

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO – CHILE



**“Evaluación experimental de degradación de
Paneles Fotovoltaicos Monofaciales y Bifaciales”**

Valeria Arlette Reyes Viveros

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL
MECÁNICA

Profesor Guía: PhD. Rodrigo Barraza Vivencio.

Profesor correferente: Ing. Valentina Navarro Alarcón.

Agradecimientos

Escribir estas palabras significan más que un agradecimiento a personas importantes en mi vida. Para mí significa dar por finalizada una etapa, “un desarrollo de personaje” que jamás creí que sería necesario y que finalmente viviría.

Para comenzar, quiero agradecer a mi familia, a mis padres por todo el apoyo incondicional durante estos años de estudios, por aguantar mis enojos, aislamiento para poder cumplir con los deberes de la universidad y muchos momentos en los que descargué mis frustraciones con ellos, lamentablemente por ser los más cercanos a mí. Agradecer a mis amigos, que sin ellos no se si hubiese podido llegar a escribir estas palabras, fueron pilares en mi vida en momentos difíciles; y también agradecerles por entregarme momentos tan felices que sin duda son lo que más llena mi corazón. Gracias por siempre apoyarme y recordarme lo inteligente, simpática, amorosa, y valiosa que soy.

Quiero agradecer a mi amiga C.N por siempre estar en mi vida, por el apoyo en cada momento. Gracias por ser una inspiración, y a pesar de que nuestras vidas cambiaron el rumbo, seguimos encontrando los caminos que nos mantienen unidas.

Agradecer a mis compañeros de carrera en general, porque, siempre mostraron compañerismo, y los gratos momentos vividos, y por qué encontré grandes amigos en la carrera, en especial quiero agradecer a C.C y T.H. por apañarme en los peores años, y no dejarme flaquear que, si bien, cada uno tenía sus propias luchas, siempre encontraron la forma de ayudarme. Agradecer a C.M por sus consejos cariño y hacerme querer ser más organizada y a N.M y M.P por sus charlas y amistad más allá de la universidad.

Sin dudas agradecerles a mis amigas de plan común M.H, R.V., F.A., por su apañe, las salidas, las risas, y todo el amor entregado, mis primeras amigas en la universidad y que aún siguen siéndolo.

Agradecer a mis amigas del FONDEF, P.R y las “vales” y “profe correferente” V.N por todo el apoyo y no dejarme sola en el último proceso universitario. También a mi profesor Rodrigo B. por el apoyo y comprensión.

También quiero agradecer a aquellas personas que, si bien no son parte hoy día de mi vida, demostraron su amor y apoyo en el momento que necesitaba. Gracias por los momentos felices siempre van a ser parte de mí.

Y finalmente, quiero agradecerle a la Valeria de hace años, por ser tan fuerte y a pesar de no estar pasándolo bien, tener las ganas de seguir adelante y siempre pensar que llegaría el día en que todo estaría bien. Si bien, no fue la mejor versión de mí, sé que hizo lo máximo posible y le agradezco todo lo que soy hoy en día y lo que puedo llegar a ser.

Gracias Dios, por entregarme a cada persona, cada momento, que me ha permitido crecer y mejorar. Por tu amor infinito, expresado en cada persona que me ama y que yo amo.

Resumen

Dado el incremento en las tecnologías fotovoltaicas en el mundo, con la finalidad de poder buscar nuevas fuentes de obtención de energía más amigables con el medio ambiente. Se ha visto como estas tecnologías pueden presentar diferencias en los valores estipulados en las garantías del fabricante cuando se operan sistemas Fotovoltaicos en condiciones de Irradiancia y temperaturas extremas, como lo es en el caso de las Zona Norte y Centro de Chile. Dada esta motivación, en este trabajo se busca poder implementar una metodología creada previamente para la evaluación de módulos FV de tecnologías monofacial y bifacial, con la cual poder estimar valores de degradación en esta zona, y poder obtener resultados que afirmen o desmientan las hipótesis planteadas.

Es así, como en este documento se enfocará en el análisis y evaluación de los datos obtenidos a partir de trazado de curvas I-V en exterior, y mediciones continuas para obtener valores de PR (performance Ratio.), además de tener como referencia el rendimiento de los módulos con mediciones en condiciones controladas, aplicando los procedimientos ya creados para la realización de estas pruebas en módulos monofaciales y bifaciales donde uno de cada tecnología tiene 2 años de exposición y uno con 4 semanas de exposición previa. A partir de los resultados que se obtienen de estas evaluaciones, se obtienen comparaciones entre las métricas utilizadas para evaluar el desempeño y como las diferentes tecnologías responden a ellas, encontrando que los módulos bifaciales presentan menor variabilidad en el rendimiento entre un módulo expuesto y otro sin uso previo.

Este documento también mostrará como implementar un modelo estadístico que prediga el rendimiento a futuro de los módulos utilizando la métrica PR, con la cual poder estimar valores de degradación.

Abstract

Given the increase in photovoltaic technologies worldwide, with the aim of seeking new, environmentally friendly sources of energy generation, it has been observed how these technologies can exhibit differences in the values stipulated in the manufacturer's warranties when operating photovoltaic systems under conditions of irradiance and extreme temperatures, as is the case in the North and Central regions of Chile. Motivated by this, in this work, we aim to implement a methodology previously developed for the evaluation of monofacial and bifacial PV modules. The goal is to estimate degradation values in this region and obtain results that either confirm or refute the hypotheses proposed.

It is in this way that this document will focus on the analysis and evaluation of data obtained through outdoor IV curve tracing and continuous measurements to obtain PR (Performance Ratio) values. It will also use module performance with measurements in controlled conditions as a reference, applying procedures already established for conducting these tests on monofacial and bifacial modules. One module of each technology has 2 years of exposure, and one has 4 weeks of prior exposure. From the results obtained in these evaluations, comparisons are made between the metrics used to assess performance and how different technologies respond to them, finding that bifacial modules exhibit less variability in performance between an exposed module and one without prior use. It will also demonstrate how to implement a statistical model that predicts the future performance of the modules using the PR metric, enabling the estimation of degradation values.

This document will also demonstrate how to implement a statistical model that predicts the future performance of the modules using the PR metric, allowing for the estimation of degradation values

Tabla de contenido

AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN	III
ABSTRACT	IV
ÍNDICE DE FIGURAS.	VII
ÍNDICE DE TABLAS.	IX
GLOSARIO	XI
1. INTRODUCCIÓN	XII
2. OBJETIVOS	XIV
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	XIV
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XIV
3. ESTADO DEL ARTE	1
3.1. ANTECEDENTES MUNDIALES.....	1
3.2. MÉTRICAS DE DESEMPEÑO.	2
3.2.1. <i>Performance ratio (PR)</i>	2
3.2.2. <i>Performance ratio corregido</i>	3
3.2.3. <i>Potencia normalizada</i>	4
3.3. METODOLOGÍAS.....	4
3.4. MODELO ARIMA (P,D,Q)	9
4. TRABAJO PREVIO	13
4.1. PROCEDIMIENTO OUTDOOR	13
4.2. PROCEDIMIENTO INDOOR	14
4.2.1. <i>Curvas I-V indoor</i>	14
4.2.2. <i>Electroluminiscencia</i>	15
4.3. CONDICIONES INICIALES DEL ESTUDIO REALIZADO EN [20].....	15
5. IMPLEMENTACIÓN Y DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.	17
6. RESULTADOS	19
6.1. RESULTADOS OUTDOOR	19
6.2. RESULTADOS INDOOR	21
6.2.1. <i>Potencia máxima indoor</i>	21
6.3. RESULTADOS MEDICIÓN CONTINUA (DATALOGGER)	23
6.3.1. PR PROMEDIO SEMANAL Y PR PROMEDIO CORREGIDO	24
6.3.2. PR CENTRADO EN HORA SOLAR	28
6.4. RESULTADOS DE ELECTROLUMINISCENCIA.....	32
6.5. RESULTADOS DE TERMOGRAFÍA.	36
6.6. MATRIZ ENERGÉTICA	40
7. PREDICCIÓN MODELO ARIMA	47
6.1. PREDICCIÓN MÓDULO M1 PR PROMEDIO.....	48
6.2. PREDICCIÓN MÓDULO M2 PR PROMEDIO.....	51
6.3. PREDICCIÓN MÓDULO B1 PR PROMEDIO.....	53

6.4.	PREDICCIÓN MÓDULO B2 PR PROMEDIO.....	55
6.5.	PREDICCIÓN MÓDULO M1 PR PROMEDIO CORREGIDO.....	57
6.6.	PREDICCIÓN MÓDULO M2 PR PROMEDIO CORREGIDO.....	58
6.7.	PREDICCIÓN MÓDULO B1 PR PROMEDIO CORREGIDO.....	59
6.8.	PREDICCIÓN MÓDULO B2 PR PROMEDIO CORREGIDO.....	60
6.9.	PREDICCIÓN MÓDULO B2 PR SOLAR CORREGIDO.....	62
8.	CONCLUSIONES.....	65
9.	ANEXOS	67
10.	REFERENCIAS.....	82

Índice de figuras.

Figura 3-1: Esquema que representa los pasos necesarios para estimar la perdida de potencia en módulos FV [12]	6
Figura 3-2: Diagrama del “Método de los 5 Pasos” [10]	7
Figura 4-1: Resumen metodología a implementar para evaluación de degradación de paneles FV. [20]	13
Figura 4-2: Trazador de curvas I-V para exterior	17
Figura 6-1: Potencia máxima Outdoor a STC en 25 semanas.	19
Figura 6-2: Potencia máxima Indoor en condiciones STC.	22
Figura 6-3: Valores de PR_{prom} para los módulos M1, M2, B1, y B2 en 25 semanas.	24
Figura 6-4: Comparación entre PR y PR_{corr} para módulos Monofaciales.	25
Figura 6-5: Comparación valores de PR , PR_{corr} para módulos Bifaciales.	27
Figura 6-6: Valores de PR para módulos monofaciales centrados al medio día solar.	29
Figura 6-7: Valores de PR centrado al medio día solar para módulos bifaciales.	30
Figura 6-8: comparación de valores de PR_{solar} y $PR_{solar,corr}$ entre módulos monofaciales para 138 días de estudio.	31
Figura 6-9: Comparación entre PR_{solar} y $PR_{solar,corr}$ para módulos Bifaciales.	32
Figura 6-10: Imágenes de pruebas de termografía en módulos Monofaciales en su cara frontal. a) modulo monofacial expuesto M1 b) módulo monofacial M2.	37
Figura 6-11: Imágenes de pruebas de termografía en módulos Monofaciales en su parte posterior. a) modulo monofacial expuesto M1 b) módulo monofacial M2.	38
Figura 6-12: Imágenes de pruebas de termografía en módulos Bifaciales en su cara frontal. a) modulo bifacial expuesto B1 b) módulo Bifacial B2	39
Figura 6-13: Matriz energética del módulo M1. Comportamiento de M1 en diferentes temperaturas e irradiancia.	41
Figura 6-14: Matriz energética del módulo M2. Comportamiento de M2 en diferentes temperaturas e irradiancia.	42
Figura 6-15: Matriz energética del módulo B1 frontal. Comportamiento de B1 en diferentes temperaturas e irradiancia.	43
Figura 6-16: Matriz energética del módulo B1 posterior. Comportamiento de B1 en diferentes temperaturas e irradiancia.	43
Figura 6-17: Matriz energética del módulo B2 posterior. Comportamiento de B2 en diferentes temperaturas e irradiancia	44
Figura 6-18: Matriz energética del módulo B2 posterior. Comportamiento de B2 en diferentes temperaturas e irradiancia	44
Figura 6-19: Curva P-V sin corrección en medición exterior e interior.	46
Figura 6-20: Curva P-V con corrección IEC 60891:2021[30] en medición exterior y en interior.	47
Figura 7-1: Predicción de PR promedio para M1 con un modelo ARIMA (1,0,0)	49
Figura 7-2: Predicción de PR promedio para M1 con un modelo ARIMA (1,0,1)	50
Figura 7-3: Predicción de PR promedio para M2 con un modelo ARIMA (1,0,0)	52
Figura 7-4: Predicción de PR promedio para M2 con un modelo ARIMA (1,1,1)	52
Figura 7-5: Predicción de PR promedio para B1 con un modelo ARIMA (1,1,1)	54
Figura 7-6: Predicción de PR promedio para B1 con un modelo ARIMA (1,1,0)	54
Figura 7-7: Predicción de PR promedio para B2 con un modelo ARIMA (1,1,1).	56
Figura 7-8: Predicción de PR promedio para B2 con un modelo ARIMA (1,1,0)	56
Figura 7-9: Predicción de PR promedio corregido para M1 con un modelo ARIMA (19,0,0).	58
Figura 7-10: Predicción de PR promedio corregido para M2 con un modelo ARIMA (8,1,0).	59
Figura 7-11: Predicción de PR promedio corregido para B1 con un modelo ARIMA (12,1,0).	60

<i>Figura 7-12: Predicción de PR promedio corregido para B2 con un modelo ARIMA (13,1,0).</i>	61
<i>Figura 7-13: Predicción de PR solar corregido para B2 con un modelo ARIMA (13,1,0).</i>	62
<i>Figura 7-14: Predicción de PR solar corregido para la mitad de la serie de B2 con un modelo ARIMA (13,1,0).</i>	63
<i>Figura 9-1: Gráfico de secuencia de PR promedio de M1 sin diferenciar.</i>	68
<i>Figura 9-2: Gráficos de PR promedio para M1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	69
<i>Figura 9-3: Gráficos de secuencia de PR promedio para M2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.</i>	69
<i>Figura 9-4: Gráficos de PR promedio para M2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	70
<i>Figura 9-5: Gráficos de secuencia de PR promedio para B1 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.</i>	71
<i>Figura 9-6: Gráficos de PR promedio para B1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	71
<i>Figura 9-7: Gráficos de secuencia de PR promedio para B2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.</i>	73
<i>Figura 9-8: Gráficos de PR promedio para B2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	73
<i>Figura 9-9: Gráfico de secuencia de PR promedio corregido de M1 sin diferenciar.</i>	74
<i>Figura 9-10: Gráficos de PR promedio corregido para M1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	74
<i>Figura 9-11: Gráficos de secuencia de PR promedio corregido para M2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.</i>	75
<i>Figura 9-12: Gráficos de PR promedio corregido para M2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	76
<i>Figura 9-13: Gráficos de secuencia de PR promedio corregido para B1 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.</i>	77
<i>Figura 9-14: Gráficos de PR promedio corregido para B1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	77
<i>Figura 9-15: Gráficos de secuencia de PR promedio corregido para B2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.</i>	78
<i>Figura 9-16: Gráficos de PR promedio corregido para B2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.</i>	78
<i>Figura 9-17: Procedimiento de obtención de curva I-V outdoor.[20]</i>	79
<i>Figura 9-18: Metodología para realizar termografía. [20]</i>	80
<i>Figura 9-19: Gráfico de secuencia de PR solar corregido de B2.</i>	81

Índice de tablas.

Tabla 3-1: Resumen de comportamiento de gráficos de autocorrelación y autocorrelación parcial para los distintos modelos ARIMA.	11
Tabla 4-1: Tabla resumen con procedimientos en exterior	14
Tabla 4-2: Tabla resumen de los datos de los módulos FV utilizados para el estudio.[20]	16
Tabla 4-3: tabla resumen de instrumentos de medición de temperatura y radiación en los módulos FV.	16
Tabla 6-1: Matriz con valores absolutos de diferencia promedio porcentual de PR entre los módulos estudiados.	27
Tabla 6-2: Reporte de defectos presentes en los Módulo M1, M2, B1 y B2 a partir de prueba de electroluminiscencia según la norma IEC 60904-13:2018.[29]	33
Tabla 6-3: Resumen histórico de defectos iniciales y actuales encontrados mediante pruebas de electroluminiscencia en los 4 módulos.	36
Tabla 6-4: Comparación de los valores de PMPP entre resultados obtenidos en exterior e interior para los módulos M1, M2, B1 y B2 en su cara frontal y posterior.	40
Tabla 6-5: Datos utilizados para comparar el comportamiento del módulo M1 con corrección por temperatura e irradiancia.	45
Tabla 7-1: Resultados de predicción de PR promedio para M1 aplicando un modelo ARIMA (1,0,1).	49
Tabla 7-2: Resultados de predicción de PR promedio para M1 aplicando un modelo ARIMA (1,0,1).	50
Tabla 7-3: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de M1	51
Tabla 7-4: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de M2	53
Tabla 7-5: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de B1	55
Tabla 7-6: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de B2	57
Tabla 7-7: Estadísticos del modelo ARIMA (19,0,0) para la serie PR promedio corregida de M1	57
Tabla 7-8: Estadísticos del modelo ARIMA (8,1,0) para la serie PR promedio corregida de M2	58
Tabla 7-9: Estadísticos del modelo ARIMA (12,1,0) para la serie PR promedio corregida de B1.	60
Tabla 7-10: Estadísticos del modelo ARIMA (13,1,0) para la serie PR promedio corregida de B2.	61
Tabla 7-11: Estadísticos del modelo ARIMA (13,1,0) para la serie PR solar corregida de B2.	62
Tabla 7-12: Estadísticos del modelo ARIMA (13,1,0) para la serie PR solar corregida para la mitad de la serie de B2.	63
Tabla 7-13: Diferencia entre valor real de PR solar corregido para B2, con predicción con modelo ARIMA (13,1,0)	64
Tabla 9-1: Valores de potencia máxima obtenidos en exterior mediante el Trazador de curvas I-V. considerar que los valores desde la semana 0 a 4 corresponden a los resultados del trabajo en [20].	67
Tabla 9-2: Datos utilizados para la comparación de comportamiento del módulo M1 outdoor e indoor sin corrección de temperatura e irradiancia.	68
Tabla 9-3: Datos utilizados para la comparación de comportamiento del módulo M1 outdoor e indoor con corrección de temperatura e irradiancia.	68
Tabla 9-4: Resultados de predicción de PR promedio para M2 aplicando un modelo ARIMA (1,0,0).	70
Tabla 9-5: Resultados de predicción de PR promedio para M2 aplicando un modelo ARIMA (1,1,1).	70
Tabla 9-6: Resultados de predicción de PR promedio para B1 aplicando un modelo ARIMA (1,1,1).	72
Tabla 9-7: Resultados de predicción de PR promedio para B1 aplicando un modelo ARIMA (1,1,0).	72
Tabla 9-8: Resultados de predicción de PR promedio para B2 aplicando un modelo ARIMA (1,1,1).	73
Tabla 9-9: Resultados de predicción de PR promedio para B2 aplicando un modelo ARIMA (1,1,0).	74

<i>Tabla 9-10: Resultados de predicción de PR promedio corregido para M1 aplicando un modelo ARIMA (19,0,0).</i>	75
<i>Tabla 9-11: Resultados de predicción de PR promedio corregido para M2 aplicando un modelo ARIMA (8,1,0).</i>	76
<i>Tabla 9-12: Resultados de predicción de PR promedio corregido para B1 aplicando un modelo ARIMA (12,1,0).</i>	77
<i>Tabla 9-13: Resultados de predicción de PR promedio corregido para B2 aplicando un modelo ARIMA (13,1,0).</i>	79
<i>Tabla 9-14: Resultados de predicción de PR solar corregido para B2 aplicando un modelo ARIMA (13,1,0).</i>	81
<i>Tabla 9-15: Resultados de predicción de PR solar corregido para la mitad de la serie de B2 aplicando un modelo ARIMA (13,1,0).</i>	81

Glosario

FV: Foto voltaico

I-V: corriente – voltaje

PLR: tasa de perdida de potencia (Performance loss Ratio)

PR: performance ratio

ARIMA: Autoregressive Integrated Moving Average

GHI: irradiación global solar

ERNC: Energías renovables no convencionales

EL: Electroluminiscencia

STC: Condiciones de prueba estándar (Standard Test Conditions)

FAS: función de autocorrelación simple

FAP: función de autocorrelación parcial

PR_{prom} : Performance ratio promedio

PMPP: Punto de máxima potencia.

M1: Módulo monofacial con 2 años de exposición

M2: Módulo monofacial sin exposición

B1: Módulo bifacial con 2 años de exposición

B2: Módulo bifacial sin exposición

1. Introducción

Chile estos últimos años cuenta con un gran potencial de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, el cual, hasta diciembre de 2022 cuenta con una capacidad instalada de 33.218 MW. Donde el 62.0% corresponde a fuentes renovables, cubriendo el mayor porcentaje la proveniente de energía solar, con un 24,1%. [1]

Por otra parte, en la Zona Norte de Chile, específicamente el desierto de Atacama se ha convertido en el gran potencial nacional para la implementación de tecnologías que permitan la obtención de energía eléctrica solar, tanto proveniente de parques fotovoltaicos como plantas de concentración solar, pues, más del 90% de los días del año son despejados. Sin embargo, las condiciones extremas del norte del país, trae consigo problemáticas para la aplicación de tecnologías fotovoltaicas, debido a la alta Irradiación solar y a altas temperaturas y variaciones de estas durante el día, destacando los valores de irradiación solar global (GHI) pudiendo alcanzar un exceso de 8 kWh/m² por día, y más de 2500 kWh/m² por año, siendo los niveles más altos a nivel mundial. [2]

Ante el aumento en la capacidad de generación de energía eléctrica a partir de ERNC, y específicamente de energía solar mediante módulos FV, trae consigo también la incertidumbre ante la fiabilidad en la información proporcionada por los proveedores, debido a que la implementación de estas tecnologías, fueron estudiadas y se ajustan a otras realizadas en el mundo, y no en particular al clima extremo del norte del país. Por lo cual se ha visto la necesidad de poder validar la durabilidad de las tecnologías fotovoltaicas implementadas en el país, buscando poder estudiar el comportamiento de los materiales expuestos a las condiciones del Desierto, para poder así obtener un resultado ajustado a la realidad del país, tal cual lo menciona el informe de CORFO en “*Informe Benchmarking de plantas solares fotovoltaicas en Chile*” [3] sobre el comportamiento de los módulos FV, y la vida útil de estos, para así poder tener una mejor estimación de la energía generada y mejores proyecciones para los próximos años.

Debido a lo anterior, es que se han desarrollado metodologías de evaluación para la obtención de dichas tasas de degradación según tipo de panel, material de composición y

condiciones ambientales que las afectan, como las presentes en la zona norte y centro del país en las cuales se extienden los parques fotovoltaicos en el caso de Chile. También se ha visto que las degradaciones paulatinas y los modos de degradación van afectando el rendimiento de la celda fotovoltaica provocando una pérdida en su eficiencia en la captación de energía solar para la obtención de energía eléctrica.

De este modo, en este trabajo se aplica una metodología de evaluación de degradación que consiste en una estimación y comparación mediante las curvas I-V características de cada panel, con lo cual a lo largo del tiempo y de exposición a la luz solar y condiciones medioambientales se ve reflejada la disminución en la potencia generada.

2. Objetivos

2.1.Objetivo general

Una de las motivaciones dentro del proyecto FONDEF N°ID21I10424 es estudiar y analizar el comportamiento de las tecnologías FV en climas de alta radiación como lo es en el caso de la zona Norte y Centro de Chile permitiendo tener conocimiento de la vida útil de los módulos FV en esta región. Por esta razón, se propone el presente trabajo, el cual tiene como objetivo principal implementar y evaluar la metodología outdoor creada para la predicción del porcentaje de degradación de paneles Fotovoltaicos ubicados en el laboratorio Outdoor de la Universidad Técnica Federico Santa María, teniendo como referencia el comportamiento de dichos módulos en condiciones controladas.

Para el cumplimiento del objetivo general, se mencionan a continuación los objetivos específicos del trabajo:

2.2.Objetivos específicos

- Analizar el estado del arte pertinente para diferentes metodologías outdoor de evaluación de degradación y análisis de datos en diferentes plantas fotovoltaicas.
- Medir y evaluar parámetros que caractericen la operación de paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales expuestos en el exterior.
- Analizar la evolución temporal de rendimiento de paneles fotovoltaicos monofaciales y bifaciales expuestos, y definir métricas más adecuadas.
- Aplicar y evaluar modelos estadísticos de predicción de degradación temporal en paneles fotovoltaicos.

3. Estado del arte

3.1. Antecedentes mundiales.

Ante la implementación de las tecnologías fotovoltaicas, se han realizado varios estudios evaluando la durabilidad y tiempo estimado de vida de ellos, donde los factores que provocan la degradación de los módulos FV principalmente están relacionados a condiciones ambientales como la humedad y temperaturas extremas. [4]

Además, se han evaluado los rendimientos de los módulos FV en condiciones de alta irradiación los cuales pueden no ser los indicados por la garantía. Es el caso que se expone en [5], donde se analizan más de 834 módulos durante 4 años en 3 zonas con variedad climática. Finalmente se observó que un 26,1 % de los sistemas superan los límites de la garantía y un 56% podrían lograr superar los 30 años de vida útil. Además, en estudios como en [6] se evalúan sistemas FV en un entorno desértico en Marruecos demostrando que los módulos bajo condiciones extremas, como alta temperatura e irradiación (en caso de zonas desérticas) se ve afectado su desempeño. Un ejemplo de lo mencionado es en un estudio realizado en contexto sahárigo [7] donde se informó que la degradación general varía según el tipo de tecnología utilizada llegando a superar lo estipulado en las garantías.

El PR en un panel FV permite saber cómo se está desempeñando y la eficiencia con la cual está generando energía, es decir se utiliza como indicador de rendimiento del módulo en el exterior [8]. Es así como un estudio realizado en Japón [9], basado en el análisis del índice de rendimiento en módulos fotovoltaicos, utilizan como métrica de desempeño el PR.

Para evaluar la degradación de los sistemas FV también se utiliza la métrica de pérdida de potencia (PLR) que contempla la pérdida de energía reversible (contaminación de los módulos, condiciones de cielo despejado, etc.) como irreversible [10] las cuales pueden ser prevenibles mediante buenas prácticas de mantenimiento.[11], [12]

3.2.Métricas de desempeño.

3.2.1. Performance ratio (PR)

El PR es una de las magnitudes más importantes y utilizadas para la evaluación de la efectividad en instalaciones fotovoltaicas. Expresa la relación de rendimiento energético real respecto al rendimiento energético teórico (ideal) [13]. Su valor se obtiene según la norma IEC 61724-1:2021[14] la cual se expresa en la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (1)$$

Donde Y_f es el rendimiento real o final del sistema FV y Y_r el rendimiento teórico o de referencia.

Expresado en términos de energía Y_f corresponde a la energía de salida del módulo (E_{out}) respecto a la potencia de referencia en condiciones STC (P_{STC}). Y el término Y_r corresponde a la irradiación incidente sobre el módulo H_{POA} respecto a la irradiancia en condiciones estándar o STC (G_{STC}) que corresponde a 1000[W/m²].

$$PR = \frac{\left(\frac{E_{out}}{P_{STC}}\right)}{\left(\frac{H_{POA}}{G_{STC}}\right)} \quad (2)$$

Esta ecuación reescrita para su aplicación se detalla a continuación:

$$PR = \frac{\left(\sum_k \frac{P_{out,k} \cdot \tau_k}{P_{STC}}\right)}{\left(\sum_k \frac{G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{STC}}\right)} \quad (3)$$

Donde:

τ_k ; intervalo de tiempo de medición

$P_{out,k}$; potencia del módulo en DC

El cálculo de PR en módulos bifaciales se realiza agregando un factor de bifacialidad BIF, que expresa la irradiancia bifacial. Expresado se muestra en la siguiente ecuación:

$$PR_{bif} = \frac{(\sum_k P_{out,k} \cdot \tau_k)}{\left(\sum_k \frac{(P_{STC} \cdot BIF_k) \cdot G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{STC}}\right)} \quad (4)$$

Donde el factor de irradiancia se expresa como: $BIF = (1 + \varphi_{max} \cdot \rho)$

Donde

φ_{max} : Es el coeficiente de bifacialidad de potencia máxima

ρ : razón entre la irradiancia de la cara posterior y frontal del modulo

3.2.2. Performance ratio corregido

Para reducir las variaciones producto de la temperatura en el cálculo de PR la norma IEC 61724-1:2021 describe un procedimiento para la corrección por temperatura la cual ajusta la potencia nominal de cada intervalo que fue registrado compensando la diferencia de temperatura actual del módulo y la temperatura de referencia STC a 25°C [14]. Dicha corrección se expresa en la siguiente ecuación:

$$PR'_{25^\circ C} = \left(\sum_k P_{out,k} \cdot \tau_k\right) / \left(\sum_k \frac{(C_{k,25^\circ C} \cdot P_{STC}) \cdot G_{POA,k} \cdot \tau_k}{G_{STC}}\right) \quad (5)$$

El valor de $c_{k,25^{\circ}C}$ se obtiene como:

$$c_{k,25^{\circ}C} = 1 + \gamma \cdot (T_{mod,k} - 25^{\circ}C) \quad (6)$$

Donde:

γ : Es el coeficiente de temperatura de potencia máxima medido en [%/C]

$T_{mod,k}$: Temperatura del módulo

3.2.3. Potencia normalizada

Otra métrica utilizada para evaluar rendimientos de módulos fotovoltaicos es utilizar la potencia normalizada.[10]

$$P_{norm} = \frac{P_{out}}{P_{STC}} \quad (7)$$

Donde:

P_{out} : Es la potencia de salida del módulo en [W]

P_{STC} : Potencia nominal del módulo medida a STC en [W]

3.3.Metodologías.

Para evaluar el rendimiento de los sistemas FV es importante seguir una metodología que permita realizar un correcto análisis de los datos, con lo cual en varios lugares del mundo y en normas se han mencionado procedimientos para realizar dicho análisis, aplicando filtros de calidad a los datos para disminuir la variabilidad y errores en los resultados.

En Estados Unidos[15] se realiza un estudio con el fin de implementar la norma IEC 61724-3 [16] la cual habla de procedimientos de medición y análisis en la producción de energía en sistemas fotovoltaicos. Esta investigación se lleva a cabo registrando los valores de producción energética de distintas zonas del país, Albuquerque, Nuevo México, Orlando Florida, Williston, Vermont y Las Vegas, Nevada. Cada zona tiene instalados un sistema FV de una cadena de 12 módulos conectados en serie de marca Suniva Optimus 270 Black, los cuales están conectados a 2 inversores. En el estudio se describen los pasos a seguir para realizar el análisis de la producción de energía con un registro de 1 año de datos recopilados, los cuales se detallan a continuación:

Paso 1: Comprobar problemas con las marcas de tiempo y corregirlas antes de continuar con el análisis.

Paso 2: Inspección preliminar de los datos mediante inspección visual para identificar errores sistemáticos y aplicar filtros y pruebas de control de calidad. (identificar sombreados, brechas de datos y límites para controles de calidad.)

Paso 3: Aplicar filtros para desestimar valores registrados en la noche o durante períodos de baja irradiancia y evitar errores en la evaluación de rendimiento.

Paso 4: Agregar señales compuestas. Relacionar variables medidas para identificar problemas de rendimiento en el sistema.

Paso 5: Ejecutar análisis de control de calidad de datos según pruebas descritas en estándar IEC 61724-3[16] para eliminar o completar mediante interpolación datos faltantes o fuera de rango.

Paso 6: Calcular potencia esperada y producción de energía. Se realiza un control de calidad adicional calculando PR esperado dentro del rango 0,8-1,2.

Paso 7: Cálculo de métricas. En el estudio se calculan EPI (Índice de rendimiento energético) y EPI total.

Por otra parte, El grupo IEA PVPS Task 13 [12] formado por expertos de centros I+D, universidades y empresas líderes, se dedica a desarrollar un marco para el cálculo del PLR, cuyo objetivo, es proporcionar herramientas para evaluar el rendimiento de los

sistemas FV y que permita realizar una comparación cruzada entre sistemas. Esto permite la recopilación de datos en diferentes zonas del mundo obteniendo valores de PLR, siguiendo los métodos de filtrado y métodos estadísticos de preferencia de cada uno.

El intervalo de recolección de datos oscila entre 1 y 15 min típicamente. Se desean datos de alta resolución ya que brindan más detalles sobre el rendimiento FV y mejoran el ajuste del modelo debido a la mayor cantidad de datos.

En la Figura 3-1 se muestra la metodología general, utilizada en las distintas zonas en que se realizó el análisis de rendimiento de los sistemas FV. En esta se observan los pasos generales o típicos a utilizar en el análisis de los datos para finalmente obtener un valor para la pérdida de rendimiento en los módulos.

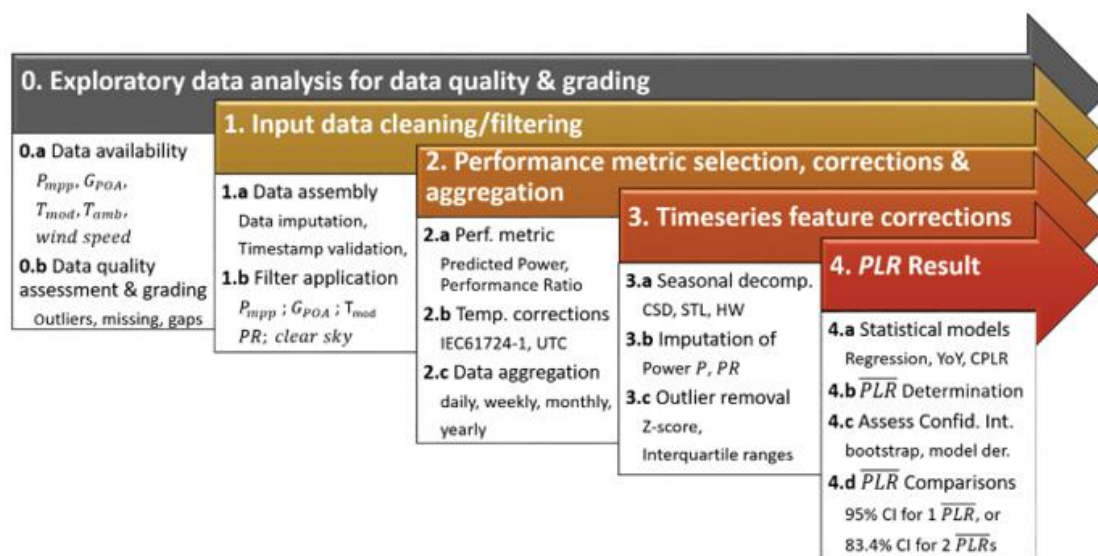


Figura 3-1: Esquema que representa los pasos necesarios para estimar la pérdida de potencia en módulos FV [12]

Los filtros aplicados generalmente son en irradiancia, potencia, temperatura y PR. En caso de no contar con los datos de la zona (irradiancia y temperatura) es posible utilizar datos interpolados (regresión ponderada) de estaciones meteorológicas cercanas al lugar de prueba.[12]

En cuanto a las métricas a utilizar si bien no es obligatorio realizar correcciones por temperatura, realizar este procedimiento atenúa las variaciones estacionales de la métrica elegida.[12]

Al sur de Italia, específicamente cerca de Catania [10] realizan una metodología para evaluar degradación en módulos FV bifaciales. El estudio se centra en específico en la obtención de PLR (tasa de pérdida de potencia), dado que el PLR incluye la pérdida de energía reversible (contaminación, gestión de mantenimiento) e irreversible. Se estableció una metodología llamada “Método de los 5 Pasos”. La cual se basó en el estudio realizado por *Progress in Energy* [11]



Figura 3-2: Diagrama del “Método de los 5 Pasos” [10]

De esta manera se describe brevemente lo que se realizó en cada paso de la metodología expuesta en [10].

Paso 0: Visualización de los datos. Permite tener una visión general de los datos para realizar un análisis cualitativo; verificar disponibilidad y confiabilidad de los datos e identificar datos faltantes. Como recomendación, se sugiere realizar nueva inspección visual de los datos en los siguientes pasos.

Paso 1: Clasificación y limpieza de datos.

Se identifican las variables en las cuales hay datos faltantes y el momento en que ocurre. Es importante decidir qué acción tomar. En el estudio se propone:

- Eliminar todos los datos en aquellos periodos en que una variable desaparece
- Modelar la variable cullos datos faltan a través de modelos específicos, o insertar datos mediante interpolación.

- Específicamente en el estudio se decide hacer un análisis por año de las variables y eliminar todos los datos del mismo periodo para todas las variables.

Paso 2: Elección de la métrica.

- Potencia normalizada (P_{norm}); Relación de rendimiento (PR); Relación de Rendimiento corregido por temperatura (PR_T)
- Relación de rendimiento corregida por temperatura e irradiación trasera (PR_{Tb})

$$PR_{Tb} = \frac{\frac{P_{dc}}{P_{stc}[1 + \gamma(T_c - T_{stc})]}}{\frac{G_{f,POA} + \beta G_{r,POA}}{G_{stc}}}$$

Donde $G_{r,POA}$ es la Irradiancia en la cara posterior [W/m²] y β es el factor de bifacialidad.

Paso 3: Filtro de rango de irradiación:

- Consiste en determinar el rango de irradiación de los datos. Importante tener en cuenta la hora a elegir y los valores característicos de la zona para hacer la elección del filtro. Para el estudio en particular se aplicó un filtro en el rango de 800 – 1200 W/m².

Paso 4: Filtro de calidad de los datos:

- Se utiliza como herramienta para evitar errores producidos por diferentes tiempos de respuesta de sensores (piranómetros, tensión, corriente etc.) o sombreado parcial.
- En este estudio se utiliza como filtro de calidad el PR con resolución de un minuto, lo cual permite eliminar datos erróneos provocados por la parte eléctrica como ambiental.
- La ventaja de usar el PR como filtro de calidad es que permite visualizar valores atípicos, por ejemplo, un PR muy alto puede significar que los piranómetros están sucios y por ende los valores de irradiación están por debajo de lo normal de la zona, por ejemplo.

Paso 5: Estimación de PLR.

- Se realiza la estimación de PLR utilizando las métricas propuestas en el estudio, PR, PRT, PRTb, con dos años de datos.

Un aspecto importante de este estudio es la utilización de un simulador solar como medio de validación de los resultados de PLR obtenidos, realizando dos mediciones, al inicio del periodo de estudio y al finalizar.

3.4.Modelo ARIMA (p,d,q)

El modelo ARIMA que por sus siglas en ingles significa Autoregressive Integrated Moving Average, corresponde a un modelo estocástico, el cual es utilizado para análisis más complejos con series más largas. En particular el modelo ARIMA contempla tres componentes: AR (autoregresivo), I (integrado) y MA (Medias Móviles)[17].

El modelo ARIMA se compone por factores que determinan cada parte del modelo a estimar, estos son el factor (p) que contempla la parte autorregresiva, la (d) es el factor diferencial y el factor (q) que corresponde al promedio móvil.[18] Estos factores dependiendo de la serie puede o no estar incluida, cuando su valor es cero, y los modelos pasan a denominarse de la siguiente forma: AR (p), MA(q) o ARMA (p,q).

Un modelo ARIMA general se expresa en la ecuación [19],[20]:

$$\phi(T)\phi_s(T^S)\nabla^d\nabla_s^p y_t = \theta(T)\theta_s(T^S)e_t \quad (8)$$

Donde:

T: Operador de retardo

$\phi(T)$: Polinomio auto-regresivo en T de grado p. ($\phi(T) = (1 - \phi_1 T - \dots \phi_p T_p)$)

$\phi_s(T^S)$: Polinomio autoregresivo en T^S de grado P_s .

$\theta(T)$: Polinomio medio en T de grado q

$\theta_s(T^S)$: Polinomio de media móvil de grado Q_s en T^S .

∇^d : Operador diferenciador no estacional. ($\nabla^d = (1 - T)^d$)

∇^D : Operador diferenciador estacional. Captura la no estacionariedad de la serie. ($\nabla^D = (1 - T)^D$).

Para determinar cada factor de manera grafica se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Obtención del coeficiente diferencial (d):

Para obtener el coeficiente diferencial d se debe observar la serie temporal y determinar si es estacionaria o no. Es decir, si se observa alguna tendencia (creciente o decreciente en la serie completa.) esto se puede lograr mediante inspección visual de un gráfico [21]. Además, se puede determinar la varianza y media tal que estas sean constantes [19].

Si la serie no es estacionaria debe diferenciarse hasta volverse estacionaria, y las veces que se realiza el proceso determina el coeficiente d. [17] La diferenciación más común es la de primer orden, utilizada en series que presentan tendencia lineal, expresada en la siguiente ecuación:

$$Z_t = X_t - X_{t-1} \quad (9)$$

Donde: X_t es una serie temporal y Z_t es la serie ya diferenciada.

- Obtención del coeficiente autorregresivo (p):

Un proceso autorregresivo de orden p expresa a la serie en función de su pasado, depende de las observaciones pasadas[22]. La obtención de una auto regresión se calcula como combinación lineal de los valores pasados[23]. La ecuación viene dada por[22]:

$$y_t = \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p} + a_t \quad (10)$$

Donde:

a_t : Es operador de retardos.

$$a_t = (1 - \phi_1 L - \phi_2 L^2 - \dots - \phi_p L^p) Y_t \quad \rightarrow \quad \phi_p(L) Y_t = a_t$$

$\phi_p(L)$: Polinomio autorregresivo

$(\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p)$: Vector de parámetros autorregresivos

También, se puede estimar mediante funciones autocorrelación simple (ACF) observando sus retardos y la forma del gráfico.

- Obtención del factor de promedio móvil (p):

El componente de media móvil representa la memoria del proceso para sucesos aleatorios anteriores. [24]

Para identificar si un proceso es de media móvil MA(q) en el grafico PACF tiene los primeros q términos distintos de cero y los demás son nulos [17]

Tanto para obtener los valores de p y q se debe utilizar un intervalo de confianza de un 95% de la muestra [24]

A continuación, se muestra en la Tabla 3-1 un resumen del comportamiento de los gráficos ACF y PACF para determinar los coeficientes del modelo ARIMA [17]

Tabla 3-1: Resumen de comportamiento de gráficos de autocorrelación y autocorrelación parcial para los distintos modelos ARIMA.

Proceso	Función de autocorrelación (ACF)	Función de autocorrelación parcial (PACF)
MA(p)	Decrecimiento rápido exponencial atenuado u ondas sinusoidales	Solo los p primeros coeficientes son significativos. El resto se anulan bruscamente.
AR(q)	Solo los q primeros coeficientes son significativos. el resto se anulan bruscamente	Decrecimiento rápido exponencial atenuado u ondas sinusoidales.
ARIMA(p,d,q)	Comportamiento irregular en los retardos (1, ..., q) con q picos. Decrecimiento para retardos posteriores a q.	Decrece aproximadamente con exponenciales atenuados y ondas sinusoidales. (no se hace cero altiro)

Este modelo permite más flexibilidad ante variaciones estacionales, valores atípicos y cambios de nivel. [20]

- Determinación del modelo

Para determinar el modelo ARIMA adecuado para la serie temporal si es que se dispone de varias propuestas se recomienda comparar los siguientes estadísticos:

1. BIC (Criterio de información bayesiano o de Schwarz): debe ser relativamente pequeño[25]

Para cuantificar globalmente los errores de predicción:[26]

2. RMSE (error cuadrático medio): indica la dispersión de los valores residuales, o errores de predicción.
3. MAE (error absoluto medio): indica el error o diferencia vertical promedio entre los valores predichos y los valores observados.

4. Trabajo previo

Previamente a este trabajo, se creó una metodología hecha por Valentina Navarro A. en su memoria de título [20], la cual permite evaluar experimentalmente el comportamiento de los módulos FV, la cual consta principalmente de mediciones outdoor, indoor, y controles del estado de salud de los paneles, para finalizar con el análisis estadístico y predicción de los datos que permita evaluar degradación en los módulos.

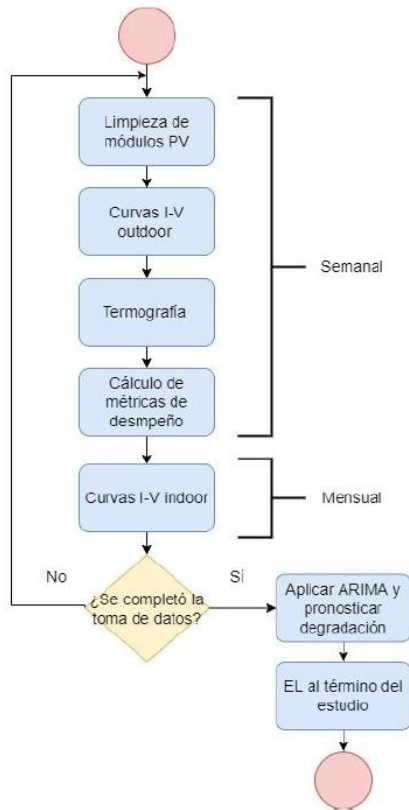


Figura 4-1: Resumen metodología a implementar para evaluación de degradación de paneles FV. [20]

4.1.Procedimiento Outdoor

Para los procedimientos en exterior se detallaron manipulación adecuada de elementos, instrumentos y recomendaciones de cómo realizar cada actividad, las cuales se muestra un resumen de ellas a continuación:

Tabla 4-1: Tabla resumen con procedimientos en exterior

Actividad	Periodicidad	Acciones realizadas	Elementos utilizados
Limpieza módulos	Semanal	- Desconectar panel antes de limpiar -Limpiar con movimientos suaves	Agua desmineralizada Paño microfibra
Medición curvas I-V outdoor	Semanal	- Elección día y hora para la medición - Desconexión paneles - Instalación sensores de temperatura e irradiancia - Verificar condiciones mencionadas en IEC 60904-1:2020.[27]	Trazador de curvas I-V cetisPV- Outdoortest marca h.a.l.m
Termografía	Semanal	- Verificar condiciones según IEC 62446-3:2017[28] - Angulo formado entre la cámara y el panel 30°-90°	Cámara termográfica Fluke TI 400 9HZ

Para mayor entendimiento en anexos se pueden encontrar los diagramas para los procedimientos de medición de curvas en exterior y la metodología para realizar termografía (ver Figura 9-17 y Figura 9-18 respectivamente);*Error! No se encuentra el origen de la referencia.*

4.2.Procedimiento indoor

Para el desarrollo de la investigación se realizaron procedimientos en laboratorios en condiciones controladas las cuales se detallan a continuación.

4.2.1. Curvas I-V indoor.

Para obtener curvas I-V en interior se debe realizar el procedimiento de manera mensual en el simulador solar de pulso, en condiciones estándar (STC), es decir, realizar

curvas I-V a $1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ y a 25°C , ubicado en un laboratorio de la universidad. Además, es importante siempre antes de realizar la medición a los módulos a estudiar, hacer una calibración con una celda de referencia ubicada siempre al interior del laboratorio para mantener un registro del funcionamiento del equipo. El procedimiento se detalla en [20]

Para la realización del trazado de curvas en interior, es necesario desconectar los módulos y trasladarlos desde el laboratorio outdoor hasta el laboratorio indoor donde se ubica el simulador solar.

Para realizar la medición de curvas I-V en indoor a módulos bifaciales se sigue lo informado en la norma IEC 6090-1-2:2019.

4.2.2. Electroluminiscencia.

Este procedimiento se realiza a los cuatro módulos estudiados, cumpliendo con la norma IEC 60904-13:2018[29]. Para su ejecución se utiliza una cámara Nikon modelo D750, la cual no posee sensor infrarrojo, además de un lente que actúa como filtro pasa largo de $850\text{-}950 \text{ [nm]}$ tal como lo indica la norma, un trípode para posicionar la cámara y una fuente de poder para energizar el módulo FV.

El procedimiento consta del cumplimiento de la norma IEC 60904-13:2018[29] y de la metodología determinada en [20]. Los pasos principales son:

1. Montaje del módulo limpio dentro de la cámara oscura
2. Conectar el módulo a la fuente de poder
3. Realizar configuración de la cámara (ISO, apertura, tiempo de exposición)
4. Obscurecer la zona para realizar la prueba
5. Encender la fuente. Se pone como limite la corriente de cortocircuito $I_{sc} \pm 3\%$
6. Captura de imagen y validación de la calidad de la imagen.

4.3. Condiciones iniciales del estudio realizado en [20]

Se realizan mediciones en el simulador solar y en exterior con un trazador de curva I-V para saber el estado de salud de los módulos al comenzar el estudio.

A continuación, se muestra una tabla resumen con los datos de fábrica de cada módulo y el tiempo de exposición de cada uno.

Tabla 4-2: Tabla resumen de los datos de los módulos FV utilizados para el estudio.[20]

Módulo	Marca	Exposición [año]	Tecnología	P [W]	η [%]
M1	Astronergy	2	Monofacial mc-Si	310	15,90
M2	CSG PVTECH	0	Monofacial mc-Si	330	17,00
B1	RISEN	2	Bifacial sc-Si	370	18,80
B2	RISEN	0	Bifacial sc- Si	370	18,80

En este trabajo se le asignó una sigla a cada modulo para un mejor entendimiento, donde los módulos monfaciales serán denominados por M1 y M2 y los bifaciales como B1 y B2.

Para el registro de valores de corriente, Tensión, temperatura e irradiancia se utilizaron instrumentos de medición los cuales se detallan en la Tabla 4-3

Tabla 4-3: tabla resumen de instrumentos de medición de temperatura y radiación en los módulos FV.

Elemento	Marca	Módulo	Ubicación módulo	Función
Sensor de temperatura	PV110 Campbell Scinetific	M1, M2, B1, B2	Parte posterior	Medir la temperatura del módulo
Piranómetro	ML-01 EKO instruments	B2	En plano cara frontal	Medir radiación incidente en la cara frontal
Piranómetro	ML-01 EKO instruments	B2	En plano cara posterior	Medir radiación en cara posterior

Para los módulos M1 y M2 se utiliza un datalogger CR1000X y para los módulos B1 y B2 se utiliza un datalogger CR1000X más una extensión AM 16/32 B.

Según la metodología mostrada en la Figura 4-1, este trabajo parte con las mediciones en exterior con el trazador de curvas I-V cetisPV-Outdoortest marca h.a.l.m. mostrado en la Figura 4-2:



Figura 4-2: Trazador de curvas I-V para exterior

5. Implementación y desarrollo de la metodología.

En este trabajo, se toma como base lo informado en [20], trabajo en el cual se plantea una metodología para la evaluación de módulos FV monofaciales y bifaciales, permitiendo implementar y realizar una evaluación en exterior e interior de los módulos a estudiar.

El periodo de realización de este trabajo es de 6 meses, en los cuales se desarrollan mediciones de trazado de curvas en exterior semanalmente, además de un trazado de curva I-V bajo condiciones controladas de manera mensual, en los laboratorios de la universidad.

Para complementar, se realizan pruebas de inspección del estado de salud de los módulos, mediante electroluminiscencia y termografía.

A partir de estas pruebas, y gracias al registro continuo de los datos de rendimiento de los módulos es posible obtener métricas de desempeño, y en particular en este trabajo será el PR, para obtener mediante un modelo estadístico, predicciones de cuánto ha disminuido el rendimiento de los módulos.

Para realizar el procedimiento de medición de curvas en exterior se sigue con la metodología presentada y detallada en la Tabla 4-3: tabla resumen de instrumentos de medición de temperatura y radiación en los módulos FV. Tabla 4-1, realizando las siguientes acciones para ambas tecnologías (monofaciales y bifaciales):

1. Desconexión módulos
2. Limpieza paneles
3. Conexión celda de referencia en el POA
4. Conexión termocupla parte trasera panel
5. Conexión del trazador al panel
6. Abrir el programa PCVT control en el computador
7. Elección en el programa datos del módulo

En el caso particular de los módulos M1 y M2 luego de seleccionar los datos de fábrica de cada panel, se realiza la medición y obtención de curva I-V.

En cambio, para los módulos B1 y B2 el procedimiento consta de tres mediciones diferentes. Luego de la elección en el programa de los datos de fábrica, la primera medición se realiza en condiciones normales de operación, es decir simulando la operación completa del panel al recibir irradiación por ambas caras (frontal y posterior). Luego la segunda medición se realiza colocando una cortina blackout en su cara posterior para evitar incidencia de radiación reflejada por esta zona y poder obtener el comportamiento del panel solo por la cara delantera. Finalmente se realiza la medición de la cara posterior, en la cual se tapa la cara frontal, la celda de referencia se orienta en dirección a la normal de la cara

posterior y así poder captar la radiación incidente en la cara posterior. Según lo informado en [20]

De estas mediciones los valores a utilizar serán los de potencia máxima obtenida corregida a STC corregidas por el software PVCTControl, el cual realiza la corrección según la norma IEC 60891:2021[30] en su primer procedimiento.

6. Resultados

6.1.Resultados Outdoor

Los resultados obtenidos a partir del trazado de curvas I-V en exterior se muestran a continuación en la Figura 6-1. Los valores obtenidos hasta la semana 4 corresponden al trabajo realizado en [20]. Los valores siguientes son obtenidos en el periodo de este trabajo, para completar 24 semanas, dado que se busca cumplir un periodo de 6 meses. En el gráfico se muestran los valores máxima potencia, obtenido en exterior para los módulos monofaciales M1 y M2, y bifaciales B1 y B2 para sus cara frontal y posterior.

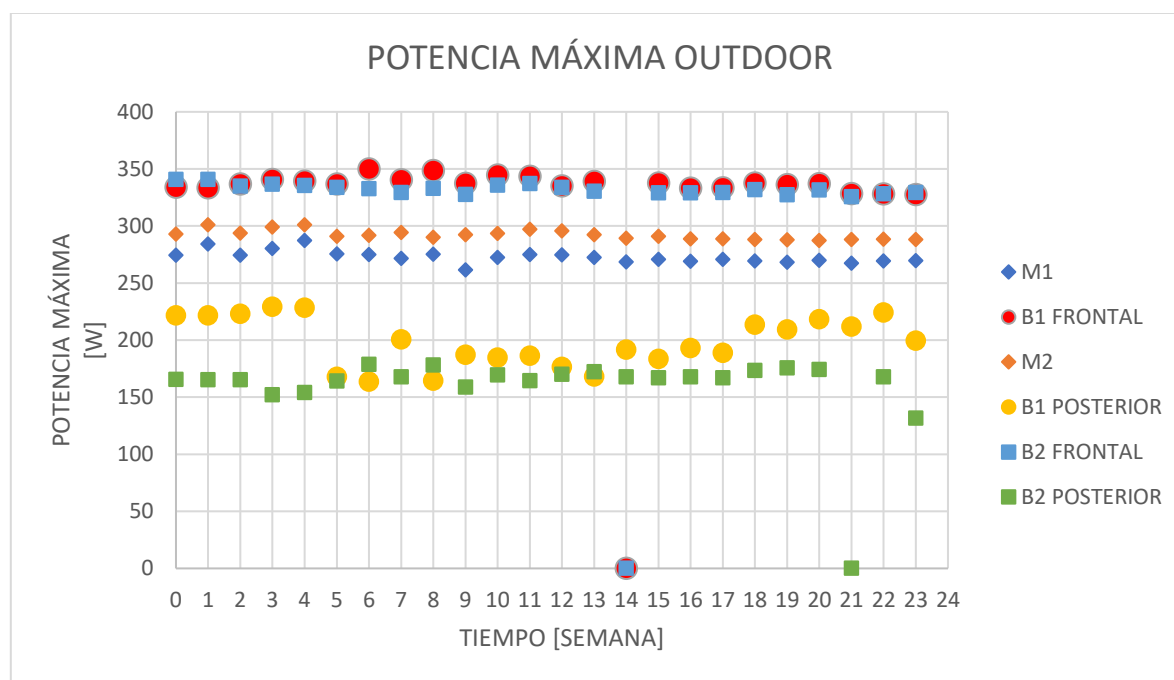


Figura 6-1: Potencia máxima Outdoor a STC en 25 semanas.

En la imagen se puede visualizar el comportamiento de los módulos en estudio durante 6 meses. Para realizar esta parte de la investigación se cumplió con la metodología presentada en la sección 4.1. Es importante señalar que los valores mostrados en su mayoría corresponden a los meses noviembre – marzo, periodo en el cual Chile se encuentra en la temporada de verano, y por ende los valores de irradiación y temperatura son los más altos dentro del año, permitiendo tener información sobre el comportamiento de los paneles en condiciones extremas de operación en la zona.

Los valores de la semana 14 para los módulos B1 y B2 frontal al igual que en la semana 21 para el módulo B2 posterior, se consideran datos perdidos debido a la pérdida de los valores mencionados y por ende no considerados en los resultados finales.

Para los módulos monofaciales, M1 y M2, se observa una estabilidad a lo largo del periodo, y en ambos se siguen la misma tendencia. Por otra parte, el módulo M2 en todas las mediciones registra valores mayores a los obtenidos en el módulo M1 debido a que la potencia máxima nominal del módulo M2 es mayor a la del módulo M1, permitiendo registrar mayores valores de potencia.

En el caso de los módulos B1 y B2, para el valor de potencia en su cara frontal, es posible observar que el comportamiento de ambos sigue la misma tendencia. Sin embargo, en algunos registros, el valor de máxima potencia del módulo B1, es mayor al valor de B2. Esto se atribuye a la gran variabilidad en la irradiancia incidente al ser una medición en exterior.

Para cuantificar de manera preliminar la disminución o aumento en el valor de la potencia máxima de cada uno de los paneles, se realiza una variación lineal desde el inicio de las mediciones (extraídas desde [20]) hasta la última medición realizada en este trabajo correspondiente a los valores encontrados en la semana 23 de la Tabla 9-1. De este modo, se obtiene para los módulos monofaciales M1 y M2 un 2% y 1,7 % de disminución en su valor de potencia máxima respectivamente.

Es importante mencionar que estos resultados no son concluyentes, ya que como se observa en la Figura 6-1, la variabilidad entre los datos es alta, cuyos resultados están

expuestos a una dependencia de factores externos y condiciones ambientales del momento. Otro punto importante de mencionar es el tiempo de registro de estos valores, el cual está por debajo de lo indicado y recomendado, por ende, es necesario un mayor tiempo de recolección de información para poder tener resultados más certeros. Esta primera aproximación solo está hecha con la finalidad de poder llevar un registro constante del comportamiento de los paneles.

6.2.Resultados Indoor

Los resultados obtenidos en el laboratorio indoor se muestran en la sección 6.2.1, en la cual se evalúan las potencias máximas de cada módulo FV en estudio a lo largo del tiempo de medición.

Además, en la sección 6.6, se muestran resultados de una matriz energética realizada a cada módulo estudiado, con lo cual se puede observar el comportamiento de los paneles a diferentes temperaturas e irradiación, en condiciones controladas.

6.2.1. Potencia máxima indoor

Para obtener los resultados de potencia máxima en indoor, se utilizó un simulador solar ubicado en la universidad UTFSM campus SJ, en el cual se sigue el procedimiento detallado en la sección 4.2.1. A continuación, en la Figura 6-2 se muestran los valores de potencia máxima obtenidos en un periodo de tiempo de 6 meses. El valor del primer mes y segundo mes (mes 0 y 1 en el gráfico.) son extraídos desde el trabajo previo indicado en [20]. Los siguientes valores fueron obtenidos a lo largo del periodo de realización de este trabajo, siguiendo las metodologías previamente establecidas.

Cabe mencionar, que antes de cada prueba realizada en el simulador, se lleva un registro de los valores obtenidos de un módulo de referencia el cual no ha estado expuesto. Esto con la finalidad de poder llevar un registro del funcionamiento del simulador y poder tener en cuenta posibles errores en la medición.

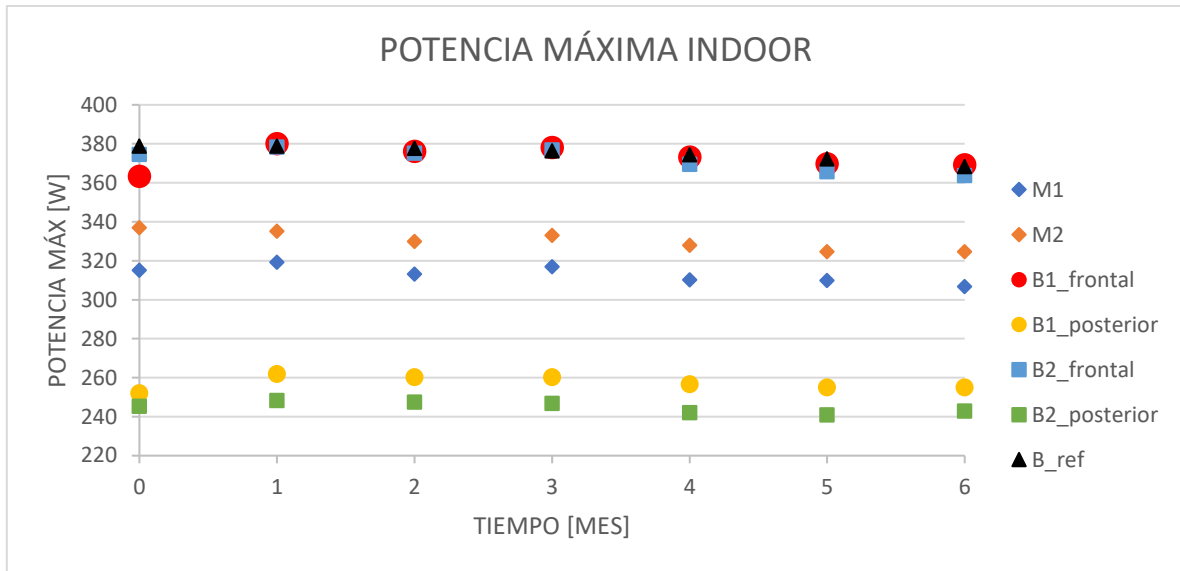


Figura 6-2:Potencia máxima Indoor en condiciones STC.

A partir de la Figura 6-2 se puede observar cómo los valores de las potencias máximas en cada uno de los módulos, tanto monofaciales como bifaciales, muestran una tendencia decreciente a lo largo del periodo.

En el caso de los módulos M1 y M2, a lo largo del periodo muestran una tendencia similar entre sí. Este fenómeno se repite también para B1 y B2.

Para calcular la diferencia entre las potencias iniciales y finales se calcula una variación lineal en cada uno de los módulos, obteniendo un valor preliminar del comportamiento de cada panel en el periodo de investigación. Para M1 y M2, se obtiene una disminución de la potencia en un 2,6% y 3,7 % respectivamente. Para el módulo bifacial B1 en su cara frontal y posterior, este representa un aumento en su valor inicial de un 1,6 % y 1,2% respectivamente. Y para el módulo bifacial B2, se observó una disminución en sus valores máximos de potencia durante los 6 meses de estudio, correspondientes a un 2,9% y 1,0% para su cara frontal y posterior respectivamente.

6.3.Resultados medición continua (Datalogger)

Al comienzo del trabajo se mencionó una forma de evaluar el comportamiento y degradación de los paneles FV mediante métricas de desempeño. Para este trabajo se ha elegido el PR (performance Ratio), puesto que es una métrica ampliamente utilizada. Este valor se obtiene a partir de las ecuaciones indicadas en la sección 3.2, presentada anteriormente.

En el laboratorio outdoor de la Universidad, se mantienen los cuatro módulos en exposición continua a la radiación, donde los módulos M1 y M2 están conectados a un datalogger en común, el cual registra los valores de corriente (I), tensión (V) y temperatura cada 5 minutos. De la misma forma, los módulos B1 y B2, se encuentran conectados a un datalogger en común, el cual registra también los valores de corriente, tensión, y temperatura continuamente cada 5 minutos incluyendo valores de irradiancia frontal, irradiancia posterior y valores de albedo en el mismo intervalo de tiempo.

Es importante tener la configuración de ambos datalogger de manera simultánea, en fecha y hora, para poder realizar los cálculos de PR, puesto que los datos de irradiancia en la cara frontal serán asumidos como iguales para todos los módulos, tanto bifaciales como monofaciales, dado que se dispone de un solo sensor para cada cara.

Para realizar el análisis sobre el desempeño de los módulos del estudio, se trabajó con un promedio semanal de PR, denominado PR_{prom} además, de $PR_{prom,corr}$.

Para enriquecer el estudio, se extraen datos diarios de PR ahora centrados en una hora solar (PR_{solar}) y su valor corregido a STC, los cuales se escogen al medio día, debido a que es el momento del día con mayor radiación.

Los datos para utilizar en el cálculo del PR comienzan desde el 31-08-2022 a las 16:50:00 hrs, hasta el 24-02-2023 a las 14:05:00 horas, siendo aproximadamente 6 meses de estudio.

Según el paso 1 de la “metodología de los 5 pasos” descrita en la sección 3.3 se realiza una limpieza de los datos iniciales registrados en ambos dataloggers, eliminando

valores perdidos o valores fuera de rango (por desconexión de módulos, etc.) para tener finalmente un total de 50.070 datos.

6.3.1. PR promedio semanal y PR promedio corregido

Para el cálculo de PR_{prom} tanto para monofaciales y bifaciales, se calculó un promedio semanal. Primero se obtiene el valor de potencia en cada instante de tiempo, y siguiendo las ecuaciones mostradas en las secciones 3.2.1 y 3.2.2 se calcula el valor de PR y PR_{corr} . De esta forma se obtienen finalmente 26 semanas en total para el análisis.

Sin embargo, se elimina la semana del 14-09-2022, ya que existieron trabajos en la universidad y hubo una desconexión en los datalogger, siendo finalmente 25 semanas las estudiadas.

El PR permite comprar el rendimiento de los módulos FV independiente de su tecnología, lo cual en este caso es útil ya que se está trabajando con módulos monofaciales y bifaciales descritos anteriormente.

En la Figura 6-3 se observa el comportamiento del PR_{prom} durante 25 semanas, comprendidas desde 31 de octubre de 2022 al 24 de febrero de 2023.

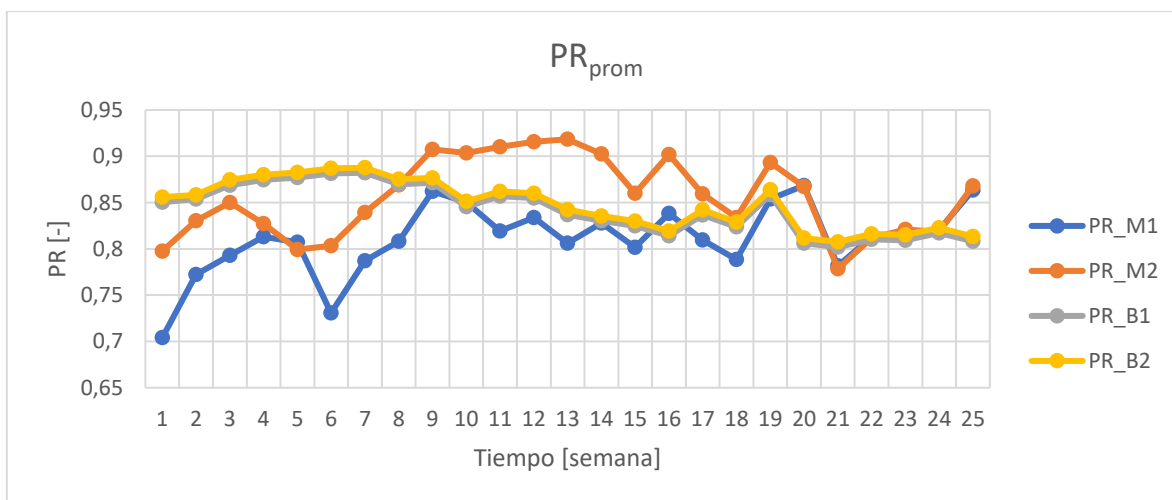


Figura 6-3: Valores de PR_{prom} para los módulos M1, M2, B1, y B2 en 25 semanas.

A partir de la Figura 6-3, se observa que los módulos M1 y M2 muestran una mayor variabilidad en los resultados, donde su comportamiento es aleatorio, presentando zonas de crecimiento y decaimiento del valor de PR promedio.

Por otra parte, los módulos bifaciales tienen un comportamiento durante las 25 semanas sin grandes variaciones, en comparación a M1 y M2. Para ambas tecnologías se aprecia una tendencia decreciente en el periodo de estudio.

En la Figura 6-4 se observan los valores de PR y PR_{corr} para los módulos M1 y M2 durante 25 semanas de exposición.

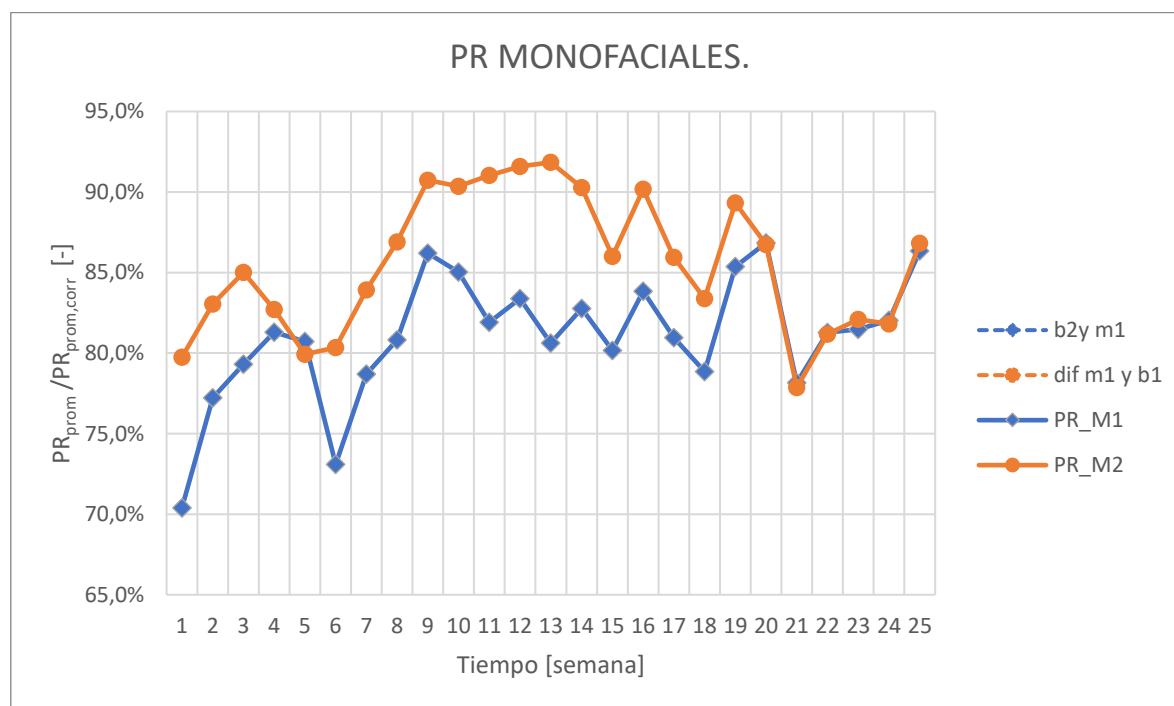


Figura 6-4: Comparación entre PR y PR_{corr} para módulos Monofaciales.

A partir de la Figura 6-4 se puede observar cómo aumentan los valores de PR al realizar la corrección a STC, visualizando como este valor es afectado al estar en condiciones de mayor temperatura y (sobre los 25 °C). Para cuantificar este aumento en el PR se tiene, para M1 es de un 11% y para M2 de un 9%, respecto del valor registrado en condiciones normales de operación.

En

la

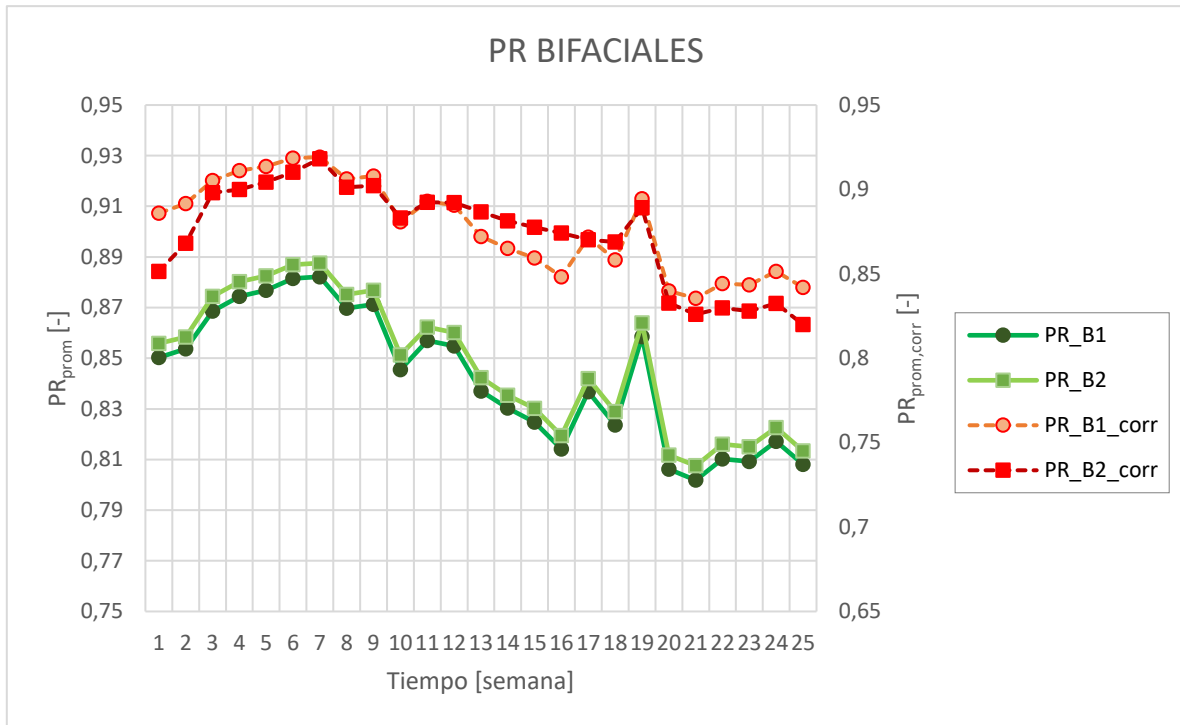


Figura 6-5 se observan los valores de PR, PR_{corr} para los módulos B1 y B2, en 25 semanas de exposición.

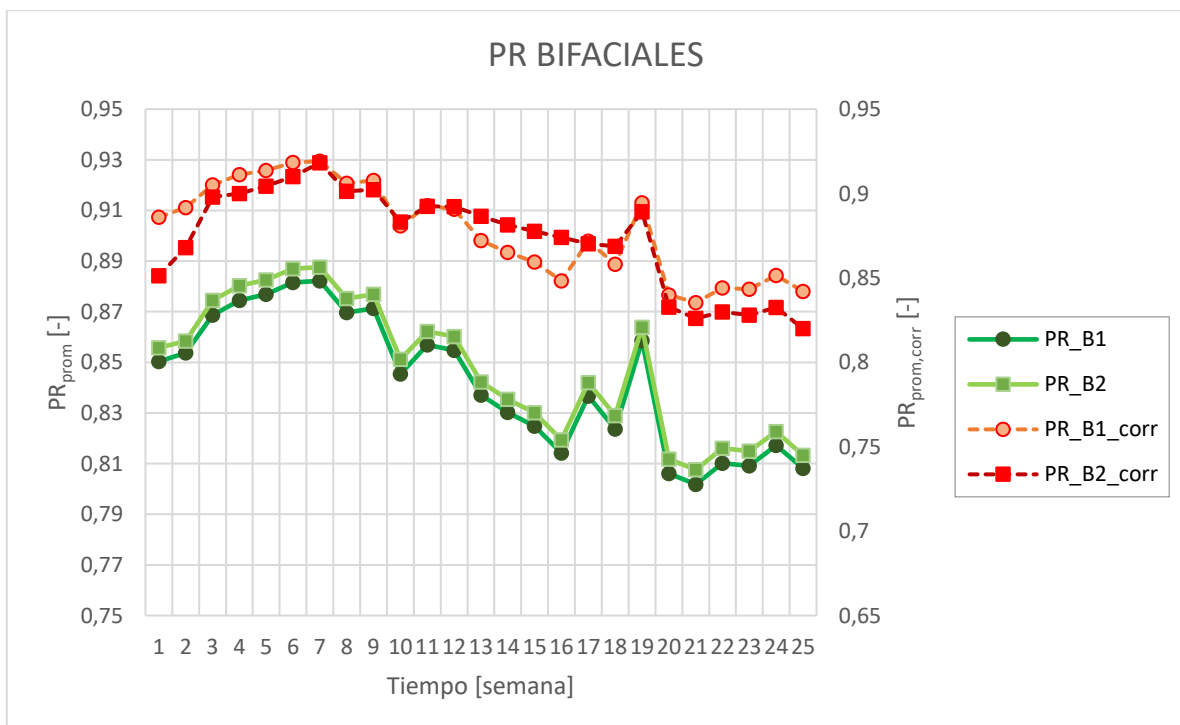


Figura 6-5: Comparación valores de PR, PR_{corr} para módulos Bifaciales.

A partir de la Figura 6-5 se puede observar los valores de PR y PR_{corr} realizando la corrección por temperatura e irradiancia existe un aumento en su valor. esto se debe a las altas temperaturas de operación de los módulos, siendo en promedio 40-50 °C, provocando una reducción en la generación de potencia, provocando este aumento en el valor de PR al realizar las correcciones a STC. Este aumento en promedio para los módulos B1 y B2 respectivamente son del 4,2 % y 3%.

Por otra parte, si se comparan los rendimientos mostrados a partir de la Figura 6-4 y Figura 6-5, se obtiene que el módulo M2 es el que ha presentado mejor rendimiento en promedio de los 4 módulos, luego se encuentra el módulo B2, seguido por el módulo B1, para finalizar con el módulo M1. Los módulos de mejor rendimiento son justamente los que no habían tenido exposición previa hasta el inicio del estudio y, por el contrario, los de menor rendimiento fueron los que ya contaban con 2 años de exposición previa. Ahora, si se comparan los valores de PR entre sí, se puede observar la Tabla 6-1, en la cual se muestran los valores absolutos de las diferencias entre los módulos del estudio.

Tabla 6-1: Matriz con valores absolutos de diferencia promedio porcentual de PR entre los módulos estudiados.

Módulo	M2	B1	B2
M1	5,6	4,20	4,27
M2	-	1,3	0,6
B1	-	-	0,6
B2	-	-	-

Observado la tabla Tabla 6-1 se tiene que el módulo M2 presenta un rendimiento promedio mayor aproximado de un 0,6%, 1,3% y 5,6% respecto a B2, B1 y M1, respectivamente. Por otra parte, se observa que el módulo M1 está por debajo al resto en rendimiento pues todos lo exceden en más de un 4%. En cuanto a la diferencia de B2 con B1, se tiene que el módulo B2 tiene un rendimiento promedio mejor en un 0,6% respecto a B1.

De esta manera, para la evaluación de PR_{prom} se deduce que entre las tecnologías bifaciales existe una menor variabilidad en su relación de rendimiento según el tiempo de exposición. Por el contrario, los módulos monofaciales, se identifica que el tiempo de exposición es una variable que influye a la hora de obtener valores de rendimiento.

6.3.2. PR centrado en hora solar

Es importante tener en cuenta la susceptibilidad de los valores atípicos a la hora de obtener valores de media móvil o promedio, particularmente en este trabajo; debido a que los módulos se encuentran expuestos al ambiente, provocando gran variabilidad a la hora de registrar los datos. Si bien, se han aplicado filtros en análisis previos, no son suficientes para eliminar y atenuar los efectos de los factores que alteran la recolección de datos.

Es sabido como la radiación incidente en los paneles FV afecta significativamente en el valor de la potencia generada, y como esta varía dentro del día, lo cual se ve reflejado en la variabilidad de PR promedio.

Debido a esto, se decide realizar de manera complementaria un análisis de PR ahora centrado en una hora en particular, la cual es escogida al medio día solar, para poder evaluar el comportamiento de los módulos en el instante de mejor exposición de irradiancia.

Para este análisis, además, se realiza un filtro manual, eliminando datos por los siguientes motivos:

- Medición curva I-V outdoor (realizada a medio día según la metodología)
- Desconexión de los módulos por medición curva I-V indoor.
- Desconexión de los módulos por Electroluminiscencia.
- Desconexión de módulos por estudios a externos.
- Mantenimiento de conectores MC4.

En la Figura 6-6 se muestran los resultados de PR obtenidos para los módulos M1 y M2, y, en la Figura 6-7 los correspondientes a B1 y B2 al medio día respectivamente. Se

puede observar una mayor variación en los datos obtenidos para los módulos monofaciales a comparación de las curvas mostradas en la Figura 6-4. También se aprecia una tendencia cíclica, en la cual cada 20 días aproximadamente se tiende a marcar un PR cercano a 0,4.

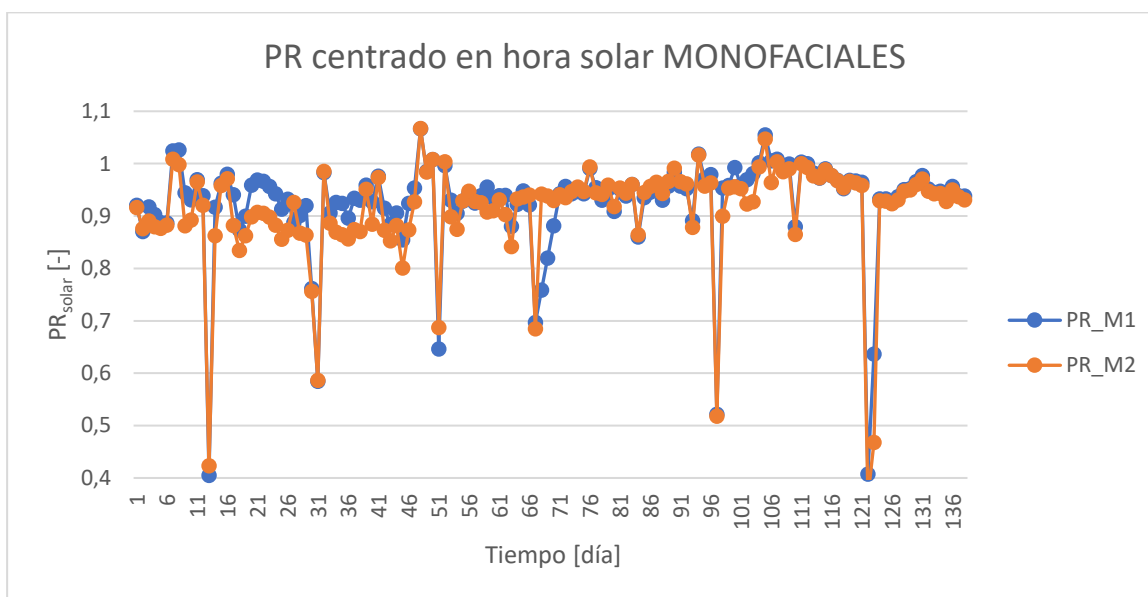


Figura 6-6: Valores de PR para módulos monofaciales centrados al medio día solar.

Por otra parte, los módulos bifaciales, mostrados en la Figura 6-7 muestran una mejor estabilidad en el comportamiento, además es posible apreciar una leve tendencia decreciente a lo largo del estudio. A diferencia de los módulos monofaciales, los módulos bifaciales fueron desconectados menos veces durante el periodo de estudio por lo que posee mayor cantidad de días efectivos para realizar el análisis siendo un total de 153 días.

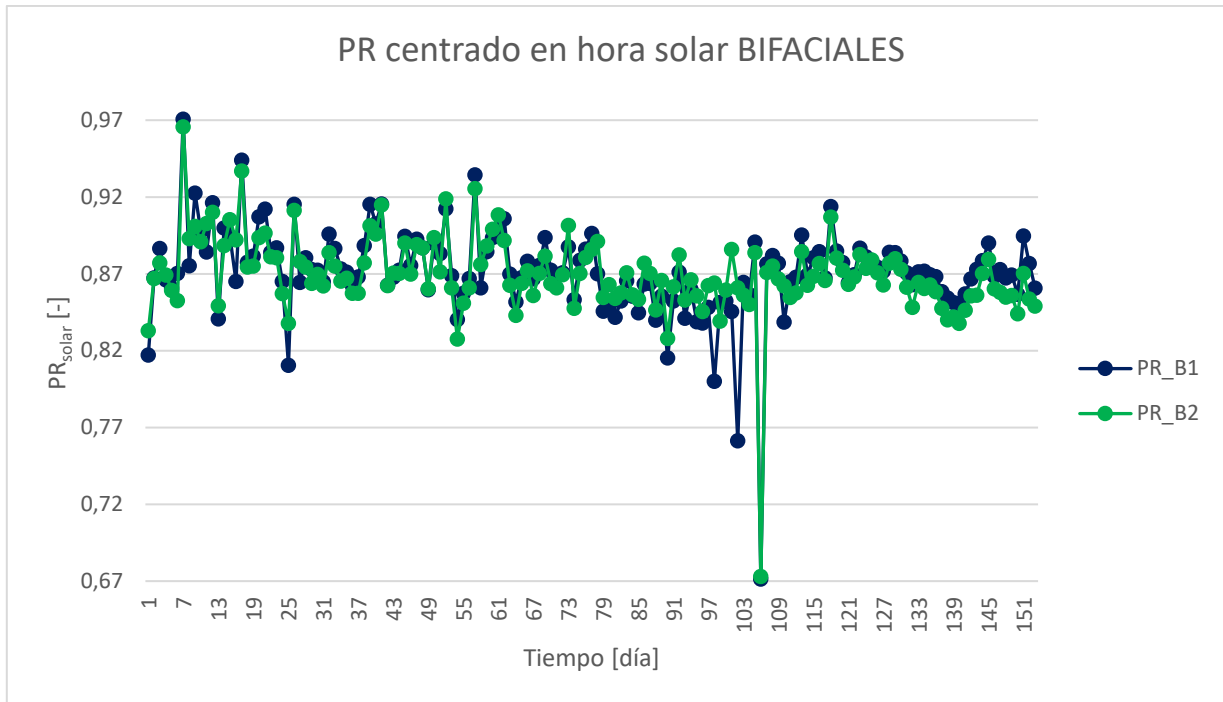


Figura 6-7: Valores de PR centrado al medio día solar para módulos bifaciales.

De los 4 paneles FV, el que presenta un mejor rendimiento promedio fue el módulo M1 seguido por el módulo M2 en comparación a los de tecnología bifacial. Por el contrario, se observa una menor diferencia en rendimiento entre B1 y B2 cuyo valor en promedio es de 0,2%, en cambio, la diferencia entre M1 y M2 en promedio fue de 1,7 %.

Asimismo, se realizaron correcciones para cada valor de PR solar. Dichas correcciones se pueden encontrar en las imágenes de la Figura 6-8, permitiendo comparar los valores en condiciones normales de operación y, los valores corregidos a STC.

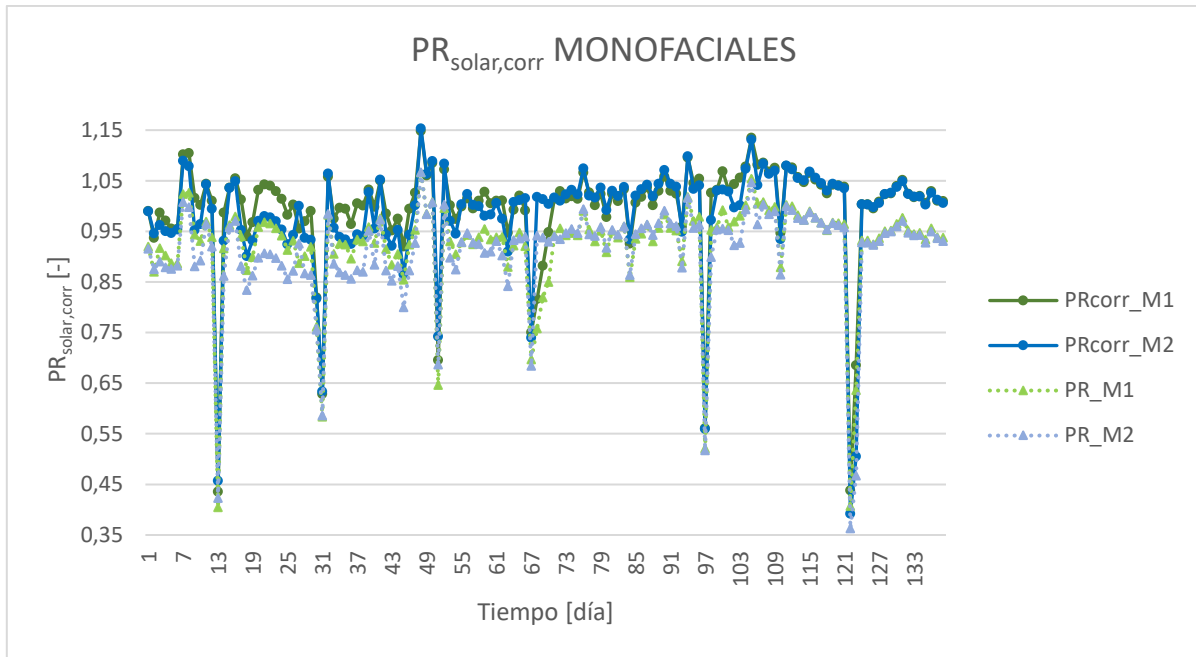


Figura 6-8: comparación de valores de PR_{solar} y $PR_{solar,corr}$ entre módulos monofaciales para 138 días de estudio.

A partir de la Figura 6-8, se observa un incremento en valor de PR al realizar corrección a STC, lo cual se atribuye a la pérdida de rendimiento por la temperatura de operación de los paneles. Este incremento en promedio para M1 y M2 es de un 7,7% y 8,1 % respectivamente.

Si se compran los valores obtenidos en la sección 6.3.1, existe una disminución en la variación de la serie de datos con corrección por temperatura e irradiancia en comparación a los datos originales, mostrando mayor estabilidad en el comportamiento del rendimiento de los módulos.

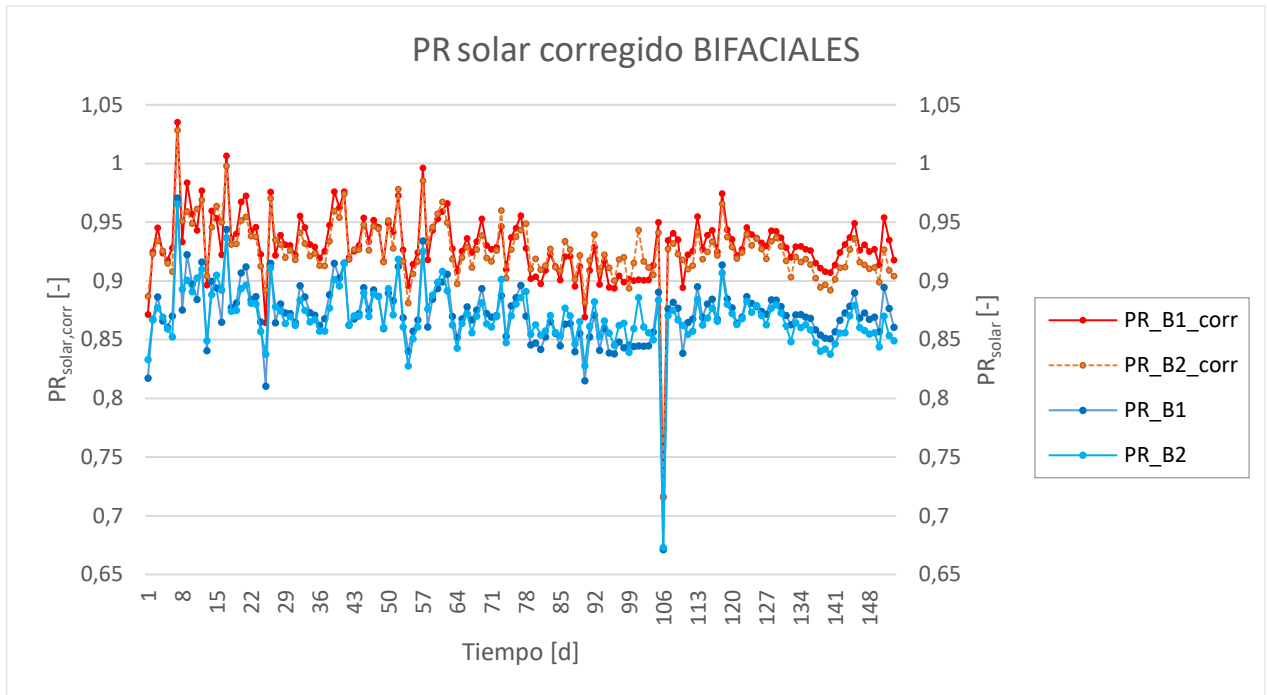


Figura 6-9: Comparación entre PR_{solar} y $PR_{solar,corr}$ para módulos Bifaciales.

A partir de la Figura 6-9, se muestra también el aumento en los valores de PR corregido para los módulos bifaciales, siendo esta diferencia en promedio de 6,7% y 6,5% entre B1 y B2. Si se comparan estos valores con los presentados en la sección 6.3.1, se tiene que la diferencia entre los valores de PR calculados al medio día solar, son aproximadamente dos veces mayor que los obtenidos calculando un PR promedio.

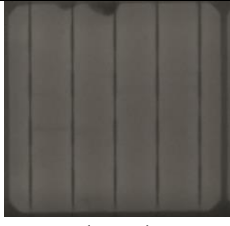
6.4.Resultados de Electroluminiscencia

Se realizaron 2 pruebas de electroluminiscencia, aproximadamente con 4 meses de diferencia entre ellas. Estas pruebas corresponden a parte de la metodología a implementar como parte de inspección sobre el estado de salud de los paneles FV. A partir de ellas se reportan a continuación las fallas y/o defectos presentados en los módulos desde el comienzo del estudio y, los que se han ido provocando durante el periodo de trabajo. Para categorizar las fallas, se realiza a partir de las denominaciones presentadas en la norma IEC 60904-13:2018 [29].

Tabla 6-2: Reporte de defectos presentes en los Módulo M1, M2, B1 y B2 a partir de prueba de electroluminiscencia según la norma IEC 60904-13:2018.[29]

Módulo	Celda	Defecto actual
M1	 (A4)	Cracking tipo C
	 (C4)	Interconexión incorrecta O unión de la cinta de pestañas
	 (C7)	Interconexión incorrecta O unión de la cinta de pestañas
	 (B6)	Fisura activa
	 (D6)	Rotura en las orillas
	 (D9)	Rotura en las orillas
M2	Módulo completo	Manchas oscuras contaminación
	 (B2)	Crack tipo A

Módulo	Celda	Defecto actual
B1	 (A2)	Micro fisura
	 (C3)	Micro fisuras
	 (D11)	Micro fisuras
	 (D6)	Dedos cortados
	 (D10)	Rotura en las orillas
	 (E7)	Dedos cortados

Módulo	Celda		Defecto actual
B1		 (E9)	Rotura en las orillas
		 (D9)	Rotura en las orillas
		 (E11)	Rotura en las orillas
		 (D12)	Rotura en las orillas
B2		 (D12)	Mala soldadura de cinta
		 (E6)	Dedos cortados

Estos defectos son los presentes actualmente en los paneles involucrados en el estudio. A continuación, se muestra la tabla resumen con los defectos encontrados al inicio del estudio realizado en, y los presentes en la actualidad.

Tabla 6-3: Resumen histórico de defectos iniciales y actuales encontrados mediante pruebas de electroluminiscencia en los 4 módulos.

Módulo	Defectos iniciales	Defectos actuales.
M1	• Fisura activa (E6) • Rotura en orillas (D7/D9) • Dedos cortados (C4)	• Crack tipo C (A2) • Fisura activa (E6) • Rotura en las orillas (D6 y D9) • Interconexión incorrecta O unión de la cinta de pestañas (C4/C7)
M2	• Dislocaciones en material (contaminación de fábrica)	• Contaminación de fabrica • Crack tipo a (E2)
B1	• Micro fisuras (C3/D11) • Rotura en orilla (D10/D12)	• Micro fisuras (A2, C3, D11) • Dedos cortados (E7) • Rotura en las orillas (E9, D9,D10, E11, D12)
B2	• Sin defectos en ambas caras	• Dedos cortados (E6) • Mala soldadura de cinta (D12)
M ref	• Sin defectos en ambas caras	• Sin defectos en ambas caras

6.5.Resultados de Termografía.

A lo largo del periodo de trabajo, se realizó inspección a los módulos FV mediante termografía, durante el mes de noviembre. Se decide realizar una sola inspección durante el tiempo de estudio, debido a que no se presenta una gran variación en el estado de salud de los módulos inferido de resultados obtenidos a partir de las mediciones de curvas I-V outdoor e indoor.

Para realizar la inspección a los módulos mediante termografía, se realiza según lo informado en la sección 4.1. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en este trabajo.

En las imágenes de las Figura 6-10 y Figura 6-11 se muestran los resultados de termografía para los módulos monofaciales en su cara frontal y por su lado posterior y, en la Figura 6-12 se muestran los resultados de termografía para los módulos bifaciales solo en su cara frontal, puesto que por la disposición de ellos en el laboratorio outdoor no permite realizar la inspección por su cara posterior.

Termografía módulos monofaciales cara frontal.

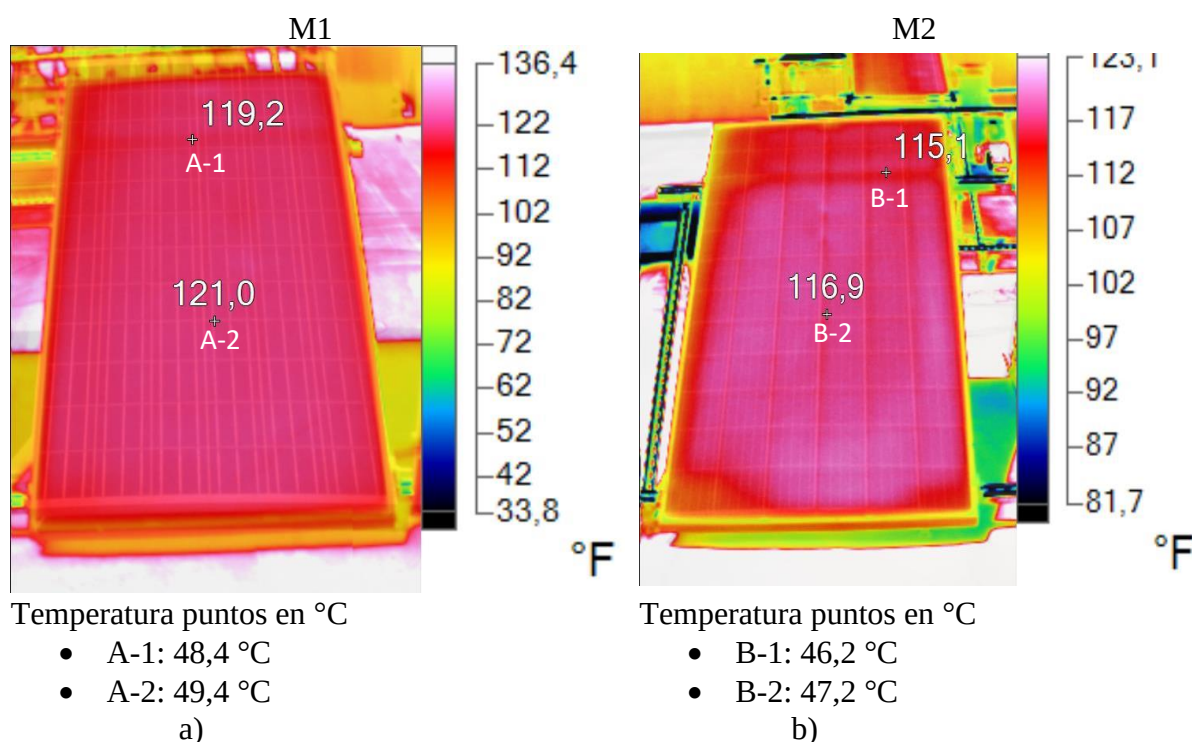


Figura 6-10: Imágenes de pruebas de termografía en módulos Monofaciales en su cara frontal. a) modulo monofacial expuesto M1 b) módulo monofacial M2.

En cuanto a los módulos monofaciales, ambos se observan libres de defectos. Sin embargo, se aprecia una franja a distinta temperatura indicada en los puntos A-1 y B-1 en los módulos M1 y M2 respectivamente. Dicha diferencia de temperatura se produce a raíz

del montaje sobre las estructuras de aluminio de los paneles. Esto se observa en las imágenes mostradas a continuación (ver Figura 6-11 (a) y Figura 6-11 (b)), apreciando las temperaturas en la estructura (barra horizontal) de cada módulo, coincidiendo con la disminución de temperatura en la estructura respecto a la temperatura del módulo.

Termografía módulos monofaciales cara posterior.

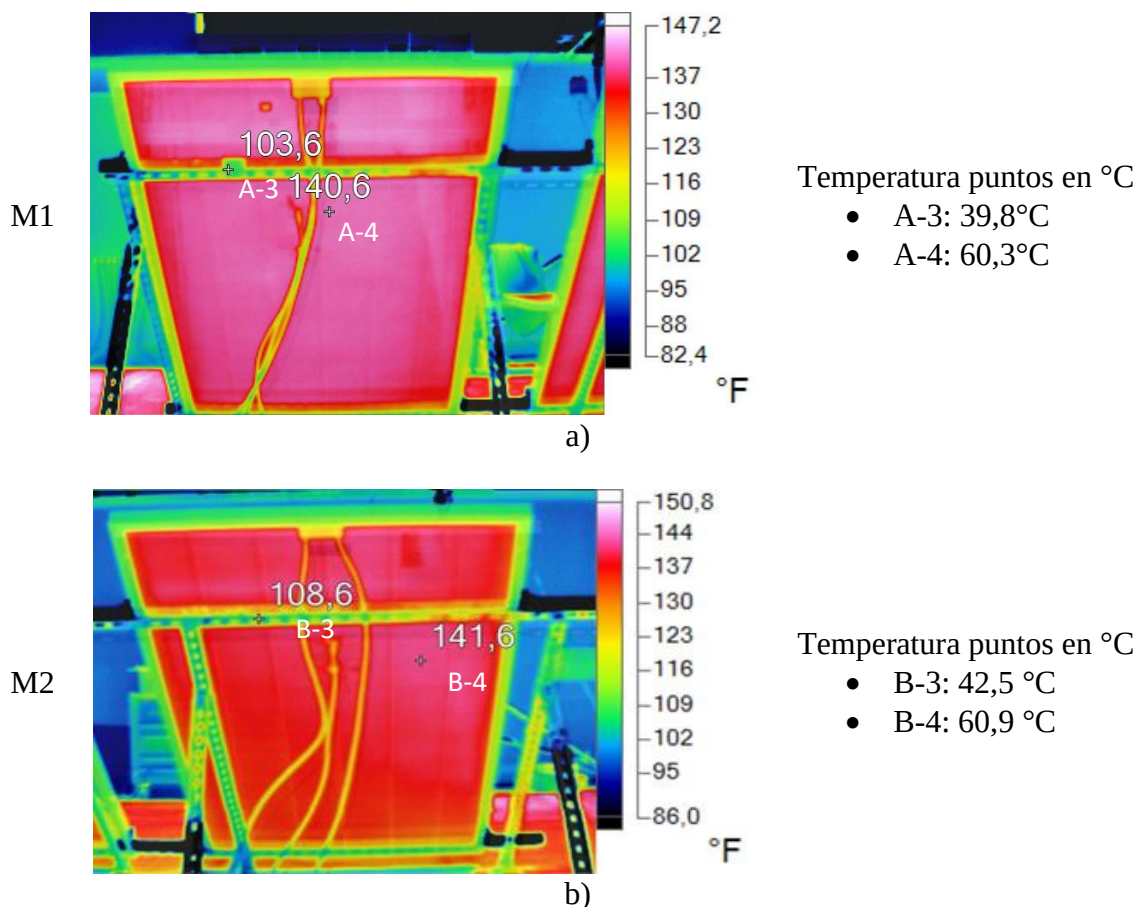


Figura 6-11: Imágenes de pruebas de termografía en módulos Monofaciales en su parte posterior. a) modulo monofacial expuesto M1 b) módulo monofacial M2.

A partir de las imágenes de la Figura 6-11 se evidencia la diferencia de temperatura entre los puntos A-3 y B-3, los cuales tienen una diferencia aproximada de 20°C respecto de los puntos A-1 y B-1 (ver Figura 6-10), facilitando la transferencia de calor en aquella zona del panel.

En la Figura 6-12 a) y Figura 6-12 b), se aprecian los resultados de la inspección mediante termografía en los módulos bifaciales.

Termografía módulos Bifaciales cara Frontal.

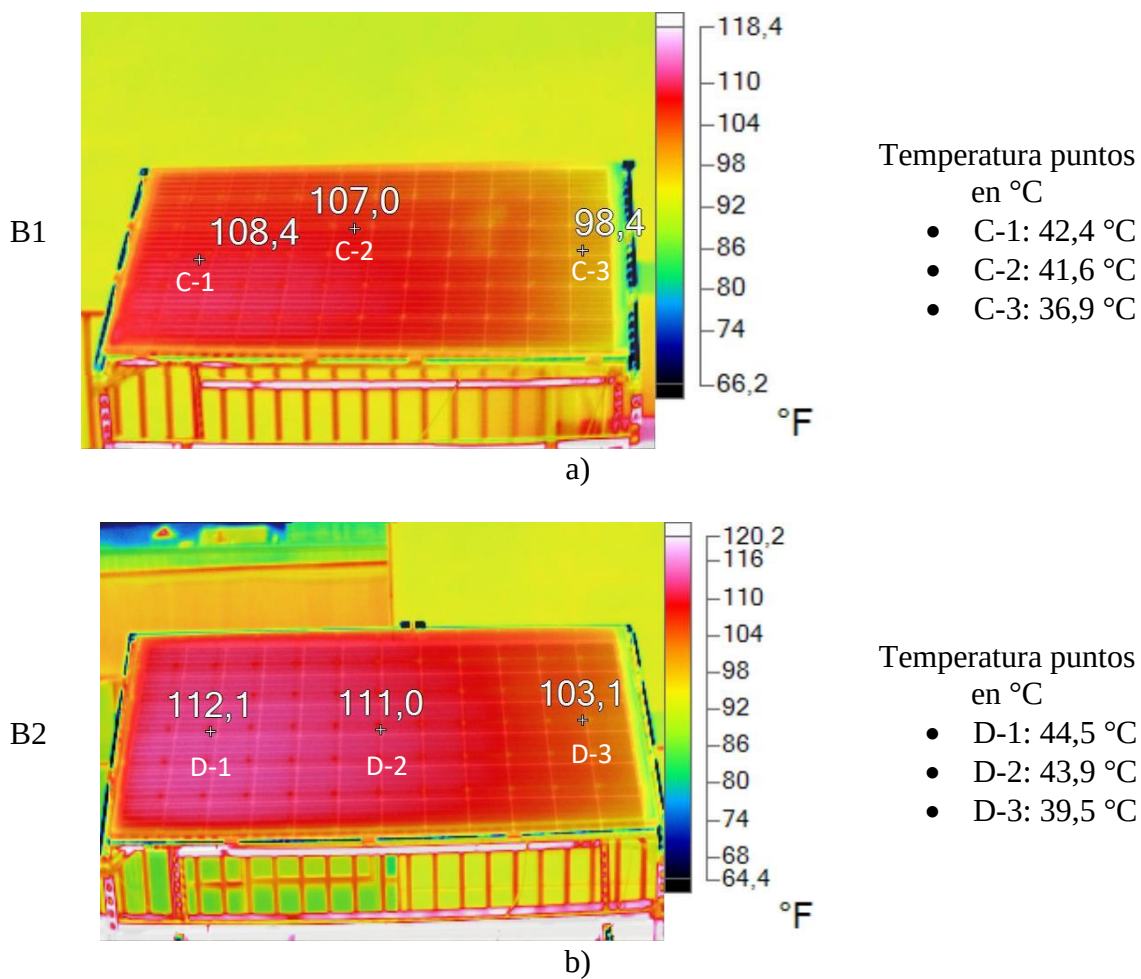


Figura 6-12: Imágenes de pruebas de termografía en módulos Bifaciales en su cara frontal. a) modulo bifacial expuesto B1 b) módulo Bifacial B2

En cada uno de los módulos no se aprecian defectos a partir de las pruebas de termografía.

6.6. Matriz energética

Al finalizar el periodo de estudio se realiza un análisis del comportamiento de los paneles en distintas condiciones de irradiancia y temperatura, pero ahora en condiciones controladas, en el laboratorio indoor. Esto se realiza con la finalidad de poder obtener una mejor comparación entre los resultados obtenidos en exterior y los obtenidos en interior, ya que se ha visto una diferencia entre los valores informados de potencia máxima en exterior en condiciones STC, y los adquiridos a mediante el simulador solar. Primero se realiza una comparación entre los valores obtenidos en las secciones 6.1 y 6.2. Estas diferencias en promedio son para cada módulo las mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 6-4: Comparación de los valores de PMPP entre resultados obtenidos en exterior e interior para los módulos M1, M2, B1 y B2 en su cara frontal y posterior.

	M1	M2	B1_f	B1_p	B2_f	B2_p
$\Delta PMPP$	13%	12%	10%	23%	11%	32%

A partir de la Tabla 6-4 se desprende que existe una diferencia entre los valores hay una diferencia entre los resultados de las potencias máximas obtenidas a partir del trazador y los obtenidos en el simulador solar. Esta diferencia se asocia a una posible descalibración de la celda de referencia del trazador de curvas I-V de exterior, lo cual puede estar provocando dichas diferencias en los resultados. Además, se sabe que existen rangos en los que son más aceptables las correcciones de temperatura, existiendo menos variabilidad y error en su resultado final, puesto que se ha visto que el coeficiente de temperatura indicado en los módulos no necesariamente es lineal en el caso de estar operando a temperaturas mayores de 25°C.[31] [32]

Por otra parte, de la Tabla 6-4 se observa que los mayores porcentajes de diferencia entre los valores obtenidos en exterior e interior se obtienen en las caras posterior de los módulos B1 y B2, puesto que en exterior es donde se observó la mayor variabilidad en los resultados. Esto se debe a dos razones:

- Los módulos bifaciales reciben una irradiancia uniforme en pruebas en laboratorio bajo condiciones controladas, pero en exterior esto no se cumple, impactando en el aumento de la variabilidad de los resultados
- En pruebas bajo condiciones controladas, la parte posterior recibe una irradiancia completa de $1000[\text{W}/\text{m}^2]$ y, por el contrario, en exterior esta irradiancia es mucho menor.

A continuación, en la Figura 6-13 y Figura 6-14, se muestran las matrices energéticas de los módulos M1 y M2, en los cuales se puede observar el comportamiento de ellos a distintas temperaturas entre $30^\circ - 60^\circ \text{C}$ e Irradiancias de $200 - 1200 [\text{W}/\text{m}^2]$.

Los rangos son escogidos, pues, son condiciones de operación de los paneles FV en el contexto de Chile. (Criterio aplicado en cada módulo).

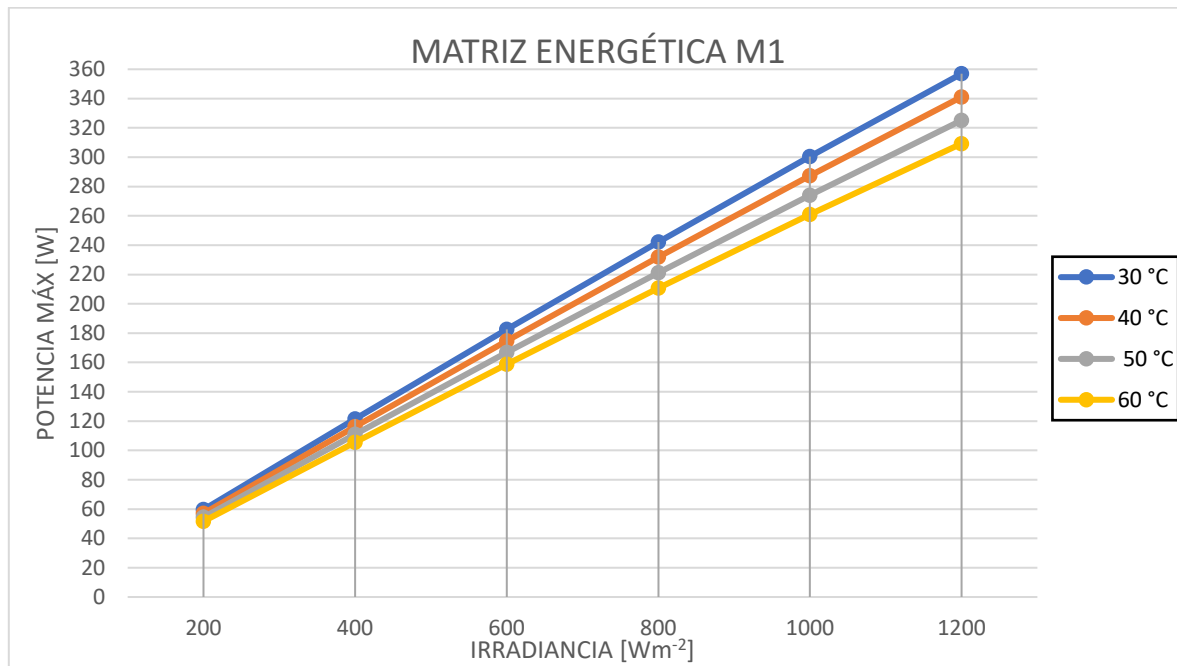


Figura 6-13: Matriz energética del módulo M1. Comportamiento de M1 en diferentes temperaturas e irradiancia.

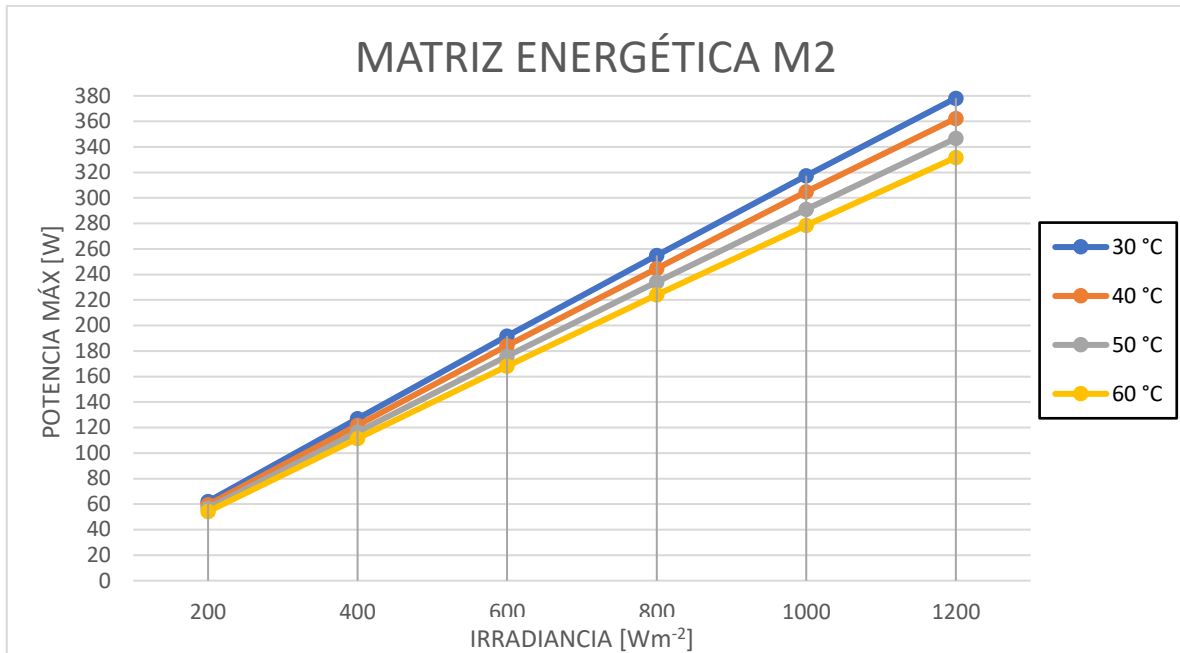


Figura 6-14: Matriz energética del módulo M2. Comportamiento de M2 en diferentes temperaturas e irradiancia.

Por otra parte, en la Figura 6-15 y Figura 6-16 se muestran las matrices energéticas del módulo B1 en su cara frontal y posterior, en las cuales, se puede observar el comportamiento de ellas a distintas temperaturas que varían entre los 30° - 60° C y una Irradiancias de 200 – 1200 [W/m²].

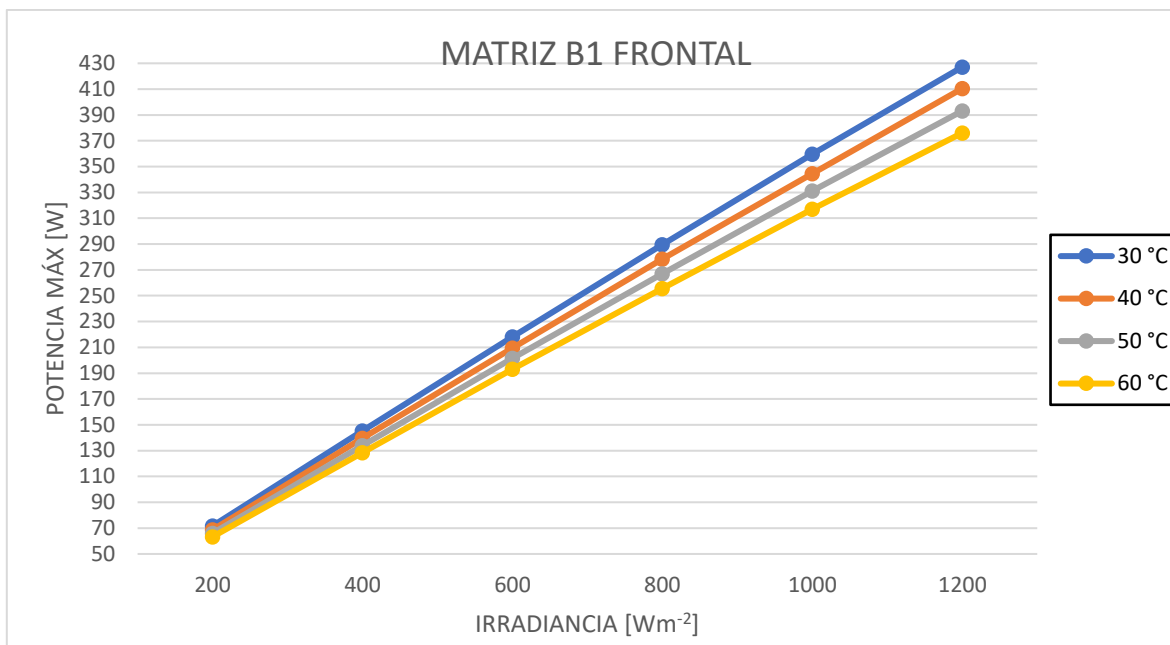


Figura 6-15: Matriz energética del módulo B1 frontal. Comportamiento de B1 en diferentes temperaturas e irradiancia.

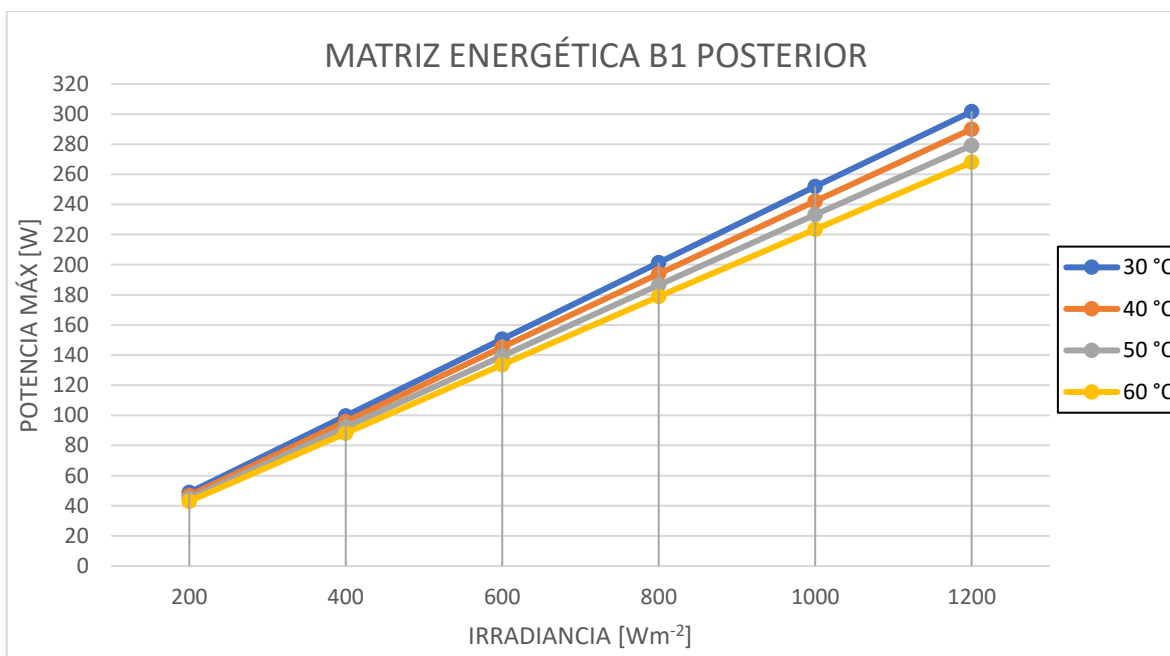


Figura 6-16: Matriz energética del módulo B1 posterior. Comportamiento de B1 en diferentes temperaturas e irradiancia.

Finalmente, en la Figura 6-17 y Figura 6-18 se muestra la potencia generada del módulo B2 por ambas caras en las diferentes condiciones de irradiancia y temperatura.

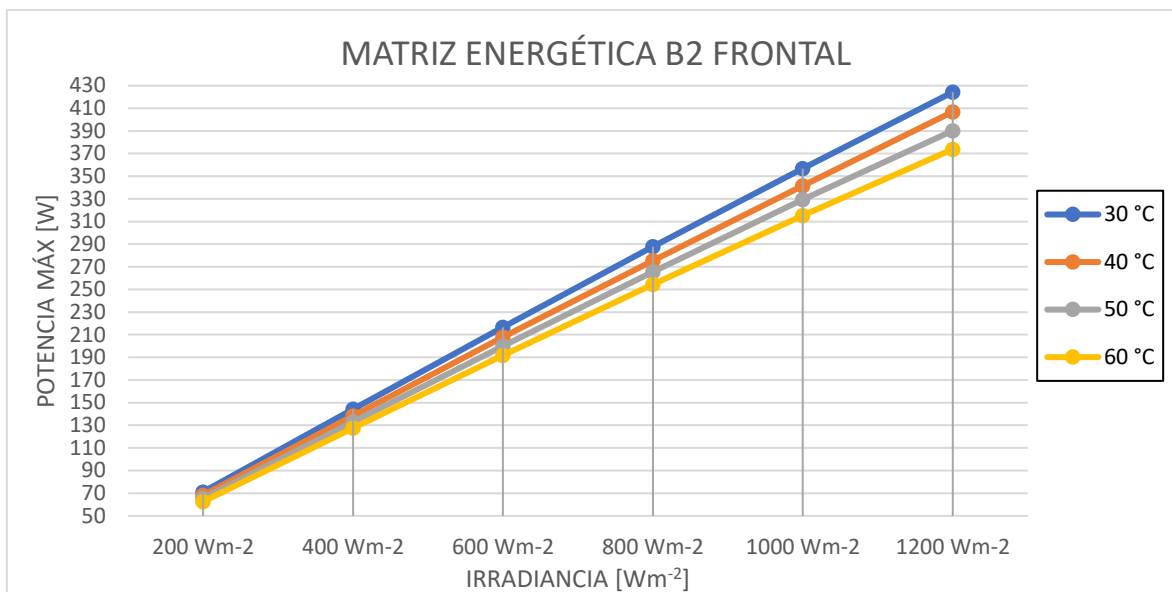


Figura 6-17: Matriz energética del módulo B2 posterior. Comportamiento de B2 en diferentes temperaturas e irradiancia

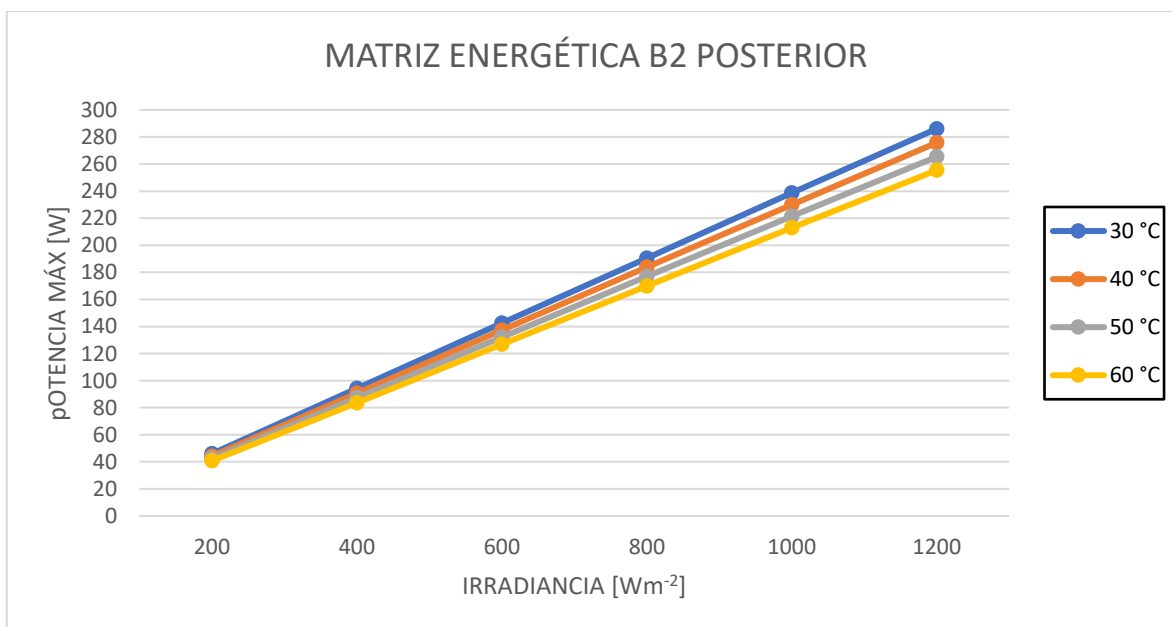


Figura 6-18: Matriz energética del módulo B2 posterior. Comportamiento de B2 en diferentes temperaturas e irradiancia

Por último, se decide buscar un punto similar entre irradiancia y potencia máxima de un módulo, obtenidas en exterior y en interior, con tal de visualizar el comportamiento de la curva I-V del panel en ambas situaciones, permitiendo compraran los valores y curvas resultantes sin aplicar corrección y posteriormente aplicando la corrección de temperatura e irradiancia. (IEC 60891:2021[30]). En este caso se analizarán curvas P-V para comprar los puntos de máxima potencia obtenidos en exterior e interior para un mismo panel en condiciones de operación similares.

En la Figura 6-19 y Figura 6-20 se muestran las curvas P-V del módulo M1. En la primera se muestra la comparación entre las curvas obtenidas en exterior e interior sin aplicar corrección, en cambio en la Figura 6-20 se muestra la misma comparación, ahora aplicando correcciones por temperatura e irradiancia según la norma IEC 60891:2021[30] en su primer procedimiento.

Los datos utilizados para realizar el análisis se muestran en la Tabla 6-5:

Tabla 6-5: Datos utilizados para comparar el comportamiento del módulo M1 con corrección por temperatura e irradiancia.

	OUTDOOR	INDOOR
Temperatura del módulo [°C]	55,2	55,12
Irradiancia [W/m²]	1042,6	1000,64
Fecha	24-02-2023	Dato Matriz

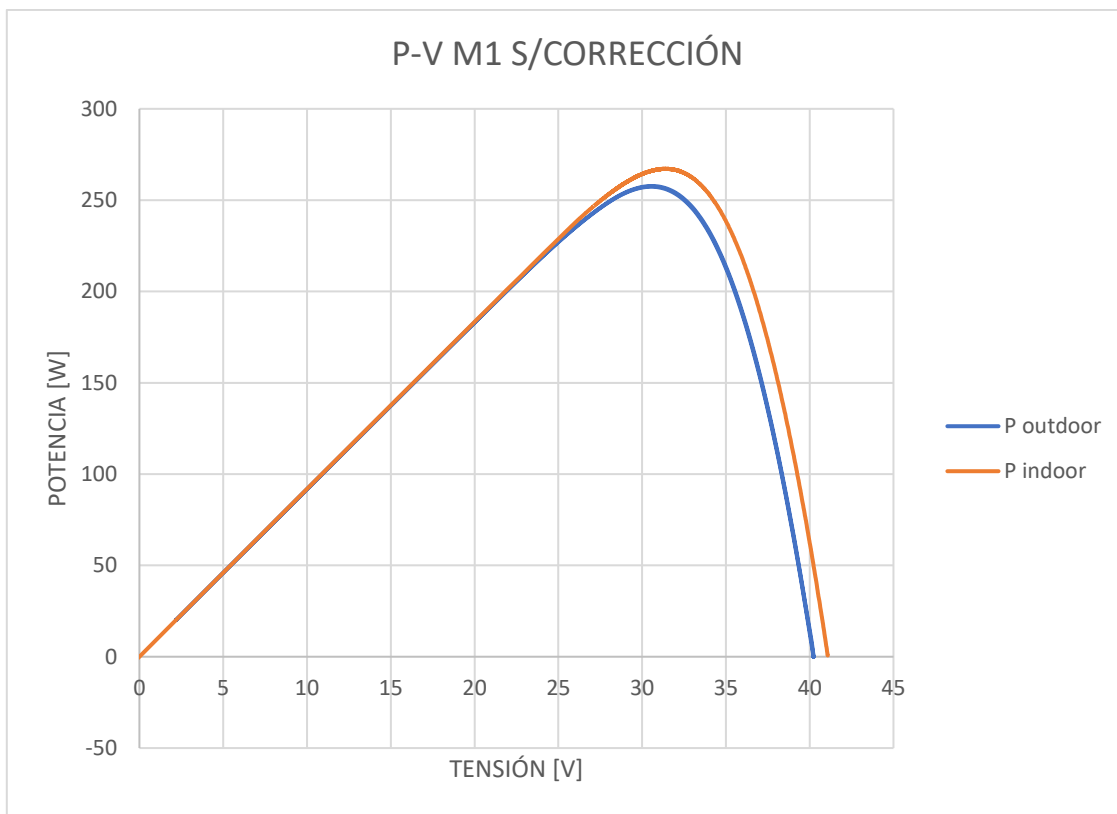


Figura 6-19: Curva P-V sin corrección en medición exterior e interior.

En la Figura 6-19 se observa una similitud en las curvas y como estas alcanzan puntos de máxima potencia similares, existiendo una diferencia del 3,5 %. Los datos de potencia máxima outdoor e indoor se encuentran en la Tabla 9-2 en Anexos.

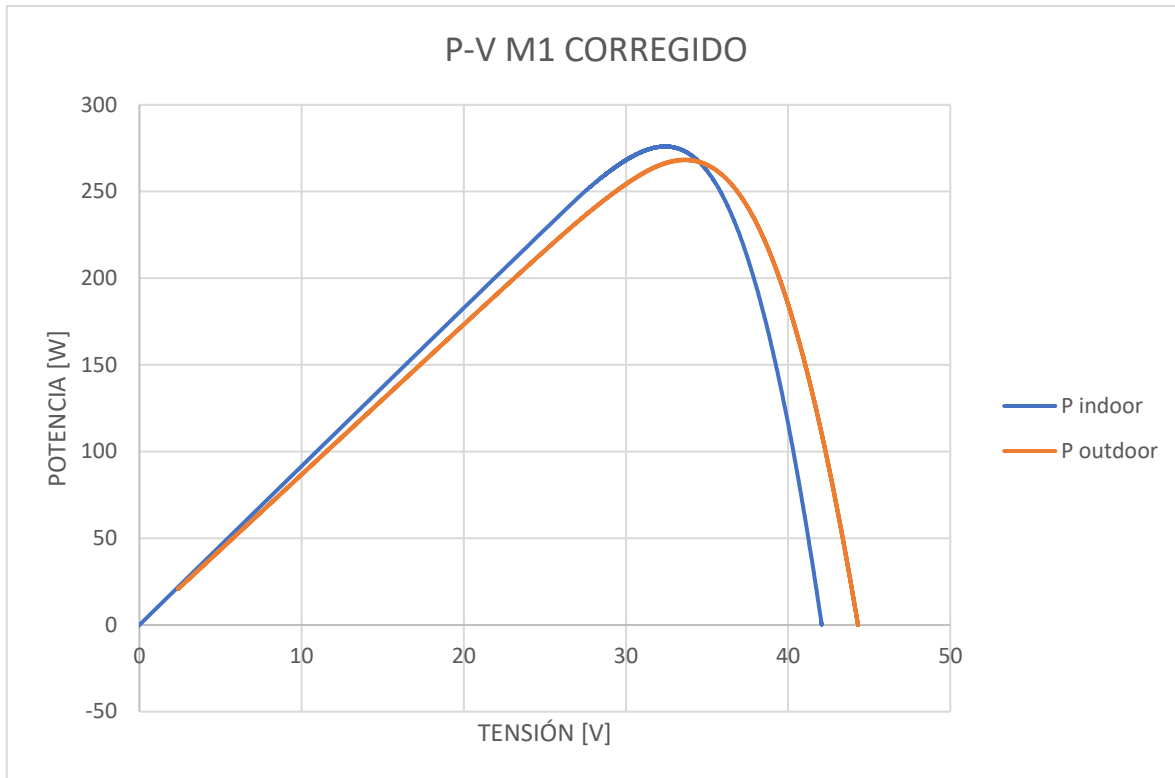


Figura 6-20: Curva P-V con corrección IEC 60891:2021[30] en medición exterior y en interior.

En este caso, en la Figura 6-20 también se observa como las curvas de potencia mostradas son similares y alcanzan puntos de máxima potencia similares existiendo una diferencia del 2,76 %. Los datos de potencia máxima outdoor e indoor se encuentran en la Tabla 9-3 en Anexos.

7. Predicción Modelo ARIMA

Como se mencionó al inicio de este trabajo, para realizar un análisis del rendimiento de paneles FV, es necesario contar con un modelo estadístico que pueda modelar el comportamiento de estos, contemplando sus registros anteriores para poder estimar o predecir su rendimiento futuro. Esto último tiene múltiples finalidades, donde las principales son poder tener conocimiento de la generación eléctrica en un tiempo dado, de los módulos mientras se encuentren operativos. Por otra parte, se puede utilizar como dato para acciones de mantenimiento y tener conciencia de cuál será su vida útil. En ambas

circunstancias esto permite tener un mejor control y conocimiento del comportamiento y saber cuál es el comportamiento de los sistemas FV.

Dado lo mencionado recientemente, se realizan predicciones de rendimiento de cada módulo a partir de las métricas de rendimiento utilizadas en este trabajo. Para realizar las predicciones se utiliza el modelo estadístico ARIMA, definido en la sección 3.4.

Para realizar el proceso de predicción se utiliza el software estadístico SPSS por su simplicidad en la manipulación.

De este modo, las predicciones de las métricas de desempeño para cada uno de los módulos se muestran a continuación:

6.1.Predicción módulo M1 PR promedio

Para realizar la predicción de PR promedio del módulo M1, se sigue el procedimiento mencionado en la sección 3.4, donde se grafica la secuencia obtenida en el periodo de trabajo, la cual mediante la inspección visual sobre su comportamiento se define si es necesario o no realizar una diferenciación. En este caso, observando la Figura 9-1, en anexos, se puede observar que no es necesario realizar una diferenciación, por lo tanto, el coeficiente “d” del modelo ARIMA es: $d=0$

Luego, obteniendo los gráficos de autocorrelación simple, y parcial (FAS y FAP respectivamente), se observa que en la Figura 9-2, el gráfico FAS tiene un comportamiento sinusoidal, donde el único retardo significativo es el 5. Además, observando el grafico de FAP se puede observar que no hay retardos significativos (superen el límite de confianza del 95%), por lo que se deduce que la secuencia de PR promedio para M1 tiene un modelo ARIMA (1,0,0) o AR (1) donde su comportamiento es autorregresivo. El modelo de ajuste y predicción para el modelo ARIMA (1,0,0) se muestra en la Figura 7-1.

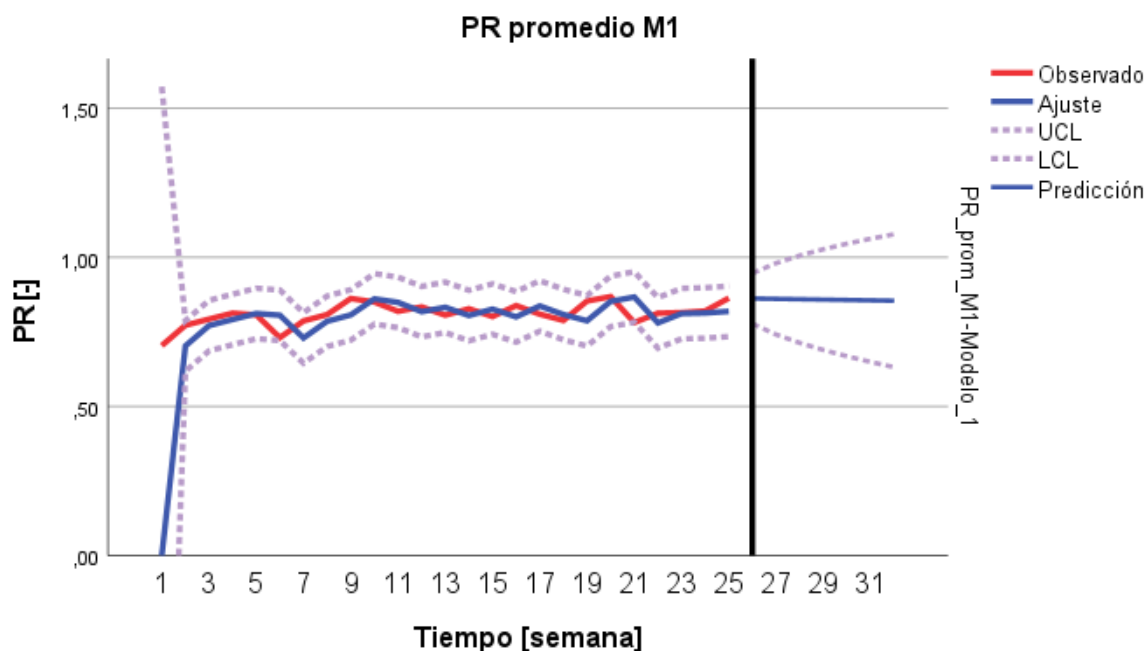


Figura 7-1: Predicción de PR promedio para M1 con un modelo ARIMA (1,0,0)

En la Figura 7-1, se muestra el modelo de predicción para PR promedio del módulo M1, aplicando el modelo ARIMA (1,0,0). La serie original cuenta con 25 datos, de los cuales, para realizar la predicción, se utilizó una estimación del 30% de los datos iniciales, permitiendo estimar 6 valores de PR promedio para M1. Los valores obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 7-1: Resultados de predicción de PR promedio para M1 aplicando un modelo ARIMA (1,0,1).

PREDICCIÓN ARIMA (1,0,0)						
	26	28	29	30	31	32
Predicción	0,8622	0,8597	0,8585	0,8572	0,8560	0,8547
UCL	0,9468	1,0061	1,0274	1,0459	1,0625	1,0777
LCL	0,7776	0,7133	0,6895	0,6685	0,6494	0,6318

Por otra parte, otro modelo posible es el ARIMA (1,0,1), el cual incluye una componente autorregresiva y otra de media móvil. La predicción para este modelo se muestra en la Figura 7-2, en la cual también se aprecia la serie de PR promedio para M1, el

ajuste realizado por el modelo y el mismo rango de predicción que en el caso anterior, además de los límites de confianza superior (UCL) e inferior (LCL).

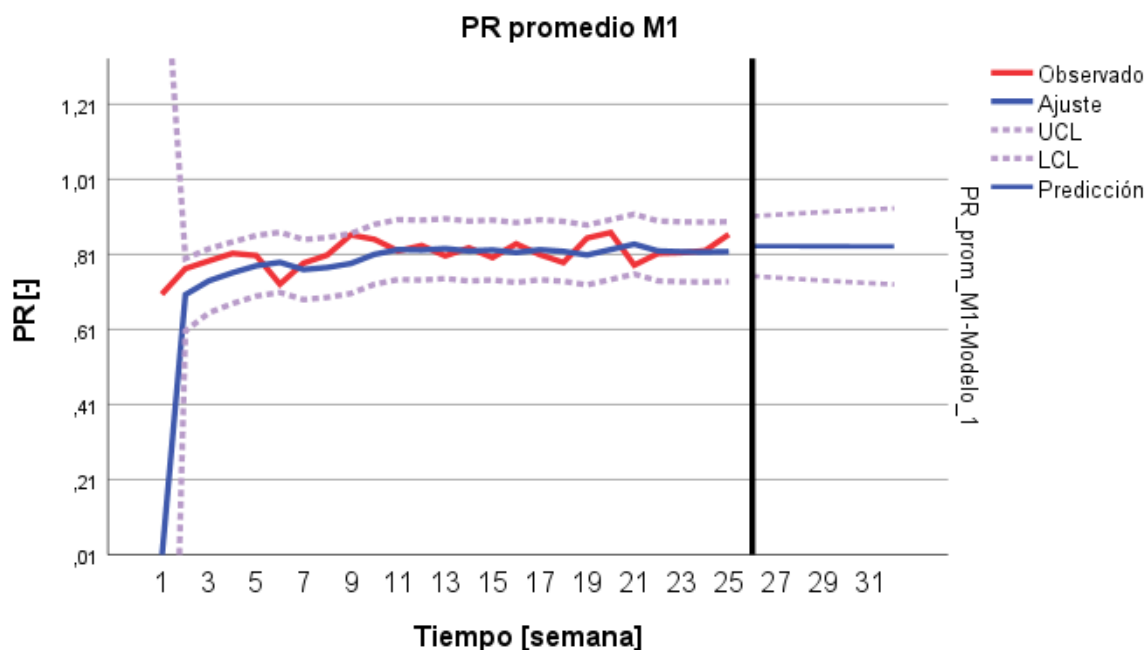


Figura 7-2: Predicción de PR promedio para M1 con un modelo ARIMA (1,0,1)

Los valores de la predicción para el modelo ARIMA (1,0,1) de PR promedio para M1 se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 7-2: Resultados de predicción de PR promedio para M1 aplicando un modelo ARIMA (1,0,1).

PREDICCIÓN ARIMA (1,0,1)						
	26	28	29	30	31	32
Predicción	0,8322	0,8321	0,8320	0,8319	0,8318	0,8317
UCL	0,9119	0,9159	0,9196	0,9232	0,9266	0,9299
LCL	0,7524	0,7483	0,7444	0,7407	0,7370	0,7336

Para la selección del mejor modelo, es necesario comparar los estadísticos del modelo, tal como se mencionó en la sección 3.4 de este trabajo. Lo primero es seleccionar el valor de R cuadrado estacionario, el cual debe ser el mayor de los candidatos a escoger y, por otra parte, el BIC o BIC normalizado, el cual debe ser el menor posible. Siguiendo estas recomendaciones, y observando la Tabla 7-3, el mejor modelo es el ARIMA (1,0,1), pues cumple con las condiciones mencionadas.

Tabla 7-3: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de M1

Estadístico	ARIMA (1,0,0)	ARIMA (1,0,1)
R cuadrado estacionaria	-14,050	-13,946
R cuadrado	-14,050	-13,946
BIC normalizado	-3,676	-3,511

Ya definido el modelo a utilizar, es posible obtener valores futuros de la métrica de desempeño y, por ende, poder estimar cuanto ha bajado el rendimiento del módulo FV. Para el caso de M1, obtiene una tendencia decreciente en los valores de PR en las semanas posteriores a la fecha de termino de este trabajo. Es así como desde el último dato obtenido de PR promedio con el primer valor de predicción, se estima una disminución de un 3,6 % de este valor. Sin embargo, es necesario mencionar que por la variabilidad de los datos se tiene un amplio margen dentro del valor de confianza de la predicción.

6.2. Predicción módulo M2 PR promedio

Para los módulos siguientes, se realizará el mismo procedimiento mencionado en la sección 6.1, es decir, se realizará el análisis del grafico de secuencia para determinar si es necesario realizar o no una diferenciación a la serie y, determinar el valor del coeficiente “d”. Luego se analizarán los gráficos de autocorrelación simple FAS o autocorrelación parcial FAP, para determinar los valores de los coeficientes “p y q”.

Para identificar el modelo adecuado a aplicar en la serie de PR promedio de M2, se observó la Figura 9-11 para los gráficos de secuencia y Figura 9-12 para los gráficos de FAS y FAP, encontradas en anexos, las cuales indicaron lo siguiente:

- En el gráfico de secuencia se ve una pequeña tendencia de la serie, lo cual se decide probar con $d=0$ y $d=1$
- A partir de grafico FAS, se observa un comportamiento sinusoidal, lo cual indica una componente autorregresiva, donde los primero 3 retardos son significativos.
- Del grafico FAP el primer retardo es significativo.

Dado lo anterior se procede a comparar los modelos ARIMA (1,1,1) y ARIMA (1,0,0), mostrados a continuación en la Figura 7-3 y Figura 7-4.

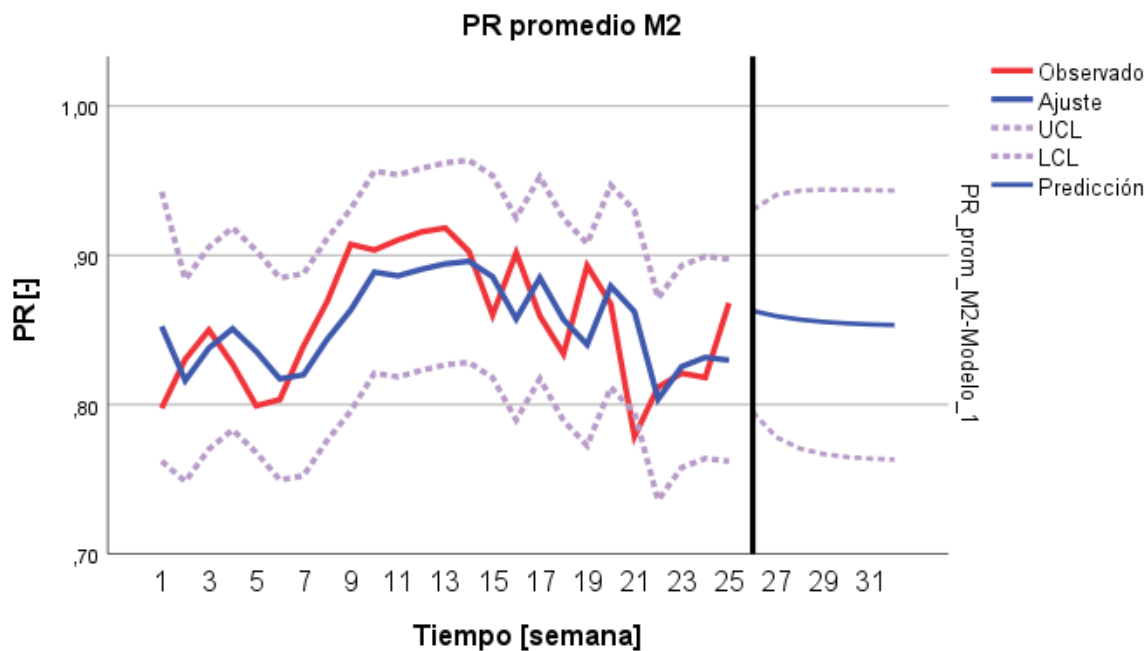


Figura 7-3: Predicción de PR promedio para M2 con un modelo ARIMA (1,0,0)

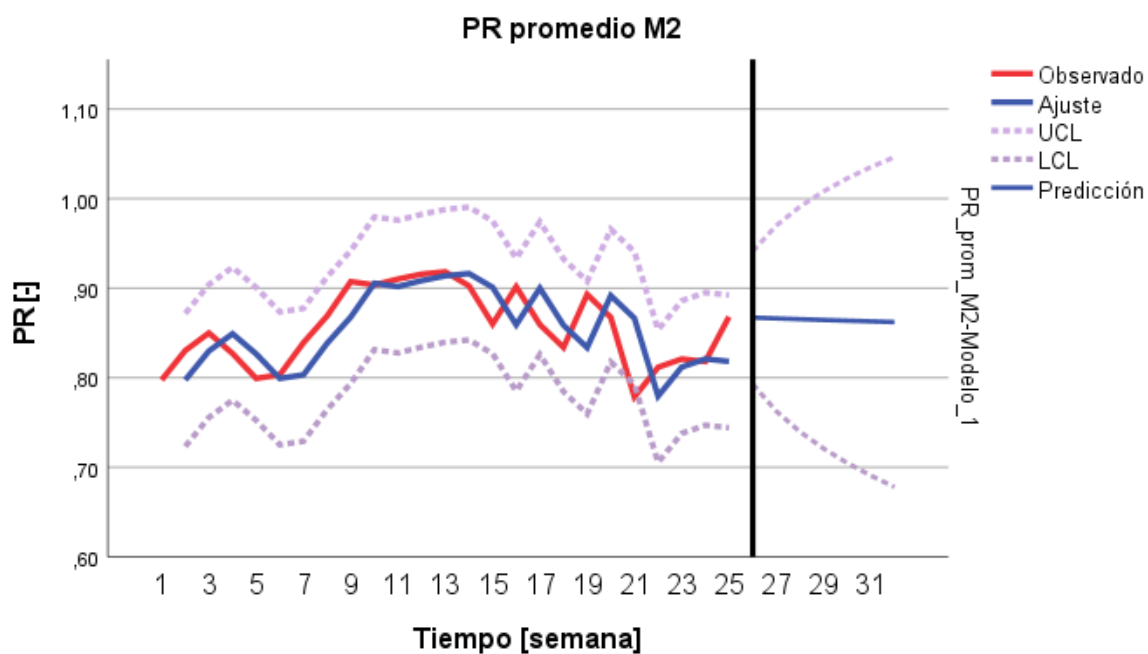


Figura 7-4: Predicción de PR promedio para M2 con un modelo ARIMA (1,1,1)

A continuación, en la tabla se muestran los estadísticos de cada modelo utilizado en M2. De este modo el mejor modelo a utilizar es el ARIMA (1,0,0)

Tabla 7-4: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de M2

Estadístico	ARIMA (1,0,0)	ARIMA (1,1,1)
R cuadrado estacionaria	0,407	0,007
R cuadrado	0,407	0,302
BIC normalizado	-6,530	-6,398

Ya definido el modelo a utilizar, para el caso de M2, la tendencia también es decreciente en los valores de PR en las semanas posteriores a la fecha de termino de este trabajo. Es así, como desde el último dato obtenido de PR promedio con el primero valor de predicción se estima una disminución de un 0,6% de este valor. Es necesario contemplar la variabilidad de los datos y el amplio margen de los límites de confianza de la predicción.

6.3.Predicción módulo B1 PR promedio.

Observando la Figura 9-5 y Figura 9-6 se tiene que:

- La serie muestra una tendencia decreciente por lo tanto se debe diferenciar y $d=1$.
- El grafico FAS muestra comportamiento sinusoidal donde los primero 4 retardos son significativos, y luego del 12-20.
- Del grafico FAP el primer retardo es significativo.

A partir de esta información, los modelos a comparar son el ARIMA (1,1,0) y ARIMA (1,1,1). En la Figura 7-5 y Figura 7-6 se muestran las predicciones de cada modelo.

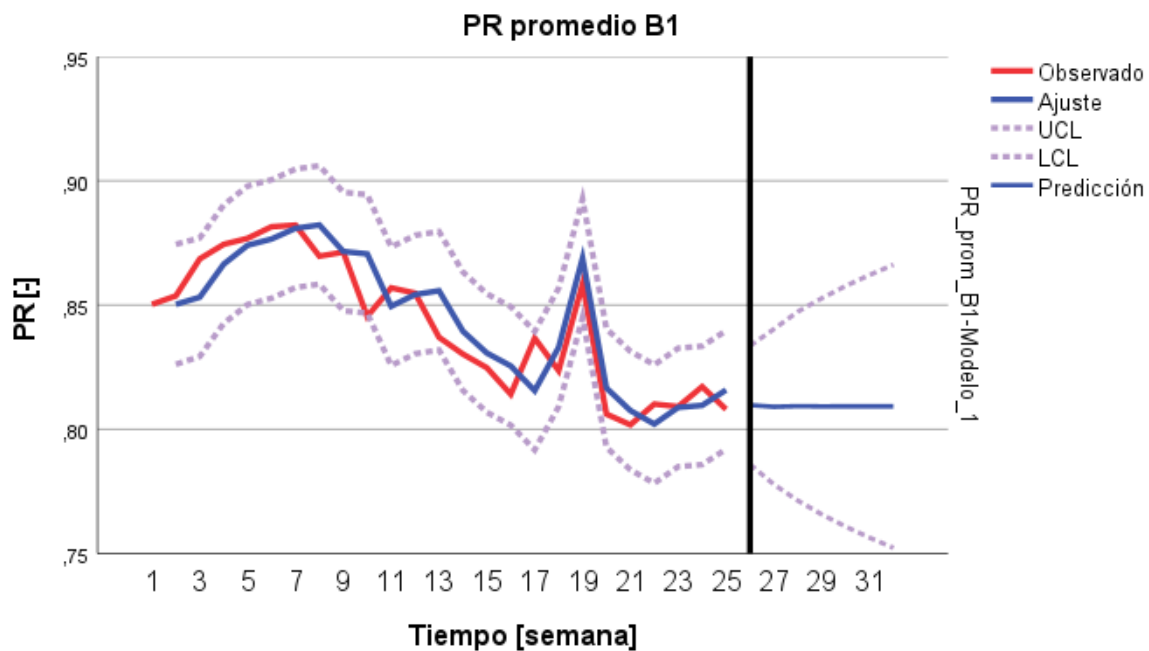


Figura 7-5: Predicción de PR promedio para B1 con un modelo ARIMA (1,1,1)

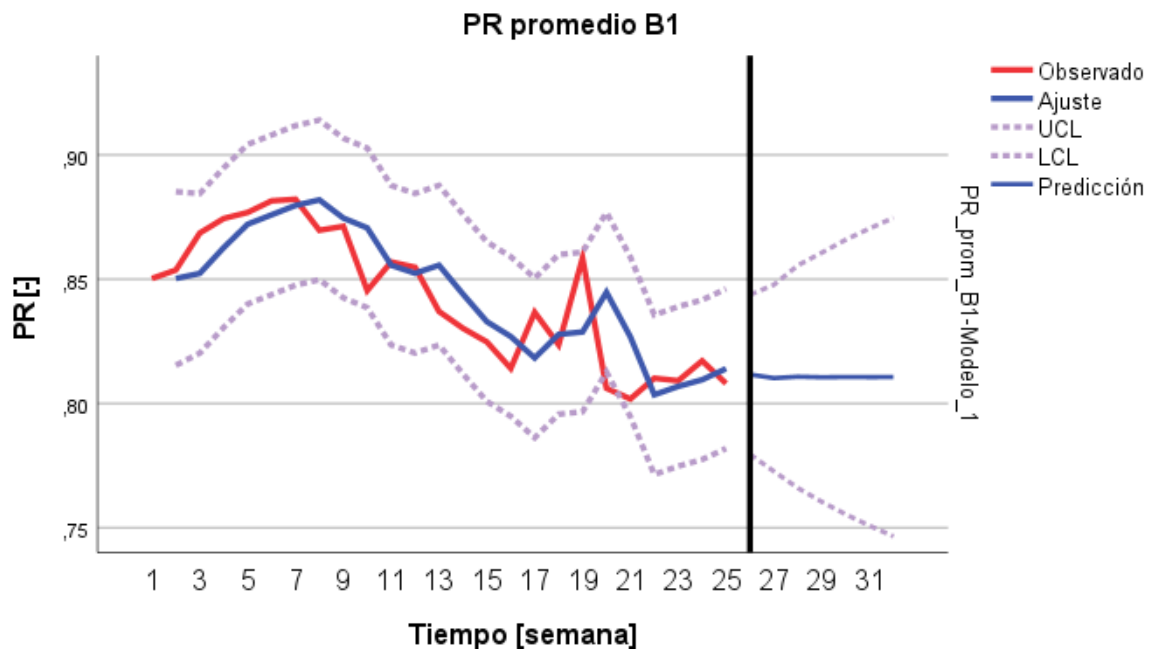


Figura 7-6: Predicción de PR promedio para B1 con un modelo ARIMA (1,1,0)

Observando las Figura 7-5 y Figura 7-6, se observa que para ambas predicciones los valores predichos tienen una tendencia decreciente. Y, para determinar el modelo a

utilizar, se observa la Tabla 7-5, en la cual se muestran los estadísticos para la elección del mejor modelo. En este caso, el modelo que muestra un mayor valor de R cuadrado estacionaria y un menor valor de BIC es el ARIMA (1,1,1).

Tabla 7-5: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de B1

Estadístico	ARIMA (1,1,1)	ARIMA (1,1,0)
R cuadrado estacionaria	0,580	0,156
R cuadrado	0,837	0,673
BIC normalizado	-8,540	-8,198

6.4.Predicción módulo B2 PR promedio.

Observando la Figura 9-7 y Figura 9-8 se tiene que:

- La serie muestra una tendencia decreciente por lo tanto se debe diferenciar y $d=1$.
- El grafico FAS muestra comportamiento sinusoidal donde los primero 4 retardos son significativos, y luego del 12-20.
- Del grafico FAP el primer retardo es significativo.

A partir de esta información, al igual que para B1, los modelos a comparar son el ARIMA (1,1,0) y ARIMA (1,1,1). En la Figura 7-7 y Figura 7-8 se muestran las predicciones de cada modelo.

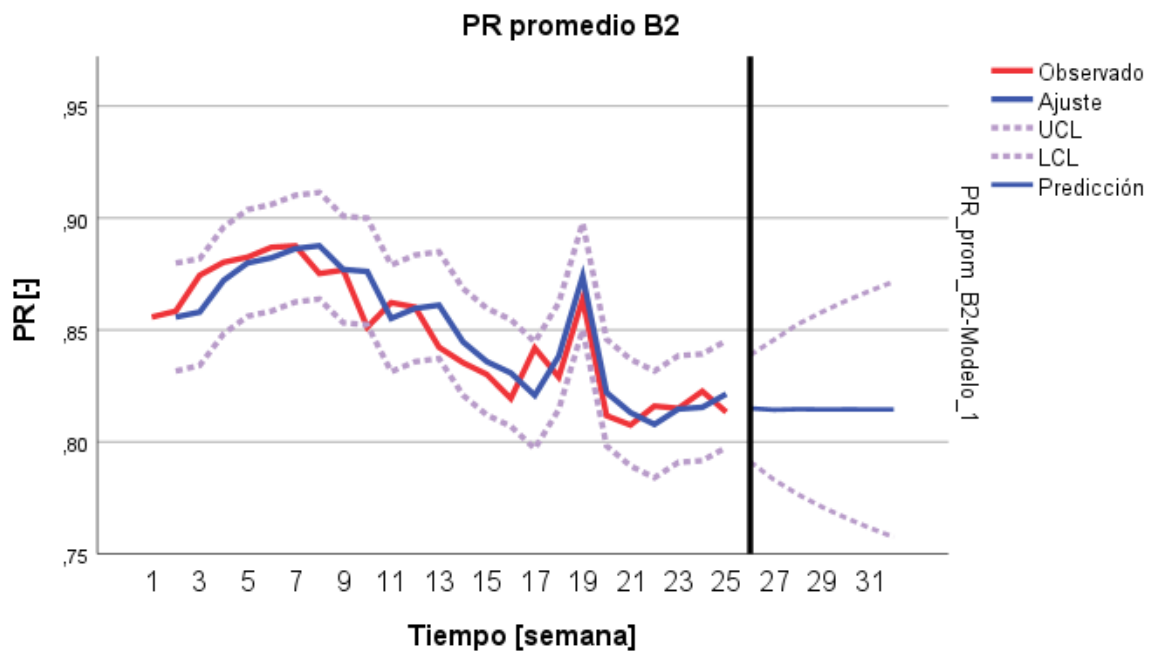


Figura 7-7: Predicción de PR promedio para B2 con un modelo ARIMA (1,1,1).

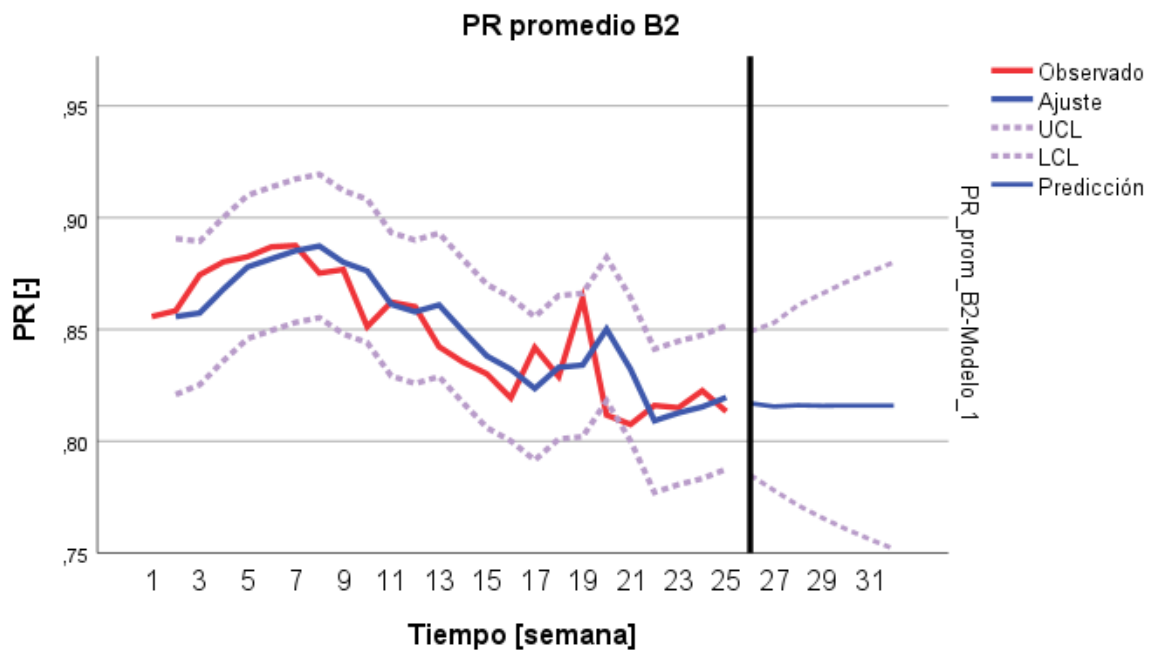


Figura 7-8: Predicción de PR promedio para B2 con un modelo ARIMA (1,1,0)

Observando la Figura 7-7 y Figura 7-8, los valores predichos tienen una tendencia decreciente. Y, para la elección del modelo, según los valores mostrados en la Tabla 7-6, se obtiene en este caso que también el modelo que muestra un mayor valor de R cuadrado estacionaria y un menor valor de BIC es el ARIMA (1,1,1).

Tabla 7-6: Comparación de estadísticos de los modelos ARIMA utilizados para la predicción de PR promedio de B2

Estadístico	ARIMA (1,1,1)	ARIMA (1,1,0)
R cuadrado estacionaria	0,579	0,155
R cuadrado	0,837	0,674
BIC normalizado	-8,541	-8,201

Los valores de las predicciones para cada modelo se encuentran en la Tabla 9-8 y Tabla 9-9 de anexos.

6.5.Predicción módulo M1 PR promedio corregido.

Se expuso anteriormente que existen varios modelos que pueden ajustarse a la serie presentada, de este punto en adelante se mostraran los resultados ya analizados previamente, escogiendo el mejor modelo que se ajusta a la serie analizada.

Para la serie de PR promedio corregida de M1 el mejor modelo es el ARIMA (19,0,0), el cual se obtiene observando los gráficos de secuencia (ver Figura 9-9 de anexos) y los gráficos de autocorrelación simple y parcial (ver Figura 9-10 en anexos.)

En estas figuras se muestra que: en el grafico FAS el retardo que es significativo es el 19, y en el gráfico de FAP no hay retardos significativos.

Los estadísticos del modelo se muestran en la Tabla 7-7.

Tabla 7-7: Estadísticos del modelo ARIMA (19,0,0) para la serie PR promedio corregida de M1

Estadísticos	R cuadrado estacionaria	R cuadrado	Bic normalizado
ARIMA (19,0,0)	-15,089	-15,089	0,219

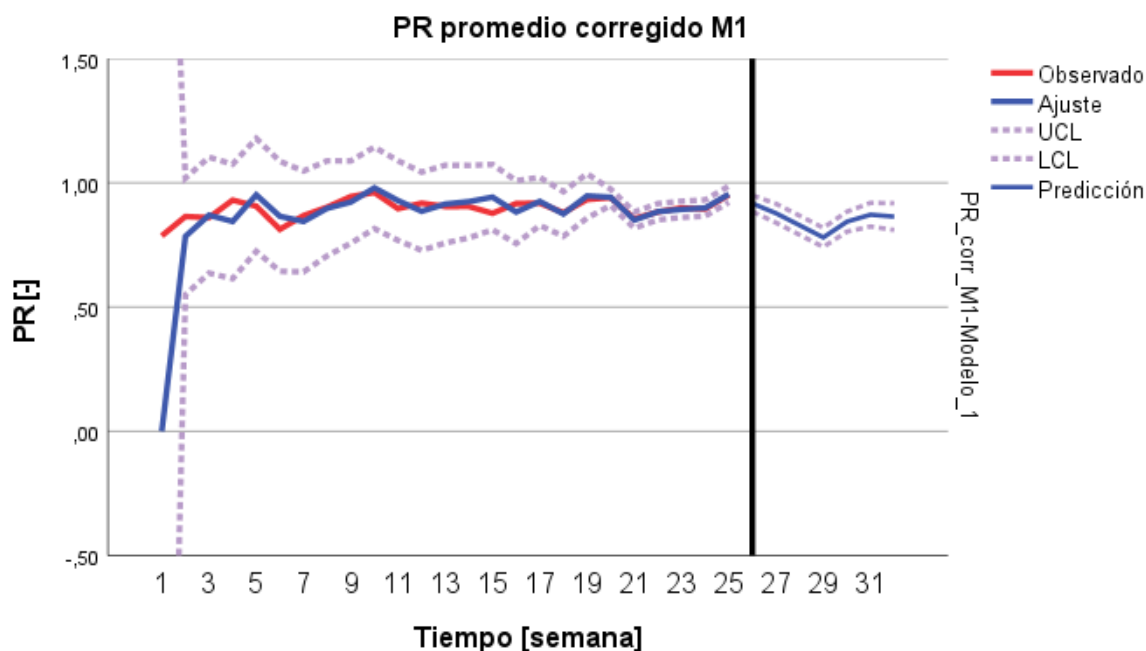


Figura 7-9: Predicción de PR promedio corregido para M1 con un modelo ARIMA (19,0,0).

6.6. Predicción módulo M2 PR promedio corregido.

Para la serie de PR promedio corregida de M2 el mejor modelo es el ARIMA (8,1,0), el cual se obtiene observando los gráficos de secuencia (ver Figura 9-11 de anexos) y los gráficos de autocorrelación simple y parcial (ver Figura 9-12 en anexos.)

En estas figuras se muestra que: en el gráfico FAS tiene un comportamiento sinusoidal donde los 2 primeros retardos son significativos, y luego desde el retardo n° 8-14. En el gráfico de FAP el primer retardo es significativo. (se consideraron los modelos ARIMA (2,1,0) y ARIMA (8,1,0) de los cuales el de mejor ajuste es este último.)

Los estadísticos del modelo se muestran en la Tabla 7-8:

Tabla 7-8: Estadísticos del modelo ARIMA (8,1,0) para la serie PR promedio corregida de M2

Estadísticos	R cuadrado estacionaria	R cuadrado	Bic normalizado
ARIMA (19,0,0)	0,301	0,587	-5,806

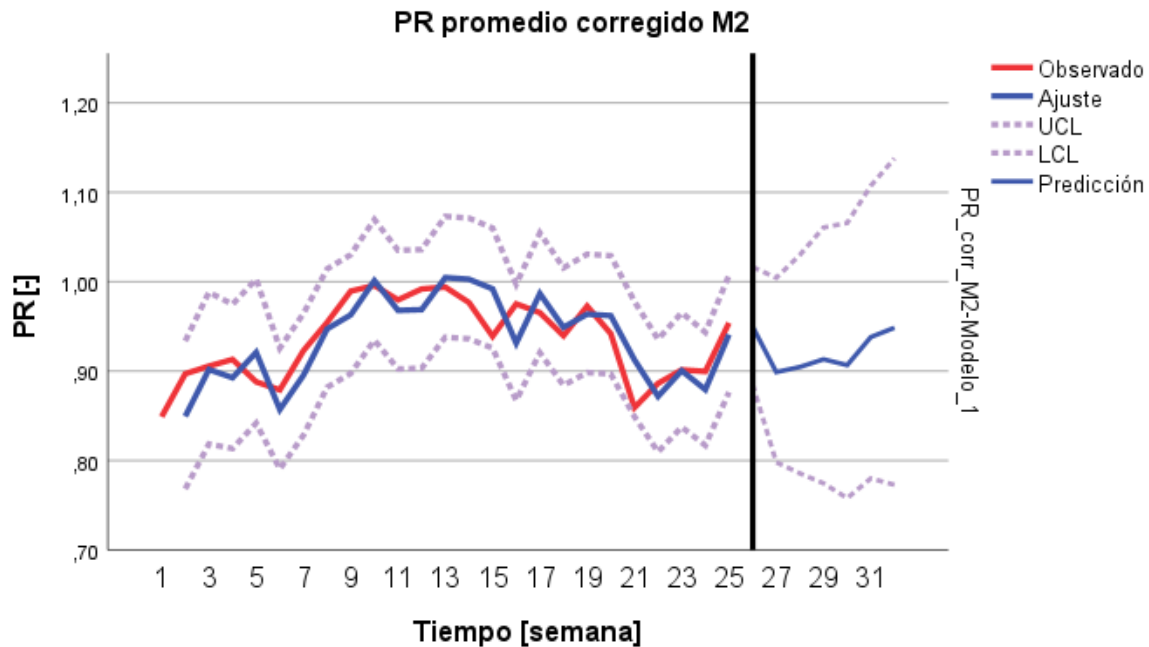


Figura 7-10: Predicción de PR promedio corregido para M2 con un modelo ARIMA (8,1,0).

6.7. Predicción módulo B1 PR promedio corregido.

Para la serie de PR promedio corregida de B1, el mejor modelo es el ARIMA (12,1,0), el cual, se obtiene observando los gráficos de secuencia (ver Figura 9-13 de anexos) y los gráficos de autocorrelación simple y parcial (ver Figura 9-14 en anexos.) En estas figuras se muestra que: en el gráfico FAS tiene un comportamiento sinusoidal donde los 4 primeros retardos son significativos, y luego desde el retardo 12-20. En el gráfico de FAP el primer retardo es significativo. (se consideraron los modelos ARIMA (4,1,0) y ARIMA (12,1,0) de los cuales el de mejor ajuste es este último.)

Los estadísticos del modelo se muestran en la Tabla 7-9:

Tabla 7-9: Estadísticos del modelo ARIMA (12,1,0) para la serie PR promedio corregida de B1.

Estadísticos	R cuadrado estacionaria	R cuadrado	Bic normalizado
ARIMA (19,0,0)	0,744	0,901	-6,978

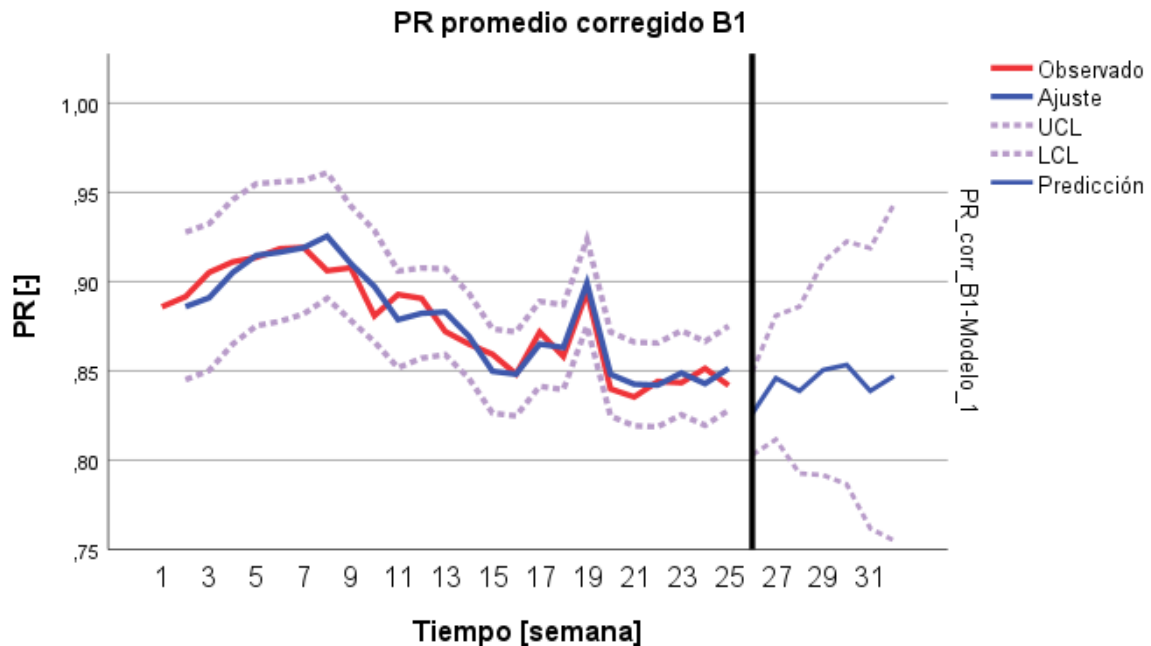


Figura 7-11: Predicción de PR promedio corregido para B1 con un modelo ARIMA (12,1,0).

Los valores de la predicción mostrada en la Figura 7-11 se pueden observar en la Tabla 9-12 encontrada en anexos.

6.8. Predicción módulo B2 PR promedio corregido.

Para la serie de PR promedio corregida de B2 el mejor modelo es el ARIMA (13,1,0), el cual se obtiene observando los gráficos de secuencia (ver de anexos) y los gráficos de autocorrelación simple y parcial (ver Figura 9-16 en anexos.)

En estas figuras se muestra que: en el gráfico FAS tiene un comportamiento sinusoidal donde los 3 primeros retardos son significativos, y luego desde el retardo 13-19. En el gráfico de FAP el primer retardo es significativo. (se consideraron los modelos ARIMA (3,1,0) y ARIMA (13,1,0) de los cuales el de mejor ajuste es este último.)

Los estadísticos del modelo se muestran en la Tabla 7-10:

Tabla 7-10: Estadísticos del modelo ARIMA (13,1,0) para la serie PR promedio corregida de B2.

Estadísticos	R cuadrado estacionaria	R cuadrado	Bic normalizado
ARIMA (19,0,0)	0,627	0,894	-6,553

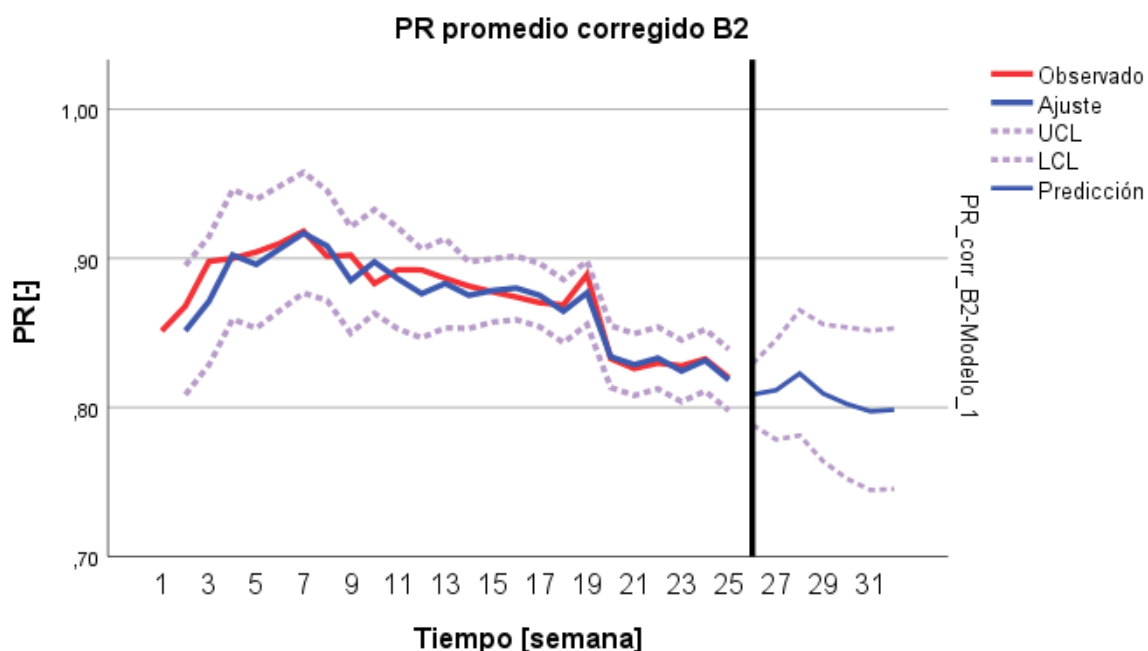


Figura 7-12: Predicción de PR promedio corregido para B2 con un modelo ARIMA (13,1,0).

Los valores obtenidos mediante la predicción a partir del modelo ARIMA (13,1,0) observados en la Figura 7-12 se pueden encontrar en la Tabla 9-13 ubicada en anexos.

6.9. Predicción módulo B2 PR solar corregido.

Finalmente, se escoge una serie de datos de PR centrado en la solar, para mostrar cómo se puede ir ajustando el modelo dependiendo de la cantidad de datos, y verificando si el modelo escogido es capaz de predecir los valores futuros de rendimiento.

Para esto, se utiliza la serie de PR centrado en la hora solar corregido, del modulo B2, ya que este cuenta con mayor cantidad de datos. En la Figura 7-13, muestra la aplicación del modelo ARIMA (13,1,0) escogido mediante el mismo procedimiento mencionado en los casos anteriores. (ver Figura 9-15 y Figura 9-16 en anexos)

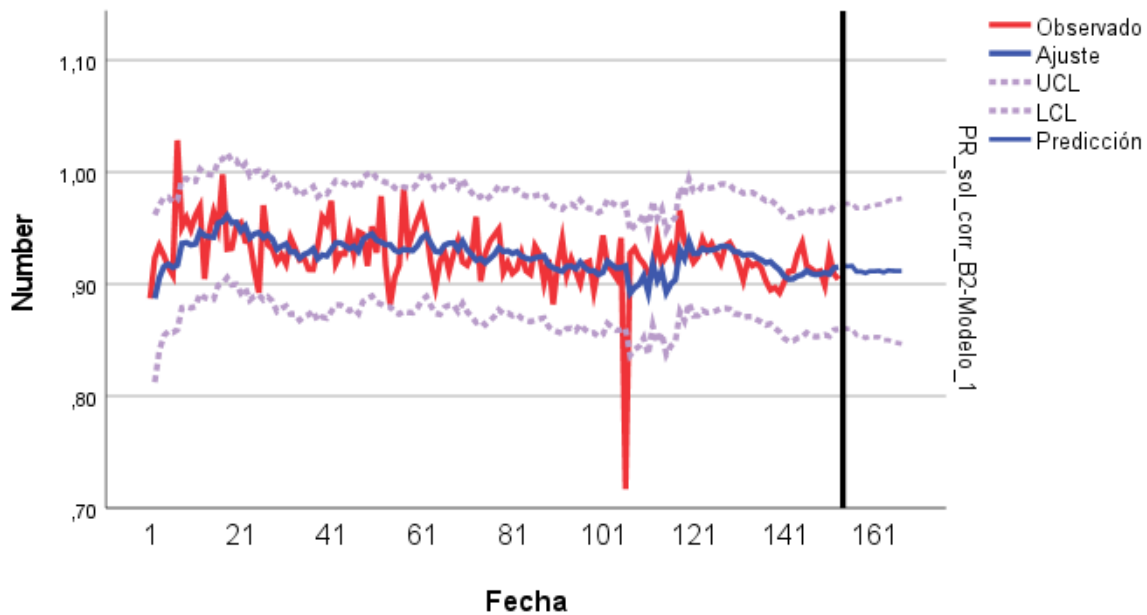


Figura 7-13: Predicción de PR solar corregido para B2 con un modelo ARIMA (13,1,0).

Para este modelo las predicciones se encuentran en la Tabla 9-14 en anexos. Los estadísticos del modelo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 7-11: Estadísticos del modelo ARIMA (13,1,0) para la serie PR solar corregida de B2.

Estadísticos	R cuadrado estacionaria	R cuadrado	Bic normalizado
ARIMA (19,0,0)	0,435	0,046	-6,667

Además, se realiza una predicción con el mismo modelo ARIMA (13,1,0), ahora aplicado a la mitad de la serie de datos, para obtener valores de predicción, y poder compararlos con los obtenidos en las mediciones recopiladas por el datalogger.

Esta predicción se muestra en la Figura 7-14, en la cual se parecía como el modelo interpreta la serie observada para realizar la predicción de los datos.

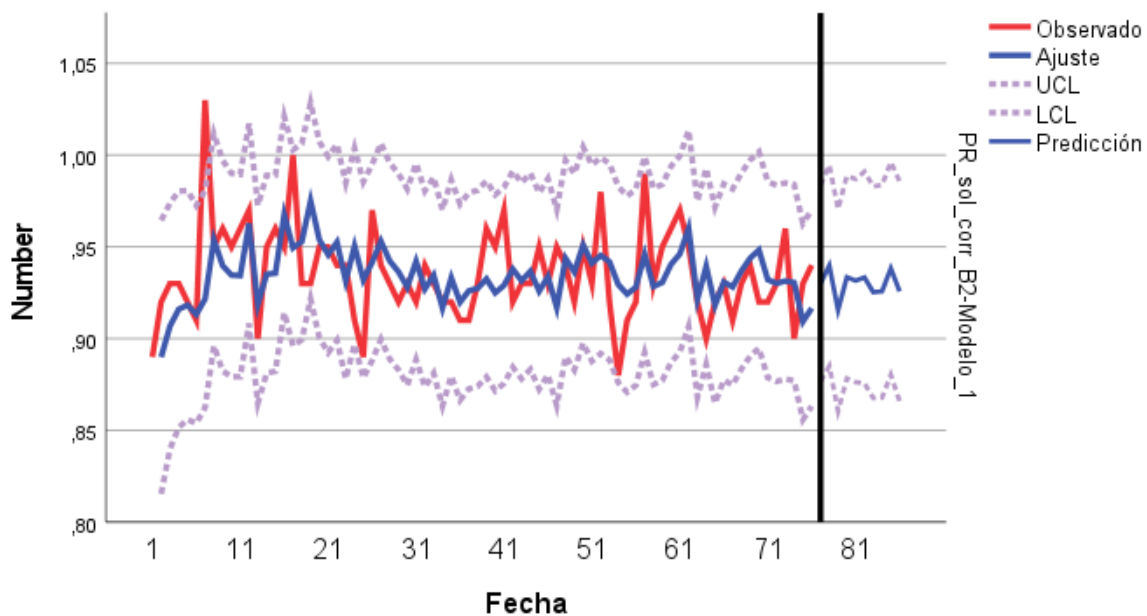


Figura 7-14: Predicción de PR solar corregido para la mitad de la serie de B2 con un modelo ARIMA (13,1,0).

Para esta serie los estadísticos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 7-12: Estadísticos del modelo ARIMA (13,1,0) para la serie PR solar corregida para la mitad de la serie de B2.

Estadísticos	R cuadrado estacionaria	R cuadrado	Bic normalizado
ARIMA (19,0,0)	0,431	-0,018	-6,372

Ahora, si se comparan los valores obtenidos mediante esta aproximación y los datos reales, se presenta una diferencia entre cada valor (aproximado mediante ARIMA y el valor real) aproximada al 1%. Estos se muestran en la Tabla 7-13.

Tabla 7-13: Diferencia entre valor real de PR solar corregido para B2, con predicción con modelo ARIMA (13,1,0)

DATO	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86
DIFERENCIA	1,4%	1,0%	0,6%	1,5%	2,4%	2,2%	0,2%	1,5%	3,1%	0,9%

Observando estos resultados, se puede extraer que el modelo utilizado si es capaz de predecir los valores dentro de un rango aceptable de diferencia, y mientras mayor sea la cantidad de datos utilizados, será capaz de presentar un mejor modelo que se ajuste a la serie estudiada.

Por otra parte, al utilizar un modelo estadístico como el ARIMA, el cual puede tener influencia en las predicciones con valores pasados y no necesariamente el ultimo valor informado, es que se obtienen resultados como los mostrados en la Tabla 7-13, donde no existe una relación y disminución lineal en los valores obtenidos, y tampoco el error asociado entre los valores predichos y los valores reales.

8. Conclusiones.

Para este trabajo se debió analizar distintas metodologías en las cuales se aplicarán metodologías para el análisis de degradación de módulos FV en exterior, con un enfoque hacia el análisis de los datos utilizados en ellos, buscando encontrar procedimientos que permitiesen obtener un mejor método para el filtrado de los datos, eliminado lo máximo posible las variabilidades presentes, y poder así, obtener valores fiables del desempeño de los módulos. De esta manera, a través de las metodologías estudiadas, se pudo obtener que los mejores procedimientos para el análisis de datos vienen dados por la inspección visual de las variables y métricas a utilizar, teniendo una visión global del comportamiento de estos, y así poder ir visualizando las tendencias, valores fuera de rango, o datos faltantes en el periodo de estudio, siendo este primer paso es clave para realizar un buen análisis.

En cuanto a la evaluación de los parámetros de operación de paneles fotovoltaicos, fue posible realizar distintas pruebas para evaluar el desempeño de los módulos FV, como las mediciones en exterior, interior, tener dispositivos de medición continua, y además de realizar pruebas de inspección como electroluminiscencia y termografía, haciendo un estudio completo de la evaluación y comportamiento de los módulos en las condiciones presentes en Chile. Con dichas mediciones, fue posible realizar análisis y evaluaciones de cómo se encuentran en la actualidad los módulos FV, y como también van mostrando diferencias entre las distintas tecnologías estudiadas, como, por ejemplo, que las tecnologías bifaciales, en todas las pruebas realizadas, fueron los que presentaban un mejor desempeño y una menor influencia del tiempo de exposición.

Por otra parte, al evaluar el desempeño a lo largo del periodo de trabajo, se pudo observar una tendencia decreciente en los 4 módulos al evaluar los valores tanto de Potencia máxima en outdoor e indoor, como con las métricas de desempeño de PR_{prom} , $PR_{prom,corr}$ y PR solar. De estas métricas de evaluación, se vio la importancia de proporcionar la mayor cantidad de condiciones que no varíen la Irradiancia o temperatura, como lo es en el caso de las mediciones en exterior, puesto que es donde mayor variabilidad se obtiene al modificar en pequeñas cantidades los valores de entrada para el cálculo de la potencia. En cuanto a los resultados obtenidos a partir de PR , se pudo observar

que los valores de PR promediados semanalmente también están expuestos a gran variabilidad en los resultados, debido al amplio margen con los cuales se calcularon los valores. En este caso, para eliminar y mejorar los resultados de esta métrica, se recomienda escoger valores dentro de un rango más acotado de operación (si bien se contemplaban valores dentro de un rango de horario desde las 8 AM a las 18 PM), aplicando un filtro de horario, recopilando solamente las 4 horas de mayor radiación del día, por ejemplo. Debido a esto último, es que la métrica de PR solar y solar corregido, presento mejores valores en los rendimientos en el mismo periodo de estudio, puesto que solo se extrajeron los datos diarios en un horario donde los módulos operaban a su máxima eficiencia.

Finalmente, al aplicar el modelo estadístico con los valores de PR para los cuatro módulos, se pudo obtener un mayor conocimiento del funcionamiento de este modelo estadístico y como va generando las predicciones de los futuros. También, se vio como a medida que se ingresan una mayor cantidad de datos, el modelo tiende a tener un mejor desempeño. En cuanto a los valores obtenidos mediante cada predicción, se observó cómo se reconoció en cada uno de los módulos una tendencia decreciente en los valores de PR, lo cual coincide con lo esperado al inicio de este trabajo. Otro punto importante es que puede existir más de un modelo ARIMA aplicable a la serie, pero es necesario tener en consideración, cual de estos modelos realmente se está ajustando de mejor forma, y cual presenta límites de confianza menores en las predicciones realizadas, puesto que así da una precisión de los resultados o valores obtenidos.

9. Anexos

Tabla 9-1: Valores de potencia máxima obtenidos en exterior mediante el Trazador de curvas I-V. considerar que los valores desde la semana 0 a 4 corresponden a los resultados del trabajo en [20].

POTENCIA MÁXIMA OUTDOOR [PMPP]						
SEMANA	M1	M2	B1		B2	
			F	P	F	P
0	274,39	292,89	334,16	221,66	340,65	165,43
1	284,19	300,86	333,38	221,46	340,85	165,33
2	274,3	293,69	336,77	222,96	334,94	165,28
3	280,22	298,86	340,77	229,14	336,62	151,94
4	287,25	300,82	339,31	228,21	335,32	154,06
5	275,442	290,815	336,858	167,873	333,8	164,215
6	274,939	291,769	349,994	163,56	332,622	178,813
7	271,584	294,349	340,489	200,589	329,207	167,90
8	275,109	290,08	348,643	164,274	332,978	178,219
9	261,398	292,338	337,37	187,125	327,481	158,808
10	272,438	293,363	344,612	184,581	335,755	169,379
11	274,901	297,142	343,481	186,205	337,241	164,484
12	274,553	295,591	335,032	176,568	333,707	169,909
13	272,309	292,337	339,118	168,158	330,317	172,28
14	268,39	289,037	—	191,557	—	167,746
15	270,625	290,987	337,658	183,386	328,924	167,042
16	269,001	288,47	333,219	193,085	329,109	167,644
17	270,625	288,617	333,385	188,82	329,142	166,879
18	269,195	288,096	337,607	213,433	331,722	173,409
19	268,205	287,864	336,148	209,355	327,358	175,525
20	269,764	287,27	337,128	218,276	331,631	174,234
21	267,34	287,961	328,471	211,702	325,696	—
22	269,138	288,332	328,103	224,003	328,08	167,78
23	269,552	288,028	327,508	199,334	329,322	131,498

Tabla 9-2: Datos utilizados para la comparación de comportamiento del módulo M1 outdoor e indoor sin corrección de temperatura e irradiancia.

P_{max} OUT	267,208749	[W]
P_{max} IN	257,723962	[W]
ΔPotencia	9,48478728	[W]
error	3,5%	

Tabla 9-3: Datos utilizados para la comparación de comportamiento del módulo M1 outdoor e indoor con corrección de temperatura e irradiancia.

P_{max} OUT	276,021985	[W]
P_{max} IN	268,400367	[W]
ΔPotencia	7,62161723	[W]
error	2,76%	

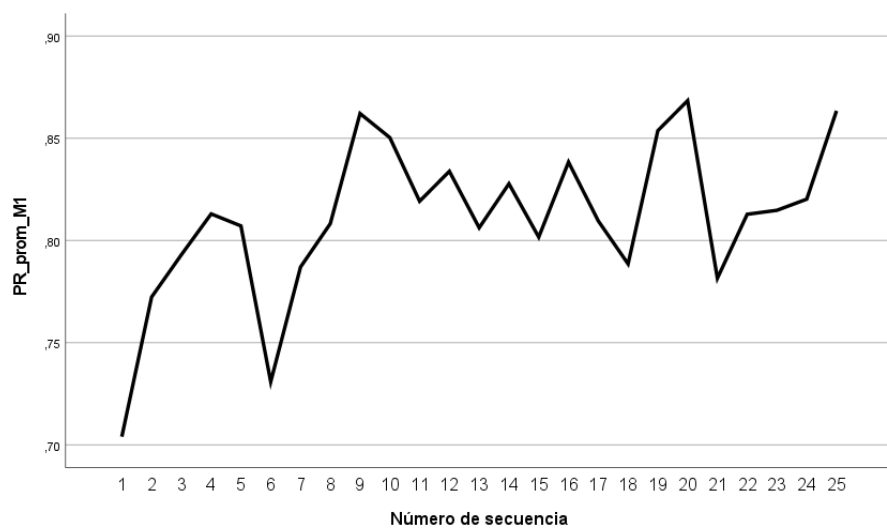


Figura 9-1: Gráfico de secuencia de PR promedio de M1 sin diferenciar.

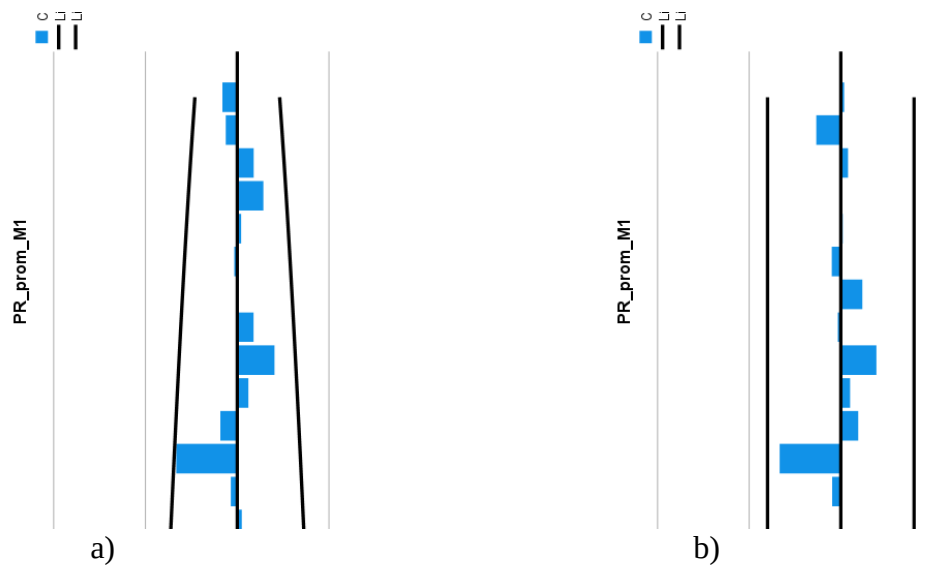


Figura 9-2: Gráficos de PR promedio para M1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

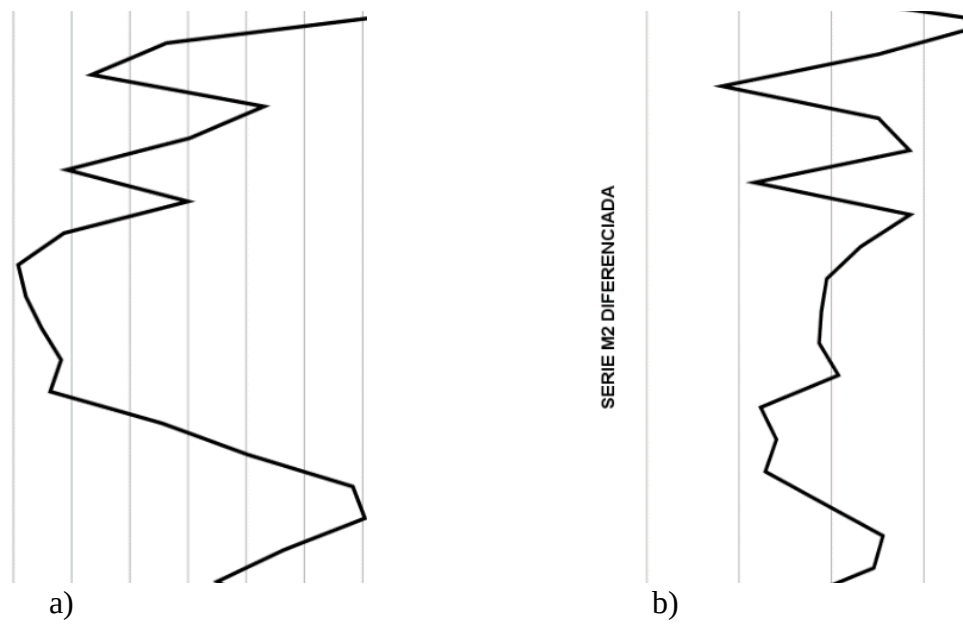


Figura 9-3: Gráficos de secuencia de PR promedio para M2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación

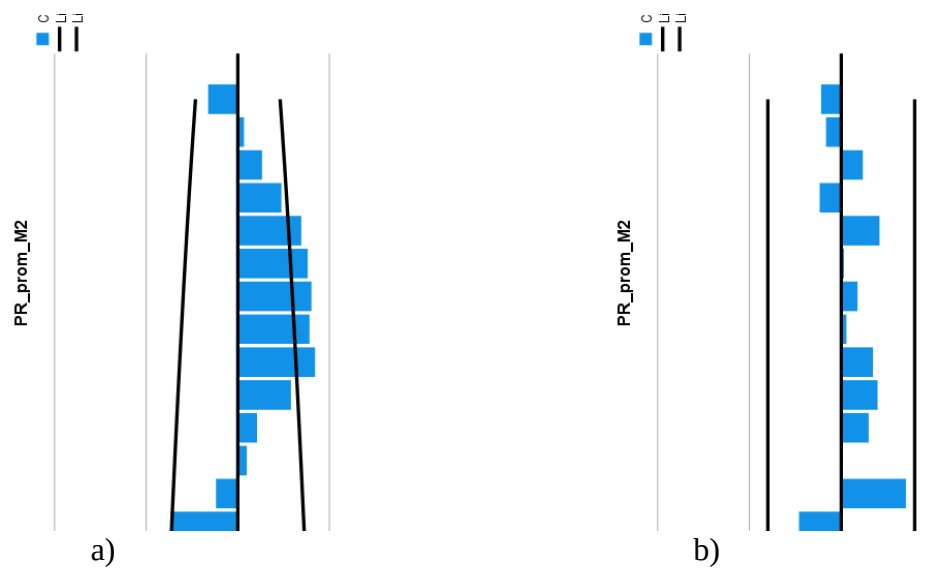


Figura 9-4: Gráficos de PR promedio para M2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

Tabla 9-4: Resultados de predicción de PR promedio para M2 aplicando un modelo ARIMA (1,0,0).

PREDICCIÓN ARIMA (1,0,0)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,8628	0,8593	0,8570	0,8555	0,8544	0,8538	0,8533
UCL	0,9305	0,9405	0,9434	0,9440	0,9440	0,9437	0,9434
LCL	0,7951	0,7782	0,7706	0,7669	0,7649	0,7638	0,7632

Tabla 9-5: Resultados de predicción de PR promedio para M2 aplicando un modelo ARIMA (1,1,1).

PREDICCIÓN ARIMA (1,1,1)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,867	0,866	0,865	0,865	0,864	0,863	0,862
UCL	0,941	0,970	0,991	1,008	1,023	1,035	1,046
LCL	0,793	0,763	0,740	0,721	0,705	0,691	0,678

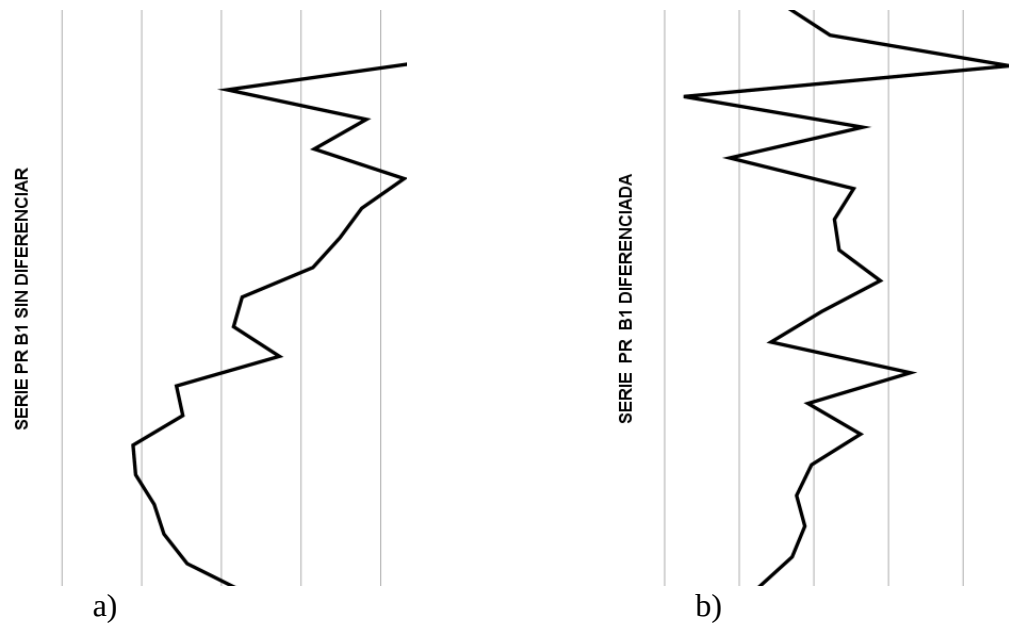


Figura 9-5: Gráficos de secuencia de PR promedio para B1 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.

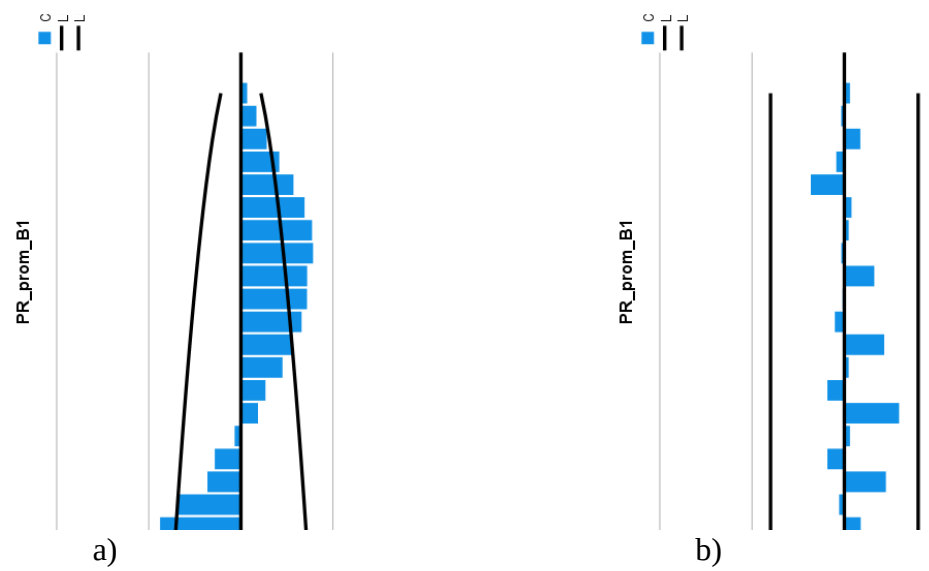


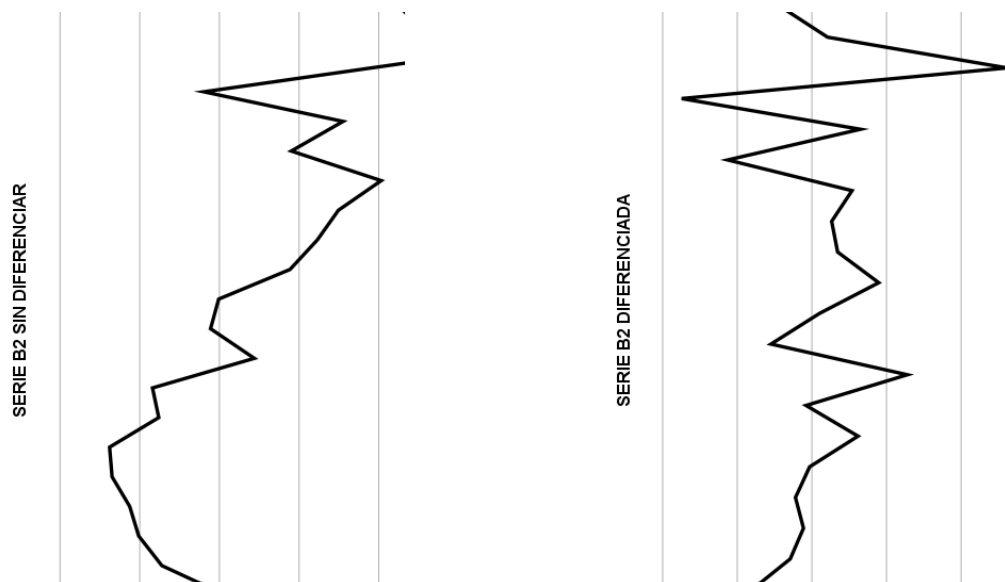
Figura 9-6: Gráficos de PR promedio para B1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

Tabla 9-6: Resultados de predicción de PR promedio para B1 aplicando un modelo ARIMA (1,1,1).

PREDICCIÓN ARIMA (1,1,1)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,8097	0,8091	0,8093	0,8092	0,8093	0,8093	0,8093
UCL	0,8336	0,8404	0,8474	0,8527	0,8577	0,8621	0,8662
LCL	0,7859	0,7778	0,7713	0,7658	0,7609	0,7564	0,7523

Tabla 9-7: Resultados de predicción de PR promedio para B1 aplicando un modelo ARIMA (1,1,0).

PREDICCIÓN ARIMA (1,1,0)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,80933	0,80637	0,80514	0,80320	0,80155	0,79978	0,79806
UCL	0,84182	0,84413	0,85022	0,85356	0,85705	0,85985	0,86243
LCL	0,77684	0,76861	0,76005	0,75284	0,74605	0,73972	0,73370



a)

b)

Figura 9-7: Gráficos de secuencia de PR promedio para B2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.

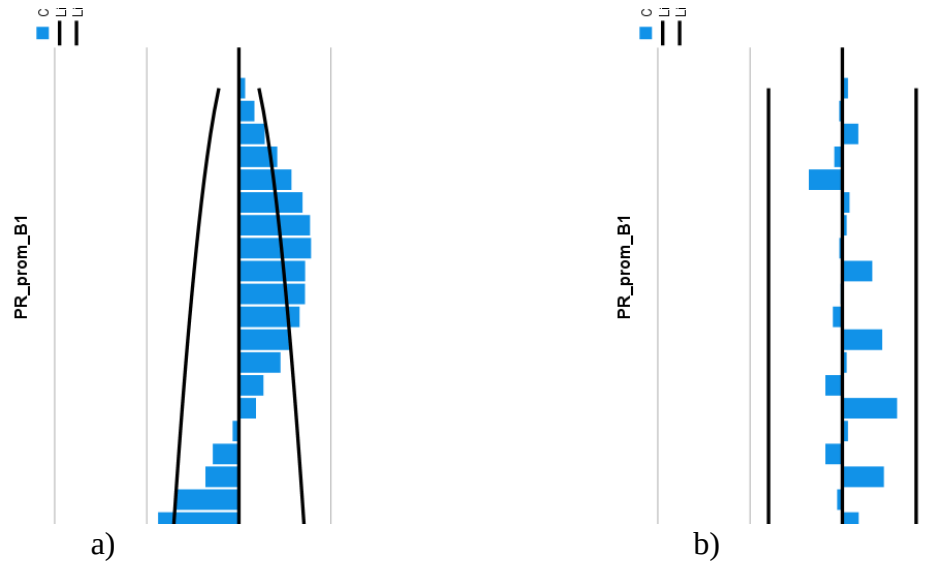


Figura 9-8: Gráficos de PR promedio para B2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

Tabla 9-8: Resultados de predicción de PR promedio para B2 aplicando un modelo ARIMA (1,1,1).

PREDICCIÓN ARIMA (1,1,1)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,8150	0,8144	0,8146	0,8145	0,8145	0,8145	0,8145
UCL	0,8388	0,8457	0,8527	0,8580	0,8630	0,8675	0,8716
LCL	0,7912	0,7831	0,7765	0,7710	0,7661	0,7616	0,7575

Tabla 9-9: Resultados de predicción de PR promedio para B2 aplicando un modelo ARIMA (1,1,0).

PREDICCIÓN ARIMA (1,1,0)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,8170	0,8155	0,8161	0,8159	0,8160	0,8159	0,8160
UCL	0,8491	0,8531	0,8609	0,8660	0,8712	0,8757	0,8801
LCL	0,7849	0,7780	0,7713	0,7658	0,7608	0,7561	0,7519

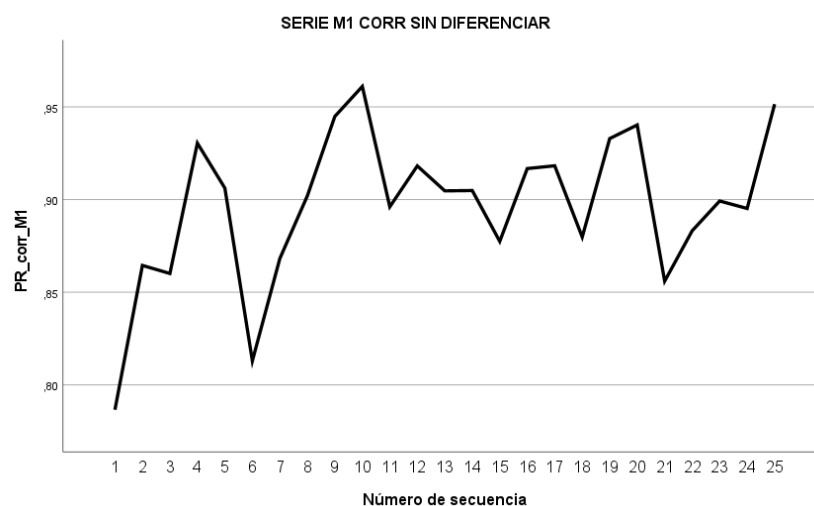


Figura 9-9: Gráfico de secuencia de PR promedio corregido de M1 sin diferenciar.

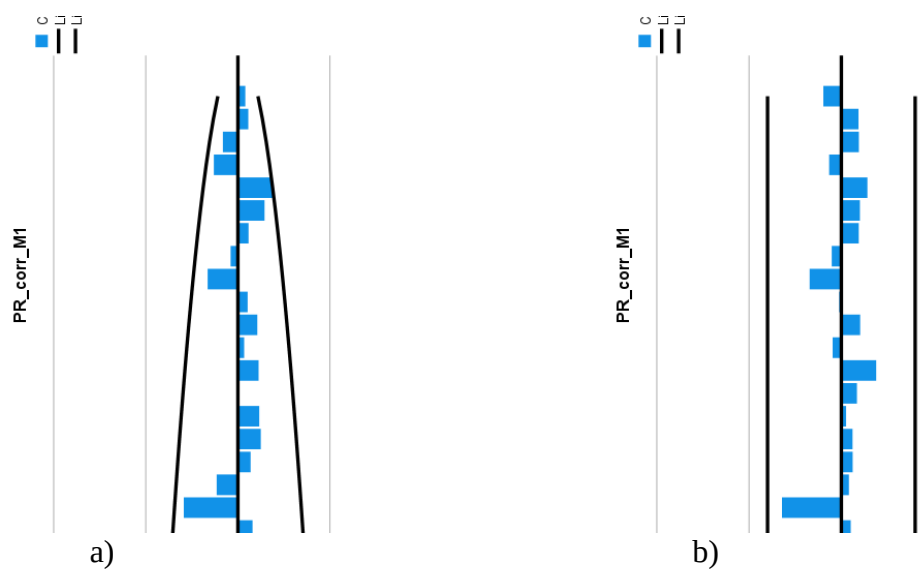


Figura 9-10: Gráficos de PR promedio corregido para M1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

Tabla 9-10: Resultados de predicción de PR promedio corregido para M1 aplicando un modelo ARIMA (19,0,0).

PREDICCIÓN ARIMA (19,0,0)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,9170	0,8776	0,8291	0,7804	0,8438	0,8719	0,8641
UCL	0,9497	0,9156	0,8675	0,8188	0,8840	0,9196	0,9179
LCL	0,8844	0,8396	0,7907	0,7419	0,8036	0,8243	0,8102

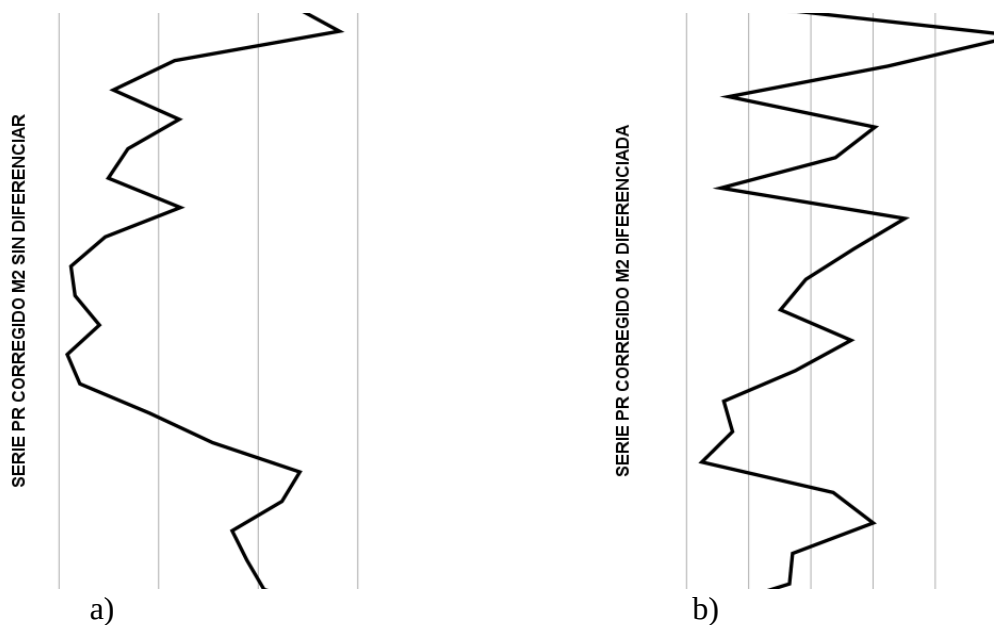


Figura 9-11: Gráficos de secuencia de PR promedio corregido para M2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.

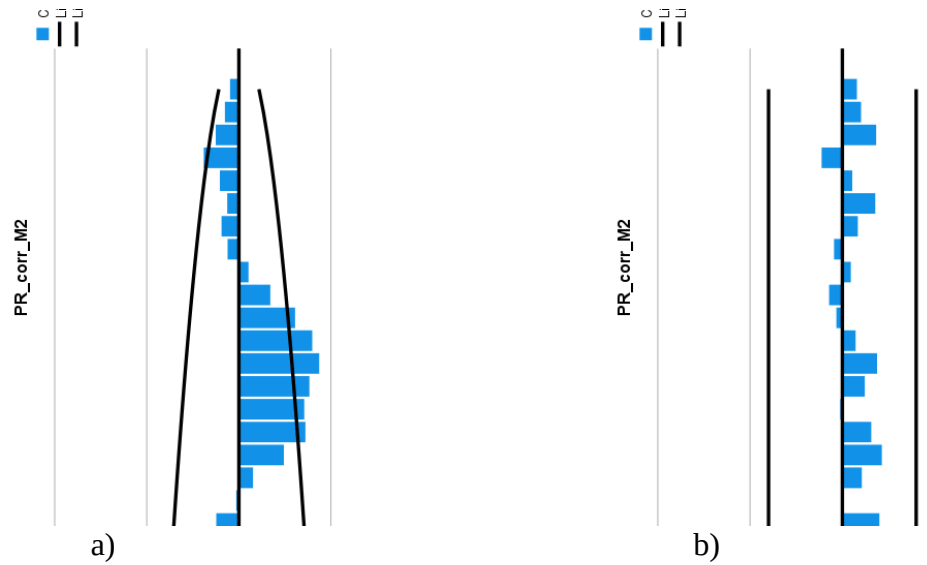


Figura 9-12: Gráficos de PR promedio corregido para M2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

Tabla 9-11: Resultados de predicción de PR promedio corregido para M2 aplicando un modelo ARIMA (8,1,0).

PREDICCIÓN ARIMA (8,1,0)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,9499	0,8990	0,9047	0,9133	0,9068	0,9382	0,9486
UCL	1,0165	1,0045	1,0301	1,0607	1,0658	1,1074	1,1380
LCL	0,8851	0,7982	0,7858	0,7746	0,7580	0,7801	0,7729



a) b)
 Figura 9-13: Gráficos de secuencia de PR promedio corregido para B1 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.

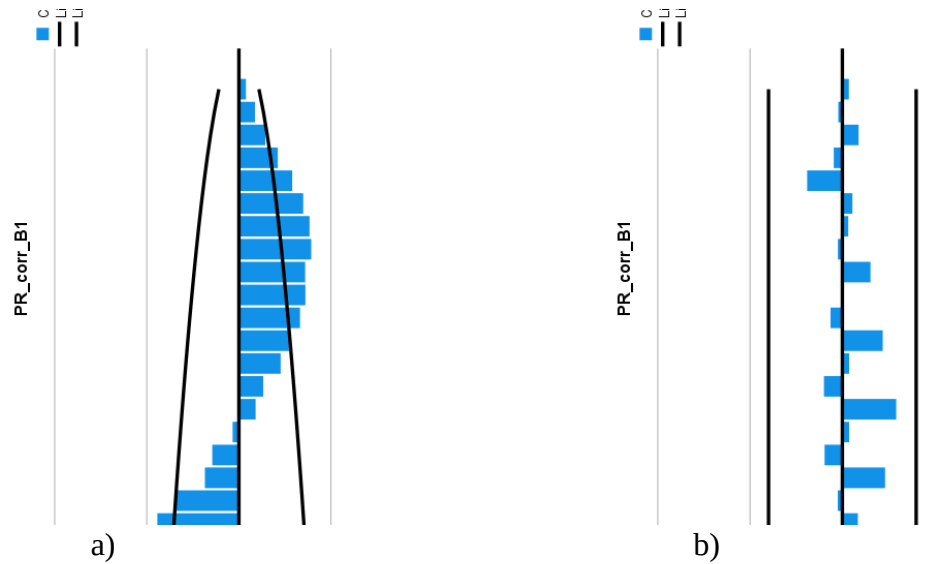


Figura 9-14: Gráficos de PR promedio corregido para B1 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

Tabla 9-12: Resultados de predicción de PR promedio corregido para B1 aplicando un modelo ARIMA (12,1,0).

PREDICCIÓN ARIMA (12,1,0)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,8261	0,8460	0,8388	0,8506	0,8534	0,8388	0,8471
UCL	0,8495	0,8810	0,8861	0,9111	0,9225	0,9188	0,9434
LCL	0,8030	0,8116	0,7926	0,7917	0,7865	0,7618	0,7550

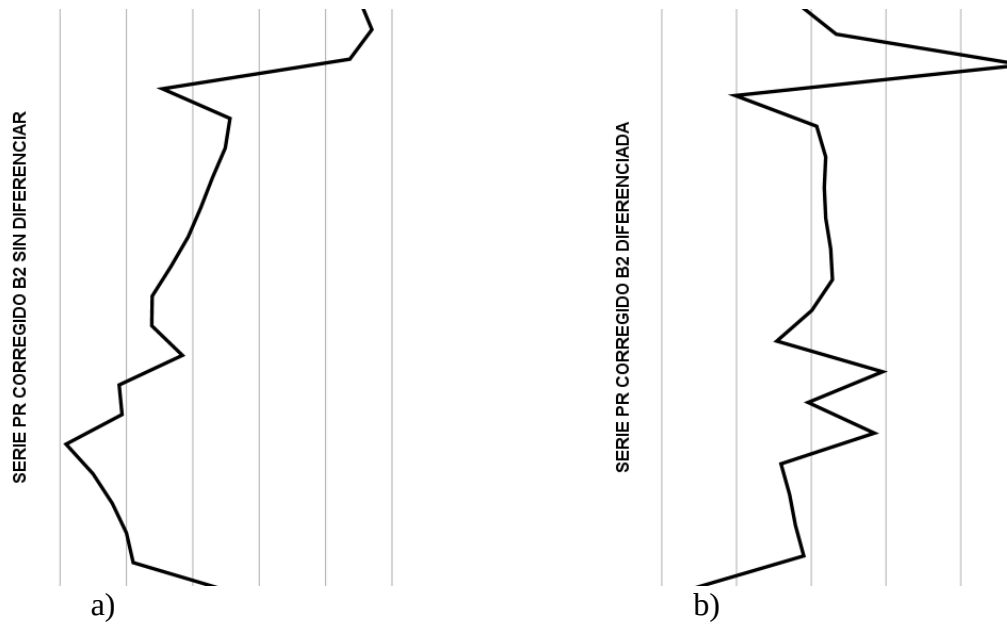


Figura 9-15: Gráficos de secuencia de PR promedio corregido para B2 a) sin diferenciación, b) con diferenciación.

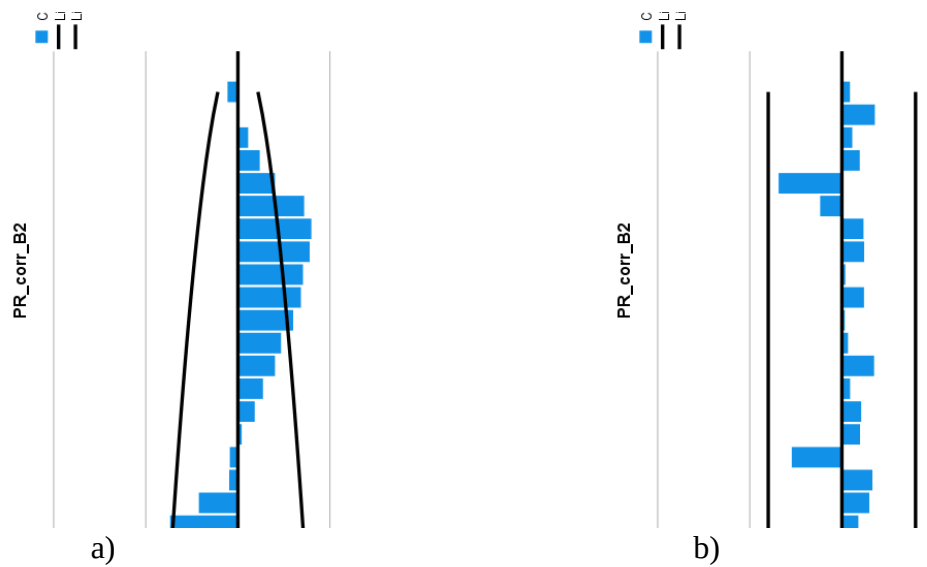


Figura 9-16: Gráficos de PR promedio corregido para B2 de a) autocorrelación simple, y b) autocorrelación parcial.

Tabla 9-13: Resultados de predicción de PR promedio corregido para B2 aplicando un modelo ARIMA (13,1,0).

PREDICCIÓN ARIMA (13,1,0)							
	26	27	28	29	30	31	32
Predicción	0,8087	0,8116	0,8228	0,8093	0,8024	0,7974	0,7985
UCL	0,8292	0,8453	0,8652	0,8558	0,8538	0,8516	0,8531
LCL	0,7884	0,7785	0,7813	0,7639	0,7522	0,7446	0,7454

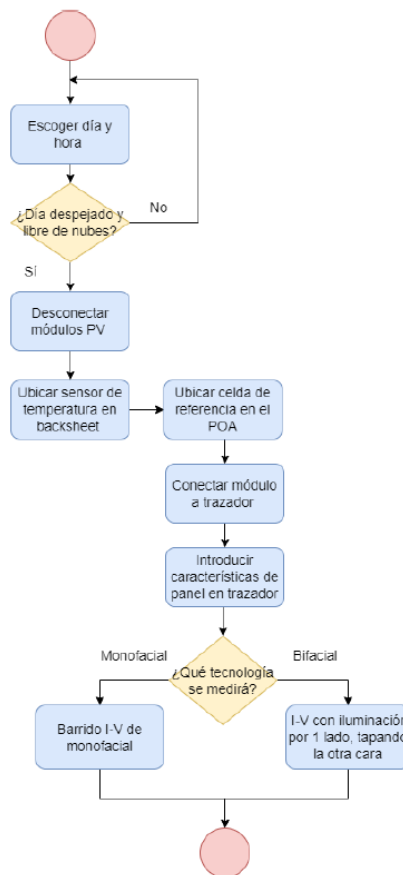


Figura 9-17: Procedimiento de obtención de curva I-V outdoor.[20]

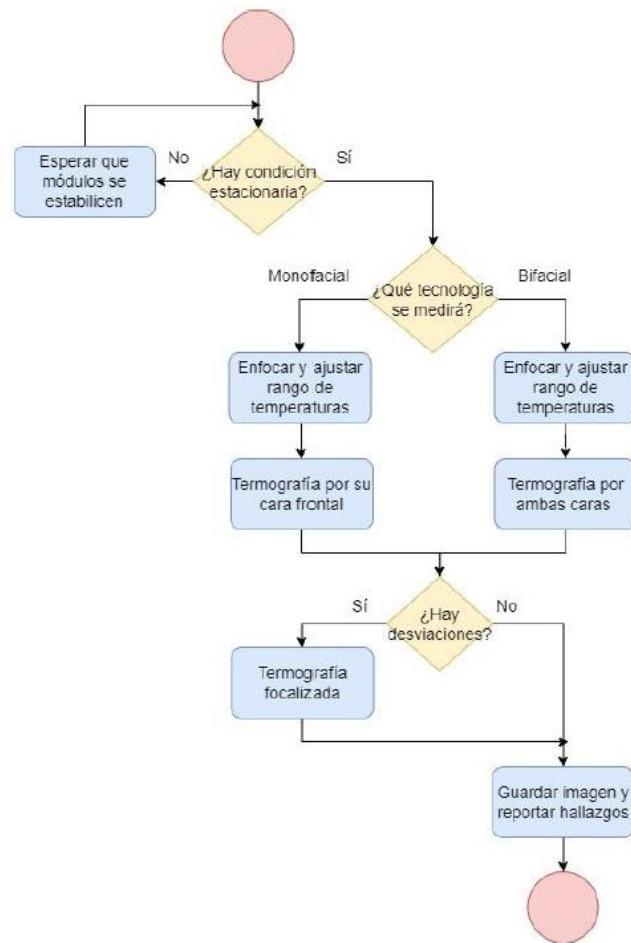


Figura 9-18: Metodología para realizar termografía. [20]

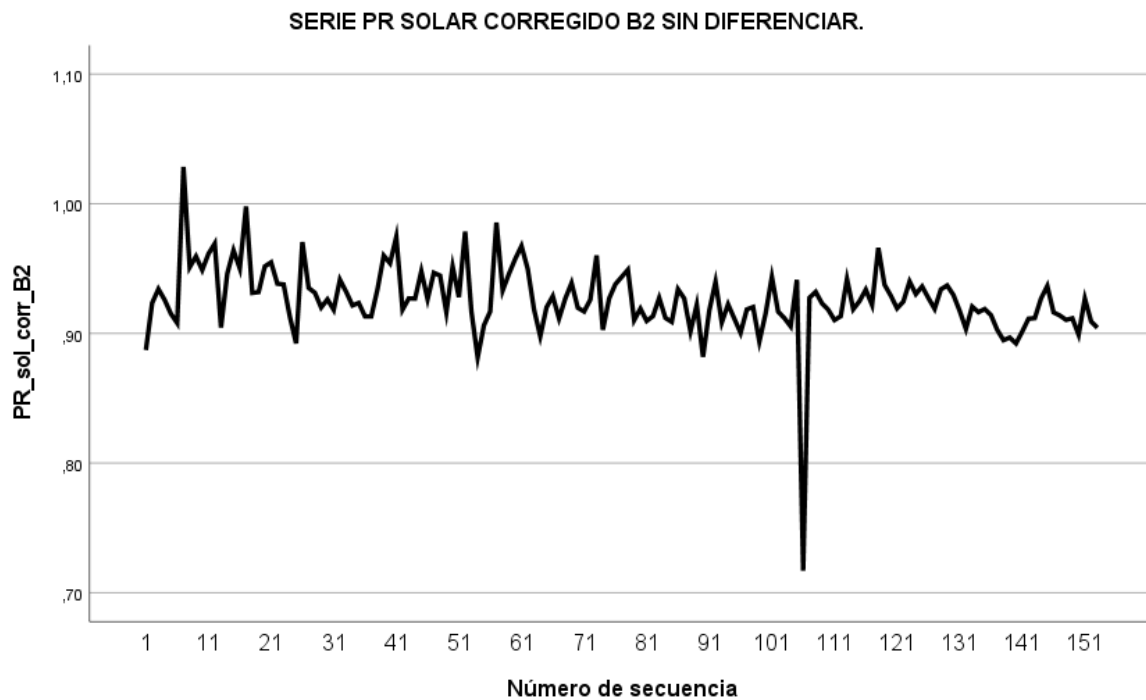


Figura 9-19: Gráfico de secuencia de PR solar corregido de B2.

Tabla 9-14: Resultados de predicción de PR solar corregido para B2 aplicando un modelo ARIMA (13,1,0).

PREDICCIÓN ARIMA (13,1,0)														
	154	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167
Predicción	,92	,92	,92	,91	,91	,91	,91	,91	,91	,91	,91	,91	,91	,91
UCL	,97	,97	,97	,97	,97	,97	,97	,97	,97	,97	,97	,98	,98	,98
LCL	,86	,86	,86	,85	,85	,85	,85	,85	,85	,85	,85	,85	,85	,85

Tabla 9-15: Resultados de predicción de PR solar corregido para la mitad de la serie de B2 aplicando un modelo ARIMA (13,1,0).

PREDICCIÓN ARIMA (13,1,0)										
	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86
Predicción	,9301	,9398	,9156	,9335	,9316	,9334	,9253	,9258	,9383	,9258
UCL	,9835	,9946	,9706	,9887	,9870	,9910	,9830	,9837	,9963	,9856
LCL	,8766	,8850	,8606	,8783	,8763	,8757	,8676	,8679	,8803	,8659

10. Referencias

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, “REPORTE ENERGÉTICO MARZO 2023,” 2023. [Online]. Available: www.coordinador.cl
- [2] R. A. Escobar, C. Cortés, A. Pino, E. B. Pereira, F. R. Martins, and J. M. Cardemil, “Solar energy resource assessment in Chile: Satellite estimation and ground station measurements,” *Renew Energy*, vol. 71, pp. 324–332, Nov. 2014, doi: 10.1016/J.RENENE.2014.05.013.
- [3] Comité CORFO, “Estudio Benchmarking de Plantas Solares Fotovoltaicas en Chile,” 2017. Accessed: May 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.corfo.cl/sites/Satellite?blobcol=urldata&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1475167933465&ssbinary=true>
- [4] J. Kim, M. Rabelo, S. P. Padi, H. Yousuf, E.-C. Cho, and J. Yi, “A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy,” *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 14, p. 4278, Jul. 2021, doi: 10.3390/en14144278.
- [5] M. Theristis *et al.*, “Onymous early-life performance degradation analysis of recent photovoltaic module technologies,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 31, no. 2, pp. 149–160, Feb. 2023, doi: 10.1002/pip.3615.
- [6] A. Bouaichi, A. El Amrani, M. Ouhadou, A. Lfakir, and C. Messaoudi, “In-situ performance and degradation of three different photovoltaic module technologies installed in arid climate of Morocco,” *Energy*, vol. 190, p. 116368, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116368.
- [7] A. Bouraiou *et al.*, “Experimental evaluation of the performance and degradation of single crystalline silicon photovoltaic modules in the Saharan environment,” *Energy*, vol. 132, pp. 22–30, Aug. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.056.
- [8] J. Chantana, Y. Kawano, A. Kamei, and T. Minemoto, “Description of degradation of output performance for photovoltaic modules by multiple regression analysis based on environmental factors,” *Optik (Stuttg)*, vol. 179, pp. 1063–1070, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.ijleo.2018.11.040.
- [9] Y. Nakamura, J. Chantana, K. Takeguchi, Y. Kawano, T. Nishimura, and T. Minemoto, “Long-term examinations up to 20 years of performance ratio and degradation rate of different-type photovoltaic modules at central part of Japan,” *Renewable Energy Focus*, vol. 44, pp. 98–105, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.ref.2022.12.003.
- [10] G. Mannino, G. M. Tina, M. Cacciato, L. Todaro, F. Bizzarri, and A. Canino, “A photovoltaic degradation evaluation method applied to bifacial modules,” *Solar Energy*, vol. 251, pp. 39–50, Feb. 2023, doi: 10.1016/J.SOLENER.2022.12.048.

- [11] S. Lindig, M. Theristis, and D. Moser, “Best practices for photovoltaic performance loss rate calculations,” *Progress in Energy*, vol. 4, no. 2. Institute of Physics, Apr. 01, 2022. doi: 10.1088/2516-1083/ac655f.
- [12] S. Lindig *et al.*, “International collaboration framework for the calculation of performance loss rates: Data quality, benchmarks, and trends (towards a uniform methodology),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 29, no. 6, pp. 573–602, Jun. 2021, doi: 10.1002/pip.3397.
- [13] S. A. Solar Technology, “Coeficiente de rendimiento - Factor de calidad de la instalación fotovoltaica.” Accessed: Jul. 18, 2023. [Online]. Available: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://files.sma.de/downloads/Perfratio-TI-es-11.pdf
- [14] British Standards Institution, “Tracked Changes. Photovoltaic system performance. Part 1, Monitoring.,” 2021
- [15] K. A. Klise, J. S. Stein, and J. Cunningham, “Application of IEC 61724 Standards to Analyze PV System Performance in Different Climates,” in *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, IEEE, Jun. 2017, pp. 3161–3166. doi: 10.1109/PVSC.2017.8366666.
- [16] BSI Standards Publication, “Photovoltaic system performance. Part 3, Energy evaluation method,” 2018
- [17] G. Edward and G. Meirion Jenkins, “SERIES TEMPORALES, MODELO ARIMA METODOLOGÍA DE BOX-JENKINS.”
- [18] A. Phinikarides, N. Kindyni, G. Makrides, and G. E. Georghiou, “Review of photovoltaic degradation rate methodologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 143–152, Dec. 2014, doi: 10.1016/J.RSER.2014.07.155.
- [19] A. Phinikarides, G. Makrides, N. Kindyni, A. Kyprianou, and G. E. Georghiou, “ARIMA modeling of the performance of different photovoltaic technologies,” in *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, IEEE, Jun. 2013, pp. 0797–0801. doi: 10.1109/PVSC.2013.6744268.
- [20] V. Navarro, ““METODOLOGÍA PARA EVALUAR DEGRADACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES Y MONOFACIALES EN CONDICIONES EXTERIORES DE OPERACIÓN Y BAJO CONDICIONES CONTROLADAS,”” 2022.
- [21] R. De Arce Ramón Mahía Dpto Economía Aplicada, “MODELOS ARIMA,” 2003.
- [22] M. Pilar, G. Casimiro, and P. G. Casimiro, *Análisis de series temporales: Modelos ARIMA*. 2009.
- [23] S. Lindig, I. Kaaya, K.-A. Weiss, D. Moser, and M. Topic, “Review of Statistical and Analytical Degradation Models for Photovoltaic Modules and Systems as Well

- as Related Improvements,” *IEEE J Photovolt*, vol. 8, no. 6, pp. 1773–1786, Nov. 2018, doi: 10.1109/JPHOTOV.2018.2870532.
- [24] R. Carrasco, “Metodología para obtención de la tasa de degradación de paneles fotovoltaicos en terreno,” 2020. doi: <https://repositorio.usm.cl/handle/11673/50055>.
 - [25] A. A. Ariyo, A. O. Adewumi, and C. K. Ayo, “Stock Price Prediction Using the ARIMA Model,” in *2014 UKSim-AMSS 16th International Conference on Computer Modelling and Simulation*, IEEE, Mar. 2014, pp. 106–112. doi: 10.1109/UKSim.2014.67.
 - [26] J. Felipe Jiménez Guerrero, J. Carlos Gázquez Abad, and R. Sánchez Fernández, “La capacidad predictiva en los métodos Box-Jenkins y Holt-Winters: una aplicación al sector turístico Box-Jenkins and Holt-Winters Procedures Forecasting Accuracy: An Application on Tourism Sector,” vol. 15, no. 3, pp. 185–198, 2006.
 - [27] BSI Standards Publication, *Photovoltaic devices Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*. 2020.
 - [28] BSI Standars Publication, *Photovoltaic (PV) systems-Requirements for testing, documentation and maintenance Part 3: Photovoltaic modules and plants-Outdoor infrared thermography BSI Standards Publication*. 2017.
 - [29] British Standards Institution, “Photovoltaic devices. Part 13, Electroluminescence of photovoltaic modules.,” 2018
 - [30] British Standards Institution, *Photovoltaic devices. Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics*. 2021.
 - [31] V. González, ““CREACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE CARACTERIZACION DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BIFACIALES PARA CLIMAS DESÉRTICOS DE ALTA RADIACIÓN ”,” 2022.
 - [32] G. Raina and S. Sinha, “A holistic review approach of design considerations, modelling, challenges and future applications for bifacial photovoltaics,” *Energy Convers Manag*, vol. 271, p. 116290, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.116290.