



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**NUEVA ALTERNATIVA DE NEGOCIO PARA PROYECTOS ERNC
UTILIZANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MATÍAS ANDRÉS TORRES REYES

PROFESOR GUÍA:
JORGE URRUTIA RIVEROS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE
JULIE MICHELINE ALICE BAUDRY

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Trina Solar Chile

SANTIAGO DE CHILE
2022

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: MATÍAS ANDRÉS TORRES REYES
FECHA: 2022
PROFESOR GUÍA: JORGE URRUTIA RIVEROS**

NUEVA ALTERNATIVA DE NEGOCIO PARA PROYECTOS ERNC UTILIZANDO SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

El gran incremento de proyectos fotovoltaicos, especialmente proyectos PMGD han ocasionado que se puedan producir congestiones en los transformadores de poder que llevan la energía al sistema interconectado, lo cual a su vez genera que las plantas ubicadas en este no puedan inyectar toda la energía que potencialmente podrían vender, provocando problemas de factibilidad debido a la falta de ingresos en comparación a la alta inversión que este tipo de proyectos conlleva. Para solucionar este problema se propone implementar sistemas de almacenamiento en base a baterías con el fin de desplazar la curva de generación y de esta forma, inyectar la energía que no se pudo generar debido a las limitaciones de la red en horarios sin congestión.

El objetivo general del presente estudio es evaluar la factibilidad técnico-económica de implementar sistemas de almacenamiento en base a baterías sobre un proyecto PMGD fotovoltaico de 9 [MW] de capacidad bajo condiciones de limitación de inyección de energía a la red.

En este estudio se simula la limitación de inyección a la red mediante el programa Dig-Silent, lo cual se utiliza luego para simular la curva de generación de energía de una planta fotovoltaica mediante el software PVSyst. Luego se elige y dimensiona el sistema de almacenamiento en base a baterías en base a la curva de generación obtenida y se procede a generar una nueva curva de generación considerando la energía aportada por las baterías. Seguido a esto se realiza una evaluación económica donde mediante estudios de mercado y cotizaciones con proveedores se obtiene la inversión, los costos de operación del proyecto y sus ingresos, con lo cual, se mide su rentabilidad en base a estimadores económicos tales como el VAN, la TIR y otros mas. Se realiza un análisis de sensibilidad para obtener los rangos de factibilidad de las variables consideradas como mas importantes y finalmente, se analizan distintos escenarios que representen distintos comportamientos del mercado a futuro, con el fin de obtener distintos puntos de vista del resultado obtenido y de su aplicación a futuro.

Los resultados obtenidos en este estudio verifican el incremento en la factibilidad del proyecto con respecto a un caso con limitación de inyección de energía a la red y sin implementar sistemas de almacenamiento. Estos indican a su vez, considerando además el comportamiento del mercado, que a futuro el uso de sistemas de almacenamiento será aun mas rentable debido a la disminución del CAPEX respectivo del proyecto, ya que estos implican grandes costos de inversión y tal como sucedió con los módulos fotovoltaicos, al masificar su uso disminuyeron considerablemente los precios, caso el cual favorece los resultados de este estudio.

*Para mi familia y mi pareja, quienes me
acompañaron durante toda mi carrera profesional*

Saludos

Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer a mis padres (María Inés y Manuel) por apoyarme desde el comienzo en la gran decisión de elegir una carrera, que impactará en el transcurso de toda mi vida, a mis hermanas (Tania y Natalí) por guiarme por el buen camino desde que tengo conciencia, por inspirarme a ser alguien responsable, dedicado y tener altos estándares dentro de mi carrera, además de animarme a siempre seguir mejorando sin dar pie atrás.

A mi polola (Antonia), quien me acompañó desde el inicio de mi carrera, con quien maduré durante esta etapa, pasamos momentos felices y difíciles, pero nuestro amor siempre perduró, gracias por traer a la vez tanta paz a mi mente como variedad a mi rutina, gracias por incentivar me a hacer cosas nuevas y sobre todo gracias por estar conmigo.

A mi tía Zuni, quien no alcanzó a terminar esta etapa conmigo, gracias por ser la persona mas linda del mundo, siempre estarás en mi memoria y te recordaré con mucho cariño, no tengo palabras para expresar lo mucho que te quiero y te extraño. Gracias por enseñarme como ser una buena persona y siempre buscar lo positivo de la gente.

A mis amigos de la universidad, tanto aquellos con los que comencé el plan común (Feña, Coni, Lucho, Mati, Fran) como con los de eléctrica (Andrés, Pelao, Deivid, Vale, Cata, Alonso), con quienes pasamos angustia y felicidad, con quienes madrugué cada semana, los aprecio por todo el apoyo y hacer mas ameno esta etapa en mi vida.

A mis amigos del colegio (Nobita, Benja, Gabriel, Seba, Mono, Hugo, Lay, Juanito, Jose) que a pesar de la falta de tiempo, siempre estuvieron ahí cuando los necesité y ayudaron a a distraerme en momentos difíciles, siempre recordaré los buenos momentos que pasamos.

A mi “tutora” Julie, quien me enseñó casi todo lo que se del rubro de energía solar y me motivó a seguir aprendiendo de este tema. Me acompañaste durante todo este proceso y siempre mostrando la mejor de las actitudes.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y antecedentes	1
1.2. Descripción del problema	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Estructura de la Memoria	4
2. Marco Teórico y estado del arte	5
2.1. Energía Solar	5
2.1.1. Radiación Solar	5
2.1.2. Celda fotovoltaica y efecto fotoeléctrico	8
2.1.3. Módulos fotovoltaicos	9
2.2. Sistemas de almacenamiento	10
2.2.1. Baterías	11
2.2.2. Sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías (BESS)	13
2.2.3. Estado del Arte	14
2.3. Mercado eléctrico Chileno	15
2.3.1. Bases del mercado	15
2.3.2. Mercado Spot	16
2.4. Regulación	17
2.4.1. Tarificación Precio estabilizado	17
2.4.2. Tarificación de Potencia de suficiencia	19
3. Caso de estudio	20
4. Metodología	23
4.1. Flujos de potencia	24
4.1.1. Curva de generación	25
4.1.2. Elección del sistema de almacenamiento	27
4.1.3. Dimensionamiento del BESS	28
4.2. Evaluación económica	28
4.2.1. Ingresos por venta de energía y de potencia	28
4.2.2. CAPEX	29
4.2.3. OPEX	30
4.2.4. Flujo de caja	31
4.2.5. Indicadores de rentabilidad	31
4.2.6. Análisis de sensibilidad	33

5. Resultados	34
5.1. Limitación de inyección y curva de generación	34
5.2. Dimensionamiento del BESS y nueva curva de generación	37
5.2.0.1. Baterías de Plomo-Ácido	37
5.2.0.2. Baterías de Litio (Li-Ion)	38
5.2.0.3. Baterías de Sodio-Sulfuro	39
5.3. Modelo Financiero	42
5.3.1. Ingresos	42
5.3.2. CAPEX y OPEX	43
5.3.3. Supuestos de la evaluación económica	45
5.4. Indicadores de rentabilidad	45
5.5. Análisis de sensibilidad	46
5.5.1. Valor del BESS	46
5.5.2. Potencia reconocida del BESS	47
5.5.3. Ingresos	47
5.5.4. CAPEX	48
5.6. Análisis de escenarios	49
6. Conclusiones	51
Bibliografía	54
Anexos	57
A. Diseño PVSyst de la planta fotovoltaica	57
B. Precio estabilizado	62
C. Almacenamiento del BESS	64
D. Flujo de caja del proyecto	66
E. Cronograma	72

Índice de Tablas

3.1.	Proceso de conexión S/E Las Cabras	22
5.1.	Dimensionamiento PVSyst	34
5.2.	Comparación de tecnologías de almacenamiento	39
5.3.	Generación e inyección de energía de los casos analizados	41
5.4.	Ventas por venta de energía	42
5.5.	Ventas por potencia de suficiencia	43
5.6.	Capex del proyecto	44
5.7.	OPEX del proyecto	44
5.8.	Depreciación de materiales	45
5.9.	Indicadores de rentabilidad de la evaluación económica	45
5.10.	Sensibilidad sobre el precio del BESS	46
5.11.	Sensibilidad sobre potencia reconocida del BESS	47
5.12.	Sensibilidad sobre Ingresos del proyecto	48
5.13.	Sensibilidad sobre CAPEX del proyecto	48
5.14.	49
5.15.	Análisis de escenarios	50
A.1.	Datos SolarGIS 1	57
A.2.	Datos SolarGIS 2	58
A.3.	Pérdidas eléctricas del proyecto	59
B.1.	Anexo precio estabilizado por nudo	62
C.1.	Almacenamiento del BESS Enero a Junio	64
C.2.	Almacenamiento del BESS Junio a Diciembre	65
D.1.	Flujo de caja del proyecto	66
E.1.	Cronograma del Trabajo de título	72

Índice de Ilustraciones

1.1.	Potencia inyectada y no suministrada de un proyecto FV. Fuente: TrinaSolar .	2
2.1.	Tipos de radiación. Fuente [5]	6
2.2.	Acimut Solar. Fuente [7]	7
2.3.	Ángulo de incidencia Fuente [7]	7
2.4.	Celda fotovoltaica. Fuente [8]	8
2.5.	Curva I-V P-V de un módulo fotovoltaico. Fuente [3]	9
2.6.	Celda electroquímica. Fuente [12]	12
2.7.	Estructura BESS Ion-Litio. Fuente [13]	13
2.8.	Aplicaciones de los BESS en sectores eléctricos. Fuente [13]	14
2.9.	Equilibrio financiero en el modelo marginalista. Fuente [13]	15
2.10.	Sistema de remuneración en el mercado eléctrico. Fuente [14]	17
2.11.	Metodología de Potencia de Suficiencia [19]	19
3.1.	Ubicación del proyecto	20
3.2.	Diagrama unilineal S/E Las Cabras	21
4.1.	Esquema de metodología	23
4.2.	Esquema de estudio de flujos de potencia	25
4.3.	Esquema de simulación	26
4.4.	Esquema de simulación PVSyst	27
4.5.	Diagrama CAPEX	29
4.6.	Diagrama OPEX	30
4.7.	Esquema de evaluación económica	31
4.8.	Esquema análisis de sensibilidad	33
5.1.	Temperatura promedio mensual	35
5.2.	Radiación promedio mensual	35
5.3.	Horizonte del proyecto	36
5.4.	Curva de generación anual	36
5.5.	Energía no inyectada en proyecto sin sistema de almacenamiento	37
5.6.	Batería plomo-ácido	38
5.7.	Batería Ion-Litio	38
5.8.	Batería de sodio-sulfuro	39
5.9.	Inyección promedio del BESS	40
5.10.	Comparación entre energía no inyectada y almacenada	41
6.1.	Precio histórico de módulos fotovoltaicos [27]	52
6.2.	Precio histórico de baterías de litio [28]	52
A.1.	Sombreado PVSyst	58
A.2.	Orientación del sistema	59
A.3.	Generación normalizada	60
A.4.	Performance ratio	60

A.5. Pérdidas y eficiencia del sistema fotovoltaico	61
---------------------------------------------------------------	----

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación y antecedentes

En Chile el desarrollo de las energías renovables se encuentra en pleno auge [1], provocando un aumento masivo en los proyectos en construcción y por venir. Unos de los principales inconvenientes de este tipo de generación es la poca seguridad que estos entregan al sistema y la variabilidad del recurso natural que utilizan, ya que solo pueden entregar energía cuando la radiación es suficiente para poder producir el efecto fotoeléctrico en los paneles solares o el viento tiene la suficiente velocidad para hacer girar las aspas de las turbinas del generador eólico.

La generación de energía en los mismos periodos de tiempo produce que esta se venda en periodos de costo mas bajo, ya que “todas” las plantas generan al mismo tiempo, teniendo costos variables muy bajos y por lo tanto, los ingresos para la planta de generación no son óptimos. Sumado a esto, se encuentra la posibilidad de poder generar congestión en las líneas de transmisión debido a que la cantidad de inyección supera las capacidades de transmisión de las líneas y por lo tanto, estas no pueden inyectar toda la energía que podrían potencialmente producir, derivando en pérdidas importantes de ingresos [2].

En base a esto, surge la necesidad de contar con alternativas que permitan a este tipo de proyectos de generación inyectar la mayor cantidad de energía posible con el fin de aumentar su factibilidad y rendimiento, permitiendo que para el mercado, este tipo de negocios sea rentable.

Una de las alternativas utilizadas para solucionar este tipo de problemas es el uso sistemas de almacenamiento de energía los cuales permiten desplazar la curva de generación a horarios mas convenientes de inyección de energía y permiten evitar los horarios de congestión de transmisión, aumentando de esta forma el factor de planta de las generadoras [13].

Si bien esta alternativa puede jugar un rol importante en la factibilidad de las plantas de generación ERNC, existen diversas barreras en los esquemas del marco regulatorio chileno y de mercado que los sistemas de almacenamientos tengan barreras de entrada para su implementación [2]. Es en base a estos puntos de lo cual surge la idea de analizar una alternativa de negocio para verificar si es rentable el uso de sistemas de almacenamiento en plantas generadoras fotovoltaicas en el actual mercado eléctrico Chileno.

1.2. Descripción del problema

Uno de los principales problemas para una planta generadora en base a energía solar corresponde a la incapacidad de inyectar toda la energía que potencialmente podría generar a la red, lo cual produce que no se obtengan los ingresos proyectados en su diseño y de esta forma, al realizar su respectiva evaluación económica no se obtiene la factibilidad buscada. Este inconveniente puede producir incluso que el proyecto pierda su factibilidad, resultando en una planta fotovoltaica no rentable. Un ejemplo de esto se puede apreciar a continuación, donde se gráfica la generación promedio de una planta fotovoltaica para un periodo de tiempo dado, junto con la energía no suministrada considerando la capacidad total de generación:

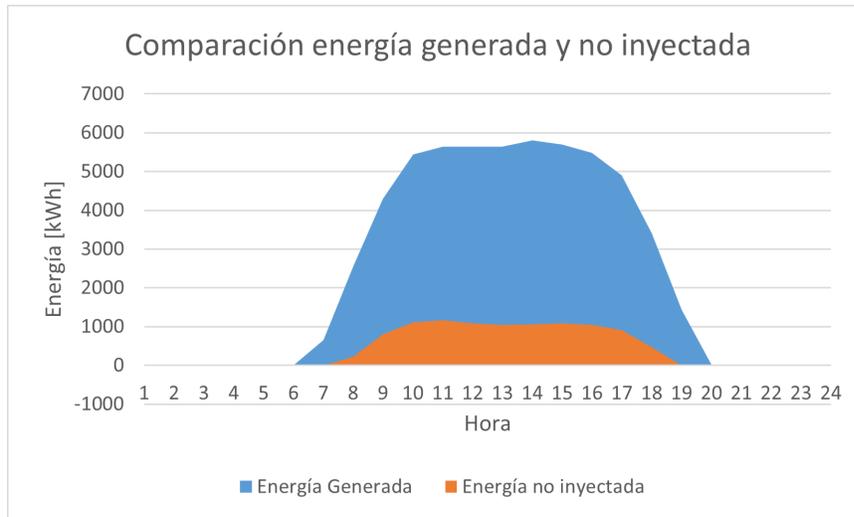


Figura 1.1: Potencia inyectada y no suministrada de un proyecto FV. Fuente: TrinaSolar

Es posible apreciar en la figura 1.1 que existe una pérdida de energía suministrada considerable cerca del medio día, alcanzando valores hasta del 15%. Esto al no estar considerado en la implementación de un proyecto puede producir importantes pérdidas. Al tener la radiación entrante al área del proyecto junto con la tecnología utilizada es posible calcular la inyección de energía del proyecto FV, lo cual junto con la capacidad de la subestación con la que se conecta el proyecto permite anticipar estas pérdidas de inyección de energía y mediante el uso de sistemas de almacenamiento, aprovechar esta energía no suministrada para desplazar la curva de generación e inyectar esta energía en otro horario más conveniente.

La idea realizada por el memorista junto a la empresa TrinaSolar corresponde al desarrollo de una evaluación técnico-económica de un proyecto fotovoltaico incluyendo sistemas de almacenamiento. En este estudio se verán los diversos temas que abarca un proyecto solar, tales como la proyección de energía no suministrada a la red por parte de la generadora, la normativa vigente y a futuro, la correcta elección y dimensionamiento tanto de la planta solar como del sistema de almacenamiento, junto con los respectivos estudios eléctricos que permitan presentar un modelo de negocios completo para poder afirmar de esta forma si esta idea de negocio es rentable en Chile.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo de título corresponde a analizar la factibilidad técnico-económica de implementar sistemas de almacenamiento en base a baterías sobre un proyecto PMGD¹ fotovoltaico de 9 [MW] de capacidad.

1.3.2. Objetivos específicos

Para poder llevar a cabo la idea mencionada anteriormente, es necesario dividir este gran proyecto en una serie de pasos a cumplir de manera separada con el fin de poder construir un proyecto sólido y bien argumentado. De esta forma, los objetivos específicos de la actual memoria son los siguientes:

- Modelar la potencia máxima de inyección del proyecto en base a las características físicas de la subestación a conectarse y la competencia de inyección respectiva del proyecto a evaluar.
- Modelar curva de generación a nivel horario del proyecto bajo las condiciones de limitación de inyección de energía obtenidas y considerando las diversas tecnologías y características de la zona en la que se ubica el proyecto.
- Elegir y dimensionar el sistema de almacenamiento en base a baterías que mas se adecúe al caso obtenido, abarcando tanto las necesidades del proyecto como las limitantes del mercado actual de estos sistemas.
- Determinar costos y ganancias finales del proyecto, abarcando tanto el CAPEX como el OPEX de este y las distintas fuentes de ingresos que considera este tipo de proyecto.
- Desarrollar una evaluación económica en base al dimensionamiento tanto de la planta fotovoltaica como del sistema de almacenamiento con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto con respecto a una situación sin limitación de inyección y con limitación pero sin uso de sistemas de almacenamiento.
- Realizar un análisis de sensibilidad sobre las principales variables encontradas en la evaluación económica para determinar los rangos de viabilidad del estudio

¹ PMGD es un tipo de proyecto cuyas siglas son “Pequeños Medios de Generación Distribuida” los cuales se conectan a redes de media tensión de una empresa concesionaria de distribución a la cual vende sus excedentes de energía.

- En base al análisis realizado, estudiar diversos escenarios que representen distintos comportamientos del mercado a futuro para determinar el nivel de riesgo u oportunidad que posee el estudio.

1.4. Estructura de la Memoria

Este trabajo esta compuesto principalmente por 6 capítulos, en el capítulo 2 se muestra el marco teórico y el estado del arte con el fin de presentar el contexto del estudio y entender los principios del funcionamiento de una planta fotovoltaica y un sistema de almacenamiento en base a baterías , además de su desarrollo en Chile, explicando el funcionamiento del mercado eléctrico Chileno y su respectiva regulación.

En el capítulo 3 contextualiza el caso de estudio, presentando los antecedentes sobre los cuales se basa el análisis propuesto. En el capítulo 4 se desarrolla la metodología del problema, detallando los pasos a seguir en el estudio y las herramientas utilizadas, se modela la limitación de inyección del proyecto estudiado y su curva de generación, se dimensiona el sistema de almacenamiento en base a baterías adecuado para el caso y luego se realiza una evaluación económica del dimensionamiento resultante, junto a un análisis de sensibilidad y de escenarios para determinar la rentabilidad ante diversos casos del mercado Chileno.

En el capítulo 5 se muestran los resultados obtenidos en cada paso de lo explicado en el capítulo anterior y su respectivo análisis para finalmente llegar al capítulo 6, donde se muestran las conclusiones del estudio.

Capítulo 2

Marco Teórico y estado del arte

2.1. Energía Solar

La energía Solar es la principal fuente de energía del planeta, la cual calienta e ilumina el entorno en el que vivimos, transmitiendo a la superficie de la tierra mas energía de la que el ser humano actualmente consume en el día a día. De esta forma, la energía solar es una energía gratuita, limpia, renovable, y a escala humana, ilimitada.

Existen distintas aplicaciones de este recurso en la actualidad, una de estas es el aprovechamiento en forma de calor, utilizada principalmente en la calefacción de agua y en cocinas , mientras que otra de ellas y sobre la cual se enfocará la presente memoria corresponde a la conversión de la radiación presente en la luz solar en electricidad mediante semiconductores llamadas celdas solares capaces de aprovechar el efecto fotoeléctrico, cuyas bases sentó Albert Einstein [26] , para convertirlo en energía eléctrica [3].

La cantidad de recurso disponible que captan estas celdas solares va a depender de la zona, condiciones atmosféricas y época del año. Es necesario tener en cuenta todo lo anterior para poder maximizar la captación de la radiación solar y de esta forma, poder construir un proyecto fotovoltaico lo mas eficiente posible.

2.1.1. Radiación Solar

La radiación extraterrestre o irradiancia solar total extraterrestre (TSI, por sus siglas en inglés), corresponde a la cantidad de potencia proveniente del sol por unidad de área, que recibe todo punto por encima de la atmósfera terrestre, y que va variando en cada instante de tiempo, su unidad de medida es $\left[\frac{W}{m^2}\right]$ y esta varía dependiendo del lugar de la tierra donde esta se mida debido a la forma ovalada del planeta [3] [4].

Existen distintas formas en que la radiación llega hacia un objeto, entre ellas se encuentran las siguientes [9]:

- Radiación directa : Corresponde a la radiación proveniente del sol que llega a un objeto o superficie sin haber sufrido dispersión en su trayecto a través de la atmósfera , de tal forma que la dirección de esta no presentó cambios.
- Radiación difusa : Corresponde a aquella radiación incidente en un objeto o superficie

una vez sufre una o mas desviaciones en su trayectoria al atravesar la atmósfera terrestre,

- Radiación reflejada: Como su nombre lo indica, corresponde a aquella radiación que si bien no sufrió cambios en su dirección al atravesar la atmósfera terrestre, fue reflejada en alguna superficie externa en dirección hacia el objeto o superficie de incidencia.

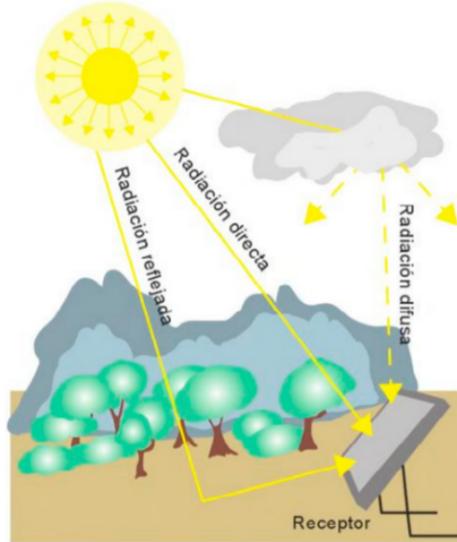


Figura 2.1: Tipos de radiación. Fuente [5]

Comúnmente la radiación reflejada es incluida dentro de la difusa debido a que ambas tienen la característica de que no proyectan sombra y además en el proceso de medición no es posible separarlas de manera correcta. En base a esto, es importante el determinar exactamente el como incide la radiación en una superficie, de lo cual surgen una serie de componentes junto con sus respectivas ecuaciones que permiten describir de forma completa la radiación incidente en un área determinada.

Lo primero que se debe recalcar es que estos términos surgen del sistema horizontal, donde el plano de referencia es el horizonte del observador, de tal forma que este se cruza con el sol en el horizonte. De este sistema surgen los siguientes conceptos con los que se determinan los factores claves para calcular la radiación incidente en un lugar: [6]

- Declinación solar: correspondiente a la posición angular del sol cuando esta en el mediodía, respecto al plano del ecuador:

$$\delta(n) = 23.45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365}(n + 284) \right] \quad (2.1)$$

Donde n corresponde al día juliano¹ en el que se evalúa la declinación.

- Ángulo horario : Desplazamiento angular del sol al este u oeste del meridiano local debido a la rotación de la tierra, 15° por hora.

$$\omega = 15^\circ \cdot [H_{solar} - 12] \quad (2.2)$$

¹ Día juliano corresponde a el número del día del año, tomando valores entre 1 y 365

- Zenit: ángulo que se forma entre la normal de una superficie horizontal y una línea que une el observador y el Sol.

$$\theta_z = \sin(\delta) \cdot \sin(\phi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\phi) \cdot \cos(\omega) \quad (2.3)$$

Donde ϕ es la latitud del lugar evaluado, δ es la declinación y ω es el ángulo horario.

- Altitud solar: Es el ángulo de la línea que une los centros del sol y el observador con su proyección en el plano horizontal desde -90° hasta $+90^\circ$. Este valor es positivo cuando el sol está sobre el horizonte y negativo cuando el sol está debajo de este.
- Azimut Solar : Corresponde al ángulo que se forma entre la proyección del sol en la superficie y el meridiano local del observador.

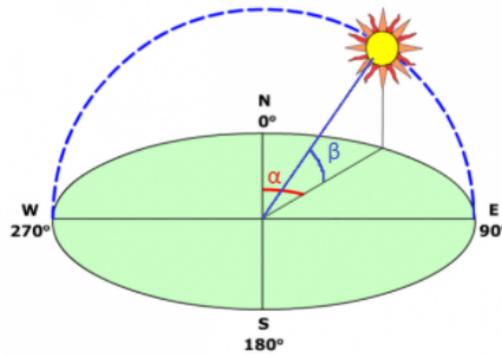


Figura 2.2: Acimut Solar. Fuente [7]

- Ángulo de incidencia : Corresponde el ángulo que se forma entre la normal de la superficie inclinada y una línea que une el observador y el Sol.

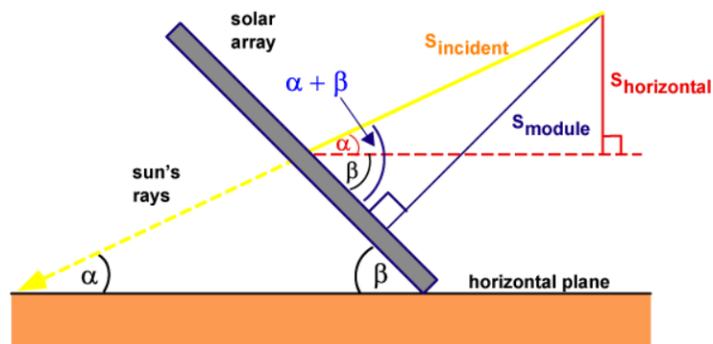


Figura 2.3: Ángulo de incidencia Fuente [7]

Considerando que $\alpha = 90 - \phi - \delta$, para superficie de inclinación fija (β) y orientadas en la dirección norte-sur (Azimut con valor 0) este ángulo se calcula según la ecuación:

$$\cos(\theta_o) = \sin(\delta) \cdot \sin(\phi + \beta) + \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) \cdot \cos(\phi + \beta) \quad (2.4)$$

Junto con todos los conceptos mencionados anteriormente, es posible tener una mayor certeza de la radiación que incide sobre una superficie, lo cual es de gran importancia a la hora de realizar los cálculos del efecto fotoeléctrico producido en los paneles solares, lo que se traduce finalmente en generación de energía.

2.1.2. Celda fotovoltaica y efecto fotoeléctrico

El efecto fotoeléctrico fue descubierto mediante experimentos con materiales semiconductores, particularmente de silicio, los cuales al presentar impurezas presentaron una alta sensibilidad a la luz solar, esto se debe a que el semiconductor de silicio posee a característica de que sus átomos están unidos por una pareja de electrones comunes, conformando un cristal no conductor a temperaturas bajas. En la medida que sube la temperatura, se desprenden algunos de estos electrones de valencia, permitiendo una conducción eléctrica relativa. Esta conductividad aumenta con la temperatura y con la influencia de la radiación luminosa [3][5].

De esta forma, la celda fotovoltaica se construye aprovechando este efecto, colocando una capa de silicio n sobre una capa de silicio p. La primera se consigue dopando el silicio con átomos pentavalentes, tales como el fósforo, arsénico, etc, lo cual aumenta el numero de electrones disponible para la conducción eléctrica. La segunda se consigue dopándolo con átomos trivalentes, tales como el boro, indio o galio, esto logra que se reduzca el numero de electrones de valencia disponibles para la conducción eléctrica los cuales son ocupados por electrones vecinos. Una vez realizado esto, se crea un potencial eléctrico entre ambas capas, al colocar capas metálicas sobre y debajo de estas se obtiene una celda fotovoltaica, donde se produce una circulación de corriente debido a la transferencia de electrones de la capa p hacia la capa n [3].

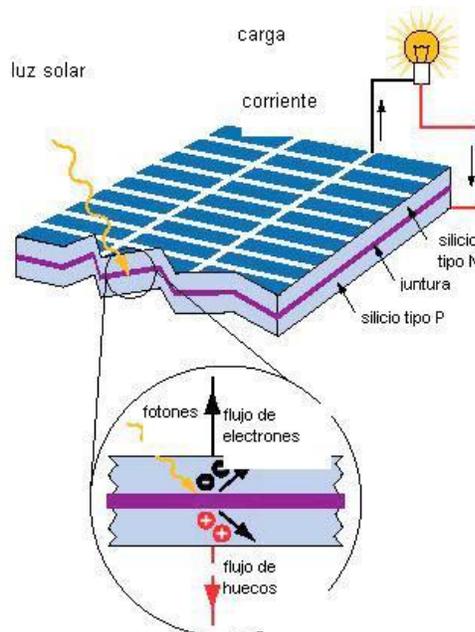


Figura 2.4: Celda fotovoltaica. Fuente [8]

Cuando la luz del sol incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del semiconductor para que así puedan circular dentro del

sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor, a través de una carga, generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo, creando de esta forma un flujo constante de corriente, principio sobre el cual se basa la tecnología solar [3][9].

2.1.3. Módulos fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico o panel solar corresponde a un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas en serie y/o paralelo. El principio de su funcionamiento en conjunto se debe a que a corrientes altas las pérdidas energéticas aumentan, por lo que al conectarse en serie estas aumentan su tensión de circuito abierto, disminuyendo de esta forma la corriente circulante, mientras que al conectarse en paralelo, se aumenta la corriente de cortocircuito del sistema. De esta forma, al conectar largas filas de módulos fotovoltaicos en serie se logran voltajes altos, suficientes para poder alcanzar entre los 600 y 1000[V] y estas filas a su vez se conectan en paralelo a un solo inversor de tal forma de optimizar la distribución de energía proveniente de los paneles.

La principal característica de un módulo fotovoltaico corresponde a su curva de corriente-tensión (I-V) junto con la curva potencia-tensión (P-V). Estas curvas son aquellas indicadas en las fichas técnicas de los módulos y permiten conocer a detalle el desempeño que estos tendrán en su aplicación.

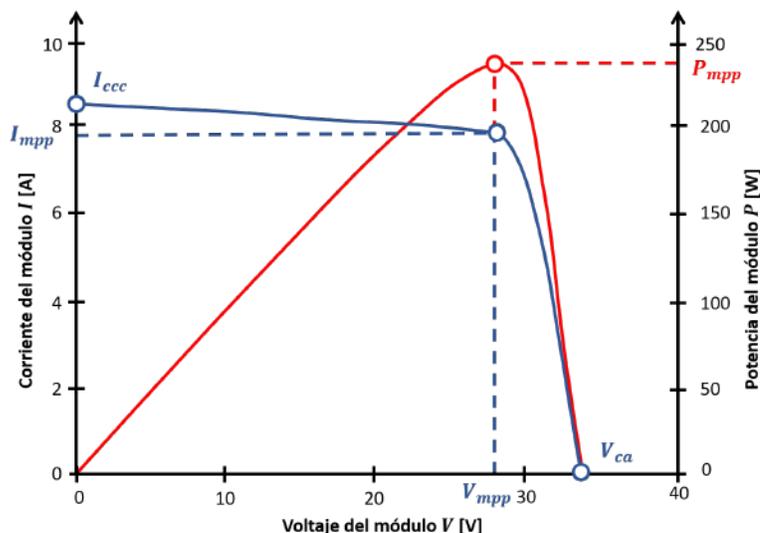


Figura 2.5: Curva I-V P-V de un módulo fotovoltaico. Fuente [3]

La figura 2.5 nos indica los parámetros más importantes del módulo fotovoltaico, ya que en base a estos finalmente se obtiene la eficiencia de estos. Entre estos parámetros se puede apreciar:

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}): Es la máxima corriente que producirá el módulo fotovoltaico bajo condiciones STC (condiciones estándares de medida²), correspondiente a una tensión igual a 0.

² Estas condiciones corresponden a una irradiancia de $1000 \frac{W}{m^2}$, una distribución espectral AM 1.5, incidencia de la luz solar sobre el panel de forma perpendicular y a una temperatura ambiente de $25^{\circ}C$

- Tensión de circuito abierto (V_{ca}): Es la máxima tensión del módulo fotovoltaico bajo condiciones STC, correspondiente a corriente igual a cero.
- Potencia máxima (P_{MAX}): Es la máxima potencia que entregará el módulo fotovoltaico bajo condiciones STC, y corresponde al par máximo I-V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}): Es el valor de corriente para obtener PMAX en unas condiciones STC.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}): Es el valor de tensión para obtener PMAX en unas condiciones STC.
- Factor de forma (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre la PMAX y el producto de $I_{cc} \cdot V_{ca}$. Este factor siempre será inferior a la unidad y es un buen indicador de calidad de los paneles solares, los cuales serán mejores mientras más cercanos se encuentren sus FF a la unidad.

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc} \cdot V_{ca}} = \frac{I_{mp} \cdot V_{mp}}{I_{cc} \cdot V_{ca}} \quad (2.5)$$

- Eficiencia (η): Es la relación entre la potencia maxima generada en condiciones STC y la cantidad de radiación solar (E_T) incidente en el módulo completo (A_T):

$$\eta = \frac{P_{max}}{A_T \cdot E_T} \quad (2.6)$$

2.2. Sistemas de almacenamiento

Un sistema de almacenamiento es el conjunto de equipos y dispositivos encargados de almacenar energía a lo largo del tiempo en forma de energía eléctrica, química o mecánica. Dependiendo de cual de estas formas de energía sea la utilizada se puede diseñar y dimensionar un sistema de almacenamiento con sus respectivas características técnico-económicas. A continuación se describirán las distintas tecnologías utilizadas en sistemas de almacenamiento [10] [11].

- Bombeo hidraulico (PHS): Se utiliza la fuerza de gravedad como medio de almacenamiento de energía mecánica potencial. Se utilizan bombas para subir el nivel del agua de un estanque a otro ubicado a mayor altura, de tal forma que al tener una demanda de energía se utiliza esta agua para hacer girar turbinas, las cuales a su vez hacen funcionar un generador.
- Almacenamiento por aire comprimido (CAES): se basa en la energía mecánica que almacena el aire al comprimirlo. Para esto consume energía de la red al operar un compresor, con lo que inyecta aire a un reservorio confinado el que puede ser una caverna natural o un contenedor especialmente diseñado. Cuando se quiere generar electricidad, se retira el aire frío del contenedor y se calienta. Posteriormente se utiliza para hacer girar una turbina de expansión y con esto darle energía cinética al generador
- Almacenamiento a Gas: Ésta se basa en la reacción de electrólisis del agua para generar gas hidrógeno, el que posteriormente puede ser ocupado como combustible

- Baterías :almacena energía en forma electroquímica. Existen varios tipos , los cuales se detallarán a continuación:
 - Plomo ácido: Batería compuesta por un electrodo negativo de plomo y uno positivo de dióxido de plomo, separados por un material micro-poroso e inmersos un electrolito acuoso de ácido sulfúrico y envueltos por una cubierta plástica. Normalmente se alcanzan eficiencias entre el 75 y 90 %, con una vida útil cercana a los 4.500 ciclos
 - Sodio-sulfuro: Estos dispositivos están compuestos por un electrodo negativo de sodio, mientras el positivo está formado por sulfuro. Ambos se encuentran separados por un electrolito de aluminio. Estas baterías tienen una larga vida útil, que varía en torno a los 4.500 ciclos con una eficiencia cercana al 75 %
 - Ion Litio: Este tipo de baterías consiste en un cátodo formado por un compuesto que contiene óxido de litio y un ánodo de grafeno. Los electrodos pueden absorber o liberar átomos de litio, dependiendo del proceso de carga o descarga. Estos átomos se transportan por medio de un electrolito. Este tipo de baterías presenta ventajas con respecto a las otras, especialmente en lo que a densidad energética se refiere. Adicionalmente cuentan con una larga vida útil, superior a los 3.000 ciclos [30]. Su eficiencia de ciclo cerrado es del orden del 92 % .

Dependiendo de cual tecnología se use en el sistema de almacenamiento se puede analizar la capacidad de este en la absorción y entrega de energía a lo largo del tiempo. Los parámetros mas importantes para determinar la tecnología mas adecuada para un fin en específico son la potencia de carga y descarga y la entrega de energía necesaria.

Un ejemplo de esto corresponde a la diferencia entre una aplicación que necesite una alta entrega de energía en cortos periodos de tiempo, de tal forma que existe una demanda mas grande de potencia que de energía. Para esto es mas adecuado utilizar un banco de supercondensadores debido a que estos tienen cortos periodos de almacenamiento y altas capacidades a nivel de potencia. El otro caso sería una aplicación que tuviese una entrega constante de un volumen dado de energía, en este caso la potencia es menos considerable respecto a la energía, por lo que es mas adecuado utilizar sistemas de almacenamiento en base a baterías debido a sus rendimiento prolongado en el tiempo [11].

2.2.1. Baterías

La tecnología comúnmente utilizados en sistemas de almacenamiento conectados a redes de distribución o aisladas son las baterías debido a que son dispositivos de fácil escalabilidad e interconexión, poseyendo características técnicas favorables en capacidad de energía almacenable, potencia de carga y descarga junto con una buena relación de masa/volumen versus energía.

La unidad de un sistema de almacenamiento en base a baterías son las celdas, las cuales están formadas por un ánodo (electrodo por donde entra la corriente), un cátodo (electrodo por donde sale la corriente), un separador y un electrolito, tal como se muestra a continuación [12] :

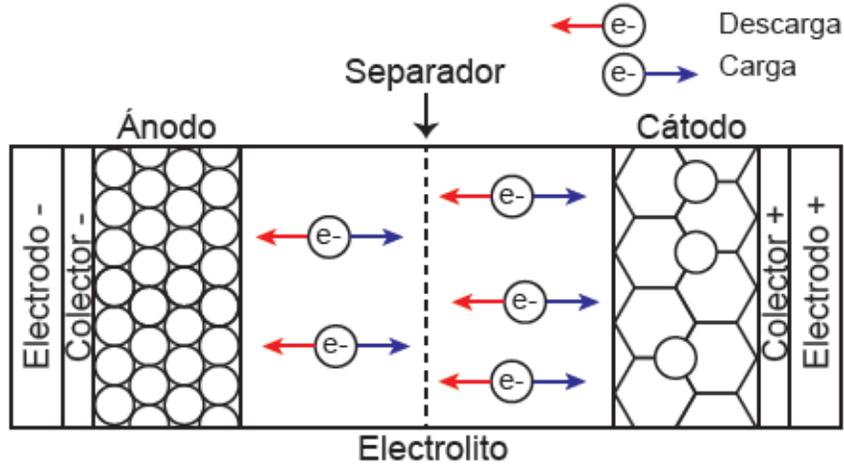


Figura 2.6: Celda electroquímica. Fuente [12]

De esta forma, una batería almacena energía química y la transforma en electricidad, siendo la carga eléctrica nominal que es capaz de almacenar determinada por la capacidad de esta, medida en ampere-hora (Ah). Dependiendo de la carga almacenada se las baterías generan una tensión (V) específica de circuito abierto, de lo cual se establece el rango de tensión máxima y mínima a las que estas son capaces de entregar o recibir corriente de forma segura [12]. Considerando el rango de tensión de operación y la capacidad explicado anteriormente es posible conocer la energía que puede almacenar una batería en forma de Watt-hora, según la siguiente ecuación:

$$E(t_f)[kWh] = E_0(t_0) + \frac{1}{3600} \int_{t_0}^{t_f} V_{oc}(SoC) \cdot I(t) dt \quad (2.7)$$

Donde $E(t_f)$ corresponde a la energía que la batería es capaz de almacenar al final del periodo, $E_0(t_0)$ es la energía que la batería tiene almacenada al principio del periodo, $V_{oc}(SoC)$ es la tensión en fuente equivalente de circuito abierto según estado de carga de la batería (resultante de la organización serie-paralelo) y finalmente $I(t)$ es la corriente circulante por la batería (tanto de carga como de descarga). Es importante que las baterías trabajen bajo los rangos especificados por el fabricante ya que de lo contrario estas pueden aumentar la temperatura a la que trabajan y de esta forma disminuir su vida útil.

Se define también el número de ciclos de una batería, cada ciclo corresponde al proceso que inicia con la batería totalmente cargada hasta descargarse alcanzando la mínima tensión recomendada y finalmente la carga hasta alcanzar la máxima tensión recomendada. De esta forma, el uso continuo de las baterías produce un envejecimiento en la composición química de estas, lo cual se ve reflejado en una pérdida de su capacidad de entregar corriente y una disminución de su capacidad de almacenamiento de energía, es por esto que se mide el estado de salud de de las baterías mediante en base a la cantidad de ciclos remanentes respecto al nominal:

$$SoH = 100 \cdot \frac{C_{nominales_actuales}}{C_{nominales_de_fabrica}} [\%] \quad (2.8)$$

Finalmente se encuentra el fenómeno de auto-descarga que ocurre cuando la carga almacenada de la batería se reduce debido a reacciones químicas internas, independientemente si estas están en uso o no. Este se expresa como un porcentaje de pérdida de carga durante cierto periodo, reduciendo la cantidad de energía disponible para la descarga, lo cual es muy importante a tener en cuenta en aplicaciones de larga duración como lo son los sistemas de almacenamiento en plantas de generación.

2.2.2. Sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías (BESS)

Los sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías que se conectan a una red eléctrica son denominados BESS (*Battery Energy Storage Systems*). Estos sistemas son arreglos de baterías configuradas en serie y en paralelo, formando bancos de baterías, los cuales vienen acompañados de equipamientos de protección e interconexión de estas y un equipo BMS (*Battery Management System*) compuesto por un hardware y software encargados de controlar la carga y descarga del banco de baterías, garantizando de esta forma una operación confiable y segura tanto a nivel de corriente y tensión, de tal forma de controlar la carga y descarga de operación respecto del SoC, temperatura y el balance entre celdas.

Esto ayuda no solo a aumentar la eficiencia del banco de baterías, si no que también aumenta su vida útil y seguridad de operación. Los bancos de baterías además poseen y controlador encargado de la comunicación con el BMS y los elementos de protección y aislación (como fusibles, relés, ventilación, etc) junto con una interfaz de usuario para la visualización del estado del BESS. Finalmente, se encuentra el PCE (*Power Converter Equipment*) que corresponde a equipos de conversión de potencia que interactúan entre la red eléctrica y las baterías, Este equipo debe ser dimensionado para que la operación del banco de baterías junto con la red sea segura en todo punto de operación. A continuación se muestra un esquema de la estructura de un BESS [10] [11] [12] [13].

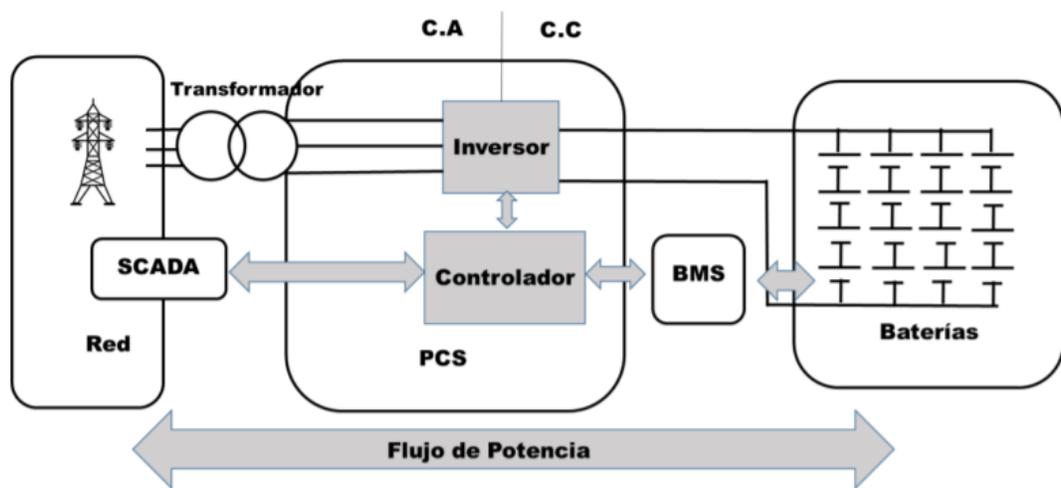


Figura 2.7: Estructura BESS Ion-Litio. Fuente [13]

2.2.3. Estado del Arte

En Chile los BESS tienen diversas aplicaciones en el suministro y manejo de energía eléctrica, particularmente en el área de generación mediante plantas ERNC, ya que pueden desempeñar labores de arbitraje de energía, seguimiento de carga y actuar como servicios complementarios (SSCC) [13]. Esto es particularmente importante en zonas con alta penetración ERNC, ya que, al ser un recurso variable, este no siempre se encuentra disponible a lo largo del día, por lo que pueden generarse congestiones en las líneas de transmisión debido a la alta inyección simultánea de energía, problema el cual se soluciona de manera eficiente mediante el uso de BESS, permitiendo una distribución de energía más eficiente y a distintas horas del día.

Es importante entender que los BESS no solo tienen aplicaciones en el área de generación, estos se pueden desenvolver en todos los sectores eléctricos debido a la gran versatilidad que entregan, ejemplos de esto se muestran a continuación:

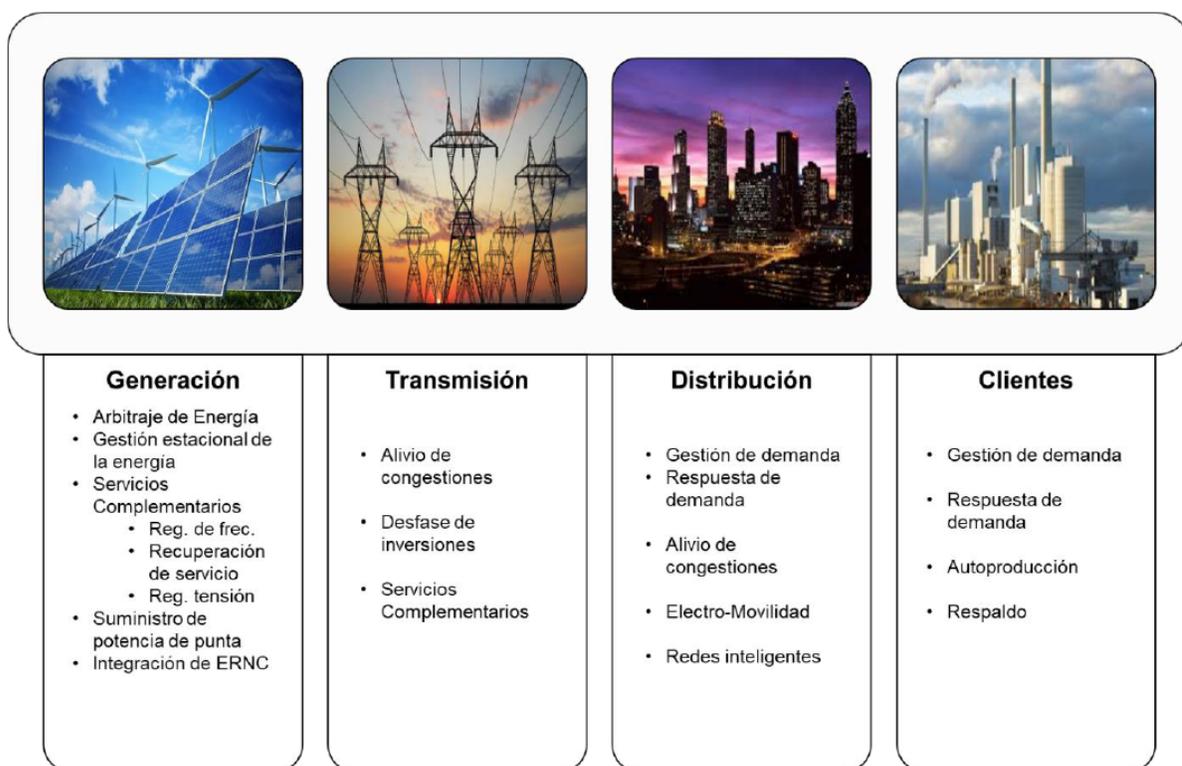


Figura 2.8: Aplicaciones de los BESS en sectores eléctricos. Fuente [13]

Este esquema ha sido estudiado y aplicado bajo diversos enfoques y países, tal como se muestra en [2], [13] y [29] [30], donde se demuestra la utilidad de los sistemas de almacenamiento para problemas que surgen tanto a nivel eléctrico como económico.

Enfocando las aplicaciones del BESS en el área de generación, se destaca el respaldo dinámico y estático que proveen a las plantas generadoras, entregando flexibilidad de operación y permitiendo que estas aporten en el control de frecuencia y de tensión. Uno de los puntos más

importantes en el área de generación ERNC es que puede desplazar en el tiempo la energía generada mediante la acumulación de energía, lo cual implica un aumento en el factor de planta de estas centrales. Esto permite que la planta generadora inyecte no solo en horario solar (para plantas FV) o cuando el viento es suficiente para hacer girar las aspas de los aerogeneradores, si no que también pueden inyectar energía en horas puntas, donde el precio de venta de energía es mayor, aumentando los ingresos recibidos y la factibilidad de este tipo de proyectos.

2.3. Mercado eléctrico Chileno

2.3.1. Bases del mercado

El mercado eléctrico Chileno se basa de tal forma que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen los operadores privados, promoviendo de esta forma la eficiencia económica mediante mercados competitivos en todos los segmentos no monopolícos. Los segmentos del mercado eléctrico se dividen en generación, transmisión y distribución, los cuales se regulan de manera diferente.

Los segmentos de distribución y parte de la transmisión son regulados y tienen obligatoriedad de servicio y precios fijados conforme costos eficientes. En el segmento de generación se ha instaurado un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal (peak load pricing), en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda.

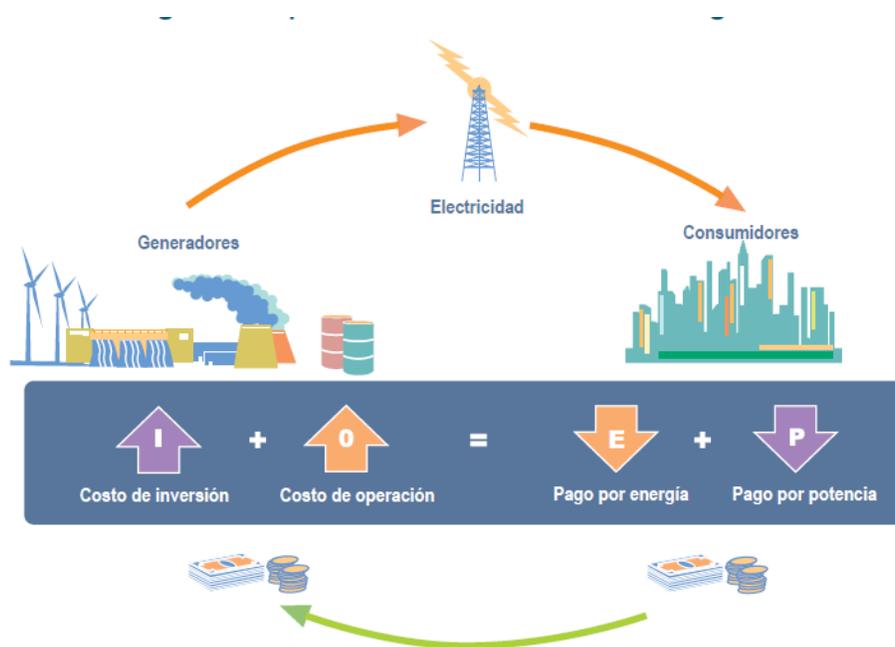


Figura 2.9: Equilibrio financiero en el modelo marginalista. Fuente [13]

El sistema de peak load pricing, teóricamente asegura que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía (E), más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de

punta (P), cubren exactamente los costos de inversión (I) más los costos de operación (O) de los productores considerados en su conjunto. El funcionamiento del mercado chileno para los sistemas eléctricos interconectados se caracteriza por la existencia de un mercado spot en el cual el precio de la energía eléctrica corresponde al costo marginal de corto plazo resultante del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda [13] .

En Chile, el modelo de mercado mayorista sigue una estructura de tipo pool [14] con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales de tipo financiero. El pool por medio de un mecanismo regulado y reconocido por todos sus miembros, establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (“clearing price” o “precio spot”), que es el precio de despeje del mercado (mercado spot). Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del operador de mercado (CDEC) y puede ser distinto en cada zona del sistema. El despacho centralizado a cargo de los CDEC se basa en la entrega de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito¹³ en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas.

2.3.2. Mercado Spot

En el caso de Chile, los contratos de suministro privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el CDEC la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras. El mercado eléctrico en Chile focaliza la competencia en la concreción de proyectos de generación eficientes (costos de inversión y operación) y en la buena gestión comercial de contratos bilaterales con clientes libres y regulados [13] [14].

En el mercado mayorista, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de la potencia. A continuación se ilustra el sistema de remuneración de del mercado eléctrico chileno:

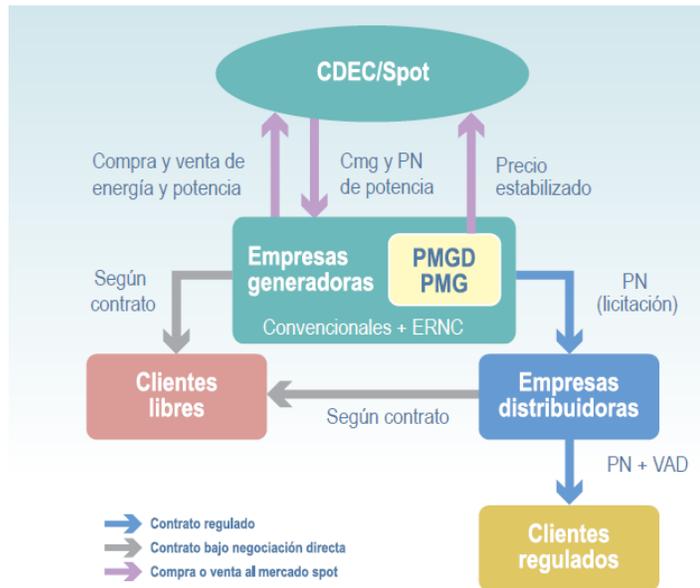


Figura 2.10: Sistema de remuneración en el mercado eléctrico. Fuente [14]

En la figura 2.10 se aprecia que las empresas generadoras se relacionan con el mercado spot a través de compras y venta de energía/potencia al costo marginal de la energía y precio de la potencia respectivamente. En el caso de PMGD y PMG también es factible acceder a un precio estabilizado en las ventas de energía. De esta forma las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados haciendo uso de las distintas tarifas reguladas para clientes finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con las empresas de generación.

2.4. Regulación

2.4.1. Tarificación Precio estabilizado

Tal como se explicó en la sección del mercado eléctrico, los PMGD y PMG pueden optar por el precio estabilizado para tarificar su venta de energía. Tal como se explica en [17], conforme a lo explicado en el artículo 9° del decreto supremo N° 88 del Ministerio de energía de 2019 los propietarios u operadores de los Medios de generación de pequeña escala sincronizados a un sistema eléctrico, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema a costo marginal instantáneo, pudiendo acceder al mecanismo de estabilización de precios, y a vender sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia a que se refiere el artículo 149° del D.F.L. N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía

Estos precios serán calculados por la Comisión sobre la base de los antecedentes y la simulación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”) realizada con ocasión de la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de febrero y agosto de cada año respectivamente.

El Coordinador Eléctrico Nacional calculará el costo marginal al cual se valorizarán las

inyecciones de energía y asignará el precio de los Excedentes de Potencia, ambos, en el punto de referencia asociado a cada Medio de generación de pequeña escala. El punto de referencia, en el caso de los PMGD será la subestación primaria de distribución más cercana a su Punto de Conexión. Para el caso de los PMG, el mencionado punto de referencia corresponderá al Punto de Conexión al sistema eléctrico, el cual deberá ser determinado por el Coordinador, de acuerdo a lo establecido en la normativa técnica [18].

Los Excedentes de Potencia del correspondiente Medio de generación de pequeña escala serán valorizados al precio nudo de la potencia de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, o el que lo reemplace y en la norma técnica respectiva .

2.4.2. Tarifificación de Potencia de suficiencia

En el mercado mayorista, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento se pueden realizar tanto transferencias de energía (como se explicó en el punto anterior) como de potencia entre empresas generadoras. Para esto, la potencia es valorada al precio nudo de potencia, el cual se aplica a un proceso que determina tanto la potencia consumida por las cargas del sistema como la reconocida a cada unidad generadora [19].

Los criterios de asignación de costos y reconocimiento de potencia de cada unidad ha sido fuente de diversas discrepancias en el sector eléctrico chileno a lo largo de su historia.

En Chile el precio de la potencia es determinado como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. Este valor es pagado por los usuarios que consumen en dichas horas y conforman la demanda de punta. Por su parte, a cada unidad generadora se le reconoce una potencia compatible con la suficiencia en base a la cual se determina su ingreso por este concepto.

A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como “pago por capacidad de tipo administrativo”, ya que no es el mercado quien valora, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. Asimismo, estos mecanismos no están exentos de simplificaciones, supuestos y criterios, los que abren espacio a diferencias de interpretación.

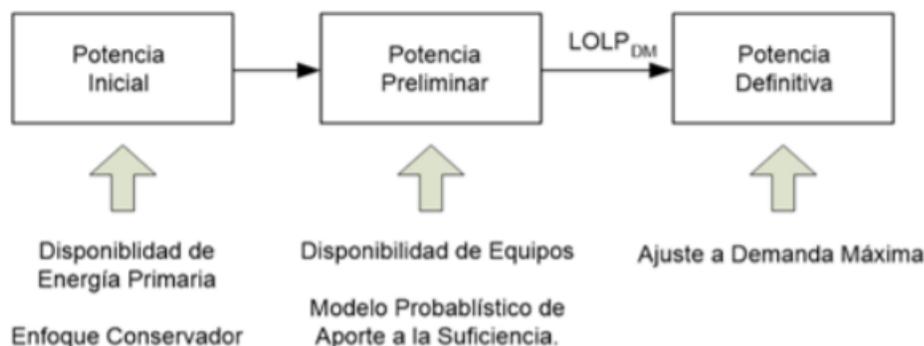


Figura 2.11: Metodología de Potencia de Suficiencia [19]

La ventana de medición de la demanda abarca el año completo y considera como demanda máxima el promedio del 0.6% de los mayores valores de demanda horaria de la curva de carga agregada del sistema. Por su parte, la potencia inicial de las centrales recoge la incertidumbre respecto de la energía primaria bajo un enfoque conservador de disponibilidad, sobre la base de estadística histórica y con una diferenciación por tecnología. Si bien el reglamento delinea las bases de los procedimientos de cálculo y sus principales parámetros, establece que una futura norma los detallará, cautelando que las ERNC tengan un tratamiento análogo al de una central convencional [19].

Capítulo 3

Caso de estudio

El proyecto evaluado en esta presente memoria corresponde al PMGD Margarita de 9MW , cuya tecnología es fotovoltaica y se ubica en la comuna de Cachapoal, región del Libertador Bernardo O’Higgins. Este proyecto se conecta al Alimentador “El Carmen” perteneciente a la subestación Las Cabras, cuya empresa concesionaria es CGE [20].



Figura 3.1: Ubicación del proyecto

Este proyecto actualmente se encuentra evaluando la capacidad de inyección del proyecto en la subestación “Las Cabras”. Para entender de mejor manera esta evaluación es necesario conocer el proceso de interconexión de los proyectos PMGD, el cual cuenta con principalmente con 5 estados de avance del proyecto. Estos son los siguientes:

- Solicitud de información: el interesado en conectarse al sistema envía una solicitud a la distribuidora respectiva para poder conectar el proyecto a la red.
- Solicitud de conexión a la red : Se solicita a la empresa distribuidora comenzar el proceso de interconexión.
- En Estudios eléctricos : Una vez comenzado el proceso, se realizan los estudios eléctricos de flujos de potencia, cortocircuitos y protecciones.

- Informe de Criterios de Conexión (ICC): Informe contractual con la distribuidora donde se definen los criterios de conexión a la red. Estos incluyen los refuerzos a la red necesarios para que el proyecto a conectarse no tenga un impacto negativo en la transmisión de energía.
- Conectado : Se encuentra actualmente inyectando energía a la red.

De esta forma, el siguiente paso en el análisis del problema corresponde al estudio de capacidad de la subestación “Las Cabras” y los proyectos en proceso de conexión sobre esta [15]:

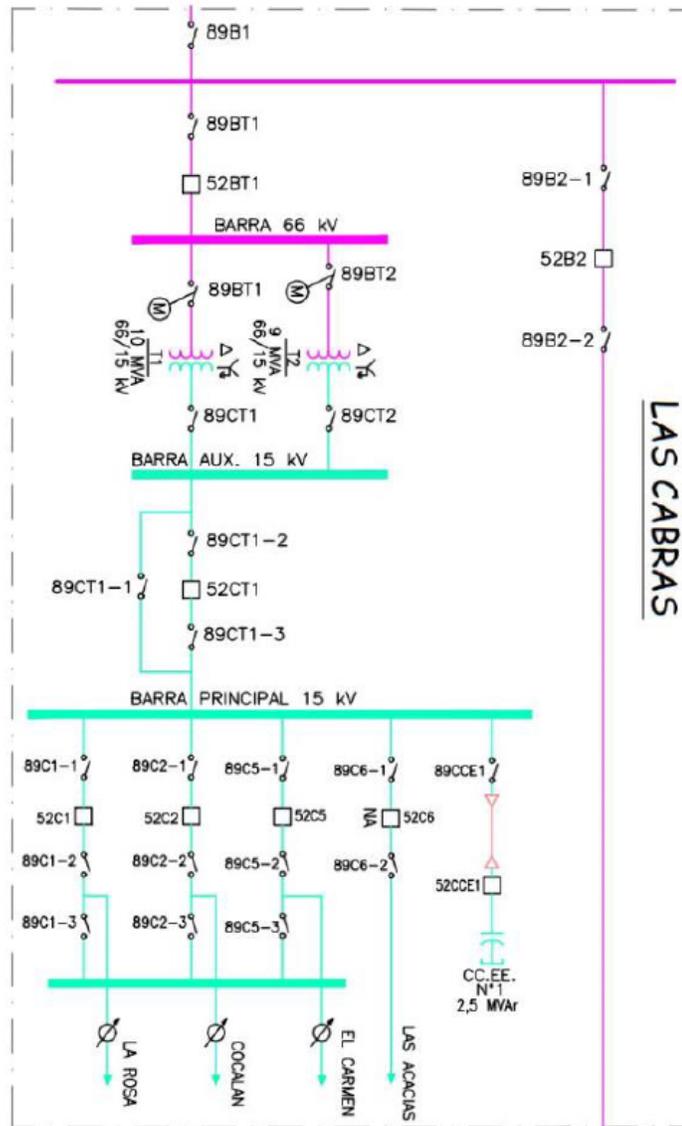


Figura 3.2: Diagrama unilineal S/E Las Cabras .

En la figura 3.2 se puede apreciar que la barra de la subestación es de 66 [kV], sobre la cual se conectan 2 transformadores de potencia de 9 y 10 MVA los cuales bajan el voltaje a 15kV, teniendo de esta forma una capacidad total de 19 [MVA]. Desde los transformadores se llega a una barra auxiliar, la cual mediante elementos de proyección se conecta a la barra

principal de transferencia conectándose finalmente a 4 alimentadores, La Rosa, Cocalan, El Carmen y Las Acacias.

Los proyectos en proceso de conexión , para la subestación las cabras, según la Base de Procesos PMGDs con Solicitud de Conexión disponible en el sitio web de CGE. [16] Para el mes de julio del año 2021 son los siguientes:

Tabla 3.1: Proceso de conexión S/E Las Cabras

Proceso	Nombre	[MW]	Estado	Alimentador
1606	Las Pampas	0.4	Conectado	EL CARMEN
2452	Los Lagos X	2.2	Conectado	EL CARMEN
2488	Adele 1	2.99	Conectado	EL CARMEN
18126	Margarita Cuatro	9	ICC	La Rosa
18161	Margarita X	9	En Estudio	El Carmen
18310	Don Chacho	9	ICC	Cocalan
19723	Verano Solar I	3	En Estudio	Cocalan

En la tabla 3.1 es posible apreciar que existen 3 PMGD conectados a la red, sumando un total de 5.59 [MW] conectados a la red, luego, existen 2 proyectos en estado de ICC sumando un total de 18 [MW]. Finalmente, se encuentran los proyectos en estudio, dentro de los cuales está el proyecto en evaluación por la presente memoria “Margarita X”, sumando un total de 12 [MW]. Cabe destacar que el estado “ICC” da prioridad sobre los proyectos en estudio para conectarse a la red, por lo que en términos de capacidad utilizada en la subestación se tiene un total de 23.59 [MW], sin contar que además existe un proyecto en paralelo de 3 [MW] en estudio.

Dada la situación actual del proyecto en el proceso de interconexión a la red y sumado a que la mayoría de los PMGD corresponde a plantas fotovoltaicas se tiene una alta probabilidad de que no exista capacidad suficiente para la inyección completa de energía, lo cual incurriría en grandes pérdidas monetarias para el proyecto debido al sobre-dimensionamiento que esta tendría bajo este escenario y a la falta de venta energía necesaria para que este sea rentable.

Es en base a esto que surge la idea de implementar sistemas de almacenamiento de energía en base a baterías (BESS) con el fin de desplazar la curva de generación, evitando los bloques de congestión en la subestación y de esta forma, tener la posibilidad de inyectar toda la energía que es capaz de entregar a la red.

Capítulo 4

Metodología

A continuación se muestra el esquema de la metodología que seguirá este trabajo de título:

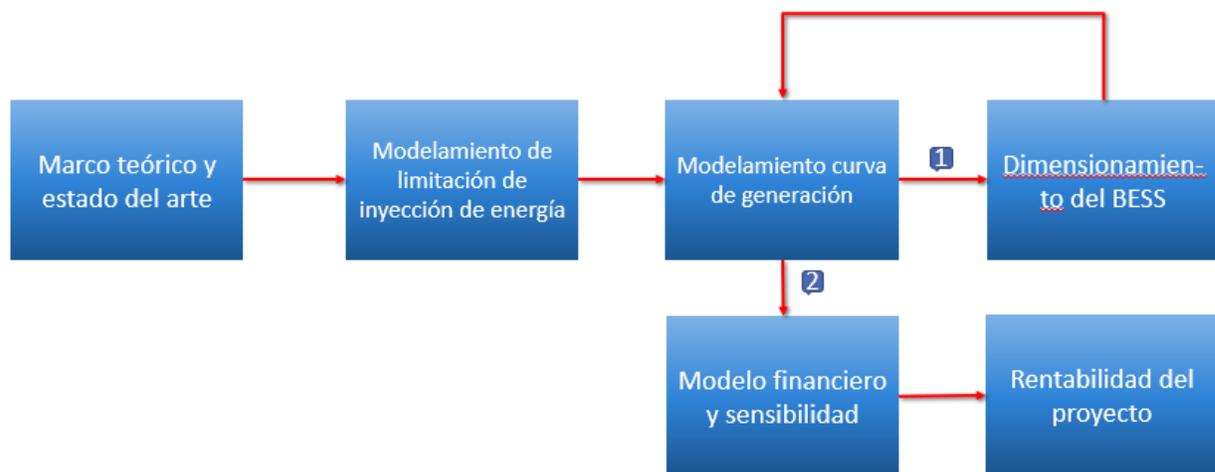


Figura 4.1: Esquema de metodología

La metodología de este trabajo parte desarrollando el marco teórico y estudiando el estado del arte tanto de las plantas fotovoltaicas como los sistemas de almacenamiento en Chile con el fin de conocer la base y las limitaciones sobre las cuales se trabajará para la correcta implementación de sistemas de almacenamiento en parques fotovoltaicos en el actual mercado Chileno.

Una vez hecho esto se inicia el desarrollo del trabajo de título modelando mediante la herramienta DigSilent [24] los flujos de potencia respectivos de la subestación a la que se conecta el proyecto con el fin de conocer la limitación de inyección que tendrá la planta bajo un escenario de demanda mínima. Una vez obtenido este valor, se procede a modelar la curva de generación de la planta fotovoltaica mediante la herramienta PVSyst [23] con el fin de obtener una generación con un alto nivel de detalle y a nivel horario.

El principal motivo de utilizar PVSyst para la curva de generación es que este programa permite diferenciar la energía generada por la planta fotovoltaica, con la inyectada a la red y lo mas importante, la energía no inyectada. De esta forma, es posible dimensionar el sistema de almacenamiento en base a la energía no inyectada, con el fin de que esta sea almacenada en horarios de congestión de la subestación e inyectada en horario nocturno, donde no se presenta congestión. Al tener el sistema de almacenamiento dimensionado, se modela nuevamente la curva de generación, considerando la nueva inyección de energía en horario nocturno.

Una vez finalizado modelada la limitación de inyección y las curvas de generación se procede a desarrollar el modelo financiero del proyecto, donde se consideran todos los costos de inversión previos al funcionamiento de la planta (CAPEX), aquellos gastos operacionales una vez esta se encuentra en funcionamiento (OPEX) y los ingresos que produce la inyección de energía tanto de la planta fotovoltaica como del sistema de almacenamiento con el fin de medir la rentabilidad del proyecto mediante estimadores financieros, tales como el valor actual neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de capital (PRC).

Al obtener los resultados del caso base, se procede a realizar un análisis de sensibilidad sobre distintas variables, tales como el precio del sistema de almacenamiento, el precio de la venta de energía y el de potencia para así determinar los rangos de viabilidad de cada una de estas variables.

En base a los resultados del análisis de sensibilidad se realizará un análisis de escenarios, en los cuales se varían 2 o más variables de las consideradas en la sección anterior con el fin de obtener resultados representativos de comportamientos del mercado a futuro.

4.1. Flujos de potencia

En primer lugar , mediante la herramienta DigSilent se simularán los flujos de potencia correspondientes al proyecto con el fin de obtener las limitaciones de inyección que realmente se tendrán a la hora de la puesta en marcha de los proyectos PMGD, en este estudio se incluirán los respectivos proyectos en competencia del proceso de interconexión y los respectivos elementos del sistema al que se conectará. En estos se incluyen transformadores, barras y líneas de transformación con los respectivos valores mostrados en la figura 3.2. Además, se debe considerar la demanda mínima que posee el alimentador “El Carmen”, lo cual es un requisito solicitado en el proceso de interconexión para determinar las limitaciones de inyección. [18]

De esta forma, considerando los transformadores de 10 y 9 MVA de capacidad y los proyectos conectados y en estado ICC de la subestación se tiene el siguiente diagrama:

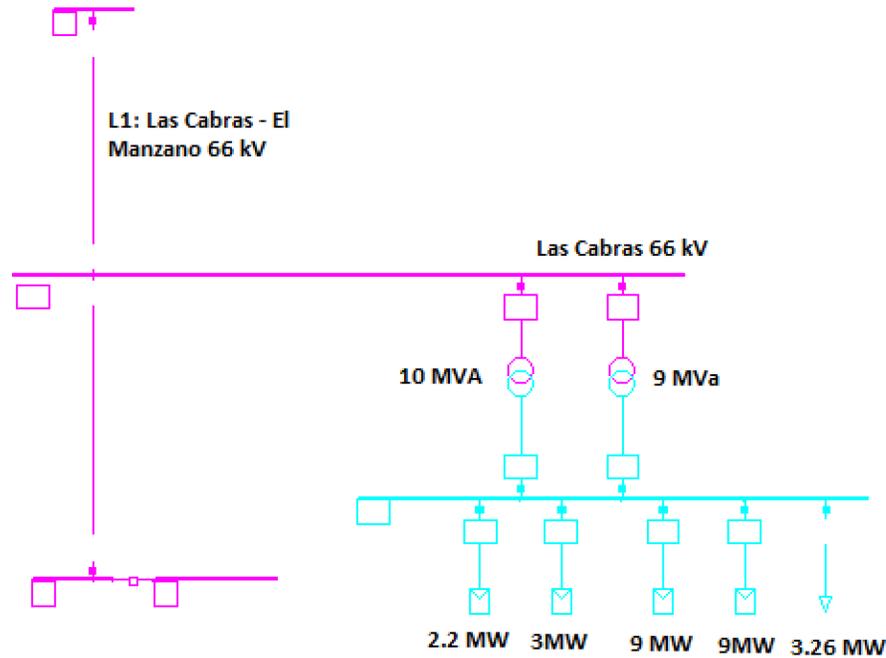


Figura 4.2: Esquema de estudio de flujos de potencia

Bajo este esquema, se simulan los posibles casos de generación que puede tener el sistema, estos son día laboral bajo demanda alta y demanda baja o día no laboral, también bajo demanda alta y baja. Gracias a la información procedente de los informes entregados por la distribuidora, en el alimentador existe una demanda mínima de 3.26 [MW].

Además, el proyecto “Las Pampas” cesó de inyectar energía a la red desde el año 2019, por lo que no se considera en los flujos de potencia. Luego, para simular los flujos de potencia, existen 2 criterios sobre los cuales se determina la máxima capacidad de inyección de proyecto, el primero corresponde a que la inyección se distribuye de igual forma para todos los proyectos, mientras que en el segundo, el último proyecto en la cola, correspondiente al proyecto en estudio, recorta su capacidad de inyección a lo necesario para no afectar a los demás proyectos. En este estudio se considerará el primer criterio.

4.1.1. Curva de generación

Una vez determinada la capacidad máxima de inyección, se debe determinar la curva de generación que tendrá el proyecto. Esto se realiza mediante la herramienta PVSyst, donde es necesario utilizar todos los parámetros relacionados al proyecto, algunos de ellos son :

- Tecnología del proyecto : La generación de una planta fotovoltaica depende del dimensionamiento que este posea, por lo cual es necesario que la simulación se realice con los parámetros adecuados para obtener información verídica de la curva de generación. Es por esto, que se deben utilizar los paneles solares correspondientes , los inversores e incluso el tipo de trackers que se utilizarán (y la técnica aplicada).
- Datos meteorológicos : Es necesario contar con los datos de irradiación, temperatura ,

viento , etc del lugar que tomará lugar el proyecto. Estos datos son obtenidos mediante la herramienta “SolarGIS” [25] y permiten que la generación de los paneles fotovoltaicos sea lo mas real posible.

- Datos del horizonte: El proyecto al no tener un terreno vacío en su totalidad, es posible que se causen sombreados a ciertas horas del día debido a arboles cercanos o incluso a desniveles, por lo cual es necesario contar con esta información, la cual es obtenida mediante “SolarGIS”.

A continuación se muestra un esquema del las consideraciones del programa:

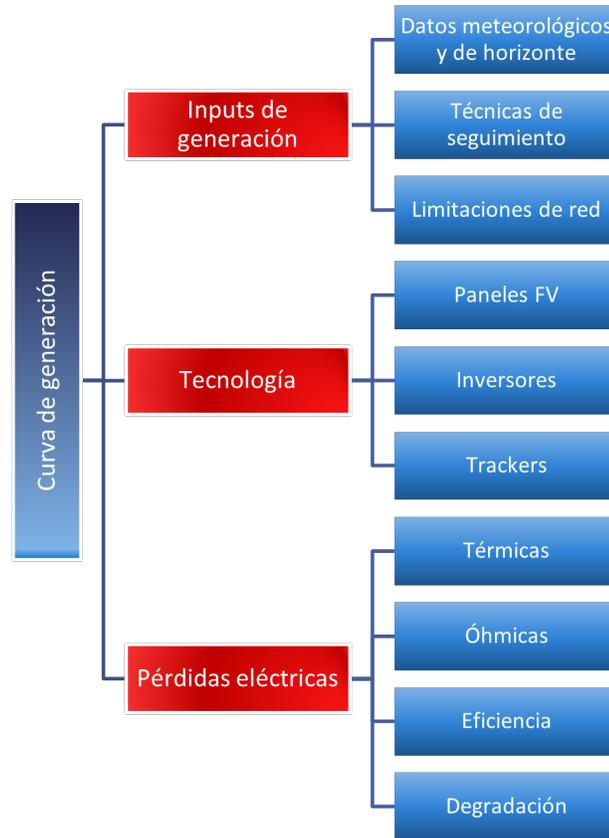


Figura 4.3: Esquema de simulación

- Tecnología del proyecto : La generación de una planta fotovoltaica depende del dimensionamiento que este posea, por lo cual es necesario que la simulación se realice con los parámetros adecuados para obtener información verídica de la curva de generación. Es por esto, que se deben utilizar los paneles solares correspondientes , los inversores e incluso el tipo de trackers que se utilizarán (y la técnica aplicada).
- Datos meteorológicos : Es necesario contar con los datos de irradiación, temperatura , viento , etc del lugar que tomará lugar el proyecto. Estos datos son obtenidos mediante la herramienta “SolarGIS” y permiten que la generación de los paneles fotovoltaicos sea lo mas real posible.

- Datos del horizonte: El proyecto al no tener un terreno vacío en su totalidad, es posible que se causen sombreados a ciertas horas del día debido a árboles cercanos o incluso a desniveles, por lo cual es necesario contar con esta información, la cual es obtenida mediante “SolarGIS”.

Luego, se procede a diseñar el arreglo de paneles fotovoltaicos con el que funcionará la planta. En este diseño se determina la cantidad de paneles que conformará cada string y la cantidad total de estos, con el fin de no superar el área del terreno a utilizar.

Una vez realizado esto, se dimensionan los inversores para no superar la cantidad máxima del proyecto (9MW) los cuales se encargaran de la conversión DC/AC de la energía y posteriormente, de la inyección de energía a la red. Este esquema se puede apreciar a continuación:

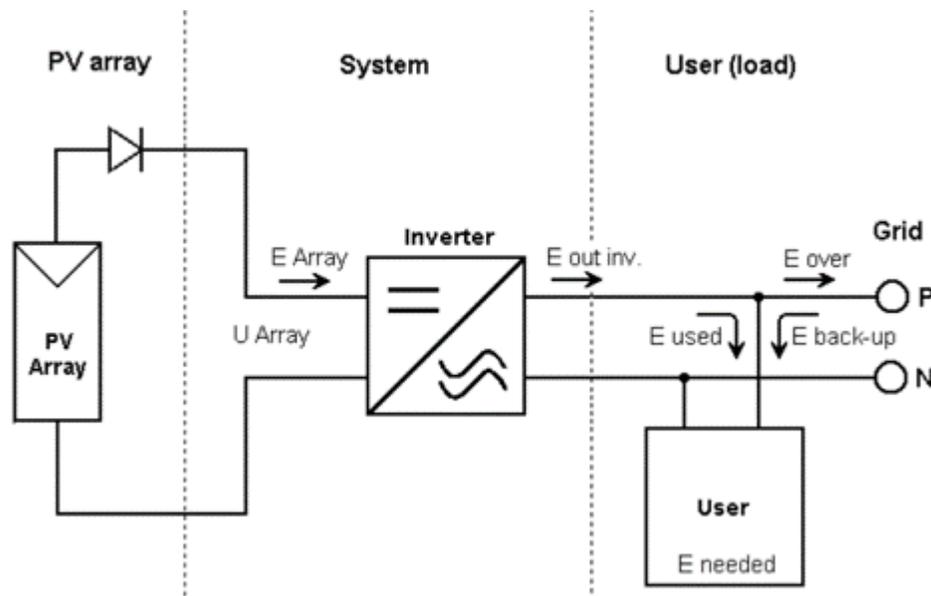


Figura 4.4: Esquema de simulación PVSystem

El resultado de generación obtenido mediante esta simulación corresponde a un archivo horario, donde se describe la generación en las 8760 horas del año y se diferencia tanto la energía generada, la energía inyectada y la no inyectada, de tal forma de poder tener los datos necesarios de comprobar si el sistema de almacenamiento está dimensionado correctamente o sobredimensionado.

4.1.2. Elección del sistema de almacenamiento

Para poder diseñar un sistema de almacenamiento eficiente, es necesario saber cual/es son las tecnologías mas eficientes para el caso evaluado, es por esto que se evalúan las tecnologías mas utilizadas en el mercado de los proyectos fotovoltaicos [21] [22].

4.1.3. Dimensionamiento del BESS

El dimensionamiento del BESS debe cumplir con lo siguiente:

$$E_{Storage-año} = Curtailment \% \cdot E_{Gen-año} \quad (4.1)$$

$$E_{Storage-diario-prom} = \frac{E_{Storage-año}}{365}$$

$$E_{BESS} \geq E_{Storage-diario-prom} \rightarrow E_{BESS}$$

Donde $E_{Storage-año}$ corresponde a la energía que necesita ser almacenada al año, $E_{Gen-año}$ es la energía generada en un año por la planta fotovoltaica, $E_{Storage-diario-prom}$ es la energía promedio almacenada en un día y E_{BESS} es el tamaño del BESS.

4.2. Evaluación económica

4.2.1. Ingresos por venta de energía y de potencia

Debido a que los paneles fotovoltaicos no pueden mantener una generación constante a lo largo de su vida útil (25 años), se aplica un nivel de degradación de estos de un 0.4% anual. Además, este proyecto se adhiere al precio estabilizado, de tal forma que las ventas por energía se calculan de la siguiente forma:

$$Ventas_{Energía}[USD] = E_{generada} [MWh] \cdot Precio Estabilizado \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (4.2)$$

De manera similar a las ventas de energía, los ingresos por potencia de suficiencia son calculados de la siguiente forma:

$$Ventas_{Potencia} = Potencia Reconocida[MW] \cdot Precio Nudo de Potencia \left[\frac{USD}{kW} \right] \cdot 1000 \quad (4.3)$$

Para los ingresos por potencia de suficiencia, los cuales según la actual regulación del mercado corresponden a pagos por la capacidad instalada que poseen las plantas generadoras, valorizado según el precio nudo de potencia.

Para el caso de plantas fotovoltaicas surge la problemática de que no es reconocida su capacidad completa instalada como potencia de suficiencia, debido a su factor de planta, por lo que estas tienen una “Capacidad de suficiencia reconocida”, la cual, va disminuyendo a lo largo de los años debido a la degradación de los paneles fotovoltaicos y otros factores. A continuación se muestran los ingresos por potencia de suficiencia.

4.2.2. CAPEX

El CAPEX (Capital Expenditures) del proyecto corresponde a todos los gastos de capital que se efectúan antes de la puesta en marcha de un proyecto y corresponde a una de las variables claves al momento de analizar la rentabilidad del proyecto, ya que este corresponde al mayor egreso del proyecto.

En este tipo de proyectos, el CAPEX se divide en 2 partes, primero se encuentran los costos e inversiones asociados al desarrollo del proyecto, donde se encuentra la compra del proyecto, estudios de sitio e ingeniería básica, Due Diligence¹ (legal, técnico , financiero, etc), entre otros.

Por otra parte se encuentran los costos e inversiones asociadas a la ingeniería, compra y construcción de materiales (también llamado EPC proveniente de las siglas “Engineering, procurement and construction” donde se encuentra el grueso de la inversión, ya que abarca la compra de los módulos, inversores, transformadores, trackers, etc, así como el transporte, garantías, gastos de interconexión y otros mas que se detallan a continuación:

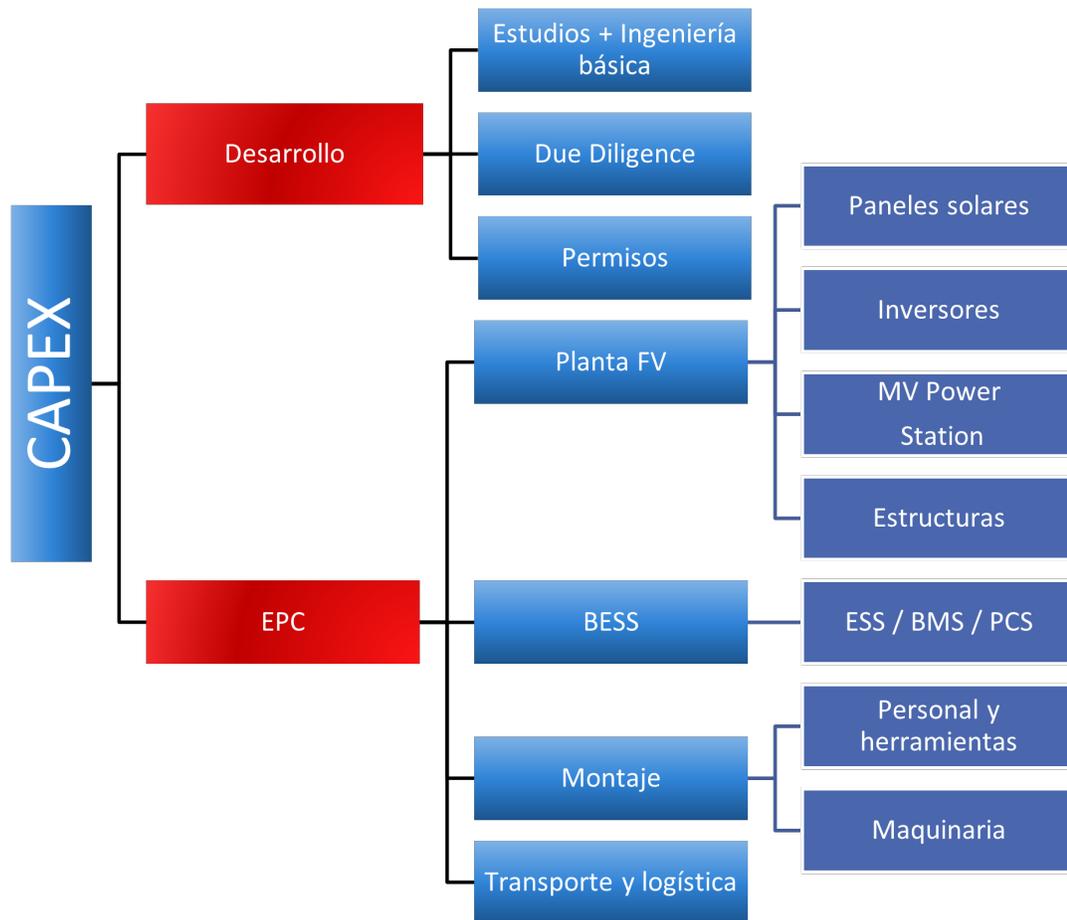


Figura 4.5: Diagrama CAPEX

¹ Due Diligence es un término, utilizado habitualmente en el ámbito de las adquisiciones empresariales, para referirse al proceso de búsqueda de información sobre una organización

4.2.3. OPEX

El OPEX (Operating ExpenseS) corresponde a todos los gastos asociados al proyecto una vez comienza su funcionamiento para que se lleven a cabo las funciones principales de un negocio y abarca distintas áreas. Este concepto es necesario para un buen funcionamiento del proyecto ya que es donde se incluyen todos los gastos básicos del proyecto con el fin de no tener inconvenientes en el funcionamiento de este.

En primer lugar se encuentran los costos fijos, correspondientes a los de operación y mantenimiento (O&M) de la planta fotovoltaica, también el arriendo del terreno a ocupar, la gestión de activos y los gastos legales, financieros del proyecto.

Luego están aquellos costos variables, como el repuesto de componentes, extensiones de garantías , gestión de activos, compromisos ambientales, seguros etc.

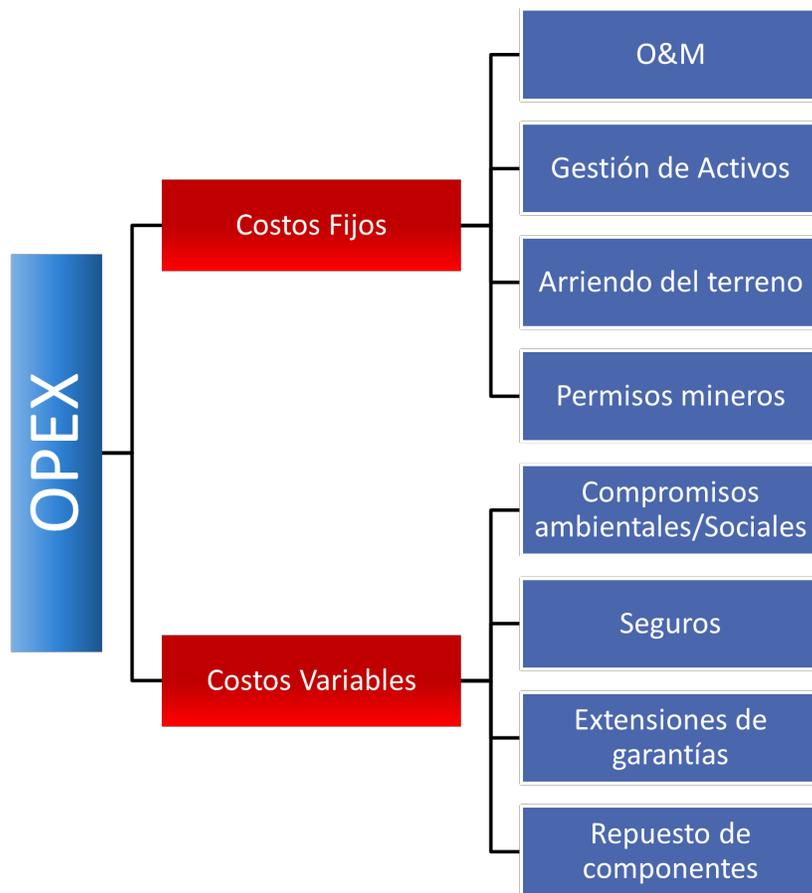


Figura 4.6: Diagrama OPEX

4.2.4. Flujo de caja

Para poder desarrollar la evaluación económica de manera correcta se deben considerar variados conceptos que influyen en el flujo de caja resultante. A continuación se muestra el esquema a seguir.

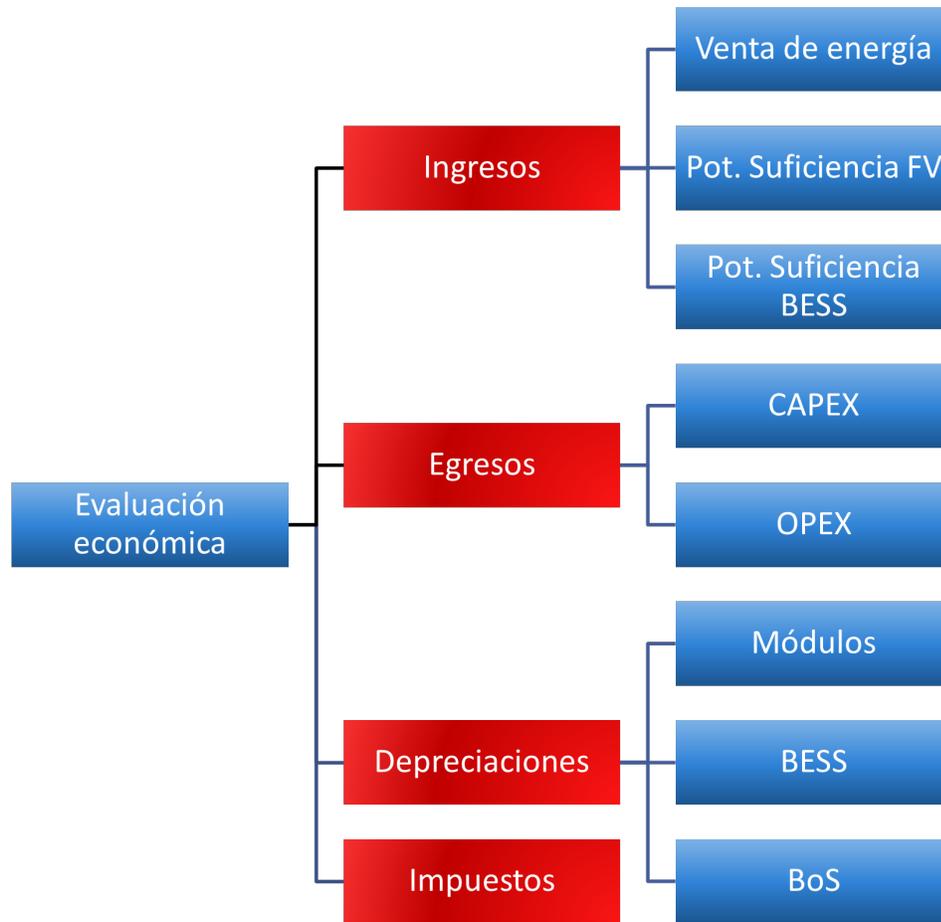


Figura 4.7: Esquema de evaluación económica

El CAPEX del proyecto se aplica en el año 0 del proyecto, antes de la puesta en marcha, mientras que los ingresos y el resto de egresos (OPEX) se aplican anualmente desde el año 1.

Luego, se aplica la depreciación a nivel, donde se considera principalmente la de los módulos fotovoltaicos, inversores, el BESS y las estructuras según la siguiente fórmula:

$$D_i = \frac{\text{Valor Inicial}_i}{\text{Vida útil}_i} \quad (4.4)$$

Donde i corresponde al activo respectivo a considerar.

4.2.5. Indicadores de rentabilidad

Una vez se cuenta con el flujo de caja del proyecto, se procede a obtener los indicadores de rentabilidad que permitirán evaluar si la implementación de BESS en el proyecto fotovoltaico

es o no posible en el contexto actual del mercado Chileno. Los indicadores que se considerarán en esta sección son :

- VAN: El valor actual neto (VAN) : También llamado valor presente neto (VPN) es uno de los métodos básicos que toma en cuenta la importancia de los flujos de efectivo en función del tiempo, encontrando la diferencia entre el valor actualizado de los flujos de beneficio y el valor actualizado de las inversiones y demás egresos de efectivo.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad (4.5)$$

- TIR : Tasa de descuento (i) que hace que la suma de todos los flujos asociados al proyecto sean 0.

$$TIR : \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (4.6)$$

- Levelized Cost of Energy (LCOE) : Este valor indica el costo de generar cada unidad de energía, tomando todos los egresos como valores actuales y dividiendo la suma de todos estos por la cantidad de energía generada a lo largo de la vida útil del proyecto. Este parámetro indica también el ingreso mínimo por ventas de energía para que el proyecto logre compensar los egresos.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{M_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n E_t} \quad (4.7)$$

Donde I_0 corresponde a la inversión del proyecto, M_t los gastos de operación y mantenimiento y F_t los gastos de combustible para el año t. Cabe destacar que este último término es 0 en plantas fotovoltaicas. Por otro lado E_t es la energía eléctrica generada para el año t.

- Periodo de recuperación de capital (PRC) : También llamado “Payback” es el periodo (x) que tarde un proyecto en recuperar el costo de su inversión original, llegando a flujos netos acumulados iguales a 0

$$PRC = \sum_{i=0}^x FC_i = 0 \quad (4.8)$$

De esta forma, evaluando la rentabilidad tanto del caso base (sin considerar el BESS) como el caso de estudio se determinará finalmente si es rentable la inclusión de sistemas de almacenamiento en base a baterías en el mercado Chileno. Cabe destacar que estos indicadores no solo deben ser mayores que los del caso base, si no que deben ser representativos de manera general en su rentabilidad.

4.2.6. Análisis de sensibilidad

Una vez se cuente con el resultado base de este estudio, en base a la respuesta obtenida de la rentabilidad del proyecto, es necesario obtener un rango de viabilidad sobre las variables claves de este, las cuales se muestran a continuación:

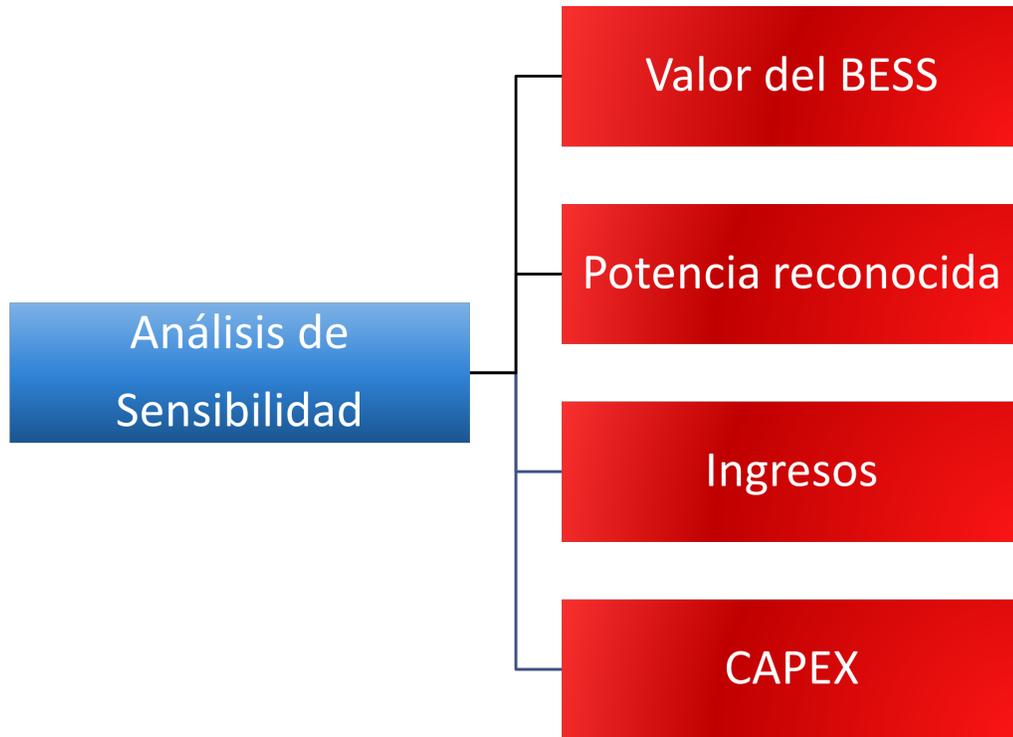


Figura 4.8: Esquema análisis de sensibilidad

En base a este resultado, se obtendrán los valores en que el proyecto es y no es rentable, pudiendo determinar de mejor manera la situación actual del mercado chileno y lo que se puede esperar en un futuro. De esta forma, el resultado final de este trabajo de título determinará la rentabilidad de la implementación de BESS en PMGD fotovoltaicos en casos de inyección incompleta de energía a la red.

Finalmente, en base a los resultados obtenidos se analizarán 4 escenarios que representen distintos comportamientos del mercado, desde una mirada extremadamente pesimista en donde se aumentará el CAPEX del proyecto y se disminuirán los ingresos del mismo, hasta un escenario extremadamente optimista, donde se disminuirá el CAPEX y se aumentarán los ingresos obtenidos.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Limitación de inyección y curva de generación

Los resultados del estudio de flujos de potencia indican que la planta fotovoltaica, bajo un escenario de demanda mínima de 3.26 [MW] solo puede funcionar a una potencia máxima de 6.8 [MW], lo cual implica que, del total de la potencia del proyecto (9 [MW] en AC), se reduce la cantidad de energía inyectada a la red con respecto a un escenario sin limitación de potencia. De esta forma, a nivel horario, el límite de inyección de energía a la red está dado por 6.8[MWh].

En base a lo obtenido anteriormente, se procede con la simulación PVSyst cuyo detalle se encuentra en el anexo [A]:

- Tecnología del proyecto :la tecnología de paneles utilizada corresponde a paneles bifaciales de silicio mono cristalino, los cuales tienen una potencia peak de 540 [W], en total se utilizan 20710 unidades, con lo cual el proyecto tiene una potencia instalada de 11.18 [MWp].

Estos paneles están organizados en strings de 38 paneles conectados en serie, de tal forma que cada string tiene una potencia de 20.52 [kWp] siendo un total de 545 y utilizando de esta forma un área aproximada de 54.000 [m²]

Estos strings están distribuidos en 45 inversores de 200 [kW] de potencia (AC), lo cual equivale a una potencia total de 9 [MW AC]

La siguiente tabla resume los parámetros de diseño del proyecto:

Tabla 5.1: Dimensionamiento PVSyst

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia DC	11.180	[kWp]
Área utilizada	54.000	[m ²]
Modulo fotovoltaico	540	[Wp]
Cantidad de módulos	20710	Unidades
Inversor	200	[kW]
Cantidad de inversores	45	Unidades

- Datos meteorológicos : Los datos meteorológicos de temperatura y radiación se muestran a continuación:

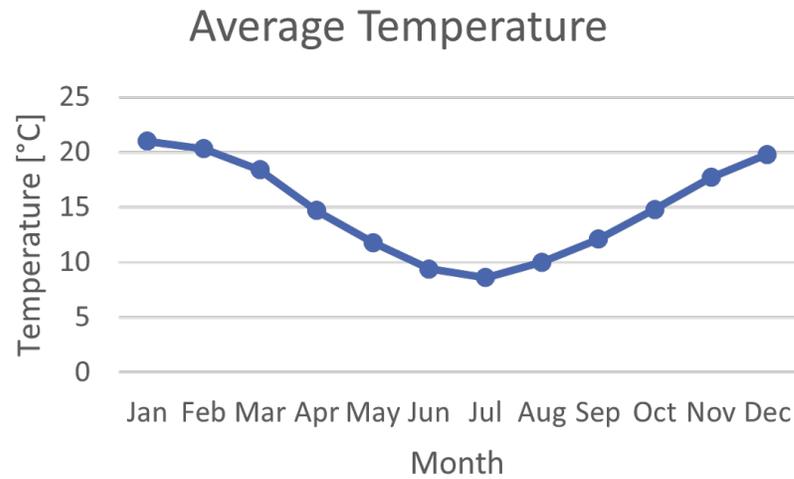


Figura 5.1: Temperatura promedio mensual

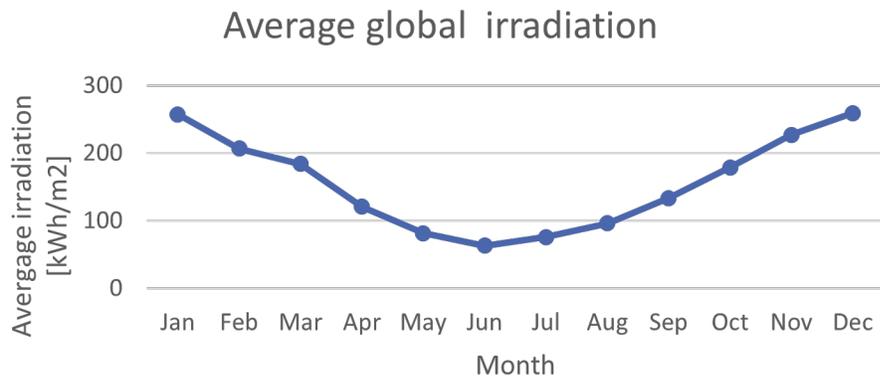


Figura 5.2: Radiación promedio mensual

- Datos del horizonte: El horizonte del proyecto obtenido directamente del sitio web SolarGIS. Este considera desniveles del terreno y el comportamiento solar a lo largo del año , tal como se muestra a continuación:

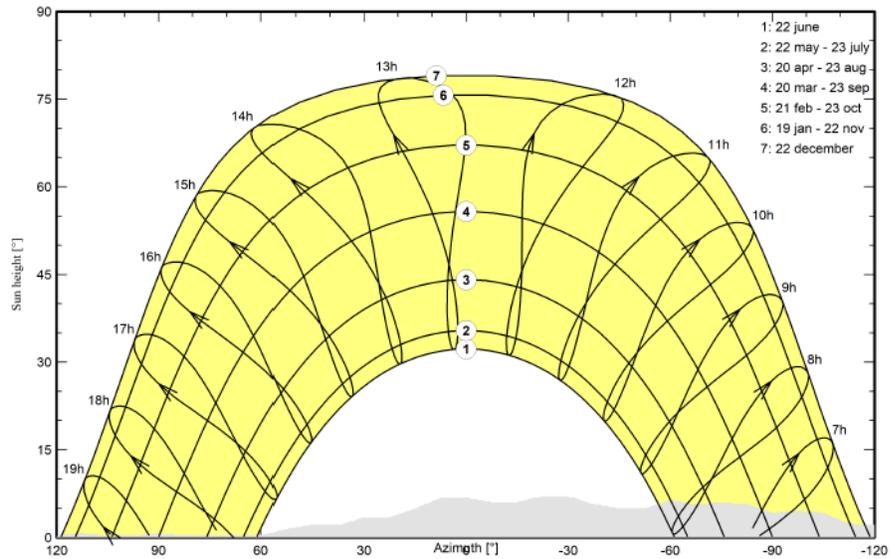


Figura 5.3: Horizonte del proyecto

El resultado de generación obtenido mediante esta simulación corresponde a un archivo horario, donde se describe la generación en las 8760 horas del año, pero esto se puede resumir en el siguiente gráfico:

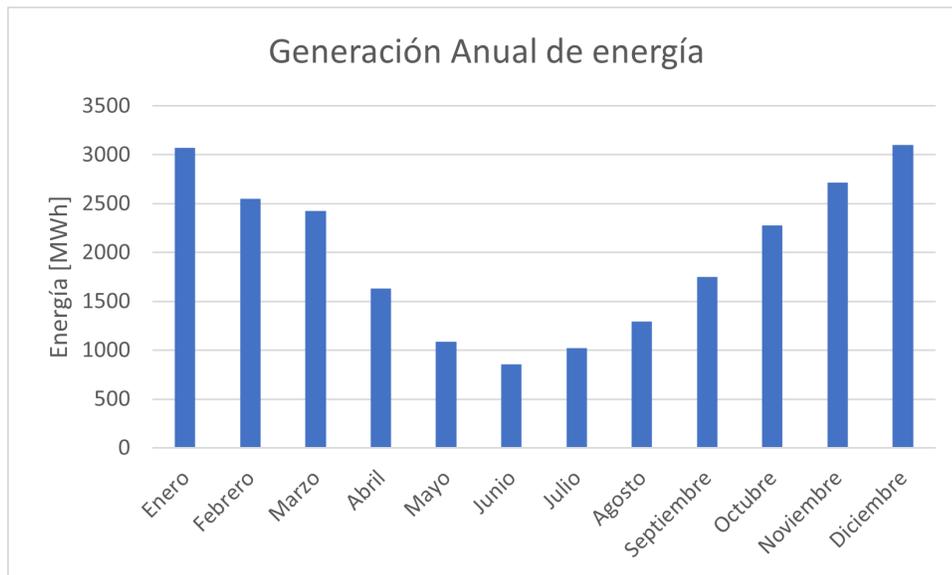


Figura 5.4: Curva de generación anual

En esta simulación se muestra el total hipotético de generación mensual de la planta fotovoltaica a lo largo de un año genérico en el caso de no tener limitaciones de inyección de energía. En base a esto, el total de generación corresponde a $24.270 \left[\frac{MWh}{Año} \right]$. Luego, considerando el resultado obtenido en el punto 3.1.1 se debe utilizar una restricción que limite la potencia de inyección a 6.8 [MW] , lo cual se aplica al archivo horario obtenido en base a la simulación

De esta forma, la limitación de inyección reduce la energía inyectada a la red a 20.625 $[\frac{MWh}{Año}]$, lo cual indica que la energía no suministrada (Curtailment) ocasionada para el caso de una planta fotovoltaica con limitación de inyección y sin uso de sistemas de almacenamiento es de 3.645 $[\frac{MWh}{Año}]$, correspondiente a una pérdida del 15% del total de energía capaz de inyectar el proyecto. A continuación se muestra la energía no inyectada a nivel mensual sobre la cual se dimensionará el sistema de almacenamiento:

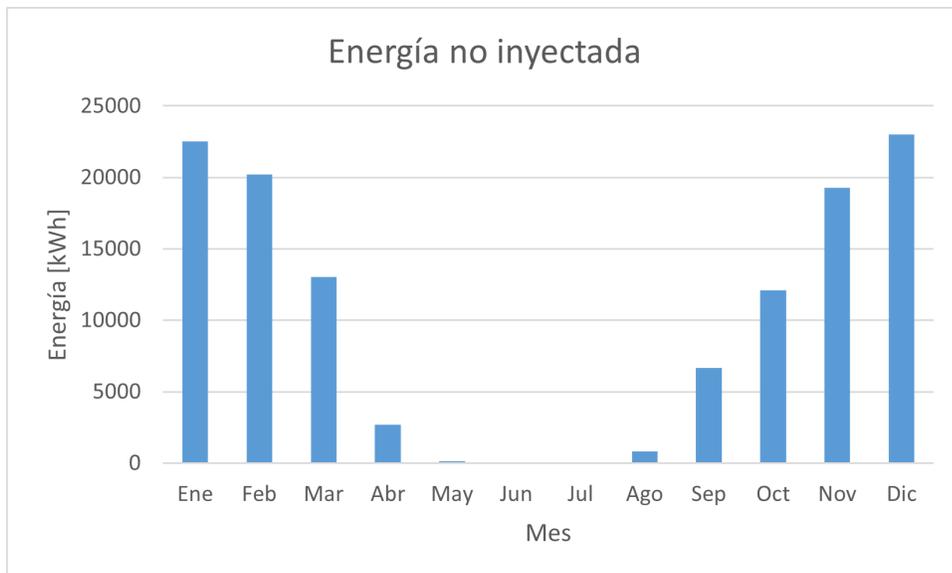


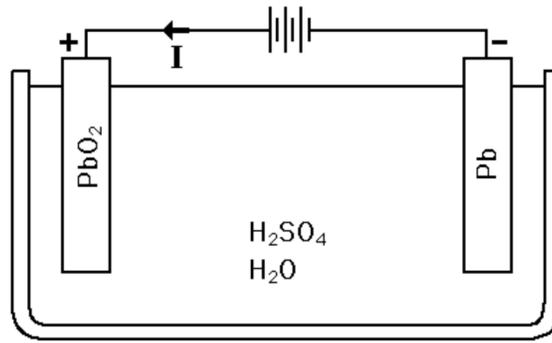
Figura 5.5: Energía no inyectada en proyecto sin sistema de almacenamiento

5.2. Dimensionamiento del BESS y nueva curva de generación

En primer lugar, se elige el tipo de tecnología a ocupar en base a la comparación de sus principales características y rendimiento.

5.2.0.1. Baterías de Plomo-Ácido

El cátodo está hecho de PbO_2 , el ánodo está hecho de Pb y el electrolito es ácido sulfúrico. Las baterías de plomo-ácido tienen tiempos de respuesta rápidos, pequeñas tasas de auto-descarga diaria ($<0.3\%$), eficiencias de ciclo relativamente altas (63-90%) y bajos costos de capital (50-600 \$ / kW h) [21] [22] .



1

Figura 5.6: Batería plomo-ácido

5.2.0.2. Baterías de Litio (Li-Ion)

En una batería de iones de litio, el cátodo está hecho de un óxido de metal de litio, como LiCoO_2 y LiMO_2 , y el ánodo está hecho de carbono grafitico. El electrolito es normalmente un líquido orgánico no acuoso que contiene sales de litio disueltas, como LiClO_4 .

La batería de iones de litio se considera un buen candidato para aplicaciones en las que el tiempo de respuesta, las dimensiones pequeñas y / o el peso del equipo son importantes (tiempo de respuesta en milisegundos, $1500\text{--}10,000 \text{ W / L}$, $75\text{--}200\text{Wh / kg}$, $150\text{--}2000\text{W / kg}$), Las baterías de iones de litio también tienen una alta eficiencia de ciclo, hasta el 97% .

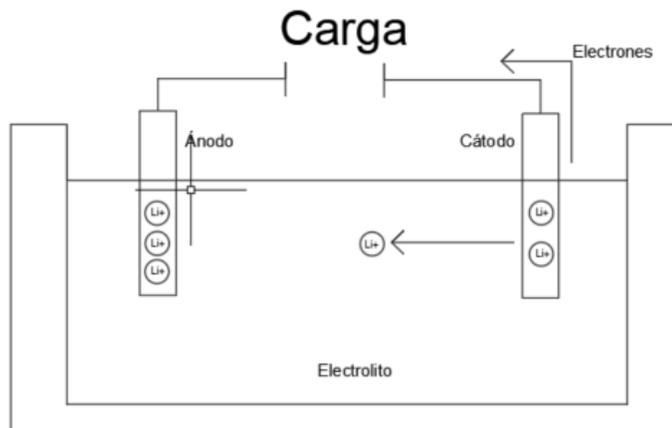


Figura 5.7: Batería Ion-Litio

Los principales inconvenientes son que el ciclo DoD (Profundidad de descarga) puede afectar la vida útil de la batería de iones de litio y, por lo general, el paquete de baterías requiere un controlador a bordo para administrar su funcionamiento, lo que aumenta su costo general.

5.2.0.3. Baterías de Sodio-Sulfuro

Una batería de NaS utiliza sodio fundido y azufre fundido como los dos electrodos, y emplea Beta-Alumina como electrolito sólido. Las reacciones normalmente requieren una temperatura de 574 a 624 K para garantizar que los electrodos estén en estado líquido, lo que conduce a una alta reactividad.

Las características deseables de las baterías NaS incluyen densidades de energía relativamente altas (150-300Wh / L), auto-descarga diaria casi nula, capacidad nominal más alta que otros tipos de baterías (hasta 244.8MWh) y capacidad de alta potencia de pulso.

La batería utiliza materiales económicos y no tóxicos que dan lugar a una alta reciclabilidad (99%). Sin embargo, las limitaciones son un alto costo operativo anual (80 \$ / kW / año) y un sistema adicional requerido para asegurar su temperatura operativa.

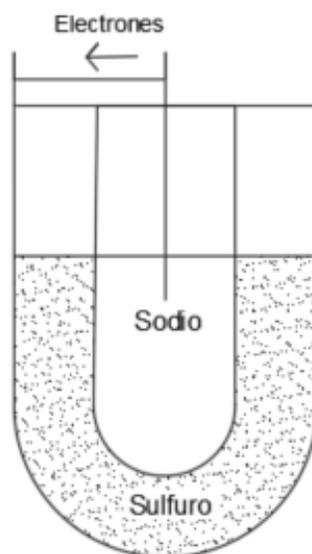


Figura 5.8: Batería de sodio-sulfuro

A continuación se muestra una comparación de lo mencionado anteriormente:

Tabla 5.2: Comparación de tecnologías de almacenamiento

Item	Ion-Litio	Ácido-Plomo	Sodio-Sulfuro
Densidad de energía [Wh/L]	350	65	200
Densidad de potencia [W/L]	1.500-10.000	10-400	120-240
Potencia específica [W/kg]	300	250	230
Autodescarga [%]	0,1	0,1	~0
Vida útil [Años]	15	13	15
Ciclos	10.000	2.000	3.000
Eficiencia de ciclo [%]	94	75	83

En base a esta información, se eligen las baterías de litio debido a su alta eficiencia, gran cantidad de ciclos y su densidad de energía y potencia, proporcionando una rápida respuesta de inyección de energía y asegurando de esta forma una larga duración del sistema de almacenamiento, permitiendo tanto descargar las baterías en grandes cantidades en pocas horas como continuamente durante varias horas.

Dado que existe una limitación de red de 6.8 MW, las pérdidas de la planta fotovoltaica por energía no vendida son aproximadamente el 15 % del total generado. La generación no inyectada anual es de 3.645 [$\frac{MWh}{Año}$] y un promedio de [$9.97 \frac{MWh}{Día}$] según lo obtenido en la simulación de PVSyst. De esta forma, el tamaño del BESS debe ser capaz de almacenar esta energía. Es importante destacar que el dimensionamiento es a nivel diario y no horario debido a que este almacena energía durante todo el horario solar con el fin de poder inyectarla a la red en horario no solar.

En esta figura se pueden apreciar las diversas pérdidas que presenta el sistema, entre las cuales están aquellas intrínsecas de su construcción, como pérdidas del inversor, óhmicas, etc. Aquella que indica la energía no inyectada a la red corresponde a “Unused energy (grid limitation)”.

Debido a que los BESS son sistemas complejos, estos normalmente son diseñados con capacidades fijas, en este caso y dadas las soluciones entregadas por proveedores del mercado de BESS se cuenta con bloques de 2[MWh], por lo que no es posible tener un sistema de almacenamiento con la capacidad justa de los 9.97 [MWh], además, esta cantidad es un promedio diario, por lo que es necesario agregarle un margen extra de capacidad para casos de mayor generación, como lo es en la temporada de primavera y verano. Dicho esto, el tamaño considerado será de 10 [MWh].

En base a este dimensionamiento, cuyo detalle se encuentra en el anexo C, en los días de congestión y de alta generación solar se pueden inyectar los 10 [MWh] que almacena el BESS. Los promedios mensuales de inyección se muestran a continuación:

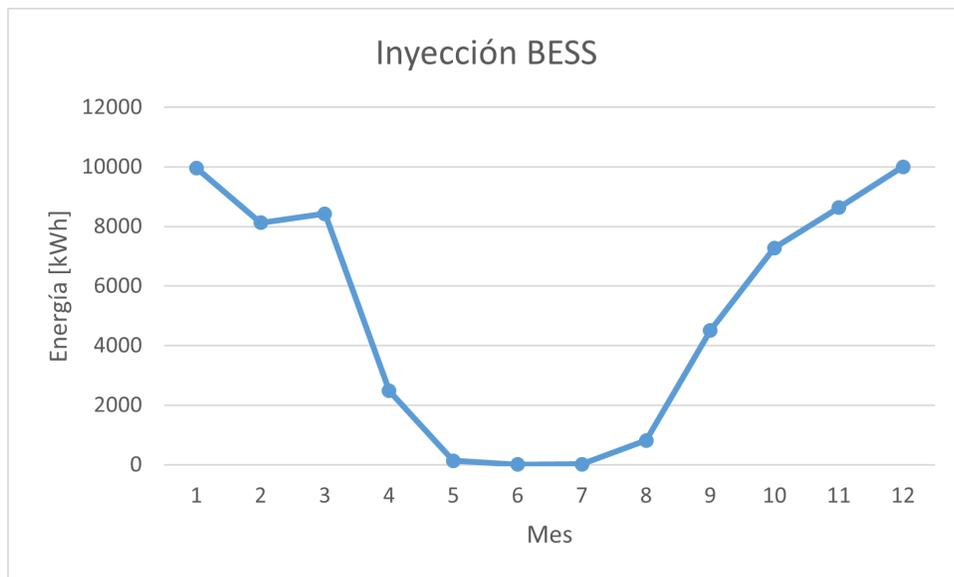


Figura 5.9: Inyección promedio del BESS

Se puede apreciar que durante los meses de mayor radiación (Enero y Diciembre) es donde se alcanza a almacenar los 10 [MWh] del BESS todos los días, mientras que para los meses de invierno la inyección del sistema de almacenamiento es casi 0.

De esta forma, los escenarios de inyección de energía con y sin sistema de almacenamiento queda como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 5.3: Generación e inyección de energía de los casos analizados

Parámetro	Valor sin limitación	Valor con limitación y sin BESS	Valor con limitación y BESS
Energía inyectada	24.270	20.624	22.496
Energía no inyectada por limitaciones de inyección	0	3.645	1.774
Porcentaje de pérdidas	0 %	15 %	7 %

De esta forma, el sistema de almacenamiento redujo el curtailment de energía desde un 15 a un 7 %, con respecto a la generación del caso sin limitación de inyección, inyectando de esta forma 1.871 [MWh] anualmente según las simulaciones realizadas.

A continuación se muestra una comparación entre la energía no inyectada y aquella almacenada por el BESS a nivel mensual, considerando la limitante de 10 [MWh] del previo dimensionamiento:

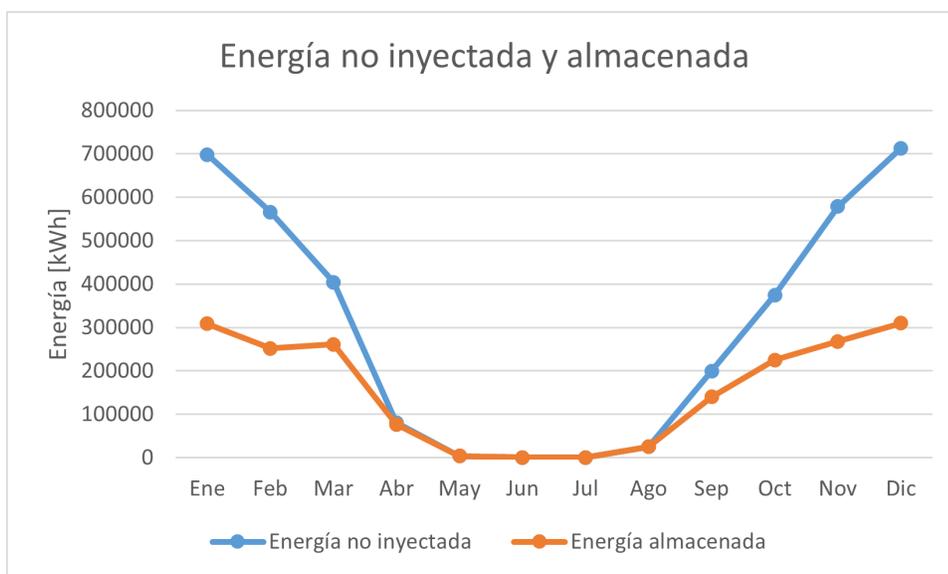


Figura 5.10: Comparación entre energía no inyectada y almacenada

De esta imagen es importante destacar la importancia de un buen dimensionamiento del sistema de almacenamiento para aplicar en este caso, ya que, si bien resultaría útil almacenar toda la energía no inyectada, se sobredimensionaría demasiado para los meses restantes entre Marzo y Octubre, lo cual implicaría importantes gastos de inversión que harían menos viable esta opción, tal como se verá en la siguiente sección.

5.3. Modelo Financiero

5.3.1. Ingresos

Recopilando la información de secciones anteriores, la planta tiene una capacidad instalada de 11.18 [MWp], donde se tiene una radiación global horizontal de 1884 [$\frac{kWh}{m^2}$]. La generación bajo estas condiciones y contando la limitación de inyección a la red es de 20.625 [$\frac{MWh}{Año}$], lo cual corresponde a un “Performance Ratio” o **PR** del 73.76 % .

De esta forma, considerando la ecuación 4.2 y que el precio estabilizado correspondiente al nodo Itahue para el actual año tiene un valor de 57.33 [$\frac{USD}{MWh}$], las ventas de energía de este proyecto son:

Tabla 5.4: Ventas por venta de energía

Ventas de energía				
Año	Generación [MWh]		Ventas [USD]	
	Con BESS	Sin BESS	Con BESS	Sin BESS
1	22,440	20,572	\$1,286,471	\$1,179,418
2	22,384	20,521	\$1,283,255	\$1,176,469
3	22,328	20,470	\$1,280,047	\$1,173,528
4	22,272	20,419	\$1,276,847	\$1,170,594
5	22,216	20,367	\$1,273,655	\$1,167,668
6	22,161	20,317	\$1,270,471	\$1,164,749
7	22,105	20,266	\$1,267,295	\$1,161,837
8	22,050	20,215	\$1,264,126	\$1,158,932
9	21,995	20,165	\$1,260,966	\$1,156,035
10	21,940	20,114	\$1,257,814	\$1,153,145
11	21,885	20,064	\$1,254,669	\$1,150,262
12	21,830	20,014	\$1,251,532	\$1,147,386
13	21,776	19,964	\$1,248,404	\$1,144,518
14	21,721	19,914	\$1,245,283	\$1,141,657
15	21,667	19,864	\$1,242,169	\$1,138,802
16	21,613	19,814	\$1,239,064	\$1,135,955
17	21,559	19,765	\$1,235,966	\$1,133,116
18	21,505	19,715	\$1,232,876	\$1,130,283
19	21,451	19,666	\$1,229,794	\$1,127,457
20	21,398	19,617	\$1,226,720	\$1,124,638
21	21,344	19,568	\$1,223,653	\$1,121,827
22	21,291	19,519	\$1,220,594	\$1,119,022
23	21,237	19,470	\$1,217,542	\$1,116,225
24	21,184	19,421	\$1,214,498	\$1,113,434
25	21,131	19,373	\$1,211,462	\$1,110,651

Considerando que los sistemas de almacenamiento aportan potencia firme al proyecto fotovoltaico, el cual de por si tiene una potencia de suficiencia reconocida de aproximadamente

el 15% según datos del coordinador eléctrico nacional y utilizando un factor del 10% de reconocimiento de potencia de suficiencia del sistema de almacenamiento, valor entregado por empresas distribuidoras, los ingresos por potencia considerando un pago de $8746.69 \frac{USD}{MW}$ son los siguientes:

Tabla 5.5: Ventas por potencia de suficiencia

Ventas de energía				
Año	Potencia FV		Potencia BESS	
	P. Suf [MW]	Ventas [USD]	P. Suf [MW]	Ventas [USD]
1	1.51	\$245,195	1.00	\$147,407
2	1.43	\$232,935	0.95	\$130,864
3	1.36	\$221,288	0.90	\$114,220
4	1.29	\$210,224	0.86	\$ 97,658
5	1.23	\$199,713	0.81	\$ 81,178
6	1.17	\$189,727	0.77	\$ 80,975
7	1.11	\$180,241	0.74	\$ 80,773
8	1.05	\$171,229	0.70	\$ 80,571
9	1.00	\$162,667	0.66	\$ 80,370
10	0.95	\$154,534	0.63	\$ 80,169
11	0.90	\$146,807	0.60	\$ 79,968
12	0.86	\$139,467	0.57	\$ 79,768
13	0.81	\$132,494	0.54	\$ 79,569
14	0.77	\$125,869	0.51	\$ 79,370
15	0.74	\$119,575	0.49	\$ 79,172
16	0.70	\$113,597	0.46	\$ 78,974
17	0.66	\$107,917	0.44	\$ 78,776
18	0.63	\$102,521	0.42	\$ 78,579
19	0.60	\$ 97,395	0.40	\$ 78,383
20	0.57	\$ 92,525	0.38	\$ 78,187
21	0.54	\$ 87,899	0.36	\$ 77,991
22	0.51	\$ 83,504	0.34	\$ 77,796
23	0.49	\$ 79,329	0.32	\$ 77,602
24	0.46	\$ 75,362	0.31	\$ 77,408
25	0.44	\$ 71,594	0.29	\$ 77,214

5.3.2. CAPEX y OPEX

Para obtener los valores de los puntos mencionados en la figura 4.5 se realizaron diversas cotizaciones y revisión de precios de mercado tanto con empresas distribuidoras como en sitios web internacionales, los cuales permitieron llegar a valores promedio representativos de cada material, además, aquellos valores de estudios, permisos, ingeniería se obtuvieron mediante la empresa colaboradora de este trabajo de título .

De esta forma, el CAPEX del proyecto considerando sistema de almacenamiento es el siguiente:

Tabla 5.6: Capex del proyecto

CAPEX			
Categoría	Item	USD/Wp	USD
Desarrollo	Compra del proyecto	0.0900	\$ 1,006,200
	Ingeniería básica y estudios de sitio	0.0030	\$ 33,540
	Due Diligence	0.0020	\$ 22,360
	Compromisos ambientales	0.0040	\$ 44,720
	Other	0.0060	\$ 66,080
	Inversión de desarrollo	0.1050	\$ 1,173,900.00
EPC	Módulos fotovoltaicos	0.2500	\$ 2,795,000
	Inversores	0.0300	\$ 335,400
	MV Power Station	0.0300	\$ 335,400
	Estructuras de soporte	0.1000	\$ 1,118,000
	BoS	0.2000	\$ 2,236,000
	BESS	0.2236	\$ 1,500,000
	Transporte y logística	0.1100	\$ 1,229,800
	Personal, HSEQ, vehículos, etc	0.0100	\$ 111,800
	Seguros	0.0020	\$ 22,360
	Permisos EPC	0.0010	\$ 11,180
	Garantías	0.0020	\$ 22,360
	Linea de evacuación (MT)	0.0100	\$ 111,800
	Contingencias	0.0087	\$ 97,512
	Inversión EPC	0.7537	\$ 9,926,612

Donde considerando un 5 % de margen para la empresa desarrolladora se tiene finalmente un valor total de 11.479.453 [USD], correspondiente a un valor unitario de $1,03 \left[\frac{USD}{W_p} \right]$.

Por otro lado, el OPEX resultante del proyecto, el cual considera valores promedio según históricos de la empresa colaboradora en proyectos PMGD, es el siguiente:

Tabla 5.7: OPEX del proyecto

OPEX		
Categoría	Item	Valor
Costos Fijos	Cuota O&M [USD/MWp/Año]	\$ 7,500
	Gestión de activos [USD/MWp/Año]	\$ 4,000
	Arriendo de terreno [USD/Año]	50,000.00
	Otros (Derechos mineros, legales,etc)[USD/Año]	\$ 15,000
	Compromisos ambientales [USD]	0
Costos Variables	Insurances [USD/year]	0,2 % EPC
	Impuestos	0,1 % ingresos
	Estrategia de inversores	Extensión
	Costo de extensión de garantía [USD]	850
	Periodicidad (Duración de garantías)	5

5.3.3. Supuestos de la evaluación económica

Para poder desarrollar la evaluación económica de manera eficaz, es necesario que los supuestos financieros estén aterrizados a las condiciones actuales del mercado, debido a esto, en conjunto con la empresa colaboradora y mediante estudios de mercado se obtienen los supuestos financieros mostrados a continuación.

En primer lugar, se tiene la vida útil del proyecto, la cual se proyecta a 25 años debido a que corresponde a la misma vida útil de los módulos fotovoltaicos, el elemento mas caro e importante del proyecto. Luego se tienen las depreciaciones de los principales elementos de la planta fotovoltaica, las cuales en este estudio por simplicidad se considerarán como lineales y de un 100 % para los siguientes elementos:

Tabla 5.8: Depreciación de materiales

Depreciaciones		
Item	Vida útil [Años]	Depreciación anual [USD]
Módulos fotovoltaicos	25	\$ 134.160
Inversores	15	\$ 16.770
BoS	25	\$ 184.470

Donde “BoS” corresponde a las siglas “Balances of System ” y para proyectos fotovoltaicos, comúnmente engloba todo lo que no sea módulos fotovoltaicos. En este caso se diferencias los inversores debido a que es el único elemento significativo con una vida útil menor.

Luego, para el análisis de este estudio no se considera apalancamiento, por lo que la deuda es del 100 %. Finalmente, para este análisis se considera una tasa de descuento del 10 % y un porcentaje de inflación anual del 2 %.

5.4. Indicadores de rentabilidad

Dadas las condiciones de limitación de inyección, la energía extra inyectada a la red por parte del sistema de almacenamiento y su respectivo valor, la evaluación económica del caso base (considerando el proyecto sin almacenamiento) y el caso de estudio (con almacenamiento), cuyo desarrollo se encuentra en el anexo D, queda de la siguiente forma:

Tabla 5.9: Indicadores de rentabilidad de la evaluación económica

Indicadores de rentabilidad			
Indicador	Caso sin limitación de inyección	Caso sin BESS	Caso con BESS
TIR [%]	14.04	11.85	12.58
VAN [USD]	3.086.557	1.384.962	2.210.625
PRC [Años]	7.70	8.71	8.28
LCOE [USD]	17.15	20.18	20.97

De esta tabla se puede apreciar que, dadas las condiciones actuales del mercado, el aplicar sistemas de almacenamiento en base a baterías a un proyecto fotovoltaico con inyección

incompleta de energía no ayuda a mejorar la rentabilidad de este mismo. Esto se debe al alto precio actual del sistema de almacenamiento en comparación a la energía que estos son capaces de entregar

5.5. Análisis de sensibilidad

Una vez se tienen los resultados del caso base, se procede a modificar las variables mencionadas en la figura 4.8 con el fin de buscar los valores en que se iguala la rentabilidad del proyecto con respecto a el caso sin sistema de almacenamiento o los valores para que el proyecto tenga al menos una TIR del 10 %.

5.5.1. Valor del BESS

El costo del sistema de almacenamiento es muy alto, abarcando aproximadamente el 13 % del valor de todo el CAPEX del proyecto, por lo cual resulta interesante saber hasta que punto debe bajar para que el proyecto sea rentable. Además, al igual que los módulos fotovoltaicos, se espera que dada la utilidad e importancia que estos elementos pueden tener, los precios bajen considerablemente .

De esta forma, la variable del valor del sistema de almacenamiento resulta particularmente interesante para el análisis de sensibilidad, ya que es la variable mas representativa.

Tabla 5.10: Sensibilidad sobre el precio del BESS

Sensibilidad precio BESS				
Precio BESS [MMUSD]	TIR [%]	VAN [MMUSD]	PRC [Años]	LCOE [USD/MW]
2.4	11.85	1.69	8.62	22.49
2.3	11.94	1.76	8.58	22.29
2.1	12.09	1.87	8.51	21.96
1.9	12.25	1.98	8.43	21.63
1.7	12.41	2.09	8.36	21.3
1.5	12.58	2.21	8.28	20.97
1.4	12.67	2.26	8.25	20.81
1.3	12.75	2.32	8.21	20.64
1.2	12.84	2.37	8.17	20.48
1.1	12.93	2.43	8.13	20.31
1	13.02	2.49	8.09	20.15
0.9	13.12	2.54	8.05	19.98
0.8	13.21	2.60	8.01	19.82
0.7	13.31	2.65	7.97	19.65

De esta tabla es posible apreciar que, para que el proyecto iguale la rentabilidad del caso sin sistema de almacenamiento, el precio del BESS debe subir a 2.42 millones de dolares, lo cual es un un aumento de precio poco considerable.

Por otro lado, disminuyendo el precio bajo el millón de dolares se puede apreciar que la rentabilidad alcanza valores del 13%, dejando un buen escenario para implementar los sistemas de almacenamiento para casos de limitación de inyección.

5.5.2. Potencia reconocida del BESS

Un buen incentivo para incorporar el uso de sistemas de almacenamiento es sistemas fotovoltaicos podría ser el aumentar la potencia reconocida de estos mismos, lo cual implicaría mayores ingresos para el proyecto y de esta forma, aumentaría su rentabilidad.

Variando porcentualmente la potencia reconocida se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 5.11: Sensibilidad sobre potencia reconocida del BESS

Sensibilidad potencia reconocida BESS				
Porcentaje de potencia reconocida [%]	TIR [%]	VAN [MMUSD]	PRC [Años]	LCOE [USD/MW]
10	12.58	\$ 2.21	8.28	20.97
15	12.92	\$ 2.50	8.10	20.97
20	13.27	\$ 2.79	7.93	20.97
25	13.61	\$ 3.08	7.77	20.97
30	13.95	\$ 3.37	7.61	20.97
35	14.30	\$ 3.66	7.46	20.97

En este caso, se debe aumentar la potencia reconocida a un 35 % para alcanzar la rentabilidad del proyecto sin limitación de inyección, lo cual es un aumento considerable tomando en cuenta que este parámetro no depende precisamente del mercado, si no de otros parámetros técnicos.

5.5.3. Ingresos

A modo general, se realiza sensibilidad sobre los ingresos debido a que la energía tiene altas posibilidades de aumentar su valor en el futuro debido a diversos factores, por ejemplo, el plan des-carbonización planeado para Chile impactará en los costos marginales del sistema, modificando su valor a lo largo de los años.

De esta forma se analiza que tanto los pagos por potencia de suficiencia como la misma venta de energía aumenten a futuro. A continuación se muestra la sensibilización sobre esta variable dentro de la evaluación económica realizada:

Tabla 5.12: Sensibilidad sobre Ingresos del proyecto

Sensibilidad Ingresos del proyecto				
Porcentaje de variación [%]	TIR [%]	VAN [MMUSD]	PRC [Años]	LCOE [USD/MW]
-30	8.55	\$ -1.18	10.74	\$ 20.97
-20	9.94	\$ -0.05	9.74	\$ 20.97
-10	11.28	\$ 1.08	8.94	\$ 20.97
0	12.58	\$ 2.21	8.28	\$ 20.97
10	13.85	\$ 3.34	7.72	\$ 20.97
11.5	14.04	\$ 3.51	7.65	\$ 20.97
20	15.09	\$ 4.47	7.25	\$ 20.97
30	16.32	\$ 5.60	6.83	\$ 20.97

5.5.4. CAPEX

Debido a la compra masiva de materiales importados, tanto de baterías como módulos, es esperable que los precios bajen, por lo cual es importante analizar esta alternativa, ya que es el impacto mas significativo del proyecto.

Tabla 5.13: Sensibilidad sobre CAPEX del proyecto

Sensibilidad CAPEX del proyecto				
Porcentaje de variación [%]	TIR [%]	VAN [MMUSD]	PRC [Años]	LCOE [USD/MW]
30	8.80	\$ -1.29	10.63	\$ 26.38
20	9.88	\$ -0.12	9.83	\$ 24.57
10	11.12	\$ 1.04	9.05	\$ 22.77
0	12.58	\$ 2.21	8.28	\$ 20.97
-8.5	14.04	\$ 3.20	7.64	\$ 19.44
-10	14.32	\$ 3.38	7.52	\$ 19.17
-20	16.46	\$ 4.54	6.77	\$ 17.37
-30	19.14	\$ 5.71	6.01	\$ 15.57

Como se puede apreciar, para que el proyecto siga siendo rentable el CAPEX puede presentar un aumento de hasta aproximadamente un 20%, lo cual indica que se tiene un buen respaldo bajo cualquier contingencia de precios de mercado. Por otro lado, para alcanzar la rentabilidad del proyecto en el caso de no tener limitación de inyección el CAPEX debe bajar un 8.5%, lo cual es un excelente escenario, ya que a futuro esta variación tiene altas probabilidades de pasar, sumado al aprovechamiento de la economía de escala de estos proyectos y que el análisis hecho en este trabajo de título considera precios “COVID-19”.

Considerando lo anterior, se tienen grandes variaciones en el precio del proyecto, ya que, por ejemplo, los módulos fotovoltaicos subieron desde 0.19 a 0.24 $\frac{USD}{W_p}$ debido a las contin-

gencias COVID aumentando el precio del proyecto en 560.000 dolares, otro ejemplo es el transporte marítimo, el cual en años anteriores, para contenedores de 40 pies rondaba entre los 4000 y 5000 dolares desde China hacia Chile, mientras que en la actualidad este valor ronda los 2000 dolares, aumentando el precio total dentro del proyecto en mas de 980.000 dolares.

De esta forma, se justifica el análisis de sensibilidad a la totalidad del CAPEX, ya que es esperable que estos precios bajen a futuro, volviendo aun mas rentable este tipo de proyecto.

5.6. Análisis de escenarios

Considerando lo analizado en la sección anterior, es esperable a futuro que mejore el panorama general para los proyectos fotovoltaicos, lo cual implica que no solo una de estas variables será la que cambie su valor, si no que estas en conjunto se modificarán, por lo que es importante estudiar el comportamiento de estas bajo distintos escenarios.

En esta sección se evalúan 4 casos representativos de cualquier suceso en el mundo en un futuro cercano, en primer lugar, se considera un escenario muy pesimista, lo cual se puede deber a crisis económicas a nivel mundial, bloqueos de importaciones, etc, donde se considera un aumento del CAPEX de un 30 % y una disminución de los ingresos del proyecto del 10 %.

Luego, como segundo caso se considera una variación menor en estos puntos debido a que el caso evaluado ya contiene precios elevados de mercado, teniendo un aumento del 5 % en CAPEX y una disminución de 5 % de ingresos.

Como tercer escenario, se considera un enfoque optimista, con un aumento de los ingresos del 7 % y una disminución del CAPEX de un 12 %. Este escenario se considera el mas aterrizado al comportamiento del mercado a futuro.

Finalmente, se considera un escenario muy optimista donde se disminuye un 30 % el CAPEX y se aumentan los ingresos en 15 %

Tabla 5.14

Escenarios a analizar		
Escenario	Variación de ingresos	Variacion del CAPEX
Escenario 1	-10 %	+30 %
Escenario 2	-5 %	+5 %
Escenario 3	+7 %	-12 %
Escenario 4	+15 %	-30 %

A continuación se muestran los resultados del análisis de los escenarios mencionados:

Tabla 5.15: Análisis de escenarios

Análisis de escenarios				
Escenario	TIR [%]	VAN [MMUSD]	PRC [Años]	LCOE [USD/MW]
Escenario 1	7.70	\$ -2.42	11.52	\$ 26.38
Escenario 2	11.20	\$ 1.06	9.00	\$ 21.87
Escenario 3	15.70	\$ 4.40	7.02	\$ 18.81
Escenario 4	21.68	\$ 7.41	5.45	\$ 15.57

Del escenario 1 es rescatable que si bien hay un aumento excesivo en el CAPEX y una disminución importante en los ingresos, esto no lleva la rentabilidad del proyecto a 0, pero bajo estas condiciones resulta mejor una inversión en otros negocios. Otra opción corresponde incentivar proyectos de esta naturaleza (con importantes ahorros de CO₂), podría ser ejecutado si es visto como un proyecto social, el cual en base a subsidios supere las pérdidas que incurriría el llevarlo a cabo.

Para el escenario 2, aun con un caso pesimista resulta rentable el proyecto con respecto a la tasa de descuento considerada, lo cual indica que se tiene una seguridad relativamente alta en el negocio, permitiendo que aun bajo contingencias menores se tenga una tasa interna de retorno mayor al 10% buscado..

Con respecto al escenario 3 se obtienen resultados importantes, ya que esto demuestra que eventualmente la rentabilidad del proyecto puede ser mejor que el caso base sin limitación de inyección de energía debido al crecimiento del mercado en si y al aprovechamiento de la economía de escalas que aplica a este tipo de proyectos.

Finalmente, con respecto al escenario 4, se tienen resultados de rentabilidad mucho mas altos que los que se tenían en pre-pandemia antes de que los precios subieran, por lo que en caso de suceder, se podría incentivar a gran escala la generación fotovoltaica para suplir consumos nocturnos y de esta forma, depender menos de los combustibles fósiles.

Capítulo 6

Conclusiones

En el presente trabajo se realiza una evaluación técnico-económica de implementar sistemas de almacenamiento en un proyecto fotovoltaico PMGD bajo un escenario de inyección incompleta de energía.

Dentro de los objetivos específicos se realiza un análisis de los flujos de potencia respectivos del proyecto, considerando las limitaciones físicas de la subestación a conectarse junto con las limitaciones resultantes de conectarse junto a otros proyectos de generación distribuida. De esta experiencia se concluye que la alta competencia de proyectos de generación puede impactar negativamente en la rentabilidad de los proyectos, ya que disminuye la energía inyectada a la red y de esta forma, en los ingresos generados.

En base a lo anterior se modela una curva de generación con la limitación de energía obtenida y se dimensiona un sistema de almacenamiento en base a la curva obtenida anteriormente. De esta forma, se crea un nuevo escenario de generación con el cual se realiza una comparación económica de los escenarios con y sin sistema de almacenamiento. Se concluye en esta experiencia que, los sistemas de almacenamiento tienen un impacto importante en la inyección de energía en casos de limitación de inyección, ya que permiten desplazar la curva de generación a horarios sin congestión debido a que los proyectos generadores, al ser también fotovoltaicos no inyectan energía a la red en horarios no solares, por lo cual la subestación permite inyección completa de energía.

En base al análisis económico del del caso sin limitación de inyección, con limitación sin sistema de almacenamiento y con limitación e implementando sistemas de almacenamiento se concluye que esta idea de negocio es rentable de aplicar bajo un escenario de limitación de inyección de energía debido a que los indicadores económicos son mas altos. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento no compensan la rentabilidad del caso sin limitación de inyección.

Si bien el resultado de este trabajo es ya es rentable , se espera que en un futuro esta rentabilidad siga aumentando , ya que tomando como ejemplo la disminución del precio de los paneles fotovoltaicos , así como las baterías de litio [27] [28], es posible lograr un valor menor de CAPEX, ya sea en la disminución del precio de los módulos fotovoltaicos como de las baterías de litio, tal como se muestra a continuación:



Figura 6.1: Precio histórico de módulos fotovoltaicos [27]

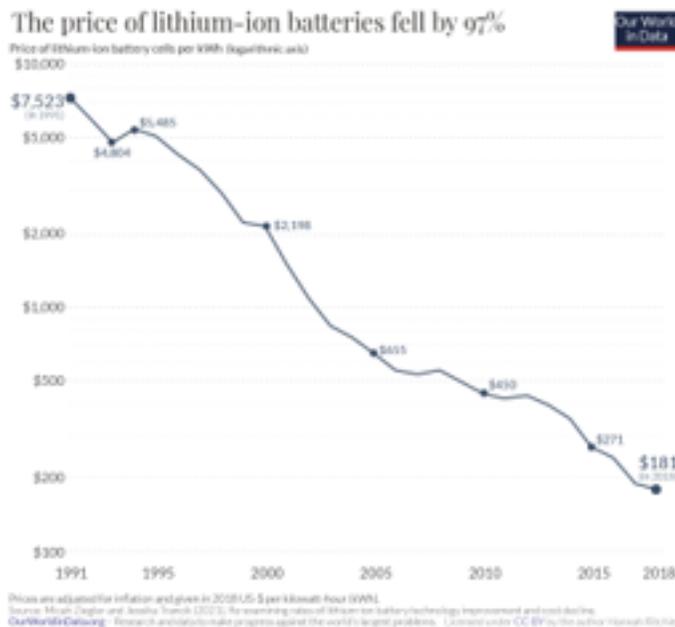


Figura 6.2: Precio histórico de baterías de litio [28]

Luego se realiza un análisis de sensibilidad sobre las variables que impactan directamente en la rentabilidad del proyecto. En esta experiencia se concluye que se tiene una buena base de seguridad para el negocio en este proyecto, ya que las variables de ingresos y costos evaluadas indican que debe existir una variación considerable para que el proyecto deje de ser rentable, en particular para el caso del precio del sistema de almacenamiento, donde este debe aumentar un 60% para llegar al mismo nivel de rentabilidad del caso con limitación de inyección pero sin sistema de almacenamiento. Por otro lado, sensibilizando las variables de CAPEX e ingresos, se concluye que esta idea de negocio presenta buenas oportunidades de crecimiento, ya que con tan solo una variación entre el 10 y 11% de los ingresos se obtiene

una rentabilidad similar a la del proyecto sin limitación de inyección, mientras que solo se necesita una disminución del CAPEX de un 8.5 % para obtener esta rentabilidad.

Además, se concluye que si bien los incentivos pueden ser una buena oportunidad de aumentar la rentabilidad del proyecto, tal como se vio con la variable de potencia reconocida, estos deben ser muy altos para poder alcanzar los valores buscados.

Finalmente se realiza un análisis de distintos escenarios que permiten representar diversos comportamientos del mercado en un futuro cercano, donde se aplican descuentos y aumentos porcentuales a ingresos e inversión. De esta sección se concluye que incluso en el escenario pesimista el proyecto sigue siendo rentable, por otro lado, para los escenarios optimistas es importante destacar que aumenta la rentabilidad considerablemente, superando la del caso sin limitación de inyección de energía, por lo que se espera que a futuro esta idea sea implementada a mayor escala y de esta forma se solucionen parcialmente los problemas de limitación de inyección de energía para proyectos fotovoltaicos PMGD, suplir consumos nocturnos mediante generación fotovoltaica de esta forma, depender menos de los combustibles fósiles.

Bibliografía

- [1] 2022. “Resolucion Exenta No 587 Proyectos-en-Construccion”n. RESOLUCION EXENTA N° 587. [online] CNE - Comisión Nacional de Energía. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/Resolucio%CC%81n-Exenta-No-587-Proyectos-en-Construccion%CC%81n.pdf> [Consultado el: 3 Enero 2022].
- [2] S. Morris C. “MODELOS DE NEGOCIO PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO ANTE UN ESCENARIO DE ALTA PENETRACIÓN ERNC”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2018.
- [3] W. Brokering Ch. and R. Palma B., Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia, 1st ed. 2018, pp. 89-108.
- [4] E. Plasencia S., L. Matos C. and A. Posadas , “Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre”, Instituto de Investigaciones FIGMMG, no. 10, 2007.
- [5] S. Sepulveda and J. Ferreira, “Technical and economic feasibility study of implementing a photovoltaic system in a water treatment plant”, researchgate, 2018.
- [6] P. Axaopoulos, Principios de la Geometría Solar, Atenas, Grecia. 2007.
- [7] “PVEducation”, Pveducation.org, 2021. [Online]. Available: <https://www.pveducation.org/>. [Consultado en:: 29- Mayo- 2021].
- [8] C. Gonzales P. and C. Ponce C., “Selección de un sistema solar fotovoltaico para un vehículo electrico”, ResearchGate, no. 1, 2013.
- [9] J. OYARZÚN G., “EVALUACIÓN PROYECTO FOTOVOLTAICO EN INSTALACIONES DE COLBÚN S.A.”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2016.
- [10] F. Celis A., “MIX ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A TRAVÉS DE UNA METODOLOGÍA GRÁFICA-ANALÍTICA”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2018.

- [11] P. Jose B., “DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO PARA CENTRALES EÓLICAS”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2013.
- [12] D. Fuchs, “SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO CON ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN CHILE”, 1st ed. Santiago de Chile: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2020.
- [13] D. Parada P. “APLICACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE SISTEMAS BESS EN PARQUES EÓLICOS Y FOTOVOLTAICOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2018.
- [14] R. Palma B., G. Jimenez E. and I. Alarcón A., ap, 1st ed. Santiago de Chile: Ministerio de Energia & CNE, 2009.
- [15] 2022. Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) . [online] Infotecnica.coordinador.cl. Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/> [Consultado en: 30 Mayo de 2021].
- [16] Cge.cl. 2022. CGE - PMGD . [en línea] Disponible en: <https://www.cge.cl/productos-y-servicios/pmgd/> [Consultado en: 30 Mayo de 2021].
- [17] “Precios Estabilizados” - Comisión Nacional de Energía, 2021.. [online] Cne.cl. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precios-estabilizados/> [Consultado en: 30 Mayo 2021].
- [18] Biblioteca del Congreso Nacional | Ley Chile , 2021. [online] www.bcn.cl/leychile. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437> [Consultado en: 30 Mayo 2021].
- [19] 2022. “Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles”. 1st ed. [ebook] Santiago de Chile: Centro de Energía Facultad de ciencias Físicas y Matemáticas de la universidad de Chile. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2017_acera_estudio_potencia_de_suficiencia.pdf [Consultado en: 3 Enero 2022].
- [20] SEIA. 2022. Ficha del Proyecto: NUEVA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA MARGARITA. [online] Disponible en: https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2146943669 [Consultado en: 3 Enero 2022].
- [21] Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. “Progress in electrical energy storage system: a critical review”. Prog Nat Sci 2009;19:291–312.

- [22] Luo, X., Wang, J., Dooner, M. and Clarke, J., 2015. “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Applied Energy”.
- [23] Mermoud, A. and Viloz, M., 1992. PVSyst. PVSyst Photovoltaic Software.
- [24] Schmieg, M, 1997. PowerFactory. Gomaringen: DigSILENT.
- [25] Suri, M. and Cebecauer, T., 2010. SolarGIS. SOLARGIS.
- [26] Moreno, E., 2022. El efecto fotoeléctrico. Museo Virtual de la Ciencia del CSIC. [online] Museovirtual.csic.es. Disponible en: <https://museovirtual.csic.es/salas/luz/luz33.htm> [Consultado en: 3 Enero 2022].
- [27] Our World in Data. 2022. Solar PV module prices. [online] Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices> [Consultado en: 3 Enero 2022].
- [28] Our World in Data. 2022. The price of batteries has declined by 97% in the last three decades. [online] Disponible en: <https://ourworldindata.org/battery-price-decline> [Consultado en: 3 Enero 2022].
- [29] C. Ovejero “EVALUACIÓN DEL PROYECTO FVSJ18 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO EN BATERÍAS”, Trabajo Final, Instituto de Tecnología de Buenos Aires, 2018.
- [30] C. Larco, “ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UNA CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA MIXTA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (SOLAR-EÓLICA) DEL SEGMENTO PMGD”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas, Departamento de Ingeniería Industrial

Anexos

Anexo A

Diseño PVSyst de la planta fotovoltaica

Para realizar la simulación de la planta fotovoltaica, en primer lugar, es necesario ingresar los datos meteorológicos que este tiene. Estos datos fueron sacados del sitio SolarGIS y son los siguientes:

Tabla A.1: Datos SolarGIS 1

Month	GHI _m	Diff _m	DNI _m	T24	ALB _m
Jan	257.4	59.5	277.8	21	0.17
Feb	206.8	49.5	228.7	20.3	0.17
Mar	184.1	45.7	223.1	18.4	0.16
Apr	120.9	38.9	154.5	14.7	0.16
May	81.3	35.2	102.9	11.8	0.14
Jun	63.3	27.8	88.5	9.4	0.12
Jul	76.1	31	106	8.6	0.13
Aug	96.1	39.4	113.4	10	0.13
Sep	133.4	51.1	138.7	12.1	0.15
Oct	178.8	62.5	174.7	14.8	0.16
Nov	227.2	62.6	234.6	17.7	0.16
Dec	259	63.4	272.1	19.8	0.17
Year	1884.2	566.7	2114.9	14.9	0.15

Donde GHI corresponde al promedio mensual de la suma de radiación global horizontal, Diff es el promedio mensual la suma de radiación difusa, DNI es el promedio mensual de la suma de radiación directa, T24 e sla temperatura promedio diaria a 2m sobre el suelo, ALB es el albedo (fracción de la radiación reflejada por la superficie)

La segunda tabla de datos utilizada es la siguiente:

Tabla A.2: Datos SolarGIS 2

Month	WSm	RHm	PWATm	PRECm	CDDm	HDDm
Jan	2.7	46	15	1	149	71
Feb	2.5	48	15	1	126	70
Mar	2.3	49	14	9	113	100
Apr	2	52	13	29	57	132
May	1.9	60	13	98	15	193
Jun	1.9	68	12	151	0	268
Jul	1.9	71	11	162	0	307
Aug	1.9	71	12	97	1	266
Sep	2.1	68	11	47	15	215
Oct	2.3	64	12	26	44	165
Nov	2.6	54	12	16	89	116
Dec	2.7	49	14	6	132	87
Year	2.3	58	13	643	742	1990

Donde W_s es la velocidad promedio mensual del viento a 10 metros sobre el suelo, RH es la humedad relativa promedio mensual a 2 metros sobre el suelo, $PWAT$ es la cantidad de humedad al nivel del suelo, $PREC$ es la suma de precipitación mensual, CDD cuantifica la demanda de energía necesitada para enfriar el sistema y HDD para calentarlo.

El siguiente paso es dimensionar el sistema, para lo cual se utilizaron paneles fotovoltaicos de 540[W] bifaciales junto a inversores de 200[kW] de potencia. En base a esto, se utilizan 38 módulos en serie para cada string, siendo un total de 545. De esta forma, se obtiene una capacidad instalada de 11,18[MWp] (capacidad en paneles fotovoltaicos) y 9[MW AC] (capacidad en inversores).

Luego se construye la perspectiva del proyecto en base a la cantidad de paneles resultantes, donde se podrá determinar de manera correcta el sombreado que estos tendrán y el área utilizada:

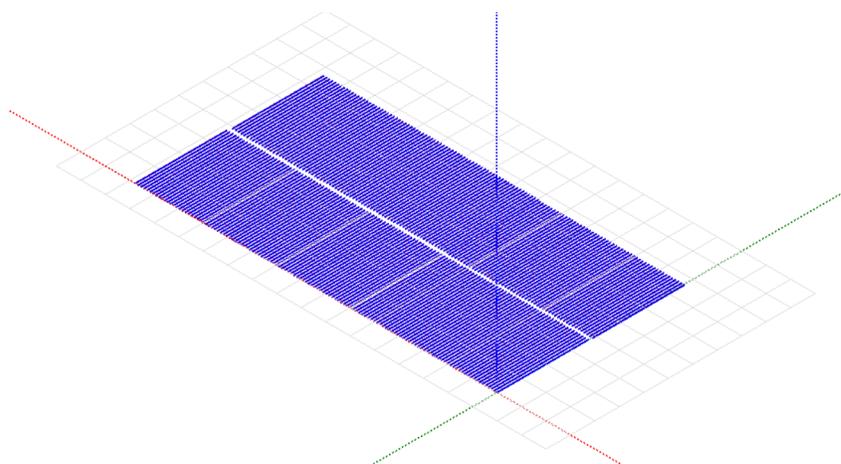


Figura A.1: Sombreado PVSyst

El siguiente paso es definir la orientación del sistema, técnicas de seguimiento e inclinaciones de este. Este paso funciona directamente del punto anterior, quedando determinadas las estrategias de seguimiento solar:

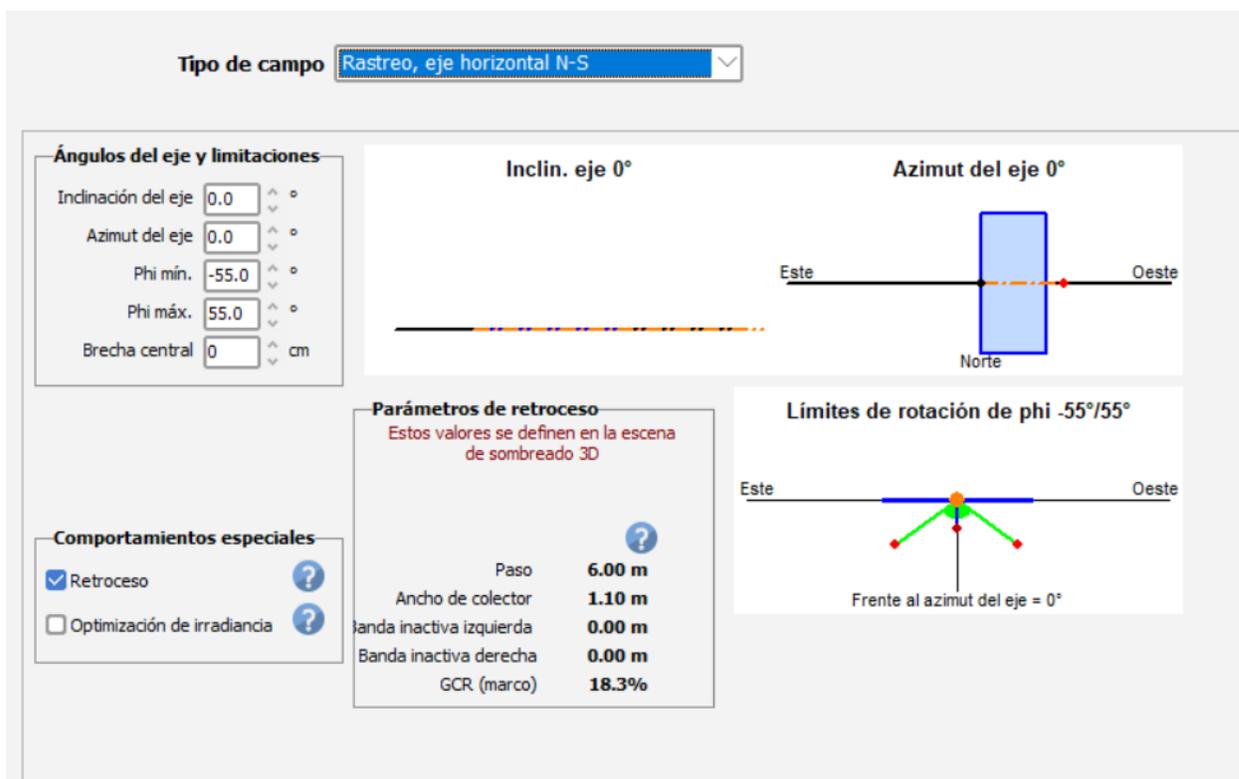


Figura A.2: Orientación del sistema

Luego, se definen las pérdidas eléctricas del proyecto, las cuales se muestran a continuación:

Tabla A.3: Pérdidas eléctricas del proyecto

Pérdida	Parametro	Valor	Unidad
Térmicas	Factor de pérdida constante UC	29	W/m ² K
	Factor de pérdida del viento	0	W/m ² K/s
Óhmicas	Fracción de pérdida STC	0.5	%
	Caída de voltaje diodo en serie	0.7	V
	Fracción de pérdida en Pnom (Inversor)	1.5	%
	Fracción de pérdida en Pnom (LMT)	0.73	%
	Pérdidas de hierro	0,1	%
	Perdida de cobre (resistiva)	0.87	%
Calidad del módulo	Pérdida de eficiencia módulo	0.8	%
	Perdida de potencia en MPP (Desajuste de módulos)	1	%
	Degradación inducida por luz	2	%
	Perdida de potencia en MPP (Desajuste en strings)	0.1	%
	Pérdida de suciedad anual	2	%
Auxiliares	Pérdidas continuas (ventiladores, etc)	0	kW
	Perdida proporcional de salida del inversor	2	w/kW

Finalmente , se colocan los parámetros de limitación de inyección, donde se utiliza la opción de limitación de potencia de la red a 6.8 [MW], limite el cual se aplica al punto de

inyección y para este estudio se diferenciará como una pérdida separada del resto con el fin de darle énfasis en esta pérdida de energía.

En base a lo anterior, se procede a simular la generación de la planta fotovoltaica para un año común, obteniendo los siguientes resultados:

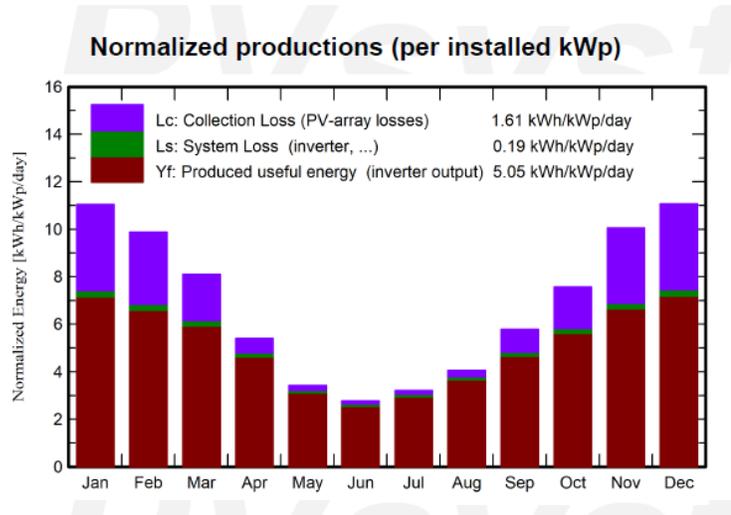


Figura A.3: Generación normalizada

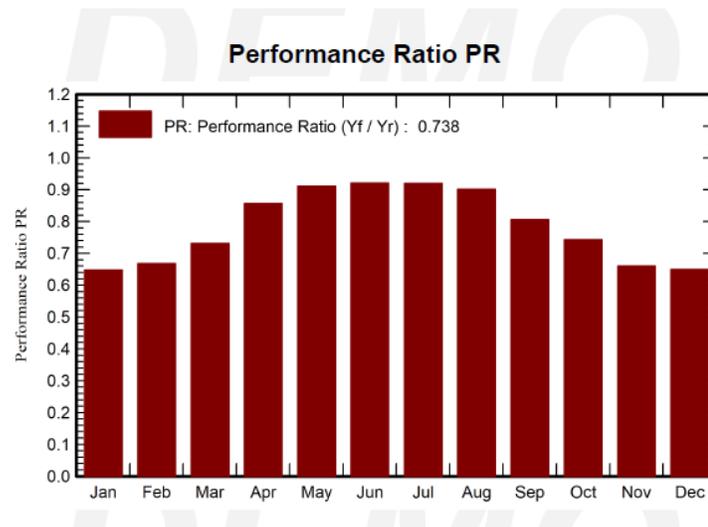


Figura A.4: Performance ratio

Donde se obtiene una generación de energía anual de 20.624 MWh al año, lo cual se debe a la limitación de inyección y es posible apreciarlo debido al bajo performance ratio que tiene la planta solar, con un valor del 73,76 %.

A continuación se muestra la figura de rendimiento obtenido en el modelamiento de la curva de generación: A.5

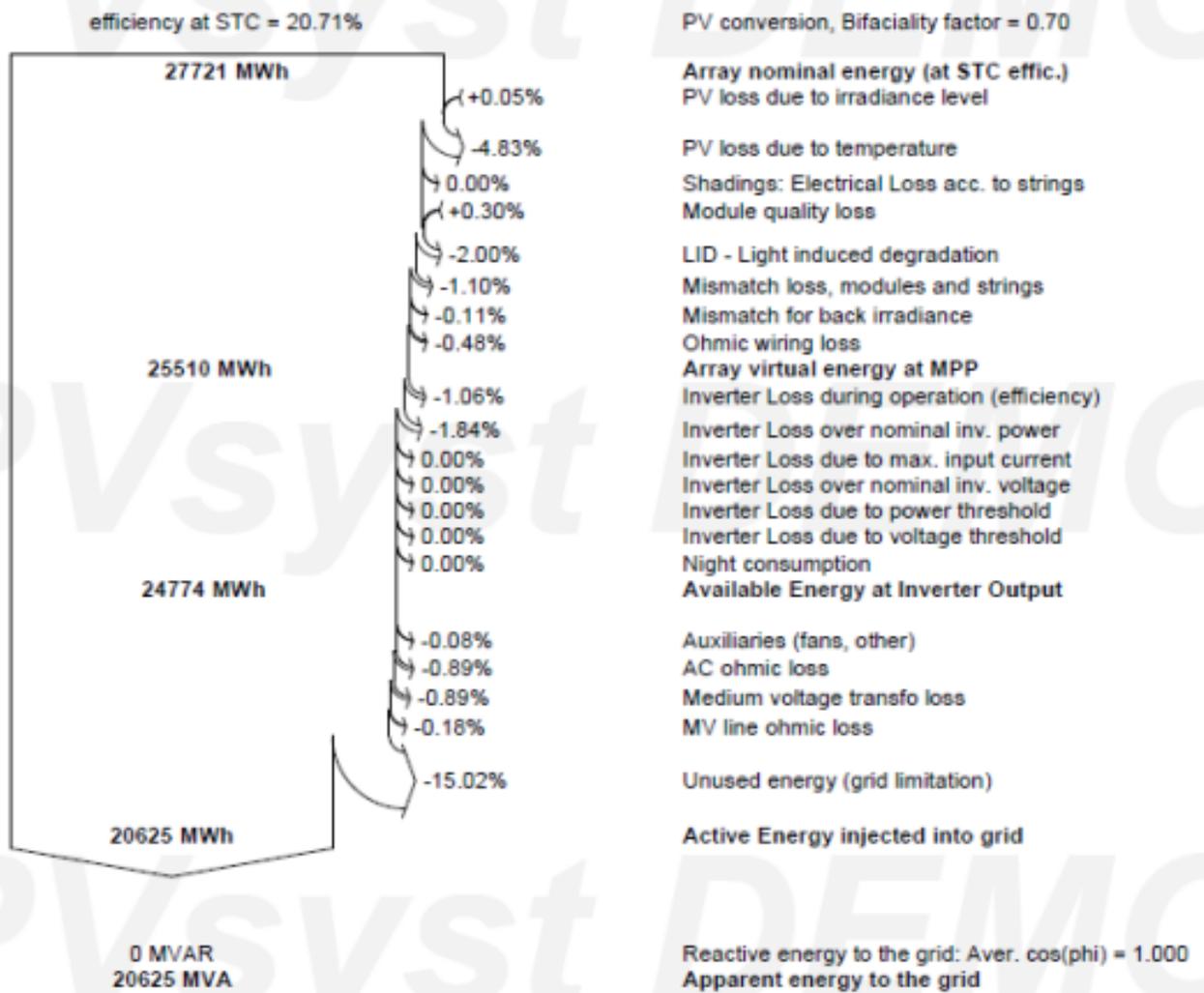


Figura A.5: Pérdidas y eficiencia del sistema fotovoltaico

Anexo B

Precio estabilizado

Tabla B.1: Anexo precio estabilizado por nudo

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO [\$/kWh]
PARINACOTA	220	41.924
POZO ALMONTE	220	41.292
CONDONES	220	41.292
TARAPACA	220	40.701
LAGUNAS	220	40.557
NUEVA VICTORIA	220	40.446
CRUCERO	220	39.230
ENCUENTRO	220	39.670
CHUQUICAMATA	220	39.909
CALAMA	220	39.734
EL TESORO	220	40.239
ESPERANZA SING	220	40.209
ATACAMA	220	40.010
EL COBRE	220	40.031
LABERINTO	220	40.102
O'HIGGINS	220	39.950
D. DE ALMAGRO	220	38.493
CARRERA PINTO	220	38.643
CARDONES	220	39.005
MAITENCILLO	220	38.773
PUNTA COLORADA	220	39.570
PAN DE AZUCAR	220	40.835
LOS VILOS	220	42.098
NOGALES	220	43.839
QUILLOTA	220	42.996
POLPAICO	220	43.172

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO ESTABILIZADO [\$/kWh]
EL LLANO	220	42.574
LOS MAQUIS	220	42.523
LAMPA	220	44.156
CERRO NAVIA	220	43.440
MELIPILLA	220	43.723
RAPEL	220	43.769
CHENA	220	43.435
MAIPO	220	42.577
ALTO JAHUEL	220	42.890
ITAHUE	220	43.007
ANCOA	220	42.083
CHARRUA	220	40.391
COLBUN	220	42.083
CANDELARIA	220	42.844
HUALPEN	220	40.839
LAGUNILLAS	220	40.681
CAUTÍN	220	41.244
TEMUCO	220	40.696
CIRUELOS	220	38.932
VALDIVIA	220	38.788
RAHUE	220	38.589
PUERTO MONTT	220	38.406
MELIPULLI	220	38.407
CHILOE	220	38.833

Anexo C

Almacenamiento del BESS

Tabla C.1: Almacenamiento del BESS Enero a Junio

Día	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.
1	10000	10000	10000	0	0	0
2	10000	10000	6845	2886	220	0
3	10000	10000	10000	0	0	0
4	10000	10000	10000	0	534	358
5	10000	10000	7526	8800	382	0
6	10000	10000	10000	6948	0	0
7	10000	10000	10000	235	0	0
8	10000	10000	10000	0	0	0
9	10000	10000	10000	451	385	0
10	10000	10000	10000	1488	778	0
11	10000	10000	10000	7526	0	0
12	10000	10000	10000	10000	0	0
13	10000	10000	10000	10000	0	0
14	10000	10000	10000	7919	0	0
15	10000	10000	10000	0	0	0
16	10000	10000	3887	0	0	0
17	10000	8523	1746	0	0	0
18	10000	10000	10000	138	442	0
19	10000	10000	10000	3886	0	0
20	10000	10000	4958	4373	0	0
21	10000	7395	7512	233	0	0
22	10000	0	9935	2281	0	0
23	10000	5812	10000	1510	0	0
24	10000	0	10000	0	1387	0
25	9992	10000	5894	6098	0	0

Día	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.
26	10000	10000	335	941	0	0
27	8875	10000	10000	391	0	0
28	10000	10000	10000	701	0	0
29	10000	0	10000	0	0	0
30	10000	0	10000	0	0	0
31	10000	0	2428	0	0	0

Tabla C.2: Almacenamiento del BESS Junio a Diciembre

Día	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
1	0	0	10000	0	9613	10000
2	0	0	7003	10000	2807	10000
3	0	0	0	3589	3062	10000
4	0	0	0	6130	7256	10000
5	0	1206	0	6499	10000	10000
6	0	0	0	10000	10000	10000
7	0	0	4526	10000	10000	10000
8	0	2314	301	10000	8991	10000
9	0	0	0	10000	10000	10000
10	0	95	10000	8115	10000	10000
11	0	321	10000	8115	10000	10000
12	0	0	0	0	10000	10000
13	0	0	0	3561	6909	10000
14	0	0	8402	7221	10000	10000
15	0	0	559	2239	10000	10000
16	0	0	992	4551	10000	10000
17	23	0	0	10000	10000	10000
18	0	3283	0	10000	0	10000
19	0	1636	10000	8115	10000	10000
20	0	0	10000	7760	9852	10000
21	0	0	10000	3491	10000	10000
22	0	0	10000	4843	9192	10000
23	320	0	10000	10000	10000	10000
24	101	0	10000	10000	10000	10000
25	0	1372	10000	10000	10000	10000
26	0	0	3258	10000	10000	10000
27	0	6197	0	10000	10000	10000
28	0	0	2218	10000	10000	10000
29	0	6400	10000	10000	10000	10000
30	0	262	2705	10000	10000	10000
31	0	2253	0	1249	0	10000

Anexo D

Flujo de caja del proyecto

Tabla D.1: Flujo de caja del proyecto

Año	0	1	2
FC Acumulado	\$ -11,479,453	\$ -9,839,562.59	\$ -8,202,739.76
Ingresos	\$ -	\$ 1,679,073	\$ 1,679,996
Ingresos por venta de energía		\$ 1,286,471	\$ 1,283,255
Ingresos por potencia de suficiencia FV		\$ 245,195	\$ 232,935
Ingresos por potencia de suficiencia BESS		\$ 147,407	\$ 130,864
Egresos	\$ -11,479,453	\$ -216,528.91	\$ -220,859.48
CAPEX	\$ -11,479,453		
Costos fijos		\$ -193,570.00	\$ -193,570.00
Costos variables		\$ -22,959	\$ -22,959
Depreciaciones		\$ -323,600	\$ -323,600
Módulos		\$ -89,440	\$ -89,440
BESS		\$ -100,000	\$ -100,000
BoS		\$ -134,160	\$ -134,160
UAI		\$ 1,462,544.41	\$ 1,459,136.47
Impuestos		\$ -146,254.44	\$ -145,913.65
UDI		\$ 1,316,289.97	\$ 1,313,222.82
NET PROFIT	\$ -11,479,453	\$ 1,639,889.97	\$ 1,636,822.82

3	4	5	6	7
\$ -6,594,833.22	\$ -5,015,225.36	\$ -3,498,439.12	\$ -1,958,815.53	\$ -431,002.00
\$ 1,647,867	\$ 1,616,424	\$ 1,585,637	\$ 1,571,997	\$ 1,558,875
\$ 1,280,047	\$ 1,276,847	\$ 1,273,655	\$ 1,270,471	\$ 1,267,295
\$ 221,288	\$ 210,224	\$ 199,713	\$ 189,727	\$ 180,241
\$ 114,220	\$ 97,658	\$ 81,178	\$ 80,975	\$ 80,773
\$ -220,859.48	\$ -220,859.48	\$ -259,874.48	\$ -220,859.48	\$ -220,859.48
\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00
\$ -22,959	\$ -22,959	\$ -61,209	\$ -22,959	\$ -22,959
\$ -323,600				
\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440
\$ -100,000	\$ -100,000	\$ -100,000	\$ -100,000	\$ -100,000
\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160
\$ 1,427,007.27	\$ 1,395,564.29	\$ 1,325,762.49	\$ 1,351,137.31	\$ 1,338,015.04
\$ -142,700.73	\$ -139,556.43	\$ -132,576.25	\$ -135,113.73	\$ -133,801.50
\$ 1,284,306.54	\$ 1,256,007.86	\$ 1,193,186.24	\$ 1,216,023.58	\$ 1,204,213.54
\$ 1,607,906.54	\$ 1,579,607.86	\$ 1,516,786.24	\$ 1,539,623.58	\$ 1,527,813.54

8	9	10	11	12
\$ 1,085,444.67	\$ 2,590,945.86	\$4,050,788.75	\$5,535,581.36	\$7,010,572.53
\$ 1,546,245	\$ 1,534,083	\$ 1,522,367	\$ 1,511,073	\$ 1,500,183
\$ 1,264,126	\$ 1,260,966	\$ 1,257,814	\$ 1,254,669	\$ 1,251,532
\$ 171,229	\$ 162,667	\$ 154,534	\$ 146,807	\$ 139,467
\$ 80,571	\$ 80,370	\$ 80,169	\$ 79,968	\$ 79,768
\$ -220,859.48	\$ -220,859.48	\$ -259,874.48	\$ -220,859.48	\$ -220,859.48
\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00
\$ -22,959	\$ -22,959	\$ -61,209	\$ -22,959	\$ -22,959
\$ -323,600	\$ -323,600	\$ -323,600	\$ -323,600	\$ -323,600
\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440
\$ -100,000	\$ -100,000	\$ -100,000	\$ -100,000	\$ -100,000
\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160
\$ 1,325,385.19	\$ 1,313,223.54	\$1,262,492.10	\$1,290,214.01	\$1,279,323.52
\$ -132,538.52	\$ -131,322.35	\$ -126,249.21	\$ -129,021.40	\$ -127,932.35
\$ 1,192,846.67	\$ 1,181,901.19	\$1,136,242.89	\$1,161,192.61	\$1,151,391.17
\$ 1,516,446.67	\$ 1,505,501.19	\$1,459,842.89	\$1,484,792.61	\$1,474,991.17

13	14	15	16	17
\$8,476,106.83	\$9,932,511.98	\$11,053,746.17	\$12,392,812.87	\$13,723,640.59
\$ 1,489,675	\$ 1,479,532	\$ 1,469,735	\$ 1,460,267	\$ 1,451,113
\$ 1,248,404	\$ 1,245,283	\$ 1,242,169	\$ 1,239,064	\$ 1,235,966
\$ 132,494	\$ 125,869	\$ 119,575	\$ 113,597	\$ 107,917
\$ 79,569	\$ 79,370	\$ 79,172	\$ 78,974	\$ 78,776
\$ -220,859.48	\$ -220,859.48	\$ -259,874.48	\$ -220,859.48	\$ -220,859.48
\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00
\$ -22,959	\$ -22,959	\$ -61,209	\$ -22,959	\$ -22,959
\$ -323,600	\$ -323,600	\$ -323,600	\$ -223,600	\$ -223,600
\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440
\$ -100,000	\$ -100,000	\$ -100,000		
\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160
\$1,268,815.89	\$1,258,672.39	\$1,209,860.21	\$1,239,407.44	\$1,230,253.02
\$ -126,881.59	\$ -125,867.24	\$ -120,986.02	\$ -123,940.74	\$ -123,025.30
\$1,141,934.30	\$1,132,805.15	\$1,088,874.19	\$1,115,466.70	\$1,107,227.72
\$1,465,534.30	\$1,456,405.15	\$1,412,474.19	\$1,339,066.70	\$1,330,827.72

18	19	20	21	22
\$15,046,497.59	\$16,652,879.09	\$17,925,434.39	\$19,225,861.52	\$20,519,266.82
\$ 1,442,256	\$ 1,433,683	\$ 1,425,380	\$ 1,417,334	\$ 1,409,532
\$ 1,232,876	\$ 1,229,794	\$ 1,226,720	\$ 1,223,653	\$ 1,220,594
\$ 102,521	\$ 97,395	\$ 92,525	\$ 87,899	\$ 83,504
\$ 78,579	\$ 78,383	\$ 78,187	\$ 77,991	\$ 77,796
\$ -220,859.48	\$ -220,859.48	\$ -259,874.48	\$ -220,859.48	\$ -220,859.48
\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00
\$ -22,959	\$ -22,959	\$ -61,209	\$ -22,959	\$ -22,959
\$ -223,600	\$ -223,600	\$ -223,600	\$ -223,600	\$ -223,600
\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440
\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160
\$1,221,396.67	\$ 1,212,823.89	\$ 1,165,505.89	\$ 1,196,474.60	\$ 1,188,672.56
\$ -122,139.67	\$ -121,282.39	\$ -116,550.59	\$ -119,647.46	\$ -118,867.26
\$1,099,257.00	\$ 1,091,541.50	\$ 1,048,955.30	\$ 1,076,827.14	\$ 1,069,805.30
\$1,322,857.00	\$ 1,315,141.50	\$ 1,272,555.30	\$ 1,300,427.14	\$ 1,293,405.30

	23	24	25
	\$21,805,859.49	\$23,085,838.60	\$24,324,280.16
	\$ 1,401,962	\$ 1,394,614	\$ 1,387,476
	\$ 1,217,542	\$ 1,214,498	\$ 1,211,462
	\$ 79,329	\$ 75,362	\$ 71,594
	\$ 77,602	\$ 77,408	\$ 77,214
	\$ -220,859.48	\$ -220,859.48	\$ -259,874.48
	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00	\$ -193,570.00
	\$ -22,959	\$ -22,959	\$ -61,209
	\$ -223,600	\$ -223,600	\$ -223,600
	\$ -89,440	\$ -89,440	\$ -89,440
	\$ -134,160	\$ -134,160	\$ -134,160
	\$ 1,181,102.96	\$ 1,173,754.57	\$ 1,127,601.73
	\$ -118,110.30	\$ -117,375.46	\$ -112,760.17
	\$ 1,062,992.66	\$ 1,056,379.12	\$ 1,014,841.56
	\$ 1,286,592.66	\$ 1,279,979.12	\$ 1,238,441.56

Anexo E

Cronograma

Tabla E.1: Cronograma del Trabajo de título

N°	Item	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
1	Desarrollo de marco teórico					
2	Revisión de detalles y especificaciones del proyecto Margarita					
3	Estudio del estado del arte de plantas FV					
4	Estudio del estado del arte de BESS					
5	Profundización del problema					
5.1	Análisis de S/E					
5.2	Estudio de competencia en proceso de interconexión					
5.3	DiGSilent: Flujos de potencia del proyecto					
6	Modelamiento curva de generación					
6.1	Datos meteorológicos del proyecto					
6.2	Horizonte del proyecto					
6.3	Horizonte del proyecto Tecnología utilizada					
6.4	Dimensionamiento del proyecto					
6.5	PVSyst : Curva de generación					
7	BESS					
7.1	Estudio de BESS mas adecuado					
7.2	Dimensionamiento de elementos					
7.3	Nueva curva de generación					
8	Evaluación Económica					
8.1	Ingresos del proyecto					
8.2	CAPEX					
8.3	OPEX					
8.4	Estimadores financieros					
9	Análisis de sensibilidad					
9.1	Variación Precio BESS y P.Suf					
9.2	Variación de ingresos y CAPEX					
9.3	Análisis de escenarios					
10	Redacción del informe					

N°	Item	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	Desarrollo de marco teórico				
2	Revisión de detalles y especificaciones del proyecto Margarita				
3	Estudio del estado del arte de plantas FV				
4	Estudio del estado del arte de BESS				
5	Profundización del problema				
5.1	Análisis de S/E				
5.2	Estudio de competencia en proceso de interconexión				
5.3	DigSilent: Flujos de potencia del proyecto				
6	Modelamiento curva de generación				
6.1	Datos meteorológicos del proyecto				
6.2	Horizonte del proyecto				
6.3	Tecnología utilizada				
6.4	Dimensionamiento del proyecto				
6.5	PVSyst : Curva de generación				
7	BESS				
7.1	Estudio de BESS mas adecuado				
7.2	Dimensionamiento de elementos				
7.3	Nueva curva de generación				
8	Evaluación Económica				
8.1	Ingresos del proyecto				
8.2	CAPEX				
8.3	OPEX				
8.4	Estimadores financieros				
9	Análisis de sensibilidad				
9.1	Variacion Precio BESS y P.Suf				
9.2	Variacion de ingresos y CAPEX				
9.3	Análisis de escenarios				
10	Redaccion del informe				