

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**ANÁLISIS DE UN MODELO DE *NOWCASTING* SOLAR EN EL ACTUAL
SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO CHILENO**

ANDRÉS RAMÓN GUBLER THOMPSON

Santiago, Chile

2020

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

MEMORIA DE TÍTULO

**ANÁLISIS DE UN MODELO DE *NOWCASTING* SOLAR EN EL ACTUAL
SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO CHILENO**

**ANALYSIS OF A SOLAR *NOWCASTING* MODEL IN THE CURRENT
CHILEAN ELECTRICITY GENERATION SYSTEM**

ANDRÉS RAMÓN GUBLER THOMPSON

Santiago, Chile

2020

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS AGRONÓMICAS
ESCUELA DE PREGRADO

**ANÁLISIS DE UN MODELO DE *NOWCASTING* SOLAR EN EL ACTUAL
SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO CHILENO**

Memoria para optar al Título Profesional de:
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables

ANDRÉS RAMÓN GUBLER THOMPSON

Profesor Guía



Calificaciones

Sr. Cristian Mattar B.
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables, M.Sc. Dr.

6,5

Profesores Evaluadores

Sr. Juan Manuel Uribe M.
Ingeniero Agrónomo

7,0

Sra. M. Teresa Varnero M.
Químico Farmacéutico



6,5

Colaborador

Sr. Tomás Acuña R.
Ingeniero en Recursos Naturales Renovables

Santiago, Chile

2020

A mi padre, que camina siempre conmigo

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia quiero agradecer al Laboratorio para el Análisis de la Biósfera (LAB) por darme la oportunidad de desarrollar este proyecto, especialmente a su director Cristian Mattar. Cristian me enseñó muchas cosas, pero sobre todo a trabajar de una manera seria, prolija y responsable. Aun cuando se me hizo difícil llevar el ritmo de trabajo que Cristian propuso, fue un camino necesario para lograr desarrollarme como profesional y salir preparado al mundo laboral. Por otra parte agradecer a Tomás, colaborador de este trabajo que tuvo una muy buena disposición.

Quiero agradecerle de todo corazón a la persona más importante que existe en mi vida, mi mejor amiga, quien más me conoce y con la que he caminado un largo trecho para poder llegar a este momento. Mi madre. Sin su amor incondicional no podría estar escribiendo estas palabras, me ayudó en mis momentos más oscuros, abrió su corazón para entregarme todo lo que estuvo a su alcance y me formó de una manera que pudiera afrontar las diversas dificultades que la vida me ha presentado con sentido, coraje y alegría.

También quiero agradecerle a mi hermano Luis, que sin titubear me recibió con los brazos abiertos en su casa, entregándome todas las herramientas necesarias para poder aflorar en un momento muy difícil. Asimismo, agradecerle a mi tío Fernando por su buen corazón y a los Gubler Thompson, por entregarme un amor inconmensurable e incondicional.

Les agradezco a mis hermanos de vida, con quienes he compartido todas las experiencias que he vivido, que han estado siempre ahí para mí y que me han permitido que de manera sincera pueda confiar y abrirme a ellos. Una fuente de cariño impresionante, que me da fuerzas para sortear los diversos desafíos que se me han presentado y me ayudan a ser la persona que soy hoy. Me refiero a Nico, Matu, Rodri, Diego, Javi, Conti, Julián, Seba, Feli, Rayén, Franco, Campa, Feña, Sapu, Brrrrr, Kevin, Nonno, Juls, Dani, Junju, Mario, Pipe y otros más que de seguro se me quedan en el tintero.

Por último, pero no menos importante, le agradezco a la vida, que me ha puesto en situaciones bastante difíciles pero que a su vez me ha entregado todas las herramientas para poder afrontarlas con serenidad. Nunca estoy en un callejón sin salida, siempre con alguien dispuesto a entregarme su amor, con acontecimientos que me permiten sortear los obstáculos que se me presentan y con un camino claro y abierto, que sólo requiere de mi voluntad para ser recorrido con seguridad, resiliencia, pero sobre todo, gratitud. De estar vivo. De tener la suerte de estar escribiendo tantos agradecimientos.

ÍNDICE

GLOSARIO	8
RESUMEN.....	10
ABSTRACT.....	11
INTRODUCCIÓN	12
Objetivo General	15
Objetivos Específicos	15
MATERIALES Y MÉTODOS	16
Área de estudio.....	16
Materiales	17
Método.....	18
Generación de un estado del arte sobre el actual sistema eléctrico chileno y sus componentes eléctrico solar.....	18
Implementar un modelo de <i>Nowcasting</i> solar para evaluar el comportamiento técnico en una planta solar tipo.....	18
Analizar el impacto económico en una planta solar bajo condiciones de producción derivadas de una metodología de <i>Nowcasting</i>	19
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	20
Generación de un estado del arte sobre el actual sistema eléctrico chileno y sus componentes eléctrico solar	20
Mercado Eléctrico.....	20
Normativa ERNC.....	23
Energía Solar.....	24
Implementar un modelo de <i>Nowcasting</i> solar para evaluar el comportamiento técnico en una planta solar tipo.....	25
Analizar el impacto económico en una planta solar bajo condiciones de producción derivadas de una metodología de <i>Nowcasting</i>	30
DISCUSIÓN	33
CONCLUSIÓN.....	35
BIBLIOGRAFÍA	36

Índice de cuadros

Cuadro 1. Disponibilidad de datos	25
---	----

Cuadro 2. Generación fotovoltaica valorizada acumulada	32
--	----

Índice de figuras

Figura 1. Área de estudio y ubicación de la planta piloto.....	16
Figura 2. Diagrama de flujo predicción Solcast.....	17
Figura 3. Mercado mayorista chileno.....	22
Figura 4. Métricas de evaluación de rendimiento para el período completo, donde (a) Generación, (b) RMSE y <i>sigma</i> , (c) Coeficiente de determinación (R2) y (d) <i>bias</i>	26
Figura 5. Métricas de evaluación de rendimiento según mes, donde (a) Generación, (b) RMSE y <i>sigma</i> , (c) Coeficiente de determinación (R2) y (d) <i>bias</i> . Se presenta el período completo (PC) y el período mensual (PM).	28
Figura 6. Precio promedio kWh para el período completo en subestación Alto Jahuel (a) según mes y (b) según hora.	30
Figura 7. Generación fotovoltaica valorizada para el período completo en subestación Alto Jahuel según hora. Las columnas indican el monto total, mientras que las líneas indican el promedio.....	31
Figura 8. Generación fotovoltaica valorizada para el período completo en subestación Alto Jahuel según mes. Las columnas indican el monto acumulado, mientras que las líneas indican el monto mensual.	32

GLOSARIO

- CEN: Coordinador Eléctrico Nacional.
- CNE: Comisión Nacional de Energía.
- COP: “Conference of the Parties”.
- CUT: Cargo único troncal.
- ER: Energías renovables.
- ERNC: Energía renovable no convencional.
- ESRA: “European Solar Radiation Atlas”.
- FV: Fotovoltaica.
- GFS: “Global Forecast System”.
- GWh: Gigavatio-hora.
- kW: Kilovatio.
- kWh: Kilovatio-hora.
- LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos.
- MGNC: Medios de generación no convencional.
- MINENER: Ministerio de Energía.
- MUSD: Millones de dólares estadounidenses.
- MW: Megavatio.
- NWP: “Numerical Weather Prediction”.
- PMG: Pequeños medios de generación.
- PMGD: Pequeños medios de generación distribuida.
- PNLP: Precio nudo de largo plazo.
- PTSP: Programa Techos Solares Públicos.
- RG: Radiación global.

SEA: Sistema de Aysén.

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

SEM: Sistema de Magallanes.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

ST: Sistema de transmisión.

Subestación: Instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica.

USD: Dólar estadounidense.

VAD: Valor agregado de distribución.

RESUMEN

La industria de energía solar ha presentado un alto desarrollo a nivel mundial durante los últimos años, principalmente debido a la disminución de costos que han sufrido los módulos fotovoltaicos y, por ende, el costo nivelado de la energía solar. En Chile, entre los años 2013 y 2018 la capacidad instalada solar presentó una tasa de crecimiento anual de un 169%, y actualmente existen cerca de 450 MW de proyectos solares fotovoltaicos en construcción. La intermitencia de la radiación global (RG) genera que las centrales solares tengan dificultades de estabilidad de inyección en la red, causando problemas en el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), los cuales pueden solucionarse utilizando métodos de predicción temprana del recurso como el *Nowcasting* solar. En la presente memoria se estimó la factibilidad técnico-económica de implementar un modelo de *Nowcasting* solar en una planta de generación fotovoltaica piloto ubicada en la comuna de San Bernardo, Región Metropolitana. En total, la planta dispuso de 16 meses de generación fotovoltaica, y se realizó una evaluación de rendimiento del modelo según los datos horarios modelados y observados. Luego, se valorizaron los datos disponibles según el mercado spot y se calcularon los valores acumulados para el período completo. Con respecto al rendimiento mensual según hora del día, los meses que en promedio presentaron ajustes lineales más altos fueron agosto, septiembre y abril 2019 con un ajuste de 96,5%, 81,6% y 79,8%, respectivamente. Por otro lado, el valor de la generación fotovoltaica modelada acumulada fue de 1.878,65 USD, mientras que la generación observada alcanzó un valor acumulado de 1.499,56 USD equivalente a una diferencia de un 25,2% con relación al total observado. Los resultados de este trabajo indican que la implementación del modelo de *Nowcasting* resultó bastante favorable en términos económicos y, por ende, es factible utilizarlo en otras plantas solares a lo largo del país.

ABSTRACT

The solar energy industry has shown high development worldwide in recent years, mainly due to the decrease in costs that photovoltaic modules have suffered and, therefore, the levelized cost of solar energy. In Chile, between 2013 and 2018, the installed solar capacity presented an annual growth rate of 169%, and currently there are about 450 MW of photovoltaic solar projects under construction. The intermittency of global radiation causes some difficulties to solar plants in regard with energy injection stability to the network, causing problems in the operation of the *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN). These problems can be solved using short time solar forecasts such as Solar Nowcasting. In this report, the technical-economic feasibility of implementing a Solar Nowcasting model in a pilot photovoltaic plant located in the commune of San Bernardo, Metropolitan Region was estimated. In total, the plant had 16 months of photovoltaic generation, and a performance evaluation of the model was carried out according to the modeled and observed hourly data. Then, the available data was valued according to the spot market and the accumulated values for the entire period were calculated. Regarding the monthly performance according to time of day, the months that on average presented the highest linear adjustments were August 2019, September 2019 and April 2019 with an adjustment of 96.5%, 81.6% and 79.8% respectively. On the other hand, the value of the accumulated modeled photovoltaic generation was USD 1,878.65, while the observed generation reached an accumulated value of USD 1,499.56, that is, a difference of 25.2% compared to the total observed. The results of this work indicate that the implementation of the Nowcasting model was quite favorable in economic terms and, therefore, it is feasible to use it in other solar plants throughout the country.

INTRODUCCIÓN

El cambio climático y el agotamiento de los combustibles fósiles ha provocado interés por el uso y desarrollo de energías renovables (ER) tales como la Energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica y bioenergía (Sobri et al., 2018). Entre los años 2009 y 2017 la generación energética mediante ER experimentó un crecimiento anual de un 5,9% y al 2019 presenta los menores costos de generación energética en el mercado, lo cual posiciona a las ER como una industria fundamental para lograr los objetivos del Acuerdo de París sobre cambio climático establecidos en la Conferencia de las Partes (COP) el año 2015 (IRENA, 2019a; IRENA, 2019c; UN, 2015). La energía solar es la ER que presenta un mayor desarrollo mundial en los últimos años, con una capacidad instalada mundial de 486.085 MW (2018) y donde un 83% de los proyectos solares que entrarán en funcionamiento el 2020 tendrán costos de generación menores que cualquier central a base de combustibles fósiles (IRENA, 2019b; IRENA, 2019c). Entre los factores que impulsaron el desarrollo de la energía solar a nivel mundial es la importante baja que ha sufrido el costo de los módulos fotovoltaicos y, por ende el costo nivelado de la energía solar, disminuyendo un 81% y 73%, respectivamente, en los últimos 8 años (IRENA, 2019c). Sin embargo, todavía existen amplias zonas en que el potencial solar no se ha aprovechado económicamente debido a características topográficas y de rentabilidad económica (Cordero et al., 2016; Nasirov et al., 2015).

Chile se considera uno de los lugares más apropiados para el desarrollo de la energía solar en el mundo, principalmente por presentar los niveles de irradiación global más altos del planeta en el desierto de Atacama, llegando a 7kWh/m^2 día, con 4.000 horas de sol promedio al año (CORFO, 2017; Escobar et al., 2015; Haas et al., 2018). Más aún, se espera que el consumo energético en el país aumente un 83% para los próximos 20 años, situación que impulsó medidas para que las ER constituyan al menos un 20% de la matriz energética al 2025, 60% al 2035 y 70% para el 2050 con la energía solar como una industria fundamental para lograr estas medidas (CEN, 2019; CORFO, 2017; Ley N° 20.698 de 2013 del Ministerio de Energía; MINENER, 2015). Entre los años 2013 y 2018 se desarrolló un fuerte crecimiento de la industria solar en el país, donde la capacidad instalada aumentó de 15 MW a 2.137 MW y la generación bruta de 8 GWh a 3.914 GWh, con una tasa de crecimiento anual de un 169% y un 245%, respectivamente (IRENA, 2019b). Por otra parte, existen 3.487 MW de proyectos de generación eléctrica en construcción, de los cuales un 13% corresponde a solar fotovoltaico (CNE, 2018a). Este aumento presenta distintos desafíos, ya que la integración al sistema eléctrico de fuentes de generación cuya naturaleza es intermitente o disponible en ciertos horarios genera dificultades en el funcionamiento del sistema del centro de despacho y control del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) (Haas et al., 2018). Por consiguiente, la inclusión de métodos de predicción temprana del recurso solar disponible, como el *Nowcasting*, pueden incluir mejoras significativas en el sistema eléctrico chileno (Urzúa et al., 2016).

Existen tres métodos principales de modelación de variables meteorológicas: estadísticos, físicos y combinados (Antonanzas et al., 2016). Los modelos estadísticos dependen en gran manera de los datos históricos, no necesitan información interna del sistema para modelar y comprenden modelos de regresión, inteligencia artificial, entre otros (Ibid, 2016). Por otro lado, los modelos físicos se basan en las interacciones que

ocurren en la atmósfera provocadas por la radiación solar, están íntimamente ligados a variables ambientales y aquí se encuentran los modelos numéricos de clima (NWP), imágenes satelitales y modelos de cielo despejado (Sobri et al., 2018). Por último, los modelos combinados utilizan un conjunto de modelos estadísticos y físicos (Ibid, 2018). Con relación al horizonte temporal, éste se refiere al tiempo entre el momento presente y el modelado (Antonanzas et al., 2016). Existen diversas formas de clasificar los modelos de predicción según su horizonte temporal, donde la más utilizada es clasificarlos como largo plazo (1 a 10 años), plazo medio (1 mes a 1 año), corto plazo (1 día a 1 mes) y muy corto plazo (1 minuto a 1 hora) (Sobri et al., 2018). *Nowcasting* es un tipo de modelación que presenta un horizonte temporal menor al tipo corto plazo, específicamente de hasta 5 horas (Bright et al., 2018).

En términos de generación eléctrica, la intermitencia de la radiación global (RG) genera que las centrales solares tengan dificultades de estabilidad de inyección en la red y confiabilidad, causando problemas entre el balance de generación y consumo del sistema eléctrico (Barbieri et al., 2017; Bright et al., 2018; Sobri et al., 2018). Una precisa modelación del recurso como el *Nowcasting*, permite que las empresas generadoras tengan un conocimiento temprano del comportamiento de sus centrales y, por ende que el operador del sistema pueda planificar el despacho de forma que la penetración de centrales solares sea de manera estable y segura (Sanfilippo, 2019; Inman et al., 2013). Asimismo, *Nowcasting* se considera uno de los métodos de modelación que tiene más futuro en la industria y ha sido uno de los métodos más estudiados en la última década, precisamente debido a que el despacho energético, el balance de energía y el establecimiento de precios de generación ocurren dentro de este horizonte temporal (Antonanzas et al., 2016; Barbieri et al., 2017; Bright et al., 2018).

Uno de los pioneros en la utilización de sistemas de *Nowcasting* solar en el mundo es Australia, donde ya se implementan planes de control y manejo utilizando modelos de *Nowcasting* solar a nivel nacional (Bright et al., 2018). Australia es uno de los líderes en la generación distribuida solar fotovoltaica con cerca de 2 millones de sistemas instalados, situación que ha generado que las redes de baja tensión presenten problemas de sobrecarga al no existir ningún tipo de control a tiempo real sobre la red de distribución (ARENA, 2018; Bright et al., 2018). Esta situación incentivó la instauración de un programa de modelación *Nowcasting* solar a nivel nacional que permite un sistema a tiempo real de control sobre las redes de baja tensión australianas (ARENA, 2019). Sin embargo, la aplicación en Chile de un modelo de *Nowcasting* solar amerita una evaluación previa analizando la factibilidad técnico-económica de su implementación.

La implementación de un sistema de *Nowcasting* solar en el sistema eléctrico nacional puede ser una herramienta clave para desarrollar un liderazgo mundial en generación solar, al permitir una industria de generación fotovoltaica descentralizada con una gestión a tiempo real de la demanda (MINENER, 2015). Por otro lado, *Nowcasting* solar incentiva el desarrollo tecnológico de la industria, un pilar fundamental para aprovechar de mejor manera las condiciones climáticas particulares que presenta el Desierto de Atacama, propiciar futuras inyecciones de ER y así lograr las metas de generación ER establecidas en la ley ERNC II (CORFO, 2017; Ley N° 20.698 de 2013 del Ministerio de Energía).

Por lo tanto, el objetivo de presente trabajo de memoria es analizar el impacto de un modelo de *Nowcasting* solar con el fin de determinar su viabilidad técnico-económica frente a los futuros desafíos que tendrá la industria eléctrica solar en Chile.

Objetivo General

Estimar la factibilidad de la implementación de un modelo de *Nowcasting* solar en el actual sistema de generación eléctrico chileno.

Objetivos Específicos

- Generar un estado del arte sobre el actual sistema eléctrico chileno y sus componentes de generación fotovoltaica.
- Implementar un modelo de *Nowcasting* solar para evaluar el comportamiento técnico en una planta solar tipo.
- Analizar el impacto económico en una planta solar bajo condiciones de producción derivadas de una metodología de *Nowcasting*.

MATERIALES Y MÉTODOS

Área de estudio

El sitio de estudio corresponde a una planta de generación de energía solar fotovoltaica ubicada al norte de la comuna de San Bernardo, dentro de la región Metropolitana de Santiago (Figura 1). En esta región predomina un clima templado cálido, de estación seca prolongada, con lluvias que promedian 356,2 mm al año concentradas en invierno y una temperatura media anual de 13.9°C (BCN, 2017). Por otro lado, el promedio anual de la irradiación global diaria en los últimos 10 años fue de 5.1 kWh/m², mientras que el porcentaje de nubosidad diurna promedio para los últimos 10 años fue de un 8.4% (Explorador solar, 2017).

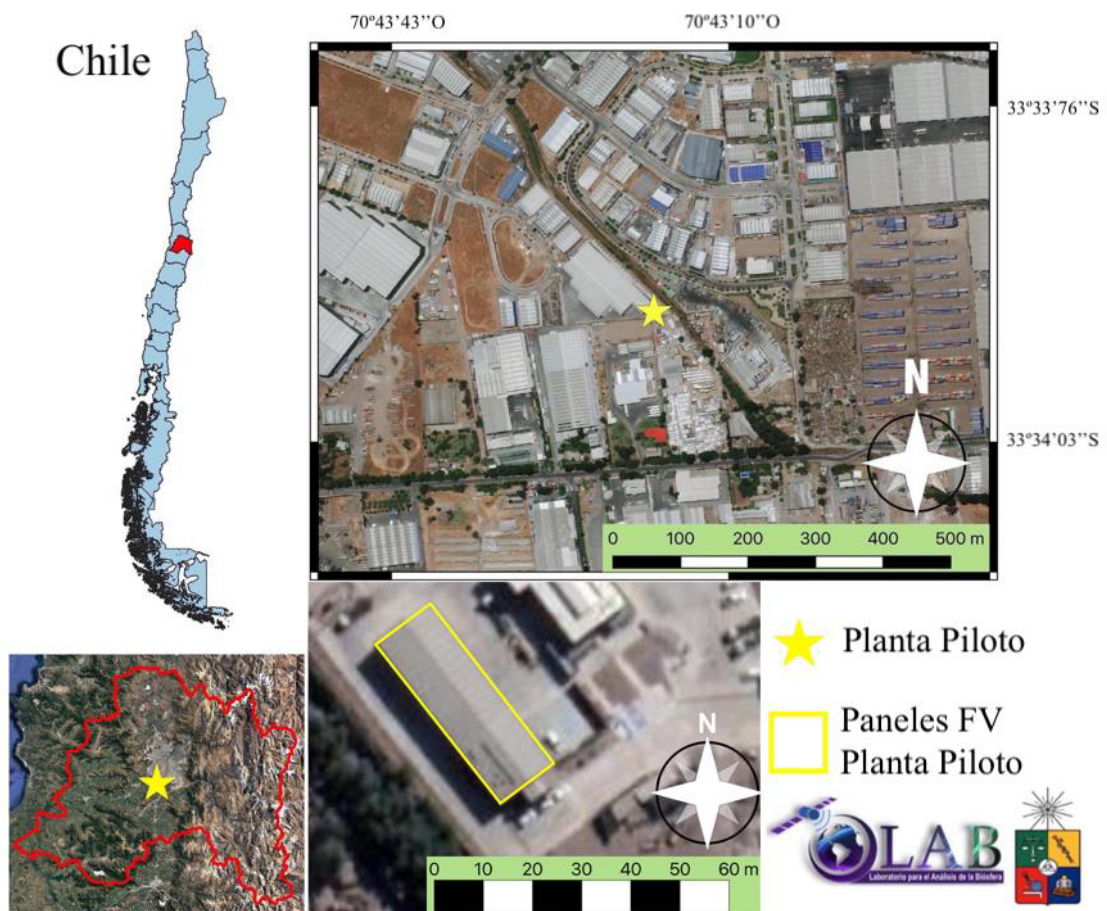


Figura 1. Área de estudio y ubicación de la planta piloto.

Materiales

Solcast: La empresa *Solcast (Solar & Storage Modelling Pty Ltd.)* genera predicciones de tipo *Nowcasting* del recurso solar en base a la cobertura de nubes utilizando imágenes satelitales, modelos numéricos de clima (NWP) y modelos estadísticos (ARENA, 2018).

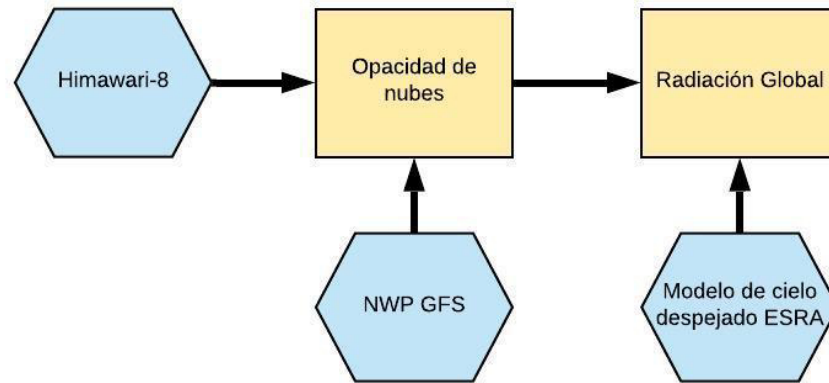


Figura 2. Diagrama de flujo predicción Solcast.

Solcast utiliza la información satelital del satélite geoestacionario japonés *Himawari-8* junto al NWP de *Global Forecast System (GFS)* para clasificar las nubes según su ubicación en la tropósfera (baja, media y alta) y así estimar su opacidad. Luego, aplica el modelo de cielo despejado de *European Solar Radiation Atlas (ESRA)* para obtener la radiación global de cada píxel (Figura 2) (Engerer et al., 2017). Se utilizaron los datos de radiación global y temperatura provenientes del producto *Solar Radiation Data*, el cual realiza predicciones desde el momento presente hasta 7 días, con datos en periodos desde 5 hasta 30 minutos, actualizándose cada 15 minutos (Solcast, 2018).

Registros de la planta piloto: Para poder contrastar el modelo de *Nowcasting* con datos reales de generación fotovoltaica se utilizaron los registros de la planta piloto. Específicamente, información sobre la potencia instalada, orientación y características técnicas de los paneles instalados y la generación FV horaria.

Método

Generación de un estado del arte sobre el actual sistema eléctrico chileno y sus componentes eléctrico solar

Se realizó una amplia revisión bibliográfica en las bases de datos sectoriales más utilizadas tales como Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN), Comisión Nacional de Energía (CNE), Generadoras Chile, *International Renewable Energy Agency* (IRENA), entre otros. Posteriormente, se examinó el funcionamiento del mercado y normativa eléctrica chilena para analizar cómo responden al desarrollo de la generación ER, específicamente energía solar.

Implementar un modelo de *Nowcasting* solar para evaluar el comportamiento técnico en una planta solar tipo

Para predecir la potencia de salida del arreglo de paneles (ecuación 1 y 2) se utilizó un modelo de *Nowcasting* solar que utiliza datos provistos por *Solcast*, previamente calibrado por la empresa chilena **Solartracker**, que presenta un sesgo de un 8,94% para el sitio de estudio (Bravo, 2020). Este modelo depende de la radiación incidente, la temperatura ambiente y la temperatura del módulo (Solartracker, 2019). Luego, en base a la potencia de salida se calculó la generación horaria.

$$P_{PV} = P_n * \frac{R}{R_{ref}} * (1 + K * (T - T_{ref}))$$

Ecuación 1

$$T = T_{amb} + \frac{(T_{ref} - 20) * R}{800}$$

Ecuación 2

En donde,

P_{PV}	: Potencia de salida del módulo/arreglo
P_n	: Potencia nominal del módulo/arreglo
R	: Radiación incidente
R_{ref}	: Radiación incidente de referencia
K	: Coeficiente de potencia debido a temperatura
T	: Temperatura del(os) módulo(s)
T_{ref}	: Temperatura ambiente del(os) módulo(s) de referencia
T_{amb}	: Temperatura ambiente

Se realizó un periodo de prueba donde la planta de generación fotovoltaica piloto funcionó normalmente, mientras se elaboraba una base de datos horarios observados y modelados de generación eléctrica (kWh). Luego, se evaluó el rendimiento del modelo de *Nowcasting* utilizando las métricas de evaluación de rendimiento que según Zhang et al. (2015) son las más comunes para evaluar predicciones del recurso solar (ecuaciones 3-6). Se calcularon en base a la generación (observada y modelada) horaria en kWh.

$$\text{Raíz cuadrada del Error Promedio (RMSE)} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (G_{PV_{mod}} - G_{PV_{obs}})^2}$$

Ecuación 3

$$\text{Coeficiente de Determinación (R}^2\text{)} = 1 - \frac{\text{Var}(G_{PV_{obs}} - G_{PV_{mod}})}{\text{Var}(G_{PV_{mod}})}$$

Ecuación 4

$$\text{Bias} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (G_{PV_{obs}} - G_{PV_{mod}})$$

Ecuación 5

$$\text{Sigma} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (G_{PV_{mod}} - G_{PV_{obs}})^2}{N - 1}}$$

Ecuación 6

En donde,

- N : Extensión de la serie temporal
- $G_{PV_{obs}}$: Generación fotovoltaica observada
- $G_{PV_{mod}}$: Generación fotovoltaica modelada

Analizar el impacto económico en una planta solar bajo condiciones de producción derivadas de una metodología de *Nowcasting*.

El análisis del impacto económico se realizó en base a la generación fotovoltaica observada, la modelación del tipo *Nowcasting* solar y el valor del kWh en el mercado spot. Para obtener la generación valorizada horaria, se obtuvieron los valores en USD del kWh en el mercado spot y se valorizó el kWh observado y modelado para cada hora del periodo de prueba. Luego, se calculó la generación fotovoltaica valorizada acumulada para los datos observados y para el modelo de *Nowcasting* (ecuación 7).

$$\text{Generación fotovoltaica acumulada (\$)} = \sum_{i=1}^N (G_{PV} * \$spot)$$

Ecuación 7

En donde,

- G_{PV} : Generación fotovoltaica

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Generación de un estado del arte sobre el actual sistema eléctrico chileno y sus componentes eléctrico solar

Mercado Eléctrico

Generalidades

El mercado eléctrico chileno está normado por el Decreto con Fuerza de Ley N°4, *Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)* el cual regula la producción, transporte, distribución, concesiones y tarifas de energía eléctrica. Establece que la industria eléctrica se separa en generación, transmisión y distribución, en donde la transmisión transfiere grandes volúmenes de energía eléctrica desde las plantas de generación, mientras que la distribución transporta la energía desde la transmisión a los usuarios finales (Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2007 del Ministerio de Economía). El Ministerio de Energía (MINENER) es el órgano superior de colaboración del presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía, con competencia en materia de formulación de políticas, normas, planes y programas. MINENER tiene a cargo a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que se encargan de la regulación técnico-económica y la fiscalización técnico-normativa respectivamente. (Ley N° 20.402 de 2009 del Ministerio de Energía).

Uno de los órganos más importantes en el mercado de la energía eléctrica y que es independiente de la administración pública es el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), el cual es una corporación autónoma, sin fines de lucro, patrimonio propio, duración indefinida y sus operaciones tienen el fin de preservar la seguridad del servicio, garantizar las operaciones más económicas y asegurar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. El CEN es el único coordinador del sistema eléctrico y tiene facultades sobre el monitoreo de la competencia, cadena de pagos, planificación de la transmisión, coordinación de intercambios internacionales de energía, autorizaciones para conectarse al sistema de transmisión, entre otros (Ley N° 20.936 de 2016 del Ministerio de Energía).

Un sistema eléctrico es el conjunto de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución que están interconectadas entre sí y permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica (Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2007 del Ministerio de Economía). Los sistemas eléctricos independientes son el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Sistema de Aysén (SEA) y Sistema de Magallanes (SEM), donde el principal es el SEN y cualquier sistema interconectado con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW pertenece a éste (Ley N° 20.936 de 2016 del Ministerio de Energía).

Los sistemas de transmisión son instalaciones que permiten transportar energía eléctrica desde los centros que son excedentarios en generación a los deficitarios y presentan un régimen de acceso abierto en donde pueden ser utilizados por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias. Los segmentos en que se divide la

transmisión son el Sistema de Transmisión (ST) Nacional, ST Zonal, ST Dedicado y ST de Polos de Desarrollo (Ley N° 20.726 de 2014 del Ministerio de Energía; Ley N° 20.936 de 2016 del Ministerio de Energía). La planificación del sistema de transmisión está a cargo de MINENER y se realiza de manera quinquenal con un horizonte de 30 años. Por su parte, la CNE está a cargo de un proceso anual de planificación de la transmisión, con un horizonte de al menos 20 años que tiene como objetivo proponer proyectos de expansión al sistema (Ley N° 20.936 de 2016 del Ministerio de Energía).

El consumo eléctrico se divide en clientes libres y clientes regulados, donde cualquier cliente que tenga una potencia conectada superior a 500 kW puede elegir a cuál régimen adscribirse (Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2007 del Ministerio de Economía; Ley N° 20.805 de 2015 del Ministerio de Energía). El cliente libre tiene un consumo superior a 500 kW y menor a 5.000 kW, puede negociar libremente los precios y las condiciones del suministro eléctrico directamente con las empresas generadoras o distribuidoras, es generalmente del tipo industrial o minero y el 2018 representó un 55,8% de las ventas totales en el SEN (Generadoras de Chile, 2018; Ley N° 20.805 de 2015 del Ministerio de Energía). Por su parte, el cliente regulado tiene una potencia conectada igual o inferior a 2.000 kW y se somete a una tarifa calculada por la CNE que busca representar el costo real de la generación, transmisión y distribución de la electricidad (CNE, 2017). El suministro eléctrico para los clientes regulados se valoriza según el Precio Nudo de Largo Plazo (PNLP), el Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Cargo por uso del sistema troncal (CUT). El PNLN representa el valor que debe pagar una distribuidora en virtud de un contrato de suministro licitado de manera pública y regulada, el VAD considera los costos de operación, mantenimiento y pérdidas de distribución, mientras que el CUT es un esquema de remuneración a la transmisión conocido como “estampillado” (CNE, 2018b; Ley N° 20.936 de 2016 del Ministerio de Energía)

Las empresas de distribución tienen la obligación de disponer de suministro de energía a sus clientes regulados por lo menos para los próximos 3 años mediante un proceso de licitaciones reguladas, en donde las empresas generadoras están encargadas de ofrecer energía por todo un bloque o una cantidad limitada de sub-bloques (Ley N° 20.018 de 2005 del Ministerio de Economía; Ley N° 20.805 de 2015 del Ministerio de Energía). Las licitaciones para obtener el PNLN están a cargo de la CNE, quien proyecta la demanda y determina anualmente las licitaciones de suministro que sean necesarias para abastecer los consumos de los clientes regulados. La licitación debe ser realizada a lo menos 5 años antes de materializado el proyecto, adjudicada al oferente de menor costo de suministro y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación. Para licitaciones de largo plazo, el plazo máximo de contratos a 20 años, y las bases de licitación podrán agrupar los requerimientos de suministro de distintas concesionarias de distribución. En caso de existir condiciones de excepción como crecimiento no anticipado de demanda o licitaciones total o parcialmente desiertas, se pueden realizar licitaciones a corto plazo (Ley N° 20.805 de 2015 del Ministerio de Energía).

Funcionamiento

El mercado eléctrico chileno está diseñado para que la inversión y la operación de la infraestructura energética la realicen operadores privados y así promover la eficiencia

económica, un mercado competitivo y segmentos no monopolísticos (Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2007 del Ministerio de Economía). Los segmentos de transmisión y distribución están regulados, con precios fijados y obligatoriedad de servicio, mientras que la generación funciona con un sistema competitivo llamado *Peak Load Pricing*. Existen dos mercados principales, el mercado spot asociado a la operación coordinada de corto plazo en donde sólo participan empresas generadoras y el mercado de contratos donde participan generadoras, distribuidoras y usuarios finales (Figura 3) (MINENER, 2018).

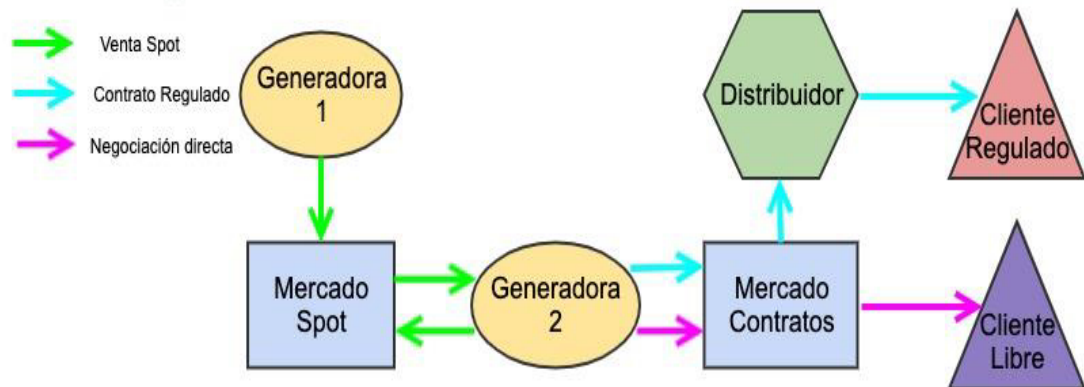


Figura 3. Mercado mayorista chileno.

El mercado de contratos es de tipo financiero, los contratos son libremente pactados entre las partes y queda establecida la obligación de suministrar una cantidad determinada de energía y de comprarla a un precio determinado. El punto de suministro y las cantidades deben ser informadas al CEN para su administración, ya que estos contratos de suministro no tienen ninguna injerencia en el despacho físico de la energía (CCHEN, 2018).

El mercado spot funciona de acuerdo con los principios de la teoría del *Peak Load Pricing*, en donde (teóricamente) el parque generador está adaptado a la demanda de manera tal que los ingresos por venta de energía a costo marginal más los ingresos por venta de potencia, cubren de manera exacta los costos de inversión y de operación de las empresas generadoras en su conjunto (MINENER, 2018). El costo marginal de suministro eléctrico se refiere al costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción, como también el costo que se evita al dejar de producir la última unidad (Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2007 del Ministerio de Economía). El mercado spot es un mercado cerrado a empresas generadoras, cuyo caso están normadas a participar y deben presentar de manera horaria sus declaraciones de costos marginales basados en sus costos reales de generación. Según estos costos marginales de corto plazo, el equilibrio instantáneo de oferta y demanda y las condiciones de generación, pérdidas y congestión, el CEN determina de manera horaria el precio spot para cada barra del sistema (MINENER, 2018).

Las transferencias económicas las determina el CEN, valorizadas en forma horaria al costo marginal de suministro en el punto de sistema en que se inyecta o retira energía. Cuando la generación mensual de una empresa es superior a sus contratos de suministro

es clasificada como una empresa excedentaria y venderá sus excedentes al mercado spot, mientras que cuando es menor que sus contratos es una empresa deficitaria y tendrá que comprar al mercado spot toda la energía que no logró suministrar para abastecerlos (CCHEN, 2018). Asimismo, el CEN está a cargo del despacho físico de la energía, en base a la declaración horaria de costos de operación emitido por las empresas generadoras, buscando siempre la operación más económica del sistema despachando las unidades de generación en orden creciente de costo variable de generación hasta cubrir la demanda requerida. De esta forma, las unidades de generación que tienen costo marginal nulo o bajo son despachadas primero, las cuales generalmente corresponden a *energía renovable no convencional* (ERNC) (Ibid, 2018).

Normativa ERNC

La *energía renovable no convencional* (ERNC) es la energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales como biomasa, energía hidráulica con potencia máxima inferior a 20MW, energía geotérmica, energía solar, energía eólica, energía mareomotriz o medios de generación determinados por la CNE que utilicen ER, diversifiquen la matriz y causen un bajo impacto ambiental (Ley N° 20.257 de 2008 del Ministerio de Economía). Las condiciones de mercado han mejorado bastante en los últimos años para el desarrollo de las ERNC en Chile, provocando una acelerada implementación de este tipo de proyectos. Entre los años 2005 y 2018 la capacidad instalada de ERNC ha aumentado desde 510 MW a 5.047 MW lo que representa un crecimiento anual de un 19,2% y un 21,4% de la capacidad instalada actual. Entre esos mismos años, la generación ERNC ha aumentado desde 1.015 GWh a 12.950 GWh lo que representa un crecimiento de un 21,6% anual y el 17% de la matriz de generación actual (Energía abierta, 2019; Generadoras de Chile, 2018; IRENA, 2019b)

Los proyectos ERNC se clasifican según su potencia instalada en Proyectos *Netbilling*, Pequeños medios de generación distribuido (PMGD), Pequeños medios de generación (PMG) y Medios de generación no convencional (MGNC), en donde las principales tecnologías utilizadas en estos proyectos son solar fotovoltaica, solar térmica, micro-hidráulica, aerogeneración, biodigestión y biomasa (MINENER, 2017a; MINENER, 2018). Un PMG es un proyecto de generación eléctrica con excedentes de hasta 9 MW, conectado a la red de media Tensión de las empresas distribuidoras (PMGD) o a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal (PMG) y clasificado de impacto no significativo en la red de distribución (Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018 de 2007 del Ministerio de Economía; D.S. N° 101 de 2015 del Ministerio de Energía). Por otro lado, los MGNC son proyectos con excedentes de potencia hasta 20 MW, incluyen los proyectos de cogeneración eficiente a base de combustibles fósiles y tienen una exención de pago de peajes de transmisión troncal de manera completa cuando los excedentes son 9 MW, llegando proporcionalmente a una exención nula cuando son 20 MW (Ley N° 20.936 de 2016 del Ministerio de Energía; MINENER, 2018). Los proyectos *Netbilling* se verán en el apartado de Energía Solar.

La medida más importante impulsada por el ejecutivo relacionada a ERNC es que cualquier empresa de generación conectada al SEN después del 1 de enero de 2007 tiene que acreditar que una cantidad de energía equivalente al 5% de sus retiros anuales ha

sido inyectada por medios de generación ERNC (propio o contratado), aumentándose a un 20% para el 2025 (Ley N° 20.257 de 2008 del Ministerio de Economía; Ley N° 20.698 de 2013 del Ministerio de Energía). MINENER puede efectuar hasta dos licitaciones públicas anuales de bloques de energía provenientes de tecnologías ERNC para cumplir la cuota y cualquier empresa que exceda su obligación de inyecciones ERNC puede traspasar sus excedentes a otra empresa eléctrica (Ley N° 20.698 de 2013 del Ministerio de Energía). Esta cuota ERNC ha sido superada con creces a lo largo de los años que se ha aplicado, lo cual se refleja en que para diciembre 2017 la cuota era de 313 GWh, en tanto la inyección real ERNC fue de 1.047 GWh, un 334% respecto a lo exigido (MINENER, 2018).

Para permitir que proyectos ERNC tengan mayores oportunidades de financiamiento y se transformen en una alternativa competitiva y económica de suministro, el sistema de licitaciones está construido en base al concepto “bloques de suministro”. El bloque de suministro es el compromiso máximo de suministro que puede asumir el proponente en su oferta y cada bloque está subdividido en una componente base (energía anual requerida) y una componente variable (para satisfacer incrementos no esperados de demanda) (Ley N° 20.805 de 2015 del Ministerio de Energía). La licitación de suministro 2019/01 licitó 3 bloques de suministro que estarán vigentes desde el 1 de enero de 2025 hasta el 31 de diciembre de 2040, para abastecer los horarios comprendidos entre 00:00 - 07:59 y 23:00 - 23:59 (N°1-A), 08:00 - 17:59 (N°1-B) y 18:00 - 22:59 (N°1-C) (CNE, 2019).

Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica es una nueva figura que se refiere a zonas identificadas por el MINENER que presentan un alto potencial de generación de ERNC, pertenecen al SEN, su aprovechamiento resulta de interés público y tienen su propio sistema de transmisión. Cada *Polo de Desarrollo* presenta un Informe Técnico que distingue las fuentes ERNC presentes en el lugar, y tienen la obligación inyectar al menos un 20% de ERNC por año calendario al sistema (Ley N° 20.936 de 2016 del Ministerio de Energía).

Energía Solar

La tecnología solar lidera el mercado de proyectos de *generación distribuida* o *Netbilling*, en donde los clientes regulados con capacidad de generación hasta 300 kW pueden inyectar su energía a la red de distribución, valorizar dicha inyección y vender sus excedentes al mismo precio en que las distribuidoras venden la energía a sus clientes (más un componente asociado a las pérdidas evitadas) (Ley N° 21.118 de 2018 del Ministerio de Energía). Para el cálculo de la facturación neta, se mide el excedente de energía inyectada a la red y la energía consumida, se valorizan por separado y luego se restan ambos montos valorizados (Ley N° 20.571 de 2012 del Ministerio de Energía). Al 2018 existen 3.653 instalaciones de *generación distribuida*, principalmente de tipo solar fotovoltaica y un 85% corresponde a instalaciones de capacidad instalada menor a 5 kW (MINENER, 2018).

Con relación a iniciativas solares impulsadas por el ejecutivo, se encuentra el Programa Energía Solar a cargo de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y MINENER que apunta a transformar al país en un actor relevante de desarrollo

tecnológico solar. Mediante un proceso colaborativo entre actores públicos, empresariales, académicos y sociales se determinaron un conjunto inicial de 50 proyectos a realizar en el Desierto de Atacama evaluados en cerca de 800 MUSD (CORFO, 2017).

Otra iniciativa a cargo de MINENER es el Programa Techos Solares Públicos (PTSP), el cual busca instalar sistemas fotovoltaicos en techos de edificios públicos con el objetivo superior de contribuir a la maduración del mercado de autoconsumo fotovoltaico en Chile. Sólo pueden postular instituciones públicas y municipios de comunas previamente seleccionadas, tiene una duración de 4 años a partir del 2015 y cuenta con un presupuesto de 13 MUSD (MINENER, 2017b).

Implementar un modelo de *Nowcasting* solar para evaluar el comportamiento técnico en una planta solar tipo

El cuadro 1 presenta la cantidad de horas en donde la planta piloto estuvo en funcionamiento, además de la proporción de datos observados según la cantidad de datos modelados. En total, la planta dispone de 16 meses de generación fotovoltaica y una disponibilidad de 4.268 datos, donde la mayor cantidad de datos disponibles se encuentra en enero 2019, diciembre 2018 y febrero 2019 con una disponibilidad de 416, 398 y 388 datos respectivamente. Por otro lado, los meses con menor disponibilidad son septiembre 2018 con 65 datos, septiembre 2019 con 32 datos y agosto 2019 con 27 datos disponibles.

Cuadro 1. Disponibilidad de datos

Año	Mes	Datos Modelados	Datos Observados	% de Datos Observados
2018	Septiembre	89	65	73%
	Octubre	454	417	92%
	Noviembre	445	165	37%
	Diciembre	475	398	84%
2019	Enero	494	416	84%
	Febrero	418	388	93%
	Marzo	420	358	85%
	Abril	364	289	79%
	Mayo	347	295	85%
	Junio	319	306	96%
	Julio	338	315	93%
	Agosto	344	27	8%
	Septiembre	397	32	8%
	Octubre	459	265	58%
	Noviembre	491	376	77%
	Diciembre	193	156	81%
Total		6.047	4.268	70%

El rendimiento del modelo de *Nowcasting* para el período completo se observa en la Figura 4. La generación fotovoltaica promedio alcanza su máximo modelado y observado a las 12:00hrs, de 13,89 kWh y 11,37 kWh respectivamente, en tanto que el RMSE promedio más alto es de 4,95 kWh a las 8:00hrs y el mejor ajuste lineal promedio es de 84% a las 17:00hrs (Figura 4a; Figura 4b; Figura 4c). Ambas desviaciones estándar presentan un promedio máximo de 4,18 kWh, que ocurre a las 13:00hrs para el modelo y a las 14:00hrs para los datos observados (Figura 4b). Con relación al *bias* promedio, su valor más alto es de 1,41 kWh a las 18:00hrs y más bajo de -4,46 kWh a las 8:00hrs (Figura 4d). El promedio mínimo de la generación, *sigma* y RMSE es de 0 kWh, mientras que el ajuste lineal promedio más bajo es de 0% (Figura 4a; Figura 4b; Figura 4c).

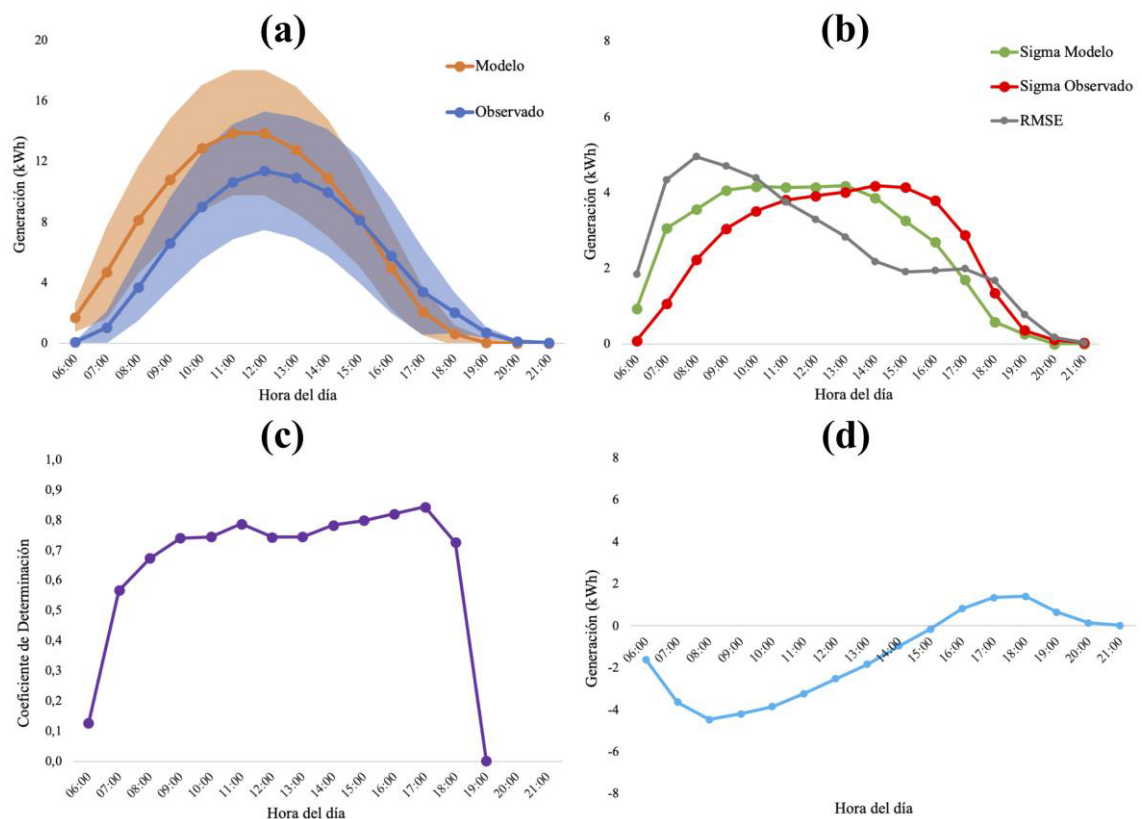


Figura 4. Métricas de evaluación de rendimiento para el período completo, donde (a) Generación, (b) RMSE y *sigma*, (c) Coeficiente de determinación (R^2) y (d) *bias*.

Al observar el rendimiento del modelo según mes (Figura 5) se aprecia que en la mayoría de los meses las 4 métricas de evaluación de rendimiento siguen el mismo patrón que para el período completo (Figura 4). Los promedios más altos que alcanza la generación fotovoltaica modelada son de 17,53 kWh a las 12:00hrs en diciembre 2018, 17,52 kWh a las 11:00hrs en diciembre 2018 y 17,22 kWh a las 12:00hrs en enero 2019, mientras que los máximos observados son de 16,30 kWh a las 12:00hrs, 15,10 kWh a las 14:00hrs y 14,90 kWh a las 13:00hrs en diciembre 2018 (Figura 5a). Por otra parte, la *sigma* promedio de los datos modelados presenta un comportamiento similar a la *sigma* promedio de los datos observados para todos los meses del periodo de prueba, con valores máximos modelados de 6,03 kWh a las 13:00hrs, 5,20 kWh a las 14:00hrs y 5,02 kWh a las 12:00hrs en septiembre 2018 y máximos observados de 4,85 kWh a las

12:00hrs, 4,83 kWh a las 14:00hrs y 4,45 kWh a las 11:00hrs en el mismo mes (Figura 5b). Los RMSE promedio más altos son de 7,43 kWh a las 8:00hrs en diciembre 2019, 7,17 kWh a las 8:00hrs en noviembre 2019 y 7,15 kWh a las 9:00hrs en diciembre 2019, los cuales se traducen en los *bias* promedio más bajos, alcanzando -7,42 kWh, -7,15 kWh y -7,14 kWh para cada uno de los valores anteriores (Figura 5b; Figura 5d). A su vez, los *bias* promedio más altos son de 3,30 kWh a las 16:00hrs en noviembre 2018, 3,23 kWh a las 17:00hrs en noviembre 2018 y 3,12 kWh a las 17:00hrs en diciembre 2018 (Figura 5d). Finalmente, el ajuste lineal presenta promedios mensuales totales máximos de 96,5% para agosto 2019, 81,6% para septiembre 2019 y 79,8% para abril 2019 (Figura 5c).

Por otro lado, entre las 7:00hrs y las 9:00hrs de enero, noviembre y diciembre 2019, se observan valores de *bias* menores a -3,91 kWh junto a desviaciones estándar modeladas y observadas inferiores a 2,16 kWh y 1,40 kWh respectivamente. Esto denota que durante estos periodos existió una sobrestimación de parte del modelo, la cual alcanza su máxima magnitud en diciembre 2019 a las 8:00hrs, representado por un *bias* de -7,42 kWh sujeto a una desviación estándar modelada y observada de 0,38 kWh y 0,12 kWh respectivamente. Por su lado, la mínima sobrestimación durante este período ocurre en enero 2019 a las 9:00hrs, plasmado en un *bias* de -4,96 kWh asociado a una *sigma* modelada de 1,31 kWh y observada de 1,40 kWh (Figura 5b; Figura 5d).

Finalmente, entre las 17:00hrs y las 18:00hrs de diciembre 2018 y febrero 2019 se advierten *bias* sobre 1,82 kWh y *sigma* modeladas y observadas menores a 0,61 kWh y 0,84 kWh respectivamente, lo que indica una subestimación de parte del modelo. La mayor subestimación ocurre durante diciembre 2018 a las 18:00hrs, representado por un *bias* de 2,43 kWh asociado a una *sigma* modelada de 0,23 kWh y observada de 0,46 kWh. A su vez, la menor subestimación durante estos meses sucede en febrero 2019 a las 17:00hrs, plasmado en un *bias* de 2,93 kWh sujeto a una desviación estándar modelada y observada de 0,53 kWh y 0,84 kWh respectivamente (Figura 5b; Figura 5d).

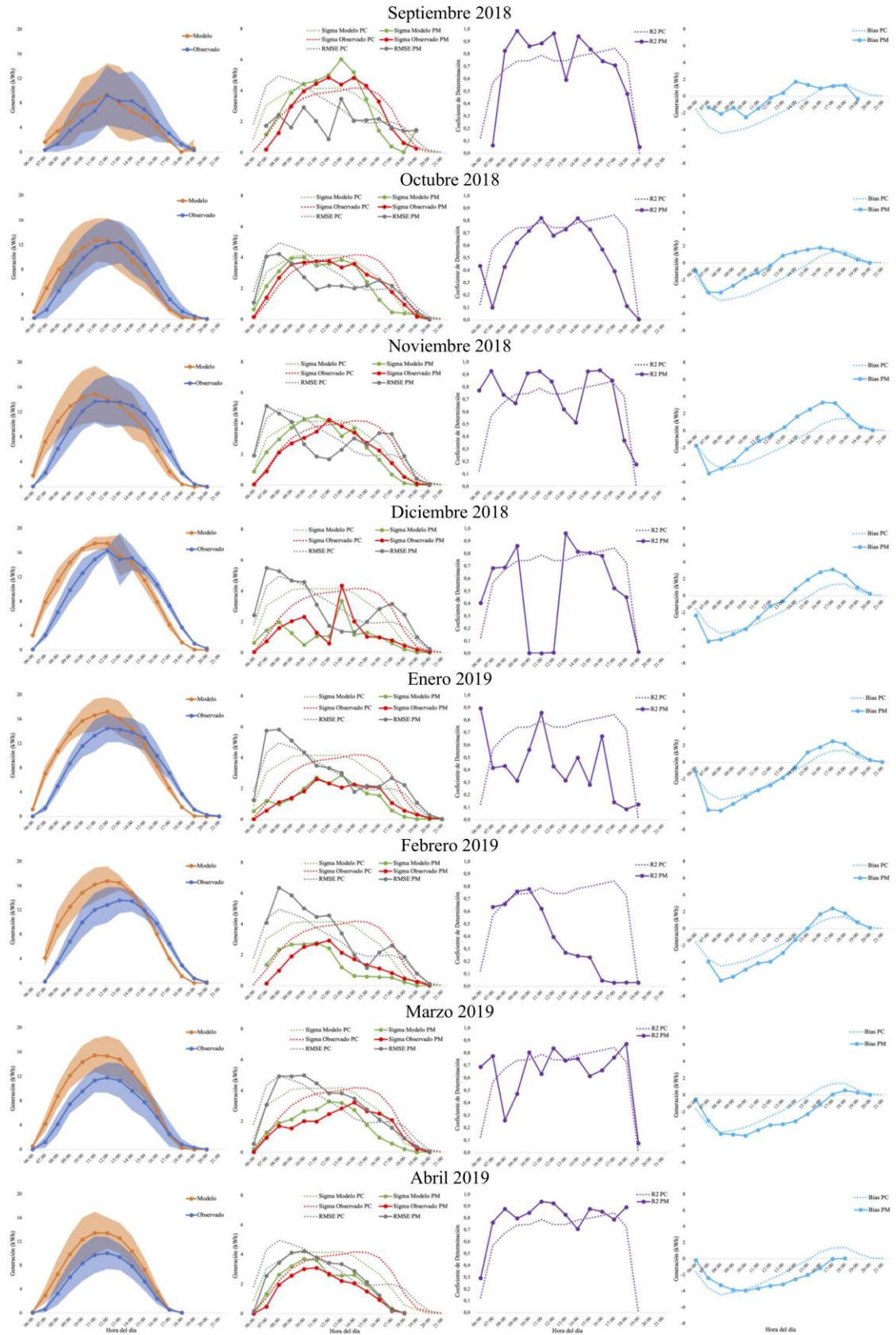


Figura 5. Métricas de evaluación de rendimiento según mes, donde (a) Generación, (b) RMSE y σ , (c) Coeficiente de determinación (R2) y (d) $bias$. Se presenta el período completo (PC) y el período mensual (PM).

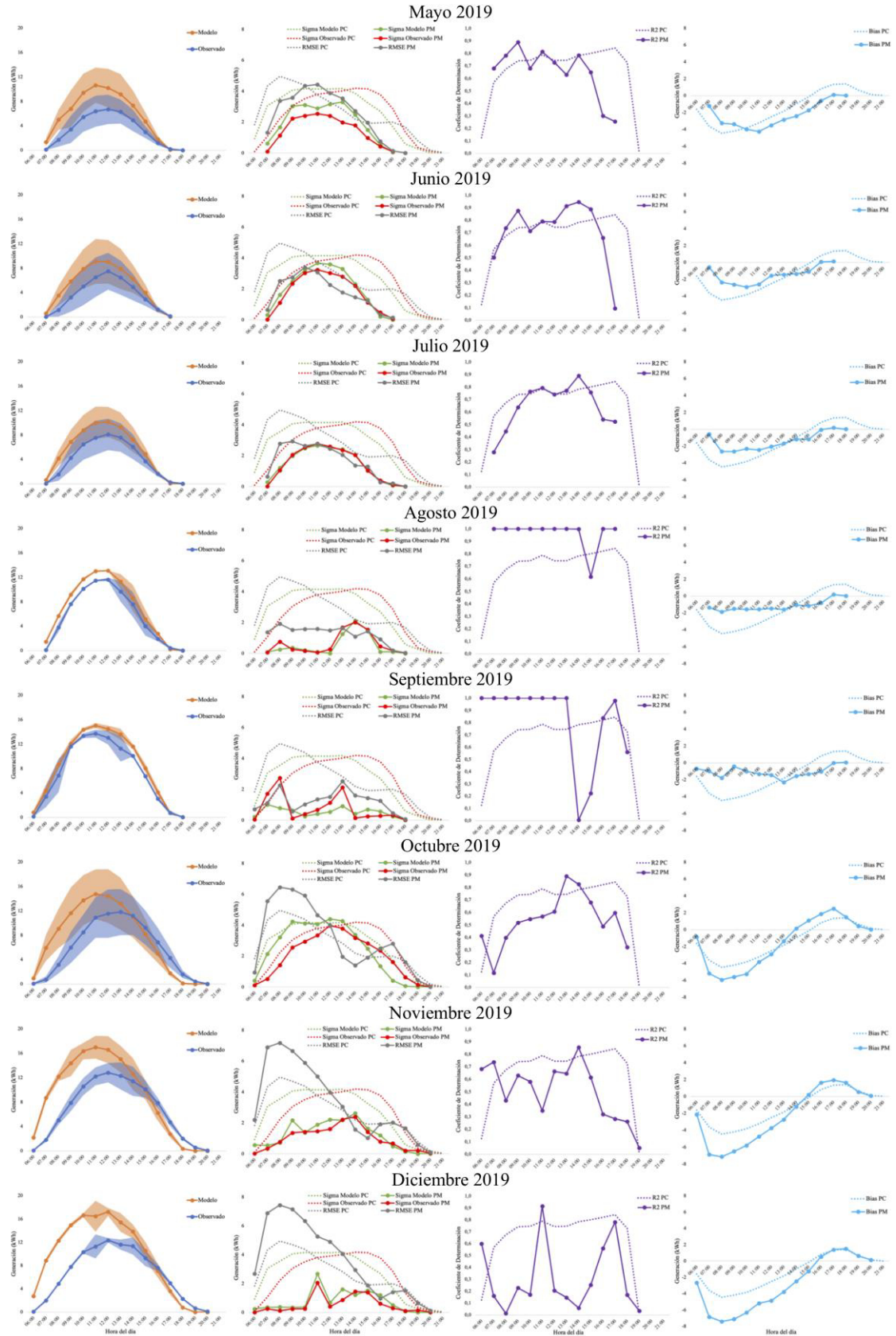


Figura 5 (continuación). Métricas de evaluación de rendimiento según mes, donde (a) Generación, (b) RMSE y σ , (c) Coeficiente de determinación (R^2) y (d) $bias$. Se presenta el período completo (PC) y el período mensual (PM).

Analizar el impacto económico en una planta solar bajo condiciones de producción derivadas de una metodología de *Nowcasting*.

La figura 6 presenta el valor del kWh en el mercado spot según la subestación alto Jahuel para el período completo. El valor promedio según mes presenta un máximo de 0,072 USD/kWh en abril 2019, y un mínimo de 0,035 USD/kWh en noviembre 2019 (Figura 6a). Por otra parte, el promedio según hora más alto es de 0,061 USD/kWh a las 21:00hrs, mientras que el más bajo es de 0,047 USD/kWh a las 6:00hrs (Figura 6b).

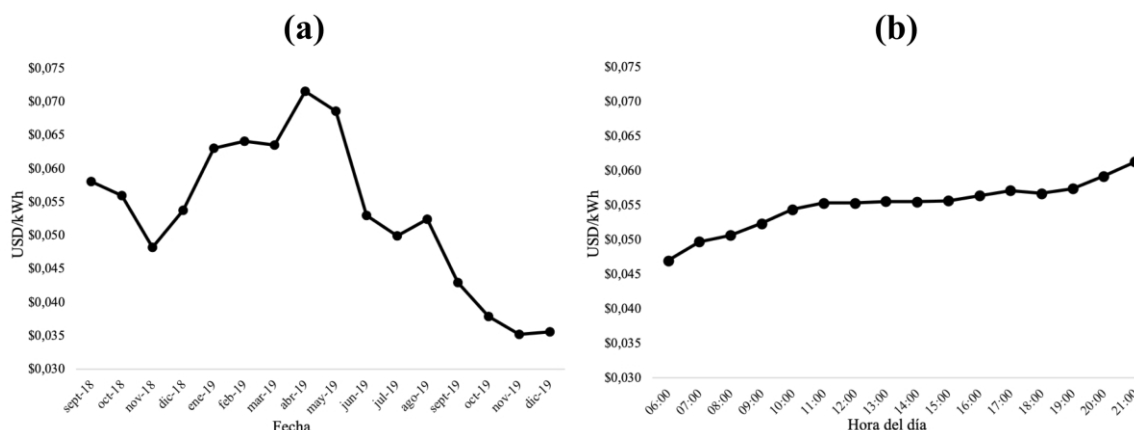


Figura 6. Precio promedio kWh para el período completo en subestación Alto Jahuel (a) según mes y (b) según hora.

La figura 7 presenta la generación fotovoltaica valorizada total y promedio según hora, donde se aprecia que ambos valores mantienen la misma tendencia que la generación fotovoltaica promedio no valorizada (Figura 4a). El promedio valorizado más alto que alcanza el modelo es de 0,79 USD a las 11:00hrs, mientras que el máximo observado es de 0,64 USD a las 12:00hrs, y el error absoluto más alto es de 0,22 kWh a las 9:00hrs. Por su parte, el monto total según hora alcanza su máximo modelado y observado a las 12:00hrs de valores 258,15 USD y 209,58 USD respectivamente, además de un error absoluto máximo de 71,21 USD a las 9:00hrs. El monto total y promedio mínimo modelado es de 0 USD a las 19:00hrs, 20:00hrs y 21:00hrs, en tanto el monto total y promedio más bajo observado y de error absoluto es de 0 USD a las 21:00hrs. Por otro lado, entre las 6:00hrs y las 8:00hrs los valores de error absoluto son mayores que los valores observados, presentando su mayor diferencia a las 7:00hrs de 36,27 USD total y 0,12 USD promedio. A su vez, a las 18:00hrs y 19:00hrs el error absoluto es mayor que los valores del modelo, con una diferencia máxima que ocurre a las 18:00hrs de 9,77 USD total y 0,04 USD promedio.

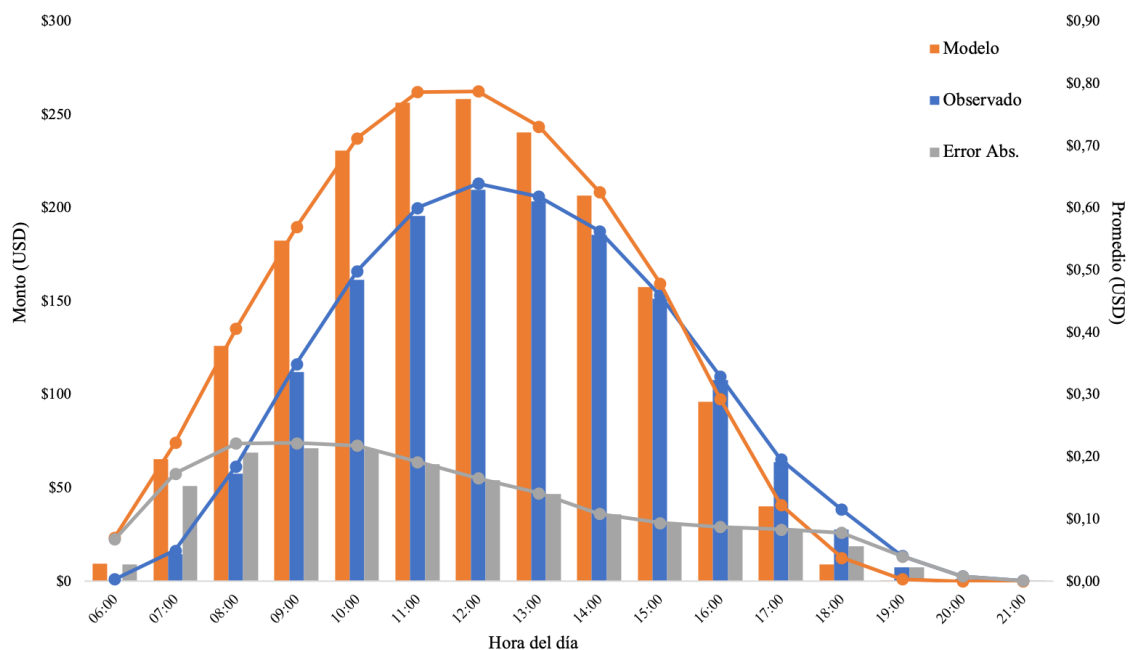


Figura 7. Generación fotovoltaica valorizada para el período completo en subestación Alto Jahuel según hora. Las columnas indican el monto total, mientras que las líneas indican el promedio.

Los montos mensuales y acumulados de la generación fotovoltaica valorizada se observan en la figura 8. Con relación a los montos mensuales, se aprecia que ambos siguen una misma tendencia, siempre con el valor modelado mayor al observado y, por lo tanto, con una diferencia acumulada que presenta un aumento sostenido. Los valores mensuales modelados más altos son de 242,63 USD en enero 2019, 231,80 USD en febrero 2019 y 208,36 USD en marzo 2019, en tanto los valores máximos observados son de 210,10 USD en enero 2019, 192,69 USD en febrero 2019 y 181,78 USD en diciembre 2018. Por su parte, los montos mensuales modelados mínimos son 16,23 USD en septiembre 2018, 10,98 USD en septiembre 2019 y 9,12 USD en agosto 2019, mientras que los valores observados más bajos son de 15,92 USD, 9,51 USD y 7,59 USD para cada uno de los meses señalados anteriormente, lo cual se condice con los meses que presentan menor cantidad de datos disponibles para el análisis (Cuadro 1). Las mayores diferencias mensuales entre montos modelados y observados son de 60,58 USD en marzo 2019, 58,07 USD en abril 2019 y 50,99 USD en mayo 2019.

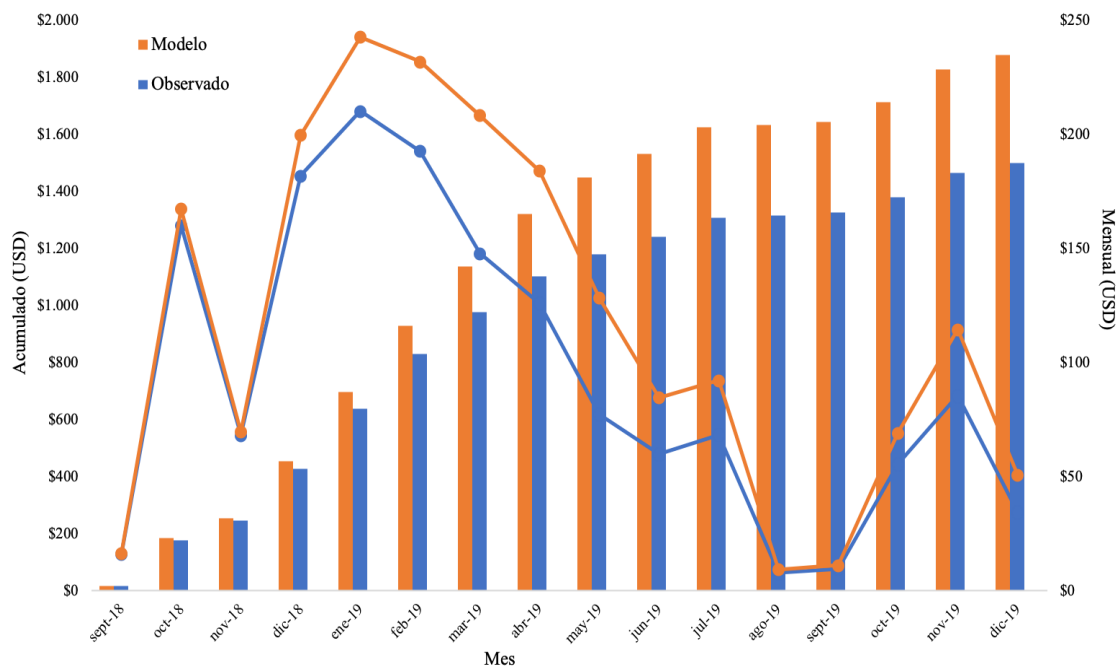


Figura 8. Generación fotovoltaica valorizada para el período completo en subestación Alto Jahuel según mes. Las columnas indican el monto acumulado, mientras que las líneas indican el monto mensual.

El monto acumulado anual y total de la generación fotovoltaica valorizada se presenta en el cuadro 2. Se observa una diferencia acumulada de 26,99 USD en el año 2018 y 352,11 USD en 2019, lo cual tiene directa relación con la cantidad de meses en que la planta piloto estuvo en funcionamiento (Cuadro 1). A su vez, el valor de la generación fotovoltaica modelada total es de 1.878,65 USD, mientras que la generación observada alcanza un valor de 1.499,56 USD. Se aprecia una diferencia total de de 379,10 USD, lo que constituye un porcentaje de error de un 25,2% con relación al total acumulado observado.

Cuadro 2. Generación fotovoltaica valorizada acumulada

Año	Modelo (USD)	Observado (USD)	Diferencia (USD)	% de Error
2018	452,73	425,74	26,99	6,3%
2019	1.425,93	1.073,82	352,11	32,7%
Total	1.878,65	1.499,56	379,10	25,2%

DISCUSIÓN

La implementación del modelo de *Nowcasting* solar en la planta piloto entrega en promedio valores modelados mayores a los observados, principalmente debido a que el modelo sólo utiliza datos de radiación, temperatura y características técnicas del arreglo de paneles, sin considerar otros factores como el ensuciamiento por polvo de los módulos, paneles dañados, pérdidas producto de la eficiencia del inversor, entre otros. Sin embargo, la diferencia entre los valores observados y modelados podría disminuir al combinar este modelo de *Nowcasting* con otros que utilicen una metodología de modelación distinta o que calculen otro tipo de variables (Sanfilippo, 2019; Sobri et al., 2018). Por otra parte, se aprecia un desfase horario entre los datos observados y modelados, específicamente una hora de retraso de parte del modelo. Una vez ajustado este desfase se modifican considerablemente los promedios para el período completo, por ejemplo, el mejor ajuste lineal cambia de 84% a las 17:00hrs a 82,4% a las 11:00hrs; el RMSE máximo, de 4,95 kWh a las 8:00hrs a 3,64 kWh a las 13:00hrs; el *bias* más alto, de 1,41 kWh a las 18:00hrs a 0,30 kWh a las 7:00hrs; y el *bias* más bajo, de -4,46 kWh a las 8:00hrs a -2,85 kWh a las 13:00hrs. A pesar de lo anterior, la tasa de desempeño mensual promedio, que indica cómo ha sido la generación fotovoltaica observada respecto a la modelada, fue de 79,9% para el modelo utilizado en este trabajo. Estudios previos sobre la implementación de modelos de generación fotovoltaica han registrado tasas de desempeño mensual promedio de 72,8% para el caso de Bravo (2020) y de 94,9% para Ahmed et al. (2019), lo cual indica que el modelo utilizado en presente memoria tiene un rendimiento semejante e incluso mejor respecto a estudios de características similares.

Independiente de los problemas técnicos señalados anteriormente, la implementación de este modelo en la planta piloto fue exitosa en términos económicos, ya que permitió una ganancia total de un 20,1%. Asimismo, si se desarrollan nuevas versiones del modelo ajustadas de forma local para disminuir su sesgo, el valor total modelado puede llegar a alcanzar los 2.046,61 USD, es decir, una ganancia total de un 26,7%. La valorización económica realizada en esta memoria está directamente relacionada con la fluctuación del precio del kWh en el mercado spot, que durante el período de prueba disminuyó un 38,7%. Si el precio del kWh se hubiese fijado según el precio spot promedio mensual más alto registrado durante el período de prueba, la generación observada hubiera alcanzado un valor de 1.937,75 USD y la modelada de 2.437,02 USD, vale decir una ganancia de un 20,5%, lo que demuestra que la ganancia total no hubiese sufrido mayores variaciones porcentuales.

En Chile, el mercado de la generación distribuida está al alza y predominan los proyectos de tipo solar fotovoltaico enfocados al autoconsumo, como el estudiado en esta memoria (MINENER, 2015; MINENER, 2017b). Por consiguiente, el modelo de *Nowcasting* solar utilizado en presente trabajo tiene un gran potencial de desarrollo en el contexto energético nacional, considerando que los resultados de esta investigación indican que su implementación permite aumentar considerablemente las ganancias de proyectos de generación distribuida. Por último, en esta memoria sólo se analizó el rendimiento del modelo para un inversor, por lo que se sugiere que futuras investigaciones evalúen su rendimiento cuando se utiliza una mayor cantidad y variedad

de inversores, con el fin de analizar la factibilidad técnico-económica de implementar este modelo de *Nowcasting* en plantas solares de mayor escala.

CONCLUSIÓN

En esta memoria se evaluó la factibilidad técnico-económica de implementar un modelo de *Nowcasting* solar en una planta de generación fotovoltaica ubicada en la comuna de San Bernardo, Región Metropolitana. La planta solar estuvo 16 meses en funcionamiento, y se evaluó el rendimiento técnico del modelo en base a los registros horarios de generación. Luego, se valorizaron los datos observados y modelados según el mercado spot y se calcularon los valores acumulados para el período completo.

Con respecto al rendimiento mensual según hora del día, los meses que en promedio presentaron ajustes lineales más altos fueron agosto 2019 con un 96,5%, septiembre 2019 con un 81,6%, y abril 2019 con un ajuste de 79,8%. Por otro lado, el análisis de impacto económico entrega montos acumulados totales observados de 1.499,56 USD y modelados de 1.878,65 USD, es decir una diferencia acumulada total de 379,10 USD. Por consiguiente, la implementación de presente modelo de *Nowcasting* solar en la planta piloto permitió ganancias de un 20,1%, lo cual es bastante exitoso en términos económicos y demuestra que existe un gran potencial de negocio con este modelo en particular.

BIBLIOGRAFÍA

Ahmed, T.; S. Mekhilef; R. Shah and N. Mithulananthan. 2019. An Assessment of the Solar Photovoltaic Generation Yield in Malaysia using Satellite Derived Datasets. *International Energy Journal*. 19: 61-76.

Antonanzas, J.; N. Osorio; R. Escobar; R. Urraca; F.J. Martinez-de-Pison and F. Antonanzas-Torres. 2016. Review of photovoltaic power forecasting. *Solar Energy*. 136: 78-111.

ARENA (Australian Renewable Energy Agency). 2018, sep. Solar Forecasting for Low Voltage Network Operators. (Rep. Tec.), Australian Renewable Energy Agency. Australia: ARENA. 13p.

ARENA (Australian Renewable Energy Agency). 2019, jun. Real-time Operational Distributed PV Simulations for Distribution Network Providers. (Rep. Tec.), Australian National University. Australia: ARENA. 64p.

Barbieri, F.; S. Rajakuruna and A. Ghosh. 2017. Very short-term photovoltaic power forecasting with cloud modeling: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 75: 242-263.

BCN (Biblioteca del Congreso Nacional de Chile). 2017. Clima y Vegetación Región Metropolitana de Santiago. [en línea]. Chile. Recuperado en: <<https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/region13/clima.htm>> Consultado el: 20 de marzo de 2019.

Bravo, R. 2020. Desarrollo de un sistema de monitoreo remoto de plantas fotovoltaicas. Memoria Ingeniero Civil Matemático. Santiago, Chile: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. 47h.

Bright, J.; S. Killinger; D. Lingfors and N. Engerer. 2018. Improved satellite-derived PV power nowcasting using real-time power data from reference PV systems. *Solar Energy*. 168: 118-139.

CEN (Coordinador Eléctrico Nacional). 2019, ene. Proyección de Demanda Eléctrica 2018-2038. (Rep. Tec.), Gerencia de Planificación de la Transmisión. Santiago, Chile: CEN. 24p.

CNE (Comisión Nacional de Energía). 2017. Tarificación. [en línea]. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. Recuperado en: <<https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/>> Consultado el: 08 de septiembre de 2019.

CNE (Comisión Nacional de Energía). 2018a. Anuario Estadístico de Energía 2018. (Rep. Tec.), Comisión Nacional de Energía. Santiago, Chile: CEN. 162p.

CNE (Comisión Nacional de Energía). 2018b. Precio Nudo Promedio. [en línea]. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. Recuperado en:

<https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/precio-nudo-promedio/>> Consultado el: 08 de septiembre de 2019.

CNE (Comisión Nacional de Energía). 2019, abr. Aprueba Bases de 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 2019/01. (Res. Ex. N°273), Comisión Nacional de Energía. Santiago, Chile: CEN. 152p.

CCHEN (Comisión Chilena de Energía Nuclear). 2018, nov. Identificación de barreras institucionales, regulatorias y de mercado asociadas al desarrollo de la núcleo electricidad en mercado eléctrico chileno. (Inf. Tec.), Comisión Chilena de Energía Nuclear. Chile: CCHEN. 150p.

Cordero, R.; A. Damiani; G. Seckmeyer; J. Jorquera; M. Caballero; P. Rowe et al. 2016. The Solar Spectrum in the Atacama Desert. *Scientific Reports*. 22457 (6).

CORFO (Corporación de Fomento de la Producción). 2017. Guía técnica de apoyo para llamado a concurso de bienes públicos estratégicos de alto impacto para la competitividad –Programa Estratégico Solar. (Guía Tec.), Corporación de Fomento de la Producción. Chile: CORFO. 6p.

Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018. Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Santiago: Ministerio de Economía, 2007. 163p. [Publicada en Diario Oficial el: 05 de febrero de 2007].

Decreto Supremo N° 101. Modifica Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. Santiago: Ministerio de Energía, 2015. 13p. [Publicada en Diario Oficial el: 02 de julio de 2015].

Energía Abierta. 2019. Capacidad Instalada. [en línea]. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. Recuperado en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>> Consultado el: 18 de agosto de 2019.

Engerer, N.; J. Bright and S. Killinger. 2017. Himawari-8 Enabled Real-Time Distributed PV Simulations for Distribution Networks. En: IEEE PVSC (44°, junio de 2017, Washington, Estados Unidos). 6p.

Escobar, R.; C. Cortés; A. Pino; M. Salgado; E. Bueno; F. Ramos et al. 2015. Estimating the potential for solar energy utilization in Chile by satellite-derived data and ground station measurements. *Solar Energy*. 121: 139-151.

Explorador Solar. 2017. Recurso Solar y datos meteorológicos. [en línea]. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. Recuperado en: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/exploracion>> Consultado el: 18 de marzo de 2019.

Generadoras de Chile. 2018. Reporte Anual 2018. (Rep. Tec.), Generadoras de Chile. Santiago, Chile: Generadoras de Chile. 74p.

Haas, J.; R. Palma-Behnke; F. Valencia; P. Araya; G. Díaz-Ferrán; T. Telsing et al. 2018. Sunset or sunrise? Understanding the barriers and options for the massive deployment of solar technologies in Chile. *Energy Policy*. 112: 399-414.

Inman, R.; H.T.C. Pedro and C. Coimbra. 2013. Solar forecasting methods for renewable energy integration. *Progress in Energy and Combustion Science*. 39(6): 535-576.

IRENA (International Renewable Energy Agency). 2019a. People Planet and Prosperity. (Rep. Tec), International Renewable Energy Agency. [s.l.]: IRENA. 24p.

IRENA (International Renewable Energy Agency). 2019b. Renewable Energy Statistics 2019. (Rep. Tec), International Renewable Energy Agency. [s.l.]: IRENA. 398p.

IRENA (International Renewable Energy Agency). 2019c. Renewable Power Generation Costs in 2018. (Rep. Tec), International Renewable Energy Agency. [s.l.]: IRENA. 88p.

Ley N° 20.018. Modifica el marco normativo del sector eléctrico. Santiago: Ministerio de Economía, 2005. 10p. [Publicada en Diario Oficial el: 19 de mayo de 2005].

Ley N° 20.257. Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Santiago: Ministerio de Economía, 2008. 5p. [Publicada en Diario Oficial el: 01 de abril de 2008].

Ley N° 20.402. Crea el ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales. Santiago: Ministerio de Economía, 2009. 10p. [Publicada en Diario Oficial el: 03 de diciembre de 2009].

Ley N° 20.571. Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Santiago: Ministerio de Energía, 2012. 3p. [Publicada en Diario Oficial el: 22 de marzo de 2012].

Ley N° 20.698. Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no Convencionales. Santiago: Ministerio de Energía, 2013. 4p. [Publicada en Diario Oficial el: 22 de octubre de 2013].

Ley N° 20.726. Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes. Santiago: Ministerio de Energía, 2014. 3p. [Publicada en Diario Oficial el: 07 de febrero de 2014].

Ley N° 20.805. Perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios. Santiago: Ministerio de Energía, 2015. 7p. [Publicada en Diario Oficial el: 29 de enero de 2015].

Ley N° 20.936. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Santiago: Ministerio de Energía, 2016. 76p. [Publicada en Diario Oficial el: 20 de julio de 2016].

Ley N° 21.118. Modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales. Santiago: Ministerio de Energía, 2018. 4p. [Publicada en Diario Oficial el: 17 de noviembre de 2018].

MINENER (Ministerio de Energía). 2015. Energía 2050: Política Energética de Chile. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. 238p.

MINENER (Ministerio de Energía). 2017a. Genera tu propia energía. [en línea]. Santiago, Chile. Recuperado en: <http://www.minenergia.cl/autoconsumo/?page_id=698> Consultado el: 09 de septiembre de 2019.

MINENER (Ministerio de Energía). 2017b. Memoria Programa Techos Solares Públicos. (Rep. Tec.), Ministerio de Energía. Santiago, Chile: MINENER. 58p.

MINENER (Ministerio de Energía). 2018. Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno. Edición 2018. Santiago, Chile: Ministerio de Energía. 190p.

Nasirov, S.; C. Silva and A. Agostini. 2015. Investors Perspectives on Barriers to the Deployment of Renewable Energy Sources in Chile. *Energies*. 8(5): 3794-3814.

Sanfilippo, A. 2019. Solar Nowcasting. (cap. 16, pp. 353-367). En: Polo, J.; L. Martín-Pomares and A. Sanfilippo. Solar Resources Mapping: Fundamentals and Applications. Cham, Suiza: Springer. 376p. (Colección Libros Green Energy and Technology).

Sobri, S.; S. Koohi-Kamali and N. Rahim. 2018. Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review. *Energy Conversion and Management*. 156: 459-497.

Solartracker. 2019, ene. Modelos característicos de Potencia y Corriente en sistemas fotovoltaicos. (Rep. Tec.), Solar Tracker. Chile: Solar Tracker. 10p.

Solcast. 2018. Solar Radiation Data. [en línea]. Australia. Recuperado en: <<https://solcast.com.au/solar-radiation-data/>> Consultado el: 22 de marzo de 2019.

UN (United Nations). 2015. Paris Agreement. (Rep. Tec.), United Nations. [s.l]: UN. 27p.

Urzúa, I.; J.C. Olmedo and E. Sauma. 2016. Impact of intermittent non-conventional renewable generation in the costs of the Chilean main power system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 60: 810-821.

Zhang, J.; A. Florita; B. Hodge; S. Lu; H. Hamann; V. Banunarayanan et al. 2015. A suite of metrics for assessing the performance of solar power forecasting. *Solar Energy*. 111: 157-175.