

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
SISTEMA DE LIMPIEZA POR ASPERSIÓN PARA PLANTAS SOLARES
FOTOVOLTAICAS EN MERCADO *NETBILLING***

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

AUTOR
ANTONIA VALLADARES NAVARRETE

PROFESOR GUÍA
RODRIGO DEMARCO

PROFESOR CORREFERENTE
FRANCISCO CEPEDA

VALPARAÍSO, DICIEMBRE, 2018.

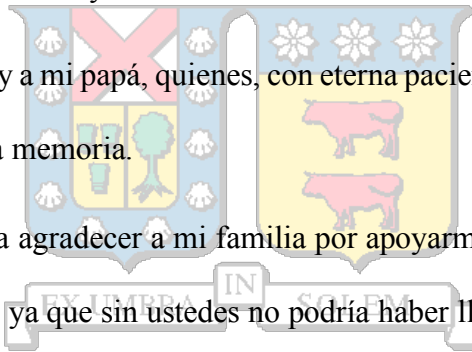
Agradecimientos

Quisiera agradecer a Rodrigo Demarco, mi profesor guía en el desarrollo de esta memoria, por sus consejos y ayuda en el proceso de realización de este trabajo, así como también por su paciencia por recibirme en su oficina sin aviso.

Agradezco también a Francisco Cepeda, quien, además de ser mi profesor correferente, ha sido mi ayudante y mentor en clases de Excel.

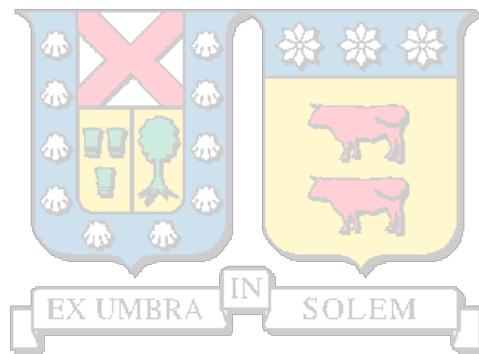
Agradezco a Diego y a mi papá, quienes, con eterna paciencia, me ayudaron a corregir cada avance realizado en la memoria.

Finalmente, quisiera agradecer a mi familia por apoyarme en todo momento y por la crianza que me entregaron, ya que sin ustedes no podría haber llegado tan lejos.



*A mi familia, quien me ha apoyado en
todas mis decisiones y acompañado en
todas las etapas de mi vida.*

*A Diego, por toda la paciencia y amor
que me ha entregado.*



RESUMEN EJECUTIVO

En la industria de las plantas solares, se busca mantener la eficiencia en la generación de energía, la cual se ve afectada por concentraciones de suciedad en la superficie de los paneles.

En esta memoria, se evalúa un sistema de limpieza por aspersión, el cual tiene la característica de ser automatizado y que permite un lavado diario.

Se trabaja en conjunto con una empresa que construye plantas solares, la cual fijó parámetros técnicos y financieros, para poder evaluar la factibilidad de llevar a cabo este proyecto.

El mercado objetivo se centra en el *netbilling*, es decir, en aquellas plantas que cuentan con una potencia instalada menor a 100 [kW]. Del análisis efectuado, se determina que, a pesar de que la mayor concentración de plantas tienen una potencia entre 0,25 y 13,15 [kW], la implementación del sistema de aspersión en éstas, no es rentable.

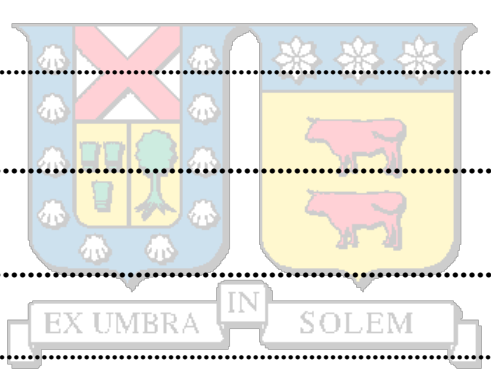
Se determina un rango para el precio de venta de los distintos segmentos, y, realizando un flujo de caja con la cota superior de éste, se obtiene un VAN de \$27.275.469, un TIR de 38,59% y un Payback de 3 años.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE CONTENIDOS	I
ÍNDICE DE TABLAS.....	IV
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VI
1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
2. OBJETIVOS	4
2.1. Objetivo General	4
2.2. Objetivos Específicos	4
3. MARCO TEÓRICO	5
3.1. Energía Solar Fotovoltaica	5
3.1.1. Historia.....	5
3.1.2. Evolución del Mercado Fotovoltaico en el Mundo	6
3.1.3. Situación Actual: Chile	12
3.2. Paneles Solares Fotovoltaicos	14
3.2.1. Funcionamiento	14
3.2.2. Factores que Afectan a la Producción de Energía	16
3.3. Limpieza de Plantas Solares	23
3.3.1. Métodos Manuales	24
3.3.2. Métodos Semi Automáticos.....	26
3.3.3. Métodos Automáticos	27
4. METODOLOGÍA	29
4.1. Tipo de Investigación.....	29

4.2.	Unidad de Análisis.....	30
4.3.	Instrumentos para la Recolección de Datos	30
4.4.	Procedimiento.....	31
5.	ESTUDIO COMERCIAL.....	33
5.1.	Definición del Producto	33
5.2.	Mercado Objetivo	34
5.3.	Análisis de la Demanda.....	34
5.4.	Análisis del Entorno.....	36
5.5.	Modelo de Negocios	38
6.	ESTUDIO TÉCNICO.....	39
6.1.	Análisis de Prototipo Existente.....	39
6.1.1.	Diseño del Sistema.....	39
6.1.2.	Pérdidas Asociadas	41
6.1.3.	Funcionamiento del Prototipo.....	44
6.2.	Sistema Modular de Aspersión.....	45
6.2.1.	Diseño	46
6.2.2.	Funcionamiento	52
7.	ESTUDIO FINANCIERO	53
7.1.	Restricciones.....	53
7.1.1.	Payback.....	53
7.1.2.	Precio	53
7.2.	Consideraciones para el Flujo de Caja.....	54
7.2.1.	Caso Base	54
7.2.2.	Ingresos	55
7.2.3.	Costos.....	56
7.2.4.	Inversión Inicial	57

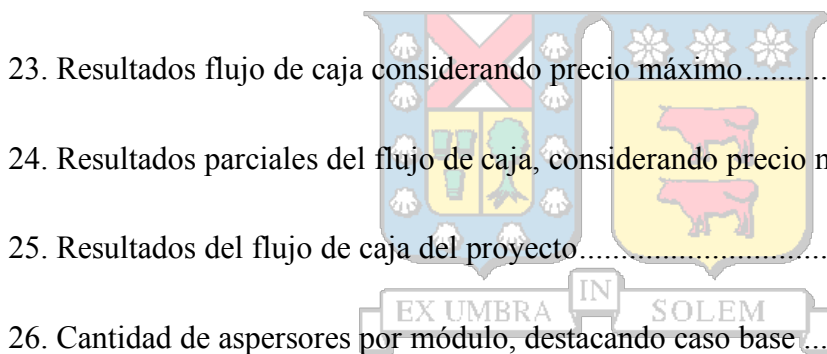


7.2.5.	Tasa de Descuento	57
7.2.6.	Esquema de Flujo de Caja	58
7.3.	Flujo de Caja	58
7.3.1.	Estudio de Rangos.....	59
7.3.2.	Resultados Parciales.....	63
7.3.3.	Flujo de Caja Proyecto	64
7.4.	Análisis de Sensibilidad	64
8.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	67
8.1.	Conclusiones	67
8.2.	Recomendaciones.....	68
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	69
10.	ANEXOS.....	73
Anexo N°1		73
Anexo N°2		74
Anexo N°3		75
Anexo N°4		76

ÍNDICE DE TABLAS

1. Eficiencia de paneles disponibles en el mercado.....	16
2. Costos y frecuencia de lavado húmedo de planta solar de techo de 30 [kWp].	25
3. Costos y frecuencia de lavado en seco de planta solar de techo de 30 [kWp].	26
4. Proyección de demanda.....	35
5. Elementos y costos del prototipo de sistema de aspersión.....	41
6. Parámetros prototipo	42
7. Caudal total y velocidad del fluido en prototipo	42
8. Condiciones de uso sistema de aspersión.....	44
9. Diferentes alturas de instalación de plantas solares.....	47
10. Diferentes alturas de instalación de plantas solares, considerando altura del panel.....	47
11. Cantidad de aspersores por módulo, dada la presión de agua y la altura de instalación	48
12. Cantidad par de aspersores por módulo, dada la presión de agua y la altura de instalación	48
13. Cantidad de aspersores por módulo, considerando módulo máximo	50
14. Materiales necesarios por módulo	51
15. Elementos necesarios para un sistema completo	51
16. Partidas flujos de caja	58

17. Evaluación del margen de ganancia de los primeros segmentos.....	59
18. Ingresos y costos del sistema de aspersión para diferentes rangos de potencia de plantas	60
19. Actualización de demanda anual esperada.....	60
20. Demanda anual proyectada por rangos de potencia de plantas fotovoltaicas	61
21. Cantidad de proyectos e ingenieros necesarios a lo largo de los años.....	62
22. Participación relativa de cada rango	62
23. Resultados flujo de caja considerando precio máximo.....	63
24. Resultados parciales del flujo de caja, considerando precio mínimo de venta	63
25. Resultados del flujo de caja del proyecto.....	64
26. Cantidad de aspersores por módulo, destacando caso base.....	65
27. Resultados parciales del flujo de caja considerando precio máximo de venta, para módulo de 12 aspersores.....	65
28. Resultados parciales flujo de caja considerando precio mínimo de venta, para módulo de 12 aspersores	66
29. Resultados flujo de caja proyecto para módulo de 12 aspersores	66
30. Resultados sensibilización.....	66
31. Cantidad de Módulos Necesarios para Planta de 5 [kW].....	76
32. Cantidad de Módulos Necesarios para Planta de 25 [kW].....	76
33. Cantidad de Módulos Necesarios para Planta de 100 [kW].....	76



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

1. Evolución promedio de costos de los módulos de Silicio Cristalino [USD ₂₀₁₆ /W]...7	
2. [MW] Instalados de energía solar fotovoltaica en el mundo.....10	
3. Capacidad instalada mundial de fuentes renovables 2008. 11	
4. Capacidad instalada mundial de fuentes renovables 2017. 11	
5. Capacidad instalada mundial de fuentes renovables 2050. 12	
6. Participación de Chile en la capacidad instalada sudamericana de energía solar....13	
7. Nivel de suciedad y lluvias en Valle Central Sur de California 21	
8. N° proyectos netbilling construidos anualmente.....35	
9. Modelo de negocios Canvas 38	
10. Configuración de los aspersores para un conjunto de 8 paneles.....40	
11. Cantidad de proyectos netbilling en Chile separado en rangos 55	
12. Cantidad de proyectos netbilling con margen positivo separado en rangos.....59	
13. Imágenes prototipo.....73	
14. Imágenes funcionamiento prototipo.....74	
15. Configuraciones de sistema de aspersión para 24 paneles 75	

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

A lo largo de los últimos años la capacidad fotovoltaica mundial se ha multiplicado notoriamente, y, según el informe realizado por IRENA¹ sobre las Estadísticas de Capacidad Renovable (2018), ésta ha crecido desde 14 [GW] en 2008 hasta superar los 385 [GW] a fines del año 2017.

Una de las causas de este impresionante crecimiento es el desarrollo de nuevas tecnologías, las cuales han logrado reducir los costos de los paneles fotovoltaicos. El más utilizado es el módulo policristalino, el cual ha tenido una reducción de costo desde 1,7 USD por Watt producido en 2010, hasta llegar a 0,35 USD en 2017 (NREL, 2017).

Además de esto, los nuevos módulos fotovoltaicos producen más energía. Estos comenzaron con una potencia de 30 [W] por panel a mediados de los setenta (Monera, 2015), y actualmente existen diseños que incluso superan los 300 [W].

A pesar de estas mejoras, para que los paneles tengan un funcionamiento óptimo, deben estar completamente expuestos a la luz solar y además deben estar limpios. Posibles sombras o manchas disminuirán la producción de energía y podrán generar daños a los módulos, llegando incluso a provocar la pérdida total de estos.

La única manera de que los paneles no estén expuestos a sombras durante el día, es realizar un estudio técnico que considere todos los elementos circundantes al lugar de montaje de la planta, y además realizar una correcta instalación de ésta.

¹ International Renewable Energy Agency

Para mitigar los efectos de la suciedad en los paneles, se han creado desde los más básicos hasta los más novedosos métodos de limpieza de plantas fotovoltaicas. La forma de limpieza más común que se puede encontrar en el mercado es un método manual, el cual se efectúa empleando una manguera con cepillo, la que habitualmente se conecta a un bastón telescópico para así alcanzar mayor altura.

Pero no todos los servicios ofrecidos son manuales, ya que existen algunos métodos automatizados, los cuales utilizan robots programables de diferentes tamaños y tecnologías. La elección del método de limpieza dependerá del tamaño de la planta, de su ubicación y del presupuesto disponible por su propietario.

Se debe considerar que, ante la exposición al sol, los módulos fotovoltaicos aumentan fuertemente su temperatura, por lo cual, empresas proveedoras de éstos, tales como Termic en su sitio web, no recomiendan limpiarlos con agua fría cuando se encuentran calientes, porque puede producir un shock térmico que dañaría el panel permanentemente.

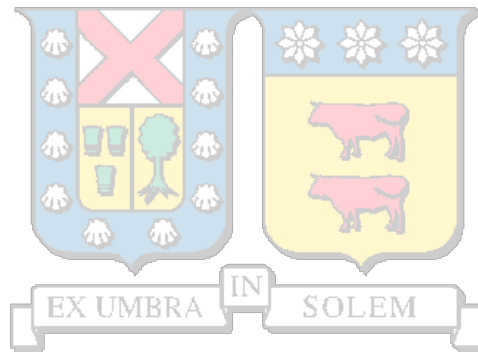
A pesar de que exista una gran gama de opciones a la hora de elegir un método de limpieza para una planta solar, la gran mayoría de éstas entrega sus servicios durante horario laboral, es decir, entre las 8:00 y las 18:00 horas. (H.L., comunicación personal, 22 de octubre de 2018).

Empezar la limpieza de una planta solar a las 8:00 horas, no garantiza que ésta finalice antes que los paneles se encuentren calientes por la exposición al sol, ya que el tiempo que tardarán en limpiarla dependerá de numerosos factores, tales como: ubicación de la planta, altura sobre el nivel del suelo, número y tamaño de módulos, ancho de los caminos de ingreso a la planta, entre otros.

Por lo indicado, es que numerosas plantas son limpiadas mientras sus módulos fotovoltaicos se encuentran calientes, disminuyendo su vida útil y pudiendo perder su

respectiva garantía, al no cumplir las exigencias establecidas por el proveedor con respecto a la mantención.

Disminuciones de generación de energía por acumulación de polvo y daños provocados por lavar los paneles mientras están a altas temperaturas, generan la pregunta: ¿Existirán sistemas de limpieza que permitan mantener los paneles sin polvo y que además puedan funcionar mientras la planta se encuentra fría, de manera de no dañar los módulos?



2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Determinar la prefactibilidad de implementar un sistema automatizado de aspersores para la limpieza de plantas solares fotovoltaicas, a través de un análisis comercial, técnico y económico, de manera de aumentar el tiempo de vida útil de los paneles, así como también su generación de energía.

2.2. Objetivos Específicos

- 
- Estudiar la industria en la cual se insertaría el producto de limpieza automatizado de aspersores, a través de estudios de mercado y análisis del entorno, de manera de determinar si es un mercado atractivo.
 - Generar un modelo de negocios para el sistema de limpieza estudiado, a través de un análisis de mercado, para comercializarlo.
 - Generar un sistema de limpieza de aspersores modular, a través de la extrapolación de las variables medidas en un caso real ubicado en una planta de 2,16 [kW], para analizar la prefactibilidad del proyecto.
 - Definir el precio de venta óptimo del producto, mediante técnicas financieras, para conseguir un Payback del proyecto de 5 años.
 - Calcular los valores de VAN y TIR del proyecto, utilizando técnicas financieras, para determinar su viabilidad.

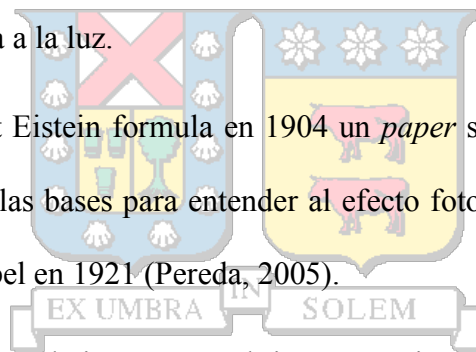
3. MARCO TEÓRICO

3.1. Energía Solar Fotovoltaica

3.1.1. Historia

El efecto fotovoltaico fue descubierto en 1839 por el físico francés Edmund Becquerel, el cual se percató de que una pila electrolita de dos electrodos aumentaba su generación de electricidad al ser expuesta a la luz.

Posteriormente, Albert Eistein formula en 1904 un *paper* sobre el efecto fotoeléctrico, entregando de esta forma las bases para entender al efecto fotovoltaico, publicación por la cual recibe un Premio Nobel en 1921 (Pereda, 2005).



Los paneles solares fotovoltaicos como tal tienen su origen en 1954 en Estados Unidos, donde un grupo de ingenieros de la NASA desarrollaron el primer prototipo para uso espacial. Este, tenía la funcionalidad de entregarle autonomía energética a los equipos de comunicación de los satélites, y contaba con una eficiencia de un 9% (Monera, 2015).

Posteriormente, a mediados de los 70, ingenieros de la misma institución desarrollaron el primer panel fotovoltaico para uso terrestre. Estos, fueron instalados por todo Estados Unidos, para cubrir las necesidades energéticas de pequeños dispositivos, los cuales podían tener como función la iluminación de calles, el bombeo de agua o la refrigeración, entre otros.

En 1981, la compañía norteamericana ARCO Solar se había convertido en líder en el mercado, y construyó el primer panel de cédula cuadrada, alcanzando una potencia de 47 [W], lo que significó un aumento en comparación con el modelo anterior, el cual sólo llegaba

hasta los 30 [W] (Monera, 2015). Además, este nuevo modelo tuvo una mejora en la eficiencia, alcanzando un 18% (IES, 2017).

Estos avances provocaron que los [MW] instalados en el mundo se duplicaran entre los años 1982 y 1983 (Pereda, 2005), llegando a una producción mundial que superaba los 20 [MW] (ASIF, 2008).

En los noventa la eficiencia de los paneles aumentó, y sus costos disminuyeron, por lo que la producción de energía proveniente de plantas solares fotovoltaicas se disparó, y alcanzó los 1.223 [MW] de capacidad instalada mundial en el 2000.

En los años siguientes el crecimiento fue imparable, y la capacidad instalada mundial en el 2007 superó los 8.700 [MW], mostrando un aumento de más de 6 veces en comparación con el año 2000. A finales del año 2017, esta cifra alcanza los 385.674 [MW], es decir, que el crecimiento fue mayor al 4.000% en los últimos 10 años (IRENA, 2018).

3.1.2. Evolución del Mercado Fotovoltaico en el Mundo

La generación de energía a través de celdas fotovoltaicas ha evolucionado en distintos ámbitos, y, gracias a desarrollos tecnológicos, ha logrado disminuir sus costos y aumentar su eficiencia. Con esto, se ha convertido en un tipo de energía renovable cada vez más rentable, y como consecuencia, los MW instalados de plantas solares fotovoltaicas en el mundo han aumentado considerablemente.

A continuación, se analizan las principales mejoras tecnológicas que ha tenido la energía solar fotovoltaica, así como también la evolución por la que ha pasado la cantidad de MW instalados de este tipo de energía en el mundo. Lo anterior, además de clarificar el

escenario actual que vive la industria solar fotovoltaica, permite realizar una comparación con otras fuentes de energía renovable.

3.1.2.1. Mejoras Tecnológicas

El equipo principal de las plantas solares fotovoltaicas es el panel solar, el cual tiene como función captar la energía proveniente del Sol, para posteriormente convertirla en electricidad. Este dispositivo ha tenido numerosas mejoras, y entre ellas se identifican dos fundamentales: disminución de costos y aumento de eficiencia.

Existen paneles solares de silicio cristalino y de capa fina, pero el más utilizado es el primero, el cual puede ser monocristalino o policristalino. Los proveedores más comunes de este tipo de módulo son Japón y China, y el costo de producción de éstos ha disminuido en más de 4.6 veces en los últimos 7 años, tal como muestra la **Ilustración 1**.

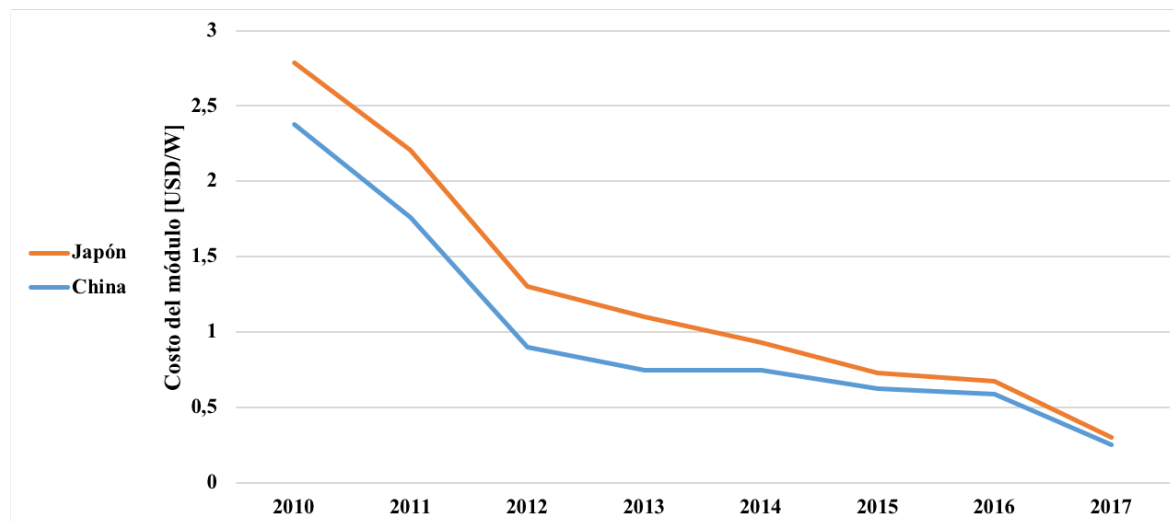


Ilustración 1: Evolución promedio de costos de los módulos de Silicio Cristalino [USD₂₀₁₆ /W]

Nota. Fuente: Adaptado de IRENA: *Power Costs 2017*

Esta disminución en los costos es uno de los avances más importantes para la energía solar, ya que ha permitido que numerosas empresas y personas puedan acceder a ella. De esta forma, producen parte de la energía que utilizan sus maquinarias u hogares, generando ahorros en sus cuentas de electricidad.

Para los próximos años, se espera que los costos cumplan con una curva de aprendizaje altamente positiva, la cual indica que en el año 2027 la capacidad instalada mundial será 8 veces más grande, y sus costos 45% menores. En el año 2038, la capacidad instalada será 32 veces mayor a la actual, y sus costos un 62% menores (DNV GL, 2018).

La segunda mejora tecnológica por la que han pasado los paneles solares, es el aumento de eficiencia, el cual, según el informe más actualizado de NREL² de *Research Cell Efficiency Records*, ha sido creciente para todos los tipos de módulos. Aquellos que usan tecnología de silicio monocristalino, en 1984 tenían una eficiencia de 18,6%, lograda por el laboratorio UNSW, pero, en 2018, ese valor alcanza un 26,1%, gracias a las investigaciones del laboratorio ISFH.

Por otro lado, los paneles solares de silicio policristalino desarrollados por Solarex en 1984, contaban con una eficiencia cercana al 15%, la cual ha alcanzado un 22,3% en el año 2018, luego de las últimas investigaciones del laboratorio FhG-ISE.

Nuevas mejoras para los paneles solares fotovoltaicos aparecen constantemente, y a medida que los costos disminuyan y la eficiencia aumente, la energía solar será una alternativa cada vez más atractiva, ya que además de su rentabilidad, es una fuente limpia de generación de energía.

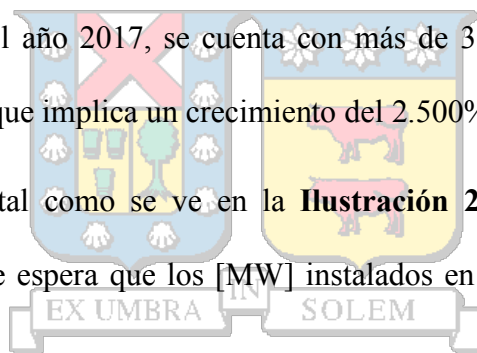
² National Renewable Energy Laboratory

3.1.2.2. Evolución de la Capacidad Instalada

En el año 2008, la capacidad instalada de energía fotovoltaica en el mundo era muy baja en comparación con las demás fuentes de energía renovable, ya que ésta bordeaba los 15.000 [MW], mientras que la capacidad instalada de hidroeléctricas superaba los 960.000 [MW] (IRENA, 2018).

A medida que nuevas tecnologías fueron desarrolladas, disminuyeron los costos de los equipos que componen plantas solares fotovoltaicas, por lo que la construcción de éstas fue cada vez mayor. En el año 2017, se cuenta con más de 390.000 [MW] de capacidad instalada en el mundo, lo que implica un crecimiento del 2.500% desde el año 2008.

Este crecimiento, tal como se ve en la **Ilustración 2**, tiene un comportamiento exponencial, por lo que se espera que los [MW] instalados en los próximos años sigan la misma tendencia.



Con respecto a lo anterior, la Perspectiva Anual 2018 de Transición Energética realizada por la empresa noruega de seguridad y asesorías en el sector energético, DNV GL³, indica que en el año 2050 la energía solar se multiplicará aproximadamente 65 veces, llegando a tener una capacidad instalada cercana a 19 [TW].

³ Det Norske Veritas Germanischer Lloyd

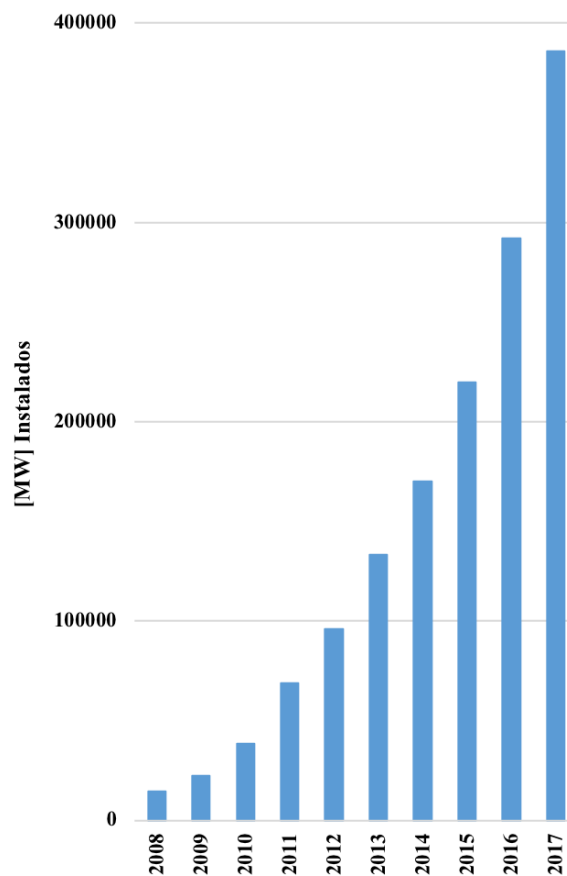


Ilustración 2: [MW] Instalados de energía solar fotovoltaica en el mundo.

Nota: Fuente: Adaptado de IRENA: *Renewable Capacity Statistics 2018*

3.1.2.3. Comparación con otras Energías Renovables

La fuente de energía renovable más utilizada ha sido continuamente la hidroeléctrica, la cual representó el 92,6% de la capacidad instalada en el mundo para este tipo de energía en el año 2000 (IRENA, 2015). Ocho años después, este valor disminuyó a 82,7%, llegando en la actualidad a un valor de 54,9%, tal como muestran las ilustraciones **Ilustración 3** e **Ilustración 4**.

Este decaimiento fue provocado por el aumento en la utilización de otras fuentes de energía renovable, donde las protagonistas son la biomasa, la energía eólica y la solar.

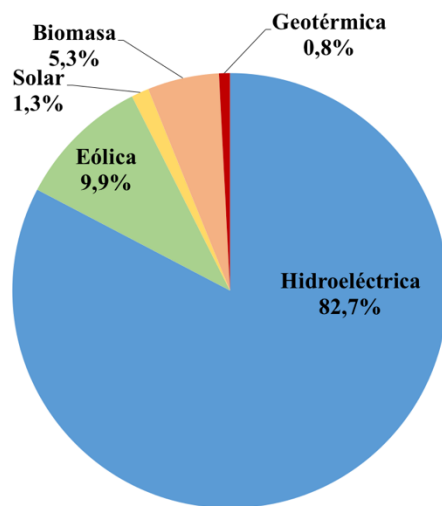


Ilustración 3: Capacidad instalada mundial de fuentes renovables 2008.

Nota. Fuente: Adaptación de IRENA: *Renewable Capacity Statistics 2018*

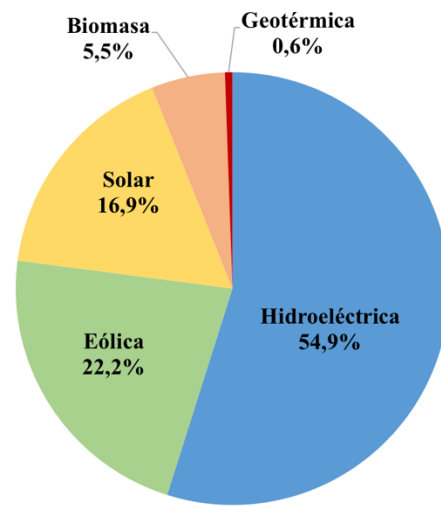


Ilustración 4: Capacidad instalada mundial de fuentes renovables 2017.

Nota. Fuente: Adaptación de IRENA: *Renewable Capacity Statistics 2018*

En el año 2000, según informe realizado por IRENA en 2015, la energía solar se encontraba en sexta posición en cuanto a capacidad instalada de las energías renovables en el mundo, y representaba un 0,1%. Su crecimiento fue paulatino hasta 2008, donde su participación alcanzó el 1,3%, representando sólo el cuarto lugar.

Desde ese año hasta 2017, su aumento en la capacidad instalada fue exponencial, logrando posicionarse como la tercera fuente de energía renovable más explotada, con un 16,9%.

Este aumento, ha convertido a la energía solar en un mercado muy atractivo, ya que además se espera que continúe con la misma tendencia, llegando a posicionarse como el líder de las fuentes de energía renovable.

La proyección realizada por DNV GL en 2018 sobre el sector energético, indica que, en el año 2050, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica representará cerca del 66% de las energías renovables, y dejará en tercer lugar a la actualmente destacada fuente hidroeléctrica de energía, con tan solo un 8,2%. La proyección de todas las fuentes de energías renovables, se puede encontrar en la **Ilustración 5**.

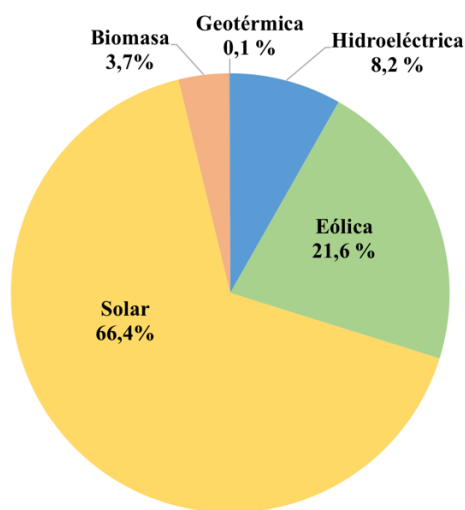


Ilustración 5: Capacidad instalada mundial de fuentes renovables 2050.

Nota. Fuente: Adaptación de DNV GL: *Energy Transition Outlook 2018*

3.1.3. Situación Actual: Chile

En los últimos años, Chile ha tomado protagonismo en el mundo por su aumento de producción de energía solar. La capacidad instalada en 2013, era de 57 [MW], y alcanzó los 2.183 [MW] a fines del 2017, (IRENA, 2018) con lo que se ha convertido en el líder indiscutido en Sudamérica, tal como muestra la **Ilustración 6**.

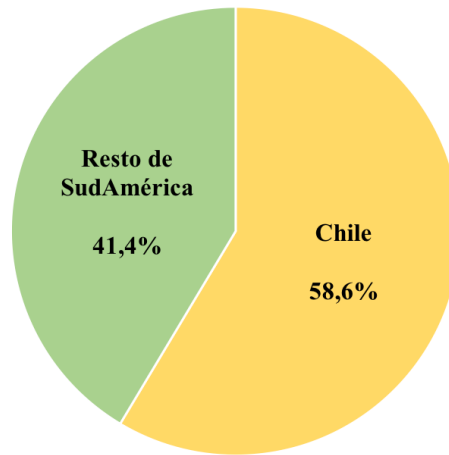


Ilustración 6: Participación de Chile en la capacidad instalada sudamericana de energía solar.

Nota. Fuente: Adaptación de IRENA: *Renewable Capacity Statistics 2018*

Representando más del 50% de la producción de energía solar del continente, Chile se encuentra actualmente con una Política Energética para las próximas décadas, llamada Energía 2050. El Ministerio de Energía, indica que se espera que la generación eléctrica nacional provenga de a lo menos 70% de energías renovables en el año 2050, y según datos de la Universidad de Stanford, el 36,9% debería ser de energía solar fotovoltaica (Acera, 2016).

Los avances que ha logrado Chile no han pasado desapercibidos, y según palabras del ex vicepresidente de Estados Unidos, y ganador del Premio Nobel de la Paz 2007 por sus esfuerzos en contra del calentamiento global, Al Gore, “Chile está inspirando al mundo con una expansión significativa de la energía solar, más rápido que cualquier otro país en el planeta” (El Nuevo Herald, 2017).

3.2. Paneles Solares Fotovoltaicos

Una planta fotovoltaica es una central eléctrica, la cual tiene como objetivo captar la radiación solar para convertirla en electricidad. Ésta, se compone principalmente por paneles solares fotovoltaicos, un inversor y un tablero.

Los paneles fotovoltaicos son los encargados de captar la radiación proveniente del Sol, para luego convertirla en electricidad en corriente continua. Los inversores, por otro lado, son dispositivos que tienen como función transformar la corriente continua proveniente de los paneles, en corriente alterna, de manera de que sea compatible con la red eléctrica. Toda la electricidad proveniente de los distintos inversores se reúne en el tablero de la planta solar, el cual, además de aplicarle distintas protecciones, es el responsable de inyectar la energía generada a la red de distribución eléctrica.

Dado que el panel es el elemento básico para el funcionamiento de una planta solar, es que se estudiará con más detalle en las siguientes líneas, entendiendo la forma en la que genera energía, las condiciones óptimas para su funcionamiento y las principales fuentes contaminantes a las que está expuesto.

3.2.1. Funcionamiento

Los paneles están compuestos por varias celdas fotovoltaicas, dispositivos que generan electricidad y que generalmente están conformadas por Silicio, un material semiconductor.

Una celda solar clásica está compuesta por dos capas delgadas de este material, ya que de esta forma se genera la electricidad a través del efecto fotovoltaico. En una de las

capas, algunos átomos de Silicio están reemplazados por átomos de Fósforo (carga negativa), y en la otra, por átomos de Boro (carga positiva). La unión entre ambas capas crea una diferencia de potencial, y la radiación solar provoca que los electrones libres se trasladen desde la capa negativa hacia la positiva, generando así corriente eléctrica continua. (Nandwani, 2005)

La mayoría de las celdas fotovoltaicas de Silicio producen cerca de 0,5 [V] de corriente, lo que resulta insuficiente para la mayoría de las aplicaciones que tiene la energía solar (Delgado, 2012). Es por esto, que se conectan varias celdas en serie, ya que de esta manera se produce el voltaje necesario. A la vez, se pueden unir varias de esas series en paralelo, y así aumentar más aún la corriente.

Luego, el conjunto de celdas interconectadas y sus conexiones eléctricas son encapsuladas entre dos placas de vidrio, y a la vez se enmarcan con un borde metálico, de manera de facilitar el montaje (Delgado, 2012). El elemento resultante tiene el nombre de módulo o panel fotovoltaico, y es la unidad básica en las plantas de generación de energía solar.

El encapsulado de los paneles protege las celdas de posibles daños provocados por aves, polvo o piedras, y además, les permite que funcionen bajo diferentes condiciones climáticas. A la vez, tienen la función de aislar eléctricamente a las celdas de posibles rupturas dieléctricas, otorgándole mayor seguridad a la manipulación de los módulos (Delgado, 2012).

Los paneles solares fotovoltaicos pueden ser instalados sobre tejado, azotea o en el suelo, y su elección dependerá del espacio disponible del usuario. El conjunto de varios

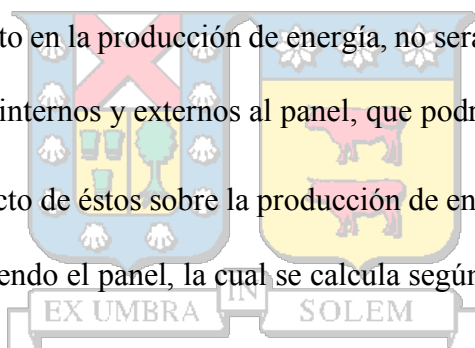
paneles forma una planta solar, la cual entregará electricidad limpia y gratuita para abastecer una empresa o vivienda, reduciendo los costos asociados a las cuentas de luz.

3.2.2. Factores que Afectan a la Producción de Energía

La producción de energía a través de paneles solares, varía según la radiación solar que recibe en cada momento. Es por esto, que en las noches la generación es nula y al medio día cuenta con su valor máximo.

Este comportamiento en la producción de energía, no será el mismo todos los días, ya que dependerá de factores internos y externos al panel, que podrán disminuir su eficiencia.

Para conocer el efecto de éstos sobre la producción de energía, es importante saber la eficiencia (η) que está teniendo el panel, la cual se calcula según la relación:



$$\eta = \frac{\text{Potencia}_{\text{producida}}}{\text{Potencia}_{\text{recibida}}}$$

En condiciones estándar, los paneles fotovoltaicos disponibles en el mercado, tienen una eficiencia dada, la cual se puede encontrar en la **Tabla 1**. El tipo de módulo más utilizado es el de Silicio Policristalino, el que cuenta con una eficiencia de fábrica de 15%.

Tabla 1: Eficiencia de paneles disponibles en el mercado.

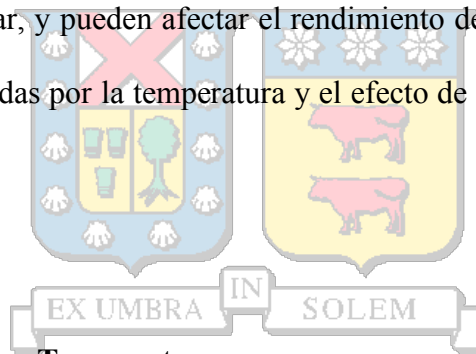
Tecnología		η
Silicio Cristalino	Silicio Monocristalino	18%
	Silicio Policristalino	15%
Capa Fina	Seleniuro de Cobre, Indio y Galio	13%
	Teluro de Cadmio	12%
	Silicio Amorfo	10%

Nota. Fuente: Adaptado de Duque (2016). *Análisis de factores que influyen en la suciedad de paneles fotovoltaicos y su efecto sobre la producción de energía eléctrica*

Los factores que afectan la eficiencia de producción de los paneles fotovoltaicos, se pueden dividir en tres tipos: aquellos que son propios al panel, aquellos que dependen de la configuración tecnológica de la planta, y finalmente los que están relacionados a la ubicación de ésta.

3.2.2.1. Factores Propios

Según Cepeda & Sierra (s.f.), los factores propios son condiciones relacionadas con la estructura del panel solar, y pueden afectar el rendimiento de éstos. Entre ellos se tienen las consecuencias provocadas por la temperatura y el efecto de la reflexión y la suciedad en la producción de energía.



3.2.2.1.1. Temperatura

Un panel fotovoltaico clásico, convierte entre un 10 y 18% de la radiación solar recibida en electricidad, mientras que lo demás se transforma en calor. Este calor, incrementa significativamente la temperatura del panel, lo que se traduce en una reducción de su eficiencia y en deterioro del módulo (Dubey, Sarvaiya & Seshadri, 2012).

Para conocer la eficiencia del panel (η_{panel}) relacionada a su temperatura (T_{panel}), se puede utilizar la relación descubierta por Evans en 1981, la que indica:

$$\eta_{panel} = \eta_{ref} [1 - \beta_{ref} (T_{panel} - T_{ref})]$$

Donde η_{ref} y β_{ref} corresponden a la eficiencia y al coeficiente de temperatura a la temperatura de referencia (T_{ref}), respectivamente. Se debe considerar que estos parámetros son usualmente entregados por el fabricante del panel.

Por lo tanto, analizando la ecuación, se puede concluir que ante mayor sea la temperatura del panel fotovoltaico, menor será la eficiencia en la producción de electricidad.

3.2.2.1.2. Efecto de la Reflexión y la Suciedad

La radiación recibida por las células solares que se encuentran al interior de los módulos fotovoltaicos, es más débil que aquella que llega a la superficie de éstos. Esto ocurre, ya que en el vidrio del panel se encuentran concentraciones de suciedad, y además ocurre un efecto de reflexión de la radiación incidente (Cepeda & Sierra (s.f.)).

Karthik, Pendse, Sakthivel, Ramasamy & Joshi (2016) indican que, a causa de los índices de refracción, los elementos tales como vidrio y polímeros transparentes pierden entre 8 y 9% de la radiación solar recibida.

Por lo tanto, la radiación efectiva es 91% de la incidente, y además se suma el efecto que genera la suciedad presente en la superficie de los módulos, ya que ésta impide el paso de la radiación hacia las celdas fotovoltaicas, potenciando el efecto reflectivo.

El aumento porcentual en las pérdidas por la suciedad en los paneles, dependerá de las características que ésta posea, tales como densidad, concentración, y tamaño de las partículas.

3.2.2.1. Factores Asociados al Diseño

Las empresas constructoras de plantas solares son las encargadas de evaluar el tamaño y la posición de la planta solar, y también gestionan su instalación.

De ellos dependerá la determinación del ángulo de inclinación del panel, y de controlar que no existan objetos cercanos que puedan generar sombras, ya que estos dos factores están directamente relacionados con su rendimiento, por lo que son relevantes a la hora de diseñar las plantas solares.

3.2.2.1.1.

Orientación e Inclinación

Para que los módulos aprovechen al máximo la radiación solar, éstos se deben encontrar lo más perpendicular posible con respecto a los rayos incidentes. Para lograr esto, es que se le debe aplicar cierta inclinación, la cual dependerá del lugar donde estén ubicados los paneles (Pareja, 2010).

Como norma general, se debe considerar que si el módulo se encuentra en el hemisferio sur, éste deberá estar orientado hacia el norte, y viceversa. Además, se conoce como inclinación al ángulo que forma el módulo con una superficie plana.

La inclinación óptima generalmente varía a lo largo del año, pero para una instalación de paneles fijos, que es el caso más recurrente, se escoge un ángulo que permita recibir la máxima potencia media anual (Pareja, 2010).

Este ángulo coincide con la latitud del lugar, entonces, por ejemplo, si se tiene una planta instalada en Viña del Mar, la cual tiene una latitud de 33° , los paneles tendrán una inclinación de 33° sobre el nivel del suelo.

3.2.2.1.2. Sombras en la Superficie del Panel

A la hora de instalar los módulos fotovoltaicos, se deben considerar las sombras que puedan generar objetos próximos, tales como edificios, chimeneas, árboles, u otros módulos. Este último caso se considera cuando se cuenta con varias alineaciones seguidas de paneles. (Pareja, 2010).

“El efecto de sombreado es causado cuando se obstaculiza la luz que impacta sobre la superficie del panel, provocando desajustes de voltaje y corriente en el sistema” (Cepeda & Sierra, s.f.). Esto, genera pérdidas en la recolección de energía, lo que se traduce en una disminución de la potencia de salida y de la eficiencia de conversión de los paneles (La Manna, Li Vigni, Riva, Di Dio, Romano, 2014).

Un panel solar que recibe sombras de algún objeto, genera energía de forma desigual, y por lo tanto, se presentarán fluctuaciones en la potencia entregada a los inversores, pudiendo ocasionar daños en este componente (Cepeda & Sierra, s.f.).

3.2.2.2. Factores Asociados a la Ubicación

Cada planta solar estará expuesta a distintos factores externos, los que dependerán de la ubicación geográfica en la que estén instaladas. En Chile, por ejemplo, se tienen

características muy distintas según la región en la que se encuentre, ya que en la zona sur se tiene mayor presencia de lluvias y en el norte una mayor concentración de partículas en el ambiente. Se debe considerar también, que se tienen zonas costeras, las cuales están más expuesta que otras a la presencia de pájaros y gaviotas, aves que, al sobrevolar las plantas, ensucian los paneles.

3.2.2.2.1. Lluvias

Gracias a los estudios de Caron y Bodo en 2012, es que se puede demostrar el enorme potencial de la lluvia en la limpieza de paneles solares. En la **Ilustración 7**, se puede ver que en los meses secos, tales como Julio de 2011, se acumula una gran cantidad de suciedad, la cual se ve reflejada en las pérdidas del mes siguiente, alcanzando casi un 9%. En cambio, en meses lluviosos, como Diciembre de 2010, se han obtenido pérdidas del 0%.

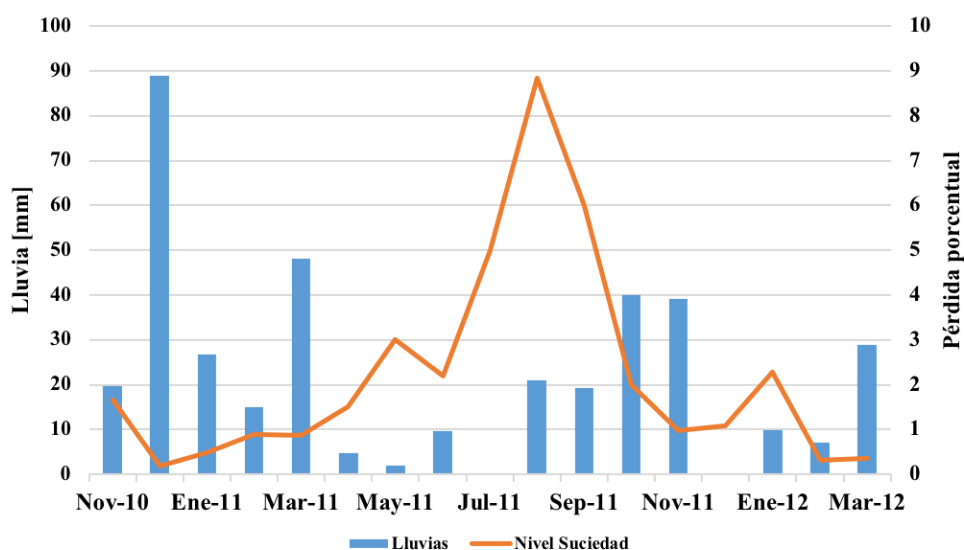


Ilustración 7: Nivel de suciedad y lluvias en Valle Central Sur de California

Nota. Fuente: Adaptación de Caron & Bodo (2012). *Direct Monitoring of Energy Lost Due to Soiling on First Solar Modules in California*

Sin embargo, en ambientes desérticos y con lluvias de intensidad reducida, el efecto de ésta en el funcionamiento de los paneles, puede ser perjudicial. Gotas de barro podrían adherirse a la superficie de los módulos, y dado que la lluvia es de baja intensidad, no tendrá la fuerza suficiente para quitarlas, provocando manchas permanentes (Duque, 2016).

Se puede decir entonces, que la lluvia es un muy buen agente limpiador, pero se debe considerar que un día con lluvia implica la presencia de nubes, y la generación disminuye dada la interferencia con el Sol. Por lo tanto, un sitio con muchas lluvias tampoco es ideal para la instalación de una planta solar fotovoltaica, pero sí lo sería uno que cuente con lluvias esporádicas e intensas.

3.2.2.2.2. **Concentración de Partículas en el Ambiente**



Hay localidades que cuentan con más partículas en suspensión que otras, y en el caso de Chile se tiene esta mayor concentración en la zona norte. En ella, se encuentra el desierto de Atacama, el cual cuenta con la mayor radiación solar del mundo (Arellano, 2017), lo que la convierte en una región con potencial para la instalación de grandes plantas solares.

Según el estudio de Duque en 2016, se considera probada la influencia de la concentración de partículas en el ambiente en la deposición de polvo en los paneles fotovoltaicos. Además, menciona que la dependencia es del tipo lineal:

$$y = mx + b$$

Donde m está relacionada a la velocidad del viento, ya que a valores bajos de este parámetro, se facilita la deposición de polvo por gravedad. Por lo tanto, las zonas desérticas

del norte del país, tendrán una mayor acumulación de suciedad que aquellas que no estén expuestas a arena, lo que obliga a sus propietarios a contar con buenos sistemas de limpieza.

3.2.2.2.3. Hojas y Heces de Pájaros

El polvo presente en los módulos, provoca una disminución en la generación de energía, pero elementos tales como hojas, heces de aves o concentraciones localizadas de mugre, desencadenan un efecto dañino en los paneles, conocido como punto caliente (Iranzu, 2018). Este, es un aumento de la temperatura por encima de la temperatura normal, debido a una exposición prolongada de los paneles a un sombreado parcial.

Al recibir sombra de un objeto, la celda fotovoltaica no es capaz de producir energía, por lo que la corriente generada en el panel disminuye. Es por esto, que la celda sombreada se convierte en una resistencia para el circuito eléctrico, y dado que hay celdas conectadas en serie que siguen generando altos voltajes, es que comienza a disipar potencia y se calienta. La temperatura puede aumentar a niveles críticos, pudiendo agrietar o quemar algún material de la composición interna del módulo. Además, se debe considerar que las altas temperaturas tienden a disminuir la potencia generada por el panel fotovoltaico (Bustamante & Mirabá, 2018).

3.3. Limpieza de Plantas Solares

Una planta genera más energía cuando se encuentra limpia, ya que, tal como se mencionó en el capítulo anterior, la acumulación de polvo provoca un efecto reflexivo de la radiación incidente, lo que disminuye su eficiencia. A la vez, manchas en la superficie del panel

provocan la aparición de puntos calientes, los que además de disminuir la corriente que pasa por los módulos, pueden generar daños permanentes en ellos.

Para enfrentar ambos casos, los propietarios de las plantas solares emplean diferentes tipos de limpieza, los cuales van desde los más simples hasta los más avanzados. Entre ellos se tienen métodos manuales, semi-automáticos y automáticos.

3.3.1. Métodos Manuales

Se define como método manual de limpieza aquel que es completamente operado por el hombre, es decir, que la tecnología que utiliza no es capaz de limpiar la planta por sí sola. Dentro de éstos se tiene el sistema más común de limpieza, que es aquel que utiliza un bastón telescópico conectado a una manguera, la cual termina en un cepillo rectangular. Existe otro método también muy implementado, el cual se conoce como limpieza en seco.

3.3.1.1. Bastones Telescópicos con Cepillo Rectangular

Empresas tales como *Vertical Clean*, *GreenTech*, *Cero Polvo* y *SolarPro* entre otros, son algunas de las compañías que ofrecen este tipo de servicio de limpieza para paneles solares en Chile. Tal como menciona *Vertical Clean* en su sitio web, sus equipos pueden ser fijos, para zonas con acceso a agua y electricidad, o móviles, los cuales cuentan con un contenedor que traslada el agua a sectores sin estos recursos. Al equipo se le une una manguera, la cual termina en un bastón telescópico de largo adaptable, el que tiene a su vez un cepillo conectado. De esta manera, logran limpiar paneles ubicados en techos de diferentes instalaciones, y sin necesidad de subir a ellos.

Algunas empresas ofrecen la posibilidad de utilizar agua libre de sales, puesto que, tal como indica *GreenTech* en su página web, cuando la limpieza es realizada sin tratamiento especial, tales como agua de riego o agua potable, puede afectar el funcionamiento del efecto fotovoltaico. Esto ocurre dado su alto contenido de sales, lo que en el largo plazo se transforma en sarro.

El costo asociado a la limpieza de una planta, dependerá de muchos factores, ya que se realiza un estudio de cada caso para determinar el número de lavados necesarios al año. Además de esto, se debe considerar la cantidad de paneles que contenga, y de si es una planta de suelo o techo, ya que las primeras son más económicas que las segundas (H.L., comunicación personal, 22 de octubre de 2018).

En la **Tabla 2** se presenta el costo de limpiar una planta de techo de 30 [kWp]. Esta cotización fue realizada por una empresa de limpieza de plantas solares, la cual, determinó que el número óptimo de lavados al año para este caso, el cual está ubicado en Santiago, es de tres veces.

Tabla 2: Costos y frecuencia de lavado húmedo de planta solar de techo de 30 [kWp].

Limpieza Manual con Bastón Telescópico		
	Unitario	1 año
Frecuencia	1	3
Costo	\$350.000	\$1.050.000

Nota. Fuente: Adaptado de datos obtenidos de una empresa de limpieza de plantas solares de la Región Metropolitana.

3.3.1.2. Limpiado en Seco

Una manera de carácter informal comúnmente utilizada en instalaciones de menor tamaño, es el limpiado en seco con una mopa de microfibra. Generalmente se le solicita a un

obrero que limpie superficialmente los paneles con esta tela, de manera de remover el polvo o la tierra que se encuentra sobre ellos.

Esta medida no es ofrecida por empresas de limpieza de paneles, por lo que no es considerada como competencia, pero se debe tener en cuenta como un método recurrentemente utilizado para remover pequeñas cantidades de suciedad.

Según conversaciones mantenidas con algunos propietarios, la limpieza de plantas solares tiene un costo de 20.000 CLP por persona que realiza el trabajo.

En la **Tabla 3**, se considera la limpieza de una planta de techo de 30 [kWp] (110 paneles), la cual es lavada por dos operarios, por lo que el costo de cada sesión será de 40.000 CLP.

Tabla 3: Costos y frecuencia de lavado en seco de planta solar de techo de 30 [kWp].

Limpiado en Seco		
	Unitario	1 año
Frecuencia	1	12
Costo	\$40.000	\$480.000

Nota. Fuente: Adaptado de conversación con propietario de una planta solar de la Región Metropolitana. Se recomienda realizar una limpieza de este tipo al mes.

3.3.2. Métodos Semi Automáticos

Se considera como método semi automático aquel mecanismo que requiere de la operación humana, pero que a la vez utiliza tecnología automática que facilita su uso.

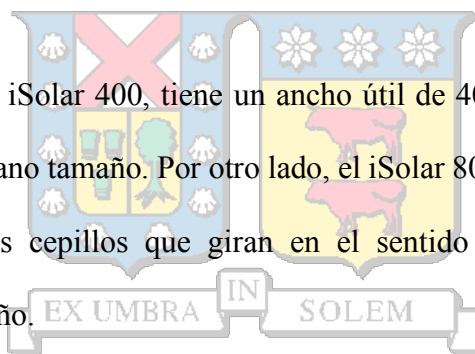
Dentro de esta categoría se tiene un sistema de limpieza similar al método manual, ya que también está compuesto por una manguera conectada a un bastón telescópico que finaliza en un cepillo, pero esta vez, el cepillo es circular y tiene movimiento propio, disminuyendo el esfuerzo requerido y el tiempo de lavado.

3.3.2.1. Bastones Telescópicos con Cepillo Circular

La empresa Alemana *Kärcher* ha desarrollado dos nuevos equipos orientados a la limpieza de plantas solares, donde ambos cuentan con un sistema de descalcificación del agua, y utilizan un cepillo circular y un bastón telescópico.

Kärcher indica en su sitio web, que ambos cepillos son accionados por un chorro de agua conectado a una limpiadora de alta presión. El efecto de limpieza se produce por el trabajo mecánico de las cerdas, las cuales son de nailon y por lo tanto no dañan la superficie de los módulos fotovoltaicos.

El primero, es decir el iSolar 400, tiene un ancho útil de 400 [mm], y está orientado a plantas de pequeño a mediano tamaño. Por otro lado, el iSolar 800 tiene un ancho útil de 800 [mm] y funciona con dos cepillos que giran en el sentido contrario, y es ideal para instalaciones de gran tamaño.



Kärcher es una empresa proveedora de sistemas de limpieza, pero no entrega el servicio como tal. Hasta el momento, en Chile no existen empresas que implementen este tipo de método semi-automático, pero se debe tener en cuenta, ya que *Kärcher* si realiza envíos al país.

3.3.3. Métodos Automáticos

En los últimos años, dado el crecimiento de la energía solar en el mundo, es que han aparecido nuevos sistemas de limpieza, los cuales son cada vez más modernos.

Este desarrollo tecnológico ha llegado a Chile en forma de micro-robots, los cuales son programables y limpian las plantas sin ayuda del hombre.

3.3.3.1. Micro-robots Automáticos

La empresa *Osoji Solar* ha desarrollado una tecnología de limpieza de paneles que considera la escasez de recursos en la zona norte de Chile, los cuales son la mano de obra y el agua. La empresa, en su sitio web, indica que el sistema creado utiliza robots de alto rendimiento, los cuales aprovechan la tecnología de automatización existente.

Este método de lavado de plantas solares está disponible sólo para la zona norte de Chile, y además se enfoca en instalaciones de gran tamaño. Es por lo anterior, que no se considera como competencia para la zona central del país.

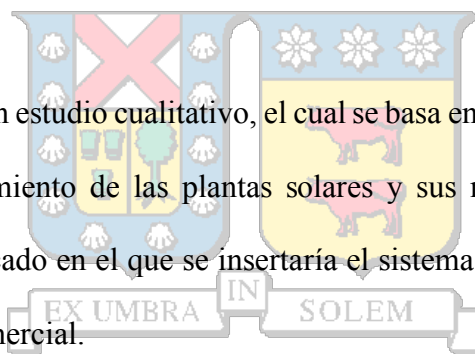


4. METODOLOGÍA

4.1. Tipo de Investigación

Este proyecto tiene tres focos principales, los cuales son el estudio comercial, técnico y económico de un método de mantenimiento de plantas solares, el cual está compuesto por un sistema automatizado de aspersores. Lo anterior, implica que la investigación sea de carácter mixto.

Se tiene, por un lado, un estudio cualitativo, el cual se basa en la búsqueda de información para conocer el funcionamiento de las plantas solares y sus métodos de mantenimiento. Luego, se describe el mercado en el que se insertaría el sistema de limpieza, lo que permite analizar la factibilidad comercial.



Por otro lado, se emplea un método de investigación cuantitativo, el cual abarca el estudio técnico y económico. Para el primero, se realiza un análisis de las pérdidas de presión asociadas a las tuberías, y a la altura de instalación de éstos, lo cual permite determinar el tamaño óptimo del sistema modular de aspersores.

El estudio económico, en cambio, utiliza técnicas financieras, las cuales incluyen análisis de VAN, TIR y Payback, así como también una sensibilización de ciertas variables.

4.2. Unidad de Análisis

Se utilizará como unidad de análisis una planta de 2,16 [kW], ubicada en la ciudad de Viña del Mar, en la región de Valparaíso, la cual cuenta actualmente con un prototipo instalado del sistema de limpieza de aspersores.

Esta planta está instalada en el techo de una casa, a 3 metros sobre el nivel del suelo, y está compuesta por 8 paneles de 270 [W]. De ella, se obtendrán los costos del sistema de aspersores y las pérdidas de presión asociadas. A partir de esto, se generará un sistema modular para el servicio de limpieza por aspersores, el cual podrá ser multiplicado para cubrir plantas de mayor potencia.



4.3. Instrumentos para la Recolección de Datos

Para el desarrollo de la investigación, será necesario el apoyo de fuentes documentables, tales como publicaciones científicas, revistas de ciencias, libros y memorias relacionadas, las cuales podrán ser de origen nacional o internacional. Además, se utilizarán sitios web de empresas de mantenimiento de plantas solares, las cuales aportarán con información sobre el modo de operación y sus costos asociados.

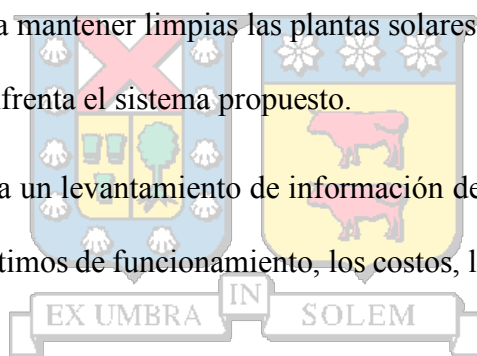
Finalmente, se debe complementar la recolección de datos con entrevistas a especialistas, quienes son ingenieros mecánicos expertos en el rubro solar fotovoltaico. Estos, proporcionarán información sobre el funcionamiento de las plantas solares y su mantenimiento, así como también de costos y cotizaciones relacionadas al proyecto.

4.4. Procedimiento

El desarrollo de la investigación se basa en 5 etapas:

Etapa I: Levantamiento de información. Se recauda información sobre la evolución de la energía solar fotovoltaica, tanto a nivel nacional como mundial, y se investiga sobre el óptimo funcionamiento de los paneles solares. Además, es importante determinar los factores que provocan una disminución en la producción de energía, ya que algunos de éstos se solucionan con la limpieza de los módulos. Finalmente, se identifican los métodos actualmente utilizados para mantener limpias las plantas solares, ya que éstos representan la competencia a la que se enfrenta el sistema propuesto.

Por otro lado, se realiza un levantamiento de información del prototipo de aspersores, el cual incluye los valores óptimos de funcionamiento, los costos, las pérdidas de presión, entre otros.



Etapa II: Análisis Comercial. Se realiza un estudio de mercado del proyecto, lo que permite conocer el comportamiento de los futuros clientes, proveedores y competidores. Un análisis FODA, seguido por la elaboración de un modelo de negocios CANVAS, darán una idea del escenario en el que competirá el sistema de aspersores, permitiendo concluir así, si es un mercado atractivo.

Etapa III: Análisis Técnico. Se examinan los parámetros de funcionamiento del prototipo existente, de forma de determinar un diseño modular del sistema de aspersores. Este conjunto, deberá ser multiplicable de manera de que sea capaz de limpiar plantas de hasta de 100 [kW], siendo este el tamaño máximo de instalaciones de *netbilling*. A la vez, se

debe especificar los materiales y equipos que conforman cada módulo de limpieza, así como también las condiciones óptimas de uso.

Etapa IV: Análisis Financiero. Considerando los costos, la demanda futura, y restricciones planteadas por los inversionistas, se realizan flujos de caja, los cuales buscan determinar un rango de precios de venta para diferentes tamaños de plantas. Además, se realiza una sensibilización de los resultados con respecto al tamaño del módulo.

Etapa V: Conclusiones. Finalmente, y considerando los tres análisis realizados, se concluye con respecto a la factibilidad de llevar a cabo el proyecto.

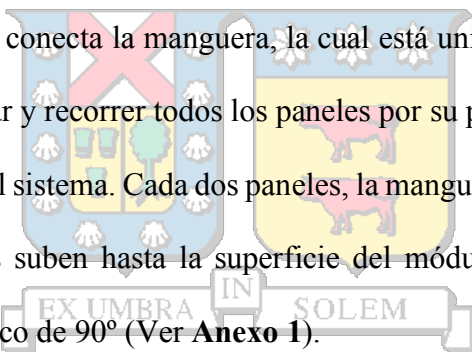


5. ESTUDIO COMERCIAL

5.1. Definición del Producto

El producto propuesto consiste en un sistema automatizado de limpieza de plantas solares. Está compuesto por tuberías, aspersores, mangueras y un temporizador, y debe estar conectado a la red de agua de la empresa u hogar.

A una llave de agua, se conecta la manguera, la cual está unida a un temporizador. Ésta, debe alcanzar la planta solar y recorrer todos los paneles por su parte inferior, ya que de esta forma se abastece de agua al sistema. Cada dos paneles, la manguera cuenta con una conexión a tuberías PVC, las cuales suben hasta la superficie del módulo, y tienen en su extremo superior un aspersor metálico de 90° (Ver Anexo 1).



El temporizador debe estar programado para funcionar durante las noches, con una duración de 1 minuto. El agua saldrá de los aspersores, los cuales poseen una apertura, presión e inclinación suficientes para limpiar dos paneles cada uno.

El sistema permite limpiar los módulos cuando están fríos, por lo que se evita la posibilidad de producir un *shock* térmico, cumpliendo así con las especificaciones de los proveedores, manteniendo sus garantías y alargando su vida útil.

De esta forma se elimina el polvo que se deposita todos los días, y evita que las fecas de aves se adhieran con mayor fuerza, lo que se traduce en un aumento de eficiencia y de energía producida.

5.2. Mercado Objetivo

En el mercado de la energía solar, se pueden distinguir tres segmentos principales, los cuales son el *netbilling*, los *pmgd*⁴ y las grandes generadoras.

Los segmento *netbilling* como el *pmgd* son sistemas de generación que alimentan una carga interna (por ejemplo una empresa u hogar) y entregan sus excedentes a la red. La diferencia entre ellos, es que el primero abarca plantas con potencias hasta 100 [kW] y el segundo desde este valor hasta 9 [MW].

Las grandes generadoras son plantas con potencias mayores a 9 [MW], donde la más grande de éstas alcanza los 196 [MW] en Vallenar, región de Atacama.

Dadas las características del proyecto, se determina que el segmento objetivo será el de *netbilling*, ya que las plantas son de menor tamaño, y por ende, más accesibles. Esta será la forma de insertarse en el mercado, y, dependiendo de la evolución que tenga, se podrán abarcar potencias cada vez mayores.

5.3. Análisis de la Demanda

Para realizar una proyección de la demanda del producto ofrecido, se analiza el listado de las instalaciones declaradas ante la SEC⁵, en el cual se encuentran la fecha, la potencia, la región y la comuna de los proyectos *netbilling* en Chile, desde febrero de 2015 hasta octubre de 2018. La cantidad de plantas construidas por año, se puede encontrar en la **Ilustración 8**.

⁴ Pequeños Medios de Generación Distribuida

⁵ Encontrar en siguiente enlace: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-declaradas/>

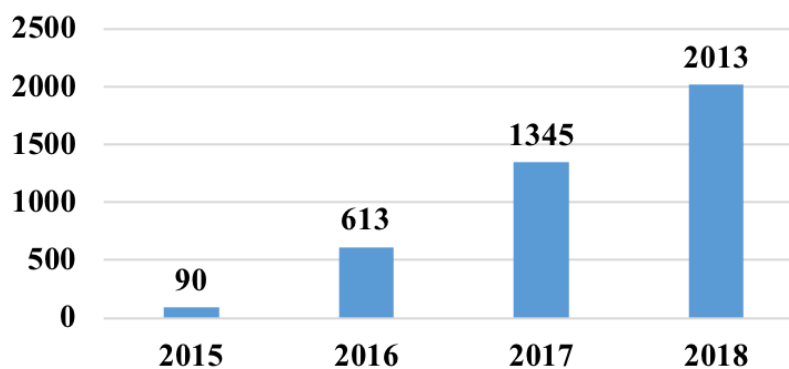


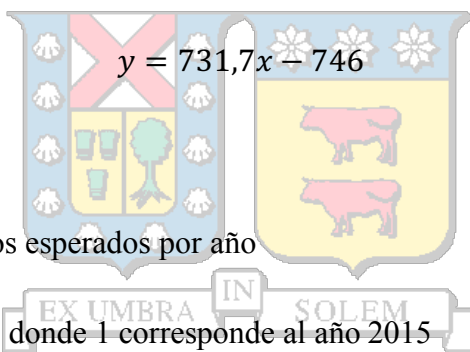
Ilustración 8: Nº proyectos *netbilling* construidos anualmente

A partir de esta información, se realiza una regresión lineal, la cual tiene un 97,603% de confiabilidad, y es de la forma:

Donde:

y: Proyectos construidos esperados por año

x: Nº del año evaluado, donde 1 corresponde al año 2015



En base al posicionamiento de la compañía y su alcance nacional, se proyecta que el porcentaje de captación estimado tendrá un comportamiento de curva S, es decir, que en los primeros años este aumentará a tasa creciente, y comenzará a estabilizarse luego de los 5 años.

Las proyecciones y estimaciones realizadas, se pueden encontrar en la **Tabla 4**.

Tabla 4: Proyección de demanda

	Nº de Proyectos Vigentes	% Demanda Captada	Demanda Esperada
Diciembre 2019	7.246	6%	401
Diciembre 2020	10.890	11%	1.216
Diciembre 2021	15.266	17%	2.554
Diciembre 2022	20.373	22%	4.545
Diciembre 2023	26.213	28%	7.311

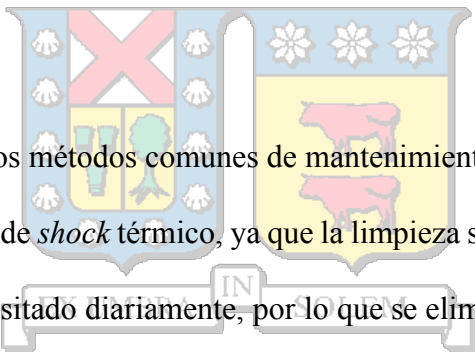
5.4. Análisis del Entorno

Como parte del estudio de mercado, se deben tener presentes las principales variables que puedan afectar al proyecto, tanto a nivel interno como externo a él.

Se realiza un análisis FODA, ya que permite recopilar información sobre las características propias del producto, analizando sus fortalezas y debilidades; y también de su entorno, tomando en cuenta las oportunidades y amenazas que entrega.

Un buen análisis, permitirá determinar la factibilidad de llevar a cabo este proyecto.

Fortalezas

- 
- Diferenciación de los métodos comunes de mantenimiento.
 - Evita la posibilidad de *shock* térmico, ya que la limpieza se produce durante la noche.
 - Quita el polvo depositado diariamente, por lo que se eliminan las pérdidas asociadas a la acumulación de estas partículas.
 - Tiene una instalación sencilla y se puede implementar en cualquier tipo de planta fija.
 - Fácil mantención.
 - Es simple de usar.

Debilidades:

- No quita totalmente las heces de pájaros, por lo que es necesaria una limpieza manual.
- Es fácil de imitar.
- No cuenta con certificaciones, dado que es un producto nuevo.

Oportunidades:

- Para plantas *netbilling*, sólo se ofrece mantenimiento manual.
- Chile es un país reconocido mundialmente como líder en energía solar, por lo que se esperan inversiones extranjeras en el rubro.
- El proyecto del Gobierno, Energía 2050, se traducirá en la construcción de numerosas plantas solares de todos tamaños, sobre todo de *netbilling*.

Amenazas:

- Dado el éxito de Chile en el rubro de la energía solar, empresas extranjeras que ofrezcan servicios de mantenimiento automatizados y certificados, podrían ingresar en el mercado.
- Aparición de nuevas tecnologías de mantenimiento de planta solares.



Del análisis anterior, se percibe que el producto tiene un escenario favorable para su comercialización, ya que cuenta con diferenciación, soluciona un problema actual del rubro, no tiene competidores directos, y el mercado se encuentra en proceso de expansión.

Por otro lado, su gran debilidad es que es fácilmente replicable, lo que provoca que las barreras de entrada sean bajas. En consecuencia, se recomienda certificar el producto, es decir, que se asegure que no se dañan los módulos ni ninguna otra parte de la planta. De esta forma, se genera una barrera de entrada para nuevos competidores.

5.5. Modelo de Negocios

Para finalizar el estudio de mercado, se define un modelo de negocios, es decir, qué es lo que se va a hacer, cómo y a quién se le va a vender, cuál será la propuesta de valor, y de qué forma se van a generar los ingresos. Por lo tanto, se aplica un modelo de negocios Canvas, el cual se puede ver en la **Ilustración 9**.

Asociaciones Clave • Alianzas con empresas constructoras de plantas solares (Ecoenergías) • Sólida relación con empresas ESCO • Convenios con proveedores (Sodimac, Easy)	Actividades Clave • Ensamble e instalación del sistema de aspersores en planta del cliente • Marketing y Ventas	Propuesta de Valor Reducción de pérdidas asociadas al polvo depositado en plantas solares con un novedoso método que no arriesga a estos últimos a producir un <i>shock</i> térmico.	Relaciones con clientes • Relación on-line y presencial • Producto personalizado • Garantía de 1 año • Fidelización	Segmento de clientes • Propietarios de plantas solares FV menores a 100 kW • Empresas ESCO, empresarios o personas naturales • En general, tienen sus plantas ubicadas en techos • Su actividad principal o trabajo, no está relacionado a la energía solar, por lo que utiliza la planta como un beneficio extra
Recursos Clave • Materiales del sistema de aspersores • Equipo de instalación • Ingenieros para dimensionamiento del sistema según cliente			Canales • Oficina • Plataforma web, email, teléfono • Marketing digital • Redes de socios	
Estructura de Costos • Costos variables: Equipos y materiales utilizados en sistema de aspersores • Costos fijos: Sueldos e inversión en marketing			Fuentes de Ingresos • Venta directa • Pago único • Precio diferenciado según tamaño de planta	

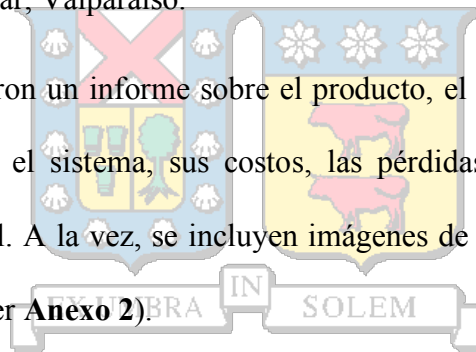
Ilustración 9: Modelo de negocios Canvas

6. ESTUDIO TÉCNICO

6.1. Análisis de Prototipo Existente

Durante los últimos meses, un equipo de trabajo compuesto por ingenieros mecánicos, construyó e instaló un prototipo del sistema de aspersores en una planta ubicada en el tejado de una casa en Viña del Mar, Valparaíso.

Los ingenieros realizaron un informe sobre el producto, el cual incluye datos sobre los elementos que componen el sistema, sus costos, las pérdidas de carga hidráulicas y el funcionamiento en general. A la vez, se incluyen imágenes de los paneles antes, durante y después de la limpieza (Ver **Anexo 2**).



Para determinar un sistema modular de aspersores que sea multiplicable según la necesidad, se debe levantar la mayor cantidad de información posible sobre el prototipo.

Se describen a continuación los aspectos más relevantes del informe mencionado.

6.1.1. Diseño del Sistema

La planta se encuentra dividida en dos zonas, donde la primera cuenta con 8 paneles, y la segunda con 12. Los estudios se realizan en la primera, donde se disponen 4 aspersores con un arco de difusión de 90°, y angulados en 45° con respecto a la superficie del panel, lo que les permite limpiar 2 paneles a cada aspersor (**Ilustración 10**).

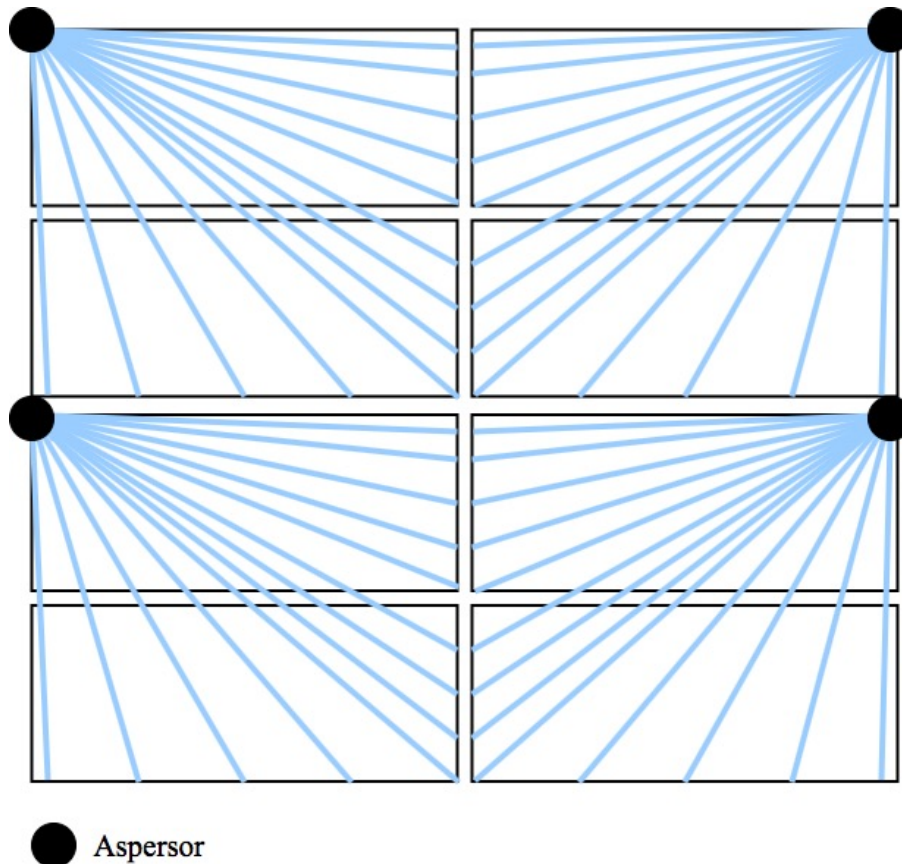


Ilustración 10: Configuración de los aspersores para un conjunto de 8 paneles

Luego de realizar pruebas a dos tipos de aspersores, uno de PVC y otro de bronce, se elige como la mejor opción al segundo, ya que entrega una mejor distribución del agua, logrando cubrir más ampliamente a los paneles.

Finalizando las pruebas y la instalación en la planta mencionada, se genera un resumen de los elementos que componen al sistema de aspersores, junto con la cantidad que se utiliza de cada uno, y su costo asociado, lo que se puede encontrar en la **Tabla 5**.

Tabla 5: Elementos y costos del prototipo de sistema de aspersión

Elemento	Unidad de Medida	Cantidad	Valor unitario	Valor total
Temporizador + Pilas	[-]	1	\$51.880	\$51.880
Aspersores de bronce	[-]	4	\$2.095	\$8.380
Codo 90° PVC	[-]	6	\$79	\$474
Codo 45° PVC	[-]	6	\$300	\$1.800
Uniones TEE PVC	[-]	2	\$100	\$200
Unión cañería rosca	[-]	12	\$170	\$2.040
Abrazaderas	[-]	31	\$745	\$23.095
Unión TEE bronce	[-]	1	\$3.140	\$3.140
Llave de jardín	[-]	1	\$2.690	\$2.690
Codo 90° polietileno	[-]	20	\$300	\$6.000
Abrazaderas Plásticas	[-]	50	\$4.390	\$4.390
Sujeción de tubería	[-]	8	\$190	\$1.520
Final de manguera polietileno	[-]	8	\$400	\$3.200
Unión de rosca	[-]	8	\$400	\$3.200
Cañería de polietileno ¾"	Metro	25	\$10.347	\$10.347
Cañería de PVC	Metro	4	\$269	\$1.076
			Costo Total	\$123.432



Por lo tanto, se puede concluir que el sistema de aspersión aplicado a una planta de 2,16 [kW], con una configuración de 8 paneles en techo de 27 [W] cada uno, a una altura de 6 metros, tiene un costo asociado de \$123.432 pesos chilenos.

6.1.2. Pérdidas Asociadas

Las pérdidas de energía pueden ser de dos tipos: dinámicas y/o estáticas. La primera tiene relación con el roce del fluido en las tuberías; mientras que la segunda, a la altura máxima que éste debe alcanzar.

Para calcular estas pérdidas, se deben tener en cuenta algunos parámetros del prototipo, tales como número de aspersores, diámetro de la tubería, altura de instalación, entre otros, los cuales se muestran en la **Tabla 6**.

Tabla 6: *Parámetros prototipo*

Cantidad de aspersores	4 [-]
Caudal aspersor ($Q_{aspersor}$)	2 [L/min]
Diámetro tubería(D)	19,05 [mm]
Densidad del agua (ρ)	1.000 [kg/m ³]
Viscosidad dinámica del agua a 20°C (μ)	0,001 [kg/(m·s)]
Espesor tubería (E)	0,0015 [mm]
Presión de llave de agua	30 [mca]
Altura de instalación	4 [m] + 2 [m] de altura de panel = 6 [m]
Largo de cañería (L)	25 [m]

Con estos parámetros se pueden calcular el caudal total que fluye por las tuberías (Q), y la velocidad promedio del fluido (V), dadas las relaciones:

$$Q = N^{\circ} \text{ de aspersores} \cdot Q_{aspersor}$$

$$V = \frac{Q_{aspersor}}{\text{Área}_{tubería}} = \frac{Q_{aspersor}}{\pi \cdot R^2}$$

Por lo tanto, se tiene:

Tabla 7: *Caudal total y velocidad del fluido en prototipo*

Caudal total (Q)	8 [L/min]
	0,000133 [m ³ /s]
Velocidad del fluido (V)	0,468035 [m/s]

Para el cálculo de las pérdidas dinámicas, se debe conocer el tipo de flujo que atraviesa las tuberías, el cual puede ser laminar o turbulento, y para ello se debe calcular el número de Reynolds (Re). Este, indica que si $Re < 2.000$ se tiene un flujo laminar, mientras

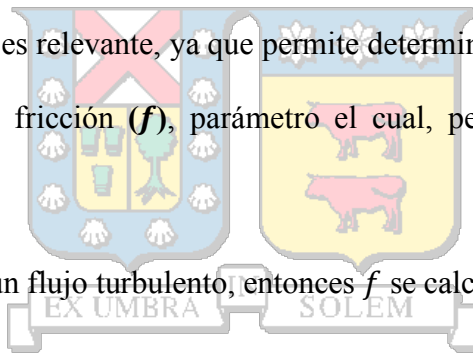
que si $Re > 4.000$ entonces es turbulento, y si se encuentra entre ambos valores, entonces se dice que está en una zona de transición. Para conocer el valor, se utiliza la siguiente relación:

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu}$$

Dados los valores del prototipo, se tiene:

$$Re_{prototipo} = \frac{1.000 \cdot 0,468 \cdot 0,0195}{0,001} = 8.916,083$$

Por lo tanto, se concluye que el prototipo cuenta con un flujo turbulento en sus tuberías. Esta información es relevante, ya que permite determinar la ecuación que se utiliza para calcular el factor de fricción (f), parámetro el cual, permite conocer las pérdidas dinámicas.



Dado que se tiene un flujo turbulento, entonces f se calcula según:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon_r}{3,7} + \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right)$$

Donde:

$$\varepsilon_r = \frac{E}{D}$$

Dada la ecuación anterior, se puede percibir que se deben realizar iteraciones hasta llegar al valor de f , y luego de algunos intentos, se determina que, para el prototipo, el factor de fricción tiene un valor de 0,03195.

Finalmente, para conocer el valor de las pérdidas dinámicas, se utiliza la ecuación:

$$Pérdidas_{dinámicas} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} [mca] = 0,3558 [mca]$$

Por otro lado, para conocer las pérdidas estáticas, se considera únicamente la altura a la que se encuentra el aspersor más alto, dando como resultado 6 [mca].

Se puede concluir, que las pérdidas totales de carga asociadas al prototipo se pueden dividir en dinámicas y estáticas, y los valores de ambas corresponden a 0,3558 [mca] y 6 [mca] respectivamente.

Además, se debe considerar que se cuenta con dos limitantes de presión: una asociada a los aspersores y otra al temporizador. La presión de funcionamiento mínima de los aspersores es de 1 [bar], mientras que la del temporizador es 1,7 [bar].

Se determina una presión de salida en los aspersores mínima de 1,7 [bar], para cumplir con ambas condiciones.



6.1.3. Funcionamiento del Prototipo

Una vez instalado el sistema de aspersión (por primera vez), se debe realizar una limpieza manual de los paneles. Al día siguiente, se procede a activar el sistema de aspersores, los cuales logran satisfactoriamente quitar la capa de polvo acumulada en las últimas 24 horas sobre el panel. Las condiciones de uso se pueden encontrar en la **Tabla 8**.

Tabla 8: Condiciones de uso sistema de aspersión

Funcionamiento	Diario
Hora de inicio	23:00
Tiempo de uso	1 [min]
Agua utilizada	8 [L]
Presión mínima	1,7 [bar]
Presión máxima	3 [bar]
Temperatura máxima del agua	49 [°C]
Temperatura mínima del agua	Evitar Congelación

6.2. Sistema Modular de Aspersión

El sistema de limpieza para plantas solares a través de aspersores, puede ser implementado en todas las plantas dentro del mercado *netbilling*. Cada una de ellas tiene características singulares, como el número de módulos y el tipo de planta, la cual puede ser de suelo o techo.

En ambos casos, se debe considerar que los paneles pueden quedar situados a diferentes alturas, por las variaciones tanto del terreno como del edificio en el cual estén instalados. Este elemento es relevante en el cálculo de un sistema modular.

Se define como sistema modular, o módulo, al número de aspersores que se obtiene del análisis de las condiciones particulares de presión de red y altura de cada central solar. El objetivo, es determinar este módulo para que sea repetible en los distintos ciclos de funcionamiento del temporizador.

La presión en la red de agua es variable en su extensión, y no obstante que según la norma RIDDAA⁶ todos los hogares deben tener una presión mínima de 15 [mca], en la mayoría de los sectores este valor es superior. Expertos consultados indican que esta cifra es habitualmente de 30 [mca], y que nunca debiera superar los 60 [mca], ya que este es el rango que las empresas sanitarias manejan para otorgar un mejor servicio a la población.

Se destaca entonces, que las 3 variables que afectan al sistema de limpieza por aspersión son: el tamaño de la planta, su altura de instalación y la presión de agua de la zona.

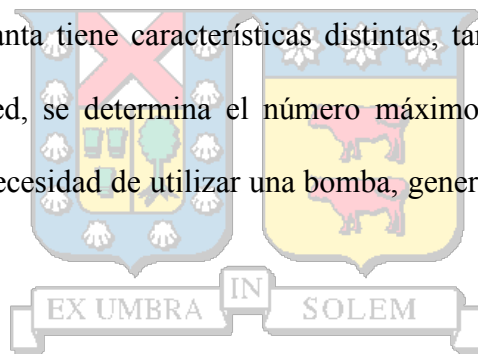
⁶ Reglamento de Instalaciones Domiciliarias de Agua Potable y Alcantarillado

En el siguiente capítulo, se utilizan los valores medidos en el prototipo para determinar un sistema modular de aspersión, el cual sea capaz de limpiar una cantidad limitada de paneles, y que sea replicable hasta cubrir plantas de hasta 100 [kW].

6.2.1. Diseño

El diseño de un sistema modular de aspersión debe considerar los elementos que lo componen, sus costos asociados y las condiciones óptimas de funcionamiento.

Dado que cada planta tiene características distintas, tanto de altura de instalación como de presión en la red, se determina el número máximo de aspersores que pueden funcionar a la vez sin la necesidad de utilizar una bomba, generando sistemas modulares de aspersión personalizados.



6.2.1.1. Análisis de Pérdidas

Las pérdidas de carga tienen dos orígenes: una asociada a la altura que debe alcanzar el fluido (pérdida estática) y otra que se relaciona a la distancia recorrida y al roce del agua con las tuberías (pérdida dinámica). Si bien las pérdidas singulares se consideran despreciables, se ha considerado un factor de 1,1 en las pérdidas regulares.

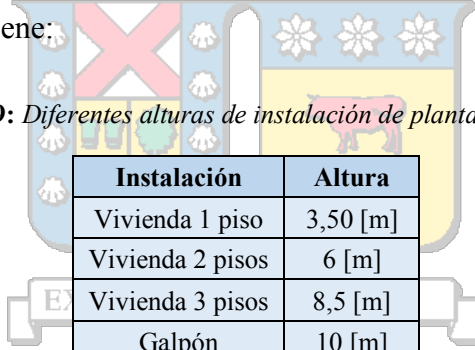
Dado que la presión en la red y la altura de instalación no son las mismas en todos los sitios, es que se realiza un análisis de diferentes casos. Para la primera variable se analizan presiones desde 20 hasta 60 [mca]. En cuanto a la segunda, se estima la altura de una vivienda con una, dos y tres plantas, así como también la de un galpón.

La ley 20.772 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, indica que la altura mínima de piso a cielo en una planta es de 2,30 [m], pero dado que habrán casas que superen este valor, se estima que la altura interna será de 2,50 [m]. Al valor anterior, se le agrega 1 [m] de techo, dado que se analiza el caso con mayores pérdidas.

Para la evaluación del galpón, se utiliza el documento de Tasación de Construcciones del SII⁷, el cual indica que éste debe cumplir con una de las siguientes características: altura interior útil de 6 [m] o más; o altura exterior de 10 [m] o más en su punto más alto.

Por lo tanto, se obtiene:

Tabla 9: *Diferentes alturas de instalación de plantas solares*



Instalación	Altura
Vivienda 1 piso	3,50 [m]
Vivienda 2 pisos	6 [m]
Vivienda 3 pisos	8,5 [m]
Galpón	10 [m]

Para el cálculo de las pérdidas estáticas, el valor que se utiliza es la posición más alta que debe alcanzar un aspersor, por lo que a todas las medidas anteriores se les debe agregar 2 [m] extra, dada la diferencia de altura entre el techo y el punto más alto del panel (Ver **Tabla 10**).

Tabla 10: *Diferentes alturas de instalación de plantas solares, considerando altura del panel*

Instalación	Altura
Vivienda 1 piso	5,50 [m]
Vivienda 2 pisos	8 [m]
Vivienda 3 pisos	10,5 [m]
Galpón	12 [m]

⁷ Servicio de Impuestos Internos

Gracias a cálculos efectuados en Microsoft Excel, y buscando que la presión disponible nunca sea menor a 1,7 [bar] para que no sea necesaria la utilización de una bomba, es que se genera la **Tabla 11**, la cual indica el número de aspersores que componen al sistema modular de aspersión para las condiciones dadas.

Tabla 11: Cantidad de aspersores por módulo, dada la presión de agua y la altura de instalación

		Presión de Agua [mca]								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
Altura [m]	Suelo: 2 [m]	4	13	16	19	21	23	25	26	28
	Vivienda un piso: 5,5 [m]	-	7	13	16	19	21	23	25	26
	Vivienda dos pisos: 8 [m]	-	-	10	14	17	20	22	23	25
	Vivienda tres pisos: 10,5 [m]	-	-	5	12	15	18	20	22	24
	Galpón: 12 [m]	-	-	-	10	14	17	19	21	23

Buscando obtener un equilibrio del sistema, se determina que la cantidad de aspersores por módulo debe ser un número par, ya que de esta forma se evitan descompensaciones hidráulicas. Para lo anterior, todos los valores impares son rebajados al par anterior, y de esta forma se obtiene la **Tabla 12**.

Tabla 12: Cantidad par de aspersores por módulo, dada la presión de agua y la altura de instalación

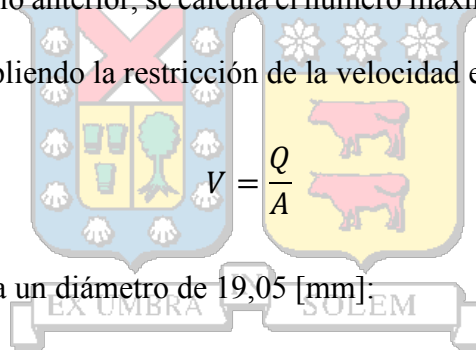
		Presión de Agua [mca]								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
Altura [m]	Suelo: 2 [m]	4	12	16	18	20	22	24	26	28
	Vivienda un piso: 5,5 [m]	-	6	12	16	18	20	22	24	26
	Vivienda dos pisos: 8 [m]	-	-	10	14	16	20	22	22	24
	Vivienda tres pisos: 10,5 [m]	-	-	4	12	14	18	20	22	24
	Galpón: 12 [m]	-	-	-	10	14	16	18	20	22

Analizando los resultados obtenidos, se aprecia que los valores varían entre 4 y 28 aspersores por módulo, donde el que más se repite es aquel que contiene 22 de éstos. Dado

que las configuraciones de las plantas no serán siempre las mismas, es que se proponen dos esquemas distintos, los cuales se encuentran en el **Anexo 3**.

Se debe destacar que, en la medida que aumenta el número de aspersores, la alimentación va a demandar mayor diámetro de las tuberías, el cual debe chequearse en cada caso. Esto, para cumplir con las disposiciones de la Superintendencia de Servicios Sanitarios, el cual considera una velocidad de diseño que no supere los 1,5 [m/s].

Los inversionistas han manifestado su interés en mantener los diámetros de las cañerías del prototipo. Por lo anterior, se calcula el número máximo de aspersores y/o tamaño máximo del módulo, cumpliendo la restricción de la velocidad en las tuberías:



$$1,5 = \frac{Q}{\pi \cdot \frac{0,01905}{2}}$$

Se obtiene:

$$Q = 0,000427534 \left[\frac{m^3}{s} \right] = 25,65 \left[\frac{L}{min} \right]$$

Dado que el caudal de cada aspersor es de 2 [L/min], el número máximo de aspersores por módulo será de:

$$N^{\circ} \text{ aspersores} = \frac{25,65}{2} = 12$$

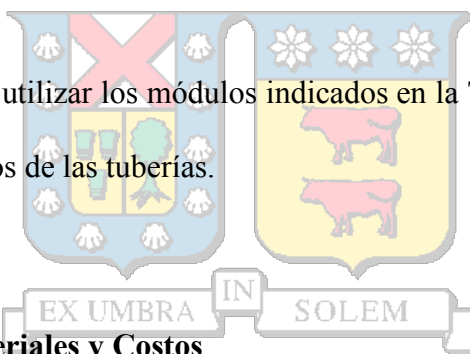
Por lo tanto, para efectos de esta memoria, se considera que las plantas solares serán abordadas con un módulo que contiene como máximo 12 aspersores (24 paneles), lo que se

traducirá en un mayor número de ciclos con el temporizador adecuado. De esta forma, se obtiene la **Tabla 13**.

Tabla 13: Cantidad de aspersores por módulo, considerando módulo máximo

		Presión de Agua [mca]								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
Altura [m]	Suelo: 2 [m]	4	12	12	12	12	12	12	12	12
	Vivienda un piso: 5,5 [m]	-	8	12	12	12	12	12	12	12
	Vivienda dos pisos: 8 [m]	-	-	10	12	12	12	12	12	12
	Vivienda tres pisos: 10,5 [m]	-	-	6	12	12	12	12	12	12
	Galpón: 12 [m]	-	-	-	12	12	12	12	12	12

Por otra parte, para utilizar los módulos indicados en la **Tabla 12**, se deberá realizar un chequeo de los diámetros de las tuberías.



6.2.1.2. Materiales y Costos

Una vez determinado el módulo, se toma en cuenta el número total de paneles que componen la instalación fotovoltaica. Este indicador define la cantidad de módulos necesarios para cubrir los diferentes tamaños de planta, y por lo tanto, permite calcular la cantidad de elementos que serán utilizados para el sistema de limpieza por aspersión.

Por lo indicado, para determinar el costo directo de cada módulo, se tienen los valores presentes en la **Tabla 14**, la cual se basa en los elementos del prototipo (Ver **Tabla 5**). La mano de obra se considera en el flujo de caja.

Tabla 14: *Materiales necesarios por módulo*

Elemento	Unidad de Medida	Cantidad	Valor unitario
Aspersores de bronce	[-]	Nºasp	\$2.095
Codo 90° PVC	[-]	$1,5 \cdot \text{Nºasp}$	\$79
Codo 45° PVC	[-]	$1,5 \cdot \text{Nºasp}$	\$300
Uniones TEE PVC	[-]	$0,5 \cdot \text{Nºasp}$	\$100
Unión cañería rosca	[-]	$3 \cdot \text{Nºasp}$	\$170
Abrazaderas	[-]	$1,5 \cdot \text{Nºasp}$	\$745
Codo 90° polietileno	[-]	$1 \cdot L_{TOTAL}$	\$300
Abrazaderas Plásticas	[-]	$2 \cdot L_{TOTAL}$	\$4.390 (50 [-])
Sujeción de tubería	[-]	$2 \cdot \text{Nºasp}$	\$190
Final de manguera polietileno	[-]	$2 \cdot \text{Nºasp}$	\$400
Unión de rosca	[-]	$2 \cdot \text{Nºasp}$	\$400
Cañería de polietileno $\frac{3}{4}$ " (L_{TOTAL})	Metro	$4 \cdot \text{Nºasp} + \text{Altura} + 5$	\$10.347 (25 [m])
Cañería de PVC	Metro	$1 \cdot \text{Nºasp}$	\$269

Para todas las plantas, independiente del número de módulos, se deben considerar un temporizador y una llave de jardín. Para cada módulo conectado, se necesita una unión TEE de bronce, y cuando se cuenta con más de 4, se requiere una válvula solenoide conectada a cada uno de estos.

Tabla 15: *Elementos necesarios para un sistema completo*

Elemento	Unidad de Medición	Cantidad	Valor unitario
Temporizador (Nº de módulos ≤ 4)	[-]	1	\$51.880
Temporizador ($4 < \text{Nº de módulos} \leq 56$)			\$74.990
Llave de jardin	[-]	1	\$2.690
Unión TEE bronce	[-]	$1 \cdot \text{Nº Módulos}$	\$3.140
Válvula Solenoide (Nº de módulos > 4)	[-]	$1 \cdot \text{Nº Módulos}$	\$8.490

6.2.2. Funcionamiento

En los esquemas analizados se utiliza un temporizador común de jardín, el cual es capaz de manejar 4 salidas independientes, es decir, 4 módulos de aspersores.

Para cubrir plantas de mayor tamaño será necesario aumentar la cantidad de módulos, por lo que este temporizador no será capaz de activarlos a todos de manera independiente. En estos casos, se utiliza un temporizador con capacidad de programar desde 1 hasta 56 eventos (encendido/apagado).

Lo anterior induce a que cada ensamble de aspersores, o módulo, contenga una válvula solenoide exclusiva, la cual debe estar vinculada a los eventos del temporizador. De esta forma, cada módulo se activa de forma independiente, y la presión de agua se mantiene en cada uno de ellos.

Cada aspersor tiene la capacidad de limpiar 2 paneles de 270 [W] cada uno, y con esta relación es posible saber el número de módulos necesarios para abarcar plantas de mayor tamaño, tales como algunas de 5, 25 o 100 [kW] (Ver **Anexo 4**).

Por ejemplo, en una vivienda de tres pisos, con una presión de salida de 30 [mca], una planta de 25 [kW] requiere 8 módulos de aspersión, donde cada uno está conformado por 6 aspersores cada uno.

7. ESTUDIO FINANCIERO

7.1. Restricciones

Los inversionistas han definido ciertas restricciones para decidir si el proyecto es considerado rentable. Esperan que se defina un rango de precios de venta que tenga relación con el tamaño de la planta, y además que el proyecto cumpla con un Payback definido.

7.1.1. Payback

El Payback es una herramienta que permite conocer la cantidad de años en que se recuperará la inversión inicial.



Para este caso, los inversionistas determinan que el precio de venta debe permitir que este indicador sea de 5 años.

7.1.2. Precio

El sistema de aspersión se instalará en plantas solares ya construidas, las cuales tienen potencias menores o iguales a 100 [kW].

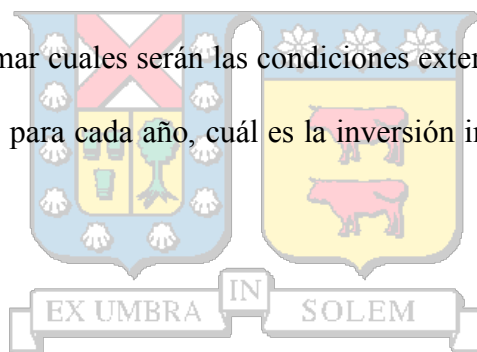
Gracias a la relación existente entre los inversionistas de este proyecto y una empresa constructora de plantas solares, es que se manejan los precios de venta de ellas, para diferentes tamaños y características. Esto, permite cumplir con la restricción de los

empresarios, la cual indica que el precio del sistema de aspersión no puede ser mayor al 4% del precio de venta de la planta.

7.2. Consideraciones para el Flujo de Caja

Un flujo de caja es un informe financiero que permite visualizar los ingresos y costos de un proyecto a lo largo del tiempo. A partir de él, se calculan indicadores tales como VAN, TIR, y Payback, con los cuales se realiza un análisis sobre la factibilidad económica.

Para esto, se debe estimar cuales serán las condiciones externas a las plantas en un caso base, los ingresos y costos para cada año, cuál es la inversión inicial y la tasa de descuento de los inversionistas.



7.2.1. Caso Base

En el Estudio Técnico, se determinó la dependencia del módulo con la altura de instalación y la presión de la red. Por lo tanto, se elige arbitrariamente un valor para cada uno de estos parámetros, los cuales son sensibilizados al final de estudio.

Para el caso base, se utilizará una planta ubicada en el tejado de una casa de dos pisos (8 [m]), con una presión de agua de 30 [mca]. Lo anterior, implica que cada sistema modular esté compuesto por 10 aspersores (Ver **Tabla 13**).

7.2.2. Ingresos

Los ingresos se pueden clasificar como operacionales y no operacionales. Los primeros son aquellos que están relacionados con la actividad económica principal de la empresa, mientras que los segundos no, y se caracterizan por ser ocasionales o accesorios al giro principal.

Los ingresos operacionales del proyecto se definen como la cantidad de demanda esperada de cada producto al año, multiplicada por su precio de venta.

En el Estudio Comercial, se realiza una proyección del número de plantas *netbilling* en Chile para los próximos 5 años, y se estima el porcentaje de demanda captada en cada uno de ellos.

Pero es de vital importancia conocer el tamaño de estos proyectos, ya que los ingresos y costos depende de ello. Para lo anterior, se utiliza el listado de las instalaciones declaradas ante la SEC, en el cual se observa una alta concentración en plantas entre 0 y 5,24 [kW], lo que representa al 86,41% del total del mercado *netbilling* chileno (Ver **Ilustración 11**).

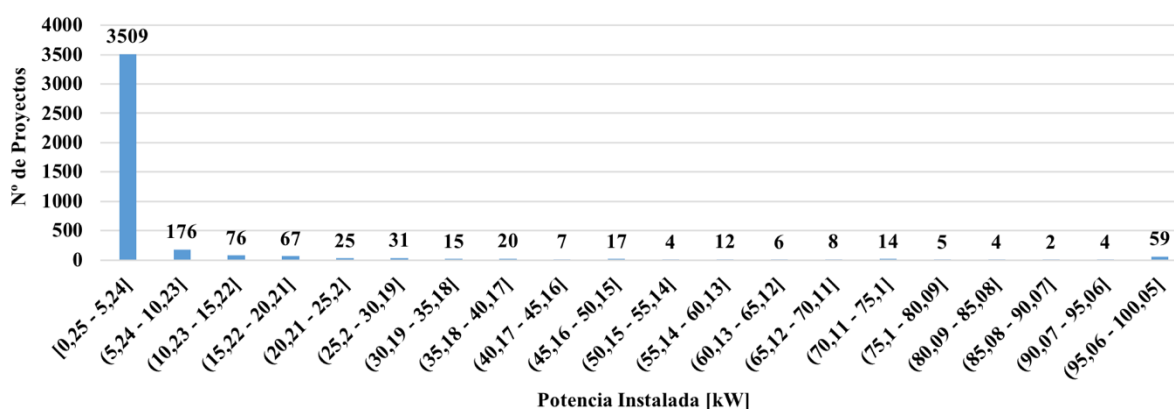


Ilustración 11: Cantidad de proyectos netbilling en Chile separado en rangos

Con la información contenida en la **Ilustración 11**, y considerando los precios de venta de las plantas solares, se puede determinar a partir de qué tamaño se reciben beneficios cobrando el máximo posible, que es el 4% del precio de esta.

Una vez definidos los rangos que entregan un margen positivo, y utilizando el porcentaje de participación determinado en la **Tabla 4**, se obtiene el número esperado de proyectos segmentados por tamaño de planta.

Finalmente, el cálculo de los ingresos operacionales se realiza tomando en cuenta la cantidad de proyectos por tipo, y multiplicando este valor por el precio de venta promedio del rango.

Por otro lado, los ingresos no operacionales son poco relevantes.



7.2.3. Costos

Los costos, al igual que los ingresos, también se clasifican como operacionales y no operacionales. Para este proyecto sólo se realiza un estudio de los primeros, ya que los segundos se consideran despreciables.

Los costos operacionales de este proyecto son dos: los sueldos y la materia prima. Dentro de la primera categoría se tienen los salarios de: un ingeniero, que realice visitas al terreno para determinar las características necesarias del módulo, que se encargue de las ventas y de la captación de nuevos clientes; y un ingeniero técnico que instale el sistema de aspersión en las plantas. Los montos mensuales brutos asociados son de \$1.500.000 para el primero y \$1.125.000 para el segundo.

Se estima que cada persona es capaz de abarcar mensualmente 8 proyectos, por lo que a medida que aumente la cantidad de estos, será necesario aumentar el personal.

La materia prima incluye todos los elementos necesarios para instalar el sistema de limpieza, y con las condiciones determinadas en el caso base, se tiene un costo del módulo de \$123.224. Este valor no considera el temporizador, el número de válvulas solenoides ni la cantidad de TEE de cobre, porque, tal como se indica en la **Tabla 15**, dependen de la cantidad de módulos, lo que se evalúa para cada tamaño de planta más adelante.

No se consideran costos fijos relacionados a arriendos de oficina, agua y luz, entre otros, ya que los inversionistas indican que su empresa es la que se encarga de absorberlos.

7.2.4. Inversión Inicial

Para poner en marcha un proyecto, se requiere un capital inicial para realizar las primeras compras de materiales y pagos de sueldos.

Para este caso, los inversionistas entregan un monto de \$8.500.000.

7.2.5. Tasa de Descuento

La tasa de descuento es conocida también como “costo de oportunidad”, y hace referencia a lo que se está dejando de ganar por invertir en un proyecto. Puesto que este caso se financia únicamente con fondos propios de la empresa, es que se debe analizar el TIR de los empresarios, el cual está asociado a la industria de construcción de plantas solares.

Los inversionistas pueden optar por seguir vendiendo instalaciones fotovoltaicas y no sistemas de limpieza, si eso les genera una mayor rentabilidad.

Luego de conversaciones con ellos, establecen tener un costo de oportunidad del 10%.

7.2.6. Esquema de Flujo de Caja

Las partidas que se consideran para todos los flujos de caja que se realizan son las que se pueden encontrar en la **Tabla 16**.

Tabla 16: Partidas flujos de caja	
(+) Ingresos Operacionales	
(-) Egresos Operacionales	
= UTILIDAD OPERACIONAL	
(-) Pérdida Ejercicio Anterior	
= UAI	
(-) Impuestos (27%)	
= UDI	
(-) Inversión Inicial	
(+) Pérdida Ejercicio Anterior	
= Flujo de Caja Neto	

7.3. Flujo de Caja

Para obtener el flujo de caja del proyecto, se realiza un estudio de los rangos de potencia de las plantas fotovoltaicas, ya que se debe determinar cuáles de ellos entregan márgenes positivos y permiten obtener un Payback de 5 años. Para esto, se realizan distintos flujos de caja para cada rango, junto con un flujo de caja global, de los cuales se obtienen los indicadores del proyecto, tales como VAN, TIR y Payback.

7.3.1. Estudio de Rangos

Del análisis de los dos primeros rangos de tamaños de plantas, $[0,25 - 5,24 \text{ [kW]}]$ y $(5,24 - 10,23 \text{ [kW]})$, se obtiene:

Tabla 17: Evaluación del margen de ganancia de los primeros segmentos

Rango	Promedio	Precio de venta promedio	Costo	4% P.Venta	Margen
$[0,25 - 5,24] \text{ [kW]}$	2,745	\$ 3.536.109	\$ 178.244	\$ 141.444	-\$ 36.799
$(5,24 - 10,23] \text{ [kW]}$	7,735	\$ 9.964.227	\$ 304.608	\$ 398.569	\$ 93.961

Se observa que parte del primer rango no entrega beneficios, por lo que se utiliza la herramienta *Solver* de Microsoft Excel, para encontrar el valor en que el margen comienza a ser positivo. Este valor es de 3,5 [kW].

A partir de esta información, se recalcula el mercado disponible, el cual está compuesto por 777 proyectos, y su distribución se puede ver en la **Ilustración 12**.

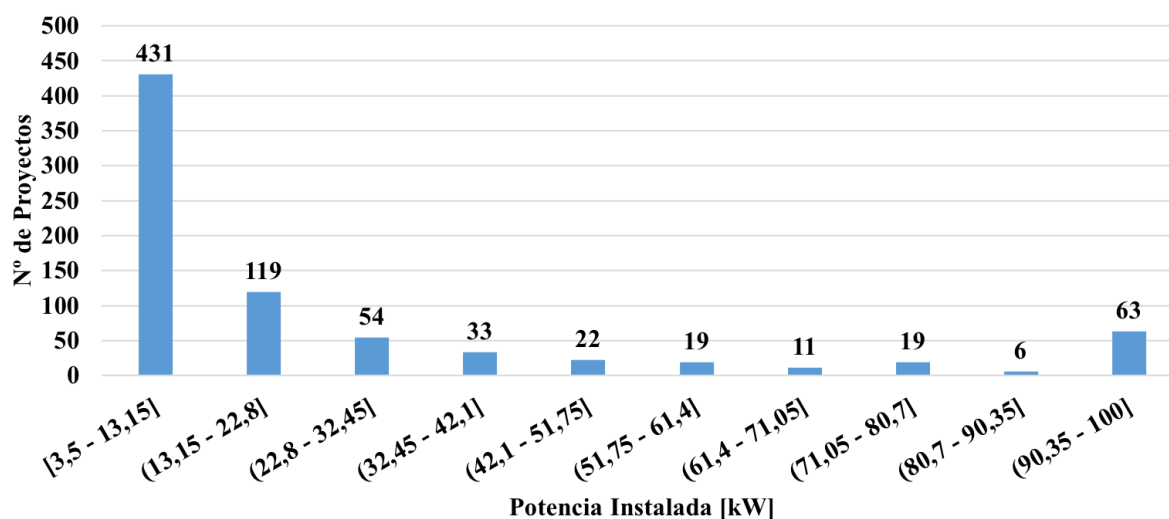


Ilustración 12: Cantidad de proyectos *netbilling* con margen positivo separado en rangos

Analizando el nuevo escenario, se eligen 6 rangos, los cuales están indicados en la **Ilustración 12**.

Para cada uno de ellos, se calcula su promedio ponderado, y de esta forma, se determina el precio referencial de la planta y el costo asociado al sistema.

Además, evaluando como precio de venta máximo el 4% del precio de la planta, se obtiene el margen unitario por rango, lo que se encuentra en la **Tabla 18**.

Tabla 18: Ingresos y costos del sistema de aspersión para diferentes rangos de potencia de plantas

Rango	Promedio Rango	Precio Planta	Costo Sistema	4% P.Venta	Margen Unitario
[3,5 - 13,15] [kW]	8,325	\$ 10.724.265	\$ 304.608	\$ 428.971	\$ 124.363
(13,15 - 22,8] [kW]	17,975	\$ 23.155.395	\$ 557.335	\$ 926.216	\$ 368.881
(22,8 - 32,45] [kW]	27,625	\$ 28.094.625	\$ 884.113	\$ 1.123.785	\$ 239.672
(32,45 - 51,75] [kW]	41,135	\$ 41.834.295	\$ 1.153.820	\$ 1.673.372	\$ 519.551
(51,75 - 90,35] [kW]	68,33	\$ 60.226.062	\$ 1.828.089	\$ 2.409.042	\$ 580.953
(90,35 - 100] [kW]	95,175	\$ 77.434.380	\$ 2.502.358	\$ 3.097.375	\$ 595.017

La demanda anual, determinada en la **Tabla 4**, considera la totalidad de proyectos de *netbilling* chilenos, por lo que debe ser adaptada a la nueva cantidad determinada, la cual incluye aquellas plantas desde 3,5 [kW] hasta 100 [kW].

Tomando en cuenta una regla de tres simple entre la cantidad total de plantas solares en mercado *netbilling* (4.333) y el número de proyectos que entregan un margen positivo (777), y manteniendo los porcentajes de captación, se estima la demanda futura del mercado para cada año (Ver **Tabla 19**).

Tabla 19: Actualización de demanda anual esperada

Año	Nº Proyectos Totales	% de Captación	Nº Proyectos
2019	1.299	6%	72
2020	1.953	11%	218
2021	2.737	17%	458
2022	3.653	22%	815
2023	4.700	28%	1.311

La cantidad de proyectos vendidos por año y rango, se calcula con el porcentaje de participación que tiene cada uno sobre el total, el cual se aplica a la demanda esperada determinada anteriormente. Los resultados se observan en la **Tabla 20**.

Tabla 20: Demanda anual proyectada por rangos de potencia de plantas fotovoltaicas

Rango	% Participación	2019	2020	2021	2022	2023
[3,5 - 13,15] [kW]	55,47%	40	121	254	452	727
(13,15 - 22,8] [kW]	15,32%	11	33	70	125	201
(22,8 - 32,45] [kW]	6,95%	5	15	32	57	91
(32,45 - 51,75] [kW]	7,08%	5	15	32	58	93
(51,75 - 90,35] [kW]	7,08%	5	15	32	58	93
(90,35 – 100] [kW]	8,11%	6	18	37	66	106
Total	100,00%	72	218	458	815	1311

La cantidad contratada de profesionales varía a lo largo de los años, ya que depende de la cantidad de proyectos que esté llevando a cabo la empresa. Se estima que cada persona es capaz de manejar 8 de estos mensualmente, tanto para los cargos administrativos como técnicos. El margen de cada proyecto, debe ser capaz, evidentemente, de cubrir el sueldo proporcional de la mano de obra mencionada, es decir, debe marginar al menos, el sueldo dividido en 8.

Por lo tanto, dado que un empleado gana \$1.500.000 y el otro \$1.125.000, lo que entrega un total mensual de \$2.625.000, se obtiene un costo de mano de obra unitario de \$328.125.

Aplicando lo anterior a la información contenida en la **Tabla 18**, se observa que tanto el rango [3,5 – 13,15] [kW] como el (22,8 – 32,45], tienen un margen que no es capaz de cubrir el costo de mano de obra unitario. Es por esto, que son eliminados del estudio.

Dado lo anterior, se obtiene:

Tabla 21: Cantidad de proyectos e ingenieros necesarios a lo largo de los años

	2019	2020	2021	2022	2023
N° Proyectos	27	82	172	306	493
N° Ingenieros	2	2	4	8	12
Sueldo Anual	\$ 31.500.000	\$ 31.500.000	\$ 63.000.000	\$ 126.000.000	\$ 189.000.000

Se realizan flujos de caja por rango, los cuales consideran un porcentaje de la mano de obra e inversión total. Este, equivale al margen por rango dividido en el margen total, lo cual se representa en la siguiente fórmula:

Donde:

$$\%_i = \frac{m_i \cdot q_i}{\sum_{i=1}^4 m_i \cdot q_i}$$

m_i = Margen del rango i-ésimo

q_i = Cantidad de proyectos anuales en el rango i-ésimo



A partir de esta información, se obtienen los resultados de la **Tabla 22**.

Tabla 22: Participación relativa de cada rango

Rango	Margen Anual	% de Participación
[13,15 - 22,8] [kW]	\$ 4.093.362	30,9%
[32,45 - 51,75] [kW]	\$ 2.664.640	20,1%
(51,75 - 90,35] [kW]	\$ 2.979.553	22,5%
(90,35 - 100] [kW]	\$ 3.495.563	26,4%
	\$ 13.233.117	100,0%

Finalmente, se realiza un flujo de caja para cada rango, en el cual se evalúa inicialmente un cobro del 4% del precio de la planta, pero, en caso de que el Payback sea menor a 5 años, se determina qué porcentaje de este precio es aquel que llega exactamente a

ese valor, puesto que de esta manera, se determina un rango de precio de venta para cada segmento.

7.3.2. Resultados Parciales

El flujo de caja realizado para cada uno de los rangos, y considerando el precio máximo de venta equivalente al 4% del precio de la planta, entrega el valor de los indicadores VAN, TIR y Payback de cada caso. La información recopilada se encuentra en la **Tabla 23**.

Tabla 23: Resultados flujo de caja considerando precio máximo

Rango	VAN	TIR	Payback	Rentable
(13,15 - 22,8] [kW]	\$ 8.437.041	38,593%	4 años	Sí
(32,45 - 51,75] [kW]	\$ 5.492.229	38,593%	4 años	Sí
(51,75 - 90,35] [kW]	\$ 6.141.312	38,593%	4 años	Sí
(90,35 - 100] [kW]	\$ 7.204.887	38,593%	4 años	Sí

Para cada uno de los rangos, se determina el valor de venta mínimo para cumplir con las condiciones que le interesan a los inversionistas. Para esto, se utiliza la herramienta Solver de Microsoft Excel, con la cual se determina el porcentaje mínimo del precio de la planta que se puede utilizar como precio de venta, cumpliendo con la restricción de que el Payback sea igual a 5 años. De lo anterior se obtiene:

Tabla 24: Resultados parciales del flujo de caja, considerando precio mínimo de venta

Rango	VAN	TIR	Payback	% Precio Planta
(13,15 - 22,8] [kW]	\$ 656.966	15,5%	5 años	3,85%
(32,45 - 51,75] [kW]	\$ 1.306.143	31,927%	5 años	3,88%
(51,75 - 90,35] [kW]	\$ 1.620.211	36,59%	5 años	3,91%
(90,35 - 100] [kW]	\$ 1.151.676	27,24%	5 años	3,93%

7.3.3. Flujo de Caja Proyecto

El flujo de caja del proyecto está compuesto por la sumatoria de los casos rentables evaluados con anterioridad, con lo cual se obtienen dos casos: uno que considera el precio máximo de venta, y otro que considera el mínimo.

Los valores de VAN, TIR y Payback para ambos escenarios se pueden encontrar en la **Tabla 25**.

Tabla 25: Resultados del flujo de caja del proyecto

Escenario	VAN	TIR	Payback
Precio Máximo	\$27.275.469	38,593%	3 años
Precio Mínimo	\$ 1.662.325	12,1%	5 años

7.4. Análisis de Sensibilidad

Para el estudio, se utiliza un caso base, en el cual se determina arbitrariamente la altura de instalación de la planta y la presión de red de agua. Los indicadores anteriores, los cuales tienen un valor de 8 [m] y 30 [mca] respectivamente, determinan el tamaño del módulo, el cual es de 10 aspersores.

Para realizar una sensibilización del tamaño del módulo, se evalúan valores inferiores y superiores a éste, para luego analizar la variación existente entre ellos.

Observando la **Tabla 26**, la cual muestra el tamaño del módulo para condiciones dadas de presión y altura, y que destaca el caso base, se puede determinar que existen otros 4 posibles tamaños.

Tabla 26: Cantidad de aspersores por módulo, destacando caso base

		Presión de Agua [mca]								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
Altura [m]	2	4	12	12	12	12	12	12	12	12
	5,5	-	8	12	12	12	12	12	12	12
	8	-	-	10	12	12	12	12	12	12
	10,5	-	-	6	12	12	12	12	12	12
	12	-	-	-	12	12	12	12	12	12

Se realizan flujos de caja para todos los casos, y se observa que, para todos los tamaños menores que el del caso base, el indicador VAN tiene un valor negativo. Por lo tanto, este tipo de configuración no es rentable.

Para los módulos compuestos por 12 aspersores, se realiza el mismo análisis que para el de 10. Dado que los costos y márgenes de cada rango varían, es que se debe evaluar la rentabilidad de cada uno de ellos. El rango [3,5 - 13,15] [kW] continúa con un margen menor a \$328.125 por lo que no se incluye en el flujo de caja, pero no ocurre lo mismo con el rango (22,8 - 32,45] [kW], ya que entrega un margen de \$374.526.

Recalculando el porcentaje que se atribuye a cada rango, el cual es aplicado a los costos de mano de obra y a la inversión inicial, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 27: Resultados parciales del flujo de caja considerando precio máximo de venta, para módulo de 12 aspersores

Rango	VAN	TIR	Payback	Rentable
(13,15 - 22,8] [kW]	\$ 35.434.337	124,94%	3 años	Sí
(22,8 - 32,45] [kW]	\$ 56.725.704	329,03%	1 año	Sí
(32,45 - 51,75] [kW]	\$ 21.324.955	111,14%	3 años	Sí
(51,75 - 90,35] [kW]	\$ 26.969.061	93,13%	3 años	Sí
(90,35 - 100] [kW]	\$ 36.299.789	93,13%	3 años	Sí

Luego, se determina el porcentaje mínimo del precio de venta de la planta que permite cumplir con la condición de que el Payback sea de 5 años, obteniendo la **Tabla 28**.

Tabla 28: Resultados parciales flujo de caja considerando precio mínimo de venta, para módulo de 12 aspersores

Rango	VAN	TIR	Payback	% Precio Planta
(13,15 - 22,8] [kW]	\$ 372.078	11,4%	5 años	3,34%
(22,8 - 32,45] [kW]	\$ 593.313	15,35%	5 años	3,1%
(32,45 - 51,75] [kW]	\$ 496.695	12,85%	5 años	3,53%
(51,75 - 90,35] [kW]	\$ 152.246	10,61%	5 años	3,58%
(90,35 - 100] [kW]	\$ 568.822	11,67%	5 años	3,62%

Finalmente, se llevan los resultados obtenidos a un flujo de caja general, el cual se evalúa con un precio de venta máximo y luego con uno mínimo, obteniendo los valores:

Tabla 29: Resultados flujo de caja proyecto para módulo de 12 aspersores

Escenario	VAN	TIR	Payback
Precio Máximo	\$176.561.337	119%	3 años
Precio Mínimo	\$ 117.560	10,1%	5 años

Por lo tanto, de la sensibilización realizada, se pueden obtener las variaciones porcentuales mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 30: Resultados sensibilización

Variable	10 aspersores	12 aspersores	Variación %
VAN para flujo de caja con precio máximo	\$27.275.469	\$176.561.337	547,33%
TIR para flujo de caja con precio máximo	38,593%	119%	208,35%
Payback para flujo de caja con precio máximo	3 Años	3 Años	0%
VAN para flujo de caja con precio mínimo	\$ 1.662.325	\$ 117.560	-92,93%
TIR para flujo de caja con precio mínimo	12,1%	10,1%	-16,53%
Payback para flujo de caja con precio mínimo	5 Años	5 Años	0%
Precio mínimo (13,15 - 22,8] [kW]	3,85%	3,34%	-13,25%
Precio mínimo (22,8 - 32,45] [kW]	-	3,1%	-
Precio mínimo (32,45 - 51,75] [kW]	3,88%	3,53%	-9,02%
Precio mínimo (51,75 - 90,35] [kW]	3,91%	3,58%	-8,44%
Precio mínimo (90,35 - 100] [kW]	3,93%	3,62%	-7,89%

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

El proyecto de limpieza de plantas solares a través de aspersión, es un sistema modular compuesto por un número variable de aspersores, el cual se determina según la altura de instalación de la planta y la presión de red de agua.

Los módulos que son rentables, son aquellos compuestos por 10 y 12 aspersores, ya que los más pequeños deben ser replicados un mayor número de veces, lo que se traduce en un aumento en los costos.

Plantas de tamaños menores a 3,5 [kW] no logran tener un margen unitario positivo, por lo que inmediatamente son descartadas del mercado objetivo. Las plantas que se encuentran en el rango entre 3,5 y 13,15 [kW], si bien su margen unitario es positivo, no alcanzan a cubrir los costos asociados a las remuneraciones.

Considerando un sistema modular de 12 aspersores, todas las plantas mayores a 13,15 [kW] entregan beneficios, por lo que están dentro del mercado objetivo.

Se determina un rango para el precio de venta de diferentes segmentos, el cual se caracteriza por permitir que el Payback del proyecto sea menor o igual a 5 años, según los requerimientos de los inversionistas.

Este rango se relaciona directamente con el tamaño de la instalación, ya que indica cuál es el porcentaje mínimo del precio de la planta que se puede cobrar, llegando a un máximo del 4%.

Lo anterior permite realizar una diferenciación en el precio de venta, ya sea por el tamaño de la planta o para ofrecer descuentos a clientes preferentes.

8.2. Recomendaciones

El proyecto, si bien se determina que es rentable en los segmentos señalados en este informe, puede ser mejorado en algunos aspectos.

Se recomienda diseñar un elemento de sujeción de las tuberías que entregue mayor seguridad, para aumentar la vida útil del sistema.

Se debería analizar el cambio de tuberías de PVC por otro material, el cual posea una rigidez similar, y que no se vea deteriorado por los rayos solares.

Para evitar la sedimentación sobre la superficie de los paneles, se recomienda incorporar un sistema de filtrado para el agua.

Se aconseja el desarrollo de algún método de operación que evite la congelación del agua, ya que en Chile existen zonas en las que se producen “heladas”, durante las cuales las cañerías tienen tendencia a reventar.

Si se opta por utilizar un módulo con más de 12 aspersores, se debe calcular el diámetro de la tubería para respetar la recomendación de que la velocidad del fluido no supere los 1,5 [m/s].

Finalmente, se recomienda que la empresa constructora de plantas solares ofrezca el sistema de limpieza como parte de su servicio, ya que representa un valor agregado para la empresa.

9. BIBLIOGRAFÍA

- ACERA (2016). *El mundo podría moverse solo con energías renovables*. Recuperado de:
<http://www.acera.cl/el-mundo-podria-moverse-solo-con-energias-renovables/>
- Arellano, N. (2017). *La energía solar industrial en el desierto de Atacama entre 1933 y 1952: investigación, desarrollo y sustentabilidad*. Recuperado de:
<https://scielo.conicyt.cl/pdf/eatacam/2018nahead/0718-1043-eatacam-00704.pdf>
- ASIF (2008). *Historia de la energía solar fotovoltaica*. Recuperado de:
<https://es.scribd.com/document/281118736/Historia-Energia-Solar-Asif>
- Bustamante, K. y Mirabá, B. (2018). *Algoritmo de detección de puntos calientes en paneles fotovoltaicos*. (Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico). Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca. Cuenca, Ecuador.
- Caron, J. y Bodo, L. (2012). Direct Monitoring of Energy Lost Due to Soiling on First Solar Modules in California. *Ieee Journal Of Photovoltaics*, 38(2), 1-5.
- Cepeda, J. & Sierra, A. (s.f.) *Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones*. Recuperado de:
<https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/4196/cepedajuan2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Delgado, E. (2012). *Diseño de una instalación y alimentación eléctrica de un comedor industrial por medio de generación distribuída*. (Tesis para optar al Título de Ingeniero Eléctrico-Electrónico). Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Ciudad de México, México.

Dubey, S., Sarvaiya, J., & Seshadri, B. (2013) Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. *Energy Procedia* 33(1), 311-321. Doi: 10.1016/j.egypro.2013.05.072

DNV GL (2018). *Energy Transition Outlook 2018*.

El Nuevo Herald (2017). *No es suficiente cambiar las bombillas: Al Gore regresa a Miami para advertir sobre el cambio climático*. Recuperado de: <https://www.elnuevoherald.com/noticias/sur-de-la-florida/article165744777.html>

Evans, D.L. (1981). Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy* 27(6) 555-560.

IES (2017). *Gráficos significativos energía solar fotovoltaica*. Recuperado de: http://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES/Portada/2016_02_04%20datos%20fotovoltaica%20en%20España.pdf

Iranzu, A. (2018). *Diseño de equipo automatizado para la limpieza de paneles solares fotovoltaicos*. (Trabajo fin de grado en Ingeniería en Diseño Mecánico). Universidad Pública de Navarra. Pamplona, España.

IRENA (2015). *Renewable Capacity Statistics 2015*.

IRENA (2018). *Renewable Capacity Statistics 2018*.

Green Tech (s.f.) *Limpieza de Paneles*. Recuperado de: <http://www.green-chile.cl/limpieza-de-paneles/>

Kärcher (s.f.) *Kärcher iSolar: El Sistema para la Limpieza de Módulos solares*. Recuperado de: <https://www.kaercher.com/es/professional/limpiadoras-de-alta-presion/isolar-limpieza-eficaz-de-modulos-solares-y-mayor-produccion-de-corriente.html>

- Karthik, D., Pendse, S., Sakthivel S., Ramasamy E. & Joshi S. (2016) High performance broad band antireflective coating using a facile synthesis of ink-bottle mesoporous MgF₂ nanoparticles for solar applications. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 159(1) 204-211. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2016.08.007>
- La Manna, D., Li Vigni, V., Riva, E., Di Dio, V., Romano, P. (2014) Reconfigurable electrical interconnection strategies for photovoltaic arrays: A review. *Renewable and sustainable Energy Reviews* 33(1) 412-426. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.070>
- Ministerio de Energía, División Energías Renovables (2016). *Generación distribuida en Chile*. Recuperado de: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/PPT-Ministro-seminario-Gx-Dx-25oct2016.pdf>
- Ministerio de Energía (s.f.). *Energía 2050: Política energética de Chile*. Recuperado de: https://biblioteca.digital.gob.cl/bitstream/handle/123456789/566/49_Resumen_Ejecutivo_Politica-Energetica_Nacional.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Monera, F. (2015). *Breve historia de la energía solar fotovoltaica*. Recuperado de: <http://www.elecsolsolar.com/wp-content/uploads/2015/01/BREVE-HISTORIA-DE-LA-ESF.pdf>
- Nandwani, S. (2005). *Energía solar – Conceptos básicos y su utilización*. Recuperado de: http://www.catalogosolar.mx/download/Energia_Solar_Conceptos_Basicos.pdf
- NREL (2017). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017*. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>
- NREL (s.f.) *Best Research-Cell Efficiencies*. Recuperado de: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/pv-efficiencies-07-17-2018.pdf>

Osoji Solar (s.f.) *Limpieza de Paneles Solares con Robots*. Recuperado de:
<https://osoji.cl/solar/>

Pareja, M. (2010). *Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada* (2da edición). Barcelona, España: Marcombo.

Pereda, I. (2005). *Celdas fotovoltaicas en generación distribuida*. (Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Industrial). Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Santiago, Chile.

El Mercurio. (2018). *Generación distribuida ya suma 2.462 proyectos instalados*.

Recuperado de: <http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=472457>

Termic (2016) *Cómo hacer mantención a un panel solar con depósito acumulador/termosifón?* Recuperado de: <https://www.termic.cl/single-post/2016/06/23/Como-hacer-mantención-a-un-panel-solar-con-deposito-acumulador-termosifón->

VerticalClean (s.f.) *Limpieza de Paneles Solares en Chile*. Recuperado de:
<http://verticalclean.cl/servicio/limpieza-de-paneles-solares-chile/>

10. ANEXOS

Anexo N°1

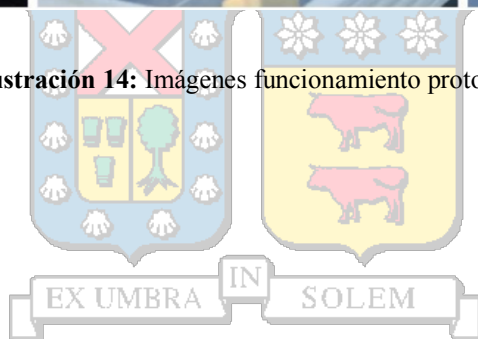


Ilustración 13: Imágenes prototipo

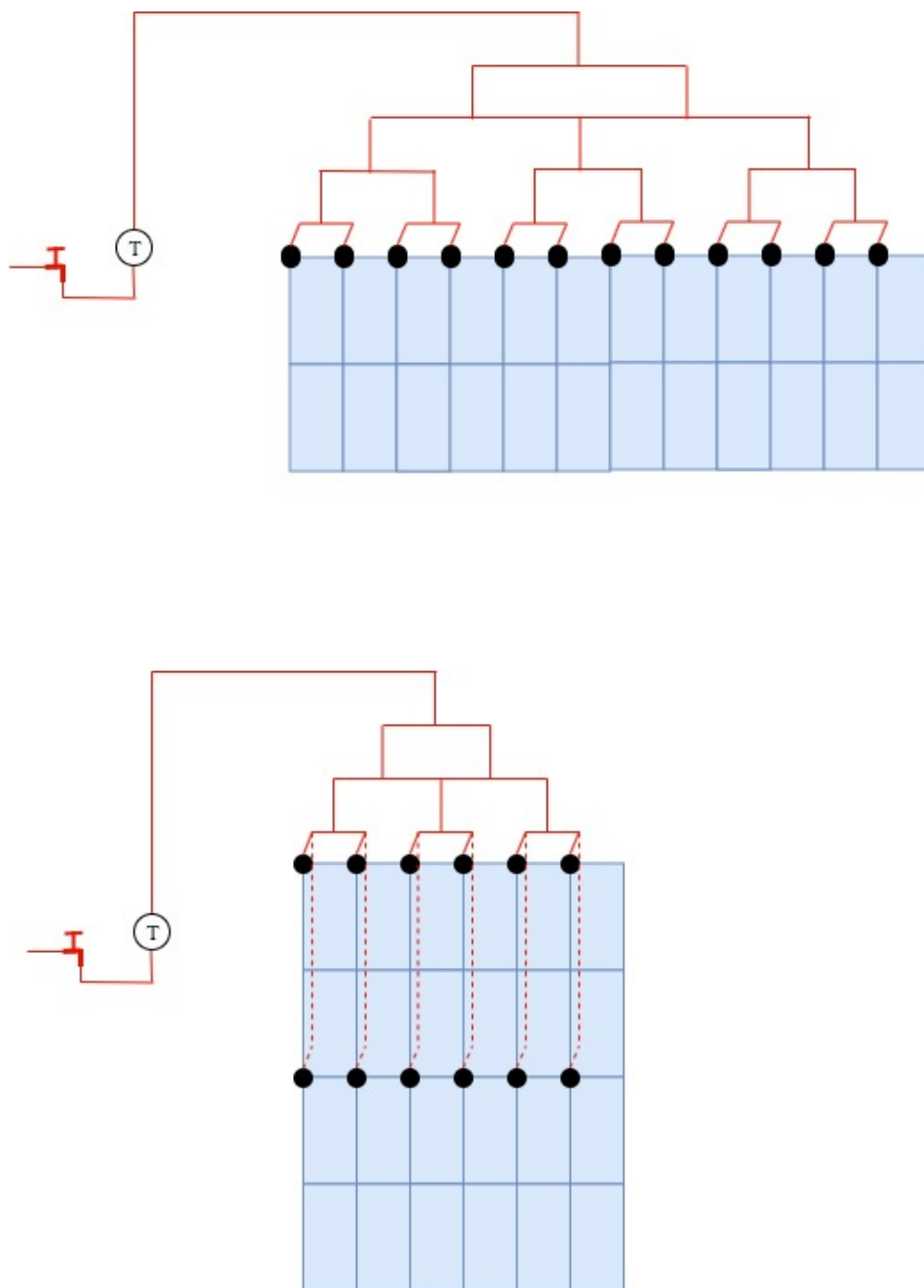
Anexo N°2



Ilustración 14: Imágenes funcionamiento prototipo



Anexo N°3

**Ilustración 15:** Configuraciones de sistema de aspersión para 24 paneles

Anexo N°4

Tabla 31: Cantidad de Módulos Necesarios para Planta de 5 [kW]

		Presión de Agua [mca]								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
Altura [m]	2	3	1	1	1	1	1	1	1	1
	5,5	-	2	1	1	1	1	1	1	1
	8	-	-	1	1	1	1	1	1	1
	10,5	-	-	2	1	1	1	1	1	1
	12	-	-	-	1	1	1	1	1	1

Tabla 32: Cantidad de Módulos Necesarios para Planta de 25 [kW]

		Presión de Agua [mca]								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
Altura [m]	2	12	4	4	4	4	4	4	4	4
	5,5	-	6	4	4	4	4	4	4	4
	8	-	-	5	4	4	4	4	4	4
	10,5	-	-	8	4	4	4	4	4	4
	12	-	-	-	4	4	4	4	4	4

Tabla 33: Cantidad de Módulos Necesarios para Planta de 100 [kW]

		Presión de Agua [mca]								
		20	25	30	35	40	45	50	55	60
Altura [m]	2	47	16	16	16	16	16	16	16	16
	5,5	-	24	16	16	16	16	16	16	16
	8	-	-	19	16	16	16	16	16	16
	10,5	-	-	31	16	16	16	16	16	16
	12	-	-	-	16	16	16	16	16	16