurio de cadmio.....	28
2.4 Fin de vida útil de un panel fotovoltaico	31
3 Proyectos de energía solar fotovoltaica en Chile.....	36
3.1 Línea base de paneles solares fotovoltaicos en Chile	37
4 Normativa	41
4.1 D.S. 189 “Aprueba Reglamento Sobre Condiciones Sanitarias Y De Seguridad Básica En Los Rellenos Sanitarios”	41
4.2 D.S.148 “Aprueba Reglamento Sanitario Sobre Manejo De Residuos Peligrosos”	41
4.3 Ley 20.920 “Establece Marco Para La Gestión De Residuos, La Responsabilidad Extendida Del Productor Y Fomento Al Reciclaje”	43
4.3.1 Aparatos eléctricos y electrónicos	45
5 Tratamiento de módulos fotovoltaicos	48
5.1 Desmantelamiento.....	48
5.2 Pretratamiento	49
5.2.1 Delaminación mecánica	50
5.2.2 Delaminación térmica	51
5.2.3 Delaminación química	52

5.2.4	Comparación de los métodos de pretratamiento	53
5.3	Separación de materiales.....	54
5.4	Extracción y recuperación.....	55
5.4.1	Lixiviación	56
5.4.2	Extracción por solvente.....	57
5.4.3	Precipitación por reducción electrolítica	57
5.5	Situación actual del reciclaje de módulos fotovoltaicos	59
5.5.1	Reciclaje de módulos fotovoltaicos en Chile.....	62
	Desarrollo.....	65
6	Estudio Técnico	66
6.1	Descripción del proceso	66
6.2	Método seleccionado y su fundamento.....	66
6.3	Descripción general	66
6.4	Especificaciones del servicio	68
6.5	Diagrama de proceso.....	68
6.6	Equipos del proceso	69
6.6.1	Equipos principales.....	69
6.6.2	Especificaciones de equipos secundarios.....	70
6.6.3	Otros equipos o maquinaria	72
6.7	Talento humano necesario	72
6.8	Saldos.....	72
6.8.1	Balance de masa.....	72
6.8.2	Balance de energía	75
6.9	Aspectos ambientales.....	76
6.9.1	Regulaciones aplicables	76
6.10	Localización del proyecto	77
7	Estudio Económico.....	78
7.1	Financiamiento.....	78
7.2	Tiempo de operación.....	78
7.3	Costos de inversión	78
7.4	Detalle de costos	79
7.5	Depreciación de bienes	80
7.6	Flujo de caja.....	81
7.7	Indicadores de rentabilidad	83
7.8	Análisis de sensibilidad.....	84
	Discusión.....	86
	Conclusión	92
	Referencia	94

Anexos	97
A. Normas	97
A.1 Operaciones de recuperación de recursos, el reciclaje, la regeneración, el reuso u otros usos. 97	
A.2 Características de peligrosidad de los residuos (D.S. N°148/2003).....	97
A.3 Artículo 18, lista II.	100
A.4 Artículo 90. Apartado A1020 y A1180.	101
A.5 Metas de recolección y valorización de residuos de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos.....	101
B. Estimación del peso de un módulo fotovoltaico a base de silicio.	102
C. Detalle de costos de inversión.....	103
C.1 Terreno.....	103
C.2 Construcción.....	104
C.3 Equipos y maquinaria.	105
D. Costos de operación	106
D.1 Talento humano.....	106
D.2 Consumo de energía eléctrica.....	106
D.3 Consumo de agua	107
D.4 Transporte de módulos	107
E. Flujo de caja	108
E.1 Ingresos de la empresa.....	108
E.2 Flujo de caja completo.....	110

Índice de tablas

TABLA 1. POTENCIA INSTALADA DE ENERGÍA RENOVABLE.....	14
TABLA 2. MATERIALES QUE COMPONEN UN PAPEL FOTOVOLTAICO DE SILICIO CRISTALINO Y SUS USOS.....	26
TABLA 3. MATERIALES QUE COMPONEN UN PAPEL FOTOVOLTAICO DE CAPA FINA DE TELURO DE CADMIO Y SUS USOS.....	30
TABLA 4. LEVANTAMIENTO DE LÍNEA BASE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EN CHILE.	38
TABLA 5. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO Y DEL MÓDULO SOLAR QUE PUEDE DESMONTAR.....	49
TABLA 6. COMPARACIÓN DE VARIAS TÉCNICAS DE DELAMINACIÓN.	53
TABLA 7. LISTA DE METALES JUNTO AL ELECTROLITO Y CÁTODO USADO EN CADA CASO.....	58
TABLA 8. CAPACIDAD INSTALADA TOTAL POR PROCESO PRODUCTIVO Y RESINA.	64
TABLA 9. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO DE DESMONTAJE.....	69
TABLA 10. ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO DE REMOCIÓN DE VIDRIO.....	70
TABLA 11. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE LIMPIEZA.....	71
TABLA 12. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO GRANULADOR DE CABLES DE COBRE.....	71
TABLA 13. COMPOSICIÓN DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO A BASE DE SILICIO.....	73
TABLA 14. FLUJOS MÁSICOS DEL PROCESO Y SU COMPOSICIÓN.	75
TABLA 15. CONSUMO DE ENERGÍA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.....	76
TABLA 16. RESIDUOS GENERADOS EN EL TRATAMIENTO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS... 	76
TABLA 17. DETALLE DEL COSTO DE INVERSIÓN.....	79
TABLA 18. COSTO OPERACIONAL ANUAL.....	80
TABLA 19. CÁLCULO DE LA DEPRECIACIÓN DE BIENES.	81
TABLA 20. FLUJO DE CAJA SIN FINANCIAMIENTO.....	82
TABLA 21. FLUJO DE CAJA CON FINANCIAMIENTO	83
TABLA 22. INDICADORES DE RENTABILIDAD.	83
TABLA 23. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	85
TABLA 24. METAS DE RECOLECCIÓN Y VALORIZACIÓN DE PILAS Y APARATOS ELÉCTRICOS Y ELECTRÓNICOS.	101
TABLA 25. SUPERFICIE TOTAL PARA LA PLANTA DE RECICLAJE.	103
TABLA 26. ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CONSTRUCCIÓN.....	104
TABLA 27. COSTO DE INVERSIÓN DE EQUIPOS/MAQUINARIAS.....	105
TABLA 28. SALARIO MENSUAL POR CARGO.	106
TABLA 29. CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANUAL.	107
TABLA 30. PRECIO DE LA CHATARRA DE ALUMINIO.....	108
TABLA 31. INGRESOS DE LA PLANTA DE RECICLAJE.....	109
TABLA 32. FLUJO DE CAJA SIN FINANCIAMIENTO COMPLETO.....	110
TABLA 33. FLUJO DE CAJA CON FINANCIAMIENTO COMPLETO	110

Índice de figuras

FIGURA 1. CAPACIDAD INSTALADA NETA AL FINALIZAR EL AÑO 2023.	18
FIGURA 2. ESTRUCTURA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO GENERAL.	22
FIGURA 3. ESTRUCTURA DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA.	24
FIGURA 4. ESTRUCTURA DE UN MÓDULO SOLAR DE SILICIO CRISTALINO.	25
FIGURA 5. DIFERENCIA ESTRUCTURAL ENTRE MÓDULO DE SILICIO MONOFACIAL (A) Y BIFACIAL(B).	27
FIGURA 6. ESTRUCTURA GENERAL DE LA CÉLULA DE CdTe EN CONFIGURACIÓN DE SUPERESTRATO (B) COMO DE SUSTRATO (C).	28
FIGURA 7. ESTRUCTURA DE UNA CÉLULA TÍPICA DE TELURO DE CADMIO (CONFIGURACIÓN DE SUPERESTRATO).	29
FIGURA 8. TIPOS DE DEGRADACIÓN QUE SUFREN LOS MÓDULOS SOLARES.	31
FIGURA 9. SEPARADOR SEMIAUTOMÁTICO DE MARCO Y DE CAJA DE CONEXIONES DE NPC INCORPORATED.	49
FIGURA 10. TRATAMIENTO TÉRMICO EN EL RECICLAJE FOTOVOLTAICO.	51
FIGURA 11. PARTES DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN POR SOLVENTE.	57
FIGURA 12. DIAGRAMA DE FLUJO DEL RECICLAJE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	65
FIGURA 13. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA DE RECICLAJE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	68
FIGURA 14. EQUIPO DE DESMONTAJE DE PANELES SOLARES.	69
FIGURA 15. EQUIPO REMOVEDOR DE VIDRIO.	70
FIGURA 16. CEPILLO DE LIMPIEZA ELÉCTRICO.	70
FIGURA 17. EQUIPO GRANULADOR DE CABLES DE COBRE.	71
FIGURA 18. ARTÍCULO 12 SOBRE LA CARACTERÍSTICA DE TOXICIDAD AGUDA.	98
FIGURA 19. ARTÍCULO 13 SOBRE LA CARACTERÍSTICA DE TOXICIDAD CRÓNICA.	98
FIGURA 20. ARTÍCULO 14 SOBRE LA CARACTERÍSTICA DE TOXICIDAD EXTRÍNSECA.	99
FIGURA 21. ARTÍCULO 15 SOBRE LA CARACTERÍSTICA DE INFLAMABILIDAD.	99
FIGURA 22. ARTÍCULO 16 SOBRE LA CARACTERÍSTICA DE REACTIVIDAD.	99
FIGURA 23. ARTÍCULO 17 SOBRE LA CARACTERÍSTICA DE CORROSIVIDAD.	100
FIGURA 24. LISTADO DE CONSTITUYENTES DE RESIDUOS PELIGROSOS, ESTABLECIDOS EN EL ARTÍCULO 18.	100
FIGURA 25. CATEGORÍA A1020 DEL ARTÍCULO 90.	101

Índice de gráficos

GRÁFICO 1. POTENCIA INSTALADA DE ENERGÍA RENOVABLE A NIVEL MUNDIAL.	13
GRÁFICO 2. EXPANSIÓN ANUAL DE LA POTENCIA INSTALADA A NIVEL MUNDIAL, 2002-2022.	14
GRÁFICO 3. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTES RENOVABLES	15
GRÁFICO 4. POTENCIA INSTALADA DE ENERGÍA SOLAR A NIVEL MUNDIAL.	16
GRÁFICO 5. CAPACIDAD MÁXIMA DE POTENCIA INSTALADA DE ENERGÍA SOLAR EN DIFERENTES REGIONES DEL MUNDO ENTRE 2021 Y 2022.	16
GRÁFICO 6. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA NACIONAL.	20
GRÁFICO 7. MODOS DE DEGRADACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO.	35
GRÁFICO 8. DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POR TIPO.	38
GRÁFICO 9. TECNOLOGÍA DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS TRATADAS EN LAS PLANTAS.	60
GRÁFICO 10. ESTRUCTURAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS TRATADOS EN LAS PLANTAS DE LOS ENCUESTADOS.	60
GRÁFICO 11. TECNOLOGÍAS DE TRATAMIENTO PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	61
GRÁFICO 12. CAPACIDAD DE TRATAMIENTO DISPONIBLE PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS....	61
GRÁFICO 13. COSTO DEL TRATAMIENTO DE LOS RESIDUOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN LA PLANTA (EXCLUIDO EL TRANSPORTE).	62

Agradecimientos

En primera instancia le quiero agradecer a mi madre Patricia que hizo todo lo posible para que pudiera estudiar, me enseñó valores y el sentido de la responsabilidad. En segundo lugar, a mi tía Mary que me cuidó desde la infancia y me inculcó el hábito de estudiar. En este proceso el apoyo de mi hermana Catalina y mejor amiga Javiera fueron muy importantes, me ayudaron a seguir adelante, me apoyaron en los momentos difíciles y me aconsejaron en torno a la dirección de mi estudio. Adicionalmente, le quería agradecer a mi profesora guía y profesor correferentes, quienes me aconsejaron y guiaron en el desarrollo de mi memoria, además de compartir sus conocimientos en muchas asignaturas para crecer profesionalmente. Le agradezco a mis compañeras y compañeros que formaron parte de mi crecimiento académico y profesional, con quienes compartí, estudié, me desvelé y esforcé para aprobar los ramos. Para finalizar, le agradezco a mi perrito Toby, quien es mi soporte emocional, el que me da mucho amor, me incentiva a levantarme por las mañanas y seguir adelante. Además, a mi gatita Tod, que a pesar de su corta vida siempre me acompañó en las noches de estudio.

Resumen

En Chile la energía solar fotovoltaica es una de las fuentes utilizadas para producir energía eléctrica. La capacidad instalada ha crecido significativamente desde 2014, alcanzando 8.370 [MW], equivalente al 25% de la capacidad nacional total. Sin embargo, se enfrenta el reto de gestionar grandes cantidades de paneles solares en desuso hacia 2030, estimando entre 161 y 270 millones de paneles instalados para 2050.

Es imprescindible estudiar la manera de disminuir los residuos generados por las centrales solares. Una de las soluciones a esta problemática es el reciclaje de los paneles en desuso. Es por ello, que esta investigación estudia las técnicas de reciclaje de módulos fotovoltaicos, con un enfoque en las tecnologías de paneles solares predominantes en Chile para la producción de energía eléctrica. Las tecnologías predominantes en el país son los módulos fotovoltaicos cristalinos de silicio y los de capa fina de telurio de cadmio. Para el desarrollo de esta investigación, se realiza un análisis de las normativas nacionales sobre gestión de residuos sólidos y su aplicación al reciclaje de estos dispositivos.

Además, a partir de la revisión y estudio de los métodos de reciclaje, se propone un sistema de reciclaje para módulos fotovoltaicos y se sugiere una planta de reciclaje con un flujo de 1.300 [kg/h], a la cual, se le realiza un estudio técnico y económico para evaluar su viabilidad en el país. Estos estudios confirman la viabilidad técnica y económica de establecer una planta de reciclaje de paneles fotovoltaicos en Chile. Con respecto al proceso de reciclaje, se seleccionaron etapas con métodos mecánicos para maximizar la recuperación de materiales, para minimizar los residuos destinados a vertederos o rellenos sanitarios. Económicamente, el proyecto es rentable lo que se confirma con los indicadores de rentabilidad, cuyos valores son: un VAN de más de 1.300 millones de pesos, una TIR del 80,1% y un periodo de recuperación de la inversión de 3 años. Aunque variables como el flujo de operación, la composición del marco de aluminio y los costos de operación, pueden afectar la rentabilidad si se presentan cambios significativos.

Introducción

La siguiente investigación busca estudiar las técnicas de reciclaje de módulos fotovoltaicos, centrándose en las principales tecnologías de paneles solares utilizados en Chile para la producción de energía eléctrica. Para lograr esto, en primer lugar, se realizará un análisis de la normativa chilena sobre la gestión de residuos sólidos y la forma en que se aplica al reciclaje de módulos fotovoltaicos. En segundo lugar, se presentará un estudio económico para recomendar la mejor técnica de reciclaje que podría ser implementada en el país, considerando el análisis técnico, económico y legal realizado.

En el marco teórico, se abordarán diversos temas relevantes para la investigación. En el primer capítulo, se introducirán las energías renovables con un enfoque en la energía solar fotovoltaica. Se describirá la potencia instalada a nivel mundial de fuentes renovables y su crecimiento a lo largo de los años, así como la matriz energética de Chile y el aporte de la energía solar fotovoltaica. En el segundo capítulo, se especificarán las tecnologías de módulos fotovoltaicos, centrándose en los paneles cristalinos de silicio y de capa fina de telurio de cadmio. Se identificará su estructura, los materiales que los componen, sus características, el funcionamiento de las células fotovoltaicas y las causas de su degradación o eliminación. El tercer capítulo se enfocará en los proyectos de energía solar fotovoltaica instalados en Chile, determinando los tipos de módulos y la cantidad de unidades utilizadas, además de presentar ejemplos de proyectos exitosos y sus características. En el cuarto capítulo, se describirán las normativas aplicables a la gestión de residuos y el reciclaje de estos. Finalmente, el quinto capítulo se centrará en el tratamiento de los módulos fotovoltaicos, describiendo las etapas que lo componen.

En el desarrollo de la investigación, se propondrá un sistema de reciclaje para módulos fotovoltaicos a partir de la información obtenida. Con ello, se sugerirá una planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos, para la cual se realizará un estudio técnico que describirá el proceso, los servicios, el diagrama del proceso, el balance de materia y energía, los equipos utilizados, entre otros aspectos.

Posteriormente, se llevará a cabo un estudio económico de la planta para evaluar la rentabilidad del proyecto, considerando los costos de inversión, los costos de operación, el tipo de financiamiento utilizado, entre otros factores. Con esta información, se realizará un flujo de caja y se obtendrán los indicadores de rentabilidad para evaluar financieramente el proyecto. Finalmente, se expondrán las discusiones y conclusiones de esta investigación.

Objetivos

Objetivo General

Analizar las técnicas de reciclaje de paneles fotovoltaicos con el fin de proponer la mejor técnica disponible considerando parámetros técnicos, económicos y legales a nivel nacional.

Objetivos específicos

- Identificar las tecnologías existentes de paneles fotovoltaicos para determinar su composición por tipo de tecnología y predominio en el mercado nacional.
- Estudiar técnicas de reciclaje de paneles fotovoltaicos de generación eléctrica para seleccionar posibles métodos a utilizar al finalizar su vida útil en Chile.
- Analizar la normativa chilena aplicada a la gestión de residuos de módulos fotovoltaicos con el fin de evaluar la viabilidad legal de la aplicación de estas técnicas de reciclaje.
- Realizar un estudio económico para recomendar la mejor técnica disponible de reciclaje de paneles fotovoltaicos de generación eléctrica.

Marco teórico

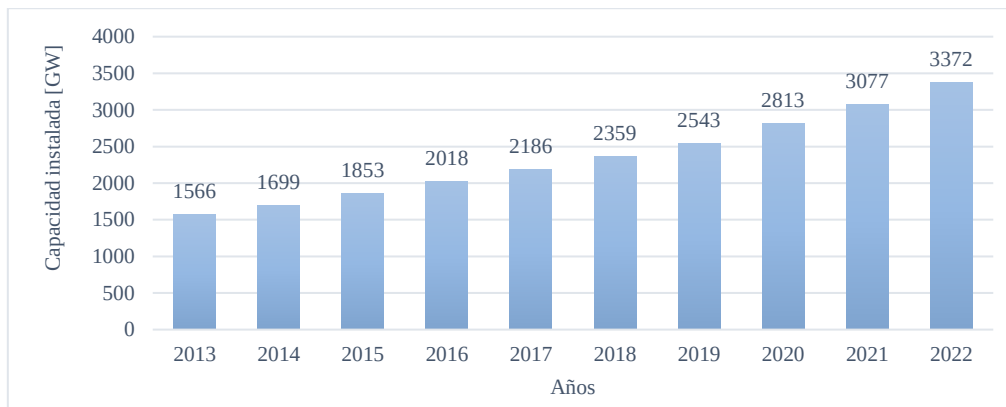
1 Energía Renovable

Las energías renovables son fuentes naturales que se caracterizan por su capacidad de regenerarse con un bajo impacto ambiental. Estas fuentes energéticas se basan en recursos abundantes y prácticamente inagotables. Algunas de las energías renovables actualmente disponibles son la energía solar, eólica, geotérmica, hidráulica, biomasa, mareomotriz, undimotriz y energía nuclear (Esteire et al., 2010).

- **Energía solar:** La energía proveniente del sol es la base de las demás energías renovables. Sin embargo, existen tecnologías que aprovechan directamente la radiación solar para producir energía eléctrica o térmica. Los módulos fotovoltaicos son empleados para generar electricidad, mientras que, los paneles solares térmicos para producir calor.
- **Energía eólica:** Esta energía tiene como fuerza impulsora el movimiento de las masas de aire, es decir, la energía cinética del aire que se convierte en energía mecánica a partir de las tecnologías existentes. En la actualidad, esta energía se emplea principalmente para producir energía eléctrica mediante aerogeneradores. Estos se instalan en conjunto para formar parques eólicos, o bien, pueden instalarse en casas, granjas, etc.
- **Energía geotérmica:** Aprovecha el calor del interior de la tierra para producir electricidad o calor. Una de las tecnologías aplicadas son las centrales geotérmicas, las cuales se utilizan para producir electricidad.
- **Energía hidráulica:** Esta energía se obtiene a partir del aprovechamiento de la energía cinética y potencial de las corrientes de agua. La energía hidráulica se utiliza para producir energía eléctrica en una central hidroeléctrica, donde el flujo de agua hace girar una turbina que, a su vez, mueve un generador que produce electricidad. Estas centrales pueden ser hidroeléctricas de embalse o de pasada.
- **Energía biomasa:** Se obtiene a partir de materia orgánica que almacena energía utilizable. En la actualidad, una de las formas de biomasa más utilizadas es la madera, que es quemada para obtener calor.
- **Energía mareomotriz:** Este tipo de energía aprovecha el movimiento de las mareas del mar. La energía cinética de las mareas se aprovecha mediante centrales mareomotrices, las cuales cuentan con turbinas que convierten la energía cinética en energía mecánica y, posteriormente, en eléctrica, a través de alternadores.

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, en inglés) publicó un informe de estadísticas de capacidad renovable para el año 2023. En dicho informe, se entregan datos de la potencia instalada de centrales eléctricas y otras instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables para producir electricidad en la mayoría de los países. Estos resultados indican que la potencia instalada de fuentes renovable ha aumentado a nivel mundial a través de los años, como se muestra en el Gráfico 1, alcanzando los 3.372 [GW] a finales de 2022.

Gráfico 1. Potencia instalada de energía renovable a nivel mundial.



Fuente: Creación propia con datos obtenidos desde el informe de estadísticas de capacidad renovable 2023, IRENA.

De 2021 a 2022, la potencia instalada de energía renovable aumentó 295 [GW]. Asia fue el continente que aportó casi la mitad de la nueva capacidad instalada a nivel mundial, seguido por Europa y Norteamérica, con un incremento de 175 [GW]; 57,3 [GW] y 29,1 [GW] respectivamente. Sin embargo, otras regiones continuaron con su expansión constante. Sudamérica incrementó en un 18,2 [GW] su capacidad instalada de energía renovable y Oceanía aumentó su capacidad en 5,1 [GW]. La Tabla 1 presenta la potencia instalada de energía renovable del año 2021 y 2022 de cada una de las zonas mencionadas anteriormente (IRENA, 2023a).

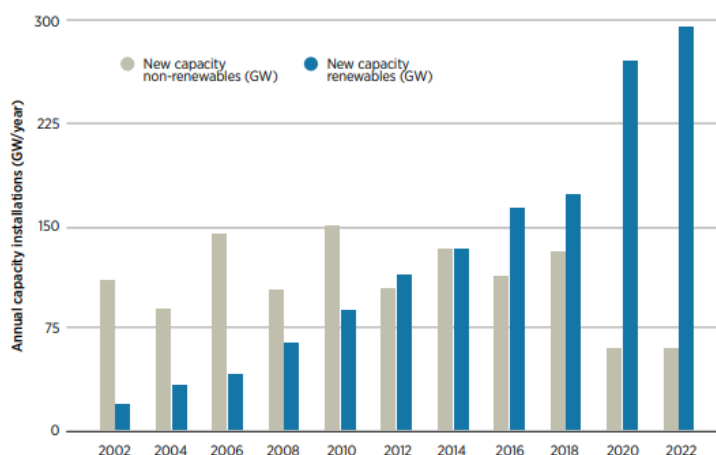
Tabla 1. Potencia instalada de energía renovable.

Región	Capacidad total de energía renovable [GW]	
	2021	2022
Asia	1.455	1.630
Europa	651	709
Norte América	460	489
Sudamérica	246	265
África	56	59
Oceanía	49	55
Medio Este	25	29
Centro América y el Caribe	17,6	18,1

Fuente: IRENA (2023a).

La capacidad instalada de energía renovable incorporada el año 2022 (295 [GW]) representa el 83% de la adición total, en contraste, los combustibles fósiles solo representaron el 17% con 60[GW] añadidos. El análisis del Gráfico 2 revela que, la potencia instalada de energía renovable incorporada cada año ha ido en aumento en los últimos 20 años. Mientras que, la expansión de la capacidad no renovable ha experimentado fluctuaciones a lo largo de los años, aunque desde 2018 se observa una disminución a nivel mundial (IRENA, 2023b).

Gráfico 2. Expansión anual de la potencia instalada a nivel mundial, 2002-2022.



Fuente: IRENA (2023b).

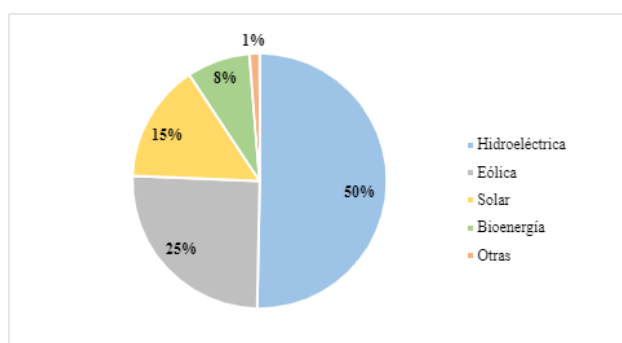
1.1 Generación de electricidad a nivel mundial

En el año 2022, la matriz de generación de electricidad a nivel mundial estuvo dominada por los combustibles fósiles, que representaron el 61% de la producción eléctrica. Del total, el carbón supuso el 36% (10.186 [TWh]), el gas natural el 22% (6.336 [TWh]), otros

combustibles fósiles el 3% (850 [TWh]). La energía hidráulica tuvo una participación del 15% (4.311 [TWh]), la energía nuclear del 9% (2.611 [TWh]), la eólica fue responsable del 7.6% (2.160 [TWh]) y la solar del 4.5% (1.284 [TWh]). Otras fuentes renovables, como la bioenergía, generaron el 2,4% (672 [TWh]) de la electricidad a nivel global, mientras que el resto de renovables representaron el 0.4% (EMBER, 2023).

Analizando la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, en 2022 se alcanzó una producción total de 8.541 [TWk]. De esta cantidad, la energía hidráulica representó el 50% de la generación renovable, seguida por la energía eólica con un 25% y la energía solar con un 15%, tal como se muestra en el Gráfico 3.

Gráfico 3. Generación de electricidad por fuentes renovables



Fuente: EMBER (2023).

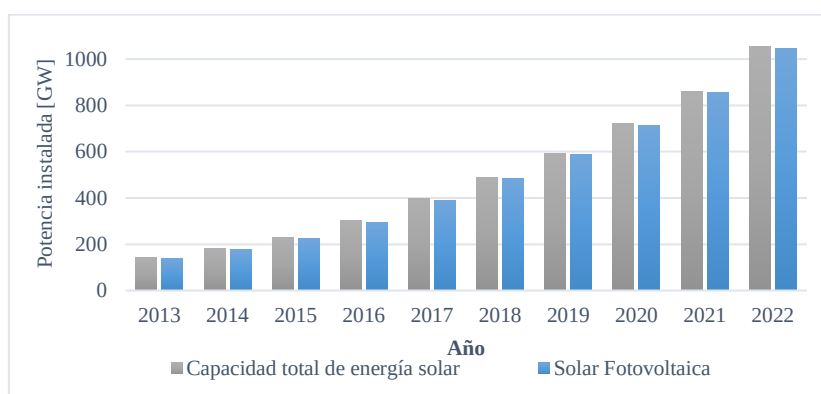
En 2022, se destacó el notable crecimiento interanual de la energía solar y eólica, con un crecimiento de 245 [TWh] y 312 [TWh] respectivamente. La combinación de energía eólica y solar representó el 12% de la generación eléctrica a nivel mundial, en contraste con el 10% en 2021. Además, la generación de energía hidroeléctrica a nivel global experimentó un incremento del 1,7% (73 [TWh]).

1.2 Potencia instalada de energía solar fotovoltaica a nivel mundial

La energía solar es utilizada en todo el mundo y su uso está en constante crecimiento, como se muestra en el Gráfico 4, donde la potencia instalada de energía solar ha incrementado a lo largo de los años. En 2013, la capacidad era de 141 [GW], mientras que, a fines del año 2022, esta había aumentado a 1.053 [GW]. Lo mismo ocurre con la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica, la cual alcanzó los 1.047 [GW] a nivel mundial al final del mismo año (IRENA, 2023).

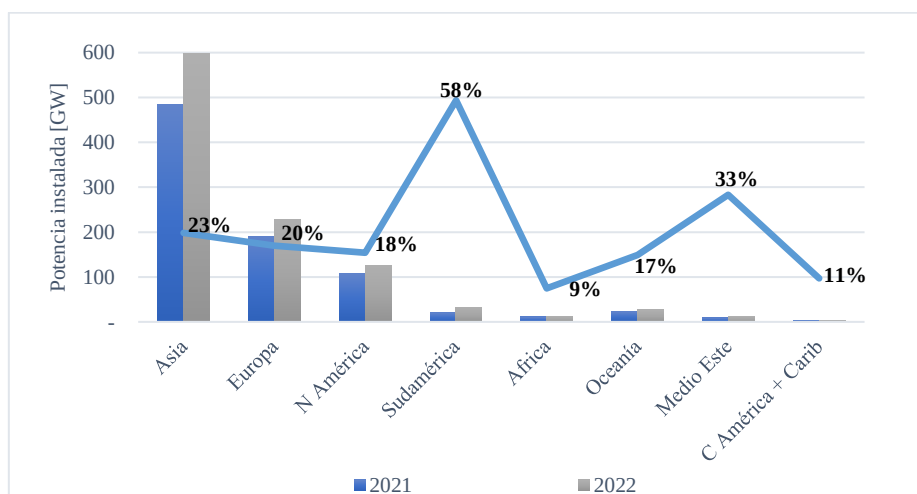
En el Gráfico 5 se presenta el incremento entre 2021 y 2022 de la potencia instalada de energía solar en diferentes regiones del mundo. Asia es el continente con la mayor capacidad, con un incremento de 112 [GW] con respecto al año 2021. Europa le sigue con una potencia de 228 [GW], aumentando en un 28% en comparación con el año anterior. Sudamérica se destaca con un crecimiento de su potencia instalada en un 58%, alcanzando los 33 [GW] a finales de 2022. Centroamérica y el Caribe tienen la menor capacidad de energía solar a nivel mundial, con tan solo 4 [GW], pero con un crecimiento del 11% con respecto al año 2021.

Gráfico 4. Potencia instalada de energía solar a nivel mundial.



Fuente: Creación propia con datos obtenidos desde el informe de estadísticas de capacidad renovable 2023, IRENA.

Gráfico 5. Capacidad máxima de potencia instalada de energía solar en diferentes regiones del mundo entre 2021 y 2022.



Fuente: Creación propia con datos obtenidos desde el informe de estadísticas de capacidad renovable 2023, IRENA.

En 2022, los países líderes en términos de potencia instalada a partir de energía solar fueron China (393 [GW]), Estados Unidos (113 [GW]), Japón (79 [GW]) y Alemania (67 [GW]), con un aporte del 37%, 11%, 8% y 6,3% con respecto a la capacidad máxima de potencia instalada a partir de energía solar a nivel mundial.

En relación a la energía solar fotovoltaica, los países mencionados anteriormente también fueron los líderes en potencia instalada, con una contribución de 392 [GW] por parte de China y 111 [GW] de Estados Unidos. En cuanto a los países de Sudamérica, Brasil encabeza el listado de los países con mayor capacidad instalada a partir de energía solar con 24,1 [GW], seguido por Chile y Argentina con 6,3 [GW] y 1,1[GW]. Estos mismos países lideran la capacidad máxima de potencia instalada a partir de energía solar fotovoltaica (IRENA, 2023).

1.3 Matriz eléctrica en Chile

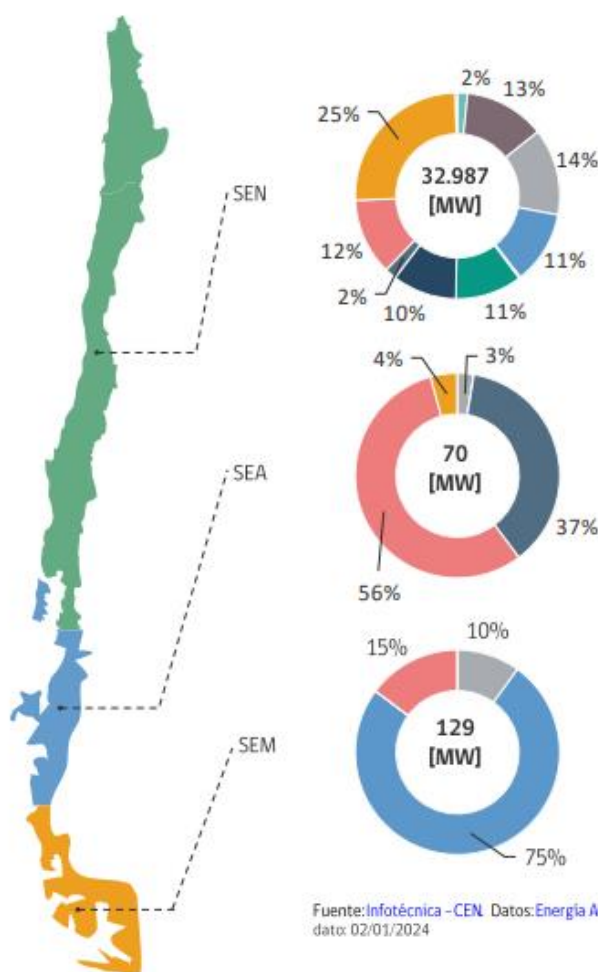
En la actualidad, el mercado eléctrico en Chile está conformado por tres sistemas independientes. Por una parte, destaca el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que abarca desde la ciudad de Arica hasta la Isla de Chiloé. Por otra, se distinguen dos sistemas aislados: el Sistema de Aysén (SEA), que abastece a la región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo; y el Sistema de Magallanes (SEM), que abarca las regiones de Magallanes y de la Antártica Chilena (CNE, 2024a).

La matriz eléctrica chilena está compuesta por termoeléctricas, hidroeléctricas de pasada, hidroeléctricas de embalse, energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, geotérmica y concentración solar de potencial. La Figura 1 representa la capacidad instalada neta al mes de diciembre de 2023 para los tres sistemas independientes de Chile, junto con la proporción que aporta cada tecnología a la matriz eléctrica nacional.

En 2023, la capacidad instalada total en Chile fue de 33.186 [MW]. De esta capacidad instalada, el 99,4% corresponden al SEN (32.987 [MW]), el 0,2% al SEA y el 0,3% al Sistema de Magallanes. Del total de la capacidad instalada, el 36,5% es de termoeléctricas, el 20,6% de hidroeléctricas convencionales y el 42,9% restante de energía renovable no convencional (ERNC), lo que equivale a 14.225 [MW] (CNE, 2024a). De la capacidad instalada de ERNC, 14.181 [MW] se ubican en el SEN, 31 [MW] se encuentra en el SEA y los 13 [MW] restantes en el Sistema de Magallanes. Se debe destacar que las centrales ERNC contempladas son aquellas clasificadas como tal según la Ley 20.257, de 2008, que “Introduce Modificaciones A La Ley General De Servicios Eléctricos Respecto De La Generación De Energía Eléctrica Con Fuentes De Energías Renovables No Convencionales” (CNE, 2024b).

El aporte de cada tecnología a la capacidad instalada neta del Sistema Eléctrico Nacional (32.987 [MW]) es el siguiente: 25% solar fotovoltaica; 14% eólica; 2% Biomasa; 2% mini hidroeléctrica de pasada; 0,4% de concentración solar y este mismo porcentaje de energía geotérmica. La tecnología con mayor capacidad instalada es la energía solar fotovoltaica, que aporta 8.367 [MW] al SEN. En cuanto al SEA y SEM, la tecnología que aporta la mayor capacidad instalada es la termoeléctrica a diésel y la termoeléctrica a gas natural (CNE, 2024b).

Capacidad instalada neta por tecnología



Capacidad instalada neta por sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SEN	32.987	99,4%
SEA	69,79	0,2%
SEM	129,32	0,3%
Total	33.186	100%

Fuente: Infotécnica - CEN. Datos: Energía Abierta.



Figura 1. Capacidad instalada neta al finalizar el año 2023.

Fuente: Comisión Nacional de Energía [CNE] (2024a).

1.3.1 Generación eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional

La generación acumulada anual de energía en el año 2023 del Sistema Eléctrico Nacional fue de 83.637 [GWh] (CEN, 2024). Solo en el mes de diciembre de 2023, la generación eléctrica en el SEN alcanzó un total de 7.186 [GWh], de los cuales el 35% fue generado por hidroeléctricas convencionales, el 23% por termoeléctricas y el 42% por energías renovables no convencionales. En cuanto a la generación por fuente en el mes de diciembre de 2023, el aporte de cada una de las tecnologías es el siguiente: 21% por parte de las hidroeléctricas de embalse, 24% por energía solar fotovoltaica, 15% de generación por termoeléctrica a carbón, 7% termoeléctricas a gas natural, 12% por energía eólica, 14% por hidroeléctricas de pasada, 3% por mini hidroeléctricas de pasada y el mismo porcentaje por biomasa (CNE, 2024a).

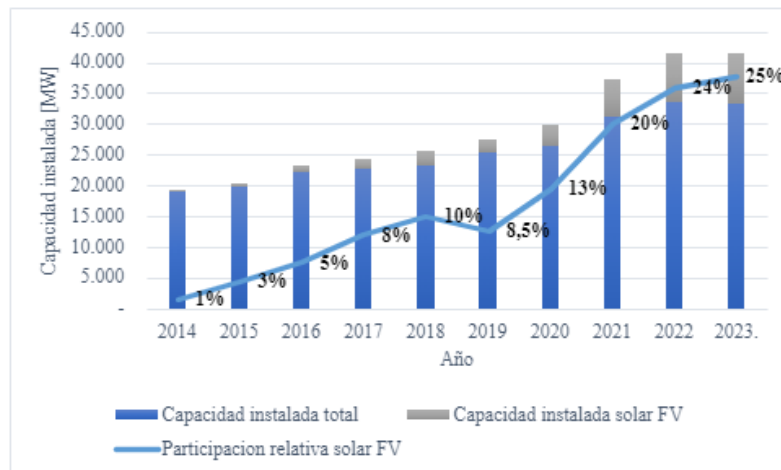
La generación eléctrica por parte de las centrales ERNC en el mes de diciembre fue de 3.005 [GWh]. En cuanto a la generación eléctrica por tecnología, la energía solar fotovoltaica es la principal fuente de generación, aportando un 57,9% del total producido por ERNC, seguida por la generación eólica con un aporte del 27,9% y la generación proveniente de centrales minihidráulicas de pasada (6,5%). Es necesario destacar que la generación solar aumentó en un 17,9% con respecto al mes anterior, mientras que la generación por concentración solar de potencia no tuvo lugar en el mes de diciembre (CNE, 2024b).

1.3.2 Capacidad instalada de energía solar fotovoltaica

El Gráfico 6 presenta la capacidad instalada eléctrica total histórica, entre 2014 y 2023 a nivel nacional, incorporando la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica y especificando su participación en el panorama nacional. Se destaca el constante crecimiento de la energía solar fotovoltaica a lo largo de los años. En 2014, su participación era solo del 1% en la capacidad instalada, equivalente a 189 [MW]. Sin embargo, su crecimiento ha sido constante y aceleró desde el año 2020 a 2023, alcanzando 8.370 [MW] de potencia, equivalente al 25% de la capacidad instalada total nacional.

En Chile la energía solar fotovoltaica sigue en constante crecimiento. Para diciembre de 2023, se encontraban en construcción 369 proyectos de energías renovables, que en conjunto alcanzan una potencia instalada de 6.759 [MW]. De esta cantidad, 4.598 [MW] corresponden a tecnología solar fotovoltaica, lo que corresponde al 68% de los proyectos en construcción (CNE, 2024b).

Gráfico 6. Capacidad instalada de generación eléctrica bruta nacional.



Fuente: Creación propia, a partir del Anuario Estadístico de Energía de 2015 a 2023 emitidos por la CNE.

En cuanto a los proyectos de tecnología solar fotovoltaica que se encuentran en evaluación ambiental, durante el mes de diciembre se registraron 129 proyectos de energía renovable en etapa de calificación dentro del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). De estos, 104 son proyectos solares fotovoltaicos con una potencia de 7.900 [MW]. Adicionalmente, se ingresaron a evaluación ambiental 12 proyectos solares fotovoltaicos (998 [MW]), y a 12 plantas fotovoltaicas se les otorgó una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable.

2 Paneles solares fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos son dispositivos capaces de convertir la radiación solar en energía eléctrica mediante las células fotovoltaicas que integran el panel solar. Su historia se remonta a 1832, cuando fue descubierto el efecto fotoeléctrico por el francés Alexander Edmond Becquerel. Más tarde, en 1877, se creó la primera célula fotovoltaica de selenio por Willian Grylls Adam y Richard Evans Day, lo que permitió que, en 1954, en los laboratorios Bell de Estados Unidos, se construyera el primer módulo fotovoltaico de la historia. Este elemento fue aplicado en la tecnología espacial, construyendo en 1958 el primer satélite equipado con paneles fotovoltaicos (Roldán, 2013).

Un panel solar fotovoltaico es una asociación eléctrica de células fotovoltaicas, encapsuladas y montadas sobre un soporte. Normalmente está formado por una cubierta frontal, material encapsulante, células fotovoltaicas, cubierta posterior, un marco y caja de conexión. En la Figura 2 se presentan la estructura de un módulo fotovoltaico. A continuación, se describen las partes que conforman el módulo (Mascaros, 2015).

- **Cubierta frontal:** Está fabricada de vidrio templado de un espesor entre 3 a 4 [cm]. Su función es proteger las células fotovoltaicas de factores externos. El material debe poseer una baja reflexión y una buena transmisión de la radiación solar.
- **Encapsulante:** Tiene como función asegurar las células fotovoltaicas y las conexiones, proporcionando rigidez al panel solar. Generalmente, se utiliza el Etil Vinial Acetileno (EVA) como material para su construcción.
- **Células fotovoltaicas:** La célula fotovoltaica es un componente eléctrico capaz de transformar parte de la radiación solar incidente en energía eléctrica. Se construye a partir de materiales semiconductores, el material más común utilizado es el silicio.
- **Cubierta posterior:** Su función es proteger el panel de agentes ambientales como la humedad. Se compone de un material plástico, comúnmente tedlar o EVA. El polímero tedlar es un material de polivinil fluoruro (PVF).
- **Marco:** Se compone comúnmente de aluminio anodizado o acero inoxidable. Su función es proporcionarle rigidez y resistencia mecánica al panel fotovoltaico.
- **Caja de conexiones:** Está ubicada en la parte posterior del módulo. Cuenta con dos bordes de salida uno negativo y otro positivo. También se suelen incluir los diodos de paso para prevenir el efecto de punto caliente.

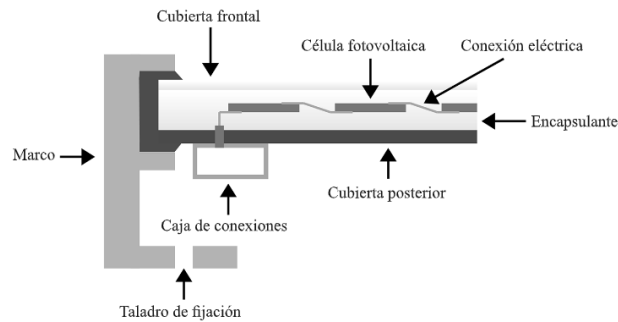


Figura 2. Estructura de un módulo fotovoltaico general.

Fuente: Mascaros (2015).

En la actualidad, las células fotovoltaicas se clasifican en función de la tecnología de fabricación y dependiendo de esto, encontramos tres generaciones de células solares (Vinayagamoorthi et al., 2024).

- 1) Primera generación: Las células fotovoltaicas de primera generación están fabricadas en su mayoría con obleas de silicio (Si), y se clasifican a su vez en células solares de silicio monocristalino (Mono c-Si) y de silicio policristalino (Multi c-Si).
- 2) Segunda generación: Son células solares de película fina. Basadas en silicio amorfo, telurio de cadmio (CdTe), sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre, cobre-indio-galio-selenio (CIGS), cobre-indio-diselenio (CIS), arsénico de galio (GaAs) y células solares orgánicas (POC).
- 3) Tercera generación: Las células de tercera generación constan de células solares de perovskita y sensibilizadas con colorante.

Si bien, en el mercado existe una gran variedad de células fotovoltaicas, como será analizado en el apartado 3.1 *Línea base de paneles solares fotovoltaicos en Chile*, en Chile solo predominan tres tecnologías de paneles solares: paneles solares monocristalino de silicio, policristalino de silicio y paneles de capa fina de telurio de cadmio. Es decir, células fotovoltaicas de primera y segunda generación. A continuación, se estudiarán solamente las tecnologías de paneles solares fotovoltaicos de silicio y de capa fina de telurio de cadmio, por su mayor presencia a nivel nacional.

2.1 Célula fotovoltaica

La célula fotovoltaica se construye a partir de materiales semiconductor, el material más utilizado para su construcción es el silicio. El silicio es un átomo que posee cuatro electrones en su orbital de valencia, los que forman una red cristalina con otros átomos de silicio. Si se aporta suficiente energía externa a la red cristalina que forman los átomos de silicio, los

electrones puedan romper sus enlaces y movilizarse libremente por esta estructura. Al liberarse dejan un espacio disponible en la red denominado “hueco” para efectos académicos, se comporta como si fuese una carga positiva. Esto es posible, dado que el silicio presenta la propiedad de conductividad intrínseca (Moro, 2018).

La conductividad intrínseca es la conductividad eléctrica que se produce al aumentar la temperatura en un semiconductor en ausencia de impurezas, a medida que se eleva la temperatura aumenta la agitación de los electrones de valencia, lo que provoca que rompan sus enlaces covalentes con otros átomos y aumente la cantidad de electrones libres (Carta, 2013).

En un semiconductor, el movimiento de los electrones por sí solo no produce electricidad. Para lograr un campo eléctrico es necesario introducir átomos de impurezas a la red cristalina, lo que se define como dopado noble. Las impurezas introducidas pueden tener un electrón más que el semiconductor intrínseco o un electrón menos, obteniendo un dopado de tipo N o tipo P, según corresponda (Moro, 2018).

Los semiconductores tipo N, se obtiene al añadir impurezas con un electrón más que el semiconductor intrínseco. En el primer caso, al utilizar silicio como material semiconductor, los átomos de fósforo, antimonio y arsénico tienen un electrón más de valencia. Al añadir uno de estos en la red cristalina, aumenta el número de electrones libres, que supera al número de portadores positivos, por este motivo, se clasifica como tipo N. Por otra parte, los semiconductores tipo P, se obtienen al añadir impurezas con un electrón menos que el átomo de silicio, como el boro, el galio y el indio. Al incorporar un átomo, forma tres enlaces covalentes con el silicio, obteniendo un “hueco” a partir de esta unión. Predominando el número de cargas positivas o huecos dentro del semiconductor, clasificado como tipo P (Carta, 2013).

Al momento de introducir impurezas que generen un semiconductor tipo N por un extremo y tipo P por el otro, en la red cristalina se forma una unión PN con dos zonas separadas. Esta unión produce un campo eléctrico al momento en que inciden fotones en la celda fotovoltaica, que produce la liberación de electrones tanto del semiconductor intrínseco como de la impureza. A este efecto se le denomina efecto fotoeléctrico. Si se añade un circuito externo a esta unión, se produce una corriente eléctrica, los electrones recorrer este circuito e ingresan por la cara opuesta de la célula fotovoltaica (Carta, 2013).

En la Figura 3 se presenta la estructura de una célula fotovoltaica, la cual se compone de una serie de capas, las cuales se describirán a continuación (Gómez, 2017).

- **Capa antirreflectora (capa AR):** Esta capa tiene la función de disminuir al máximo las pérdidas por la reflexión superficial de la radiación solar. Está diseñada para que la reflexión sea mínima a cierta longitud de onda.
- **Malla de metalización:** Es un contacto eléctrico que tiene como función captar la corriente generada por la célula y transportarla hacia el exterior. Generalmente está hecha de un material conductor como el aluminio o la plata. Tiene una forma de peine para disminuir el factor sombra sobre el semiconductor de tipo N. El factor sombra mide la cantidad de superficie ocupada por los dedos metálicos respecto al área total disponible.
- **Semiconductor PN:** Como se explicó anteriormente, este semiconductor tiene la función de convertir la radiación solar incidente en energía eléctrica. La radiación solar incide sobre el semiconductor tipo N.
- **Contacto metálico posterior:** Al igual que la malla de metalización, esta capa tiene la función de captar la corriente generada por la célula y transferirla al exterior. Se ubica bajo el semiconductor tipo P, su forma es continua y se extiende por toda la cara posterior de la célula. Esta capa puede ser de plata o aluminio, pero generalmente está compuesto por aluminio debido a su bajo costo y alta conductividad (Gómez, 2017).

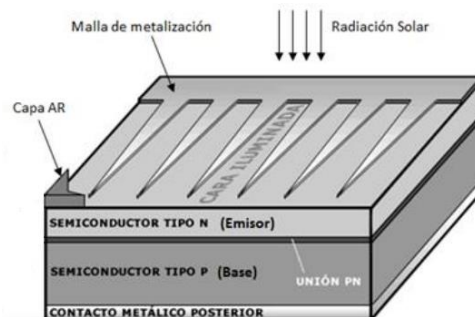


Figura 3. Estructura de una célula fotovoltaica.

Fuente: Gómez (2017).

Una célula fotovoltaica genera un nivel de tensión de 0,6 [V], una intensidad de 3 [A] y un potencial entre 1 y 2 [W]. Esta no es suficiente para aplicaciones eléctricas. Por esta razón, los paneles fotovoltaicos están formados por la unión de células fotovoltaicas en serie para aumentar el voltaje y conectadas en paralelo para aumentar la corriente (Mascaros, 2015). La cantidad de células fotovoltaicas que tiene un panel solar depende del tamaño y la capacidad de generación de energía, comúnmente están formados por 60 a 70 células fotovoltaicas, que corresponde a la cantidad estándar (Vinayagamoorthi et al., 2024).

2.2 Tecnología cristalina de silicio

Las tecnologías cristalinas de silicio se construyen con células de primera generación, que se producen a partir de obleas cristalinas de silicio (c-Si). Es la tecnología fotovoltaica más antigua y comercializada debido a su alta eficiencia energética, estabilidad, bajo costo y madurez tecnológica. Las células fotovoltaicas de primera generación están hechas de silicio monocristalino y policristalino con una unión pn (Vinayagamoorthi et al., 2024).

Los paneles fotovoltaicos monocristalinos de silicio están formados por células fotovoltaicas individuales de silicio. El proceso de fabricación comienza con la purificación del silicio, luego se funde y se cristaliza en lingotes. Los lingotes se cortan en finas obleas para hacer las células (Carta, 2013). Las células se caracterizan por su estructura perfectamente ordenada, con forma cuadrada y redondeada en las esquinas, tienen un color azul o negro uniforme. Debido a su compleja fabricación, este tipo de panel es más costoso que el policristalino de silicio (Mascaros, 2015). Su eficiencia varía entre 17% y 19% (Vinayagamoorthi et al., 2024).

Las células policristalinas se fabrican mediante un proceso similar al de las monocristalinas, pero con un silicio de menor costo y un patrón de cristalización aleatorio, lo que se traduce en menores costos de producción en comparación con el silicio monocristalino. Estas células tienen forma cuadrada y un aspecto azulado no uniforme. Su eficiencia oscila entre 12% y 14%. Si bien la eficiencia es menor que la de los paneles monocristalinos, al ser más económicos son una de las opciones más populares del mercado (Carta, 2013).

Las células de silicio cristalino, tanto en forma monocristalina como policristalina, tienen una estructura general que se diferencia en la célula fotovoltaica utilizada para la fabricación, la cual puede ser mono o policristalina. En la Figura 4 se presenta la estructura de un módulo fotovoltaico. Está compuesto por una cubierta frontal de vidrio, capas encapsulantes de EVA, el marco de aluminio, la cubierta posterior, la caja de conexiones y las células fotovoltaicas.

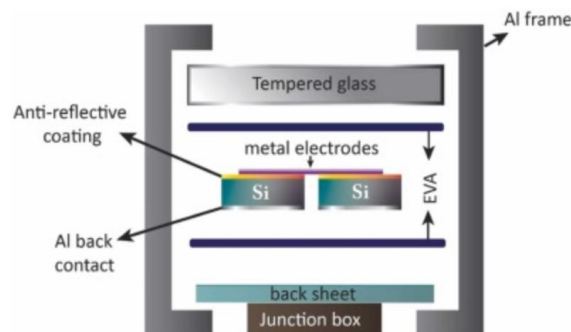


Figura 4. Estructura de un módulo solar de silicio cristalino.

Fuente: Vinayagamoorthi et al. (2024)

La célula fotovoltaica de silicio es dopada generalmente con átomos de boro y de fósforo.

La fabricación de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino requiere metales, metaloides, minerales no metálicos y polímeros. En la Tabla 2 se presenta los materiales presentes en un panel fotovoltaico, junto con el porcentaje en peso que aporta cada material y sus principales usos en la fabricación. Se debe destacar que el porcentaje de cada material varía dependiendo del diseño y la tecnología empleada para su fabricación, por lo que se entrega un rango aproximado del contenido en peso de cada material.

Los materiales que predominan en peso en la fabricación son el vidrio, aluminio y polímeros. El vidrio utilizado como cubierta frontal del módulo representa entre el 68% y 75% del peso total, el aluminio utilizado principalmente en el marco aporta entre un 8% y 16% del peso y los polímeros entre un 8% y 11%. La plata que es uno de los componentes con alto valor comercial, utilizado como conductor de corriente principalmente en la malla metálica de las células fotovoltaicas, aporta entre un 0,03% a 0,1% al peso total del módulo.

Tabla 2. Materiales que componen un panel fotovoltaico de silicio cristalino y sus usos.

Material	Contenido en peso %	Principales usos
Vidrio	68 - 75	Cubierta frontal del módulo, protege al módulo solar, permite el paso de luz.
Aluminio	8 - 16	Marco del módulo, contacto metálico posterior de la célula fotovoltaica de silicio.
Polímeros (EVA, Tedlar)	8 - 11	Capa encapsulante y cubierta posterior del módulo, protección del módulo solar, protege del calor.
Silicio	3 - 5	Utilizado en la producción de obleas de silicio para fabricar células fotovoltaicas.
Cobre	1 - 4	Conductor de la corriente. Cables, alambres o cintas conductoras.
Plata	0,03 - 0,1	Conductor de la corriente. Contactos electrónicos, pastas de plata y soldaduras. En algunas ocasiones se utiliza como contacto metálico posterior de la célula fotovoltaica.
Plomo	0,01 - 0,05	Recubrimiento del cobre y pasta de soldadura.
Estaño	0,01 - 0,05	Recubrimiento del cobre y utilizado como soldadura.
Boro	< 0,1	Dopaje “p” de Si
Fósforo	< 0,1	Dopaje “n” de Si
Dióxido de estaño	< 0,1	Recubrimiento antirreflejante de la célula fotovoltaica.

Fuente: Creación propia.

2.2.1 Tecnología cristalina de silicio bifacial

La innovación en la tecnología cristalina de silicio dio lugar a la creación de los módulos de silicio cristalino bifacial. Estas células fotovoltaicas bifaciales se han desarrollado con el propósito de aumentar la producción de energía en comparación con los paneles solares convencionales (monofaciales), ya que, pueden captar la radiación solar tanto en el frente del módulo como en la parte trasera. La cara frontal genera energía principalmente a partir de la radiación directa del sol, mientras que, la cara trasera aprovecha la radiación reflejada, proveniente de la luz solar que rebota en el suelo u otras superficies. Los paneles basados en silicio cristalino son los más utilizados en la tecnología fotovoltaica bifacial, siendo los de silicio monocristalino los primeros en ser fabricados hacen más de 40 años (Guerrero-Lemus et al., 2016).

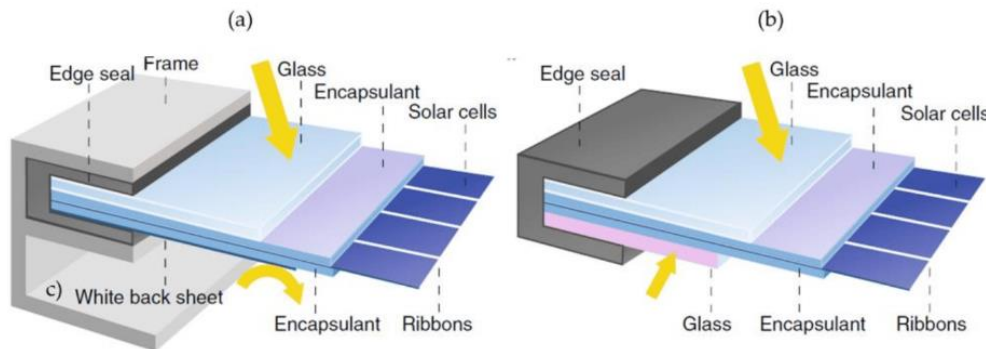


Figura 5. Diferencia estructural entre módulo de silicio monofacial (a) y bifacial(b).

Fuente: Guerrero-Lemus et al. (2016)

Cuando se instalan módulos bifaciales en una superficie altamente reflectante, se puede lograr un aumento de hasta el 30% en la producción de energía. Este incremento se debe a la capacidad adicional de generar energía desde la parte posterior de los paneles, en comparación con los paneles monocristalinos tradicionales.

En los módulos bifaciales, la parte posterior está compuesta por vidrio o una lámina de polímero transparente, a diferencia de los paneles monofaciales que suelen utilizar una lámina de tedlar. La construcción de los módulos bifaciales puede ser con o sin marco de aluminio, dependiendo del material utilizado como cubierta posterior. En el caso de los módulos bifaciales vidrio-vidrio, la rigidez de esta configuración elimina la necesidad de un marco. Como se ilustra en la Figura 5, la diferencia estructural entre un módulo monofacial y uno bifacial radica en la presencia de una cubierta posterior de vidrio o lámina transparente en estos últimos (International Energy Agency [IEA], 2021).

2.3 Tecnología de capa fina de telurio de cadmio

Los paneles solares de capa fina de telurio de cadmio (CdTe) están conformados por células solares de segunda generación, son células de película delgada. La capa absorbente de luz tiene un espesor inferior a 1 μm , debido a la elevada absorción luminosa de los materiales semiconductores que se emplean en ella. En comparación con las células de silicio, cuyo espesor es de 180 a 350 μm , el grosor de la capa absorbente de las células de CdTe es mucho menor. Esto reduce significativamente el consumo de material y los costes de fabricación. La célula de CdTe no se fabrica como una parte separa al módulo, sino que es una parte integral de este, que se construye depositando finas capas de diferentes materiales sobre un sustrato (Vinayagamoorthi et al., 2024).

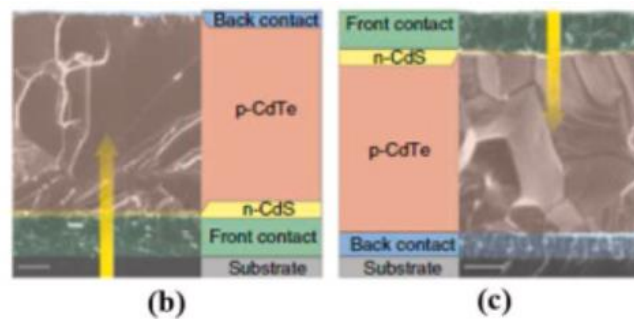


Figura 6. Estructura general de la célula de CdTe en configuración de superestrato (b) como de sustrato (c).

Fuente: Ahmad et al. (2023)

Los módulos se fabrican comúnmente en dos configuraciones, de sustrato y de superestrato (consultar Figura 6), la principal diferencia es la dirección en la que incide la luz hacia la célula fotovoltaica. En la configuración de sustrato, la célula se construye con una capa de telurio de cadmio depositada sobre un sustrato opaco. Debido a esto, la radiación solar incide sobre la célula por el lado opuesto al sustrato, permitiendo que absorba la luz y genere corriente eléctrica. Por otra parte, en la configuración de superestrato la célula igualmente se construye con una capa fina de telurio de cadmio, pero sobre un sustrato transparente. Ello permite que la luz incida a través del sustrato y llegue a la celda fotovoltaica.

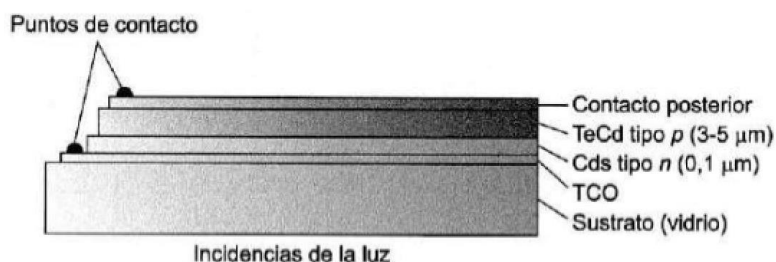


Figura 7. Estructura de una célula típica de telurio de cadmio (configuración de superestrato).

Fuente: Carta González. (2013)

Las células de CdTe en cualquier configuración están formadas por un sustrato, una capa de semiconductor tipo p de telurio de cadmio (capa absorbente), unida a una fina capa de semiconductor de tipo n de CdS, una capa de contacto frontal que generalmente es S_2O_2 y una capa metálica de contacto posterior. En la Figura 7 se presentan las capas mencionadas anteriormente. A continuación, se describirán de forma breve cada una de ellas a partir de la perspectiva de Vinayagamoorthi et al. (2024).

- **Sustrato:** Esta parte proporciona soporte estructural y protege la célula de telurio de cadmio de la humedad y factores ambientales externos. Los materiales comúnmente utilizados como sustrato son el vidrio rígido, molibdeno, poliamida y láminas metálicas flexibles como acero inoxidable. Para que el módulo sea flexible se utilizan sustratos poliméricos.
- **Contacto frontal:** Sirve para permitir la transferencia de la corriente generada por la célula a un circuito externo. Esta es colocada en la parte superior de la célula fotovoltaica y se utiliza una técnica de serigrafiado para depositar la pasta de contacto sobre la célula. Los materiales que se utilizan son de óxido metálico transparente y altamente conductores, por eso recibe el nombre de capa conductora transparente (TCO). Los materiales comúnmente utilizados son el óxido de estaño dopado con flúor (FTO), óxido de indio y estaño (ITO) y óxido de aluminio dopado con zinc (AZO).
- **Capa de ventana:** Esta capa es una película delgada de CdS utilizada como semiconductor de tipo N.
- **Capa absorbente:** Capa delgada de telurio de cadmio que absorbe la luz solar y genera corriente eléctrica, es decir, el semiconductor de tipo P. Esta es la parte más importante de la celda fotovoltaica de CdTe.
- **Contacto posterior:** Es un contacto metálico, cumple la función de transmitir la energía eléctrica fuera de la célula fotovoltaica. Se compone de un material conductor, comúnmente se utiliza el telurio de zinc (ZnTe) o el molibdeno como capa posterior.

La fabricación de paneles fotovoltaicos de capa fina de telurio de cadmio requiere una diversidad de compuestos, que en muchas ocasiones varían según el fabricante. En la Tabla 3 se presenta los materiales presentes en un panel fotovoltaico de capa fina de telurio de cadmio, junto al porcentaje en peso que aporta cada material y sus principales usos en la fabricación. Se debe destacar que el porcentaje de cada material varía dependiendo del diseño y la tecnología empleada para su fabricación, por lo que se entrega un rango del contenido en peso de cada material. Esta información se obtuvo de la literatura y se obtuvo el detalle de la composición del vidrio, aluminio, polímeros, cadmio, telurio y cobre. Sin embargo, se desconoce el peso de los otros elementos.

Tabla 3. Materiales que componen un panel fotovoltaico de capa fina de telurio de cadmio y sus usos.

Material	Contenido en peso %	Principales usos
Vidrio	80 - 85	Cubierta de vidrio, utilizado como sustrato. Protege al módulo solar.
Aluminio	11 - 14	Marco de aluminio, estructura de montaje. Contacto frontal.
Polímeros (EVA, Tedlar)	2 - 4	Encapsulante
Cadmio	0,04 - 0,07	Capa absorbente (CdTe).
Telurio	0,05 - 0,07	Capa absorbente (CdTe) y contacto posterior (ZnTe)
Cobre	0,03 - 0,4	Conductor de la corriente. Cables, alambres o cintas conductoras.
Plata	S/I	Conductor de la corriente. Contactos electrónicos, pastas de plata y soldaduras.
Estaño	S/I	Recubrimiento del cobre y utilizado como soldadura. Capa frontal o capa conductora transparente.
Molibdeno	S/I	Capa de contacto posterior.
Indio	S/I	Capa frontal o capa conductora transparente.
Zinc	S/I	Capa de contacto posterior.

Fuente: Creación propia

Los módulos fotovoltaicos deben tener una capa protectora, dependiendo del fabricante y el diseño del panel, puede contar o no con un marco de aluminio. En el caso de la empresa First Solar, algunos de sus modelos no utilizan marco de aluminio, como los son los modelos de la Serie FS 3TM y la Serie FS2. En estos modelos, luego de conectar las células fotovoltaicas en serie y en paralelo, se dispone de una capa encapsulante comúnmente de EVA, para

posteriormente colocar una lámina de vidrio templado posterior. Al utilizar una lámina de vidrio como sustrato y una lámina de vidrio posterior, las células quedan cerradas herméticamente con ambas láminas (POCH Ambiental, 2013).

2.4 Fin de vida útil de un panel fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil de 25 a 30 años aproximadamente. Sin embargo, durante este periodo la producción del panel disminuye gradualmente. A este fenómeno se le denomina “degradación”, lo que puede causar que el panel falle y sea desechado antes de finalizar la vida útil estimada. Los principales factores que provoca que el rendimiento de los paneles fotovoltaicos disminuya durante su operación, son la temperatura, la humedad, las precipitaciones, la suciedad, la nieve y la irradiación solar. Se debe considerar que la mayoría de las causas de degradación no dependen de la tecnología solar fotovoltaica implementada. En la Figura 8 se presentan los tipos de degradación que puede sufrir un módulo fotovoltaico (Anusuya, Vijayakumar y Manikandanb, 2023).

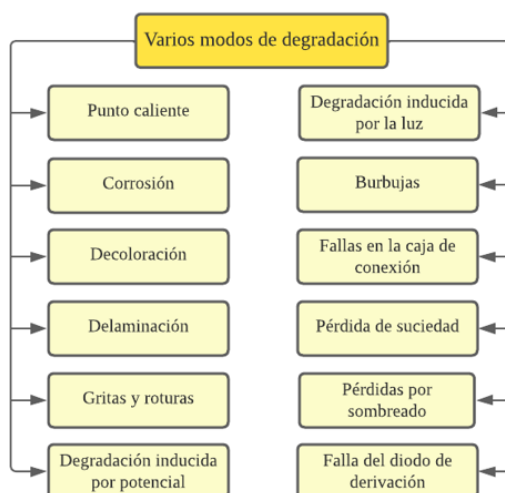


Figura 8. Tipos de degradación que sufren los módulos solares.

Fuente: Anusuya et al. (2023)

A continuación, se describirán de forma breve cada una de las fallas que puede sufrir un módulo fotovoltaico partir de la perspectiva de Anusuya et al. (2023).

- **Puntos calientes:** El punto caliente en un panel solar fotovoltaico es una pequeña zona o celda solar que aumenta de temperatura, liberando calor en lugar de electricidad, lo que resulta en una disminución de la eficiencia y generación eléctrica del módulo fotovoltaico, reducción de su vida útil y aumento de los gastos de mantención. Estos puntos pueden ser provocados por microfisuras o por el sombreado parcial en el panel, debido a árboles o

vegetación, suciedad y arena. Los módulos fotovoltaicos de silicio se degradan en un 33% debido a los puntos calientes.

El aumento de temperatura puede generar como consecuencia que el panel se incendie a causa del derretimiento de las uniones de soldadura del módulo. Para mitigar la sombra parcial en los paneles fotovoltaicos, se utilizan diodos de derivación, que disminuyen la pérdida de energía en las celdas sombreadas con polarización inversa. Los paneles de silicio monocristalino pueden alcanzar los 100 °C bajo sombra parcial, dado que los diodos no evitan los puntos calientes.

- **Corrosión:** La corrosión en un panel solar fotovoltaico es causada principalmente por la humedad, esta corroe inicialmente el borde del módulo y luego ingresa por las esquinas para corroer las barras colectoras. La humedad también reacciona con la sal de la cubierta de vidrio e induce la corrosión, provocando la pérdida de su propiedad de transmisión de la radiación solar, reduciendo la eficiencia del módulo fotovoltaico y propiciando pérdidas de energía. En los módulos fotovoltaicos de silicio, la corrosión representa el 19% de los casos de degradación. En los paneles fotovoltaicos de capa fina, el vidrio recubierto de óxido de estaño puede provocar corrosión electroquímica bajo altos voltajes, condiciones de humedad y temperaturas extremas.
- **Decoloración:** La decoloración es el proceso en el que el encapsulado de etileno-acetato de vinilo (EVA) se vuelve amarillo o marrón. Esto es causado por la radiación ultravioleta y temperaturas de funcionamiento superiores a 40 °C. La decoloración reduce la exposición de la célula fotovoltaica a la radiación solar, disminuyendo la potencia de salida del módulo.
- **Delaminación:** La delaminación es la separación del encapsulante de EVA con el vidrio o la lámina posterior del panel fotovoltaico. Este tipo de degradación es la más común de las esquinas y bordes en los módulos fotovoltaicos, provocando en muchos casos el aumento de la reflexión y la penetración del agua. Esto se produce por fallas de fabricación y por condiciones climáticas extremas. El calor y la humedad también causan la delaminación, junto con reacciones químicas, esto trae como consecuencia la pérdida de potencia de salida del sistema y del módulo, además de riesgos eléctricos.

- **Grietas y roturas:** Las grietas y roturas de un panel solar fotovoltaico, puede ser causada por diversos factores, como el envejecimiento del módulo, la exposición a condiciones ambientales adversas, por la calidad del material utilizado para su construcción o actividades humanas. La pérdida de potencia del módulo fotovoltaico depende de la longitud y profundidad de las grietas o roturas. Las grietas provocan que la resistencia en serie de las células fotovoltaicas cambie según la frecuencia de agrietamiento del módulo. Las células de silicio cristalino más delgadas se rompen más fácilmente bajo una fuerza externa. Por otra parte, los módulos fotovoltaicos de capa fina de telurio de cadmio (CdTe) sufren este tipo de degradación aproximadamente en un 0,04% cada año durante su periodo de vida útil estimado, esta tasa de degradación disminuye después de la instalación y los primeros días de funcionamiento del panel solar.
- **Degradación inducida por potencial (PID):** La degradación inducida por potencial se produce por niveles elevados de voltaje en el sistema fotovoltaico sin conexión a tierra, es más probable que se produzca en instalaciones que utilizan inversor sin transformador. Este tipo de degradación, en algunas ocasiones, no afecta a todas las células fotovoltaicas, pero sigue teniendo un impacto importante en el rendimiento del módulo. A veces el PID es reversible, no obstante, cuando es muy grave y permanente puede provocar pérdidas entre el 8 % y el 30 %. Las causas que provocan el PID son factores ambientales como las elevadas temperaturas y la humedad, los puntos calientes preexistentes o las grietas en los módulos durante la producción.
- **Degradación inducida por luz (LID):** La degradación inducida por luz es la pérdida de potencia debido a la primera exposición a la luz solar. Esta falla se produce los primeros meses de operación del módulo fotovoltaico en el que está expuesto a la radiación solar. La causa de este tipo de degradación difiere según el tipo de célula solar, el material y el proceso de fabricación al que fue sometida, lo que impide encontrar una solución apropiada. A pesar de afectar varios tipos de células fotovoltaicas, aún no se comprende este fenómeno. Sin embargo, en el caso de las células cristalinas de silicio, se sabe que este tipo de degradación las afecta significativamente.

En los paneles de silicio este efecto influye en mayor medida al dopado p, debido a que el boro reacciona con elementos químicos presentes en la célula fotovoltaica, como el oxígeno, el hierro o el cobre. En el caso del oxígeno, este interactúa con el boro y produce una unión boro - oxígeno (denominada complejo boro - oxígeno), lo que provoca que el

boro pierda un “hueco” para permitir el flujo de electrones dentro de la célula, lo que trae como consecuencia la reducción del rendimiento del módulo fotovoltaico (Meyer, 2021).

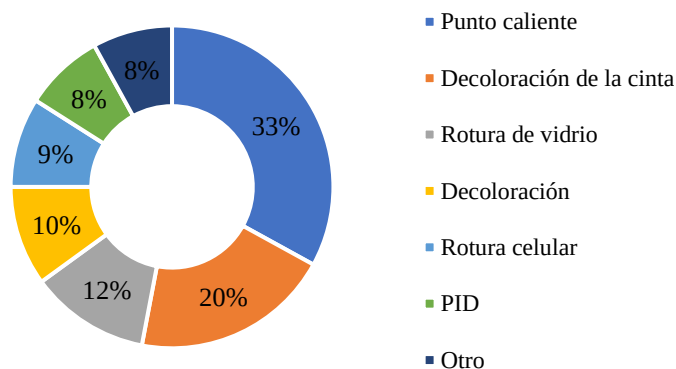
- **Burbujas:** Las burbujas son gases que se localizan en el encapsulado de los módulos fotovoltaicos. Estas se producen por fallos en la laminación del panel. Si en este proceso se reduce la presión, los compuestos volátiles como el 2-etilhexanol, el terc-butanol y el dióxido de carbono se volatilizarán y producirán burbujas. Además, el aire o los gases pueden quedar atrapados en el módulo si la presión que debe ser aplicada se retrasa. Cabe destacar que estas burbujas son diferentes de las que normalmente se asocian con otro tipo de degradaciones, como lo es el oscurecimiento y la decoloración.
- **Fallo en la caja de conexión:** Este tipo de degradación se produce cuando ocurren problemas en la caja de conexión del panel fotovoltaico, en esta caja se conectan los cables eléctricos del módulo. Este problema puede ser causado por una mala conexión, un mal sellado o una falla en los componentes de la caja de conexión, lo que provoca una disminución en el rendimiento del panel o un riesgo de incendio.
- **Pérdida por suciedad:** La suciedad en los paneles solares impide que la radiación solar llegue a las células fotovoltaicas, afectando el rendimiento del sistema fotovoltaico. Las partículas finas se depositan en el módulo fotovoltaico reduciendo la transmisión de radiación. La forma de solucionar el problema es limpiar periódicamente los paneles solares, en estaciones secas, la limpieza semanal aumenta el rendimiento, mientras que en condiciones de mucho polvo se recomienda el lavado diario. La suciedad es causante de pérdidas diarias de hasta un 1% en algunas zonas. Según un modelo de predicción, se estima que la suciedad disminuye el rendimiento de un módulo fotovoltaico en 0,0011 kWh/kWp/día en ambientes secos, lo que provoca una pérdida anual de energía del 2% al 6%. Es importante destacar que las pérdidas por suciedad se refieren a la disminución en la producción de energía, no a la vida útil del panel fotovoltaico. Por lo tanto, es fundamental mantener los paneles limpios para asegurar el máximo rendimiento y minimizar las pérdidas.
- **Pérdidas por sombreado:** Las pérdidas por sombreado se refieren a la reducción en la producción de energía eléctrica debido a la presencia de sombras en el módulo fotovoltaico. Las pérdidas de potencia para el mismo nivel de sombreado cambian según las características de la celda fotovoltaica, pero se estima que oscilan entre un 59 % y 73 %.

Al momento de calcular las pérdidas se debe considerar la proporción de la celda sombreada, el tipo de celda y la unión entre los paneles. Se estima que el porcentaje. Los árboles, postes, edificios, hojas, pájaros, excrementos de pájaros, entre otras estructuras, pueden proyectar sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

- **Fallo de diodo de derivación:** Este problema ocurre cuando el diodo de derivación no funciona correctamente. El diodo de derivación se utiliza para evitar la aplicación de un voltaje inverso a través de las celdas sombreadas. Los diodos al fallar pueden actuar de dos formas: la primera, en modo de cortocircuito, donde reducen la potencia de salida del módulo fotovoltaico; y la segunda, en modo de circuito abierto, que impide que la corriente fluya y no tiene efectos sobre la potencia de salida. En caso contrario, la presencia de sobras puede causar una diferencia de voltaje que supere el voltaje de ruptura del diodo, provocando que este se vea obligado a conducir corriente en dirección inversa.

En el Gráfico 7 se presentan los modos de degradación de los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. La principal falla que sufren son puntos calientes y decoloración del encapsulante del panel.

Gráfico 7. Modos de degradación de los módulos fotovoltaicos de silicio.



Fuente: Anusuya et al. (2023).

3 Proyectos de energía solar fotovoltaica en Chile

En Chile se puede ejecutar proyecto de energía solar fotovoltaica para la generación de electricidad, clasificados según su potencial de generación en proyectos a gran escala (Utility Scale), Pequeños Medios de Generación (PMG), Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y Netbilling.

Un proyecto Utility Scale (US) es de gran escala y requiere de una alta inversión. Su principal objetivo es la venta de energía y, para ello, se conecta directamente al sistema de transmisión. Debido a su alta capacidad instalada, estos proyectos deben presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) ya que, superan los 3 [MW] de potencia, coincidiendo con la tipología letra c) centrales generadoras de energía mayores a 3 [MW], del artículo 10 de la Ley 19.300, de 1994, que “Aprueba Ley Sobre Bases Generales Del Medio Ambiente” del Ministerio Secretaría General De La Presidencia.

Los medios de generación de pequeña escala son definidos en el D.S 88, de 2019, que “Aprueba Reglamento Para Medios De Generación De Pequeña Escala”, del Ministerio de Energía. Este reglamento se aplica a las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 [MW] y que se encuentre en alguna de las siguientes categorías:

- **PMG:** Corresponden a instalaciones solares fotovoltaicas que suministran al sistema una potencia menor o igual a 9 [MW] y se conectan a instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional o zonal (D.S. 88/2019). Estos proyectos son instalados por empresas e industrias para autoconsumo.
- **PMGD:** Son aquellas instalaciones solares fotovoltaicas que suministran al sistema una potencia menos o igual a 9 [MW] y se conectan a instalaciones de una empresa distribuidora o empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica (D.S. 88/2019). Al igual que los PMG, son proyectos de autoconsumo.

Estos proyectos también deben presentar un EIA o DIA, ya que, superan los 3 [MW] de potencia, coincidiendo con la tipología letra c) del artículo 10 de la Ley 19.300.

Los proyectos de Netbilling tiene como objetivo que los clientes regulados generen su propia energía eléctrica y vendan sus excedentes a la red de distribución a un precio regulado. La capacidad instalada de estos medios de generación es inferior a 300 [kW] por cada instalación realizada en un inmueble. Los clientes, al estar conectados a la red eléctrica, pueden abastecerse de esta si el sistema fotovoltaico no es capaz de generar la electricidad demandada por el usuario. En caso contrario, si la generación supera la cantidad de energía consumida por el

usuario, este excedente se inyecta a la red, como se mencionó anteriormente (Almarza et al., 2020).

3.1 Línea base de paneles solares fotovoltaicos en Chile

En el año 2020 se realizó un estudio para construir una línea base de los paneles fotovoltaicos instalados en Chile, considerando proyectos solares fotovoltaicos de Gran Escala (Utility Scale), Pequeños Medios de Generación (PMG), Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y Netbilling. Para marzo de 2020, la capacidad instalada solar fotovoltaica era de aproximadamente 3.000 [MW], de los cuales un 66% correspondía a proyectos de gran escala (29 proyectos), el 24% a PMGD, el 8% a proyectos PMG y el 2% restante de Netbilling. En conjunto, las tres últimas tipologías suman 6.173 proyectos (In-Data-Rigk, 2020).

Para realizar el levantamiento de la línea base, se identificó la tecnología de los módulos fotovoltaicos empleados en cada uno de los proyectos. Para ello, se obtuvo la información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible, del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y de información directa de empresas. Adicionalmente, en caso de no contar con la información requerida para cuantificar los módulos fotovoltaicos y el tipo de tecnología empleada en cada proyecto, se asumieron una serie de supuestos. Alguno de los supuestos más relevantes son los siguientes (In-Data-Rigk, 2020):

- Cuando no se informa el número de módulos instalados, se realiza el cálculo asumiendo que cada módulo ofrece una potencia de 305 [W].
- Cuando no se informa la tecnología de módulos fotovoltaicos empleada, se asume que se utiliza módulos tipo policristalino, ya que son los más comunes en el mercado.
- Los proyectos con capacidad instalada entre 300 [kW] y 3 [MW] no deben ser ingresados al SEIA ni son informados en el marco de la Ley 21.118, de 2018, que “Modifica La Ley General De Servicio Eléctrico, Con El Fin De Incentivar El Desarrollo De Las Generadoras Residenciales” del Ministerio de Energía, por lo que no se cuenta con la información necesaria. Debido a esto, se realizó una revisión de los sitios web de cada empresa y reportes sobre los proyectos, para extraer la información faltante.

Como resultado, se obtuvo que, hasta marzo de 2020, la cantidad de módulos fotovoltaicos instalados en Chile ascendió a 12.508.000 unidades, concentrados principalmente en tres tecnologías: policristalinos con una participación del 74%, monocristalinos con una participación del 1% y módulos de capa fina (CdTe) correspondientes al 25% de la cantidad

total. En la Tabla 4 se presenta el resumen del levantamiento de línea base de paneles solares fotovoltaicos instalados en Chile.

Tabla 4. Levantamiento de línea base de módulos fotovoltaicos instalados en Chile.

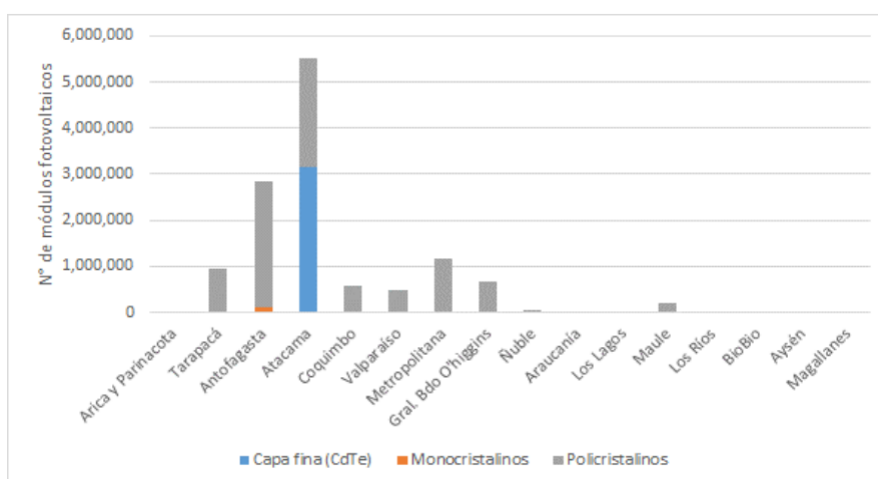
	Monocrystalino	Policristalino	Capa fina CdTe
Capacidad instalada (MW)	33	2.724	239
Número de módulos	106.557	9.263.021	3.138.720

Fuente: In-Data-Rigk, 2020.

Adicionalmente, se determinó que el 73% de los módulos están instalados en proyectos a gran escala, el 20% en proyectos PMGD, el 6% en PMG y el 1% restante es empleado en proyectos de Netbilling.

En el Gráfico 8 se presentan los resultados obtenidos al analizar la distribución territorial de los paneles fotovoltaicos instalados en el país hasta 2020. Se observa que en la Región De Atacama se encuentra el mayor número de paneles fotovoltaicos y la totalidad de los módulos del tipo capa fina (CdTe) instalados, que corresponden a 2.930.000 módulos puestos en operación en el año 2016, debido a los proyectos Luz del Norte y PFV Carrera Pinto. En la Región De Antofagasta, se encuentran instalados el mayor número de módulos monocristalinos, mientras que los paneles del tipo policristalinos se distribuyen en distintas regiones del país.

Gráfico 8. Distribución regional de módulos fotovoltaicos por tipo.



Fuente: In-Data-Rigk, 2020.

Este mismo estudio elaboró proyecciones sobre la instalación de plantas solares fotovoltaicas en Chile para el año 2050. Las proyecciones obtenidas indican un rango de confiabilidad que

va desde 161 millones hasta 270 millones de módulos fotovoltaicos instalados a nivel nacional, concentrados principalmente en proyectos a gran escala, PMGD o PMG.

Adicionalmente, el estudio proyectó las tecnologías que se utilizarían en función de la cantidad de módulos instalados. En el escenario de menor instalación de módulos fotovoltaicos, la principal tecnología sería la de silicio cristalino bifacial, representando el 91% del total. Le seguirían la tecnología de silicio cristalino monofacial con un 7% y la de capa fina con un 2%. Por otro lado, en el escenario de mayor instalación de módulos fotovoltaicos, el 99% de estos serían de la tecnología de silicio cristalino monofacial, mientras que el 1% restante correspondería a la tecnología de capa fina (In-Data-Rigk, 2020).

Como se puede observar, la principal tecnología utiliza en los proyectos de plantas fotovoltaicas en Chile es la de módulos de silicio cristalino. Tradicionalmente, se han utilizado módulos de silicio monofaciales en estas instalaciones. Sin embargo, la tecnología cristalina de silicio bifacial comenzó a abrirse camino en el país a partir del año 2019, con la puesta en marcha del parque solar "El Águila" en Arica. Este proyecto experimental tenía como objetivo evaluar cuál de las tecnologías bifaciales, rendía mayor energía a un menor costo (Ministerio de Energía, 2019).

Un hito importante en la adopción de la tecnología bifacial en Chile fue la construcción de la primera planta con paneles solares bifaciales en la ciudad de San Felipe, en el año 2020. Se trata del PMGD Konda, un proyecto de 3 MW desarrollado por Moncuri Energy y Tritec. Cuenta con más de 8.000 módulos bifaciales, con la capacidad de producir la energía suficiente para alimentar el consumo de 3.700 viviendas de tamaño mediano en Chile (Tritec Intervento, s.f.).

Enel Green Power Chile ha sido otra de las empresas en la adopción de la tecnología de silicio bifacial para sus proyectos fotovoltaicos. Desde el año 2020, la compañía ha incorporado esta tecnología en 11 de sus proyectos, los cuales cuentan con una vida útil estimada de 30 años.

Analizando la instalación de módulos bifaciales en estos proyectos a lo largo de los años, se observa un importante despliegue de esta tecnología. En 2020, Enel Green Power Chile instaló 2.284.485 módulos bifaciales. Esta cifra se redujo a 1.686.826 módulos en 2021, y posteriormente a 529.089 módulos en 2022. Para el año 2023, la empresa instaló 321.424 módulos bifaciales adicionales en sus proyectos (Enel Green Power Chile, 2023).

En relación con los principales proyectos que han implementado paneles fotovoltaicos de capa fina, destacan el "Parque Fotovoltaico Luz del Norte" y el proyecto de la "Nueva Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar".

El proyecto del “Parque Fotovoltaico Luz del Norte” comenzó su operación en el año 2016, con una capacidad instalada de 141 [MW], ubicado en la Copiapó, región de Atacama. Los paneles utilizados en el proyecto son de capa fina de telurio de cadmio de la compañía First Solar Inc, específicamente el módulo fotovoltaico de la Serie FS 3TM. El proyecto cuenta con un total de 1.710.720 módulos que poseen una vida útil de 30 años aproximadamente (AMBAR, 2014).

El proyecto de la “Nueva Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar” corresponde a una planta de aproximadamente 90 [MW] de potencia, ubicado en la Copiapó, región de Atacama. Los paneles utilizados en el proyecto son de capa fina de telurio de cadmio de la Serie FS2, de la empresa First Solar Inc. El proyecto cuenta con un total de 1.224.000 módulos que poseen una vida útil de 25 a 30 años aproximadamente (POCH Ambiental, 2013).

Para ambos proyectos se utilizaron paneles fotovoltaicos de la empresa First Solar Inc, la que se considera líder en la industria fotovoltaica. Su último avance en células de telurio de cadmio implicó una mejora en la eficiencia a escala de laboratorio del 22,1%.

4 Normativa

Las normativas que serán revisarán a continuación se enfocan en la gestión y el reciclaje de residuos, destacando las que podrían ser aplicables a la posible gestión de los residuos de paneles fotovoltaicos.

4.1 D.S. 189 “Aprueba Reglamento Sobre Condiciones Sanitarias Y De Seguridad Básica En Los Rellenos Sanitarios”

El Decreto Supremo 189, de 2005, que “Aprueba Reglamento Sobre Condiciones Sanitarias Y De Seguridad Básica En Los Rellenos Sanitarios” del Ministerio de Saludos, tiene como objetivo establecer las condiciones sanitarias y de seguridad básicas que deben cumplir todos los rellenos sanitarios del país, ya sean operados por entidades públicas o privadas.

Uno de los aspectos normados por este decreto es la disposición final de residuos sólidos domiciliarios o asimilables. Establece que toda persona natural o jurídica que desarrolle la actividad de disposición final de estos residuos, por cuenta propia o de terceros, deberá cumplir con las disposiciones señaladas en este reglamento. Además, asegura la prestación de servicios de disposición final de este tipo de residuos sólidos con una calidad, constancia y seguridad adecuada (D.S. N°189/2005).

En el artículo 4 de este decreto se incluyen varias definiciones, algunas de ellas serán consideradas en este estudio. A continuación, se presentan algunas de estas definiciones.

- **Residuo sólido, basura, desecho o desperdicio:** Sustancias, elementos u objetos cuyo generador elimina, se propone eliminar o está obligado a eliminar.
- **Residuos sólidos asimilables:** Residuos sólidos, basura, desechos o desperdicios generados en procesos industriales u otras actividades, que no son considerados residuos peligrosos de acuerdo con la reglamentación sanitaria vigente y que, además, por su cantidad composición y características físicas, químicas y bacteriológicas, pueden ser dispuestos en un Relleno Sanitario sin interferir con su normal operación.
- **Disposición final:** Procedimiento de eliminación de residuos sólidos mediante su depósito definitivo en el suelo.

4.2 D.S.148 “Aprueba Reglamento Sanitario Sobre Manejo De Residuos Peligrosos”

El Decreto Supremo 148, de 2003, “Aprueba Reglamento Sanitario Sobre Manejo De Residuos Peligrosos” del Ministerio de Salud, tiene como objetivo establecer las condiciones sanitarias y de seguridad mínimas a que deberá someterse la generación, tenencia, almacenamiento,

transporte, tratamiento, reúso, reciclaje, disposición final y otras formas de eliminación de los residuos peligrosos.

Este reglamento abarca aspectos como la identificación y etiquetado de los residuos peligrosos, el almacenamiento adecuado, los procedimientos de transporte y la documentación necesaria para el transporte. Define quienes son generadores y las obligaciones que tienen, como lo es contar con un Plan de Manejo de Residuos Peligrosos. Regula las instalaciones de eliminación, las actividades industriales que realizan operaciones de reúso y/o reciclaje, los rellenos de seguridad, la incineración, entre otros temas (D.S. N°148/2003).

El decreto incluye en su artículo 3 una serie de definiciones que resultan relevantes para el presente estudio. A continuación, se detallan algunas de estas.

- **Residuo peligroso:** Residuo o mezcla de residuos que presenta riesgo para la salud pública y/o efectos adversos al medio ambiente, ya sea directamente o debido a su manejo actual o previsto, como consecuencia de presentar algunas de las características señaladas en el artículo 11.
- **Tratamiento:** Todo proceso destinado a cambiar las características físicas y/ o químicas de los residuos peligrosos, con el objetivo de neutralizarlos, recuperar energía o materiales o eliminar o disminuir su peligrosidad.
- **Minimización:** Acciones para evitar, reducir o disminuir en su origen, la cantidad y/o peligrosidad de los residuos peligrosos generados. Considera medidas tales como la reducción de la generación, la concentración y el reciclaje.
- **Reciclaje:** Recuperación de residuos peligrosos o de materiales presentes en ellos, por medio de las operaciones señaladas en el artículo 86 letra B (consultar Anexo A.1), para ser utilizados en su forma original o previa transformación, en la fabricación de otros productos en procesos productivos distintos al que los generó.

Esta investigación se adscribe a esta definición, por lo que, se entenderá como reciclaje a lo establecido en este decreto (consultar Anexo A.1).

Para que un residuo sea considerado peligroso, debe presentar al menos una de las siguientes características de peligrosidad:

- a) Toxicidad aguda,
- b) Toxicidad crónica,
- c) Toxicidad extrínseca,
- d) Inflamabilidad,
- e) Reactividad y
- f) Corrosividad.

De acuerdo con este decreto, los artículos que van del 12 al 17 establecen las condiciones que deben cumplir los residuos para ser considerados peligrosos según sus características específicas. Estos artículos detallan los criterios y parámetros que determinan si un residuo presenta alguna de las características de peligrosidad mencionadas anteriormente. En el Anexo A.2 *Características de peligrosidad de los residuos* se detallan los artículos relacionados con cada una de las características de peligrosidad.

Con respecto al Plan de Manejo de Residuos Peligrosos, en el artículo 25 del presente reglamento, se establece que las instalaciones, establecimiento o actividades que anualmente den origen a más de 12 kilogramos de residuos tóxicos agudos o a más de 12 toneladas de residuos peligrosos que presente cualquier otra característica de peligrosidad deberán contar con un Plan de Manejo, que deberán presentar ante la Autoridad Sanitaria.

En el artículo 18 del presente decreto, se presentan listados de categorías de residuos que se consideran peligrosos, a menos que su generador pueda demostrar ante la Autoridad Sanitaria que no presenta ninguna característica de peligrosidad. Para este estudio se considera aplicable la lista II “Categorías de residuos que tengan como constituyentes” (consultar Anexo A.3).

El artículo 90 entrega un listado de residuos para la aplicación del artículo 19, que indica que los residuos del listado A son peligrosos, mientras que, los residuos del listado B no son peligrosos. De la lista A del artículo 90 se considera para esta investigación la categoría A1020, que pueden ser consultadas en Anexo A.4 (D.S. N°148/2003).

4.3 Ley 20.920 “Establece Marco Para La Gestión De Residuos, La Responsabilidad Extendida Del Productor Y Fomento Al Reciclaje”

La Ley 20.920, de 2016, conocida como Ley REP, “Establece El Marco Para La Gestión De Residuos, La Responsabilidad Extendida Del Productor Y Fomento Al Reciclaje”, del Ministerio Del Medio Ambiente. Esta ley tiene como instrumento principal la Responsabilidad Extendida del Productor (REP), un mecanismo que obliga a los productores de productos prioritarios responsabilizarse por la gestión de los residuos derivados de la comercialización de sus productos, financiando y organizando esta gestión desde la generación de los desechos hasta la valorización o eliminación de estos mismos.

Como lo indica el artículo 1° de la Ley REP, el objetivo de la norma es “disminuir la generación de residuos y fomentar su reutilización, reciclaje y otro tipo de valorización, a través de la instauración de la responsabilidad extendida del productor y otros instrumentos de gestión de

residuos, con el fin de proteger la salud de las personas y el medio ambiente” (Ley 20.920/2016).

Esta Ley en su artículo 3 una serie de definiciones que resultan relevantes para el presente estudio. Las más relevantes se detallan a continuación:

- **Reciclaje:** Empleo de un residuo como insumo o materia prima en un proceso productivo, incluyendo el coprocesamiento y compostaje, pero excluyendo la valorización energética.
- **Tratamiento:** Operaciones de valorización y eliminación de residuos.
- **Valorización:** Conjunto de acciones cuyo objetivo es recuperar un residuo, uno o varios de los materiales que lo componen y/o el poder calorífico de los mismos. La valorización comprende la preparación para la reutilización, el reciclaje y la valorización energética.
- **Eliminación:** Todo procedimiento cuyo objetivo es disponer en forma definitiva o destruir un residuo en instalaciones autorizadas.

La responsabilidad extendida del productor solo aplica a seis Productos Prioritarios (PP), seleccionados por: ser de consumo masivo, ser residuos peligrosos para la salud de las personas o el medio ambiente, el volumen significativo de sus desechos, ser factible su valorización, y por existir una regulación comparada de referencia. Los residuos que cumplen con una o varias de estas características son los siguientes: aceites lubricantes, aparatos eléctricos y electrónicos, baterías, envases y embalajes, neumáticos y pilas (Ministerio del Medio Ambiente [MMA], s.f.).

En el marco de la gestión de residuos, existen entidades públicas y privadas que participan de forma conjunta para implementar la Ley REP a nivel nacional. Cada actor cumple una función que está dentro de los alcances normados por la ley, permitiendo que funcione el sistema. Los actores involucrados son los productores de productos prioritarios, los sistemas de gestión, los consumidores, los gestores, los recicladores de base, el Ministerio del Medio Ambiente y la Superintendencia del Medio Ambiente.

El productor de un producto prioritario (PPP) es aquella persona que está sujeta a la responsabilidad extendida del productor. Para ser clasificado como tal, independiente de la técnica de comercialización, debe cumplir con alguna de las siguientes condiciones:

- a) Enajenar un producto prioritario por primera vez en el mercado nacional.
- b) Enajenar bajo marca propia un producto prioritario adquirido de un tercero que no es el primer distribuidor.
- c) Importar un producto prioritario para su propio uso profesional.

El Sistema de Gestión (SG) se define en el artículo 3° de la ley como el mecanismo instrumental para que los productores, individual o colectivamente, den cumplimiento a las obligaciones establecidas en el marco de la responsabilidad extendida del productor, a través de la implementación de un plan de gestión. Debido a lo anterior, los productores deben formar parte de un sistema de gestión y financiar el funcionamiento de estos para que desempeñe su función de gestionar la recolección y valorización de los residuos, permitiendo cumplir las metas indicadas en el decreto supremo de cada producto prioritario.

El consumidor es aquella persona natural o jurídica generadora de residuos de PP, responsable de entregar este residuo al respectivo sistema de gestión. Dentro de los consumidores, encontramos a los consumidores industriales, que son aquellos establecimientos industriales generadores de residuos.

La Ley 20.920 define al gestor como toda persona natural o jurídica, pública o privada que realiza cualquiera de las operaciones de manejo de residuos y que se encuentra autorizada y registrada en conformidad a la normativa vigente. El manejo de residuos son aquellas operaciones de recolección, transporte, pretratamiento, almacenamiento, valorización y eliminación de los residuos. En este sentido, el reciclador de base es definido como la persona natural que, mediante el uso de técnicas artesanales y semi industriales, se dedica a la recolección selectiva de residuos domiciliarios y a la gestión de instalaciones de recepción y almacenamiento de tales residuos, incluyendo su clasificación y pretratamiento.

Esta ley, en su artículo 14 establece que se deben elaborar decretos supremos que establezcan las metas de recolección y valorización de los residuos y otras obligaciones asociadas para cada producto prioritario. En la actualidad ya se encuentra vigente el decreto supremo para el producto prioritario neumáticos que entró en vigor el 20 de enero de 2021 y para el producto prioritario de envases y embalajes, el cual entró en vigor el 16 de marzo de 2021. Para aparatos eléctricos y electrónicos el decreto se encuentra en proceso de elaboración, en etapa de consulta pública del anteproyecto de ley.

4.3.1 Aparatos eléctricos y electrónicos

Los aparatos eléctricos y electrónicos son un producto prioritario enumerado en el artículo 10° de la Ley 20.920, razón por la que se deben fijar las metas de recolección y valorización y otras obligaciones asociadas a estos residuos. Debido a esto, el 16 de abril de 2021 por medio de la Resolución Exenta 310 de Ministerio del Medio Ambiente, da inicio al proceso de elaboración del decreto supremo que establece metas de recolección y valorización y otras obligaciones asociadas de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos, y regula un sistema de depósito y

reembolso. En este texto, se entrega una definición preliminar para los aparatos eléctricos y electrónicos, los que se entenderán como: “Todos los aparatos que, para funcionar correctamente, necesitan corriente eléctrica o campos electromagnéticos, así como los aparatos necesarios para generar, transmitir y medir tales corrientes y campos”.

El anteproyecto de decreto supremo que establece metas de recolección y valorización y otras obligaciones asociadas de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos, fue publicado en el diario oficial el 10 de marzo de 2022. Este documento se fundamenta en los antecedentes aportados por: las seis sesiones del comité operativo ampliado, los estudios señalados en la Resolución Exenta N° 310 de 2021, el resultado del análisis general de impacto económico y social (que indica que la regulación propuesta tiene un beneficio económico y social igual a 1,2 veces su costo) y en los principios que establece la Ley 20.920 (Resolución Exenta N° 207/2022).

El objetivo del decreto supremo es establecer metas de recolección y valorización y otras obligaciones asociadas a los productos prioritarios pilas y aparatos eléctricos y electrónicos, con el objetivo de prevenir la generación de estos residuos y fomentar su reutilización o valorización.

Con la finalidad de regular las obligaciones que fija el decreto supremo de metas, se definen categorías y subcategorías para las pilas y los aparatos eléctricos y electrónicos. A continuación, se presentan las categorías:

- 1) Aparatos grandes: Aquellos aparatos eléctricos y electrónicos con una dimensión exterior superior a 50 centímetros. Adicionalmente, se establecen las siguientes subcategorías para esta categoría, las cuales son:
 - 1.1) Aparatos de Intercambio de Temperatura.
 - 1.2) Otros Aparatos Grandes.
 - 1.3) Paneles Fotovoltaicos.
- 2) Aparatos Pequeños: Aquellos aparatos eléctricos y electrónicos no contenidos en la categoría Aparatos grandes.
- 3) Pilas Grandes: Aquellas pilas con un peso mayor a 5 kilogramos.
- 4) Pilas Pequeñas: Aquellas pilas no contenidas en la categoría Pilas Grandes.

En el artículo n°6 del presente decreto, se indica que los productores sujetos a la responsabilidad extendida del productor serán aquellos que introduzcan en el mercado nacional pilas y aparatos eléctricos y electrónicos, dentro de las categorías y subcategorías establecidas en el decreto supremo. Sin embargo, la categoría de Pilas Grandes y la subcategoría de Paneles Fotovoltaicos

no estarán sujetas a las metas de recolección y valorización. Las metas de recolección y valorización pueden ser consultadas en el Anexo A.5.

Posteriormente, el anteproyecto fue sometido a consulta pública, y como resultado, se recibieron numerosas observaciones que cuestionaron la exclusión de los módulos fotovoltaicos de las metas de recolección y valorización y de las obligaciones asociadas. Por esta razón, el Ministerio del Medio Ambiente inició un periodo de información pública para la recepción de antecedentes necesarios para a los paneles fotovoltaicos en la propuesta de decreto supremo de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos (Resolución Exenta 1268/2023).

Otra de las razones por las que inicio este periodo de consulta, fue la necesidad de gestionar de forma correcta estos residuos para reducir los riesgos e impactos asociados a su eliminación. De acuerdo con la Subsecretaría de Salud Pública, los paneles fotovoltaicos deben ser manejados como residuos peligrosos ya que contienen metales pesados y sustancias que resultan peligrosas para la salud y el medio ambiente (Resolución Exenta 1268/2023).

Por lo anterior, el MMA concluyó que es necesario analizar la regulación de los paneles fotovoltaicos bajo el régimen de la responsabilidad extendida del productor, evaluando alternativas de metas y obligaciones asociadas, para incentivar la correcta valorización de estos residuos y el desarrollo de instalaciones para valorizarlos (Resolución Exenta 1268/2023).

5 Tratamiento de módulos fotovoltaicos

El tratamiento de módulos fotovoltaicos se lleva a cabo una vez que estos equipos llegan al final de su vida útil o se degrada al punto de detener su operación. Los métodos de reciclaje continua en desarrollo, no obstante, existe un mayor avance entorno a la tecnología cristalina de silicio. Esto se debe a que los paneles solares a base de silicio representan alrededor del 73,3% de la cuota del mercado de módulos fotovoltaicos a nivel mundial. Por lo que la mayoría de las investigaciones y estrategias de reciclaje se han centrado en estos (Ndalloka, 2024).

Las estrategias de reciclaje dependen de la tecnología de paneles fotovoltaicos a tratar. Sin embargo, el proceso generalmente está compuesto por 5 etapas, que se van modificando en función del tipo de módulo (Vinayagamoorthi et al., 2024).

El proceso comienza con la limpieza del panel solar, con la finalidad de eliminar el polvo y cualquier residuo, utilizando una combinación de agua y aire. Luego sigue la etapa de desmantelamiento, delaminación, separación de materiales y, por último, la extracción y recuperación.

5.1 Desmantelamiento

El desmantelamiento es la primera etapa de la operación de reciclaje. Consiste en retirar el marco de aluminio y la caja de conexiones, de forma manual o automática (Cheema et al., 2024). La caja de conexiones es retirada y se separan sus componentes, que generalmente constan de tiras de cobre y diodos de derivación, los que pueden someterse a reciclaje (Vinayagamoorthi et al., 2024). Los materiales que se obtiene de esta fase son cables de cobre, diodos de derivación y aluminio. El aluminio tiene su mercado propio en el que puede ser reciclado.

El desmontaje automático o manual del marco de aluminio y la caja de conexiones, es un proceso costoso. En la técnica manual existe un alto costo de mano de obra, porque se necesita personal capacitado para desmontar el marco de forma apropiada, mientras que, en el proceso automático se requiere de una máquina de alta energía. Un desafío entorno a este último proceso es diseñar un equipo compatible con distintos tamaños de módulos fotovoltaicos y el daño que presenten, porque algunos pueden estar rotos, con tamaños y formas desiguales al momento de ingresar al equipo de desmontaje (Cheema et al., 2024).

Una de las empresas dedicadas a desarrollar equipos para el reciclaje de módulos fotovoltaicos, es la compañía japonesa NPC Incorporated. Entre sus diversas líneas de productos, han desarrollado equipos para el desmantelamiento de módulos fotovoltaicos. Un ejemplo de estos

productos es el separador semiautomático que desmonta el marco de aluminio y la caja de conexiones (consultar Figura 9). El equipo separa automáticamente estas dos partes, en tan solo 40 segundos dependiendo de las condiciones del panel, permitiendo recolectar el aluminio y el cobre. La operación se puede realizar in situ, ya que funciona como separador móvil al ser transportado al lugar donde se requiera desmontar los paneles solares.



Figura 9. Separador semiautomático de marco y de caja de conexiones de NPC incorporated.

Fuente: NPC incorporated (s.f.).

El tamaño del equipo se detalla en la Tabla 5, junto con las especificaciones que tiene que cumplir el módulo fotovoltaico para ser desmantelado por el equipo.

Tabla 5. Especificaciones del equipo y del módulo solar que puede desmontar.

Especificaciones	
Tamaño (Ancho) x (Alto) x (Profundidad)	2.900 x 1.600 x 1.700 [mm]
Panel Aplicable	Panel solar con lamina trasera, Panel de doble cristal.
Dimensión exterior del panel	800 x 1.200 [mm], 1.000 x 2.000 [mm]
Espesor del vidrio	2,8 – 4,0 [mm]
Grosor de marco	30 – 60 [mm]
Posición de la caja de conexiones	Lado corto: centro del panel Lado largo: dentro de 150 [mm] desde el borde de un panel.

Fuente: NPC incorporated (s.f.).

5.2 Pretratamiento

El pretratamiento es el proceso de delaminación, su función es exponer las células solares actuando sobre el encapsulante de EVA que las protege de agentes externos. Una vez expuesta la célula fotovoltaica puede ser sometida a los procesos de extracción y recuperación. Existen tres métodos de delaminación, el proceso mecánico, térmico y químico (Cheema et al., 2024).

5.2.1 Delaminación mecánica

Los procesos de delaminación mecánicos o físicos tienen como función separa físicamente los materiales del módulo fotovoltaico, mediante herramientas mecánicas. Incluye las técnicas de trituración, corte y fragmentación de la parte restante del módulo que fue desmontado, que consiste en la unión del vidrio, el encapsulante de EVA, las células fotovoltaicas y la cubierta posterior. Permite reducir el volumen de los módulos, separar componentes y facilitar la recuperación de los materiales que componen el panel.

El proceso de fragmentación rompe el panel en piezas de mayor tamaño, mientras, que la trituración reduce el módulo a partículas más pequeñas para facilitar la separación de material. Los equipos que usualmente se utilizan son trituradoras y dependiendo de su tamaño, es posible que se necesite romper el panel fotovoltaico en parte más pequeñas antes de ingresar al equipo (Cheema et al., 2024).

Generalmente, para el tratamiento de fragmentación se usan trituradoras de rotor de dos palas. Las trituradoras de tensión cortante se implementan en gran parte de los procesos de reciclaje de módulos fotovoltaicos (Cheema et al., 2024). En la investigación realizada por Anusuya et al. (2023) se comparó la trituración con rotor de dos palas y trituración con martillo, para reciclar paneles solares de silicio amorfo, silicio policristalino y paneles solares de telurio de cadmio. Se concluyó que, para maximizar la recuperación de masa en los tres tipos de paneles fotovoltaicos estudiados, ambos métodos de trituración fueron las mejores técnicas de tratamiento.

La técnica de corte es otro método físico que permite separar las capas de panel sin romper el módulo fotovoltaico. Un ejemplo de esta técnica es el corte de vidrio con cuchillo caliente, el cuchillo se calienta a 200 [°C], lo que permite que el encapsulado de EVA se ablande, separando sin esfuerzos el vidrio de las células fotovoltaicas (Cheema et al., 2024). La compañía NPC incorporated cuenta con un equipo de desmontaje automático de módulos solares, que utiliza el método mecánico de corte para la etapa de delaminación (NPC incorporated, s.f.).

El pretratamiento físico o mecánico es más económico y puede recuperar el vidrio inmediatamente, sin embargo, no se obtienen la materia prima de alto valor como los metales (Anusuya et al., 2023). En comparación con los procesos térmicos y químicos que se describirán a continuación, la delaminación mecánica tiene menos impacto ambiental. La trituración produce una gran cantidad de polvo que contiene vidrio, lo que se considera pérdidas de material, ya que las partículas de vidrio con un tamaño inferior a 1 [mm] no son adecuadas para la industria del vidrio (Cheema et al., 2024).

5.2.2 Delaminación térmica

El tratamiento térmico implica someter los módulos fotovoltaicos a altas temperaturas bajo ambientes controlados. La función es separar las diferentes capas que forman el panel, al igual que el método físico (Anusuya et al., 2023). Lo que se logra descomponiendo químicamente los polímeros EVA en sustancias volátiles (Deng et al., 2022). Este método utiliza una variedad de enfoques, desde el más general al más específica, dependiendo del tipo de panel a tratar. Antes de someter los módulos a este tratamiento, se debe retirar la caja de conexiones, los cables y el marco de aluminio (Vinayagamoorthi et al., 2024).

En la Figura 10 se presenta el diagrama de flujo del tratamiento térmico de un módulo fotovoltaico al finalizar su vida útil.

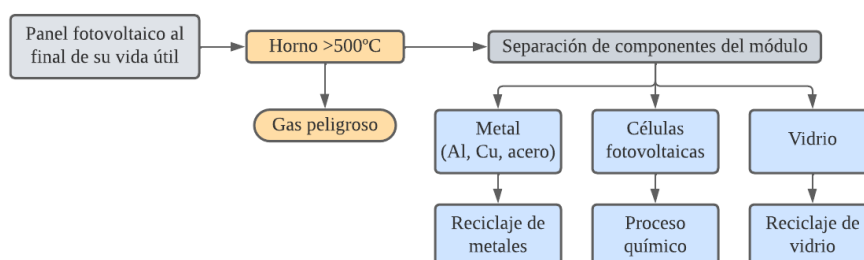


Figura 10. Tratamiento térmico en el reciclaje fotovoltaico.

Fuente: Anusuya et al. (2023).

Este método puede eliminar el 99,97% de la resina EVA de las células fotovoltaicas. Para ello el módulo se somete a altas temperaturas hasta alcanzar los 500 [°C] durante 5 horas. Se inicia calentando los paneles lentamente hasta alcanzar los 250 [°C]. Al sobrepasar esta temperatura, se llega a la primera etapa de descomposición de la lámina de EVA donde se libera ácido acético, que ocurre entre los 260 [°C] y 370 [°C]. La segunda etapa de descomposición ocurre entre los 370 [°C] y 480 [°C], donde el material se calienta a una velocidad de 15 [°C/min]. Una vez finalizado el proceso térmico, se recupera el vidrio sin grietas, las células fotovoltaicas y los cables de cobre restante (Vinayagamoorthi et al., 2024).

Durante esta etapa los paneles solares pueden emitir gases peligrosos, por lo que se debe tener equipos adecuados para el tratamiento de estos, como precipitadores electrostáticos o filtros de tela. Al finalizar se obtienen cenizas, las que pueden contener metales valiosos como la plata y metales peligrosos como el plomo. Por esta razón, es esencial que se sometan a un proceso posterior, para recuperar los metales valiosos o tratar los peligrosos (Anusuya et al., 2023).

En algunas investigaciones se descubrió que la pirolisis es un método eficaz para eliminar la capa de encapsulante de EVA, logrando la separación de las capas de vidrio y células fotovoltaicas. La temperatura a la que se descomponen el EVA en su totalidad es sobre los 480 [°C]. En el proceso se emiten gases tóxicos, condensados y residuos sólidos, que deben ser tratados. Una forma de evitar que el vidrio separado y las células se ensucien con el residuo sólido generado es realizar la pirolisis en un ambiente oxidante débil que permite la degradación completa de los productos pirolizados. Además, se recomienda tener gas circulando en la cámara de pirolisis para eliminar los hidrocarburos pesados en estado gaseoso, y así evitar que cuando se enfríen condensen y se depositen sobre el vidrio y las células solares (Deng et al., 2022).

Una de las ventajas de la delaminación térmica es la separación limpia de los componentes del panel, permitiendo la recuperación de materiales de alta pureza. Por otra parte, una desventaja es el alto consumo de energía y es más costoso en comparación a otros procesos. Sin embargo, para poder aplicar el proceso a escala industrial, se deben hacer mejoras en la eficiencia energética, la gestión del calor y las emisiones de gases tóxicos (Deng et al., 2022).

5.2.3 Delaminación química

En el método químico se utilizan varios tipos de disolvente orgánicos e inorgánicos, para delaminar módulos fotovoltaicos después del desmontaje. Los disolventes estimulan la disolución del polímero, como el encapsulado de EVA. Una vez que el panel se sumerge en disolvente, el polímero de EVA se hincha y disuelve, para fracciones reticuladas y no reticuladas. Su función es separar las partes que componen el módulo fotovoltaico, pero para ello debe pasar por la etapa previa de desmantelamiento (Cheema et al., 2024).

El encapsulado de EVA puede ser reticulado o no reticulado. El EVA se puede reticular, que consiste en formar una red interna de enlaces entre las cadenas moleculares del polímero, lo que aumenta la densidad y la rigidez del material. En el caso del EVA no reticular, conserva su estructura molecular lineal y presenta propiedades como flexibilidad. Cuando el panel fotovoltaico se encapsula con EVA reticulado, se disuelve el borde del EVA usando disolventes orgánicos, para que el solvente se introduzca en el módulo, formando una película hinchada en ambas capas de a interfaz de EVA (vidrio-EVA y EVA-lamina posterior). Al realizar una investigación de la cinética de reacción entre hexano y tolueno utilizados como solvente, se descubrió que la cinética del hexano es lenta en comparación con el tolueno. Por otra parte, se demostró que el vidrio, la lámina posterior y las células fotovoltaicas no son dañadas si se utilizan disolventes más suaves como el hexano. En la actualidad, no existen métodos químicos

comercializables o utilizados para delaminar módulos fotovoltaicos. Sin embargo, se han realizado muchas investigaciones con diferentes solventes con la finalidad de disolver la capa de encapsulante del módulo, como el hexano, cloroformo, tolueno, acetona, benceno, D-limoneno, etanol e isopropilo (Cheema et al, 2024).

Una de las ventajas de la delaminación química es la obtención de un vidrio de alta pureza y de calidad. Se elimina completamente el EVA lo que permite recuperar el silicio y la plata de los módulos fotovoltaicos. Por otro parte, una de sus desventajas es el alto costo en comparación a los otros dos métodos de delaminación, se estima que el costo es de USD 28/módulo (Deng et al., 2022).

5.2.4 Comparación de los métodos de pretratamiento

Como pretratamiento de paneles fotovoltaicos se pueden identificar tres métodos, la delaminación mecánica, térmica y química. Cada uno de ellos se utiliza luego de desmontar la caja de conexiones y el marco de aluminio. Su función es separar las capas de vidrio, encapsulante y células fotovoltaicas para poder recuperar los diferentes materiales que componen el módulo, entre ellos, metales valiosos.

Tabla 6. Comparación de varias técnicas de delaminación.

Propiedades	Tipos de delaminación		
	Térmico	Químico	Mecánico
Eficiencia	Alta	Bajo	Alta
Consumo de energía	Alto	Muy bajo	Moderado
Cinética	Moderado	Lento	Rápido
Consumo de químicos	Muy bajo	Alto	Bajo
Emisiones	Peligroso	Peligroso pero controlable	Polvo y suciedad
Producto	Vidrio intacto/no intacto, células solares, cintas de Cu.	Vidrio intacto/no intacto, células solares, cintas de Cu	Mezcla en polvo de metal + Si + polímeros.
Pureza	Limpio y puro	Limpio y muy puro	Menos puro
Escalabilidad	Sí	No	Sí

Fuente: Cheema (2024).

El método mecánico utiliza herramientas mecánicas para triturar, fragmentar o cortar el módulo. En el proceso térmico el panel solar es sometido a altas temperaturas para descomponer la capa encapsulante de EVA. Por último, el método químico implementa solventes orgánicos e inorgánicos para disolver el EVA. En la Tabla 6, se presenta la comparación de diferentes propiedades de los tres procesos.

5.3 Separación de materiales

La etapa de separación de materiales se realiza luego de la delaminación para clasificar los diferentes componentes y permitir una mejor extracción de estos, mejorando el rendimiento del reciclaje. Los materiales se clasifican en fracciones según las diferentes propiedades que tengan, como lo es la densidad, la elasticidad, la transmitancia óptica y características electrostáticas. Existen tecnologías que pueden utilizarse, como las cribas vibratorias, separadores electrostáticos y separadores ópticos (Deng et al.,2022).

A continuación, se describirán tres tecnologías que pueden ser utilizadas para la clasificación de materiales, según la perspectiva de Deng et al. (2022).

- **Criba vibratoria:** Son equipos para separar partículas de diferentes tamaños, por lo que suele aplicarse junto con la delaminación mecánica. El tamaño de partícula varía debido a la diferencia de elasticidad de los materiales al estar bajo un esfuerzo de corte. El equipo tiene una superficie de tamizado que vibra a alta frecuencia, lo que permite clasificar los materiales. Se utiliza para separar el vidrio reciclado, polímeros y cintas de cobre.

El módulo fotovoltaico al triturarse, se obtienen diferentes tamaños de partícula. Las partículas con un diámetro superior a 5 [mm], suelen contener polímeros de la lámina posterior y cintas de cobre, además de fragmentos de vidrio, silicio y plata que se encuentran unidos al polímero. Las partículas con diámetro entre 0,4 y 5 [mm] suelen ser vidrio directamente reciclable.

- **Separación electrostática:** Esta tecnología se utiliza en una mezcla de residuos fragmentados que contiene cobre, aluminio y materiales aislados. Este equipo clasifica sustancias con conductividades eléctricas, como los conductores (cintas de cobre), semiconductores (silicio) y no conductores (vidrio y polímero).
- **Separación óptica:** Este tipo de tecnología puede separar los materiales basándose en sus propiedades ópticas, como el color, la forma y la composición. Este método utiliza sensores y tecnología óptica para identificar y separar materiales de interés.

En la industria de reciclaje de módulos fotovoltaicos, este equipo puede detectar fragmentos de células solares y vidrio, permitiendo su separación.

Una vez clasificados los materiales, se pasa a la etapa de recuperación y extracción, con la finalidad de reciclar componentes como la plata, el cobre, el silicio, entre otros compuestos.

5.4 Extracción y recuperación

El reciclaje del módulo fotovoltaico finaliza con la extracción y recuperación de metales. Los principales materiales que deben ser recuperados son la plata, la célula y el cobre, dada su importancia económica. Los métodos actuales de extracción y recuperación se basan en la hidrometalurgia, la pirometalurgia y la electrometalurgia (Cheema et al., 2024).

- **Hidrometalurgia:** Corresponde a la tecnología que extrae los metales desde los materiales que lo contienen, mediante medios físico-químicos acuosos. En general, la hidrometalurgia se desarrolla en tres etapas secuenciales, mencionadas a continuación (Mihovilovic y Miguel, 2001).
 - a) Disolución selectiva: Los metales en estado sólido se disuelven mediante una solución acuosa, esta etapa se conoce como lixiviación.
 - b) Procesamiento y transformación: Esta etapa tiene como finalidad purificar y/o concentrar los metales disueltos en el medio acuoso mediante agentes externos. El proceso que comprende la fase de purificación es la adsorción con carbón activado, mientras que, en los procesos de extracción encontramos el intercambio iónico y la extracción por solvente.
 - c) Recuperación selectiva: En esta fase se recuperan los metales disueltos en el medio acuoso, como producto sólido, a este proceso se le conoce como precipitación. En la precipitación se puede distinguir los métodos de cristalización, precipitación por desplazamiento galvánico, precipitación por reducción con gases a presión y la precipitación electrolítica. Dentro de las precipitaciones electrolíticas encontramos la electroobtención y la electrorefinación.
- **Pirometalurgia:** Corresponde a la tecnología que extrae los metales mediante métodos físico-químicos secos a altas temperaturas. Se requiere de temperaturas del orden de los 1.200 [°C], lo que implica un alto consumo de energía (Mihovilovic y Miguel, 2001).
- **Electrometalurgia:** Es aquella que extrae los metales mediante métodos electrolíticos. Esta disciplina se utilizan tanto en la hidrometalurgia cuando la electrólisis se realiza en

medios acuosos, como en la pirometalurgia cuando la electrolisis se realiza a partir de medios fundidos (Mihovilovic y Miguel, 2001).

Una vez que el módulo fotovoltaico fue desmantelado y delaminado, lo último a recuperar son las células fotovoltaicas. Los metales que se pueden recuperarse de las células solares de silicio y de película delgada de telurio de cadmio son el aluminio, la plata, el cobre, el plomo y el estaño. Los procesos implementados para la recuperación de metales son diversos y muchos están en etapa de investigación o no son escalables por su alto costo.

Como fue mencionado anteriormente, la célula fotovoltaica está compuesta por una malla de metalización generalmente de plata o aluminio, una capa antirreflectora, el semiconductor y el contacto metálico posterior. Para tratar la célula, se utiliza el método de lixiviación con reactivos adecuado, se eliminan la capa de metalización, el contacto metálico posterior y luego la capa antirreflectora. De esta forma se obtiene la oblea de silicio dopada o el semiconductor CdTe/CdS sin ningún metal adherido a la superficie (Trivedi et al, 2023). Luego de la lixiviación, se deben extraer los metales de interés de la solución acuosa. Para ello se utiliza el método de electroobtención (Deng et al., 2022). La plata, el plomo, el estaño y el cobre pueden ser recuperados mediante este proceso (Trivedi et al, 2023).

5.4.1 Lixiviación

La lixiviación es la disolución selectiva de uno o más componentes de una mezcla sólida por contacto con un disolvente líquido. Esta operación se utiliza con frecuencia para recuperar material valioso. Los componentes presentes en el proceso de lixiviación son el soluto (metal a recuperar), el solvente, el inerte (sólido no disuelto) y agentes químicos. El solvente o también conocido como agente lixivante, son sustancias químicas utilizadas para extraer el metal mediante la disolución.

La selección del agente lixivante para el proceso, debe considerar la solubilidad y selectividad. La solubilidad se refiere a la capacidad del solvente para disolverse en una solución acuosa y reaccionar con los minerales del sólido, para extraer los metales deseados. La selectividad se relaciona con la capacidad del agente lixivante para separar selectivamente el metal de interés sin afectar otros componentes presentes en el sólido.

Las operaciones de lixiviación se realizan por lotes (estado no estacionario) y en condiciones totalmente continuas (estado estacionario). Se utilizan principalmente dos técnicas de manejo: la aspersión o goteo del líquido sobre el sólido y la completa inmersión del sólido en el líquido (Treybal, 1988).

5.4.2 Extracción por solvente

La extracción por solvente es la separación de los componentes de una solución líquida por contacto con otro líquido insoluble. Generalmente, la fase portadora de la sustancia disuelta de interés es una solución acuosa y la fase extractante, es de naturaleza orgánica. El metal contenido en la solución acuosa reacciona con el reactivo orgánico, transfiriéndose a la fase extractante. Este proceso es utilizado como una técnica para la recuperación selectiva, concentración y purificación de metales.

El proceso de extracción por solvente consiste en dos operaciones secuenciales, la de extracción y la de descarga. En la etapa de extracción, el solvente orgánico captura el metal de la solución acuosa. En la etapa de descarga o también conocida como stripping, ocurre el proceso inverso, donde el metal es extraído de la fase orgánica a través de una solución acuosa, regenerando la capacidad extractiva del solvente orgánico. En la Figura 11 se presenta las dos partes esenciales del proceso de extracción por solvente (Mihovilovic y Miguel, 2001).

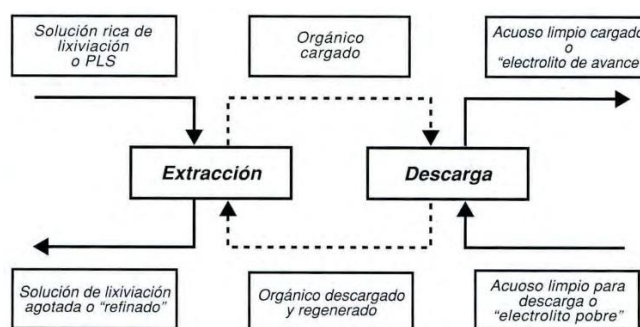


Figura 11. Partes del proceso de extracción por solvente.

Fuente: Mihovilovic y Miguel (2001).

Los tres objetivos principales de esta operación son: la separación y purificación de uno o más metales de interés de las impurezas que lo acompañan; la concentración de los metales disueltos con el objetivo de disminuir el volumen a procesar y de esta forma reducir los costos de operación en la etapa siguiente; y el último objetivo, es la transferencia de los metales disueltos, desde una solución acuosa compleja a otra solución acuosa diferente, para facilitar la siguiente operación (Mihovilovic y Miguel, 2001).

5.4.3 Precipitación por reducción electrolítica

La precipitación por reducción electrolítica, también conocida como electroobtención o electrodeposición (EW), es una técnica que permite recuperar metales de forma pura y

selectiva. El metal disuelto en una solución acuosa (denominada electrolito) se recupera y es depositado en un cátodo, utilizando un proceso de electrolisis. La electrolisis es una operación donde se separan compuestos mediante la aplicación de corriente eléctrica, la corriente es de baja intensidad y se hace circular a través del electrolito, entre un ánodo y un cátodo. El ánodo (polo de carga positivo) es en esencia insoluble y teóricamente inerte. El cátodo (polo de carga negativa) es un sustrato sobre el cual se deposita el metal de interés, los cationes metálicos disueltos en el electrolito son atraídos por el cátodo, para generar productos de alta calidad y pureza.

La composición del cátodo depende del metal a recuperar, por ejemplo, para recuperar cobre de una solución acuosa, el cátodo debe ser de acero inoxidable. En la Tabla 7 se presenta una lista de los metales que se recuperan comercialmente por EW, junto a las características del electrolito y del cátodo usado en cada caso (Mihovilovic y Miguel, 2001).

Tabla 7. Lista de metales junto al electrolito y cátodo usado en cada caso.

Metal	Electrólito	Cátodo
Antimonio	Soda y sulfuro de sodio	Acero
Cadmio	Solución de sulfato	Aluminio
Cromo	Solución de sulfato	Hastelloy
Cobalto	Solución de sulfato	Acero inoxidable
Cobre	Solución de sulfato	Cobre o acero inoxidable
Galio	Solución de sodio (NaOH)	Acero inoxidable
Manganeso	Solución de sulfato	Acero inoxidable
Níquel	Solución de sulfato	Níquel o acero inoxidable
Oro	Solución de cianuro	Lana de acero
Plata	Solución de nitrato	Plata o grafito
Teluro	Solución de sodio (NaOH)	Acero inoxidable
Zinc	Solución de sulfato	Aluminio
	Solución de sodio (NaOH)	Acero inoxidable

Fuente: Mihovilovic y Miguel (2001).

La electroobtención tiene una gran importancia económica, ya que permite recuperar metales lixiviables como el cobre, oro y plata, cuyo tratamiento por otras vías resultaría económicamente inviable. Del mismo modo, el zinc depende casi exclusivamente de esta técnica para recuperar el metal en forma económica (Mihovilovic y Miguel, 2001).

5.5 Situación actual del reciclaje de módulos fotovoltaicos

Actualmente hay más de 100 plantas en funcionamiento dedicadas al reciclaje de módulos fotovoltaicos a nivel mundial. Los módulos son tratados y reciclados de manera adecuada en los países que cuentan con regulaciones vigentes. Sin embargo, los bajos volúmenes actuales, las limitadas tecnologías de reciclaje disponible, los desafíos logísticos y los mercados no desarrollados para materiales recuperados, dan como resultado un escenario de alto costo y bajos ingresos para el reciclaje de paneles fotovoltaicos a nivel mundial. Se espera que la implementación de regulaciones y la investigación en torno a este tema, permitan satisfacer la demanda futura y lograr un reciclaje de alto valor y bajo costo (International Energy Agency [IEA], 2022).

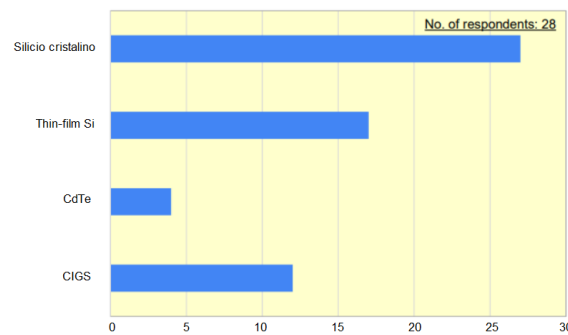
Algunos países Asia y el Pacífico (Japón, Corea del Sur, China y Australia), Europa (Alemania, Francia, Italia y España) y América del Norte (Estados Unidos), cuentan con normativas para la gestión de los residuos de módulos fotovoltaicos e instalaciones de tratamiento. En Asia y el Pacífico, actualmente no existen acuerdos relacionados con el reciclaje de módulos fotovoltaicos, pero algunos países están promoviendo la gestión adecuada de los paneles al final de su vida útil. En cambio, en Europa el reciclaje de paneles solares es obligatorio para todos los estados miembros de la Unión Europea, que exige que los productores de módulos se hagan cargo de los productos que colocaron en el mercado.

Para comprender el estado del reciclaje de paneles fotovoltaicos en algunos países, la Agencia Internacional de Energía (IEA por su sigla en inglés) realizó una encuesta sobre el reciclaje de módulos fotovoltaicos, el número de respuestas fue pequeño, pero reflejan las situaciones y barreras actuales para el reciclaje en ciertos mercados. Se obtuvo la respuesta de 29 empresas y organizaciones dedicadas al reciclaje de paneles solares. En Japón se encuestó a 21 empresas, 3 en Alemania, 2 en España, 1 en Corea del Sur, 1 en Australia y 1 en Los Países Bajos.

Los resultados de este estudio abarcan diferentes ámbitos del reciclaje de módulos fotovoltaicos, a continuación, se darán a conocer esta información.

En el Gráfico 9 se dan a conocer las respuestas de la encuesta en el ámbito de la tecnología de células fotovoltaicas tratadas en las plantas de reciclaje. La mayoría de las plantas tratan células de c-Si, 12 empresas tratan CIGS y solo 4 tratan módulos de CdTe. Esta diferencia se debe a la fabricación de células de película delgada dificulta el proceso de reciclaje, dado que las células se depositan sobre un sustrato, lo que hace que la separación de estos dos materiales sea más desafiante en comparación con los módulos de silicio. Además, los materiales peligrosos, como el cadmio y el telurio, pueden suponer una dificultad adicional para el reciclaje.

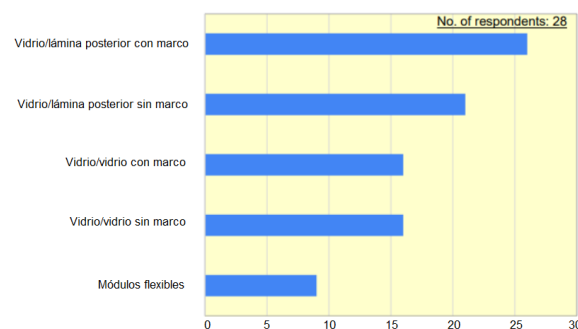
Gráfico 9. Tecnología de células fotovoltaicas tratadas en las plantas.



Fuente: (IEA, 2022)

Los paneles fotovoltaicos tienen una estructura de capas que varía según el fabricante, la mayoría de los módulos c-Si tienen una estructura de vidrio-lámina posterior, mientras que la estructura de vidrio-vidrio se está volviendo más común a medida que aumenta la participación de los paneles fotovoltaicos bifaciales en el mercado. La estructura de los módulos de capa fina es más variable, puede ser flexible, vidrio/vidrio sin marco, como los módulos de capa fina de CdTe de la empresa First Solar, o una estructura vidrio-lamina posterior con marco. En el Gráfico 10 se muestra la estructura de los módulos que son tratados en las plantas encuestadas, la mayoría gestiona paneles con estructura de vidrio/lamina posterior con y sin marco.

Gráfico 10. Estructuras de módulos fotovoltaicos tratados en las plantas de los encuestados.

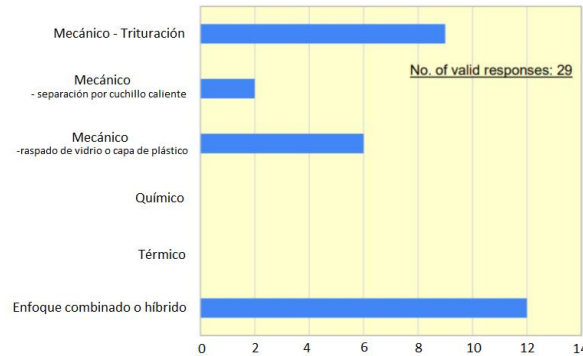


Fuente: (IEA, 2022)

La tecnología de tratamiento utilizada para el reciclaje de módulos fotovoltaicos también fue parte de las preguntas realizadas a las plantas (consultar Gráfico 11). En cuanto a las tecnologías utilizadas para la delaminación, 17 encuestados utilizan solamente un tratamiento mecánico, ya sea trituración, separación con cuchilla caliente o raspado del vidrio. Por otra parte, las 12 empresas restantes, utilizan una combinación de tecnologías, ya sea tratamiento mecánico con tratamiento térmico y/o químico. Después del pretratamiento, los materiales

recuperados se clasifican y envían a otras empresas para su reciclaje como materiales o productos secundarios.

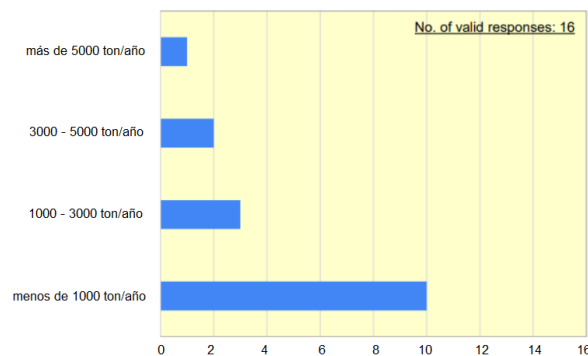
Gráfico 11. Tecnologías de tratamiento para módulos fotovoltaicos.



Fuente: (IEA, 2022)

La capacidad de tratamiento de la planta indica cuantos paneles fotovoltaicos pueden ser tratados actualmente. Como se observa en el Gráfico 12, la capacidad de 10 plantas es inferior a 1.000 [t/año], mientras que, una de ellas tiene una capacidad de 10.000 [t/año], superando a las demás instalaciones de tratamiento. A pesar de tener esta capacidad de tratamiento, en 14 plantas la cantidad de módulos tratados fue inferior a 100 [t/año].

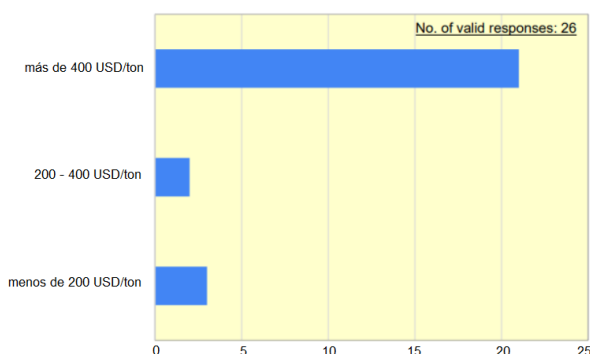
Gráfico 12. Capacidad de tratamiento disponible para módulos fotovoltaicos.



Fuente: (IEA, 2022)

En cuanto al costo de tratamiento excluyendo el transporte, 21 plantas de Japón exceden los 400 [USD/t], mientras que, 5 empresas europeas tiene un costo inferior a 400 [USD/t], como se observa en el Gráfico 13.

Gráfico 13. Costo del tratamiento de los residuos de módulos fotovoltaicos en la planta (excluido el transporte).



Fuente: (IEA, 2022)

5.5.1 Reciclaje de módulos fotovoltaicos en Chile

En Chile no existe un mercado establecido de reciclaje de módulos fotovoltaicos, sin embargo, investigadores y entidades están trabajando en estrategias para abordar este desafío. Se han propuesto iniciativas de reciclaje con enfoque en la economía circular.

Una de estas iniciativas es la que llevan a cabo investigadores de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, están trabajando en una estrategia que sirva para reciclar los módulos una vez finalizada su vida útil, y así, evitar que terminen en un relleno sanitario. Parte del proyecto está centrado en desmantelar los paneles, para lo cual, se utilizará una máquina con la capacidad de desarmar cerca de 500 paneles al día (Ini, 2023a). Si bien no existe un mercado de reciclaje de módulos fotovoltaicos, el país cuenta con una industria de reciclaje que abarca otros materiales como el papel, cartón, plásticos, vidrio, metal y madera, proveniente de hogares, industrias y comercios. Este sistema de reciclaje se basa en la recolección, selección y transporte de estos residuos para su posterior procesamiento y valorización.

Al desarrollar una investigación del mercado de reciclaje en Chile, se consideraron diferentes materiales como el plástico, aluminio, metales y vidrio. Para ello, se tomó en cuenta información recopilada de empresas dedicadas a este rubro y de la Asociación Nacional de la Industria del Reciclaje (ANIR). A continuación, se describe la situación actual del reciclaje de los materiales mencionados con anterioridad a nivel nacional.

- **Reciclaje de metales:** El proceso de reciclaje de metales implica una serie de pasos que van desde la recuperación del material hasta la metalurgia secundaria. La recuperación consiste en la recolección, selección, clasificación y acondicionamiento de los materiales.

Mientras que, la metalurgia secundaria utiliza técnicas como la función o refinación, para obtener metales aptos para el consumo directo. Los metales que generalmente son recuperados en Chile son la chatarra de acero, aluminio, cobre, bronce y fierro. Sin embargo, Chile no cuenta con fundiciones de metales a gran escala que puedan reciclar estos materiales. Por lo tanto, la principal actividad que realizan las empresas chilenas es la recuperación de metales y la exportación para ser reciclados en el extranjero (Norte Verde, s.f.).

- **Reciclaje del aluminio:** El aluminio es un material 100% reciclable, lo que es aprovechado por las empresas en Chile que se dedican a esta práctica, comprando y reciclando. La valorización de este material se lleva a cabo de forma casi exclusiva a través de la exportación del aluminio. Empresas como Metales y Aluminios S.A. (METALUM), recuperadora de Excedentes Industriales Norte Verde, Ecosur, Resimex, Recmetal, HUAL, entre otras, son algunas de las compañías que se dedican a la exportación de aluminio (Anir, 2022a).
- **Reciclaje de vidrio:** Los principales productores de vidrio a nivel nacional son Cristalería Toro, Cristalería Chile y Verallia, los que dominan el mercado chileno y, a su vez, son los principales recicladores de vidrio del país. Estas empresas se enfocan principalmente en el reciclaje de envases de bebidas y alimentos, dado que gran parte de la producción de envases de vidrio se destina a estas industrias.

Hasta el año 2022, Chile tenía la capacidad de reciclar 278.650 toneladas de envases y embalajes de vidrio, lo que permite reciclar el 67,1% del material disponible a nivel nacional. Se proyecta que, para el año 2025, la capacidad de reciclaje instalada alcance las 298.650 toneladas (Anir, 2022b).
- **Reciclaje de plástico:** En Chile, el proceso de reciclaje de plástico implica el tratamiento de resinas plásticas de terceros para su valorización mecánica. Este proceso incluye etapas como lavado, molienda y peletización. Entre los plásticos reciclados se encuentran el PET (tereftalato de polietileno), PE (polietileno), PVC (policloruro de vinilo), PP (polipropileno), PS (poliestireno) y otros tipos de plásticos. Las principales empresas dedicadas al reciclaje de plástico en Chile son Recipet, Inproplas, Recipol y RinoPlast.

La capacidad instalada total de reciclaje en el país alcanza las 361.720 [ton/año], abarcando los procesos de lavado, molienda y peletización. En una Tabla 8 se detallada la capacidad

de reciclaje para cada etapa, diferenciando los distintos tipos de plásticos. A pesar de esta capacidad instalada, las plantas operan a un 30% de su capacidad, lo que indica que las empresas recicladoras podrían aumentar su producción. (Asipla, 2022)

Tabla 8. Capacidad instalada total por proceso productivo y resina.

Tipo de plástico	Lavado [ton/año]	Molienda [ton/año]	Peletización [ton/año]
PET	30.250	28.410	0
PE-PP, PVC, PS y Otros	58.726	142.726	101.788
Total	88.796	171.136	101.788

Fuente: Asipla (2022).

Desarrollo

A partir del análisis realizado en los capítulos anteriores, se propone un diagrama de flujo que contempla los pasos de un sistema de reciclaje para módulos fotovoltaicos, como se aprecia en la Figura 12.

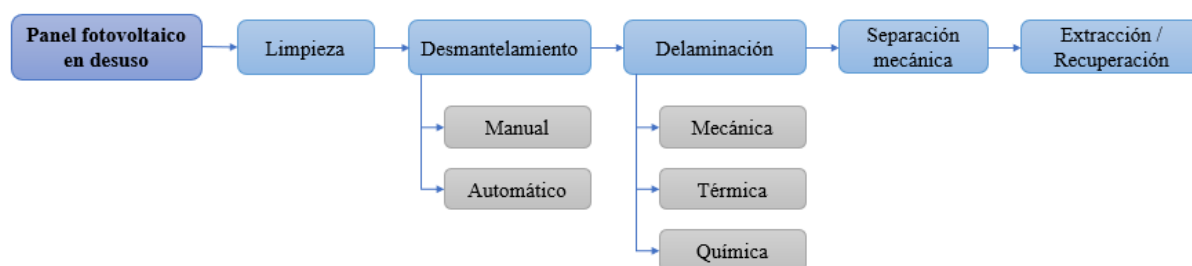


Figura 12. Diagrama de flujo del reciclaje de módulos fotovoltaicos.

El proceso de reciclaje de módulos fotovoltaicos comienza con una etapa de limpieza, en la que se utiliza agua y/o aire para eliminar el polvo y cualquier residuo que pueda estar presente en el panel solar. Luego, se procede con el desmantelamiento del marco de aluminio y la caja de conexiones, este proceso puede ser manual o automático. La siguiente etapa es la delaminación, que tiene como objetivo exponer las células fotovoltaicas, los procesos utilizados pueden ser mecánicos, térmicos o químicos. Dependiendo del método de delaminación utilizado, puede ser necesario realizar una etapa adicional de separación mecánica de materiales, en la que se clasifican los diferentes componentes del módulo. Finalmente, se llega a la etapa de extracción y recuperación de material, que busca recuperar metales valiosos.

A partir de esta serie de pasos de un sistema de reciclaje, se establece un modelo teórico de reciclaje de módulos fotovoltaicos, con el propósito de analizar la viabilidad de implementar una planta de este tipo en el país. Este proceso implica la realización de un estudio técnico y económico detallado de la planta de reciclaje, con el objetivo de evaluar su factibilidad y beneficios potenciales.

6 Estudio Técnico

6.1 Descripción del proceso

La creciente demanda de energía solar en Chile ha generado una necesidad de abordar adecuadamente la gestión de residuos provenientes de la industria solar fotovoltaica. En este contexto, se propone la implementación de una planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos no operativos, con el objetivo de recuperar materiales valiosos para su posterior reciclaje.

La planta se especializará en la tecnología de silicio cristalino monofacial, ya que este tipo de paneles representa el mayor volumen en el país y son los primeros tipos de módulos que serán desechados. La tecnología de silicio es la más común en la industria solar fotovoltaica, y su uso ha aumentado significativamente en los últimos años.

Los materiales que serán recuperados son el aluminio, vidrio, plástico y cobre, debido a su facilidad de separación del módulo fotovoltaico mediante desmontaje y delaminación mecánica, además de representar una proporción significativa en la composición del panel solar. La recuperación de estos materiales contribuirá a reducir la cantidad de residuos generados por la industria solar fotovoltaica.

6.2 Método seleccionado y su fundamento

En la planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos se implementará el método de desmantelamiento automático, la delaminación mecánica y la separación mecánica. Para la recuperación del marco de aluminio, la caja de conexiones, el vidrio, el plástico, el cobre y las células fotovoltaicas, para su posterior reciclaje o eliminación.

La elección del método de delaminación mecánica se fundamenta en las ventajas que ofrece este enfoque, como su bajo costo operativo en comparación a otras tecnologías, puede recuperar el vidrio inmediatamente y tiene menos impacto ambiental, debido a la baja o nula generación de residuos. Una de sus desventajas es la dificultad de recuperar materiales de alto valor y con menor porcentaje de pureza. Pero, aun así, es uno de los métodos más utilizado en plantas de reciclaje a nivel mundial.

6.3 Descripción general

Como fue mencionado anteriormente, la planta tiene la finalidad de desmantelar y delaminar módulos fotovoltaicos, obteniendo diferentes materiales que pueden ser reciclados o eliminados, dependiendo del mercado de reciclaje existente para cada uno de los componentes. La planta tiene una capacidad operacional de 1.300 [kg/h], lo que se define considerando la

capacidad de cada uno de los equipos utilizados en la instalación, los que se mencionaran en el apartado 6.6 *Equipos del proceso*.

El proceso consiste en cinco etapas, las cuales se describen a continuación:

- **Limpieza:** La limpieza se realiza con la finalidad de eliminar el polvo o partículas que contengan los módulos. Se lleva a cabo con un cepillo eléctrico que realiza la limpieza en seco.
- **Desmantelamiento:** Luego de la limpieza los paneles ingresan al equipo de desmontaje automático, donde se extrae la caja de conexión del panel solar junto con el cableado, luego desmonta el marco de aluminio, todo ocurre en el mismo equipo. El equipo es adecuado para paneles con una o más cajas de conexiones y con diferentes tamaños.
- **Delaminación mecánica:** El módulo una vez que es desmantelado, pasa a la sección del equipo de delaminación, aquí se separa el vidrio del encapsulado, célula fotovoltaica y la cubierta posterior. Este equipo puede eliminar más del 88% del vidrio del panel solar. Lo que se obtiene de esta etapa, son gránulos de vidrio y la capa de células fotovoltaicas unida por el encapsulante a la cubierta posterior.
- **Separación manual:** Esta etapa busca separar la caja de conexiones del cable, para que este último pueda pasar a la etapa de separación mecánica.
- **Separación mecánica:** Viene luego de desmontar la caja de conexiones y el marco de aluminio, con el objetivo de obtener el cobre del cable de conexión del módulo fotovoltaico. Se utiliza un equipo granulador de cables de cobre especializado para separar el polímero del cobre. Este equipo es capaz de triturar y separar los materiales, lo que resulta en la obtención de cobre y polímero granulados como productos finales de esta etapa.

Los productos resultantes de este proceso incluyen el marco de aluminio, el cobre, los gránulos de vidrio y de plástico, los cuales pueden ser comercializados. Por otra parte, los residuos generados comprenden la caja de conexiones y las células fotovoltaicas unidas a la cubierta posterior y al encapsulado.

La caja de conexiones se considera residuo, ya que actualmente no cuentan con un mercado establecido para su reciclaje. Por otro lado, la unión entre célula fotovoltaica, el encapsulante, la cubierta posterior y la fina capa de vidrio no recuperada, no se somete a tratamiento.

De acuerdo con la información recopilada, la recuperación de metales valiosos y silicio de las células fotovoltaicas requieren procesos más complejos que involucran técnicas mecánicas,

térmicas, químicas o una combinación de ellas, así como procesos metalúrgicos. Debido a la falta de experiencia previa en Chile en el reciclaje de módulos fotovoltaicos, la planta de reciclaje propuesta se enfoca en la recuperación de componentes de fácil separación, como el marco de aluminio, la cubierta de vidrio, el plástico y el cobre. Estos materiales pueden ser recuperados mediante procesos relativamente sencillos, en comparación con la extracción de metales o células solares, que requieren técnicas más complejas y especializadas. Por lo tanto, la recuperación de los metales o células solares no se considera en la planta de reciclaje.

6.4 Especificaciones del servicio

La planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos ofrece servicios especializados que se centran en el manejo autorizado de estos residuos, limitando su recepción a paneles fotovoltaicos de silicio monofaciales. El enfoque principal es valorización de los principales componentes, como lo es el aluminio y el vidrio, con el propósito de reducir la cantidad de residuos destinados a vertederos. Además del tratamiento de los residuos, el servicio incluye el transporte de los módulos desde su lugar de origen hasta la planta de reciclaje. Para acceder a estos servicios, se establece un costo de 20.000 [CLP] por tonelada de módulo fotovoltaico a tratar.

6.5 Diagrama de proceso

En la Figura 13 se presenta el diagrama de proceso de la planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos. Se detalla los flujos que ingresan a cada etapa y los materiales que lo componen a medida que ocurre la separación de las partes del panel solar.

La unión ECP hace referencia a la unión entre célula fotovoltaica, el encapsulante y la cubierta posterior. El flujo F_7 está constituido por la unión ECP y la fina capa de vidrio adherida al EVA que no fue extraída por el equipo de delaminación.

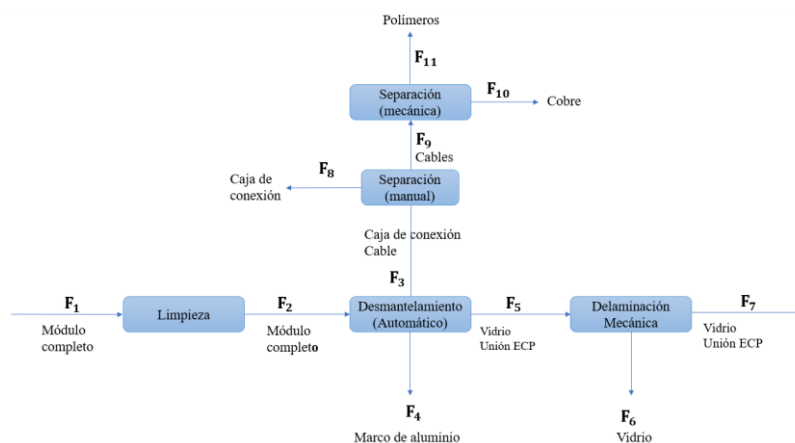


Figura 13. Diagrama de flujo de la planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos.
Fuente: Creación propia.

6.6 Equipos del proceso

6.6.1 Equipos principales

Equipo para el desmontaje

El equipo utilizado para el desmontaje de la caja de conexión y el marco de aluminio es la máquina de desmontaje de paneles solares de la marca Henan Recycle (consultar Figura 14).

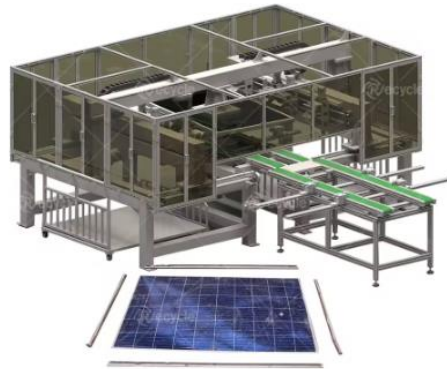


Figura 14. Equipo de desmontaje de paneles solares.
Fuente: Recycle (s.f.)

El tamaño del equipo y otras especificaciones se detalla en la Tabla 9.

Tabla 9. Especificaciones del equipo de desmontaje

Especificaciones	
Tipo de equipo	Hidráulico automático
Tamaño del equipo	1,9 x 1,7 x 1,7 [m]
Capacidad [kg/h]	1500 - 2000
Potencia del motor [kW]	5,5
Precio [USD]	5.900

Fuente: Recycle (s.f.).

Equipo para la separación de vidrio (Delaminación)

El equipo de remoción de vidrio de la marca Henan Recycle se utiliza para extraer la cubierta de vidrio (consultar Figura 15). El panel solar desmontado ingresa en el equipo y se retira el vidrio, obteniendo como producto gránulos de vidrio.



Figura 15. Equipo removedor de vidrio.

Fuente: Recycle (s.f.).

En la Tabla 10 se presenta el tamaño del equipo utilizado en la planta de reciclaje.

Tabla 10. Especificaciones del equipo de remoción de vidrio.

Especificaciones	
Tamaño del equipo	6 x 2,4 x 2,5 [m]
Capacidad [kg/h]	1400 - 2000
Potencia del motor [kW]	26
Relación de remoción de vidrio (r_1)	Por encima de 88%
Precio [USD]	75.000

Fuente: Recycle (s.f.).

6.6.2 Especificaciones de equipos secundarios

Limpiador de módulos fotovoltaicos

Para limpiar se utiliza un cepillo de limpieza eléctrico, que cuenta con una batería de litio que permite recargarlo. Este implemento tiene la opción de limpiar en seco, para evitar el consumo de agua. En la Figura 16 se presenta el cepillo eléctrico y en la Tabla 11 las especificaciones.



Figura 16. Cepillo de limpieza eléctrico.

Fuente: Hanfone (s.f.).

Tabla 11. Especificaciones técnicas del equipo de limpieza.

Especificaciones	
Limpieza	Agua y limpieza en seco
Tiempo de trabajo [h]	8 - 10
Batería	De litio
Longitud del módulo [m]	3,5 x 5,5 x 7,5
Precio [USD]	390

Fuente: Hanfone (s.f.).

Granulador de cable de cobre (Separación mecánica)

Este equipo se utiliza en la etapa de separación mecánica, donde los cables de conexión de los módulos fotovoltaicos son triturados y separados en sus dos componentes, el polímero y el cobre. Es compatible con varias diámetro de cables, es capaz de recuperar el 99% del cobre, además, cuenta con una unidad de recolección de polvo. Es una maquina móvil que posee con ruedas en la parte inferior, una vez se determina la ubicación de producción las ruedas se pueden bloquear. En la Figura 17 se presenta el equipo y sus especificaciones técnicas en la Tabla 12.



Figura 17. Equipo granulador de cables de cobre.

Fuente: Recycle (s.f.).

Tabla 12. Especificaciones técnicas del equipo granulador de cables de cobre.

Especificaciones	
Tamaño del equipo	0,83 x 2,4 x 1,52 [m]
Capacidad [kg/h]	30 - 50
Potencia del motor [kW]	3,9
Recuperación de cobre (r_2)	99%
Precio [USD]	3.560

Fuente: Recycle (s.f.).

6.6.3 Otros equipos o maquinaria

Para la operación de la planta de reciclaje serán necesarias la siguiente maquinaria:

- 2 camiones para el transporte de paneles fotovoltaicos.
- 2 grúas horquilla eléctricas.
- 2 transpaleta

6.7 Talento humano necesario

Para que la planta funcione correctamente es necesario que sea dirigida por un jefe de planta y un departamento de operaciones. Adicionalmente, es necesario contar con personal que se encarguen de la administración la planta de reciclaje. A continuación, se describe la función del personal.

1. **Jefe de planta:** Es el responsable de todas las actividades relacionadas con el proceso productivo de la planta, incluyendo producción, calidad, mantenimiento, logística y ventas.
2. **Departamento de operaciones:** Su función es supervisar todas las operaciones relacionadas con la producción de la planta. Su función principal es garantizar la eficiencia en términos de servicios, coste y calidad, maximizar la producción y minimizar el inventario. Además, se encarga de prevenir los riesgos en la operación de la planta como de la gestión ambiental. Este departamento está constituido por el jefe de planta y operarios.
3. **Personal administrativo:** se encarga de las labores administrativas y financieras de la planta. Está constituido por 4 funcionarios administrativos.

La jornada laboral de la planta se desarrolla de lunes a viernes, con un turno de 8 [h] para el personal administrativo y con dos turnos de 8 [h] para los trabajadores de planta, lo que permite operar durante 16 horas al día. Esto equivale a un total de 320 horas al mes en las que la planta se encuentra en funcionamiento.

6.8 Saldos

6.8.1 Balance de masa

Como fue mencionado anteriormente, la capacidad de la planta es de 1.300 [kg/h], lo que equivale a procesar 57 [módulos/h], considerando que el peso de un panel solar es de 22,8 [kg]. En el Anexo B se describe la manera en la que se estimó el peso de un panel fotovoltaico a base de silicio, ya que dependiendo del fabricante el peso cambia.

Se define la composición de un módulo fotovoltaico, debido a que en el apartado 2.2 *Tecnología cristalina de silicio* se informa los rangos en los que varía el peso de cada material, que depende del fabricante de panel. Sin embargo, para el balance de materia es necesario una composición fija (consultar Tabla 13).

Tabla 13. Composición de un módulo fotovoltaico a base de silicio.

Material		Peso [%]
Vidrio	Total	67
Marco	Aluminio	16
Plásticos	Total	11
	EVA	6,7
	Tedlar	4,3
Célula solar	Total	4,6
Cinta de cobre	Total	0,8
Caja de conexión	Total	0,4
Cable de conexión	Total	0,2
	Cobre	0,15
	PVC	0,05

Fuente: Creación propia.

Considerando los productos y residuos que se obtendrán de la planta de reciclaje se establece la unión ECP como la suma del porcentaje total del plástico, de la célula solar y las cintas de cobre, ya que estos materiales no son separados en el proceso. El porcentaje en peso de la unión ECP es de 16,4%,

La nomenclatura utilizada para el balance de materia es la siguiente:

F_z con $z = 1, \dots, 7$ representa el flujo másico.

$x_{i,j}$ con $i = 1, \dots, 6$ y $j = 1, \dots, 6$ corresponde a la composición en peso de cada material.

i , hace referencia al flujo

j , hace referencia al componente

Balance de materia general

$$\text{Acumulación} = \text{Entrada} - \text{Salida}$$

Como es un sistema continuo no existe acumulación:

$$\text{Entrada} = \text{Salida}$$

Balance global

$$F_1 - F_4 - F_6 - F_7 - F_8 - F_{10} - F_{11} = 0$$

Balance de materia en el equipo de desmantelamiento

Balance de masa: $F_2 - F_3 - F_4 - F_5 = 0$

Balance por componente: $F_2 \cdot x_{2,j} - F_3 \cdot x_{3,j} - F_4 \cdot x_{4,j} - F_5 \cdot x_{5,j} = 0$

Aplicamos el balance por componente al marco de aluminio:

Balance aluminio: $F_2 \cdot x_{2,2} - F_3 \cdot x_{3,2} - F_4 \cdot x_{4,2} - F_5 \cdot x_{5,2} = 0$

Balance de materia en el equipo separador de vidrio

Balance de masa: $F_5 - F_6 - F_7 = 0$

Balance por componente: $F_5 \cdot x_{5,j} - F_6 \cdot x_{6,j} - F_7 \cdot x_{7,j} = 0$

Se aplica el balance por componente al vidrio:

Balance vidrio: $F_5 \cdot x_{5,3} - F_6 \cdot x_{6,3} - F_7 \cdot x_{7,3} = 0$

Balance de materia de la separación mecánica

Balance de masa: $F_9 - F_{10} - F_{11} = 0$

Balance por componente: $F_9 \cdot x_{9,j} - F_{10} \cdot x_{10,j} - F_{11} \cdot x_{11,j} = 0$

Se aplica el balance por componente al cobre:

Balance cobre: $F_9 \cdot x_{9,5} - F_{10} \cdot x_{10,5} - F_{11} \cdot x_{11,5} = 0$

Realizando los balances de materia y considerando la relación de remoción de vidrio del equipo de separación de vidrio ($r_1 = 0,88$) y el porcentaje de recuperación en equipo de granulado de cobre ($r_2 = 0,99$) se calculan los flujos de entrada y salida de cada etapa del proceso, además de la composición de cada uno (consultar Tabla 14)

Tabla 14. Flujos másicos del proceso y su composición.

		F ₁	F ₂	F ₃	F ₄	F ₅	F ₆
Total [kg/h]		1300	1300	8	208	1084	766
Caja de conexión	(x _{i,1})	0,004	0,004	0,67	0	0	0
Marco de aluminio	(x _{i,2})	0,16	0,16	0	1	0	0
Vidrio	(x _{i,3})	0,67	0,67	0	0	0,8	1
Unión ECP	(x _{i,4})	0,164	0,164	0	0	0,2	0
Cobre	(x _{i,5})	0,0015	0,0015	0,25	0	0	0
Polímero	(x _{i,6})	0,0005	0,0005	0,08	0	0	0

		F ₇	F ₈	F ₉	F ₁₀	F ₁₁
Total [kg/h]		317,7	5,2	2,6	1,9	0,7
Caja de conexión	(x _{i,1})	0	1	0	0	0
Marco de aluminio	(x _{i,2})	0	0	0	0	0
Vidrio	(x _{i,3})	0,33	0	0	0	0
Unión ECP	(x _{i,4})	0,67	0	0	0	0
Cobre	(x _{i,5})	0	0	0,75	1	0,03
Polímero	(x _{i,6})	0	0	0,25	0	0,97

Fuente: Creación propia.

6.8.2 Balance de energía

Para el balance de energía se consideran los equipos para el desmontaje, delaminación y separación, ya que, son los que consumen la mayor cantidad de energía. Para calcular la energía consumida se considera la siguiente ecuación:

$$E = P \cdot t$$

Donde E es la energía consumida en [kWh]

P es la potencia del equipo

t es el tiempo de funcionamiento

Como fue mencionado anteriormente, la planta operará de lunes a viernes durante 16 horas diarias, lo que equivale a 3.840 [h] de trabajo anualmente. Para realizar el balance de energía, se considera que los equipos funcionarán estas 3.840 horas al año. A partir de esto, se determina el consumo energético de cada equipo (consultar Tabla 15), lo que permite calcular el consumo total anual de la planta, que alcanza los 135.936 [kWh].

Tabla 15. Consumo de energía de los equipos principales.

Equipo	Potencia [kW]	Horas [h]	Consumo [kWh]
Desmontaje	5,5	3.840	21.120
Separador de vidrio	26	3.840	99.840
Granulador de cobre	3,9	3.840	14.976

Fuente: Creación propia.

6.9 Aspectos ambientales

En la planta de tratamiento, se pueden generar diversos tipos de residuos sólidos, como residuos industriales derivados de la operación de la planta de reciclaje, residuos peligrosos y residuos asimilables. Es importante destacar que los residuos asimilables se generan principalmente en las actividades administrativas de la empresa.

La gestión final de los residuos generados en la planta de reciclaje será responsabilidad de empresas autorizadas por el Ministerio de Salud para el manejo de residuos peligrosos y no peligrosos. Estas empresas están capacitadas para tratar o disponer de los desechos de acuerdo con la legislación vigente.

La Tabla 16 muestra los residuos generados durante el proceso de tratamiento de los módulos fotovoltaicos, junto con la cantidad anual estimadas y su clasificación correspondiente.

Tabla 16. Residuos generados en el tratamiento de los módulos fotovoltaicos.

Residuo	Cantidad [kg/año]	Tipo
Vidrio + Unión ECP	1.220.045	Residuo peligroso
Caja de conexión	19.968	Residuo no peligroso

Fuente: Creación propia.

6.9.1 Regulaciones aplicables

Dentro de los aspectos ambientales, es importante mencionar algunas de las normativas aplicables a la gestión de residuos sólidos, enfocado en los módulos fotovoltaicos en desuso. En el capítulo 4. Normativas se mencionaron legislaciones enfocadas en la gestión y el reciclaje de residuos, las cuales podrían ser aplicables a este proyecto.

El D.S. N°148/2003, establece las condiciones sanitarias y de seguridad mínima a que deberá someterse el almacenamiento, transporte, tratamiento, reciclaje y disposición final de los residuos peligrosos. Además, permite clasificar un residuo como peligroso a partir del artículo 18 y 90, los que incluyen listados de residuos categorizados como peligrosos. Los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino pertenecen a la categoría *II.13 Plomo, compuestos con plomo*,

mencionada en el artículo 18 lista II, ya que, en su composición presentan esta sustancia. Debido a esto, el manejo de estos residuos debe cumplir con lo establecido en este reglamento. La Ley 20.920, de 2016, obliga a los productores de productos prioritarios la responsabilidad de gestionar los residuos generados por la comercialización de sus productos. Aunque los módulos fotovoltaicos aún no están considerados como un producto prioritario, en caso de ser categorizado como tal, se deberá cumplir con lo dispuesto en esta ley. En este contexto, la planta de tratamiento sería responsable de gestionar los residuos de módulos fotovoltaicos, permitiendo reducir la generación de estos desechos.

Según el Decreto 40, de 2012, que “Aprueba Reglamento Del Sistema De Evaluación De Impacto Ambiental”, del Ministerio del Medio Ambiente, los proyectos o actividades mencionados en el artículo 3 son susceptibles a causar impacto ambiental, por lo cual deben ser evaluados por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), mediante un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA). El proyecto de la planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos coincide con la tipología letra “o.9 Sistemas de tratamiento, disposición y/o eliminación de residuos peligrosos con una capacidad de veinticinco kilos día (25 kg/día) para aquellos que estén dentro de la categoría de “tóxicos agudos” según D.S 148/2003 Ministerio de Salud; y de mil kilos día (1000 kg/día) para otros residuos peligrosos”, del Decreto 40 de 2012. Esto se debe a que la planta está diseñada para procesar 20.800 [kg/d] de módulos fotovoltaicos clasificados como residuos peligrosos.

6.10 Localización del proyecto

El norte de Chile cuenta con una radiación solar excepcional que lo convierte en un lugar ideal para la instalación de paneles solares fotovoltaicos. Debido a esto, la mayor cantidad de módulos solares se encuentran instalados en esta región, principalmente en la región de Atacama, como fue expuesto en el apartado 3.1 *Línea base de paneles solares fotovoltaicos en Chile*. Por esta razón, la localización de la planta de reciclaje de residuos fotovoltaicos será en la región de Atacama, para facilitar el acceso a los residuos fotovoltaicos.

7 Estudio Económico

En esta sección, se realizará un análisis para determinar la viabilidad y rentabilidad económica del proyecto de instalación de una planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos en Chile. El objetivo es evaluar la factibilidad económica de este proyecto, considerando los costos de inversión, los gastos operativos y los ingresos proyectados.

Cabe destacar que, debido a la ausencia de plantas similares en funcionamiento en Chile hasta la fecha, los datos utilizados en este estudio son estimaciones propias. Por lo tanto, los resultados presentados deben ser considerados como aproximaciones, sujetas a un mayor grado de incertidumbre en comparación a un análisis basado en información real de una operación local.

7.1 Financiamiento

En este proyecto, la financiación se llevará a cabo mediante una combinación de capital propio de los inversionistas y un crédito bancario a largo plazo. El crédito bancario se utilizará para cubrir el 50% de la inversión inicial, con un plazo de pago de 10 años y una tasa de interés del 6%. La elección de esta tasa de interés para este proyecto se fundamenta en el hecho de que se trata de un proyecto verde. Esto permite acceder a bonos y préstamos verdes, los cuales ofrecen tasas de interés más bajas en comparación con los instrumentos financieros tradicionales.

El impuesto a considerar es el impuesto a la renta de primera categoría que grava las rentas provenientes del capital de las empresas comerciales. El Servicio Impuestos Internos (SII) establece que desde el año 2019 el impuesto de primera categoría es de 27%.

7.2 Tiempo de operación

La operación de la planta de reciclaje no tiene una vida útil definida, ya que en Chile se prevé que continuará la instalación y uso de paneles solares en los próximos años, lo que generará una necesidad constante de tratar estos residuos, según lo analizado en capítulos anteriores.

No obstante, para efectos del análisis económico del proyecto, se ha considerado una vida útil estimada de 30 años. Esta proyección se basa en la expectativa de que la planta podrá mantener sus operaciones y generar flujos de efectivo durante este periodo.

7.3 Costos de inversión

El análisis de los costos de inversión para el proyecto incluye diversos aspectos fundamentales para su puesta en marcha y operación. Se ha contemplado el costo del terreno necesario para

la instalación de la planta, así como la construcción de las instalaciones requeridas para su funcionamiento, como bodegas y oficinas. Además, se ha considerado la adquisición de los equipos para la línea de reciclaje, así como la maquinaria e implementos necesarios para llevar a cabo el proceso de reciclaje de los paneles fotovoltaicos. Adicionalmente, se considera la inversión para la instalación de los equipos, el capital de trabajo, los costos de la puesta en marcha y un porcentaje de contingencia del 10% para cubrir posibles costos de inversión inesperados que puedan surgir durante la ejecución del proyecto.

En total, el costo de inversión estimado para la planta de reciclaje asciende a 727.256.744 [CLP]. En la Tabla 17 se presenta el detalle del costo de inversión.

Tabla 17. Detalle del costo de inversión.

		Precio unitario [CLP]	Cantidad	Total [CLP]	%
Infraestructura	Terreno	204.226.557	1	204.226.557	28
	Construcción	171.864.400	1	171.864.400	24
Equipos	Desmontaje	5.634.500	1	5.634.500	1
	Remoción de vidrio	71.625.000	1	71.625.000	10
	Granulador de cables	3.399.800	1	3.399.800	0,5
	Instalación de equipos	24.197.790	1	24.197.790	3,3
Maquinaria	Grúa horquilla	9.490.000	2	18.980.000	3
	Transpaleta	1.290.000	2	2.580.000	0,4
	Camiones	30.000.000	2	60.000.000	8
Implementos	Cepillo de limpieza	372.450	2	744.900	0,1
Capital de trabajo	Capital de trabajo			37.785.684	5,2
Costo de puesta en marcha	10%			60.103.863	8,3
Contingencia	10%			66.114.249	9
Total				727.256.744	100

Fuente: Creación propia.

En el Anexo C. *Detalles de costo de inversión* se presentan la información considerada para estimar los costos de inversión.

7.4 Detalle de costos

El detalle de costos de la planta de reciclaje abarca los gastos asociados con la operación diaria de las instalaciones. Este análisis contempla la remuneración del personal, el consumo de electricidad, el consumo de agua, el costo por el transporte de los módulos fotovoltaicos desde el lugar de origen de los residuos hasta la planta, y se incluye un porcentaje de contingencia

del 10% para posibles costos no previstos en este estudio, establecido según mi criterio profesional. El total de los costos de operación asciende a 1.105.031.882 [CLP] anualmente (consultar Tabla 18).

Es importante destacar que este costo operacional se mantiene constante a lo largo de los años para este análisis, sin considerar las fluctuaciones del mercado en cuanto a variaciones en los precios del combustible, agua, electricidad, salarios del personal, entre otros aspectos.

En el Anexo D. *Costos de operación* se detallan los supuestos utilizados para el cálculo de cada categoría mencionada anteriormente, proporcionando transparencia a las estimaciones realizadas.

Tabla 18. Costo operacional anual.

	Años				
	1	2	...	29	30
	Precio [CLP/año]	Precio [CLP/año]		Precio [CLP/año]	Precio [CLP/año]
Salario del personal	345.600.000	345.600.000		345.600.000	345.600.000
Electricidad	13.683.318	13.683.318	...	13.683.318	13.683.318
Agua	171.120	171.120		171.120	171.120
Transporte de módulos	645.120.000	645.120.000		645.120.000	645.120.000
Contingencia (10%)	100.457.444	100.457.444		100.457.444	100.457.444
Total	1.105.031.882	1.105.031.882	...	1.105.031.882	1.105.031.882

Fuente: Creación propia.

7.5 Depreciación de bienes

Para calcular la depreciación de los activos en la planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos, se ha utilizado la nueva tabla de vida útil establecida por el Servicio Impuestos Internos (SII) para bienes físicos del activo inmovilizado, donde se identificaron los activos relevantes para el funcionamiento de la planta.

En cuanto al método utilizado para calcular la depreciación de los activos fijos más significativos, se ha optado por el método lineal de depreciación. Este método consiste en dividir el costo del activo entre su vida útil para determinar la depreciación anual. Para efectos de este cálculo se considera la infraestructura, los equipos de la línea de reciclaje, la maquinaria e implementos necesarios para la operación de la planta.

En la Tabla 19 se detallan los activos que son depreciados y el resultado de la aplicación del método de depreciación lineal. Como resultado de este cálculo, se obtiene que la depreciación lineal anual es de 18.872.997 [CLP].

Tabla 19. Cálculo de la depreciación de bienes.

Depreciación		Precio [CLP]	Vida útil [año]	Depreciación por año [CLP/año]
Infraestructura	Construcción	171.864.400	50	3.437.288
Equipos	Desmontaje	5.634.500	15	375.633
	Remoción de vidrio	71.625.000	15	4.775.000
	Granulador de cables	3.399.800	15	226.653
Maquinaria	Grúa horquilla	18.980.000	15	1.265.333
	Transpaleta	2.580.000	15	172.000
	Camiones	60.000.000	7	8.571.429
Implementos	Cepillo de limpieza	744.900	15	49.660
			Total [CLP/año]	18.872.997

Fuente: Creación propia.

7.6 Flujo de caja

En el contexto de la planta de reciclaje, el flujo de caja se convierte en una herramienta para evaluar la viabilidad financiera de la operación. Para ello se realiza un flujo de caja sin financiamiento y con financiamiento.

Para el flujo de caja con financiamiento, se consideró un periodo de 30 años, se asume una tasa de interés del 6% y un impuesto del 27%. Adicionalmente, se estableció un plazo de 10 años para la devolución del crédito a largo plazo.

Los ingresos contemplados en el cálculo del flujo de caja provienen de dos fuentes principales: la venta de los componentes obtenidos tras el tratamiento de los módulos fotovoltaicos y los pagos por los servicios prestados para la gestión de estos residuos a terceros. Para la valoración de estos ingresos, se han fijado los siguientes precios:

- Chatarra de aluminio: 1.040 [CLP/kg]
- Chatarra de cobre: 5.240 [CLP/kg]
- Vidrio: 200 [CLP/kg]
- Plásticos: 175 [CLP/kg]
- Servicios de tratamiento: 20 [CLP/kg] de módulo fotovoltaico.

En el Anexo E.1 *Ingresos de la empresa* se proporciona un mayor detalle sobre las consideraciones utilizadas para establecer estos precios.

Este enfoque permite analizar de manera integral la entrada y salida de efectivo, brindando una visión clara de la capacidad de la planta para generar beneficios netos, una vez considerados los costos financieros y fiscales asociados a su actividad.

En la Tabla 20 se presenta un resumen del flujo de caja sin financiamiento y en la Tabla 21 el del flujo de caja con financiamiento. Mientras que en el Anexo *E.2 Flujo de caja completo* se puede encontrar el flujo de caja detallado para los 30 años considerados para ambos análisis.

Tabla 20. Flujo de caja sin financiamiento

Año	0	1	2	...	29	30
Ingresos [CLP]						
Servicios prestados		99.840.000	99.840.000		99.840.000	99.840.000
Venta de productos		1.458.620.093	1.458.172.760		1.458.172.760	1.458.172.760
Costos [CLP]						
Operación		-1.105.031.882	-1.105.031.882		-1.105.031.882	-1.105.031.882
Ganancias antes del impuesto		434.555.215	434.107.882		434.107.882	434.107.882
Depreciación [CLP]		-18.872.997	-18.872.997		-18.872.997	-18.872.997
Impuesto	27%	-117.329.908	-117.209.128		-117.209.128	-117.209.128
Ganancias después del impuesto		317.225.307	316.898.754		316.898.754	316.898.754
Inversión [CLP]						
Infraestructura	-376.090.957					
Equipos	-104.857.090					
Maquinaria	-81.560.000					
Implementos	-744.900					
Capital de trabajo	-37.785.684					
Costo de puesta en marcha	-60.103.863					
Contingencia 10%	-66.114.249					
Depreciación [CLP]		18.872.997	18.872.997		18.872.997	18.872.997
Flujo de caja [CLP]	-727.256.744	336.098.303	335.771.750		335.771.750	335.771.750

Fuente: Creación propia.

Tabla 21. Flujo de caja con financiamiento

Año	0	1	2	...	29	30
Ingresos [CLP]						
Servicios prestados		99.840.000	99.840.000		99.840.000	99.840.000
Venta de productos		1.458.620.093	1.458.172.760	...	1.458.172.760	1.458.172.760
Costos [CLP]						
Operación		-1.105.031.882	-1.105.031.882		-1.105.031.882	-1.105.031.882
Interés financiero	6%	-21.817.702	-20.162.438			
Ganancias antes del impuesto		412.737.512	413.945.444		434.107.882	434.107.882
Depreciación [CLP]		-18.872.997	-18.872.997		-18.872.997	-18.872.997
Impuesto	27%	-111.439.128	-111.765.270		-117.209.128	-117.209.128
Ganancias después del impuesto		301.298.384	302.180.174	...	316.898.754	316.898.754
Amortización [CLP]		-27.587.742	-29.243.007			
Inversión [CLP]						
Infraestructura	-376.090.957					
Equipos	-104.857.090					
Maquinaria	-81.560.000					
Implementos	-744.900					
Capital de trabajo	-37.785.684					
Costo de puesta en marcha	-60.103.863					
Contingencia 10%	-66.114.249			...		
Financiamiento [CLP]	363.628.372					
Depreciación [CLP]		18.872.997	18.872.997	...	18.872.997	18.872.997
Flujo de caja [CLP]	-363.628.372	292.583.638	291.810.164	...	335.771.750	335.771.750

Fuente: Creación propia.

A partir de ambos análisis, se puede concluir que los ingresos han sido mayores que los egresos en el periodo analizado.

7.7 Indicadores de rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad, como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación (Pay-back), son herramientas que evalúan financieramente un proyecto. Estos indicadores permiten analizar la rentabilidad de la inversión inicial y evaluar la viabilidad de la planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos.

En la Tabla 22 se presentan los resultados de los indicadores de rentabilidad para el proyecto de la planta de reciclaje.

Tabla 22. Indicadores de rentabilidad.

Indicador	Valor
VAN [CLP]	1.371.862.090
TIR	80,1%
Pay-Back	3

Fuente: Creación propia.

Basándose en los indicadores de rentabilidad calculados a partir del flujo de caja, se puede concluir que:

- Con un VAN de 1.371.862.090, se puede concluir que el proyecto es rentable, ya que este valor positivo indica que los flujos de efectivo futuros generados por la planta superan la inversión inicial realizada.
- Una TIR 80,1% sugiere que la inversión en la planta de reciclaje es viable, ya que supera la tasa de descuento utilizada para evaluar el proyecto.
- El pay-back muestra la rapidez con la que se recuperará el capital invertido, en este caso, el plazo es de 3 años, se observa que la planta recuperará la inversión inicial en un periodo razonable.

7.8 Análisis de sensibilidad

Los análisis de sensibilidad de un proyecto se utilizan principalmente para predecir los resultados del proyecto, ayudando a comprender las incertidumbres, limitaciones y alcances de este. Permite determinar qué variables tienen mayor impacto en los resultados del proyecto. Para el análisis se modificaron 8 variables que se consideran influyentes, como lo son: El flujo de operación, la tasa de interés financiero, el porcentaje en peso del marco de aluminio, cobre y vidrio en el módulo fotovoltaico, costo de inversión, costo de operación e ingreso por servicio prestado a terceros. En la Tabla 23 se presentan los resultados del análisis de sensibilidad realizados para el proyecto.

A partir de los resultados obtenidos se puede concluir que:

- Al disminuir un 20% el flujo de operación, el proyecto no es rentable, ya que, el valor del VAN es negativo, lo que indica que los flujos de efectivo futuros generados por la planta no son suficientes para compensar la inversión inicial.
- Al aumentar la tasa de interés hasta un 10% el proyecto sigue siendo rentable.
- Al disminuir el porcentaje en peso del aluminio a un 10%, el ya no es rentable, ya que el VAN adquiere un valor negativo, y el tiempo que se tarda en recuperar la inversión es de 12 años.
- La disminuir el porcentaje en peso del cobre en un 20% y 40% del valor original, no afecta la viabilidad del proyecto.
- El costo de inversión puede aumentar hasta un 50% y el proyecto seguirá siendo rentable.

- El costo de operación puede ser aumentado hasta un 20% y el proyecto seguirá siendo rentable, sin embargo, si aumenta en un 30% ya no es viable.
- El ingreso por servicios puede ser disminuido en un 50% y el proyecto seguirá siendo rentable.
- El porcentaje en peso del vidrio fue disminuido en un 40%, sin embargo, esta variación no afecta a la viabilidad del proyecto.

Tabla 23. Análisis de sensibilidad.

Variable modificada	Valor	Variación	VAN	TIR	Pay-back
Flujo de operación	1040	menos 20%	-207.183.219	19,0%	12
	1170	menos 10%	582.339.435	49,9%	4
	1300	Original	1.371.862.090	80,1%	3
Tasa de interés financiero	6%	Original	1.371.862.090	80,1%	3
	8%	más 33%	1.354.402.155	79,2%	3
	10%	más 66%	1.336.129.243	78,4%	3
Porcentaje en peso del aluminio	10%	menos 40%	-206.622.168	19,0%	12
	13%	menos 20%	582.619.961	49,9%	4
	16%	Original	1.371.862.090	80,1%	3
Porcentaje en peso del cobre	0,09%	menos 40%	1.293.123.282	77,1%	3
	0,12%	menos 20%	1.332.492.686	78,6%	3
	0,15%	Original	1.371.862.090	80,1%	3
Costo de inversión	751.443.525	Original	1.371.862.090	80,1%	3
	826.587.878	más 10%	1.239.925.435	68,9%	3
	939.304.407	más 25%	1.090.209.619	59,1%	4
	1.127.165.288	más 50%	840.683.258	47,2%	5
Costo de operación	1.105.031.882	Original	1.371.862.090	80,1%	3
	1.215.535.070	más 10%	797.103.611	57,7%	4
	1.326.038.258	más 20%	222.345.132	35,4%	6
	1.436.541.446	más 30%	-352.413.348	14,1%	14
Ingreso por servicio prestado	10	menos 50%	1.118.899.869	70,5%	3
	15	menos 25%	1.245.380.979	75,3%	3
	20	Original	1.371.862.090	80,1%	3
Porcentaje en peso del vidrio	40,2%	menos 40%	178.689.887	34,0%	6
	53,6%	menos 20%	775.275.988	57,4%	4
	67%	Original	1.371.862.090	80,1%	3

Fuente: Creación propia.

En conclusión, las variables que pueden afectar la viabilidad del proyecto son el flujo de operación, la composición del marco de aluminio y el costo de operación, sin embargo, deben ser disminuidos en un gran porcentaje para afectar el flujo de caja.

Discusión

La energía solar fotovoltaica comenzó a ser utilizada en el país para generar energía eléctrica aproximadamente a partir de 2014, cuando su participación en la matriz energética nacional era de un 1% (189 [MW]). La capacidad instalada de energía fotovoltaica ha incrementado a lo largo de los años, alcanzando en el año 2023 una potencia de 8.370 [MW], equivalente al 25% de la capacidad instalada nacional. Este hecho significó un aumento en los proyectos de energía solar fotovoltaica.

Las tecnologías de paneles fotovoltaicos utilizadas en los proyectos son: módulos fotovoltaicos de silicio cristalino (monocristalino o policristalino) y los paneles de capa fina de telurio de cadmio. La tecnología de silicio cristalina puede ser clasificada según su estructura -en módulos monofaciales o bifaciales- y a su vez, según el tipo de célula fotovoltaica utilizada -monocristalina o policristalina-. Según la investigación realizada, hasta el año 2020 los proyectos fotovoltaicos utilizaban principalmente módulos de silicio policristalino monofaciales, con una cantidad de 9.263.021 paneles instalados a nivel nacional. Posterior a este año, no se tienen cifras exactas sobre el tipo de tecnología utilizada, pero se estima que la tecnología cristalina de silicio monofacial seguirá siendo utilizada. No obstante, la tecnología de silicio bifacial está introduciendo progresivamente en el mercado nacional, y algunos proyectos ya utilizan este tipo de tecnología.

Con respecto a los módulos fotovoltaicos, estos tienen una vida útil estimada de 25 años, lo que significa que, a partir del año 2039, se espera que grandes cantidades de paneles instalados desde 2014 comiencen a ser desechados. Según las cifras recopiladas, se estima que se han instalado:

- 106.557 módulos monocristalinos monofaciales.
- Más de 9.263.021 módulos policristalinos monofaciales.
- 3.138.720 módulos de capa fina de telurio de cadmio (CdTe).
- Más de 4.829.824 módulos de silicio cristalino bifaciales.

Estas cifras indican la escala de la instalación de paneles fotovoltaicos en el país y la necesidad de planificar la gestión de residuos electrónicos en el futuro.

Los módulos fotovoltaicos se construyen por capas y generalmente están formados por una cubierta frontal, una capa encapsulante, las células fotovoltaicas, una cubierta posterior, un marco de aluminio y la caja de conexiones. Sin embargo, esta estructura puede variar según el tipo de módulo y su proceso de fabricación. Por ejemplo, la mayoría de los módulos

fotovoltaicos de silicio cristalino presentan esta estructura estándar. Por otro lado, los paneles de capa fina de telurio de cadmio pueden fabricarse con o sin un marco de aluminio, ya que este material no es imprescindible para darle firmeza al módulo. En el caso de los módulos de silicio cristalino bifaciales, la principal diferencia radica en el material de la cubierta posterior, que es de vidrio en lugar de un polímero. Esto permite que la luz incida por ambas caras del panel, aumentando su eficiencia.

Es importante conocer la estructura específica de cada tipo de panel solar fotovoltaico, dado que esto determinará el tratamiento más adecuado para su reciclaje y disposición final.

Los paneles están compuestos por una variedad de materiales, como se ha descrito en los incisos 2.2 y 2.3 sobre las tecnologías de módulos fotovoltaicos. Los paneles cristalinos de silicio están formados principalmente por vidrio templado, polímeros y aluminio, que representan entre el 68% - 75% del peso total, entre el 8% - 16% y entre el 8% - 11% respectivamente. De manera similar, los módulos de capa fina de telurio de cadmio están compuestos por vidrio templado, aluminio y polímeros, pero con porcentajes en peso diferentes: entre el 80% y el 85% para el vidrio templado, entre el 11% y el 14% para el aluminio y entre el 2% y el 4% para los polímeros.

También es importante destacar que se estableció un rango para el porcentaje en peso de cada material, basado en la investigación de varios autores que proporcionaron la composición de los módulos. No obstante, es importante considerar que no todos los proveedores proporcionan información detallada sobre los materiales que componen sus paneles y en qué porcentaje se encuentran. Además, su composición puede variar dependiendo del fabricante del módulo fotovoltaico. Esto también es cierto en cuanto al peso de los módulos fotovoltaicos, que puede variar según el proveedor.

Como se mencionó anteriormente, es fundamental comprender la estructura y composición de los módulos fotovoltaicos para entender los procesos de reciclaje. A través de la investigación realizada, se identificaron cinco etapas clave para un proceso de reciclaje: a) la limpieza de los módulos para eliminar residuos, b) el desmontaje del marco y la caja de conexiones, c) la delaminación, d) la separación mecánica y, finalmente, d) la extracción y recuperación de metales valiosos.

Estas etapas pueden variar, repetirse o ser eliminadas del proceso, dependiendo de: los equipos o tecnologías utilizadas, la estructura de los módulos fotovoltaicos, el tipo de panel a tratar, los materiales que se desean recuperar y su pureza. Por ejemplo, si se tratan módulos sin marco de aluminio, la etapa de desmontaje se centraría en extraer solo la caja de conexiones, y el equipo seleccionado debería ser capaz de cumplir esta función.

En la etapa de desmontaje, el tamaño, forma y condición en que se encuentran los módulos al ser desechados son factores clave que influyen en la elección del método a utilizar. Si los módulos están dañados o tienen formas irregulares, es probable que se deba optar por un método manual. En cambio, si los módulos están en buen estado y tienen una forma estándar, puede ser más efectivo utilizar un método automático. En caso de emplear un método automatizado, es fundamental considerar las especificaciones del equipo seleccionado para asegurarse de que pueda manejar los módulos de manera efectiva. Sin embargo, es importante destacar que, hasta el momento, no existe un equipo que pueda adaptarse a paneles de tamaños y formas diferentes, lo que puede limitar la eficiencia del proceso de reciclaje.

La siguiente etapa del proceso es la delaminación, en la cual se actúa sobre la capa encapsulante de EVA para exponer las células fotovoltaicas y permitir la separación del vidrio del módulo. Existen tres procesos que pueden utilizarse en esta etapa: el método mecánico, el térmico y el químico, revisados en capítulos anteriores.

El método mecánico es el más utilizado en las plantas de reciclaje instaladas en diferentes países, probablemente, debido a que permite que el proceso de reciclaje sea más rápido en comparación con los métodos químicos y térmicos. Además, este proceso emite menos contaminantes y es posible escalarlo a nivel industrial, lo que aún no es factible con el método químico.

Por estas razones, se propone que el método mecánico es la mejor alternativa para implementar en el país para el reciclaje de módulos fotovoltaicos. Existen equipos comercializables que permiten reciclar paneles, y otros países han tenido experiencias exitosas al implementar este método.

Después de la delaminación, se lleva a cabo la separación de materiales, una etapa crucial para clasificar los componentes del módulo reciclado. La complejidad de esta etapa puede variar dependiendo del método de delaminación utilizado, ya sea mecánico, térmico o químico. Por ejemplo, si se opta por la trituración como método mecánico, es necesario utilizar cribas vibratorias para separar el material en diferentes tamaños de partícula. Además, puede ser necesario un separador óptico para realizar una separación selectiva de los materiales, como vidrio, células fotovoltaicas, polímeros, etc.

El último paso del proceso de reciclaje es la extracción y recuperación de metales. Esta etapa es particularmente compleja, ya que requiere acceder directamente a la célula fotovoltaica para extraer los metales y recuperar la célula. Aunque se han desarrollado procesos para lograrlo, la mayoría de ellos aún están en fase de investigación o no son escalables debido a su alto costo.

En el ámbito legal, según la normativa chilena, se puede deducir que los paneles solares fotovoltaicos se clasifican como residuos peligrosos debido a la presencia de elementos que lo componen como el plomo, el telurio y el cadmio. Lo anterior se concluye al analizar el artículo 18 y 90 del D.S. N°148/2003. En el primer caso, el artículo 18 incluye el listado de categorías que son consideradas peligrosas, la lista II se centra en los residuos que tenga como componentes diferentes sustancias peligrosas. Los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino pertenecen a la categoría *II.13 Plomo, compuestos de plomo*, dado que, en su composición presentan esta sustancia, como fue estudiado en capítulos anteriores. Los módulos de capa fina de telurio de cadmio pertenecen a la categoría *II.8 Cadmio, compuestos de cadmio* y *II.10 Telurio, compuestos de telurio*. En el segundo caso, el artículo 90 incluye en la lista A residuos peligrosos, ambas tecnologías de módulos fotovoltaicos pertenecen a la categoría A1020. Como resultado, el manejo de estos residuos está sujeto a las disposiciones del D.S. N°148/2003, que regula el almacenamiento, la recolección, el transporte, el reciclaje y la disposición final de estos residuos peligrosos.

Adicionalmente, el manejo de los residuos de módulos fotovoltaicos también debería cumplir con la Ley 20.920 de 2016, en caso de que estos residuos sean considerados un producto prioritario sujeto a dicha ley. En ese escenario, el proveedor de estos equipos pasaría a ser un productor de un producto prioritario, por lo que tendría que cumplir con todas las obligaciones establecidas en la Ley. Una de ellas es el cumplimiento de las metas de recolección y valorización de residuos de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos. Sin embargo, es importante destacar que aún se está evaluando si la categoría de “Pilas Grandes” y la subcategoría de “Paneles Fotovoltaicos” serán incluidas en el listado de productos prioritarios sujetos a las metas de recolección y valorización.

En este sentido, para que los productores puedan cumplir con las metas de valorización y recolección, será necesario que el país cuente con plantas de reciclaje de módulos fotovoltaicos. Al identificar esa necesidad, se realizó un estudio técnico y económico de una planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos, para evaluar la viabilidad y factibilidad de este proyecto, con la posibilidad de ser implementado en el país.

La planta de reciclaje de paneles solares fotovoltaicos propuesta es teórica y se diseñó a partir de la información recopilada a lo largo de la investigación. El proceso de reciclaje se compone de las etapas de limpieza, desmantelamiento, separación de materiales y delaminación. No se incluye la etapa de extracción y recuperación de metales, ya que el objetivo es minimizar los residuos generados. Por lo tanto, la planta se centra en recuperar los materiales que componen

en mayor porcentaje el módulo y que al mismo tiempo, sea relativamente simple su recuperación.

Esta planta se enfoca en los módulos fotovoltaicos de silicio monofaciales, dado que son los que se encuentran instalados en mayor cantidad en Chile. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, los módulos de silicio bifaciales también están presentes en el mercado nacional. Por lo tanto, es importante diseñar un proceso de reciclaje que permita incluir estos paneles en el tratamiento, adaptando el proceso según las características específicas de los módulos bifaciales.

El flujo de módulos fotovoltaicos a tratar es de 1300 [kg/h], con el objetivo de recuperar aluminio, cobre, vidrio y polímeros que se espera comercializar en el mercado nacional. Al recuperar estos componentes, se minimiza la cantidad de residuos que son eliminados en un vertedero o relleno sanitario. El flujo de módulos tratados se determina en función de la capacidad de cada equipo utilizado en el proceso, aunque este flujo puede variar dependiendo de la cantidad de módulos desechados anualmente y de la accesibilidad a ellos.

Para evaluar la viabilidad económica del proyecto, se realizó un estudio económico de la planta de reciclaje. Los resultados obtenidos reflejan que el proyecto es rentable, ya que el flujo de caja es positivo, lo que significa que los ingresos de efectivo de la planta son mayores que sus egresos o gastos en el período analizado. Esto también se refleja en los valores de los indicadores de rentabilidad: el valor del VAN es de 1.371.862.090, lo que indica que el flujo de efectivo futuro generado por la planta supera la inversión inicial; el valor del TIR es de 80,1%, lo que significa que el proyecto es rentable; y, finalmente, el valor del pay-back es de 3 años, lo que da cuenta de que la inversión del proyecto se recuperará en este plazo, siendo un período razonable.

Finalmente, el análisis de sensibilidad realizado identificó las variables que podrían influir en la viabilidad y rentabilidad del proyecto. Los resultados reflejan que la variación del flujo de operación, el porcentaje en peso del aluminio y el costo de operación pueden determinar si el proyecto es rentable o no. Sin embargo, estas variables no son muy sensibles al cambio. En el caso del flujo de proceso, el valor original es de 1.300 [kg/h] de paneles fotovoltaicos a tratar. Si por diferentes circunstancias este flujo disminuye un 20% (1040 [kg/h]), el proyecto no sería una alternativa de inversión.

Además, se analizó el porcentaje en peso del aluminio, que representa el 16% del peso del módulo fotovoltaico, no obstante, este porcentaje puede variar dependiendo del fabricante, por lo que también se evaluó esta variable. En este caso, si el porcentaje en peso del aluminio en todos los módulos fotovoltaicos tratados es del 10%, disminuirían los ingresos obtenidos al

comercializar este material. Al calcular los indicadores de rentabilidad para este caso, se concluye que el proyecto no sería rentable.

El costo de operación también es una variable que podría poner en riesgo la viabilidad del proyecto, pero solo en un escenario donde aumente en un 30% en comparación del valor original estimado. Un incremento de esta magnitud en los costos operativos, sin un ajuste proporcional en los precios de venta de los materiales recuperados, haría que los indicadores de rentabilidad como el VAN y la TIR se vuelvan negativos, convirtiendo al proyecto en una inversión no rentable.

Conclusión

El estudio de los paneles fotovoltaicos es un foco de interés en la gestión de residuos sólidos, puesto que el uso de esta tecnología en los proyectos de energía solar ha ido en aumento a lo largo de años. Se estima que, a partir del año 2040, grandes cantidades de módulos instalados desde el año 2014 comiencen a ser desechados.

Al investigar las tecnologías de paneles fotovoltaicos predominantes en el mercado nacional, se encontraron diversos hallazgos: primero, que los módulos de silicio cristalino monofaciales son los más comunes hasta la fecha; segundo, se observa una creciente adopción de la tecnología de silicio bifacial en los proyectos; y tercero, que la tecnología de capa fina de telurio de cadmio fue utilizada en algunos proyectos solares.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por una variedad de materiales, sin embargo, se logró estimar la composición de la tecnología cristalina de silicio y de capa fina de telurio de cadmio. Ambos tipos de módulos están compuestos principalmente por vidrio templado, polímeros y aluminio, cuyo porcentaje en peso puede variar dependiendo del diseño del panel fotovoltaico. Además, los módulos pueden contar con la presencia de telurio y cadmio en el caso de la tecnología de capa fina de telurio de cadmio y plomo en el caso de la tecnología cristalina de silicio.

Respecto al análisis de ciertas normativas chilenas relacionadas a la gestión de residuos sólidos, se deduce que los paneles solares fotovoltaicos se clasifican como residuos peligrosos debido a que tienen como constituyentes componentes peligrosos, como el plomo, cadmio y telurio. Estos componentes se encuentran en el listado de residuos peligrosos, específicamente en el artículo 18 lista II y en el artículo 90, lista A “Residuos peligrosos”, del D.S. N°148/2003. Además, al analizar la Ley 20.920 se observó que, hasta la fecha, aún se sigue evaluando si los paneles fotovoltaicos serán incluidos en el listado de productos prioritarios sujetos a las metas de recolección y valorización. En caso de que sean considerados productos prioritarios, el manejo de estos residuos debería cumplir con lo establecido en esta Ley.

Por otro lado, se identificaron las principales etapas del proceso de reciclaje de paneles solares fotovoltaicos, que incluyen la limpieza, desmantelamiento, delaminación, separación de materiales y extracción/recuperación de metales. Estas etapas permiten recuperar los componentes de los módulos, como el vidrio, el aluminio, los polímeros y las células fotovoltaicas. La extracción de metales como el silicio y el telurio todavía representa desafíos tecnológicos, por lo que las primeras cuatro etapas del proceso se consideran en el diseño de la

planta de reciclaje, enfocándose en maximizar la recuperación de los materiales más abundantes y fáciles de procesar.

El estudio realizado ha permitido establecer la viabilidad técnica y económica de implementar una planta de reciclaje de paneles fotovoltaicos en Chile. Desde el punto de vista técnico, se han identificado las etapas del reciclaje que podrían ser implementadas en la planta, con el fin de maximizar la recuperación de materiales más abundantes y fáciles de procesar, reduciendo así la cantidad de residuos destinados a vertederos. Desde la perspectiva económica, el estudio de factibilidad realizado para una planta de reciclaje teórica con un flujo de 1.300 [kg/h] de módulos sugiere que el proyecto es viable y rentable. Los indicadores financieros calculados respaldan esta conclusión, con un VAN positivo de más de 1.300 millones de pesos, una TIR del 80,1% y un período de recuperación de la inversión de 3 años. No obstante, el análisis de sensibilidad reveló que variables como el flujo de operación, la composición del marco de aluminio y, en menor medida, los costos operativos, pueden afectar la rentabilidad si se presentan cambios significativos. En conclusión, la implementación de técnicas de reciclaje de paneles fotovoltaicos en Chile representa una oportunidad para manejar adecuadamente los residuos generados por la industria solar.

Referencia

Almarza D., Olavarría V., Remler S. y Silva M. (2020). Guía de sistemas fotovoltaicos para empresas e industrias. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

AMBAR. (2014). Declaración de Impacto Ambiental Parque fotovoltaico Luz del Norte. N°AMBAR 800-8ES-001. Disponible en: https://seia.sea.gob.cl/archivos/87b_Descripcion_del_proyecto.pdf

Anir. (2022a). Estudio del Material Disponible País (MDP) y el reciclado de los Envases y Embalajes de Aluminio en Chile. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1Rax2vw3xsPdcTnQ3nY-OfMZhSOXyeqa/view> n:

Anir. (2022b). Estudio del Material Disponible País (MDP) y el reciclado de los Envases y Embalajes de Vidrio en Chile. Disponible en: <https://drive.google.com/file/d/1tOoMRpHmTPYrDQydZHAIA0En7RvM6CyC/view>

Anusuya K., Vijayakumar K. y Manikandanb S. (2023). From efficiency to eternity: A holistic review of photovoltaic panel degradation and End-of-Life management. Solar Energy. Volumen 265.

Asipla. (2022). 2º Estudio sobre reciclaje de plásticos en Chile. Disponible en: <https://www.asipla.cl/wp-content/uploads/2022/07/Descargable-Nota-4.pdf>

Carta González, J. (2013). Centrales de energías renovables. Pearson Education.

Cheema, HA, Ilyas, S., Kang, H. y Kim, H. (2024). Comprehensive review of the global trends and future perspectives for recycling of decommissioned photovoltaic panels. Waste Management, 174, 187-202.

Comisión Nacional de Energía (2024a). Mensual: Sector eléctrico. Vol. N°107.

Comisión Nacional de Energía (2024b). Reporte Mensual: ERNC. Vol. N°89.

Coordinador Eléctrico Nacional [CEN]. (2024). Estadística del SEN. Recuperado el día 10 de enero de 2024 de <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>.

Decreto 88 de 2019 [Ministerio de Energía]. Aprueba reglamento para medio de generación de pequeña escala. Disponible en <https://bcn.cl/2lnoc>

Decreto 148 de 2003 [Ministerio de Salud]. Aprueba Reglamento Sanitario Sobre Manejo De Residuos Peligrosos.

Decreto 189 de 2005 [Ministerio de Salud]. Aprueba Reglamento Sobre Condiciones Sanitarias Y De Seguridad Básica En Los Rellenos Sanitarios.

Deng, R., Zhuo, Y. y Shen, Y. (2022). Recent progress in silicon photovoltaic module recycling processes. Recursos, Conservación y Reciclaje, 187 , 106612.

EMBER. (2023). Global Electricity Review 2023. Disponible en : <https://ember-climate.org/es/an%C3%A1lisis/investigaci%C3%B3n/global-electricity-review-2023/>

Enel Green Power Chile. (2023). Información pública antecedentes paneles fotovoltaicos – ENEL. Disponible en: <https://economiacircular.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2024/02/Antecedentes-Periodo-Informacion-Publica-Paneles-Fotovoltaicos-ENEL.pdf>

Esteire E., Madrid Ana y Madrid Antonio. (2010). Energías renovables: Manual técnico. AMV Ediciones/Mundi Prensa.

Gómez Escorial, M. T. (2017). Diseño de un prototipo de soporte mecánico para la realización de medidas de Electroluminiscencia en plantas fotovoltaicas.

Guerrero-Lemus R., Vega R., Kim T., Kimm A., & Shephard L. (2016). Bifacial solar photovoltaics—A technology review. Renewable and sustainable energy reviews, 60, 1533-1549.

Hanfong. (s.f.). Guangzhou Hanfong New Energy Techology Co., Ltd. Disponible en: https://chinahanfong.en.alibaba.com/es_ES/index.html?spm=a2700.details.0.0.13b050e0YXmzmi&from=detail&productId=1600648750537

HAYS. (2024). Guía salarial 2024 Chile – América Latina. Disponible en: https://www.hays.cl/documents/d/hays-chile/salary_guide_2024_cl

In-Data-Rigk. (2020). Informe 1| Alternativas de tratamiento de módulos fotovoltaicos luego de su vida útil.

International Energy Agency. (2021). Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications. Report IEA-PVPS T13-14:2021

International Energy Agency. (2022). Status of PV Module Recycling in selected IEA PVPS Task12 Countries. Report IEA-PVPS T12-24:2022.

IRENA (2023a). Renewable capacity statistics 2023, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2023b), World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Ley N°20.920 de 2016. [Ministerio del Medio Ambiente]. “Establece marco para la gestión de residuos, la responsabilidad extendida del productor y fomento al reciclaje”. 17 de mayo de 2016. Biblioteca del Congreso Nacional. <https://bcn.cl/2negd>

Mascaros Mateo. (2015). Instalaciones Generadoras Fotovoltaicas: un cambio hacia la sostenibilidad. Ediciones Paraninfo, S.A.

Mihovilovic D., Esteban Miguel. (2001). Hidrometalurgia. [Editor no identificado].

Ministerio de Energía (2019). ENGIE presenta proyecto con paneles fotovoltaicos bifaciales en el parque solar “El Águila” en Arica. Disponible en: <https://www.energia.gob.cl/noticias/arica-y-parinacota/engie-presenta-proyecto-con-paneles-fotovoltaicos-bifaciales-en-el-parque-solar-el-aguila-en-arica>

Ministerio de Energía. (2022). “Transición Energética de Chile Política Energética Nacional”. Disponible en https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf

Ministerio del Medio Ambiente. (s.f.). “Ley marco 20.920 para la gestión de residuos”. Economía Circular. <https://economiacircular.mma.gob.cl/ley-rep/>

Moro Vallina, Miguel. (2018). Instalaciones solares fotovoltaicas. Paraninfo.

Ndalloka, ZN, Nair, HV, Alpert, S. y Schmid, C. (2024). Solar photovoltaic recycling strategies. Solar Energy, 270, 112379.

Norte Verde. (s.f.). ¿Qué es el reciclaje de metales? Conoce cómo funciona en Chile. Disponible en: <https://norteverdespa.com/blog/reciclaje-de-metales/que-es-el-reciclaje-de-metales-conoce-como-funciona-en-chile/>

NPC incorporated. (s.f.). Equipo/línea de desmontaje automatizado de paneles solares. Disponible en: <https://www.npcgroup.net/eng/solarpower/reuse-recycle/dismantling#semi>

POCH Ambiental. (2013). Declaración de Impacto Ambiental Nueva Planta Fotovoltaica Carrera Pinto Solar Fotones de Chile LTDA. Disponible en: https://seia.sea.gob.cl/archivos/CAPITULO_1_DESCRIPCION_DE_PROYECTO.pdf

Recycle. (s.f.). Henan Recycle Environmental Protection Equipment Co., Ltd. Disponible en: https://hnrskhb.en.alibaba.com/es_ES/index.html?spm=a2700.details.0.0.ca581972r1ThGk&from=detail&productId=1600731630250

Resolución Exenta N° 207 de 2022 [Ministerio del Medio Ambiente]. Aprueba anteproyecto de decreto supremo que establece metas de recolección y valorización y otras obligaciones asociadas de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos, y regula un sistema de depósito y reembolso. 10 de marzo de 2022. D.O. No. 431999.

Resolución Exenta N° 310 de 2021[Ministerio del Medio Ambiente]. Pone término al proceso que se indica y da inicio al proceso de elaboración del decreto supremo que establece las metas de recolección y valorización y otras obligaciones asociadas de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos, y regula un sistema de depósito y reembolso. 28 de mayo de 2021. D.O. No. 42964.

Resolución Exenta N° 1268 de 2023 [[Ministerio del Medio Ambiente]. Da inicio a período de información pública para la recepción de antecedentes necesarios para regular a los paneles fotovoltaicos en la propuesta de decreto supremo que establece metas de recolección y valorización y otras obligaciones asociadas de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 39 de la Ley N° 19.880. 30 de noviembre de 2023. D.O. No 43.714.

Roldán Vilorio, J. (2013). “Energías renovables: lo que hay que saber”. Paraninfo.

Tobajas Vázquez, Carlos. (2011). Instalaciones solares fotovoltaicas. Cano Pina, S.L. Ediciones Ceysa.

Treybal R. (1988). Operaciones de transferencia de masa /. McGraw-Hill,.

Tritec Intervento. (s.f.). PMGD Konda. Disponible en: https://tritec-intervento.cl/case_study/pmgd-konda/

Trivedi, H., Meshram, A., & Gupta, R. (2023). Recycling of Photovoltaic Modules for Recovery and Repurposing of Materials. Journal of Environmental Chemical Engineering, 109501.

Vinayagamoorathi R., Bhargav B., Ahmed N., Balajib C. et al. (2024). Recycling of end of life photovoltaic solar panels and recovery of valuable components: A comprehensive review and experimental validation. Journal of Environmental Chemical Engineering. Volumen 12.

Anexos

A. Normas

A.1 Operaciones de recuperación de recursos, el reciclaje, la regeneración, el reuso u otros usos.

Artículo 86: Las operaciones de eliminación a las que pueden someterse los residuos peligrosos serán solamente las que señalan a continuación.

B) Operaciones que pueden conducir a la recuperación de recursos, el reciclaje, la regeneración, el reuso u otros usos.

B.1 Utilización como combustible, que no sea la incineración directa, u otros medios de generar energía.

B.2 Recuperación o regeneración de solventes.

B.3 Reciclaje o recuperación de sustancias orgánicas que no se utilizan como solventes.

B.4 Recuperación o regeneración de metales y compuestos metálicos.

B.5 Reciclaje o recuperación de otras materias inorgánicas.

B.6 Regeneración de ácidos o bases.

B.7 Recuperación de componentes utilizados para reducir la contaminación.

B.8 Recuperación de componentes provenientes de catalizadores.

B.9 Recuperación o reutilización de aceites usados.

B.10 Tratamiento de suelos en beneficio de la agricultura o el mejoramiento ecológico.

B.11 Utilización de residuos peligrosos resultantes de cualquiera de las operaciones numeradas de B.1 a B.10.

B.12 Intercambio de residuos para someterlos a cualquiera de las operaciones numeradas de B.1 a B.11.

A.2 Características de peligrosidad de los residuos (D.S. N°148/2003)

Antes de especificar los parámetros y condiciones de las características de peligrosidad, se debe tener claridad de las siguientes definiciones:

- **Concentración Letal 50 (CL50):** concentración de vapor, niebla o polvo que, administrado por inhalación continua durante una hora a un grupo de ratas albinas adultas jóvenes, machos y hembras, causa con la máxima probabilidad, en el plazo de 14 días, la muerte de la mitad de los animales del grupo.

- Dosis Letal 50 (DL50) por ingestión: concentración de la sustancia que, administrada por la vía oral a un grupo de ratas albinas adultas jóvenes, machos y hembras, causa con la máxima probabilidad, en el plazo de 14 días, la muerte de la mitad de los animales del grupo.
- Dosis Letal 50 (DL50) por absorción cutánea: concentración de la sustancia que, administrada por contacto continuo a un grupo de conejos albinos causa con la máxima probabilidad, en el plazo de 14 días, la muerte de a lo menos la mitad de los animales del grupo.

Artículo 12 Un residuo tendrá la característica de toxicidad aguda, cuando es letal en bajas dosis en seres humanos. Se considerará que un residuo presenta tal característica en los siguientes casos:

- Quando su toxicidad por ingestión oral en ratas, expresada como Dosis Letal 50, DL50 oral, arroja en un ensayo de laboratorio un valor igual o menor que 50 mg de residuo/kg de peso corporal,
- Quando el valor de su toxicidad por inhalación en ratas, expresado como Concentración Letal 50, CL50 inhalación, arroja en un ensayo de laboratorio un valor igual o menor que 2 mg de residuo/lt, c) Cuando su toxicidad por absorción cutánea en conejos, expresada como Dosis Letal 50, DL50dermal, arroja en un ensayo de laboratorio un valor igual o menor que 200 mg de residuo/kg de peso corporal.

La toxicidad aguda de un residuo podrá estimarse en base a la información técnica disponible respecto de la toxicidad aguda de sus sustancias componentes. Se considerará que un residuo tiene la característica de toxicidad aguda, cuando el contenido porcentual en el residuo de una sustancia tóxica listada en el artículo 88 o de otra sustancia tóxica aguda reconocida como tal mediante decreto supremo del Ministerio de Salud, sea superior a la menor de las concentraciones tóxicas agudas límites, CTAL, definidas para ese constituyente, calculadas de la siguiente forma:

$$CTAL \text{ oral} = [DL50 \text{ oral} / 50 \text{ mg/kg}] \times 100 \quad CTAL \text{ inhalación} = [CL50 \text{ inhalación} / 2 \text{ mg/lt}] \times 100 \quad CTAL \text{ dermal} = [DL50 \text{ dermal} / 200 \text{ mg/kg}] \times 100$$

En caso que el residuo contenga más de una sustancia tóxica aguda, se considerará peligroso si la suma de las concentraciones porcentuales de tales sustancias, divididas por sus respectivas Concentraciones Tóxicas Agudas Límites, es mayor o igual a 1 para cualquiera de las vías de exposición antes mencionadas.

$$C(1)/CTAL(1) + C(2)/CTAL(2) + \dots + C(n)/CTAL(n) > 1$$

Figura 18. Artículo 12 sobre la característica de toxicidad aguda.

Fuente: D.S. N°148/2003

Artículo 13 Un residuo tendrá la característica de toxicidad crónica en los siguientes casos:

- si contiene alguna sustancia no incluida en el Artículo 89 del presente Reglamento, que sea declarada tóxica crónica mediante decreto supremo del Ministerio de Salud por presentar efectos tóxicos acumulativos, carcinogénicos, mutagénicos o teratogénicos en seres humanos. La Autoridad Sanitaria deberá fundar su decisión en estudios científicos nacionales o extranjeros.
- cuando contiene alguna sustancia incluida en el Artículo 89 del presente Reglamento que sea cancerígena y cuya concentración en el residuo, expresada como porcentaje, es superior a CTAL/1000, en donde CTAL es la concentración tóxica aguda límite de dicha sustancia.
- si contiene alguna de las sustancias que presentan efectos acumulativos, teratogénicos o mutagénicos incluidas en el Artículo 89, cuya concentración en el residuo, expresada como porcentaje, es superior a CTAL/100, en donde CTAL es la concentración tóxica aguda límite de la sustancia tóxica crónica.

Para efectos de las letras b) y c) precedentes el Ministerio de Salud determinará mediante decreto supremo aquellas sustancias del artículo 89 que tienen efectos cancerígenos.

Cuando un residuo contenga más de una sustancia tóxica, se considerará que presenta la característica de toxicidad crónica si:

- la suma de las concentraciones porcentuales de las sustancias cancerígenas en el residuo divididas por sus respectivas concentraciones tóxicas agudas límites (CTAL) es superior o igual a 0,001.

$$C(1)/CTAL(1) + C(2)/CTAL(2) + \dots + C(n)/CTAL(n) > 0,001$$

e) la suma de las concentraciones porcentuales de las sustancias con efectos acumulativos, teratogénicos o mutagénicos divididas por sus respectivas concentraciones tóxicas agudas límites (CTAL) es superior o igual a 0,01.

$$C(1)/CTAL(1) + C(2)/CTAL(2) + \dots + C(n)/CTAL(n) > 0,01$$

Figura 19. Artículo 13 sobre la característica de toxicidad crónica.

Fuente: D.S. N°148/2003

Artículo 14 Un residuo tendrá la característica de toxicidad extrínseca cuando su eliminación pueda dar origen a una o más sustancias tóxicas agudas o tóxicas crónicas en concentraciones que pongan en riesgo la salud de la población. Cuando la eliminación se haga a través de su disposición final en el suelo se considerará que el respectivo residuo tiene esta característica cuando el Test de Toxicidad por Lixiviación arroje, para cualquiera de las sustancias mencionadas, concentraciones superiores a las señaladas en la siguiente tabla:

Concentraciones Máximas Permisibles (CMP)							
Código RP	N° CAS	Sustancia	CMP (mg/l)	Código RP	N° CAS	Sustancia	CMP (mg/l)
D004	7440-38-2	Arsénico	5	D030	121-14-2	2,4 Dinitrotolueno	0,13
D007	7440-47-3	Cromo	5	D012	72-20-8	Endrin	0,02
D009	7439-97-6	Mercurio	0,2	D031	76-44-8	Heptacloro (y su epóxido)	0
D008	7439-92-1	Plomo	5	D032	118-74-1	Hexaclorobenceno	0,13
D010	7782-49-2	Selenio	1	D033	87-68-3	Hexacloro-1,3-butadieno	0,5
D005	7440-39-2	Bario	100	D034	67-72-1	Hexacloroetano	3
D018	71-43-2	Benceno	0,5	D013	58-89-9	Lindano	0,4
D006	7440-43-9	Cadmio	1	D014	72-43-5	Metoxicloro	10
D019	56-23-5	Tetracloruro de carbono	0,5	D035	78-93-3	Metiltilcetona	200
D020	57-74-9	Clordano	0,03	D036	98-95-3	Nitrobenceno	2
D021	108-90-7	Clorobenceno	100	D037	87-86-5	Pentaclorofenol	100
D022	67-66-3	Cloroformo	6	D038	110-86-1	Piridina	5
D023	95-48-7	o-Cresol (*)	200	D011	7440-22-4	Plata	0,7
D024	108-39-4	m-Cresol (*)	200	D039	127-18-4	Tetracloroetileno	0,5
D025	106-44-5	p-Cresol (*)	200	D015	8001-35-2	Toxafeno	0,5
D026	-----	Cresol (*)	200	D040	49-01-6	Tricloroetileno	0,5
D016	94-75-7	2,4-D	10	D041	95-95-4	2,4,5-Triclorofenol	400
D027	106-46-7	1,4 Diclorobenceno	7,5	D042	88-06-2	2,4,6-Triclorofenol	2
D028	107-06-2	1,2 Dicloroetano	0,5	D017	93-72-1	2,4,6,-TP(silvex)	1
D029	75-35-4	1,1 Dicloroetileno	0,7	D043	75-01-4	Cloruro de vinilo	0,2

(*) La suma de las concentraciones de los isómeros (o-Cresol, m-Cresol y p-Cresol) debe ser inferior a la CMP establecida para el Cresol.

Figura 20. Artículo 14 sobre la característica de toxicidad extrínseca.

Fuente: D.S. N°148/2003

Artículo 15 Un residuo tendrá la característica de inflamabilidad si presenta cualquiera de las siguientes propiedades:

- Es líquido y presenta un punto de inflamación inferior a 61°C en ensayos de copa cerrada o no superior a 65,6 °C en ensayos de copa abierta.
No incluyéndose en esta definición las soluciones acuosas con una concentración en volumen de alcohol inferior o igual al 24%.
- No es líquido y es capaz de provocar, bajo condiciones estándares de presión y temperatura (1 atm y 25 °C), fuego por fricción, por absorción de humedad o cambios químicos espontáneos y, cuando se inflama, lo hace en forma tan vigorosa y persistente que ocasiona una situación de peligro.
- Es un gas comprimido inflamable. Se dice que un gas o una mezcla de gases es inflamable cuando al combinarse con aire constituye una mezcla que tiene un punto de inflamación inferior a 61 °C.
- Es una sustancia oxidante, tal como los cloratos, permanganatos, peróxidos inorgánicos o nitratos, que genera oxígeno lo suficientemente rápido como para estimular la combustión de materia orgánica.

Figura 21. Artículo 15 sobre la característica de inflamabilidad.

Fuente: D.S. N°148/2003

Artículo 16 Un residuo tendrá la característica de reactividad si presenta cualquiera de las siguientes propiedades:

- Es normalmente inestable y sufre, con facilidad, cambios violentos sin detonar.
- Reacciona violentamente con el agua.
- Forma mezclas explosivas con el agua.
- Cuando mezclado o en contacto con agua, genera gases, vapores o humos tóxicos, en cantidades suficientes como para representar un peligro para la salud humana.
- Contiene cianuros o sulfuros y al ser expuesto a condiciones de pH entre 2 y 12,5, puede generar gases, vapores o humos tóxicos en cantidades suficientes como para representar un peligro para la salud humana.
- Cuando es capaz de detonar o explosionar por la acción de una fuente de energía de activación o cuando es calentado en forma confinada.
- Cuando es capaz de detonar, descomponerse explosivamente o reaccionar con facilidad, bajo condiciones estándares de temperatura y presión (1 atm y 25 °C).
- Cuando tenga la calidad de explosivo de acuerdo a la legislación y reglamentación vigente.

Figura 22. Artículo 16 sobre la característica de reactividad.

Fuente: D.S. N°148/2003

Artículo 17 Un residuo tendrá la característica de corrosividad si presenta alguna de las siguientes propiedades:

- a) Es acuoso y tiene un pH inferior o igual a 2 o mayor o igual a 12,5;
- b) Corroe el acero (SAE 1020) a una tasa mayor de 6,35 mm por año, a una temperatura de 55 °C según el Método de la Tasa de Corrosión.

Figura 23. Artículo 17 sobre la característica de corrosividad.

Fuente: D.S. N°148/2003

A.3 Artículo 18, lista II.

Artículo 18: Los residuos incluidos en los siguientes listados de categorías se considerarán peligrosos a menos que su generador pueda demostrar ante la Autoridad Sanitaria que no presentan ninguna característica de peligrosidad. El generador podrá proponer a la Autoridad Sanitaria los análisis de caracterización de peligrosidad a realizar sobre la base del conocimiento de sus residuos y de los procesos que los generan, sin perjuicio de lo cual, la Autoridad Sanitaria podrá exigir análisis adicionales a los propuestos conforme a lo señalado en los artículos 12 al 17.

Lista II	
Código de RP	Categorías de residuos que tengan como constituyentes
II.1	Metales carbonilos
II.2	Berilio, compuestos de berilio
II.3	Compuestos de cromo hexavalente
II.4	Compuestos de cobre
II.5	Compuestos de Zinc
II.6	Arsénico, compuestos de arsénico
II.7	Selenio, compuestos de selenio
II.8	Cadmio, compuestos de cadmio
II.9	Antimonio, compuestos de antimonio
II.10	Telurio, compuestos de telurio
II.11	Mercurio, compuestos de mercurio
II.12	Talio, compuestos de talio
II.13	Plomo, compuestos de plomo
II.14	Compuestos inorgánicos de flúor, con exclusión del fluoruro cálcico
II.15	Cianuros inorgánicos
II.16	Soluciones ácidas o ácidos en forma sólida
II.17	Soluciones básicas o bases en forma sólida
II.18	Polvo y/o fibras de asbesto, con exclusión de los residuos de materiales de construcción fabricados con cemento asbesto.
II.19	Compuestos orgánicos de fósforo
II.20	Cianuros orgánicos
II.21	Fenoles, compuestos fenólicos, con inclusión de clorofenoles
II.22	Éteres
II.23	Solventes orgánicos halogenados
II.24	Solventes orgánicos, con exclusión de solventes halogenados
II.25	Cualquier sustancia del grupo de los dibenzofuranos policlorados
II.26	Cualquier sustancia del grupo de las dibenzoparadioxinas policloradas
II.27	Compuestos organohalogenados, que no sean las sustancias mencionadas en el presente artículo.

Figura 24. Listado de constituyentes de residuos peligrosos, establecidos en el artículo 18.

Fuente: D.S. N°148/2003

A.4 Artículo 90. Apartado A1020 y A1180.

Artículo 90: Los listados de residuos para la aplicación del artículo 19 son los siguientes:

LISTA A Residuos peligrosos

A1 Residuos metálicos o que contengan metales.

A1020 Residuos que tengan como constituyentes o contaminantes, excluidos los residuos metálicos en forma masiva, cualquiera de las siguientes sustancias:

- Antimonio; compuestos de antimonio
- Berilio; compuestos de berilio
- Cadmio; compuestos de cadmio
- Plomo; compuestos de plomo
- Selenio; compuestos de selenio
- Telurio; compuestos de telurio

Figura 25. Categoría A1020 del artículo 90.

Fuente: D.S. N°148/2003

A.5 Metas de recolección y valorización de residuos de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos.

Tabla 24. Metas de recolección y valorización de pilas y aparatos eléctricos y electrónicos.

	Pilas y aparatos eléctricos y electrónicos	Aparatos de Intercambio de Temperatura
Primer año	3%	Sin meta
Segundo año	5%	Sin meta
Tercer año	8%	6%
Cuarto año	12%	9%
Quinto año	16%	13%
Sexto año	20%	17%
Séptimo año	24%	21%
Octavo año	30%	25%
Noveno año	37%	30%
A contar del décimo año	45%	30%

Fuente: Resolución Exenta N°207/2022.

B. Estimación del peso de un módulo fotovoltaico a base de silicio.

Para estimar el peso de un módulo fotovoltaico a base de silicio y utilizarlo para calcular las toneladas de material que contiene los paneles solares desechados. Se utilizó la información solicitada a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), bajo la Ley de transparencia. La información contaba con un listado de paneles solares autorizados por la SEC, especificando la marca, modelo, potencial máximo, rendimiento, voltaje en el punto máximo de potencia, número de celdas, peso y dimensión. Se utilizó el peso de los 3.721 modelos de paneles solares autorizados por la SEC, para calcular un peso ponderado, obteniendo como resultado:

$$\text{Peso c – Si} = 22,83 \pm 2,81 \text{ [kg]}$$

Los modelos autorizados pertenecen a marcas diferentes, identificando 157 en la base de datos.

C. Detalle de costos de inversión

C.1 Terreno

Los espacios requeridos para la operación de la planta de reciclaje son los siguientes:

- **Bodega de almacenamiento:** Se utiliza para el almacenamiento de paneles fotovoltaicos. Para calcular sus dimensiones se considera que debe tener la capacidad de almacenar 6000 módulos, para operar durante una semana de forma continua. Además, se utilizarán estantes metálicos industriales para aprovechar el espacio.
- **Bodega de productos:** Se almacenará el aluminio, el granulo de cobre y el granulo de vidrio para su posterior venta. Para calcular sus dimensiones se considera que debe almacenar la producción de un mes aproximadamente.
- **Bodega de residuos:** Permite almacenar los residuos para el posterior retiro por gestores autorizados. Para dimensionar se considera que tiene que almacenar los residuos generados durante un mes de operación.
- **Línea de reciclaje:** Para poder dimensionar el área utilizada, se toma en cuenta las dimensiones de los tres equipos necesarios para el tratamiento de los módulos fotovoltaicos, mencionados en el apartado 8.1 y 8.2.
- **Oficinas y áreas de servicio:** Se considera el decreto 594/2000 para estimar el número de baños dependiendo de la cantidad de trabajadores de la planta. Además, se aplica la tabla de carga de ocupación del artículo 4.2.4 de la Ordenanza general de urbanismo y construcción, permitiendo dimensionar las oficinas, baños y comedor, del establecimiento.

Tabla 25. Superficie total para la planta de reciclaje.

Espacio	Área [m ²]
Bodega de almacenamiento	200
Bodega de productos	50
Bodega de residuos	50
Línea de reciclaje	150
Oficinas y áreas de servicio	200
Margen de seguridad (10%)	65
Superficie total	715

Fuente: Creación propia.

Para asegurar que la estimación de la superficie se acerque a la realidad, se propone un margen de seguridad del 10%. Lo que nos lleva a una estimación de aproximadamente 715 [m²]. Los

detalles específicos sobre la superficie de cada bodega, línea de reciclaje, oficinas y áreas de servicio se presentan en la Tabla 25.

El costo de la superficie de terreno requerida para la planta de reciclaje de módulos fotovoltaicos se ha estimado a partir del valor de diferentes terrenos industriales que se encuentran actualmente en venta en la región de Atacama. Mediante este análisis, se determinó un precio promedio de 285.632 [CLP] por metro cuadrado de terreno en la zona. Considerando que la superficie necesaria para el proyecto es de 715 [m²], el costo de inversión destinado a la compra de terreno asciende a 204.226.557 [CLP].

C.2 Construcción

La información utilizada para realizar la estimación del precio de construcción se obtuvo de la tabla de costos unitarios por metro cuadrado de construcción del 2do trimestre de 2024 emitida por el Ministerio de Vivienda y Urbanismo. La que considera categorías para cada construcción, las que son definidas en el artículo 5.3.1 de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcción.

A continuación, se define a que categoría pertenecen las instalaciones que se pretenden construir para la operación de la planta y se realiza una estimación de los costos asociados a la construcción (consultar Tabla 26) considerando la superficie calculada en el apartado anterior.

- **Bodegas:** Se consideran dentro de la categoría G, construcciones prefabricadas con estructuras metálicas. Paneles de madera, prefabricados de hormigón, yesocartón o similares.
- **Oficinas y áreas de servicio:** Estas áreas se clasifican dentro de la categoría C, construcciones con muros soportantes de albañilería de ladrillo confinado entre pilares y cadenas de hormigón armado. Entrepisos de losas de hormigón armado o entramados de madera.

Tabla 26. Estimación del costo de construcción.

Espacio	Valor [CLP/m ²]	Precio [CLP]
Bodega de almacenamiento	235.600	47.120.000
Bodega de productos	235.600	11.780.000
Bodega de residuos	235.600	11.780.000
Línea de reciclaje	235.600	35.340.000
Oficinas y áreas de servicio	329.222	65.844.400
Total		171.864.400

Fuente: Creación propia.

Los costos estimaos para construir las instalaciones de la planta de reciclaje, es de 171.864.400 [CLP].

C.3 Equipos y maquinaria.

Para estimar la inversión se consideran los equipos utilizados en la línea de reciclaje que incluye la limpieza, el desmontaje y la extracción de vidrio; la maquinaria utilizada para el transporte de los paneles fotovoltaicos desde las bodegas de almacenamiento a la línea de reciclaje; y los camiones empleados en el transporte de los módulos fotovoltaicos desde el lugar de origen de los desechos hasta la planta de reciclaje.

Tabla 27. Costo de inversión de equipos/maquinarias.

Equipo/maquinaria	Precio unitario [CLP]	Cantidad	Total [CLP]
Desmontaje	5.634.500	1	5.634.500
Remoción de vidrio	71.625.000	1	71.625.000
Granulador de cables	3.399.800	1	3.399.800
Cepillo de limpieza	372.450	2	744.900
Grúa horquilla	9.490.000	2	18.980.000
Transpaleta	1.290.000	2	2.580.000
Camiones	30.000.000	2	60.000.000
Instalación de equipos		30%	24.197.790
Total [CLP]			187.161.990

Fuente: Creación propia.

Los valores de cada equipo o maquinaria fueron estimados al cotizar con diferentes proveedores de estos implementos, lo que permitió aproximar los valores utilizados para el cálculo de la inversión.

Adicionalmente, se considera un costo por la instalación de los equipos. Para esta aproximación se considera que el costo de instalación es el 30% del precio de los equipos.

D. Costos de operación

D.1 Talento humano

Para calcular el costo de operación ligado al pago de remuneraciones de los trabajadores de la planta de reciclaje, se realizó una aproximación del salario considerando las diferentes especialidades que son necesarias para llevar a cabo las funciones de la empresa. Por ejemplo, para establecer el salario de los jefes de departamento, se realiza un ponderado considerando la remuneración de cada área de trabajo, es decir, del jefe de talento humano, de finanzas, de operación y de marketing.

La remuneración de cada profesional puede variar entre empresas, pero generalmente se mantiene dentro de los rangos establecidos por el mercado. Se estimó la remuneración de los profesionales necesarios para la planta en base a los estándares salariales vigentes en el mercado laboral (HAYS, 2024). Los resultados se presentan en la Tabla 28.

Tabla 28. Salario mensual por cargo.

Cargo	Cantidad	Salario [CLP/mes]	Total [CLP/mes]
Jefe de planta	2	2.000.000	4.000.000
Funcionarios administrativos	4	1.100.000	4.400.000
Operarios de planta	24	850.000	20.400.000
		Total [CLP/mes]	28.800.000

Fuente: Creación propia.

Considerando que la planta está en funcionamiento durante todo el año, el costo operacional relacionado al pago de remuneraciones del personal asciende a 345.600.000 [CLP/año].

D.2 Consumo de energía eléctrica

Para calcular el consumo de energía eléctrica requerida por la planta de reciclaje, se consideraron los tres equipos principales que conforman la línea de reciclaje, analizando la potencia individual de cada uno y las horas de funcionamiento durante un año de operación. Cabe recordar que la planta estará en operación 16 horas al día, de lunes a viernes, lo que equivale a un total de 3.840 horas anuales (consultar Tabla 29).

En precio por kWh utilizado en los cálculos se fijó en base a las tarifas de suministro eléctrico de la empresa GCE, que es el principal grupo empresarial de distribución y comercialización de energía eléctrica en la región de Atacama, donde se ubicará la planta.

- Precio por kWh: 100,66 [CLP]

Tabla 29. Consumo de energía eléctrica anual.

Equipo	Potencia [kW]	Horas [h]	Consumo [kWh]	Precio [CLP]
Desmontaje	5,5	3.840	21.120	2.125.939
Separador de vidrio	26	3.840	99.840	10.049.894
Granulador de cobre	3,9	3.840	14.976	1.507.484
Costo total anual [CLP/año]	13.683.318			

Fuente: Creación propia.

Según los cálculos realizados el costo anual estimado por consumo de energía eléctrica en la planta asciende a 13.683.318 [CLP].

D.3 Consumo de agua

En la estimación del consumo de agua para la planta de reciclaje, se ha considerado únicamente el uso por parte del personal que trabaja en las instalaciones, ya que el proceso de tratamiento de los paneles no requiere un flujo constante de agua.

Para los cálculos, se ha establecido que cada trabajador consume 0,2 [m³] de agua diariamente. El precio por metro cúbico de agua en 1.426 [CLP], de acuerdo las tarifas de agua potable y alcantarillado de la empresa Nueva Atacama S.A.

Considerando que la planta constará con 30 trabajadores, y aplicando los supuestos mencionados anteriormente, el costo anual por consumo de agua asciende a 171.120 [CLP].

D.4 Transporte de módulos

Otro costo de operación de la planta de reciclaje es el transporte de módulos fotovoltaicos desde el lugar de origen de los residuos hasta las instalaciones de la planta. Para la estimación de este costo, se ha considerado únicamente el consumo de combustible de los dos camiones recolectores. Se ha establecido que durante un día recorren una distancia de 3.200 [km] y consumen 0,4 litro de combustible por kilómetro. Adicionalmente, el precio del diésel se ha fijado en 1.050 [CLP/l], de acuerdo con las tarifas vigentes en las estaciones de combustibles de la región de Atacama.

Considerando estos supuestos, el costo anual por transporte de los paneles fotovoltaicos hasta la planta asciende a 645.120.000 [CLP].

E. Flujo de caja

E.1 Ingresos de la empresa

Los ingresos contemplados producto de la operación de la planta de reciclaje provienen de dos fuentes principales:

- Venta de los componentes recuperados: Tras el tratamiento de los módulos fotovoltaicos, se obtienen componentes como chatarra de aluminio y cobre, vidrio y plástico que pueden ser comercializadas a empresas recicladoras.
- Servicio de gestión de residuos: La planta también genera ingresos por los servicios prestados a terceros para el transporte y tratamiento de los paneles solares fotovoltaicos.

Para determinar los ingresos por la venta de los componentes recuperados, se consideraron los precios ofrecidos por dos empresas compradoras de chatarra, San Francisco¹ y Farex Spa². Tras ponderar los valores establecidos por cada una de ellas, se fijó un precio de venta para la chatarra de aluminio y de cobre de 1.040 [CLP] y 5.240 [CLP] respectivamente (consultar Tabla 30). Estos precios se utilizan para calcular los ingresos por la comercialización de los componentes obtenidos del tratamiento de los módulos fotovoltaicos.

Tabla 30. Precio de la chatarra de aluminio.

Empresa	Aluminio Precio [CLP/kg]	Cobre Precio [CLP/kg]
San Francisco	1.300	6.000
Farex Spa.	780	4.480
Promedio	1.040	5.240

Fuente: Creación propia.

El precio del vidrio y plástico se fija en 200 [CLP/kg] y 175 [CLP/kg] respectivamente. Estos valores son aproximaciones realizadas luego de investigar el mercado de reciclaje nacional e internacional.

Adicionalmente, el precio establecido por el servicio prestado a terceros se fija en 20 [CLP/kg] de módulo fotovoltaico. Esta tarifa se define considerando la propuesta de la empresa Pañiwe Sustentable Limitada para el manejo de residuos eléctricos no peligrosos y peligrosos³.

¹ <https://reciclajesanfrancisco.cl/lista-de-precios/>

² <https://farex.cl/ver-precios-metales/>

³ <https://economiacircular.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2024/02/Antecedentes-Periodo-Informacion-Publica-Paneles-Paniwe.pdf>

En la Tabla 31 se presenta el detalle de los ingresos de la planta, junto con la cantidad anual de módulos fotovoltaicos tratados y la chatarra de aluminio y cobre comercializada. El ingreso total asciende a 1.558.460.093 [CLP/año].

Tabla 31. Ingresos de la planta de reciclaje.

Ingreso	Cantidad [kg/año]	Ingreso [CLP/año]
Venta de chatarra de aluminio	798.720	830.668.800
Venta de chatarra de cobre	7.413	38.844.749
Venta de vidrio	2.943.283	588.656.640
Venta de plástico	2.571	449.904
Por servicio prestado	4.992.000	99.840.000
Ingreso total [CLP/año]		1.558.460.093

Fuente: Creación propia.

E.2 Flujo de caja completo

Tabla 32. Flujo de caja sin financiamiento completo

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Ingresos [CLP]		99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	
Servicios generados		1 458 620 093	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	
Costos [CLP]																														
Operación		-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	
Ganancias antes del impuesto		434 555 213	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	434 107 882	
Depreciación [CLP]		-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997
Impuesto	27%	-117 529 498	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128	-117 209 128
Ganancias después del impuesto		317 225 715	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754	316 898 754
Inversión [CLP]																														
Infraestructura		-376 090 937																												
Equipo		-104 837 090																												
Maquinaria		-81 560 000																												
Implementos		-744900																												
Capital de trabajo		-37 785 684																												
Costo de puesta en marcha		-60 103 863																												
Contingencia 10%		-66 114 249																												
Depreciación [CLP]		-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997
Flujo de caja [CLP]		-722 256 744	336 098 303	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750	335 771 750

Fuente: Creación propia.

Tabla 33. Flujo de caja con financiamiento completo

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29		
Ingresos [CLP]		99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000	99 840 000		
Servicios prestados		1 458 620 093	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760	1 458 172 760		
Venta de productos																																
Costos [CLP]																																
Operación		-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882	-1 105 031 882		
Interés financiero	6%	-31 831 705	-30 162 438	-28 493 171	-26 823 904	-25 154 637	-23 485 370	-21 816 103	-20 146 836	-18 477 569	-16 808 302	-15 139 035	-13 469 768	-11 800 501	-10 131 234	-8 461 967	-6 792 700	-5 123 433	-3 454 166	-1 784 900	-16 808 302	-15 139 035	-13 469 768	-11 800 501	-10 131 234	-8 461 967	-6 792 700	-5 123 433	-3 454 166	-1 784 900	-16 808 302	
Ganancias antes del impuesto		412 737 512	413 945 444	415 153 376	416 361 308	417 569 240	418 777 172	419 985 104	421 193 036	422 400 968	423 608 900	424 816 832	426 024 764	427 232 696	428 440 628	429 648 560	430 856 492	432 064 424	433 272 356	434 480 288	435 688 220	436 896 152	438 104 084	439 312 016	440 519 948	441 727 880	442 935 812	444 143 744	445 351 676	446 559 608	447 767 540	
Depreciación [CLP]		-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	
Impuesto	27%	-111 439 128	-111 765 270	-112 209 007	-112 741 187	-113 273 458	-113 805 729	-114 337 999	-114 870 270	-115 402 541	-115 934 812	-116 467 083	-116 999 354	-117 531 625	-118 063 896	-118 596 167	-119 128 438	-119 660 709	-120 192 980	-120 725 251	-121 257 522	-121 789 793	-122 322 064	-122 854 335	-123 386 606	-123 918 877	-124 451 148	-124 983 419	-125 515 690	-126 047 961	-126 580 232	
Ganancias después del impuesto		301 298 384	302 180 174	303 061 964	303 943 754	304 825 544	305 707 334	306 589 124	307 470 914	308 352 704	309 234 494	310 116 284	311 000 074	311 881 864	312 763 654	313 645 444	314 527 234	315 409 024	316 290 814	317 172 604	318 054 394	318 936 184	319 817 974	320 699 764	321 581 554	322 463 344	323 345 134	324 226 924	325 108 714	325 990 504	326 872 294	
Amortización [CLP]		-27 587 742	-29 243 007	-30 997 587	-32 851 442	-34 828 889	-36 918 622	-39 133 740	-41 481 704	-43 970 670	-46 608 930																					
Inversión [CLP]																																
Infraestructura		-376 090 937																														
Equipo		-104 837 090																														
Maquinaria		-81 560 000																														
Implementos		-744 900																														
Capital de trabajo		-37 785 684																														
Costo de puesta en marcha		-60 103 863																														
Contingencia 10%		-66 114 249																														
Financiamiento [CLP]		363 628 372																														
Depreciación [CLP]		-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	-18 872 997	
Flujo de caja [CLP]		-363 628 372	293 583 638	291 810 164	291 336 427	290 834 266	290 301 876	289 737 748	289 139 666	288 505 609	287 830 465	287 121 330	333 771 750	333 771 750	333 771 750	273 771 750	232 807 550	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	333 771 750	