



Universidad
Andrés Bello®

Facultad de Ingeniería

**ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO CHILENO – OPERACIÓN CONJUNTA DE
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE EMBALSE Y CENTRAL SOLAR**

Tesis de pregrado para optar al título de Ingeniero Civil

Autor:

José Miguel Rojas Olave

Profesor guía:

Juan Pablo Toro Labbé

Santiago, Chile

2019

RESUMEN

En este documento, se presenta una descripción del mercado eléctrico y la situación energética actual en Chile. El mercado eléctrico chileno se caracteriza por poseer dos clases de mercados para las empresas generadoras: el mercado spot y el mercado de contratos. Adicionalmente, existen dos tipos de consumidores de energía denominados clientes regulados y clientes libres, respectivamente. Para entregar energía a los clientes regulados, las empresas generadoras participan de un proceso de licitación para suministro eléctrico, instancia en la cual deben postular a proporcionar energía en los horarios establecidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE), conocidos como bloques de energía. Estos bloques de energía se dividen en bloques horarios y bloques trimestrales, cuya oferta de suministro depende directamente de las necesidades de energía estimadas por las distribuidoras.

Actualmente, el país cuenta con una matriz bastante más diversificada gracias a la construcción de centrales hidroeléctricas, solares y eólicas. Sin embargo, estas dos últimas fuentes de generación tienen como desventaja la intermitencia que las caracteriza. Si bien se ha logrado una mayor diversificación de la matriz energética en Chile, las fuentes de generación no renovables, como el carbón, gas natural y diésel, todavía presentan una alta participación en el sistema interconectado del país (53%). Por dicho motivo, se analizó la factibilidad económica de un proyecto que involucre la combinación de las energías renovables hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica, de modo que, con esta operación conjunta, se garantice la generación continua de energía durante las 24 horas del día.

A partir del análisis económico realizado, se concluye que la mezcla de energías es posible para el caso planteado, dado que el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), tienen valores aproximados de 11.523 [MUS\$] y 10%, respectivamente. Esta mezcla de energías se debe considerar como una nueva variante que amplía las opciones existentes para la adjudicación de un contrato de energía.

Palabras claves: energía, mercado eléctrico chileno, energías renovables, combinación de energías, energía hidráulica de embalse, energía solar fotovoltaica, bloque de energía, proceso de licitación para suministro eléctrico.

ABSTRACT

In this document, a description of the Chilean electric market and the current energetic situation in Chile, is presented. The Chilean electric market is characterized for possessing two kinds of markets for the generating companies: the spot market and the contracts market. Additionally, there are two types of energy consumers denominated regulated and free clients, respectively. To provide energy to the regulated clients, the generating companies participate in a bidding process for electrical supply, instance in which they have to apply to provide energy in the schedules established by the National Energy Commission (NEC), known as energy blocks. These energy blocks are divided in horary and quarterly blocks, respectively, and whose supply offer depends directly of the energetic needs estimated by the distributors.

At present, the country has a diversified matrix due to the construction of hydroelectric, solar and wind power stations. However, these last two generation sources have as a disadvantage the intermittence that characterizes them. Even though a greater diversification of the Chilean energetic matrix has been achieved, there is still a high participation of the no renewable generation sources, such as coal, natural gas and diesel, in the country's interconnected system (53%). For this reason, it was analyzed the economic feasibility of a project that involves the mixture of the renewable energies hydraulic and solar photovoltaic, so that with this joint operation, a continuous generation of energy during 24 hours a day, was guaranteed.

From the economic analysis, it is concluded that the mixture of energies is possible for the above case, since the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR), have approximated values of 11,523 [MUS\$] and 10%, respectively. This energy mix must be considered as a new variant that extends the existing options for an energy contract to be awarded.

Key words: energy, Chilean electric market, renewable energies, energy mix, hydraulic reservoir power, solar photovoltaic power, energy block, bidding process for electrical supply.

ÍNDICE

I.	Introducción	7
II.	Objetivos	13
1.	Objetivo general.....	13
2.	Objetivos específicos.....	13
III.	Mercado eléctrico chileno	14
1.	Clientes regulados	14
2.	Clientes libres	14
3.	Licitaciones eléctricas de suministro.....	15
4.	Mercado spot.....	16
5.	Mercado de contratos	17
IV.	Caso de estudio.....	18
	Mezcla de las energías renovables solar fotovoltaica e hidráulica de embalse.	18
V.	Conclusiones	30
VI.	Bibliografía y referencias	32
VII.	Apéndices.....	34
1.	Evaluación económica de la tecnología solar fotovoltaica con paneles fijos y en posición horizontal.....	34
2.	Evaluación económica de la tecnología solar fotovoltaica con seguimiento solar en sus paneles	36
3.	Evaluación económica de la tecnología hidroeléctrica de embalse	38
4.	Evaluación económica de la combinación de tecnologías hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica.....	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Potencia instalada de cada sistema interconectado - Fuente: CNE, 2019.	8
Tabla 2: Potencial hidroeléctrico estimado por el estudio de cuencas - Fuente: Ministerio de Energía, 2016.	9
Tabla 3: Bloques de suministro de energía - Fuente: CNE, 2017.	15
Tabla 4: Número de proyectos presentados al SEA en el periodo 2014-2017 – Fuente: SEA, 2018.	18
Tabla 5: Costos de inversión referencial unitarios [US\$/kW] informados por la CNE - Fuente: CNE,2019.	20
Tabla 6: Costos marginales proyectados para cada nodo asignado.	22
Tabla 7: Aproximación de costos marginales utilizados por empresas privadas.	23
Tabla 8: Variables consideradas para la realización del flujo de caja.	26
Tabla 9: Antecedentes de los proyectos de la empresa Valhalla - Fuente: SEA, 2019.	29
Tabla 10: Flujo de caja para proyecto solar con paneles fotovoltaicos fijos, con costos marginales del 1° caso.	34
Tabla 11: Flujo de caja para proyecto solar con paneles fotovoltaicos fijos, con costos marginales del 2° caso.	35
Tabla 12: Flujo de caja para proyecto solar fotovoltaico con seguimiento solar, con costos marginales del 1° caso.	36
Tabla 13: Flujo de caja para proyecto solar fotovoltaico con seguimiento solar, con costos marginales del 2° caso.	37
Tabla 14: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse, con costos marginales del 1° caso.	38
Tabla 15: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse, con costos marginales del 2° caso.	39
Tabla 16: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV fijo, con costos marginales del 1° caso.	40
Tabla 17: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV fijo, con costos marginales del 2° caso.	41
Tabla 18: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV c/seguidor solar, con costos marginales del 1° caso.	42
Tabla 19: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV c/seguidor solar, con costos marginales del 2° caso.	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Sistemas interconectados en Chile - Fuente: CNE, 2018.....	8
Figura 2: Distribución de la potencia instalada en Chile por tecnología - Fuente: CNE, 2019.	10
Figura 3: Metas a cumplir con el proyecto "Energía 2050"- Fuente: Ministerio de Energía, 2017.	11
Figura 4: Proyección del costo marginal para la fuente de generación hidráulica de embalse - Fuente: Coordinador eléctrico nacional, 2016.	21
Figura 5: Proyección del costo marginal para la fuente de generación solar fotovoltaica - Fuente: Coordinador eléctrico nacional, 2016.	22
Figura 6: Estimación de la generación anual esperada para paneles solares fijos.	24
Figura 7: Estimación de la generación anual esperada para paneles solares con seguimiento solar.	24

I. INTRODUCCIÓN

En Chile, el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de transmisión de energía se conoce como Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El SEN, compuesto por el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) cuenta, a enero de 2019, con una potencia instalada neta aproximada de 23.093 [MW]. Si a ésta se le agrega la potencia instalada que aporta el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), se obtiene una capacidad instalada neta total de aproximadamente 23.263 [MW] [4] (Fig. 1 y Tabla 1).

Del total de la energía generada en el país, aproximadamente un 28% proviene de la hidroelectricidad, mientras que un 17% corresponde a los aportes de la generación eólica y solar, energías intermitentes que han irrumpido con fuerza en los últimos 10 años. La energía solar, en particular, cuenta en la zona norte de Chile con la radiación solar más alta del mundo [2, 17], y ha experimentado un evidente desarrollo en los últimos años, situación que hoy se refleja, principalmente, en menores montos de inversión asociados a esta tecnología, en comparación con otras fuentes de energía.

Respecto a la energía hidroeléctrica, Chile cuenta a la fecha con un potencial hidroeléctrico no aprovechado de aproximadamente 16 [GW] [14] tal como se detalla en la Tabla 2. Sin embargo, este gran potencial no se encuentra reflejado en el actual desarrollo que muestra esta clase de proyectos [12] debido a varios factores, entre los cuales se incluyen los elevados costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos en comparación con otras tecnologías no convencionales; extensos estudios de ingeniería y prolongados procesos de aprobación ambiental de varios años de tramitación; y finalmente, la oposición social y desconfianza de la ciudadanía. Respecto a este último punto, uno de los principales problemas identificados por el Ministerio de Energía en relación al desarrollo de proyectos de generación de energía tiene que ver con la escasa información que manejan los ciudadanos [10], lo cual dificulta que exista una visión amplia de los beneficios asociados a la construcción de proyectos de energía. Otro problema detectado tiene relación con la tardanza de las empresas generadoras de energía en la entrega de información a las comunidades ubicadas en las cercanías del

sector donde se emplaza el proyecto de energía, lo cual tiene como resultado conflictos entre las empresas generadoras y los ciudadanos **[10]**.

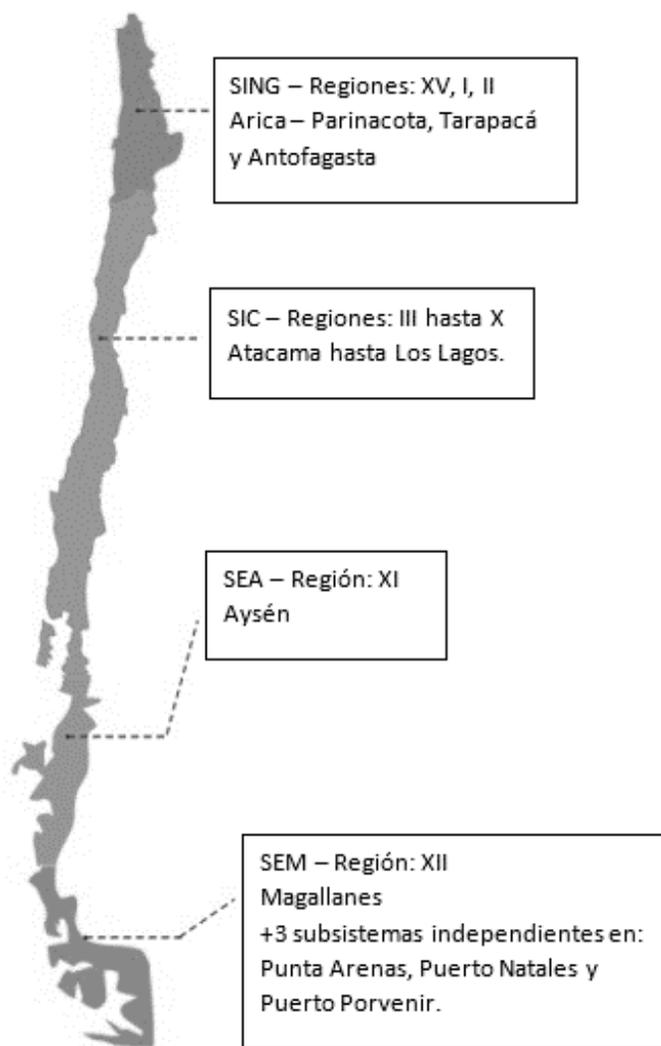


Figura 1: Sistemas interconectados en Chile - Fuente: CNE, 2018.

Tabla 1: Potencia instalada de cada sistema interconectado - Fuente: CNE, 2019.

Sistema	Potencia instalada [MW]	Fracción de la potencia instalada total [%]
SEN	23.093	99,27
SEA	63	0,27
SEM	107	0,46
TOTAL	23.263	100,00

Los principales argumentos esgrimidos por la ciudadanía para oponerse a los proyectos hidroeléctricos se relacionan con el potencial daño al medio ambiente; efectos

indeseados sobre los modos de vida de los pueblos originarios; competencia por el uso consuntivo y no consuntivo del agua; competencia por el uso del terreno en el que se establecen estos proyectos con otros usos productivos como la ganadería, la agricultura y el turismo; y la falta de beneficios directos asociados, tal como una rebaja en las cuentas de electricidad [8]. Dado este panorama, resulta natural preguntarse cuáles son las perspectivas de crecimiento que tiene la hidroelectricidad en Chile.

Tabla 2: Potencial hidroeléctrico estimado por el estudio de cuencas - Fuente: Ministerio de Energía, 2016.

Cuenca	Potencial hidroeléctrico [MW]	Proporción [%]
Puelo	552	3,5
Cisnes	619	3,9
Bueno	807	5,1
Aysén	848	5,3
Valdivia	906	5,7
Toltén	1.123	7,0
Maule	1.368	8,6
Yelcho	1.403	8,8
Pascua	1.694	10,6
Palena	1.797	11,3
Baker	1.918	12,0
Biobío	2.902	18,2
Total 12 cuencas	15.937	100

Una alternativa reciente que se ha utilizado en proyectos hidroeléctricos de embalse es la de incorporar un enfoque multipropósito, de manera que, junto con generar energía eléctrica, el proyecto tenga ciertos beneficios que la sociedad, y en particular las comunidades aledañas al proyecto, puedan percibir. De esta forma, se pueden combatir los prejuicios que enfrentan este tipo de proyectos en la actualidad. La central hidroeléctrica de embalse Angostura de la empresa Colbún S.A. es un proyecto que implementó esta estrategia, dando inicio a sus operaciones en el año 2014. Dicho proyecto cuenta con una capacidad instalada de aproximadamente 323 [MW], se caracteriza por contar con un embalse de regulación mínima y por no alterar el caudal del río, atributos que permiten la realización de una serie de actividades turísticas, tales como campamentos en playas públicas, visita a miradores, recorrido de senderos, y visitas guiadas. Todas estas actividades dan origen al parque Angostura [20].

A pesar del gran potencial de generación de energías renovables con que Chile cuenta, la mayor proporción de la energía generada y despachada sigue siendo aportada por

recursos no renovables, tales como carbón, gas natural y diésel, cuyo aporte agregado a la fecha es de aproximadamente un 53% (Fig. 2).

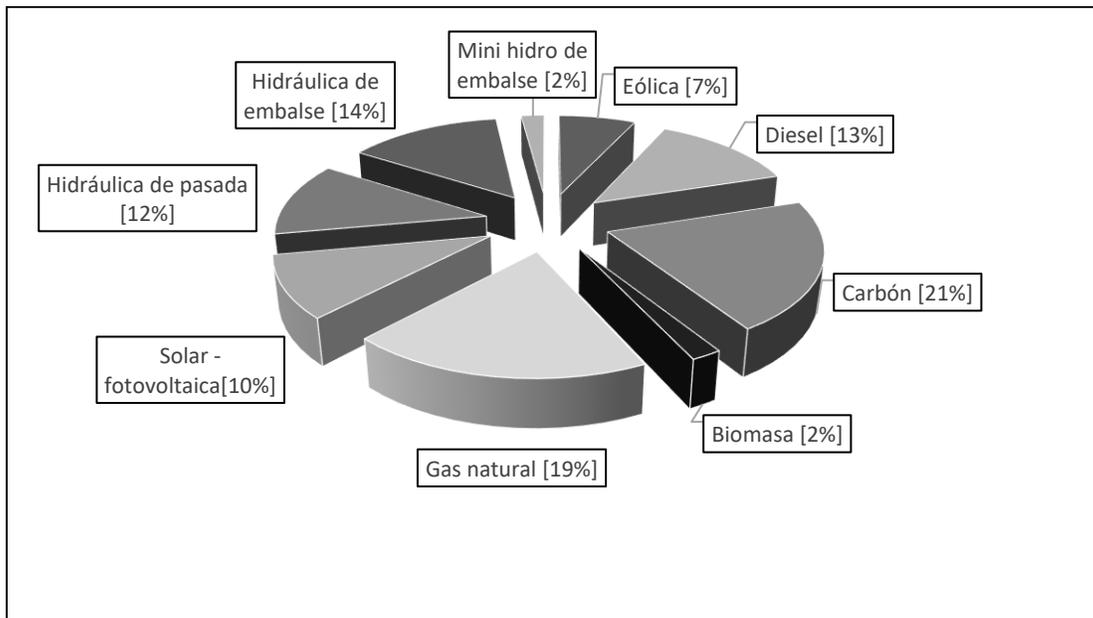


Figura 2: Distribución de la potencia instalada en Chile por tecnología - Fuente: CNE, 2019.

En los últimos años, el contexto energético del país ha sido objeto de una profunda revisión. En particular, durante los años 2014 y 2015 el Ministerio de Energía dirigió un proceso participativo denominado Energía 2050, el cual tuvo como resultado la creación de una política energética de largo plazo, donde participaron actores del sector público, privado, academia y sociedad. Esta política pública busca que el sector energético chileno sea *confiable, sostenible, inclusivo y competitivo*; y para ello se sustenta en cuatro pilares fundamentales:

1. Seguridad y calidad del suministro, el cual hace referencia a la continuidad en la disponibilidad del suministro (meta 1 en Fig. 3).
2. Energía como motor de desarrollo (metas 3 y 5 en Fig. 3), cuyo objetivo es minimizar los impedimentos de acceso hacia este recurso.
3. Compatibilidad con el medio ambiente (metas 2 y 6 en Fig. 3), es decir, promover la generación de energía a través de fuentes sustentables tales como la hidráulica, eólica y solar.

4. Eficiencia y educación energética (metas 4, 8, 9 y 10 en Fig. 3), para que la energía sea utilizada de forma eficiente, evitando sobreconsumos, y beneficiando al medio ambiente.

De acuerdo a esta política energética, Chile deberá para el año 2050 producir un 70% de su energía mediante fuentes renovables, limitando así la producción de dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), y óxidos de azufre (SO₃) [2, 17], gases nocivos para la salud humana.

PRINCIPALES METAS 2050



Figura 3: Metas a cumplir con el proyecto "Energía 2050"- Fuente: Ministerio de Energía, 2017.

En conjunto con la política energética, es necesario entender el contexto en el cual se desarrollan los proyectos de generación de energía, conocido como el *mercado eléctrico chileno*. Este opera con una orientación hacia la competencia de proyectos de generación eficientes y hacia una buena gestión comercial de contratos bilaterales con los dos tipos

de consumidores finales existentes, clientes libres y clientes regulados, acorde a lo estipulado en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) [2]. Conforme a esto, los generadores de energía deben participar de forma obligatoria en el *Mercado Spot*, del cual obtienen un ingreso variable por cada unidad de energía inyectada al sistema interconectado. Dicho ingreso variable se estima como la suma del costo marginal y el precio nudo de la potencia. El costo marginal, determinado en forma horaria por el Coordinador Eléctrico Nacional, corresponde al costo variable de la unidad más cara de generación y se obtiene a través del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía en el momento de inyección. El segundo corresponde al precio de valoración de la potencia, el cual es calculado de forma semestral por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [2, 11].

En Chile ha aumentado la diversificación de la matriz energética y se ha incrementado la generación de energía limpia por medio del desarrollo de centrales hidroeléctricas, solares y eólicas. Sin embargo, estas dos últimas tienen como desventaja la intermitencia que las caracteriza, motivo por el cual se estudia en esta memoria la integración de la mezcla de energías renovables, hidráulica de embalse y solar fotovoltaica, en el mercado eléctrico chileno.

De acuerdo al contexto recién descrito, se plantean las siguientes interrogantes respecto a la situación energética actual en Chile:

1. ¿Bajo qué condiciones resulta atractivo materializar un proyecto de operación conjunta de una central solar fotovoltaica y una central hidroeléctrica con embalse?
2. ¿Cuáles son las proyecciones del sector energético en Chile?

La Memoria se encuentra estructurada de la siguiente manera: En la sección II se presentan los objetivos; en la sección III se presenta una descripción del mercado eléctrico chileno, mientras que en la sección IV se aborda un caso de estudio donde se estudia la posibilidad de la mezcla de energías renovables hidráulica de embalse y solar fotovoltaica. Finalmente, en la sección V se incluyen las principales conclusiones de la investigación.

II. OBJETIVOS

1. Objetivo general

El objetivo general de esta memoria es describir la situación actual energética en Chile de acuerdo a información bibliográfica actual y entrevistas con profesionales relacionados a este rubro. Utilizando esta información y luego de una evaluación financiera, se pretende determinar la factibilidad económica en la combinación de las energías solar fotovoltaica e hidráulica de embalse.

2. Objetivos específicos

- Efectuar una investigación sobre la situación actual de los proyectos de energía en Chile, identificar las tecnologías que han presentado un mayor desarrollo y cuáles son los factores más influyentes en el sector del Mercado Eléctrico Chileno.
- Analizar las posibilidades de materializar proyectos que realicen la combinación de más de una fuente de energía renovable. Para ello, se utilizará como base el caso del proyecto “Espejo de Tarapacá” de la empresa Valhalla.

III. MERCADO ELÉCTRICO CHILENO

En el Mercado Eléctrico Chileno existen dos tipos de consumidores de energía: clientes libres y clientes regulados. Similarmente, desde la perspectiva del generador, existen dos clases de mercados: el mercado spot y el mercado de los contratos.

1. Clientes regulados

Son aquellos clientes cuyo consumo no supera una potencia conectada de 2 [MW]; pagan una tarifa definida por la Comisión Nacional de Energía (CNE) estimada en base a un modelo tarifario que representa a una empresa distribuidora que opera en forma eficiente en su zona de concesión y al precio de compra de las barras del sistema de transmisión (nodos), según el horario y ubicación en la cual se efectúa el retiro de energía. Si la potencia conectada de los clientes se encuentra entre los 0,5 y 2 [MW], pueden declararse como “clientes libres”.

La forma en que las empresas generadoras pueden acceder a esta clase de clientes es a través de contratos con las distribuidoras, con las cuales acuerdan un precio de energía. A este precio, que resulta de las Licitaciones Eléctricas de Suministro organizadas por la CNE, se le adiciona el Valor Agregado de Distribución (VAD) calculado en procesos tarifarios en base a costos medios de distribución que se realizan cada 4 años, para obtener una tarifa final que permita cubrir los costos de distribución con una rentabilidad limitada de un 10% [2].

2. Clientes libres

Son los clientes cuyo consumo supera una potencia conectada de 2 [MW], o bien clientes regulados cuya potencia conectada se encuentra entre los 0,5 y 2 [MW] y optan de forma voluntaria a ser clientes libres. Este tipo de consumidor final puede negociar libremente con su suministrador tanto las condiciones de suministro como las tarifas a pagar por concepto de energía y potencia. El papel de suministrador puede ser cubierto por una empresa generadora o distribuidora, cuya venta de energía y potencia se realiza a través de contratos bilaterales de carácter financiero con los clientes libres. Algunos ejemplos de este tipo de clientes incluyen a las empresas mineras y las fábricas industriales [2].

El cliente libre puede realizar por cuenta propia un llamado a licitación de suministradores de energía, para así optar a un precio menor de energía y potencia [2].

3. Licitaciones eléctricas de suministro

En las Licitaciones Eléctricas de Suministro, la empresa generadora debe postular a suministrar energía en los horarios establecidos por la CNE, los cuales son conocidos como bloques de energía (Tabla 3). De esta forma, en la eventual adjudicación de contratos con distribuidoras de energía (ej. Enel Distribución), las empresas generadoras pueden acceder a los consumidores finales, conocidos como clientes regulados (ej. Vivienda habitacional), recibiendo a modo de compensación un ingreso fijo de acuerdo con la cantidad de energía y potencia acordada.

En estos últimos años, las empresas generadoras han aumentado su participación en las Licitaciones Públicas debido a variadas razones, entre las cuales se pueden mencionar: 1) aumento de la oferta de cupos en las licitaciones, debido al nuevo marco de licitación establecido por la ley 20.805, promulgada el año 2015 y la cual tiene como principal atributo la incorporación de bloques de energía trimestrales [18]; 2) aumento del plazo para dar inicio al suministro contratado a partir de la adjudicación del contrato; 3) posibilidad de reemplazar el proyecto original por otro con igual capacidad de generación; y finalmente 4) opción de renunciar al contrato luego que éste haya sido adjudicado.

Tabla 3: Bloques de suministro de energía - Fuente: CNE, 2017.

Bloques de suministro de energía				
1			2	
Nombre	Intervalos (horas)		Nombre	Intervalos (meses)
1-A	23:00 – 23:59	00:00 – 07:59	2-A	01 – ene 31 – mar
			2-B	01 – abr 30 – jun
1-B	08:00 – 17:59		2-C	01 – jul 30 – sep
1-C	18:00 – 22:59		2-D	01 – oct 31 – dic

Bajo este nuevo escenario que incluye una mayor cantidad de bloques de energía, existe la posibilidad que dos generadores decidan participar de manera conjunta de una licitación pública, de modo de garantizar en forma conjunta y a un precio único, la oferta

de energía en una ventana horaria más extensa de la que podrían ofrecer en forma independiente. Como en estas licitaciones se presentan fuentes renovables, existe la opción que dos o más generadores participen en forma conjunta de dicha licitación, cada uno aportando distintas fuentes de energía (mezcla de energía) para cubrir la mayor cantidad de bloques de energía. Al operar de esta manera, aumentan la probabilidad de adjudicarse el contrato, especialmente si uno de los generadores ya cuenta con un proyecto construido como respaldo de su oferta de energía. Esta última situación puede corresponder, por ejemplo, a un generador que ya se encuentra en operación, pero cuyo contrato de suministro de energía se encuentra próximo a vencer.

4. Mercado spot

Es el mercado en el cual participa de forma obligatoria todo generador que se encuentra conectado al sistema eléctrico chileno. En el mercado spot solo participan generadores, los cuales venden o compran energía al costo marginal (horario) de corto plazo, resultante del equilibrio entre oferta y demanda, y determinado por el Coordinador Eléctrico Nacional. La cantidad de energía que la empresa generadora vende o compra en el mercado spot, depende de sus unidades generadoras y de los contratos existentes que tengan como suministradores, sin que medie un acuerdo con otras empresas generadoras. Las compras y ventas de potencia se realizan al precio de nudo, que es determinado por la CNE y el cual considera los costos de inversión, operación y mantención asociados para que una unidad generadora sea capaz de entregar potencia al sistema en condiciones de demanda máxima.

En resumen, los generadores venden toda su energía producida y potencia reconocida en el mercado spot, y para dar cumplimiento a sus contratos como suministrador deben comprar la energía y potencia en el mercado spot, lo cual lleva asociado un costo marginal tanto para la etapa de inyección como para la de extracción de energía, el cual depende del horario y ubicación de las barras del sistema de transmisión [2].

Las transacciones generadas en el mercado spot se encuentran a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional y son calculadas de forma mensual, una vez conocidos los valores reales de operación de los proyectos, al momento de producir energía [2].

5. Mercado de contratos

Es un mercado de tipo financiero, es decir, el generador siempre compra energía y potencia en el mercado spot para vender en el mercado de contratos. Se caracteriza por la existencia de contratos pactados libremente entre el consumidor y el suministrador. Las empresas generadoras pueden hacer contratos con empresas distribuidoras para dar abastecimiento a clientes regulados o clientes libres; o bien, las empresas generadoras pueden realizar contratos independientes con clientes libres. Un ejemplo actual de cliente libre es la Asociación de Municipalidades Libres que involucra a las comunas de Recoleta, Quilicura, Cerro Navia, Macul y La Ligua, que a partir de mayo del año 2020 podrán recurrir a un nuevo proveedor de energía eléctrica. Con esta decisión se proyecta disminuir hasta en una tercera parte las facturas eléctricas de dichas comunas, según lo declarado por el actual alcalde de Recoleta, Daniel Jadue.

En los contratos se establece la obligación de comprar a un precio fijo y se establecen las condiciones de suministro, las cuales tienen un carácter confidencial. Sin perjuicio de dicha confidencialidad, las especificaciones respecto al punto de suministro y cantidades de energía suministradas deben ser informadas al Coordinador Eléctrico Nacional para su administración.

El contrato financiero permite dar estabilidad de precio tanto a los compradores como a los vendedores, dado que los contratos de licitaciones cuentan con un precio fijo estimado, según las expectativas de la evolución de los costos marginales que cada cual tenga **[16]**.

IV. CASO DE ESTUDIO

Mezcla de las energías renovables solar fotovoltaica e hidráulica de embalse.

Como caso de estudio, se analiza la factibilidad económica de un proyecto que involucra la combinación de las energías renovables solar fotovoltaica e hidráulica de embalse, respectivamente. Con dicho propósito, se realizará un flujo de caja simplificado donde se consideran solo las variables de inversiones, ingresos, costos fijos y se desestima la existencia de un costo variable, debido a que tanto la generación esperada como el factor de planta se asumirán constantes. Para esto, es necesario ver la situación desde la perspectiva del generador y definir los siguientes factores: costo de inversión por tecnología, potencia instalada con la que cuenta el proyecto, costo fijo asociado al proyecto, ingresos esperados, factor de planta por fuente de generación y la tasa de descuento que se utiliza para esta clase de proyectos. Estos factores se definen a continuación.

- **Costo de inversión por tecnología**

Como primer paso, se revisaron los costos de inversión por tecnología [US\$/kW] de los proyectos de energía disponibles en la página del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), y que se encuentran en condición de “aprobado”, con el fin de obtener un valor estimado de la inversión que se debe realizar, según el tipo de fuente de energía a utilizar. Se comparó el valor obtenido con la información entregada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), de modo de obtener un dato representativo para cada tipo de fuente de generación de energía. Los datos obtenidos por cada fuente se encuentran en la Tabla 4.

Tabla 4: Número de proyectos presentados al SEA en el periodo 2014-2017 – Fuente: SEA, 2018.

Tecnología	Intervalo de años	Número de proyectos analizados	Promedio potencia instalada [MW]
Solar fotovoltaica	2014 – 2017	33	29
Hidráulica de pasada	2014 – 2017	8	26
Hidráulica de embalse	2014 – 2017	6	170

Una primera observación a realizar de la Tabla 4 es que para el período comprendido entre los años 2014 y 2017, la mayor proporción de proyectos presentados al SEA corresponden a proyectos solares (33 de un total de 47 proyectos estudiados), lo cual es un claro reflejo del interés por desarrollar esta clase de proyectos.

Para el caso de la tecnología solar fotovoltaica, los datos analizados presentan un intervalo de costo de inversión que varía desde los 1.340 [US\$/kW] hasta los 2.040 [US\$/kW] aproximadamente, con un valor promedio cercano a los 1.700 [US\$/kW]. Por el lado de la tecnología hidráulica de embalse, los datos presentan una variación estimada desde los 680 [US\$/kW] hasta los 1.850 [US\$/kW] con un valor promedio cercano a los 1.090 [US\$/kW]. Por otra parte, en la Tabla 5 se encuentra el costo de inversión por tecnología informado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [6]. Se observa que existen grandes diferencias entre los costos de inversión informados por el SEA y aquellos informados por la CNE.

Respecto a la fuente de generación solar fotovoltaica, se opta por utilizar el promedio entre el dato de la CNE y el costo de inversión por tecnología calculado en base a la información del SEA y de esta manera, poder realizar el ejercicio de evaluación planteado.

Debido a la escasez de datos obtenidos para la fuente de generación hidráulica de embalse, se optó por mantener la información entregada por la CNE, por considerarse un valor más realista de la situación actual del país.

Tabla 5: Costos de inversión referencial unitarios [US\$/kW] informados por la CNE - Fuente: CNE,2019.

Tecnología	Inversión referencial [US\$/kW]
Térmica diésel	687
Térmica a gas natural (CA)	800
Solar fotovoltaica	970
Térmica a gas natural (CC)	1.048
Eólica	1.361
Hidráulica de embalse	2.180
Térmica a carbón	3.000
Térmica a biomasa	3.100
Térmica a biogás	3.500
Mini – hidráulica	3.565
Hidráulica de pasada	4.050
Geotérmica	5.870
Solar térmica	6.055

- **Potencia instalada**

Para este análisis, se define un valor referencial de potencia instalada de 29 [MW], valor promedio de potencia instalada para la fuente de generación solar fotovoltaica tal como se muestra en la Tabla 4. Este valor también se utiliza para la fuente de generación hidráulica de embalse, ya que esta debe ser capaz de inyectar la misma cantidad de energía (o superior) que entrega la central fotovoltaica para cuando esta no sea capaz de generar energía.

- **Costo fijo**

Los costos fijos se obtuvieron del Informe de costos de tecnologías de generación del año 2019, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) [6], los cuales abarcan un porcentaje estándar de la inversión realizada, independiente de la cantidad de energía generada, según el tipo de tecnología de generación, de acuerdo al estudio realizado por el organismo público.

- **Ingresos esperados**

Para conocer los ingresos por inyección de energía para los proyectos solar fotovoltaico e hidráulica de embalse, se analizan los costos marginales proyectados por el Coordinador Eléctrico Nacional [7]. Este costo se utiliza para valorizar las transferencias de energía realizadas en las barras del sistema de transmisión.

Se establece el nodo Alto Jahuel 220, ubicado en Rancagua, como nodo de inyección para la construcción de la hidráulica de embalse y el nodo Crucero 220, ubicado en Antofagasta, para la planta solar fotovoltaica. Esta distribución de nodos se realizó de manera de maximizar el factor de planta a utilizar.



Figura 4: Proyección del costo marginal para la fuente de generación hidráulica de embalse - Fuente: Coordinador eléctrico nacional, 2016.



Figura 5: Proyección del costo marginal para la fuente de generación solar fotovoltaica - Fuente: Coordinador eléctrico nacional, 2016.

A partir de las proyecciones presentes (Fig. 4 y Fig. 5), se opta por agrupar estos valores en tres intervalos de años y obtener un dato representativo para cada intervalo (Tabla 6).

Tabla 6: Costos marginales proyectados para cada nodo asignado.

Intervalo de proyección	Costo marginal Alto Jahuel 220 [US\$/MWh]	Costo marginal Crucero 220 [US\$/MWh]
2019 – 2024	51	51
2025 – 2030	65	64
2031 – 2036	103	96

A los ingresos percibidos por inyección de energía se les incorpora el ingreso generado por la potencia que entrega el proyecto, el cual tiene un precio nudo estándar de aproximadamente 8 [US\$/kW/mes], para ambos nodos, proyectado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [5]. A modo de complemento para esta evaluación, y con el fin de poder estudiar la sensibilidad del proyecto ante la variación de los ingresos por energía, se utilizaron también los costos marginales proporcionados por Pedro Pablo Silva, Gerente de Desarrollo de Efizity (Tabla 7), los cuales son valores representativos que utilizan las empresas privadas para sus propias evaluaciones económicas.

Tabla 7: Aproximación de costos marginales utilizados por empresas privadas.

Intervalo de proyección	Costo marginal Alto Jahuel 220 [US\$/MWh]	Costo marginal Crucero 220 [US\$/MWh]
2019 – 2024	46	46
2025 – 2030	52	52
2031 – 2036	76	76

- **Factor de planta**

Para establecer el factor de planta por tecnología, en el caso de la fuente de generación hidráulica de embalse, se opta por utilizar los estudios realizados por Colbún S.A. y la Dirección General de Aguas (DGA), los cuales definen un factor de planta de 0,6 para esta fuente de generación [9, 13]. Por su parte, para la fuente de generación solar fotovoltaica se analizan dos posibles escenarios para efectuar el cálculo del factor de planta. El primero consiste en paneles fotovoltaicos que se encuentran fijos y en posición horizontal, mientras que el segundo escenario considera paneles fotovoltaicos que cuentan con un seguidor solar a dos ejes (azimutal y de inclinación). Para ambos escenarios se realizan simulaciones de generación a través de la herramienta pública *Explorador Solar*, otorgada por el Ministerio de Energía. Para estas simulaciones se establece que la planta fotovoltaica se encuentra ubicada en las cercanías del nodo Crucero 220, en la región de Antofagasta.

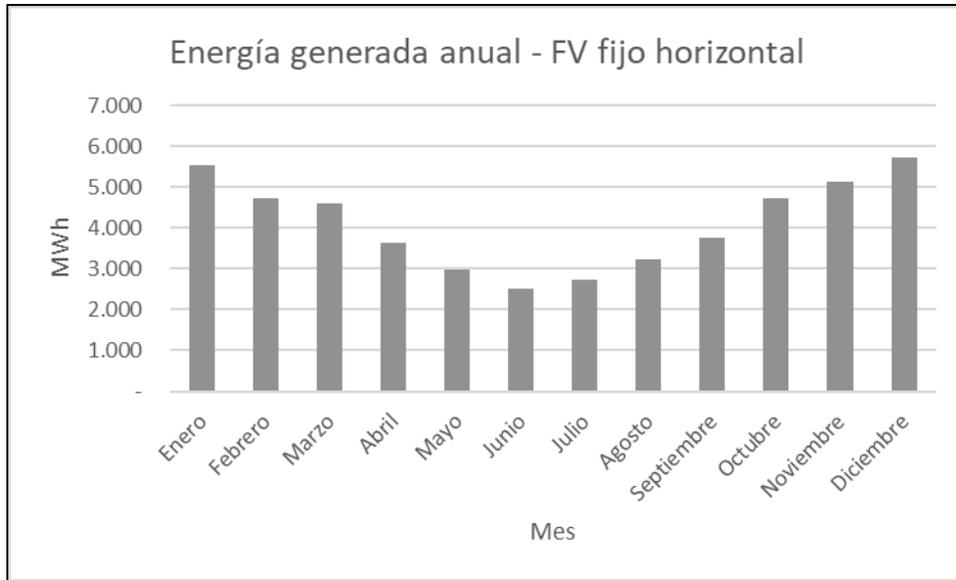


Figura 6: Estimación de la generación anual esperada para paneles solares fijos.

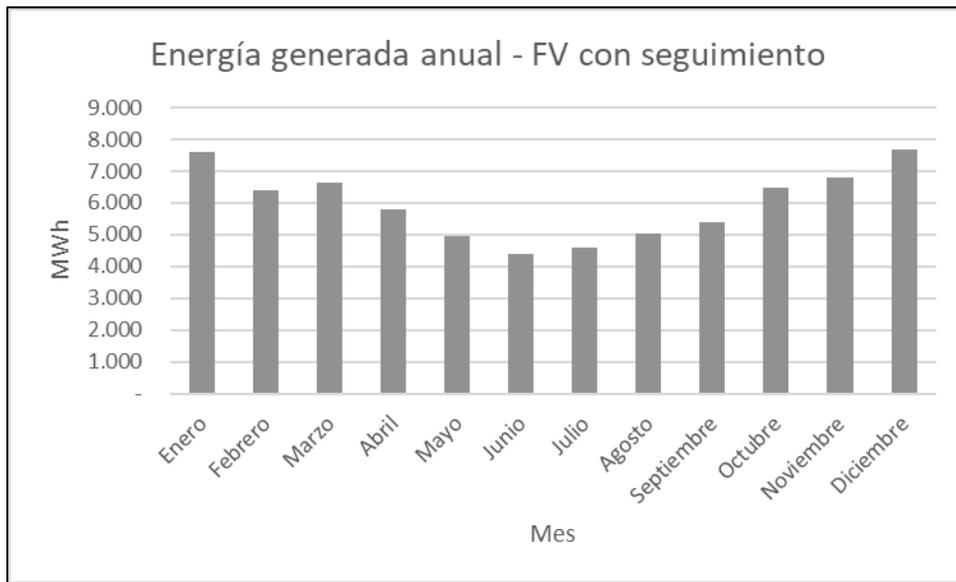


Figura 7: Estimación de la generación anual esperada para paneles solares con seguimiento solar.

A partir de estas simulaciones (Fig. 6 y Fig. 7), se puede calcular que en el escenario en que la planta solar cuenta con paneles fotovoltaicos fijos y en posición horizontal se logran generar aproximadamente 49.330 [MWh] de energía al año, y para la situación en que los paneles fotovoltaicos de la planta solar cuentan con seguimiento solar se logran generar aproximadamente 71.770 [MWh] de energía al año.

Para obtener el factor de planta para esta fuente de generación, se realiza el cuociente entre la energía generada, tanto para el caso fijo horizontal como para el caso con

seguimiento solar, y la energía generada si la planta solar fuera capaz de producir el 100% de su potencia instalada. Esta última tiene un valor de 105.850 [MWh] de energía al año. Al realizar esta operación, se obtiene un factor de planta de 0,47 para el caso fijo horizontal y un valor de 0,68 para el caso en el que se cuenta con seguimiento solar.

La combinación de energías renovables opera de manera tal que la energía solar fotovoltaica abarca el bloque de energía 1-B (esto es, opera entre las 8:00 y 17:59 horas e inyecta energía al sistema durante 10 horas aproximadamente), y la energía hidráulica de embalse abarca los bloques de energía 1-A y 1-C, es decir, trabaja entre las 18:00 y 07:59 horas e inyecta energía al sistema durante 14 horas aproximadamente.

Del modelo financiero planteado, se estimará el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Para evaluar la rentabilidad del proyecto, se comparará la TIR obtenida con la tasa de descuento utilizada en la evaluación. Para este análisis se emplea una tasa de descuento estándar según un estudio realizado por el Ministerio de Energía **[15]** y se consideran las siguientes condiciones iniciales para realizar el flujo de caja:

Tabla 8: Variables consideradas para la realización del flujo de caja.

		Tecnología		
		Solar fotovoltaica		Hidráulica de embalse
		Fijo horizontal	Con seguimiento	
Inversión [US\$/kW]		1.335	1.335	2.180
Años de evaluación		17	17	17
Costo fijo [US\$/kW]		1%*Inversión	2%*Inversión	1%*Inversión
Ingresos por energía 1° caso [US\$/MWh]	2019 – 2024	51	51	51
	2025 – 2030	64	64	65
	2031 – 2036	96	96	103
Ingresos por energía 2° caso [US\$/MWh]	2019 – 2024	46	46	46
	2025 – 2030	52	52	52
	2031 – 2036	76	76	76
Ingresos por potencia [US\$/kW/mes]		8	8	8
Potencia instalada [MW]		29	29	29
Factor de planta		0,47	0,68	0,60
Bloques de energía a cubrir		1 – B	1 – B	1 – A / 1 – C
Horas de funcionamiento por día		10	10	14
Energía generada [MWh/año]		49.330	71.770	88.914
Tasa de descuento (fija)		8,7%	8,7%	7,5%
Tipo de mercado analizado		Mercado Spot	Mercado Spot	Mercado Spot

Con las características expuestas en la Tabla 8, se realizaron los flujos de caja correspondientes a las fuentes de generación solar fotovoltaica, tanto para el caso con paneles fijos en posición horizontal, como para el caso con paneles móviles. Los resultados se presentan en las Tablas 10, 11, 12 y 13 en la sección de Apéndices. Similarmente, los flujos de caja para la fuente de generación hidroeléctrica de embalse se presentan en las Tablas 14 y 15. Finalmente, los flujos de caja para la combinación de energías solar fotovoltaica e hidráulica de embalse se presentan en las Tablas 16, 17, 18 y 19 de la sección de Apéndices. A partir de estas evaluaciones, se obtienen los siguientes resultados:

- Invertir en ambas tecnologías es económicamente rentable, ya que se obtiene un VAN positivo, por lo cual es posible recuperar la inversión realizada, para el período de años considerado. Además, el período de años empleado para este análisis no supera las vidas útiles de los proyectos, que es de 20 años para la tecnología solar fotovoltaica y de 40 años para la tecnología hidráulica de embalse [1]. Por consiguiente, no es necesario volver a realizar una nueva inversión en los proyectos.
- Ambas tecnologías resultan económicamente atractivas, ya que para los modelos financieros de ambas tecnologías de generación se obtiene una TIR mayor a la tasa de descuento estándar utilizada. Además, es necesario considerar el beneficio social, como la liberación de la huella de carbono que se obtiene con la construcción de estos proyectos de generación.

Cabe mencionar que la asignación de las horas de funcionamiento se realizó con la intención que ambos proyectos trabajen en conjunto con el fin de crear la mezcla de energías renovables; es decir, generar 24 horas de energías en base a fuentes de generación renovables, lo que incorpora una nueva alternativa horaria más extensa de la que podrían ofrecer en forma independiente. Sin embargo, debido a la diferencia existente en los montos de inversión de ambas fuentes de generación y dado que en la actualidad existe un incremento considerable en el desarrollo de proyectos solares fotovoltaicos (a diferencia de lo que ocurre con el desarrollo de proyectos hidráulicos de embalse), lo más recomendable es presentar estos proyectos de forma independiente en el mercado eléctrico, de manera tal que al construir un proyecto en base a alguna de estas dos fuentes de generación sea posible dar origen a la mezcla de energías al acoplarlo a otro proyecto ya construido.

Otro antecedente interesante de agregar a este análisis es el de un proyecto propuesto en la realidad y el más cercano a la mezcla de energías renovables. Este proyecto es el *Espejo de Tarapacá*, de la empresa Valhalla, que consiste en una central hidroeléctrica de embalse reversible bombeo/generación con una potencia instalada de 300 [MW]. La central se encuentra proyectada en las cercanías del sector costero de la caleta de San Marcos, región de Tarapacá. Su forma de operar consiste en bombear agua de mar

durante el día, la cual es depositada en una depresión natural ubicada a mayor altura del punto de extracción. Durante la noche, esta agua se regresa al mar por medio de la misma aducción, generando electricidad a través de la bomba reversible. Dicha bomba será alimentada, en un principio, por la energía proveniente de las centrales solares ubicadas en las cercanías.

El proyecto *Espejo de Tarapacá* es el primer paso para un proyecto de mayor envergadura que involucre la mezcla de energías renovables. Se planea incorporar otro proyecto conocido como *Cielos de Tarapacá*, que consiste en la construcción de un parque fotovoltaico de 600 [MW] de potencia instalada y cuya ubicación se proyecta a 75 kilómetros al sureste de la ciudad de Iquique. Se esperaba que este proyecto inyectara energía al sistema interconectado y asumiera el rol de alimentar al proyecto *Espejo de Tarapacá* [19], generando energía 24 horas. Sin embargo, debido a los altos costos asociados a su construcción, no ha sido posible concretar ninguno de los proyectos propuestos por la empresa Valhalla. Además, al momento de postular a las Licitaciones Eléctricas de Suministro, el proyecto *Espejo de Tarapacá* se presentó a los bloques de suministro 1, consistente en 24 horas de suministro a partir del año 2021, con un precio de 47,5 [US\$/MWh], y al bloque de suministro 3, consistente en 24 horas de suministro a partir del año 2022, con un precio de 54,4 [US\$/MWh]. Estos precios de suministro de energía no fueron suficientes para que el proyecto fuera adjudicado [3].

En la Tabla 9 se presentan los principales hitos de los proyectos *Espejo de Tarapacá* y *Cielos de Tarapacá* de la empresa Valhalla.

Tabla 9: Antecedentes de los proyectos de la empresa Valhalla - Fuente: SEA, 2019.

Año	Evento
2014	Admisión del proyecto <i>Espejo de Tarapacá</i> para el Estudio de Impacto Ambiental. Se presentó con una inversión inicial de 385 [MMUS\$].
2015	Se aprueba la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto <i>Espejo de Tarapacá</i> .
2015	Admisión del proyecto <i>Cielos de Tarapacá</i> para el Estudio de Impacto Ambiental. Se presentó con una inversión inicial de 1000 [MMUS\$].
2016	Se aprueba la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto <i>Cielos de Tarapacá</i> .
2016	Presentación del proyecto <i>Espejo de Tarapacá</i> en las licitaciones públicas.
2017	Ajuste de instalaciones del proyecto <i>Espejo de Tarapacá</i> , consistente en modificaciones a las instalaciones de apoyo a la construcción de las obras del proyecto, siendo la más relevante la incorporación de grupos electrógenos para suministrar energía para la fase de construcción (aproximadamente 11 [MW]) y el aumento de producción de agua desalada para el suministro de agua de las fases de construcción y operación. Agrega a la inversión inicial unos 10 [MMUS\$].
2019	A la fecha, en la página de la empresa Valhalla se indica una inversión de 600 [MMUS\$] para el <i>Espejo de Tarapacá</i> , valor superior a la inversión informada en el año 2014. Por su parte, para el proyecto <i>Cielos de Tarapacá</i> , se informa una inversión de 450 [MMUS\$], valor inferior a la inversión informada en la página del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental.

V. CONCLUSIONES

En la presente Memoria, se estudió la situación energética actual en Chile, cómo se compone su mercado eléctrico y los tipos de fuentes de generación presentes en el país. De acuerdo a esto, se planteó un modelo financiero para determinar la factibilidad económica de la combinación de las energías solar fotovoltaica e hidráulica de embalse. Dicha combinación va de la mano con la política energética “Energía 2050” que busca que Chile diversifique su matriz energética, con un aumento de la participación de las energías renovables en el sistema interconectado del país. Realizado este análisis, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Bajo el escenario actual que incluye una mayor cantidad de bloques de energía, existe la posibilidad que dos generadores decidan participar de manera conjunta de una licitación pública, de modo de garantizar en forma conjunta y a un precio único, la oferta de energía en una ventana horaria más extensa de la que podrían ofrecer en forma independiente. Al operar de esta manera, aumentan la probabilidad de adjudicarse el contrato, especialmente si uno de los generadores ya cuenta con un proyecto construido como respaldo de su oferta de energía.
- El aumento de los bloques de energía existentes, junto con las modificaciones que se han incorporado en el marco regulatorio de las Licitaciones Eléctricas de Suministro, ha permitido aumentar el número de empresas generadoras que participan de estas licitaciones. Esto tiene como consecuencia que los precios de energía disminuyan al aumentar la oferta de suministro.
- Se estudió la mezcla de energías solar fotovoltaica e hidráulica de embalse considerando dos variantes. En la primera se consideraron los precios de energía disponibles en las proyecciones realizadas por el Coordinador Eléctrico Nacional, y se obtuvo un VAN de 18,3 [MMUS\$]. La segunda variante incluyó las proyecciones de precios propuestas por la firma SYSTEP, valores muchísimos más bajos que los de la primera variante y los cuales se consideran más realistas. Aún así el VAN obtenido para este segundo caso fue de 4,7 [MMUS\$].
- Sin perjuicio del análisis económico anterior, se enfatiza el hecho de idear una estrategia para lograr la adjudicación conjunta del proyecto. Esto significa que la

mezcla de energías se debe considerar como una nueva variante con la cual es posible abarcar una ventana horaria más extensa de la que se podría cubrir de forma individual con cada proyecto, lo que aumenta las opciones de adjudicarse el proyecto conjunto de mezcla de energías.

Como trabajo a futuro, se propone realizar la comparación del modelo planteado de combinación de las energías renovables solar fotovoltaica e hidráulica de embalse, con otra fuente de generación que tenga la opción de enviar sus excedentes de energía a un sistema de almacenamiento. De esta forma, se podría evaluar que tan atractivo resulta almacenar y posteriormente liberar energía cuando la fuente ya no sea capaz de generar electricidad.

VI. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. Colbún (2015). Generación eléctrica en Chile, oportunidades y desafíos. <https://www.colbun.cl/wp-content/uploads/2016/08/Presentacion-Thomas-Keller-Seminario-CChC-Julio-2015-web.pdf>
2. Comisión nacional de energía (2009). Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ernc_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf
3. Comisión nacional de energía (2016). Licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios - Licitación de suministro 2015/01. <http://www.licitacioneselectricas.cl/wp-content/uploads/download-manager-files/2016-08-17-Acta-de-Adjudicacion-Oferta-Economica-Primera-Etapa.pdf>
4. Comisión nacional de energía (2019). Reporte mensual sector energético. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_v201901.pdf
5. Comisión nacional de energía (2018). Fijación de precios de nudo de corto plazo. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/12/ITP-PNCP-Dic18.pdf>
6. Comisión nacional de energía (2019). Informe de costos de tecnologías de generación 2019. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/03/Res.-Ext.-N%C2%B0-207-Informe-costos-de-generación-2019.pdf>
7. Coordinador eléctrico nacional (2016). Proyecciones de largo plazo - costo marginal. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5047#
8. Delpiano Neira, M. (2017). Análisis de la competitividad futura de nuevas centrales hidroeléctricas en Chile. Tesis de grado para optar al grado de magíster en economía energética. Universidad Técnica Federico Santa María - Departamento de Ingeniería Mecánica.
9. Dirección general de aguas (2008). Centrales hidroeléctricas asociadas a obras de riego. <http://documentos.dga.cl/RGO5124.pdf>

10. División de prospectiva y política energética - Ministerio de Energía (2016). Encuesta nacional de energía 2016 - Resultados principales. http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/ppt_ene_2016_v2.pdf
11. Generadoras de Chile (2018). Boletín del mercado eléctrico - Sector generación. <http://generadoras.cl/media/page-files/395/Boletin%20Sector%20Generacion%20enero%202018%20-%20Generadoras%20de%20Chile.pdf>
12. Gordon, D. (2018). Claves socioambientales para la hidro del futuro. XV jornadas de hidráulica Francisco Javier Domínguez. Universidad de los Andes
13. Keller, T. (2015). Generación eléctrica en Chile, oportunidades y desafíos. <https://www.colbun.cl/wp-content/uploads/2016/08/Presentacion-Thomas-Keller-Seminario-CChC-Julio-2015-web.pdf>
14. Ministerio de energía. (2016). Estudio de cuencas. http://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_de_cuencas_2.pdf
15. Ministerio de energía (2017). Méritos económicos, riesgos y análisis de competencia en el mercado eléctrico chileno de las distintas tecnologías de generación de electricidad. <http://pelp.minenergia.cl/files/45>
16. Ministerio de Energía (2017). Energía 2050 - Política energética de Chile. <http://www.energia2050.cl/wp-content/uploads/2017/12/Politica-Energetica-Nacional.pdf>
17. Ministerio de energía (n.d.). Energías renovables. <http://www.energia.gob.cl/energias-renovables>
18. Romero, A. (2017). Licitaciones de suministro eléctrico: Un proceso exitoso que no se detiene. <http://www.revistaei.cl/columnas/licitaciones-suministro-electrico-proceso-exitoso-no-se-detiene/#>
19. Servicio de evaluación ambiental (2015). Ficha del proyecto: Espejo de Tarapacá. http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2129687968
20. Universidad de Los Lagos (2016). Proyecto central hidroeléctrica Angostura. <http://proyectoconflictos.ulagos.cl/wp-content/uploads/2016/07/Central-Hidroel%C3%A9ctrica-Angostura.pdf>

Tabla 11: Flujo de caja para proyecto solar con paneles fotovoltaicos fijos, con costos marginales del 2° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		2.288	2.288	2.288	2.288	2.288	2.587	2.587	2.587	2.587	2.587	2.587	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781
Ingresos por potencia [MUS\$]		2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784
Costos fijos [MUS\$]		-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387	-387
Depreciación [MUS\$]		-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872
Utilidad antes de impuestos [MUS\$]		814	814	814	814	814	1.112	1.112	1.112	1.112	1.112	4.984	6.178	6.178	6.178	6.178	6.178	6.178
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-122	-122	-122	-122	-122	-167	-167	-167	-167	-167	-748	-927	-927	-927	-927	-927	-927
Flujo operacional [MUS\$]		692	692	692	692	692	945	945	945	945	945	4.236	5.251	5.251	5.251	5.251	5.251	5.251
Inversión [MUS\$]	-38.715																	
Depreciación [MUS\$]		3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872							
Flujo de capitales [MUS\$]	-38.715	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-38.715	4.563	4.563	4.563	4.563	4.563	4.817	4.817	4.817	4.817	4.817	4.236	5.251	5.251	5.251	5.251	5.251	5.251
VAN [MUS\$]	2.803																	
TIR	10%																	

2. Evaluación económica de la tecnología solar fotovoltaica con seguimiento solar en sus paneles

Tabla 12: Flujo de caja para proyecto solar fotovoltaico con seguimiento solar, con costos marginales del 1° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		3.671	3.671	3.671	3.671	3.671	4.607	4.607	4.607	4.607	4.607	4.607	6.910	6.910	6.910	6.910	6.910	6.910
Ingresos por potencia [MUS\$]		2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784
Costos fijos [MUS\$]		-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774
Depreciación [MUS\$]		-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872							
Utilidad antes de impuestos [M,US\$]		1.809	1.809	1.809	1.809	1.809	2.745	2.745	2.745	2.745	2.745	6.616	8.920	8.920	8.920	8.920	8.920	8.920
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-271	-271	-271	-271	-271	-412	-412	-412	-412	-412	-992	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338	-1.338
Flujo operacional [MUS\$]		1.538	1.538	1.538	1.538	1.538	2.333	2.333	2.333	2.333	2.333	5.624	7.582	7.582	7.582	7.582	7.582	7.582
Inversión [MUS\$]	-38.715																	
Depreciación [MUS\$]		3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872							
Flujo de capitales [MUS\$]	-38.715	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-38.715	5.409	5.409	5.409	5.409	5.409	6.205	6.205	6.205	6.205	6.205	5.624	7.582	7.582	7.582	7.582	7.582	7.582
VAN [MUS\$]	14.472																	
TIR	14%																	

Tabla 13: Flujo de caja para proyecto solar fotovoltaico con seguimiento solar, con costos marginales del 2° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		3.311	3.311	3.311	3.311	3.311	3.743	3.743	3.743	3.743	3.743	3.743	5.470	5.470	5.470	5.470	5.470	5.470
Ingresos por potencia [MUS\$]		2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784
Costos fijos [MUS\$]		-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774	-774
Depreciación [MUS\$]		-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872	-3.872							
Utilidad antes de impuestos [M,US\$]		1.449	1.449	1.449	1.449	1.449	1.881	1.881	1.881	1.881	1.881	5.753	7.480	7.480	7.480	7.480	7.480	7.480
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-217	-217	-217	-217	-217	-282	-282	-282	-282	-282	-863	-1.122	-1.122	-1.122	-1.122	-1.122	-1.122
Flujo operacional [MUS\$]		1.232	1.232	1.232	1.232	1.232	1.599	1.599	1.599	1.599	1.599	4.890	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358
Inversión [MUS\$]	-38.715																	
Depreciación [MUS\$]		3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872							
Flujo de capitales [MUS\$]	-38.715	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	3.872	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-38.715	5.103	5.103	5.103	5.103	5.103	5.470	5.470	5.470	5.470	5.470	4.890	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358	6.358
VAN [MUS\$]	8.871																	
TIR	12%																	

3. Evaluación económica de la tecnología hidroeléctrica de embalse

Tabla 14: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse, con costos marginales del 1° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		4.535	4.535	4.535	4.535	4.535	5.779	5.779	5.779	5.779	5.779	5.779	9.158	9.158	9.158	9.158	9.158	9.158
Ingresos por potencia [MUS\$]		2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784
Costos fijos [MUS\$]		-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632
Depreciación [MUS\$]		-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322						
Utilidad antes de impuestos [MUS\$]		364	364	364	364	364	1.609	1.609	1.609	1.609	1.609	7.931	11.310	11.310	11.310	11.310	11.310	11.310
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-55	-55	-55	-55	-55	-241	-241	-241	-241	-241	-1.190	-1.696	-1.696	-1.696	-1.696	-1.696	-1.696
Flujo operacional [MUS\$]		310	310	310	310	310	1.368	1.368	1.368	1.368	1.368	6.742	9.613	9.613	9.613	9.613	9.613	9.613
Inversión [MUS\$]	-63.220																	
Depreciación [MUS\$]		6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322							
Flujo de capitales [MUS\$]	-63.220	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-63.220	6.632	6.632	6.632	6.632	6.632	7.690	7.690	7.690	7.690	7.690	6.742	9.613	9.613	9.613	9.613	9.613	9.613
VAN [MUS\$]		8.692																
TIR		9,3%																

Tabla 15: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse, con costos marginales del 2° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		4.090	4.090	4.090	4.090	4.090	4.624	4.624	4.624	4.624	4.624	4.624	6.757	6.757	6.757	6.757	6.757	6.757
Ingresos por potencia [MUS\$]		2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784	2.784
Costos fijos [MUS\$]		-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632	-632
Depreciación [MUS\$]		-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322	-6.322						
Utilidad antes de impuestos [MUS\$]		-80	-80	-80	-80	-80	453	453	453	453	453	6.775	8.909	8.909	8.909	8.909	8.909	8.909
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-	-	-	-	-	-68	-68	-68	-68	-68	-1.016	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336	-1.336
Flujo operacional [MUS\$]		-80	-80	-80	-80	-80	385	385	385	385	385	5.759	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573
Inversión [MUS\$]	-63.220																	
Depreciación [MUS\$]		6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322							
Flujo de capitales [MUS\$]	-63.220	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	6.322	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-63.220	6.242	6.242	6.242	6.242	6.242	6.707	6.707	6.707	6.707	6.707	5.759	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573	7.573
VAN [MUS\$]	-421																	
TIR	7,4%																	

4. Evaluación económica de la combinación de tecnologías hidroeléctrica de embalse y solar fotovoltaica.

Tabla 16: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV fijo, con costos marginales del 1° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		7.072	7.072	7.072	7.072	7.072	8.963	8.963	8.963	8.963	8.963	8.963	13.934	13.934	13.934	13.934	13.934	13.934
Ingresos por potencia [MUS\$]		5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568
Costos fijos [MUS\$]		-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019
Depreciación [MUS\$]		-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194						
Utilidad antes de impuestos [MUS\$]		1.427	1.427	1.427	1.427	1.427	3.319	3.319	3.319	3.319	3.319	13.512	18.483	18.483	18.483	18.483	18.483	18.483
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-214	-214	-214	-214	-214	-498	-498	-498	-498	-498	-2.027	-2.772	-2.772	-2.772	-2.772	-2.772	-2.772
Flujo operacional [MUS\$]		1.213	1.213	1.213	1.213	1.213	2.821	2.821	2.821	2.821	2.821	11.485	15.710	15.710	15.710	15.710	15.710	15.710
Inversión [MUS\$]	-101.935																	
Depreciación [MUS\$]		10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194							
Flujo de capitales [MUS\$]	-101.935	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-101.935	11.406	11.406	11.406	11.406	11.406	13.014	13.014	13.014	13.014	13.014	11.485	15.710	15.710	15.710	15.710	15.710	15.710
VAN [MUS\$]	14.212																	
TIR	10%																	

Tabla 17: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV fijo, con costos marginales del 2° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		6.379	6.379	6.379	6.379	6.379	7.211	7.211	7.211	7.211	7.211	7.211	10.538	10.538	10.538	10.538	10.538	10.538
Ingresos por potencia [MUS\$]		5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568
Costos fijos [MUS\$]		-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019	-1.019
Depreciación [MUS\$]		-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194
Utilidad antes de impuestos [MUS\$]		734	734	734	734	734	1.566	1.566	1.566	1.566	1.566	11.759	15.087	15.087	15.087	15.087	15.087	15.087
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-110	-110	-110	-110	-110	-235	-235	-235	-235	-235	-1.764	-2.263	-2.263	-2.263	-2.263	-2.263	-2.263
Flujo operacional [MUS\$]		624	624	624	624	624	1.331	1.331	1.331	1.331	1.331	9.995	12.824	12.824	12.824	12.824	12.824	12.824
Inversión [MUS\$]	-101.935																	
Depreciación [MUS\$]		10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194
Flujo de capitales [MUS\$]	-101.935	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-101.935	10.817	10.817	10.817	10.817	10.817	11.524	11.524	11.524	11.524	11.524	9.995	12.824	12.824	12.824	12.824	12.824	12.824
VAN [MUS\$]	1.566																	
TIR	8%																	

Tabla 18: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV c/seguidor solar, con costos marginales del 1° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		8.205	8.205	8.205	8.205	8.205	10.386	10.386	10.386	10.386	10.386	10.386	16.068	16.068	16.068	16.068	16.068	16.068
Ingresos por potencia [MUS\$]		5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568
Costos fijos [MUS\$]		-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407
Depreciación [MUS\$]		-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194						
Utilidad antes de impuestos [MUS\$]		2.173	2.173	2.173	2.173	2.173	4.354	4.354	4.354	4.354	4.354	14.548	20.230	20.230	20.230	20.230	20.230	20.230
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-326	-326	-326	-326	-326	-653	-653	-653	-653	-653	-2.182	-3.034	-3.034	-3.034	-3.034	-3.034	-3.034
Flujo operacional [MUS\$]		1.847	1.847	1.847	1.847	1.847	3.701	3.701	3.701	3.701	3.701	12.365	17.195	17.195	17.195	17.195	17.195	17.195
Inversión [MUS\$]	-101.935																	
Depreciación [MUS\$]		10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194							
Flujo de capitales [MUS\$]	-101.935	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-101.935	12.041	12.041	12.041	12.041	12.041	13.894	13.894	13.894	13.894	13.894	12.365	17.195	17.195	17.195	17.195	17.195	17.195
VAN [MUS\$]	22.392																	
TIR	11%																	

Tabla 19: Flujo de caja para proyecto hidroeléctrico de embalse con solar FV c/seguidor solar, con costos marginales del 2° caso.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ingresos por energía [MUS\$]		7.401	7.401	7.401	7.401	7.401	8.366	8.366	8.366	8.366	8.366	8.366	12.228	12.228	12.228	12.228	12.228	12.228
Ingresos por potencia [MUS\$]		5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568	5.568
Costos fijos [MUS\$]		-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407	-1.407
Depreciación [MUS\$]		-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194	-10.194						
Utilidad antes de impuestos [MUS\$]		1.369	1.369	1.369	1.369	1.369	2.334	2.334	2.334	2.334	2.334	12.528	16.389	16.389	16.389	16.389	16.389	16.389
Impuestos de 1° categoría (15%) [MUS\$]		-205	-205	-205	-205	-205	-350	-350	-350	-350	-350	-1.879	-2.458	-2.458	-2.458	-2.458	-2.458	-2.458
Flujo operacional [MUS\$]		1.164	1.164	1.164	1.164	1.164	1.984	1.984	1.984	1.984	1.984	10.649	13.931	13.931	13.931	13.931	13.931	13.931
Inversión [MUS\$]	-101.935																	
Depreciación [MUS\$]		10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194							
Flujo de capitales [MUS\$]	-101.935	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	10.194	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja [MUS\$]	-101.935	11.357	11.357	11.357	11.357	11.357	12.178	12.178	12.178	12.178	12.178	10.649	13.931	13.931	13.931	13.931	13.931	13.931
VAN [MUS\$]	7.922																	
TIR	9%																	