



Centro Sur
Universidad Tecnológica

Análisis de series temporales de recurso solar y generación en el parque solar fotovoltaico La Jacinta

SEDE: DURAZNO

Trabajo final de la carrera:



TECNÓLOGO EN
ENERGÍAS
RENOVABLES

Análisis de series temporales de recurso solar y generación en el
parque solar fotovoltaico La Jacinta

Autor: Sandino Rehermann Cabrera

Tutor: Mgter. Vívian Teixeira-Branco

Cotutor: Dr. Rodrigo Alonso-Suarez

Fecha: 28/12/2024

Declaración de autoría

Declaro que el estudio es totalmente original y personal. Se han citado adecuadamente todas las fuentes, respetando los derechos de autor y cumpliendo con las normativas legales. Los resultados y conclusiones son de mi responsabilidad. Reconozco la importancia de la integridad académica y la honestidad intelectual. Firmo esta declaración como garantía de la veracidad del trabajo presentado, confiando en su aporte al avance del conocimiento en la materia.

Sandino Reherrmann Cabrera 

Nombre y Firma del estudiante

Resumen

El aumento de la generación solar fotovoltaica en el mundo se destaca en diferentes informes del sector y Uruguay no es la excepción. Estas centrales registran datos para monitorear y optimizar su funcionamiento. Estos datos están relacionados con la operación del sistema eléctrico y con factores meteorológicos. Es de gran valor contar con series temporales de radiación medida, ya que esto permite estimar la generación a partir de modelos de planta y caracterizar su comportamiento. Una de las problemáticas de las mediciones de campo son los diversos errores derivados de la medición, la indisponibilidad de los medidores, el incorrecto funcionamiento o la propia operación de los mismos, lo que conlleva a que la serie de radiación solar tenga huecos y, en algunos casos, medidas distorsionadas. En este trabajo, a partir de datos públicos de la operación del parque fotovoltaico (PV) de La Jacinta, se emplean técnicas de control de calidad de datos, se generó una estimación de irradiancia solar basada en satélite, y se aplica un modelo de estimación de potencia, y procedimientos de llenado de huecos en los datos, para obtener un conjunto de datos completo de cinco años en intervalos de 10-minutales. Este parque solar PV se encuentra en el departamento de Salto, con contrato de generación con UTE de 50 MW, y se encuentra en operación desde finales de 2015. Los principales resultados de este trabajo son un conjunto de datos que permite un análisis detallado de la disponibilidad de recurso solar, la producción fotovoltaica y el factor de capacidad a lo largo de los años. El estudio obtuvo un factor de capacidad medio del 22.4 % a lo largo del quinquenio, con valores mensuales que oscilan entre el 14.1 % y el 28.1 %. Este trabajo brinda la primera evaluación precisa del factor de capacidad de una central fotovoltaica en Uruguay, proporcionando información valiosa para la gestión de la red y las futuras inversiones en energía solar.

Palabras clave: PV, factores de capacidad, control de calidad de datos, estimaciones satelitales de radiación solar, relleno de huecos

Abstract

The increase in solar photovoltaic generation in the world is highlighted in different industry reports and Uruguay is no exception. These plants record data to monitor and optimize their operation. These data are related to the operation of the electrical system and meteorological factors. It is of great value to have time series of measured radiation, since this allows estimating generation from plant models and characterizing their behavior. One of the problems of field measurements is the various errors derived from the measurement, the unavailability of the meters, the incorrect operation or the operation of the meters themselves, which leads to gaps in the solar radiation series and, in some cases, distorted measurements. In this work, based on public data from the operation of the La Jacinta photovoltaic (PV) farm, data quality control techniques are employed, a satellite-based solar irradiance estimate was generated, and a power estimation model and data gap filling procedures are applied to obtain a complete five-year data set at 10-minute intervals. This solar PV farm is located in the department of Salto, with a 50 MW generation contract with UTE, and has been in operation since the end of 2015. The main results of this work are a data set that allows a detailed analysis of solar resource availability, PV production and capacity factor over the years. The study obtained an average capacity factor of 22.4 percent over the five-year period, with monthly values ranging from 14.1 percent to 28.1 percent. This work provides the first accurate assessment of the capacity factor of a PV power plant in Uruguay, providing valuable information for grid management and future investments in solar energy.

Key words: PV, capacity factors, data quality control, solar satellite estimates, gap filling

Índice

| | |
|---|-----------|
| 1. Introducción | 1 |
| 2. Sobre este trabajo | 3 |
| 3. Base de información | 3 |
| 3.1. Datos medidos en la planta fotovoltaica | 4 |
| 3.2. Datos satelitales | 4 |
| 4. Indicadores de desempeño | 5 |
| 5. Control de calidad de los datos | 6 |
| 5.1. Medida de GHI | 6 |
| 5.2. Medida de GTI | 9 |
| 5.3. Medida de PPV | 11 |
| 6. Parámetros de planta | 13 |
| 7. Presentación de resultados | 13 |
| 7.1. Irradiancia solar en plano horizontal | 14 |
| 7.2. Irradiancia solar en plano inclinado | 19 |
| 7.3. Potencia fotovoltaica | 20 |
| 7.4. Recurso solar y caracterización de la generación | 24 |
| 8. Conclusiones | 29 |
| Referencias | I |
| A. Filtrado de potencia | IV |
| B. Promedios mensuales | VI |

Índice de tablas

| | |
|---|------|
| 3.1. Datos de la central fotovoltaica La Jacinta | 4 |
| 5.1. Valores de los coeficientes para el modelo RA1 ajustados para Salto. | 9 |
| 7.1. Número de muestras (y %) filtradas en GHI. | 14 |
| 7.2. Indicadores de desempeño GHI satélite | 16 |
| 7.3. Indicadores de desempeño de GHI satélite con ajuste de sitio | 17 |
| 7.4. Diagnóstico de datos faltantes en GHI por etapa | 18 |
| 7.5. Número de muestras (y %) filtradas en GTI | 19 |
| 7.6. Indicadores de desempeño para las estimaciones satelitales de GTI a escala 10-minutal. | 20 |
| 7.7. Control de calidad en PPV: muestras filtradas (%). | 21 |
| 7.8. Indicadores de desempeño para las estimaciones de PPV a escala 10-minutal. | 22 |
| 7.9. Valor de los coeficientes del modelo de estimación de potencia | 23 |
| B.1. Detalle de datos mensuales de GHI de este trabajo y del MSU | vi |
| B.2. Detalle de datos mensuales de GTI de este trabajo y del AMTU | vi |
| B.3. Detalle de datos mensuales de PPV de este trabajo. | vii |
| B.4. Detalle de datos mensuales de energía de UTE para La Jacinta. | vii |
| B.5. Detalle de datos mensuales del FC de este trabajo. | vii |
| B.6. Detalle de datos mensuales de PR de este trabajo. | viii |

Índice de figuras

| | |
|--|----|
| 3.1. Ubicación de la central La Jacinta | 4 |
| 5.1. Anomalías en la evolución temporal de GHI en el período 2016-2017 | 7 |
| 7.1. Ejemplo de filtrado visual de GHI. Diferencia con estimación satelital | 15 |
| 7.2. Ejemplo de inconsistencias en la medida de GHI | 15 |
| 7.3. Dispersión de GHI medida vs. satélite | 16 |
| 7.4. Dispersión de GHI medida vs. satélite ajustado al sitio. | 17 |
| 7.5. Interpolación de datos faltantes en GHI | 18 |
| 7.6. Ejemplo de muestras filtradas en la inspección visual (F8) debido a medida inconsistente. | 19 |
| 7.7. Comparación de GTI medida con su estimación | 20 |
| 7.8. Evolución del filtrado de GHI y PPV | 22 |
| 7.9. Dispersión de la PPV medida frente a su estimación (en verde), junto a la recta $y = x$ | 23 |
| 7.10. Promedio mensual de GHI, GTI y PPV para cada mes de los 5 años de estudio | 25 |
| 7.11. Promedio mensual del factor de capacidad (en colores) y el año promedio (en negro). | 27 |
| 7.12. Variación interanual de la generación PV en % respecto al año medio | 28 |
| 7.13. Promedio mensual del Factor de Rendimiento (PR) en % | 28 |
| A.1. Filtrado de potencia debido a filtros automáticos | IV |
| A.2. Filtrado de potencia debido a filtro visual | V |

1. Introducción

La demanda de energía mundial se encuentra en constante crecimiento. El abastecimiento de la misma a partir de fuentes esencialmente neutras en emisiones de gases de efecto invernadero es un desafío aún sin resolver. Dentro de las estrategias disponibles para ello se encuentran las energías renovables, que tienen un rol central en la transición energética. La búsqueda de reducir las emisiones de carbono a nivel global lleva a repensar la forma en la que se produce y abastece con energía a las diferentes regiones. En esta transformación, se espera que para el año 2050 el 65 % de la energía eléctrica sea de origen renovable (IRENA,2022). En este marco, el desarrollo de tecnologías en el área de la eólica y solar fotovoltaica está en auge. Esta última tiene una presencia muy reciente, pasando de 40 GW de potencia instalada en el año 2010, a 1419 GW en el año 2023 (IRENA,2024).

Uruguay ha implementado políticas para el desarrollo de la energía solar. Actualmente el país dispone de aproximadamente 300 MW de potencia fotovoltaica instalada (DNE,2023). El país se prepara para una segunda fase de expansión en la energía solar fotovoltaica (PV) de gran escala (Casaravilla and Caporale, 2023). Por lo tanto, es de carácter fundamental entender cómo se comportan los parques de generación solar en el país y el recurso solar disponible, materia prima del desarrollo tecnológico en este sentido. Contar con información de buena calidad es un primer paso; en Uruguay, el Laboratorio de Energía Solar de la Universidad de la República (LES, Udelar) administra y es encargado del mantenimiento y la gestión de la red de medida continua de irradiancia solar en el país (RMCIS) desde 2010, entre otras actividades. Se cuentan con varios puntos de medida extendidos por todo el territorio nacional, en puntos estratégicos, cubriendo 8 de los 19 departamentos (LES,2023). En estas estaciones se miden las distintas componentes de la radiación solar, entre otras variables meteorológicas. En la estación de Salto se miden las tres componentes de la radiación solar, siendo estas la irradiancia global y difusa sobre el plano horizontal, la directa en incidencia normal y en plano inclinado, entre otras variables meteorológicas. En las demás estaciones se mide solamente la irradiancia global en plano horizontal, y en dos de ellas se mide irradiancia difusa. Por otra parte, el Administrador del Mercado Eléctrico (ADME), en el marco de las políticas de datos abiertos que lleva a cabo el país, pone a disposición los datos de operación y variables meteorológicas, como la radiación solar, medidos en todos los parques generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional (ADME,2022).

La presencia de huecos en los datos debido a fallos de comunicación, indisponibilidad de mediciones, o datos descartados por procedimientos de control de calidad representa un desafío significativo

para la generación de series temporales completas y confiables. Estos conjuntos de datos son necesarios para un análisis detallado de los indicadores operativos de las plantas fotovoltaicas (PV) a lo largo del tiempo y pueden utilizarse para mejorar las herramientas de evaluación de la generación solar PV. La falta de datos puede llevar a evaluaciones incorrectas y decisiones erróneas, lo que subraya la necesidad de implementar técnicas robustas de control de calidad y llenado de huecos.

Existen varios métodos para estimar los valores faltantes, incluyendo la interpolación de series temporales, el rellenado estadístico y técnicas de aprendizaje automático; otras técnicas utilizan datos satelitales para llenar los huecos en la serie temporal. De estas opciones, el llenado de huecos mediante datos satelitales es la única que tiene en cuenta la nubosidad real sobre el sitio, lo que resulta en estimaciones más precisas de la irradiancia solar y la generación PV para reemplazar los datos faltantes.

Este trabajo busca obtener una serie temporal lo más larga posible sin huecos de irradiancia solar y potencia generada para una de las plantas solares fotovoltaicas más grandes de Uruguay: La Jacinta. Las técnicas utilizadas se basan en la estimación de la irradiancia solar a partir de imágenes satelitales, la adaptación de datos al sitio, modelos de generación PV y técnicas de interpolación. El punto de partida del análisis son los datos registrados en la central, los cuales son controlados en calidad, filtrados y completados en este trabajo. La generación de estas series temporales permite la primera evaluación precisa del factor de capacidad de una planta PV en Uruguay. Este es un dato clave para la toma de decisiones en la red eléctrica y la promoción de nuevas inversiones, ya que ofrece una caracterización realista de esta forma de generación frente a otras fuentes. El análisis a partir de una serie completa permite estimar esta cantidad y otras relacionadas al desempeño a escala mensual y anual, brindando información de variabilidad esperada en la generación. Estos análisis son fundamentales para optimizar los recursos en el sistema eléctrico. Asimismo, contar con datos precisos sobre el factor de capacidad permite a los inversores evaluar con mayor certeza la rentabilidad y viabilidad de proyectos futuros, incentivando así un mayor desarrollo en el sector de energías renovables. Este trabajo, además, se enmarca dentro de las actividades de colaboración entre el LES¹, Udelar y el LSU (Laboratorio Solar, UTEC).

¹<http://les.edu.uy/>

2. Sobre este trabajo

Este estudio aborda el desafío de la presencia de huecos en los datos, un problema común en el monitoreo de energía solar, la construcción de un conjunto de datos completo, y la caracterización del funcionamiento de una central PV en el litoral norte de Uruguay. Se utilizan técnicas avanzadas de control de calidad, como la aplicación de filtros de la BSRN (Baseline Surface Radiation Network), inspección visual de las series, estimaciones de irradiancia basadas en imágenes satelitales y modelos de radiación solar y generación PV. Los modelos y conceptos utilizados en este trabajo se basan en conocimientos de geometría solar, los cuales son parte del contenido del curso de Conversión de Energía Solar (CES) de esta universidad y están ampliamente documentados en los textos clásicos como Duffie and Beckman (2013), Iqbal (1983) y las notas del curso de Fundamentos del Recurso Solar de la Facultad de Ingeniería, Udelar (Abal, 2020). La realización de este trabajo integra diferentes temas estudiados a lo largo de la carrera de tecnólogo, como por ejemplo, procesamiento de datos, medidas y estimación del recurso solar, métricas de desempeño, factor de capacidad de una central, y el Performance Ratio (PR), entre otros. Por otro lado, dado que el estudio evalúa un período de cinco años de generación y proporciona indicadores sobre la operación de la planta novedosos, este análisis será presentado en el congreso de IEEE en Uruguay, URUCON 2024 (Rehermann et al., 2024).

Este trabajo final de Tecnólogo se organiza de la siguiente manera. En el Capítulo 3 se describe en detalle las fuentes de datos utilizadas, incluyendo tanto las mediciones terrestres como las estimaciones satelitales de irradiancia con sus aplicaciones. En el Capítulo 4, se explican los principales indicadores de desempeño utilizados. El Capítulo 5 explica el control de calidad realizado a los datos y los criterios utilizados para el relleno de los datos faltantes en las series temporales de GHI, GTI y PPV. Por su parte, el Capítulo 6 brinda información acerca de los parámetros de planta utilizados para caracterizar la central. El Capítulo 7 presenta los principales resultados obtenidos por este trabajo y finalmente, el Capítulo 8 las conclusiones y posibles líneas de trabajo a futuro.

3. Base de información

Los datos utilizados en este trabajo se dividen en dos categorías: medidas en tierra e información satelital. Las medidas en tierra son datos de irradiancia solar global en plano horizontal (GHI), plano inclinado (GTI) y potencia generada (PPV). La información satelital utilizada se trata de estimativos de GHI a partir de imágenes satelitales. En la Sección 3.1 se brinda información sobre el sitio de

medida y los datos utilizados en este estudio. Por otra parte, la Sección 3.2 describe las estimaciones satelitales y su utilización dentro de este trabajo.

3.1. Datos medidos en la planta fotovoltaica

Los datos meteorológicos y operativos de los generadores a gran escala instalados en Uruguay son públicos y están disponibles en el sitio web de ADME². El estudio de caso de este trabajo es la instalación fotovoltaica de La Jacinta, ubicada en el noroeste del país, seleccionada por ser uno de los generadores fotovoltaicos más grandes del país y con mayor tiempo de operación. Las variables utilizadas en este estudio son la irradiancia global horizontal e inclinada a 20° y la producción de energía fotovoltaica. Las características de la instalación se muestran en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Datos de la central fotovoltaica La Jacinta

| | |
|------------------------------|--------------------|
| Ubicación | -31.43°S, -57.91°O |
| Capacidad de paneles | 65 MW |
| Capacidad contratada | 50 MW |
| Configuración de los paneles | Fijo |
| Inclinación de los paneles | 20° |
| Variables de interés | GHI, GTI, PPV |
| Inicio de operación | Oct. 2015 |



Figura 3.1: Ubicación de la central La Jacinta

Como se observa en la Tabla 3.1, la central fotovoltaica de módulos fijos tiene una capacidad en corriente continua (DC) de 65 MWp y una capacidad nominal de 50 MW. La resolución temporal de los datos registrados en la planta es 10-minutal.

3.2. Datos satelitales

Las imágenes satelitales geoestacionarias fueron utilizadas para estimar con precisión la irradiancia solar horaria y subhoraria (Laguarda et al., 2023, 2020a; Alonso-Suárez et al., 2012). En la región, el LES es referencia en estimativos y pronósticos del recurso solar a partir de imágenes satelitales. En este trabajo se utilizan los estimativos de GHI proporcionados por el LES (GHI_s), con una resolución

²https://adme.com.uy/imasd/adme_data.html

temporal 10-minutal, al igual que los datos registrados en la central. Además, se utiliza la serie de irradiancia de cielo claro (GHI_{csk}) que se basa en el modelo de cielo despejado McClear (Lefèvre et al., 2013), utilizando datos obtenidos de la plataforma SoDa³. Para mejorar la precisión, se aplicó una parametrización del índice de nubes ajustada a las condiciones específicas de la región (Laguarda et al., 2020b), así como un modelo de reflectancia del suelo desarrollado localmente (Alonso-Suárez et al., 2014). Esto permitió obtener una estimación adecuada de los parámetros atmosféricos y de la superficie para el estudio.

En el contexto de este trabajo, la GHI estimada por satélite se utiliza para el chequeo de control de calidad y también para el relleno de datos. Por otro lado, el índice de claridad (k_c) se utiliza como intermediario para la interpolación lineal de datos faltantes. La principal ventaja de este procedimiento es que permite normalizar la variabilidad estacional propia del recurso solar. El uso de k_c podría resumirse en los siguientes pasos:

1. Calcular $k_c = GHI/GHI_{csk}$. Esta variable contiene naturalmente la misma cantidad de datos faltantes que GHI.
2. Realizar una interpolación lineal dentro de la variable k_c ($k_{c,int}$) cuando el hueco en la medida es de 30 minutos o menos, si es mayor se debe evaluar caso a caso.
3. Recalcular GHI nuevamente como $GHI = k_{c,int} \times GHI_{csk}$

Este método es empleado para el relleno de GHI, según se detallará en la Sección 5.1.

4. Indicadores de desempeño

Los indicadores de desempeño utilizados en este trabajo para comparar las series y contrastar los resultados con bibliografía existente son la desviación media (MBD) y la desviación cuadrática media (RMSD), en términos absolutos y relativos rMBD, rRMSD, respectivamente. El MBD mide el sesgo sistemático de las estimaciones en comparación con las mediciones, mientras que el RMSD mide la dispersión de las desviaciones, penalizando errores grandes.

$$MBD = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i) \quad (4.1)$$

$$RMSD = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (4.2)$$

³<http://www.soda-pro.com>

Donde, N es el número de muestras, x_i es la medida e y_i es la estimación. Las desviaciones relativas se toman como un porcentaje del valor promedio.

5. Control de calidad de los datos

Este Capítulo se divide en tres secciones: La Sección 5.1 corresponde a la medida de GHI, mientras que las secciones 5.2 y 5.3 están destinadas al análisis de GTI y PPV, respectivamente. En ellas se describen las características principales de las series, así como las consideraciones particulares y criterios de filtrado de datos potencialmente anómalos. En cada apartado se describe la metodología utilizada frente al desafío de los huecos en los datos, generando una metodología de relleno de datos faltantes que permitió generar un conjunto de datos con total completitud y de calidad controlada.

5.1. Medida de GHI

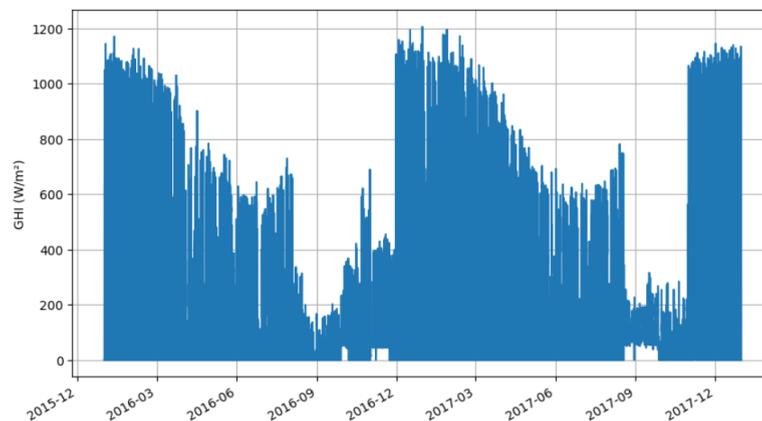
El conjunto de datos de la GHI es un set de datos de particular importancia en este estudio, debido a que a partir de estos datos se realizan estimaciones de radiación en plano inclinado y estimaciones de potencia. Esto implica que, mientras menores sean las imprecisiones asociadas al control de calidad de esta serie, la calidad de las estimaciones posteriores será de mejor calidad. Es importante destacar que los metadatos disponibilizados en la página web de ADME no incluyen características de los sensores de medición, como la marca o periodicidad de calibración.

El control de calidad de GHI tiene dos pilares fundamentales: (i) la comparación visual de la serie medida con la estimación por satélite disponible, filtrando períodos de anomalía en base a una máxima distancia posible entre ambos sets de datos; y (ii) la aplicación de filtros automáticos basados en literatura existente. Estos filtros son en su mayoría tomados de la Baseline Surface Radiation Network, BSRN (Long and Shi, 2008) . En última instancia, se realiza una nueva inspección visual, para reconocer si existen muestras potencialmente distorsionadas que no hayan sido correctamente filtradas en la etapa de filtrado automático.

La primera etapa del control de calidad comienza con una inspección visual de las series de GHI. Esta tuvo como objetivo familiarizarse con los datos y detectar cualquier anomalía que pueda ser identificada a simple vista. La central de La Jacinta comenzó a operar en octubre de 2015, y se cuenta con datos disponibles desde su entrada en operación. Aunque inicialmente se planeaba analizar la serie de datos desde 2016 hasta 2022, se observaron anomalías sostenidas en el tiempo en la serie de GHI durante los años 2016-2017, como se muestra en la Figura 5.1. Dado que todo este

período está afectado, es complejo reconstruir series temporales de tal extensión, por lo que se decidió descartar los primeros dos años y limitar la investigación al período comprendido entre 2018 y 2022, inclusive.

Figura 5.1: Anomalías fróncamente visibles en la evolución temporal de GHI en el período 2016-2017



Para el filtrado de GHI se empleó una serie de filtros con base en límites físicos de GHI, también se estableció una diferencia máxima entre la serie medida y las estimaciones satelitales y se creó un filtro visual que contempla otras anomalías restantes que no son removidas por los filtros anteriormente mencionados. Los filtros utilizados para GHI se describen a continuación:

F0: $GHI > GOH$

Este filtro prevee que no es posible que la radiación que efectivamente se mide en intervalos de tiempo 10-minutales en un plano horizontal en la superficie terrestre supere a la radiación incidente en un plano horizontal en el tope de la atmósfera.

F1: $\cos \theta_z > 0$ & $GHI = 0$

Cuando el coseno del ángulo cenital es positivo, significa que el sol está por encima del horizonte. Esto implica que es de día y si GHI medida es cero, se podría interpretar que la medida es incorrecta, por lo que estas muestras se filtran.

F2: Filtro de datos repetidos

Este filtro tiene en cuenta que la variabilidad del recurso solar es tal, que es muy poco probable que hayan datos consecutivos iguales. El criterio es que si 3 muestras consecutivas son idénticas, se filtran. Estas se consideran idénticas si la diferencia absoluta entre tres datos consecutivos es menor que $1e-5 \text{ W/m}^2$. Este es un tipo de error que se observó en los datos de GHI por problemas de comunicación o de registro a nivel del adquirente.

F3: $|GHI - GHI_s| > 600 \text{ W/m}^2$

La serie estimada por satélite (GHI_s) permite estimar con un cierto grado de seguridad el valor de la radiación incidente. En este sentido, se considera un límite para la diferencia absoluta entre la medida y la estimación de 600 W/m^2 , que es un valor suficientemente grande como para que la diferencia se trate de una anomalía. En dichos casos, se verificó visualmente que la anomalía era más probable en la medición terrestre que en la estimación satelital.

F4: Filtro visual

Dentro de este filtro se consideran todas las anomalías detectadas dentro de la inspección preliminar de la serie, así como los períodos descartados por anomalía sostenida. Teniendo en cuenta el último punto, se espera que el porcentaje de datos filtrados por este concepto sea mayor que los demás filtros automáticos, porque en varios casos representan un periodo de tiempo dado con un error en el registro o la medida que no fue arreglado.

Una vez finalizado el proceso de filtrado de la serie de GHI medida, se obtiene un conjunto de datos con calidad controlada y consecuentemente, con huecos en determinados momentos. Cabe mencionar que los filtros se aplicaron en el orden que se mencionan, priorizando filtros basados en límites físicos y, posteriormente, aplicando el filtrado visual para anomalías restantes. El proceso de relleno de GHI se realiza a partir de estimaciones satelitales primero, y luego por interpolación lineal mediante el índice de cielo claro k_c .

El relleno de los huecos en GHI se basó principalmente en su estimación satelital (GHI_s), que fue el mecanismo que permitió completar casi la totalidad de los huecos en la serie de GHI. Este procedimiento consta de tres criterios esenciales, los cuales se detallan a continuación:

1. Si no hay dato medido de GHI y sí hay dato satelital, se rellena con la estimación de satélite.
2. Si no hay dato de satélite, para los huecos que correspondan a intervalos de 30 minutos o menos, es decir 3 muestras consecutivas, se realiza una interpolación lineal entre el dato si-

guiente y el anterior en k_c y luego se recalcula el valor de GHI a partir de este índice interpolado, conforme a lo explicado en la Sección 3.2.

3. Si no hay dato de satélite y el hueco está conformado por más de tres muestras consecutivas, se deberá analizar caso a caso cuál es el procedimiento adecuado. En este caso, no hubo muestras que persistieran en esta categoría.

Al finalizar este procedimiento, se obtiene una serie completa de GHI, base para posteriores análisis.

5.2. Medida de GTI

En la serie medida de GTI se realiza un procedimiento similar al de GHI. La inspección visual de la serie medida in situ se realiza a partir de la estimación de GTI, con base en la serie de GHI rellenada. Los modelos de pasaje a plano inclinado requieren la separación de las componentes de la radiación global, es decir, en sus componentes directa y difusa. Para esto, se utiliza el modelo de fracción difusa (f_d) de la Ec.5.1. Este es un modelo empírico univariado de separación de componentes de la radiación solar (Ruiz-Arias et al., 2010), con coeficientes ajustados para la región de Salto (Abal et al., 2017), que se muestran en la Tabla 5.1.

$$f_d = a_0 + a_1 \cdot e^{-\exp(a_2 + a_3 \cdot k_t)} \quad (5.1)$$

Tabla 5.1: Valores de los coeficientes para el modelo RA1 ajustados para Salto.

| a_0 | a_1 | a_2 | a_3 |
|-------|-------|-------|-------|
| 1.00 | -1.07 | 2.82 | -5.82 |

El modelo de pasaje a plano inclinado adoptado en este trabajo es denominado HDKR, por ser el modelo que mejor se ajusta en la región de Salto (Inti Piccioli, 2018). Se presenta a continuación la Ecuación (5.2) del modelo HDKR, junto a la Ecuación (5.3), que define la componente difusa proveniente de la bóveda celeste en un plano inclinado en la estimación del modelo HDKR.

$$G_{TI}^{HDKR} = (G_{bh} + T_b G_{dh}) r_b + G_{DI}^{HDKR} + \rho G_h \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (5.2)$$

donde,

$$G_{DI}^{HDKR} = G_{dh} (1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + \sqrt{1 - f_d} \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + T_b r_b \quad (5.3)$$

donde,

- G_{dh} es la componente de irradiancia difusa en plano horizontal, que puede estimarse a partir de la siguiente relación: $G_{dh} = f_d \cdot GHI$.
- G_{bh} es la componente de irradiancia directa horizontal, calculada como $G_{bh} = GHI - G_{dh}$
- T_b es el factor de anisotropía y cuantifica la cantidad de irradiancia directa que alcanza la superficie. Se modela como una relación entre el índice de claridad en plano inclinado k_t y la fracción difusa $T_b = k_t \cdot (1 - f_d)$
- r_b : La razón directa es la relación de la irradiancia directa sobre la superficie inclinada, que depende de la inclinación del panel y la posición del sol, y se calcula como $r_b = \frac{\cos \theta_i}{\cos \theta_z}$, donde θ_i es el ángulo de incidencia y θ_z es el ángulo cenital. La razón directa, al ser una cantidad geométrica, puede calcularse con precisión.
- ρ : Albedo del terreno, o fracción de la irradiancia reflejada desde el suelo respecto a la irradiancia incidente, se estima según el tipo de suelo en los alrededores de la instalación. En este trabajo se adoptó un valor de $\rho = 0.2$. Este valor se eligió de manera arbitraria, dado que relevar las características del terreno excede el alcance del trabajo.
- β es el ángulo de inclinación de la superficie respecto a la horizontal, de 20° para este trabajo.

A partir del análisis de las series temporales de GTI medida y estimada por el modelo HDKR, se pudo detectar un leve corrimiento entre las series. La discrepancia entre la serie medida y estimada de GTI puede deberse a un desajuste en la orientación al norte de la medida de plano inclinado de radiación solar. La estrategia adoptada para corregir el desfase encontrado es adelantar la serie medida de GTI una muestra en el tiempo (10 minutos), esto permitió alinear mejor las curvas. Una vez sincronizadas ambas series, se procede a realizar los filtros automáticos. Estos se describen a continuación:

F5: $\cos \theta_z > 0$ & GTI = 0

Similar a F0, cuando es de día y no hay radiación incidente en los paneles, se filtra.

F6: Filtro de datos repetidos

Idéntico a F2, para GTI.

F7: $|GTI - GTI_e| > 500 \text{ W/m}^2$

Compara la serie medida (GTI) con la estimada a partir de GHI completa (GTI_e) y filtra cuando la diferencia absoluta es mayor a 500 W/m^2 . Este es un valor suficientemente grande como para sólo actuar sobre muestras claramente anómalas.

F8: Filtro visual

Este filtro toma períodos con anomalía sostenida y muestras que no fueron detectadas por los filtros anteriores que son claramente erróneas.

En la serie de irradiancia solar en plano inclinado, el relleno se realiza directamente a partir de la serie estimada (GTI_e), la cual tiene base en la serie completa de GHI.

5.3. Medida de PPV

El filtrado de la serie medida de potencia se realiza a partir de filtros basados en limitaciones físicas e inspección visual. Los filtros aplicados en PPV se describen a continuación:

F9: $\cos \theta_z > 0$ & PPV = 0

Similar a F1 y F5, cuando es de día debe haber cierta radiación incidente sobre los paneles, por lo que la potencia generada no puede ser cero.

F10: $\cos \theta_z < 0.6$ & PPV > 49.9

Cuando el coseno del ángulo cenital es 0.6 o menos, se entiende que el Sol no está a suficiente altura solar como para que la planta de generación pueda estar reportando un valor cercano a su potencia máxima.

F11: Restricciones operativas

La consigna de la central define la máxima potencia instantánea que la central puede enviar a la red eléctrica. En un régimen normal sería 50 MW, ya que es la potencia nominal del parque. Sin embargo, cuando hay exceso de generación en el país, el operador de la red eléctrica puede limitar la generación. Esto se traduce en una limitación en la generación de manera planificada, que no se condice con la irradiancia solar medida en la planta. Este trabajo busca relevar la generación de energía en condiciones normales de generación, por lo que no se incluyen las restricciones operativas. El criterio es que cuando la consigna de la central es un valor distinto a 50 MW, se elimina la muestra de PPV.

F12: Filtro de datos repetidos

Idéntico a F2 y F6, para PPV.

F13: Filtro visual

Similar a F4 y F8, se filtran períodos o datos anómalos de manera visual, que no fueron detectados por los filtros automáticos.

El proceso de filtrado de PPV se realizó en el orden en el cual se describen los filtros, siendo el filtro visual el último recurso. Más detalles del proceso de filtrado se encuentran en Anexo A.

Para la estimación de la potencia se evaluarán dos posibles conjuntos de datos: (i) GTI medida y rellenada; y (ii) GTI estimada por el modelo HDKR a partir de GHI rellenada. El objetivo de este análisis es utilizar la serie con menor dispersión frente a la serie medida de PPV (menor rRMSD) para el relleno de datos faltantes de la serie medida de PPV, ya que no hay reportes en este contexto en la literatura existente. La estimación de potencia se realiza a partir de un modelo de regresión lineal múltiple ajustado mediante el método de mínimos cuadrados, cuya expresión está dada por la Ecuación (5.4). En este modelo de estimación no se incluye un término independiente β_0 , por lo que todos los coeficientes están relacionados con las variables de entrada del modelo.

$$y = \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_n x_n \quad (5.4)$$

donde y es la potencia estimada y x_i son las variables de entrada, en este caso son GTI, la altura solar (α_s) y el ángulo azimutal (γ). En la Ecuación 5.5 se puede observar que la matriz de los parámetros de entrada del modelo también incluye potencias de las variables antes mencionadas.

$$X = \begin{bmatrix} \text{GTI} & \text{GTI}^2 & \text{GTI}^3 & \text{GTI}^4 & \alpha_s & \alpha_s^2 & \gamma & \gamma^2 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Los datos de entrada al modelo se dividen en dos conjuntos, por un lado el set de datos de entrenamiento del modelo de regresión lineal ($X_{aj.}$) y por otra parte un conjunto para evaluación ($X_{est.}$), no ha realizado ningún tipo de validación post-proceso. Para el ajuste del modelo se utilizan aquellos datos donde existe simultáneamente GTI y PPV, mientras que para la evaluación se toman todos los datos donde haya GTI. El ajuste del modelo consiste en encontrar los coeficientes $\beta_1, \beta_2, \dots, \beta_n$ que minimizan la suma de los cuadrados de los errores (residuos), que se calcula según la Ecuación (5.6) que se describe a continuación:

$$Arg \min_{\beta} \sum_i (y_i - \hat{y}_i)^2 \quad (5.6)$$

donde y_i es la potencia medida y \hat{y}_i es la potencia estimada por la regresión lineal, según la Ecuación 5.4. Una vez ajustado el modelo, se utilizan los datos de evaluación para realizar las predicciones sobre los datos de entrada ($X_{est.}$), utilizando el modelo ajustado dado por la Ecuación 5.7:

$$\text{PPV}_{est} = X_{est} \cdot \beta \quad (5.7)$$

Dado que la serie de GTI es completa, la estimación derivada de X_{est} resulta en una serie de datos de PPV completa. Asimismo, teniendo en cuenta que en días de alta radiación solar es posible que el modelo estime valores de potencia superiores a los contractuales (50 MW), se limita la salida máxima

del modelo a 50 MW para asegurar que las predicciones de potencia se mantengan dentro de los límites contractuales.

6. Parámetros de planta

Conocer los factores de planta de una central fotovoltaica es necesario para evaluar su rendimiento y eficiencia, lo que a su vez influye en decisiones de inversión y operación. Entre los factores de planta más utilizados están el rendimiento final (Y_f), el rendimiento de referencia (Y_r), la relación de rendimiento también conocida como *performance ratio* (PR) y el factor de capacidad (FC). El rendimiento específico se refiere a la cantidad de energía generada por cada kilovatio de capacidad instalada en un año y se expresa en kWh/kW. Por otra parte, el Y_f estima una aproximación de la energía que se puede producir en la central en condiciones ideales. La relación de rendimiento, o *Performance Ratio* (PR), mide la eficiencia del sistema al comparar la energía real generada con la energía teórica máxima posible, y se calcula mediante la Ecuación 6.1 (IEC61724, 2021).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (6.1)$$

El factor de capacidad, por su parte, indica la fracción del tiempo en que la central opera a su capacidad máxima y se determina mediante la Ecuación 6.2

$$FC = \frac{E_{salida}}{P_{nom} \times t} \quad (6.2)$$

donde, E_{salida} , la energía generada por la central, P_{nom} la potencia nominal y t el tiempo de funcionamiento en horas del año.

7. Presentación de resultados

Este Capítulo aborda los resultados obtenidos por este trabajo. El mismo está dividido en cuatro apartados: Las secciones 7.1, 7.2 y 7.3 presentan los resultados obtenidos de las etapas de control de calidad, relleno del conjunto de datos y desempeño de los modelos de estimación para GHI, GTI y PPV, respectivamente; por otro lado, la Sección 7.4 presenta los resultados obtenidos en la estimación de las características de la central fotovoltaica, como el perfil medio diario de radiación solar y la potencia generada por la central. Esta última Sección también incluye la estimación del factor de capacidad y el PR de la central.

7.1. Irradiancia solar en plano horizontal

En la etapa del control de calidad de la serie de GHI, la Tabla 7.1 presenta la cantidad de muestras diurnas faltantes debido a la aplicación de filtros.

Tabla 7.1: Número de muestras (y %) filtradas en GHI.

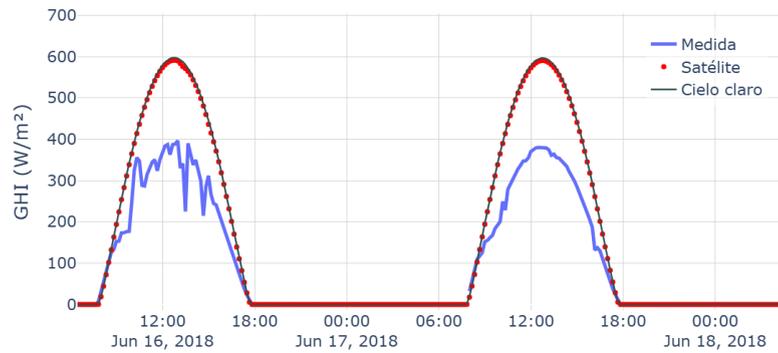
| Filtro aplicado | Descripción | N° de datos | datos % |
|-----------------|-------------------------------------|--------------|-------------|
| Previo | Datos iniciales | 1512 | 1.1 |
| F0 | $GHI > GOH$ | 406 | 0.3 |
| F1 | $\cos \theta_z > 0 \& GHI = 0$ | 799 | 0.6 |
| F2 | Datos repetidos | 1400 | 1.1 |
| F3 | $ GHI - GHI_s > 600 \text{ W/m}^2$ | 26 | ≈ 0 |
| F4 | Filtro visual | 7472 | 5.7 |
| Total | | 11615 | 8.9 |

Durante el periodo comprendido entre 2018 y 2022, se observó que el 1.1 % de los datos de la serie temporal estaban indisponibles al momento de la descarga, lo que podría deberse a interrupciones en la recolección de datos o problemas técnicos en la estación de monitoreo. En cuanto a los filtros automáticos presentados en la Tabla 7.1, por F0 – F1 se eliminaron el 0.9 % de los datos y por el filtro de datos repetidos (F2) se removió el 1.1 % de las muestras. En total, incluyendo el filtro visual, se eliminaron un 7.8 % de los datos. La cantidad total de datos faltantes en la serie es de 11615, que corresponden a un 8.9 % de las muestras diurnas iniciales.

Existe una diferencia notable entre el porcentaje de datos removidos a partir de filtros que utilizan criterios físicos (F0–F3) con respecto al filtro visual (F4). Esto se debe principalmente a que dentro del filtro visual se tienen en cuenta períodos de anomalías permanentes en la medida de radiación solar que no se detectan con los filtros físicos. Este tipo de fenómenos se puede apreciar en la Figura 7.1 y 7.2.

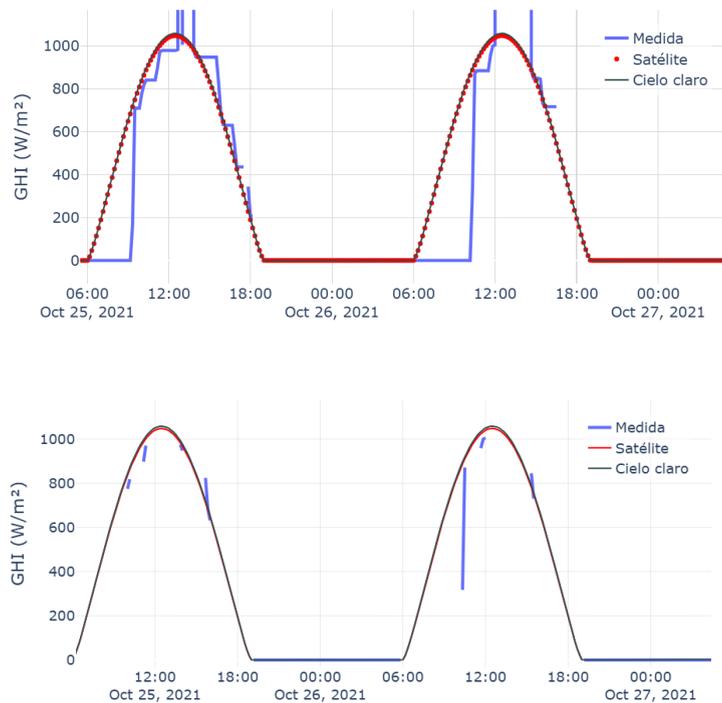
En la Figura 7.1 se presenta un ejemplo donde en días de cielo claro la diferencia de la medida de radiación respecto a la estimación satelital es notoria y sostenida en el tiempo. En estos casos, los períodos se filtran visualmente (F4). Estos períodos filtrados por el F4 se aplicaron principalmente en los siguientes tres períodos, cada uno de ellos de días consecutivos: 13 días en junio de 2018; 90 días entre agosto y octubre de 2018; y 23 días entre octubre y noviembre de 2021.

Figura 7.1: Ejemplo de período filtrado en GHI a partir de inspección visual (F4). Diferencia notoria entre la medida, satélite y cielo claro



En la gráfica superior de la Figura 7.2 se puede observar una anomalía en la medida de GHI, la cual permanece sostenida en el tiempo. En el gráfico inferior de la Figura 7.2 se observan los datos restantes para el mismo período luego de aplicados los filtros automáticos.

Figura 7.2: Ejemplo de período filtrado en GHI. En la grafica superior medida inconsistente. En la grafica inferior muestras restantes luego del filtrado automático.



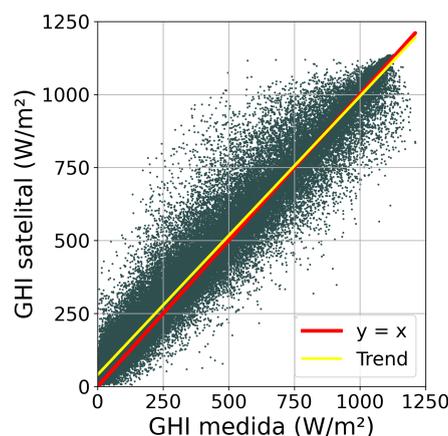
En el gráfico inferior de la Figura 7.2 se puede observar que la medida, mayoritariamente: no es mayor que GHO (F0); no es igual a cero (F1); no son datos repetidos (F2); y la resta entre la medida y satélite no es mayor a 600 W/m² (F3). Sin embargo, estas muestras deben ser filtradas porque visualmente se observa que forman parte del período de anomalía.

A partir de la serie filtrada, utilizada como referencia, se determina el desempeño de la estimación de GHI a partir del modelo satelital CIM (Laguarda, 2021). Estos se presentan en la Tabla 7.2. En términos de rRMSD, la estimación de GHI alcanza un 16.0 %, valor similar a otros trabajos de la región, que reportaron un rRMSD de 17.3 % y 15.6 % en (Iturbide et al., 2023) y (Laguarda et al., 2021), respectivamente. Sin embargo, en la bibliografía consultada el rMBD se encuentra entre aproximadamente cero y 1.7 %, cuando en este trabajo reporta una sobrestimación cercana al 5.0 %. Esto se denomina sesgo y se relaciona con que la dispersión de los puntos está en mayor proporción hacia arriba de la diagonal principal (en rojo), un elemento que se observa más claramente en valores de irradiancia entre 0 y 500 W/m², lo que coincide con lo reportado por el indicador MBD que indica la sobrestimación. Asimismo, la Figura 7.3 muestra la línea de tendencia de los datos (amarilla), que confirma dicha sobrestimación de la medida.

Tabla 7.2: Indicadores de desempeño para las estimaciones satelitales de GHI en una escala 10-minutal.

| | MBD | rMBD | RMSD | rRMSD | Prom. ref. |
|------------------|------------------|-------------|------------------|--------------|-------------------|
| | W/m ² | % | W/m ² | % | W/m ² |
| GHI _s | +21.4 | +4.9 | 69.0 | 16.0 | 431.6 |

Figura 7.3: Dispersión de GHI medida frente a estimaciones satelitales



En el intento de reducir al mínimo este sesgo, se realiza un procedimiento estadístico para adaptar los datos satelitales al lugar de emplazamiento de la central PV. El proceso de ajuste de la serie de datos satelitales (GHI_s) se describe el procedimiento a continuación:

1. Se ajustan los coeficientes a y b de una recta a partir de una regresión lineal utilizando como variable independiente la estimación satelital y como variable dependiente la serie medida

$$GHI = a \cdot GHI_s + b$$

2. Se calcula la serie de satélite adaptada ($GHI_{s,adp.}$), con la recta ajustada

$$GHI_{s,adp.} = a \cdot GHI_s + b$$

3. Para valores menores a 5 W/m^2 se suplantán los valores de $GHI_{s,adp.}$ con los de GHI_s , esto es debido a que para valores bajos de GHI la corrección resulta en valores negativos de radiación solar, lo cual no es posible.

Los coeficientes de la recta ajuste de $GHI_{s,adp.}$ son $a = 1.0$ y $b = -25.5 \text{ W/m}^2$. La Figura 7.4 presenta la dispersión de la medida de GHI en función de la estimación de GHI por satélite ajustada al sitio. En el gráfico de la Figura 7.4 se puede apreciar cómo la dispersión sistemática de los datos se corrige y las estimaciones ya no sobrestiman la radiación medida, ajustándose a la recta $y = x$. La Tabla 7.3 presenta los nuevos indicadores de desempeño para la estimación con ajuste de sitio ($GHI_{s,adp.}$)

Figura 7.4: Dispersión de GHI medida frente a estimaciones satelitales ajustadas

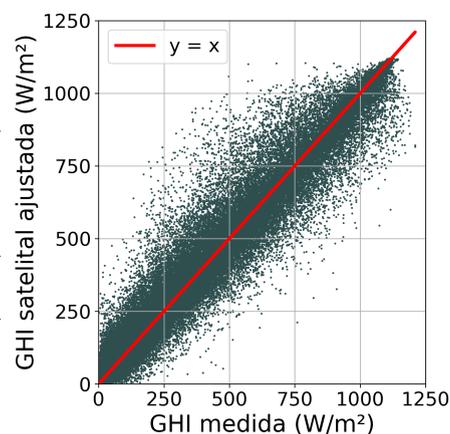


Tabla 7.3: Indicadores de Desempeño para las estimaciones satelitales ajustadas de GHI a escala 10-minutal.

| | MBD | rMBD | RMSD | rRMSD | Prom. ref. |
|----------------|----------------|-------------|----------------|--------------|-------------------|
| | W/m^2 | % | W/m^2 | % | W/m^2 |
| $GHI_{s,adp.}$ | +0.5 | +0.1 | 65.4 | 15.2 | 431.6 |

A partir del ajuste de sitio de las estimaciones de GHI, en la Tabla 7.3 se observa una reducción significativa del rMBD del 5.0 % al +0.1 % y también una mejora en el rRMSD de 16.0 % a 15.2 %. Dicho comportamiento también se ha reportado en el trabajo de (Iturbide et al., 2023) realizado en la región. Para el mismo modelo de estimación de GHI con ajuste de sitio, reporta un rRMSD de 17.3 % previo a la adaptación y después de la adaptación la incertidumbre se reduce a 17.1 %. En términos de rMBD (Iturbide et al., 2023) reporta un +1.7 % antes de la adaptación y aproximadamente nulo después de la adaptación para el sitio de estudio.

En la Tabla 7.4 se presenta un resumen de los datos faltantes en la serie medida de GHI en cada etapa del control de calidad.

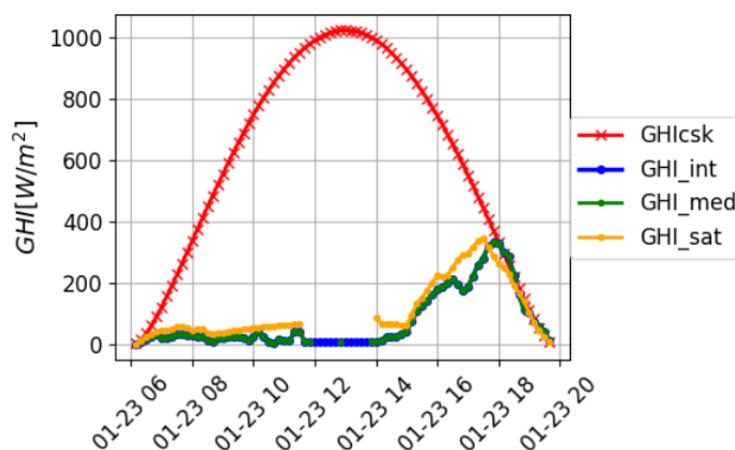
Tabla 7.4: Datos faltantes en GHI en el control de calidad y relleno en GHI en cada etapa.

| Diagnóstico GHI | N° de datos | datos (%) |
|-----------------------------------|-------------|-----------|
| 0 - Asociados a la serie | 1512 | 1.1 |
| 1 - Luego de los filtros | 11615 | 8.9 |
| 2 - Rellenados con $GHI_{s,adp.}$ | 11506 | 8.7 |
| 3 - Interpolación con k_c | 204 | 0.2 |

Según la Tabla 7.4, del 8.9 % de datos faltantes, el 8.7 % fue relleno con GHI satelital adaptada para el sitio. Solamente el 0.2 % (204 muestras) de los datos faltantes se rellenaron a partir de la técnica de interpolación. Luego de esta etapa, se obtiene una serie de GHI sin huecos.

La distribución de los huecos en la medida de GHI es en su amplia mayoría datos singulares faltantes. Sin embargo, la Figura 7.5 presenta el único caso donde se requirió revisar huecos en la medida de GHI de más de 30 minutos.

Figura 7.5: Interpolación de datos faltantes en GHI



En el gráfico de la Figura 7.5 se observa que hay 2 períodos de 50 minutos faltantes (5 muestras consecutivas) que se producen el mismo día. Esta Figura presenta la serie de GHI de cielo claro (en rojo) y se aprecia que: no hay dato medido (en verde), ni dato satelital (en naranja). Además, se trata de un día de muy baja radiación solar, por lo que se opta por realizar interpolación lineal (en azul).

7.2. Irradiancia solar en plano inclinado

El conjunto de datos medidos de radiación en un plano inclinado a 20° (GTI) presenta un menor porcentaje de datos filtrados, de acuerdo con lo que se observa en la Tabla 7.5. Esta disminución en términos de datos faltantes está directamente relacionada con que, en este caso, no hubo tantos intervalos temporales con una distorsión tal que se tuviera que descartar información como lo hubo en GHI. La Figura 7.6 muestra un ejemplo de muestras descartadas por filtro visual.

Tabla 7.5: Número de muestras (y %) filtradas en GTI

| Filtro aplicado | Descripción | N° datos | % |
|-----------------|-------------------------------|-------------|------------|
| Previo | Datos iniciales | 947 | 0.7 |
| F5 | $\cos \theta_z > 0$ & GTI = 0 | 637 | 0.5 |
| F6 | Datos repetidos | 402 | 0.3 |
| F7 | Diferencia máxima | 1120 | 0.9 |
| F8 | Filtro visual | 1293 | 1.0 |
| Total | | 4399 | 3.4 |

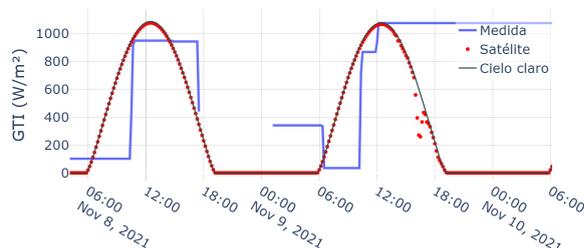


Figura 7.6: Ejemplo de muestras filtradas en la inspección visual (F8) debido a medida inconsistente.

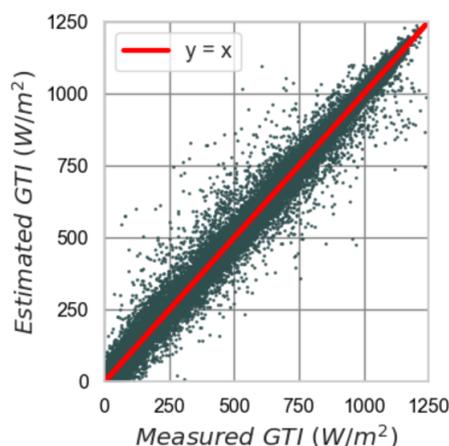
Según la Tabla 7.5 El filtro visual (F8) afectó al 1.0 % de los datos diurnos. Las muestras removidas mediante filtros con criterios establecidos (F5–F8) representan un total de 2.7 % de los datos, mientras que el 0.7 % de los datos corresponden a datos indisponibles en la plataforma. En total, esto suma un 3.4 % de datos descartados.

En la Tabla 7.6 se presentan los indicadores de desempeño que comparan la medida de GTI con la estimación realizada a partir de GHI completa, utilizando la adaptación de sitio de los datos de relleno, el modelo de fracción difusa (RA), y el modelo de transposición (HDKR). La Figura 7.7 muestra el diagrama de dispersión entre la medida y la estimación. Se observa que los datos se ajustan prácticamente a la recta $y = x$ con algunas muestras por debajo y otras por encima de la curva principal.

Figura 7.7: Comparación de GTI medida con su estimación

Tabla 7.6: Indicadores de desempeño para las estimaciones satelitales de GTI a escala 10-minutal.

| | MBD | rMBD | RMSD | rRMSD | Prom. ref. |
|-----|------------------|-------------|------------------|--------------|-------------------|
| | W/m ² | % | W/m ² | % | W/m ² |
| GTI | +2.3 | +0.5 | 24.7 | 5.5 | 451.5 |



Como se aprecia en la Tabla 7.6, la estimación presenta un bajo sesgo de +0.5 % y un rRMSD del 5.5 %. Esto es comparable con otros estudios realizados en Uruguay utilizando el mismo modelo, que reportan un rRMSD de alrededor del 4.1 % (Inti Piccioli, 2018). Cabe destacar que las diferencias encontradas entre estos estudios pueden relacionarse con que el trabajo de Inti Piccioli (2018) utiliza mediciones de referencia de una red dedicada a la medición de radiación solar, con sensores de clase A calibrados cada dos años y mantenidos regularmente, mientras que este trabajo utiliza medidas tomadas en la operativa de una central PV cuyo objetivo no es el análisis científico de los modelos.

7.3. Potencia fotovoltaica

En la serie de PPV medida in situ se han encontrado diferentes anomalías. La Tabla 7.7 presenta la cantidad de datos filtrados de la serie de potencia medida. De los 5 años de datos analizados, un 3.1 % de las muestras de PPV fueron descartadas debido al filtro F9, puesto que, a pesar de haber radiación incidente en los módulos fotovoltaicos ($\cos(\theta_z) > 0$), la potencia medida era exactamente cero. Se removió un 4.5 % de los datos producto a restricciones operativas, ya que el objetivo del trabajo es caracterizar la generación en condiciones de operación normal. En términos generales, el 11.0 % de las muestras diurnas fueron filtradas, pese a que inicialmente la serie no incluía datos faltantes. El filtro visual (F13) removió el 2.0 % de los datos, siendo el período filtrado desde octubre a noviembre de 2021 (idéntico en GHI y GTI). Este resultado reafirma la idea de un fallo en la comunicación de los equipos en ese período, ya que las tres variables se encontraron indisponibles en ese momento.

Tabla 7.7: Control de calidad en PPV: muestras filtradas (%).

| Filtro aplicado | Descripción | N° datos PPV | % |
|-----------------|------------------------------------|--------------|-------------|
| Previo | Datos iniciales | 0 | 0.0 |
| F9 | $\cos \theta_z > 0$ & PPV = 0 | 4131 | 3.1 |
| F10 | $\cos \theta_z < 0.6$ & PPV > 49.9 | 1063 | 0.8 |
| F11 | Restricciones operativas | 5893 | 4.5 |
| F12 | Datos repetidos | 727 | 0.6 |
| F13 | Filtro visual | 2604 | 2.0 |
| Total | | 14418 | 11.0 |

En la Figura 7.8 se observan cuatro gráficos de dispersión de GHI-PPV, estos presentan de manera progresiva el control de calidad realizado a las variables. El primer gráfico de la Figura 7.8 muestra la serie de potencia medida contra la medida de radiación en plano horizontal sin la aplicación de filtros. En este gráfico se observan diversas anomalías, cuyos puntos no se encuentran en la curva principal. Por otra parte, el gráfico superior derecho presenta las muestras removidas por todos los filtros de GHI. En este gráfico se observa el filtrado de muestras por encima de la curva principal y outliers, que corresponden a los filtros F0–F4. La figura inferior izquierda presenta las muestras removidas por los filtros de potencia (en rojo) luego de aplicados el filtrado de GHI. En este gráfico se observa la remoción de las restricciones operativas, que se observan como puntos por debajo de la curva principal debido a que hay mayor radiación incidente en comparación con la potencia generada. Asimismo, se puede observar la formación de líneas horizontales, que se relacionan con el filtrado de datos repetidos de PPV y otras anomalías. Por último, el cuarto gráfico presenta el filtrado completo. A partir de esto, se aprecia cómo la aplicación de filtros automáticos y visuales permite reducir las anomalías y los outliers de los datos de manera significativa.

Como se explicó en el Capítulo 5, se realizan dos estimaciones de potencia. La primera es la estimación de PPV a partir de GTI estimada a partir de la serie completa de GHI (PPV₁). Asimismo, la segunda estimación se realiza a partir de datos de la medida GTI completa, es decir, rellenada a partir de GTI estimada, con base en la serie de GHI completa. En la Tabla 7.8 se observan los indicadores de desempeño para ambas series, siendo PPV₂ la serie con base en datos de GTI medidos la que tiene un mejor desempeño frente a la otra. Adicionalmente, el modelo no presenta sesgo y la última estimación tiene un rRMSE relativamente bajo de 6.8 %. Por esta razón, se selecciona la estimación de potencia con base en las medidas de GTI para rellenar PPV y se obtiene una serie completa.

Figura 7.8: Evolución del proceso de filtrado en los datos de GHI y PPV dispersión de GHI y PPV: Primero sin filtrar, luego con filtrado en la GHI, con filtrado en PPV y con filtrado completo

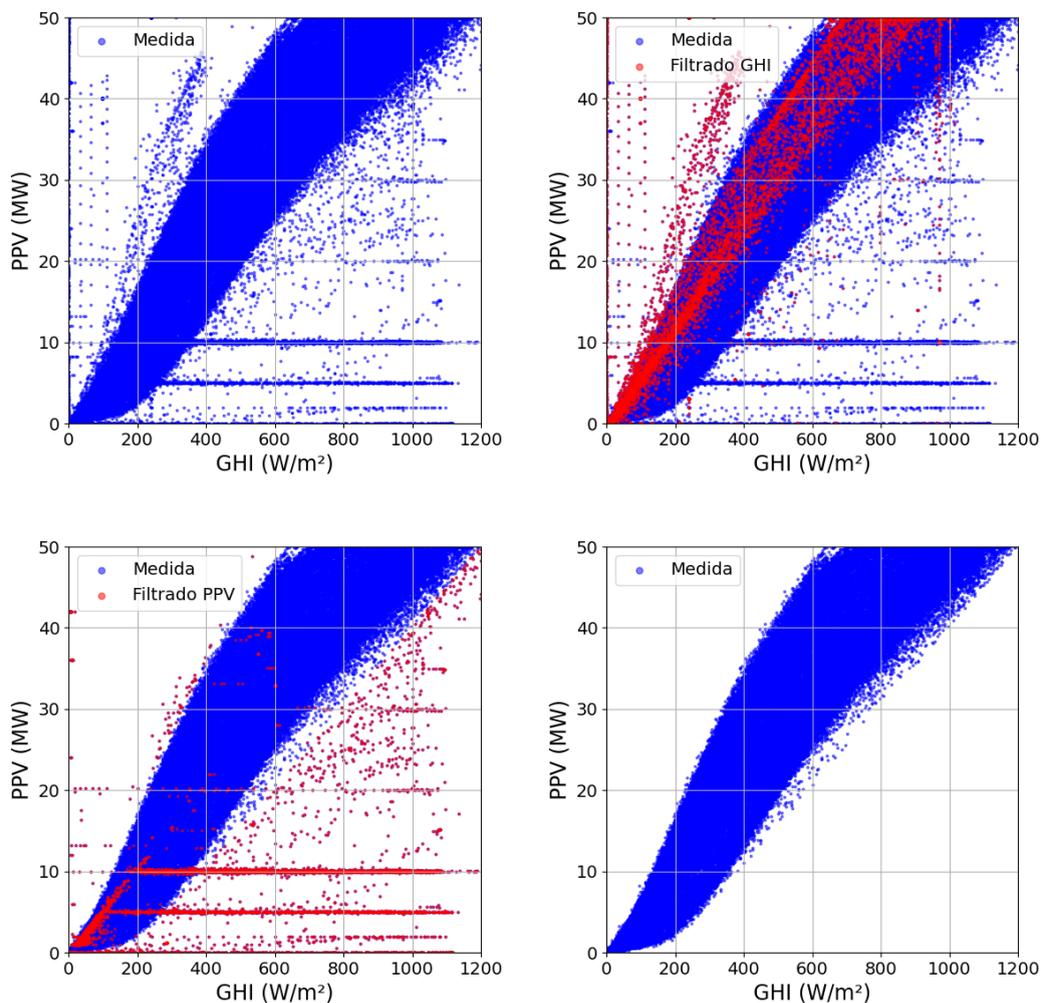


Tabla 7.8: Indicadores de desempeño para las estimaciones de PPV a escala 10-minutal.

| | MBD | rMBD | RMSD | rRMSD | Prom. ref. |
|------------------|------------|-------------|-------------|--------------|-------------------|
| | MW | % | MW | % | MW |
| PPV ₁ | ≈0 | 0.1 | 1.9 | 8.1 | 23.1 |
| PPV ₂ | ≈0 | 0.1 | 1.6 | 6.8 | 23.1 |

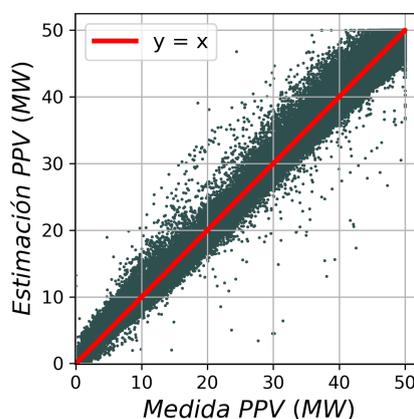
En cuanto al modelo de estimación de potencia (Ec. 5.5), la Tabla 7.9 presenta los valores de los predictores para la estimación de mejor ajuste.

Tabla 7.9: Valor de los predictores del modelo de regresión lineal multivariado para la estimación de PPV_2

| GTI | GTI² | GTI³ | GTI⁴ | α_s | α_s^2 | γ | γ^2 |
|------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------|--------------|----------|------------|
| 3.6e-2 | 4.7e-05 | -4.3e-08 | 7.4e-12 | 9.6e-2 | -1.1e-3 | 6.0e-4 | -1.2e-4 |

En primera instancia, se puede destacar que los coeficientes se achican en función del rango de variación de cada variable predictora, y cada uno tiene las unidades correspondientes para que cada término del modelo lineal tenga unidades de MW. Otros trabajos muestran un desempeño del 8-10 % ejecutando un modelo de estimación de potencia cuadrático, como se observa en Giacosa (2020). En la Figura 7.9 se muestra un gráfico de dispersión para la medida de PPV frente a su estimación.

Figura 7.9: Dispersión de la PPV medida frente a su estimación (en verde), junto a la recta $y = x$



Se observa un comportamiento aparentemente asimétrico en el gráfico de dispersión de PPV, con algunos puntos por encima y por debajo de la línea diagonal entre 20 MW y 40 MW. Para estas muestras, la potencia medida difiere ligeramente de la potencia estimada, lo que puede explicarse por las limitaciones del modelo y los efectos de la temperatura de celda o la suciedad en los módulos fotovoltaicos durante el período. Cabe destacar que, al ser el MBD aproximadamente nulo, las muestras por encima y por debajo de la diagonal se compensan en promedio, obteniendo una estimación insesgada.

7.4. Recurso solar y caracterización de la generación

La segunda parte de los resultados de este trabajo consiste en caracterizar en términos medios mensuales y anuales la radiación solar en plano horizontal, inclinado y los parámetros operacionales de la central, como es la potencia generada, el factor de capacidad y el factor de rendimiento.

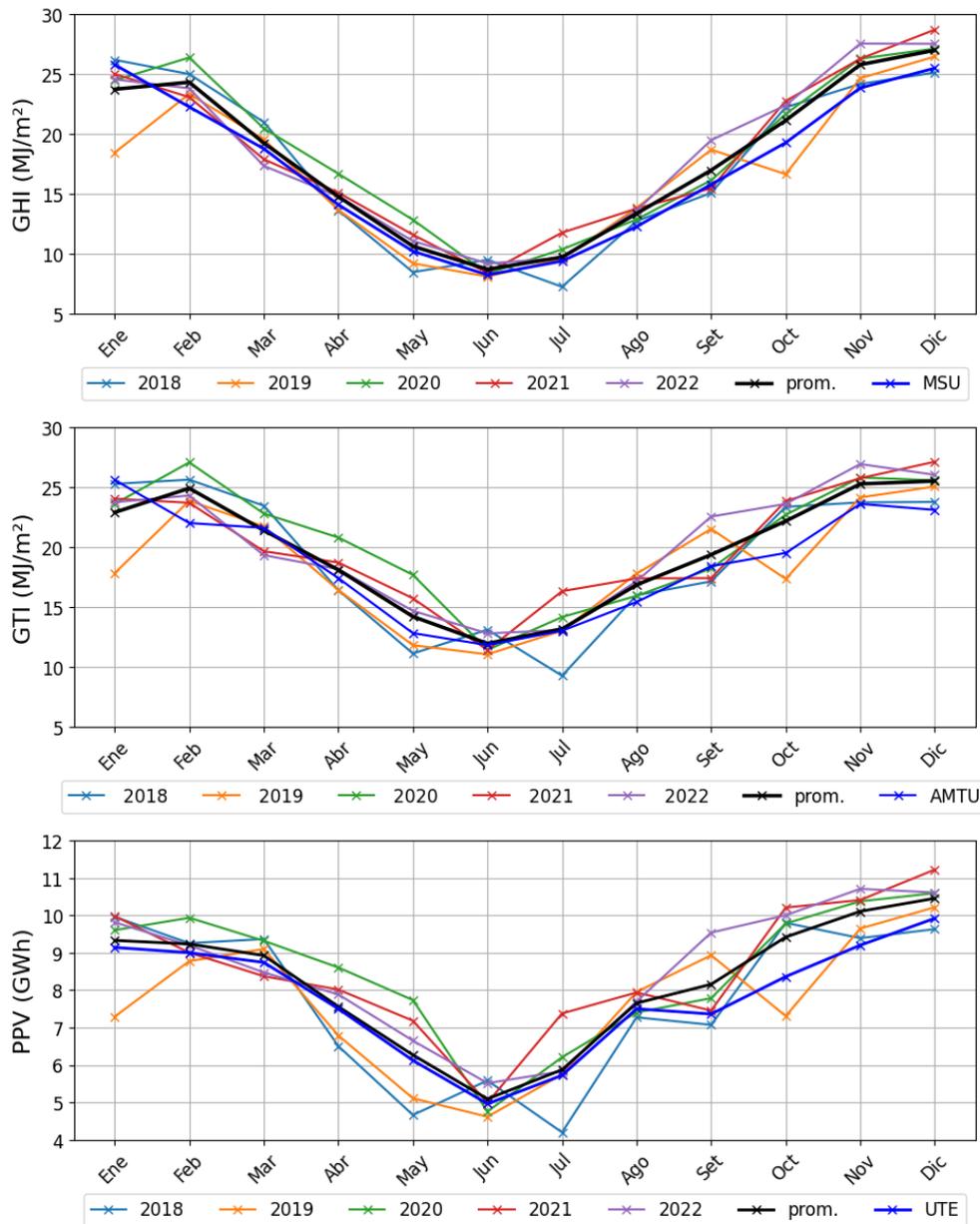
La Figura 7.10 presenta un gráfico por variable, donde se encuentran en orden GHI, GTI y PPV, respectivamente. En los tres gráficos se observan en colores los valores medios mensuales por año y el promedio de todo el período de datos (2018-2022) se representa con la línea negra. Asimismo, para cada gráfico se incluye un valor de referencia para cada mes basado en literatura (en azul), que es diferente en cada caso (Alonso-Suarez,2017;Alonso-Suárez et al.,2014).

Las medias mensuales por año se calculan a partir del conjunto de datos 10-minutales sin huecos de GHI, GTI y PPV obtenido en este trabajo. Para consultar en detalle los valores mensuales obtenidos en estas variables y de referencia, se anexa a este trabajo detalle de la información (Anexo B). Todos los gráficos de la Figura 7.10 muestran el patrón estacional esperado en la región, donde el recurso solar y la producción de energía son mayores en los meses de verano y menores en invierno. Se observa que las medias mensuales están directamente relacionadas, ya que las variaciones que presenta GHI también se aprecian en GTI y PPV. Un ejemplo de esto son los meses de enero y octubre de 2019, donde tanto en GHI, GTI como en PPV alcanzan el valor mínimo para dicho mes en los 5 años de estudio. Asimismo, en julio de 2021 se observa un valor ligeramente por encima del valor promedio del periodo estudiado para las tres variables.

El primer gráfico de la Figura 7.10, correspondiente a GHI, donde se observa que el rango de valores para el día típico de cada mes se encuentra entre 7.2 MJ/m² y 28.7 MJ/m². La serie de referencia que se presenta en línea azul para la GHI corresponde a GHI del Mapa Solar del Uruguay (MSU⁴) para la ubicación exacta de la instalación. El MSU está basado en más de 15 años de estimaciones satelitales. Existe una similitud considerable entre la serie promedio de radiación medida (en línea azul) y la estimación del MSU (en negro), mas la serie promedio relativa a este trabajo presenta valores ligeramente superiores a la estimación durante prácticamente todos los meses del año. Además, el promedio para los 5 años de datos medidos de GHI se sitúa en 17.9 MJ/m², mientras que para los 15 años de estimaciones satelitales es de 17.1 MJ/m². A partir de esta comparación, se podría inferir que el período estudiado en este trabajo corresponde a años con mayor radiación incidente (en promedio) que la media histórica que reporta el MSU. También se observa que estas diferencias son mayores en los meses de octubre, noviembre y diciembre.

⁴<http://les.edu.uy/online/msuv2/>

Figura 7.10: Promedio mensual de GHI, GTI y PPV para cada mes de los 5 años de estudio (en colores), año promedio (en negro) y serie de referencia (en azul).



El segundo gráfico de la Figura 7.10 corresponde a GTI, y reporta valores de irradiación media diaria en un rango de 9.2 MJ/m² y 27.1 MJ/m². Si bien los valores máximos de GTI son menores a los de GHI en verano, en invierno el comportamiento es opuesto. En promedio, GTI alcanza una irradiación media diaria de 19.6 MJ/m² para los 5 años, un 9.5 % superior que en plano horizontal.

Este gráfico presenta en línea azul la media mensual de GTI a 20° tomada a partir del Año Meteorológico Típico del Uruguay (AMTU) . El AMTU construye los valores medios mensuales tomando meses típicos de un total de 15 años de estimaciones satelitales en distintos puntos del país. Este trabajo utiliza como comparación los datos referidos al departamento de Salto. En el gráfico de GTI se observa una similitud significativa entre ambos promedios mensuales, aunque especialmente en los últimos meses del año la medida del recurso solar presentada por este trabajo es ligeramente superior a la reportada en el AMTU, al igual que ocurre para los valores de GHI.

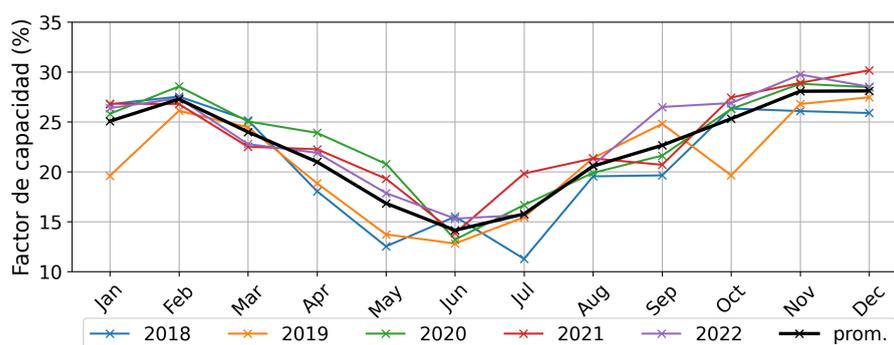
El gráfico final de la Figura 7.10 presenta la energía generada en GWh para cada mes (y promedio) del período de 2018-2022. Se observa que la generación, en términos medios, se encuentra entre 5.1 GWh en junio y 10.5 GWh en diciembre. El gráfico de potencia incluye en línea azul la potencia mensual media informada por UTE para el mismo periodo, que fue descargada del sitio web de UTE⁵. La energía reportada por UTE es inferior en los últimos meses del año con respecto a la estimación de este trabajo, lo que se puede deber a las restricciones operativas o indisponibilidades de la planta de generación. En términos totales de generación, este estudio estima una energía generada para los 5 años de 490.2 GWh, mientras que UTE reporta unos 467.6 GWh. La diferencia existente entre la generación medida y estimada es de un 4.8 % y podría estar relacionada a distintos factores: (i) este trabajo descarta un 4.5% de los datos de potencia relativos a restricciones operativas, esto hace que la energía efectivamente generada sea (en suma) inferior que la estimada en condiciones de operación sin restricciones. Por otra parte, (ii) indisponibilidad de la generación de planta por acciones de mantenimiento u otro tipo de operaciones que requiera parar el parque o alguna subparte, lo que también llevaría a una menor generación que la de condiciones ideales. Asimismo, (iii) el modelo de estimación de potencia no contempla variables como la temperatura de los módulos fotovoltaicos, el desgaste de los mismos o la suciedad en ellos, lo que podría introducir algunas imprecisiones a la estimación. Para obtener resultados más concluyentes, se debería contar con mayor cantidad de años de datos medidos y evaluar otros modelos de estimación de potencia.

En lo que se refiere al factor de capacidad de instalaciones fotovoltaicas en el Litoral Norte de Uruguay, la Figura 7.11 presenta la evolución interanual para cada mes del factor de capacidad, teniendo en cuenta la potencia nominal.

La elección de la potencia nominal frente a la instalada en paneles para calcular este indicador, es debido a que puede resultar complejo en ocasiones obtener información acerca de datos del proyecto en sí, mientras que datos de operación como la potencia contractual se pueden tomar directamente

⁵<https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei/composicion-energetica>

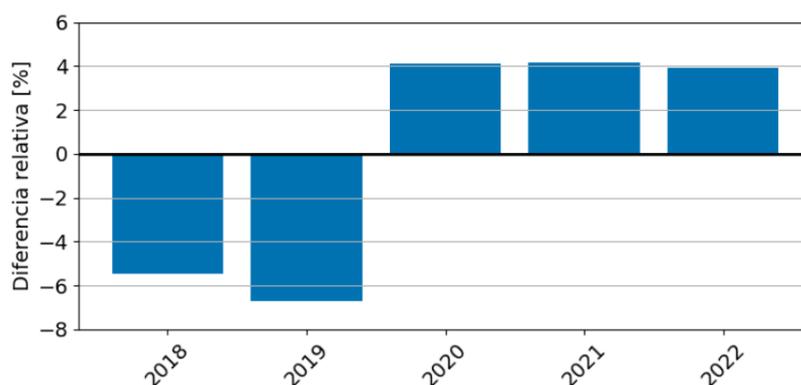
Figura 7.11: Promedio mensual del factor de capacidad (en colores) y el año promedio (en negro).



del sitio web de acceso público. También, esta definición de factor de capacidad es más útil desde el punto de vista del operador de la red. Como se puede observar en la Figura 7.11, el valor del FC también se ve afectado por la variación estacional y sigue las mismas tendencias que las otras variables. Los factores de capacidad mensual promedio varían entre 14.1 % (en junio) y 28.1 % (en diciembre), donde en diciembre de 2021, superó el 30 %. El factor de capacidad para el período de cinco años es del 22.4 %. El Mapa Solar del Uruguay (MSU) estimó un factor de capacidad del 17.2 % para una planta fotovoltaica en la misma ubicación, pero utilizando la potencia pico instalada en paneles solares, es decir, no con base en la potencia contractual. (Alonso-Suarez, 2017). Al realizar el mismo cálculo con los datos de este trabajo se obtiene un valor de 17.4 %. Aunque la similitud es notable, el MSU se basa en 17 años de estimaciones satelitales, mientras que este estudio promedia solo 5 años. Esto reafirma la idea de que para obtener una comparación concluyente, sería necesario contar con un historial más largo de operación de la planta fotovoltaica.

Las anomalías relativas anuales se muestran en la Figura 7.12 (la diferencia entre el promedio anual de cada año y su valor medio, expresado como un porcentaje del valor medio).

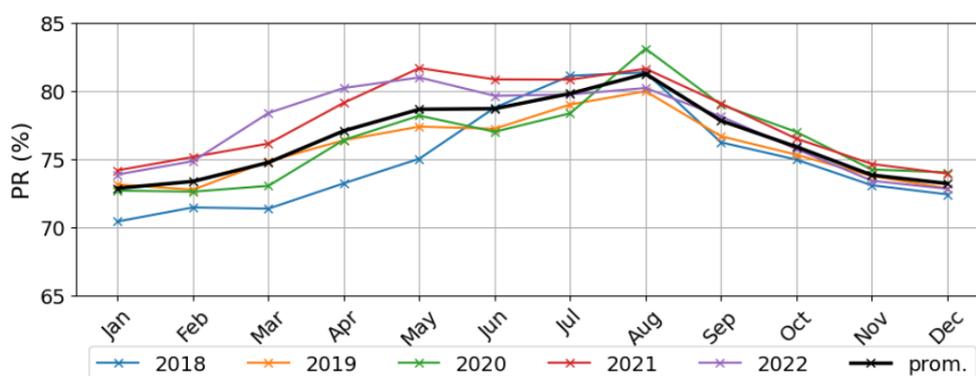
Figura 7.12: Variación interanual de la generación PV en % respecto al año medio



Las anomalías presentadas en la Figura 7.12 se encuentran entre +3.9 % y -6.7 %. Los resultados indican que la planta fotovoltaica produjo alrededor de un 6.0 % menos de energía durante 2018-2019, mientras que produjo alrededor de un 4.0 % más de energía durante 2020-2022 respecto a la media.

La Figura 7.13 presenta la evolución mensual del Factor de Rendimiento de una planta fotovoltaica entre los años 2018 y 2022.

Figura 7.13: Promedio mensual del Factor de Rendimiento (PR) en % (en colores), junto al año medio (en negro)



En la Figura 7.13 se observa una marcada estacionalidad, de la misma manera que en las otras variables estudiadas en este trabajo, aunque de manera invertida. En el gráfico se aprecian valores de PR más altos durante los meses de invierno y menores en el verano, alcanzando un PR máximo y mínimo de 83.1 % (agosto) y 70.4 % (enero). La variación interanual sugiere una mejora en la efi-

ciencia operativa en los meses de invierno; esto es producto de que el rendimiento de los módulos fotovoltaicos se reduce conforme aumenta la temperatura. Los años de mayor producción fotovoltaica fueron 2020, 2021 y 2022, en estos, se observa un mayor PR. Asimismo, en 2018 y 2019 se dió la menor producción, donde se aprecia un PR menor a la media. Se observa que los PR van aumentando con el tiempo (especialmente notable en 2019), y fueron incrementando año a año durante los primeros años de operación. Esto podría dar indicación de un proceso de aprendizaje en la mejora de la operación del parque. El Factor de Rendimiento medio para los 5 años de funcionamiento es del 76.4 %. Los cálculos son teniendo en cuenta que la potencia instalada es de 65 MW, donde si bien la radiación incidente es mayor en verano, la limitación de potencia máxima a 50 MW (por contrato) puede ser un factor que reduce el PR. A su vez, se observa una relativa estabilidad en el rendimiento de la planta a lo largo de los años, lo que es crucial para asegurar una operación eficiente y maximizar la producción de energía en la central fotovoltaica.

8. Conclusiones

Este trabajo ha permitido realizar un análisis detallado de la operación y el rendimiento de la planta fotovoltaica La Jacinta durante un período de cinco años (2018-2022), utilizando técnicas de control de calidad de datos y modelos de estimación de radiación solar y generación fotovoltaica. Se ha logrado completar series temporales de irradiancia global horizontal (GHI), irradiancia global inclinada (GTI) y potencia fotovoltaica (PPV) con una resolución de 10 minutos, lo que ha permitido una evaluación precisa del factor de capacidad y el factor de rendimiento de la planta.

Los resultados obtenidos revelan que el factor de capacidad promedio de la planta fotovoltaica fue del 22.4 %, con valores mensuales que oscilan entre el 14.1 % y el 28.1 %. Además, se ha determinado que el rendimiento del sistema varía en función de la estacionalidad, con un mejor factor de rendimiento durante los meses de invierno debido a las menores temperaturas, lo que incrementa la eficiencia de los módulos fotovoltaicos. Una de las principales contribuciones de este trabajo es la primera estimación precisa del factor de capacidad de una central fotovoltaica en Uruguay basada en mediciones in situ, lo cual es de gran valor para la planificación energética del país. Esta información no solo contribuye a la gestión de la red eléctrica nacional, sino que también proporciona información de valor para futuros proyectos de inversión en energías renovables en la región.

A partir de este trabajo, se identificaron algunas oportunidades de mejora. Por un lado, el modelo de estimación de potencia no consideró factores como la temperatura de los módulos, lo que puede introducir inexactitudes en la predicción. Por otro lado, aunque el relleno de huecos en los datos se

realizó de manera robusta, sería ideal contar con series temporales más extensas para validar aún más los resultados obtenidos. Ambos planteos dan posibilidad a trabajos futuros y optimización de la metodología.

En términos de trabajo futuro, sería oportuno explorar otras técnicas de relleno de datos faltantes y considerar el impacto de variables ambientales adicionales como la temperatura de los módulos PV en los modelos de estimación de potencia. Asimismo, el monitoreo continuo de la planta, junto con el desarrollo de herramientas más precisas para la estimación de la generación, puede contribuir a optimizar el rendimiento de este tipo de instalaciones en el país. Además, con el conjunto de datos completos y de calidad controlada generado en este estudio, se abren nuevas oportunidades para realizar análisis más detallados del comportamiento estacional e interanual de la generación fotovoltaica en Uruguay. Estos datos también podrían emplearse en el desarrollo de modelos predictivos para optimizar la predicción de potencia en tiempo real, considerando variables adicionales como las condiciones atmosféricas.

En este contexto y pensando en el proyecto de tesis, surge un particular interés en relevar las condiciones de operación de centrales fotovoltaicas con seguimiento solar Norte-Sur en Uruguay. Actualmente, existen dos centrales de este tipo en el país, ubicadas en el departamento de Salto, que en conjunto aportan 67 MW de potencia nominal a la red eléctrica. Como trabajo de tesis, se apunta a trabajar con estas centrales para procesar los datos de funcionamiento y aportar información valiosa sobre su operación en Uruguay. Así como en este trabajo, se continuará en la búsqueda de estrechar lazos académicos entre el Laboratorio Solar de UTEC (LSU) y el Laboratorio de Energía Solar (LES, Udelar).

Referencias

- Abal, G. (2020). *Fundamentos de Energía Solar: Radiación Solar*. Instituto de Física, Facultad de Ingeniería, UdelaR.
- Abal, G., Aicardi, D., Alonso Suárez, R., and Laguarda, A. (2017). Performance of empirical models for diffuse fraction in uruguay. *Solar Energy*, 141:166–181.
- Administrador del Mercado Eléctrico (2022). <https://adme.com.uy/datosabiertos.html>.
- Agency, I. R. E. (2024). Renewable capacity statistics 2024. Consulted: August 2024.
- Alonso-Suarez, R. (2017). *Estimación del recurso solar en Uruguay mediante imágenes satelitales*. PhD thesis, Universidad de la República, Facultad de Ingeniería. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12008/20200>.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., and Muse, P. (2014). Satellite-derived solar irradiation map for uruguay. *Energy Procedia*, 57:1237–1246.
- Alonso-Suárez, R., Abal, G., Siri, R., and Musé, P. (2012). Brightness-dependent tarpley model for global solar radiation estimation using goes satellite images: application to uruguay. *Solar Energy*, 86(11):3205–3215.
- Casaravilla, G. and Caporale, X. (2023). Peg34: Planificación de la expansión de la generación decenal 2025-2034 de uruguay. *Reportes Técnicos del Grupo de Energía - GEE*, 4(9):1–12.
- DNE (2023). Balance energético nacional 2023. Technical report, Dirección Nacional de Energía, Ministerio de Industria, Energía y Minería.
- Duffie, J. A. and Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, New York, 2nd edition.
- Giacosa, G. (2020). Pronóstico de energía solar a partir de imágenes satelitales. Master's thesis, Universidad de la República, Facultad de Ingeniería. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12008/28330>.
- IEC61724 (2021). IEC 61724: Photovoltaic system performance monitoring – guidelines for measurement, data exchange and analysis.
- International Renewable Energy Agency (2022). *World energy transitions: Outlook 2022, 1.5°C Pathway*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Inti Piccioli, e. a. (2018). Modelado de la irradiancia solar sobre superficies inclinadas: Impacto de la separación directa-difusa en los modelos de transposición. Master's thesis, Universidad de la República, Facultad de Ingeniería. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12008/21609>.

Iqbal, M. (1983). Chapter 4 - extraterrestrial solar irradiation. In *An Introduction to Solar Radiation*, pages 59–84. Academic Press.

Iturbide, P., Orsi, X., Denegri, M. J., Fioretti, S., Ruiz, P., Luza, S., Stern, V., Alonso-Suárez, R., and Ronchetti, F. (2023). Modelos de machine learning para estimar la radiación solar horizontal en la pampa húmeda con información satelital multiescala. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*.

Laboratorio de Energía Solar, UdelaR (2023). Red de medida. Recuperado de <http://les.edu.uy/rm-cis/>.

Laguarda, A. (2021). *Modelado de la irradiancia solar sobre la superficie terrestre: Modelos físicos e híbridos utilizando información satelital sobre la Pampa Húmeda*. PhD thesis, Universidad de la República, Facultad de Ingeniería. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12008/28319>.

Laguarda, A., Alonso-Suárez, R., and Abal, G. (2023). Improved estimation of hourly direct normal solar irradiation (dni) using geostationary satellite visible channel images over moderate albedo areas. *Solar Energy*, 259:30–40.

Laguarda, A., Giacosa, G., Alonso-Suárez, R., and Abal, G. (2020a). Performance of the site-adapted cams database and locally adjusted cloud index models for estimating global solar horizontal irradiation over the pampa húmeda. *Solar Energy*, 199:295–307.

Laguarda, A., Giacosa, G., Alonso-Suárez, R., and Abal, G. (2020b). Performance of the site-adapted cams database and locally adjusted cloud index models for estimating global solar horizontal irradiation over the pampa húmeda. *Solar Energy*, 199:295–307.

Laguarda, A., Iturbide, P., Orsi, X., Denegri, M. J., Luza, S., Burgos, B. L., Stern, V., and Alonso-Suárez, R. (2021). Validación de modelos satelitales heliosat-4 y cim-esra para la estimación de irradiancia solar en la pampa húmeda. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 48:1–9.

Lefèvre, M., Oumbe, A., Blanc, P., Espinar, B., Gschwind, B., Qu, Z., Wald, L., Schroedter-Homscheidt, M., Hoyer-Klick, C., Arola, A., Benedetti, A., Kaiser, J. W., and Morcrette, J.-J. (2013). McClear: a new model estimating downwelling solar radiation at ground level in clear-sky conditions. *Atmospheric Measurement Techniques*, 6:2403–2418.

Long, C. and Shi, Y. (2008). An automated quality assessment and control algorithm for surface radiation measurements. *The Open Atmospheric Science Journal*, 2:23–37.

Rehermann, S., de Medeiros, J. V. F. F., Teixeira-Branco, V., and Alonso-Suárez, R. (2024). Accurate estimation of solar pv power plant capacity factors in uruguay through detailed quality control and satellite gap filling. Instituto Tecnológico Regional Centro-Sur (ITR), Centro de Energías Renováveis (CER), Laboratorio de Energía Solar (LES).

Ruiz-Arias, J., Alsamamra, H., Tovar-Pescador, J., and Pozo-Vázquez, D. (2010). Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions. *Energy Conversion and Management*, 51(5):881–893.

Anexos

A. Filtrado de potencia

En este anexo se encuentran detalles del filtrado de potencia en base a los filtros basados en literatura y visuales para PPV. La Figura A.1 presenta dos gráficos de dos días consecutivos en cada caso, en los cuales se aplican todos los filtros automáticos (F9–F12). Se presenta en línea azul la serie de potencia medida (PPV) junto al coseno del ángulo cenital en línea verde ($\cos(\theta_z)$) y en colores los filtros automáticos aplicados en PPV.

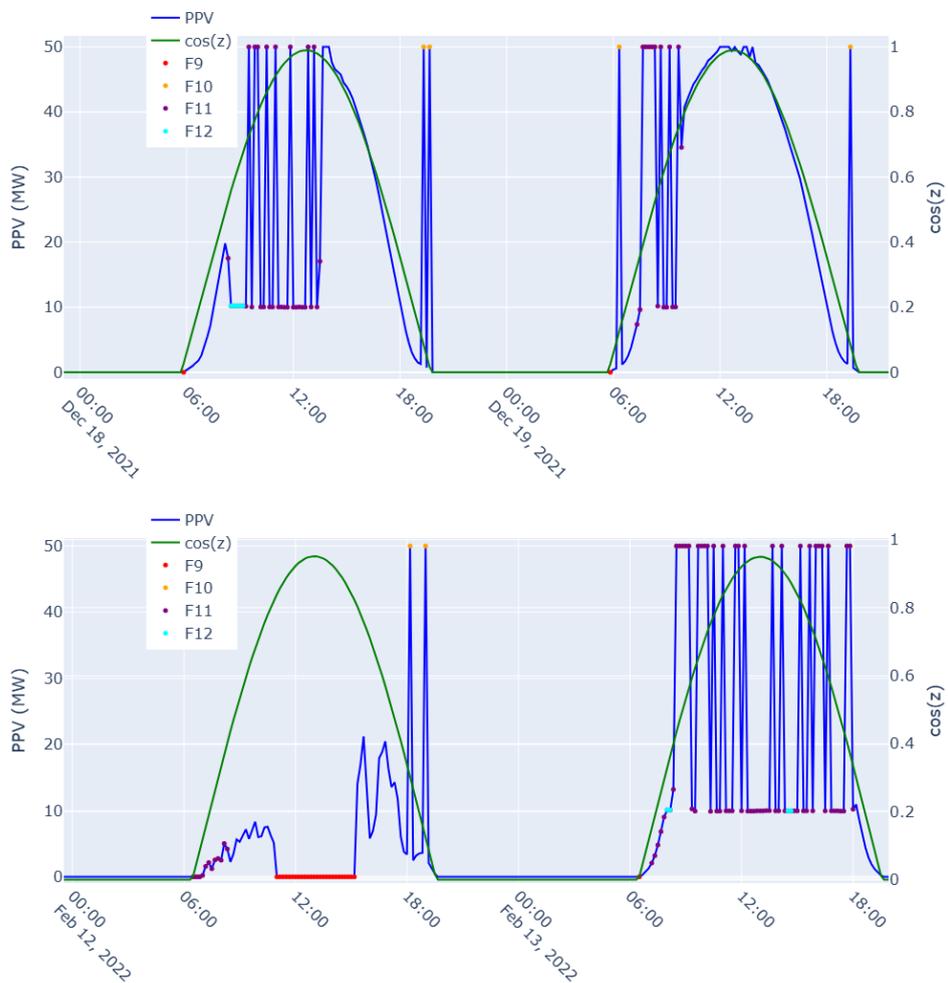


Figura A.1: Filtrado de potencia debido a filtros automáticos

En los gráficos de la Figura A.1, se presentan los días 18–19 de diciembre de 2021 y 12–13 de febrero de 2022. En los períodos seleccionados, se observa la actuación de los distintos filtros en colores: En rojo se observa que ya ha comenzado el día ($\cos(\theta_z) > 0$) y no hay generación de energía (F9); en naranja se puede comprobar que hubo picos máximos de potencia generada en momentos donde la altura solar no era suficiente, es decir, $\cos(\theta_z) < 0.6$ (F10); hubo restricciones operativas, que son filtradas, en violeta (F11) ; existen períodos donde la PPV se mantiene constante (en celeste), lo cual es poco probable debido a la variabilidad del recurso solar y se filtran (F12). Por otra parte, la Figura A.2 presenta un ejemplo de filtrado visual para la serie de PPV para octubre de 2021. En línea azul se observa la serie de PPV, en verde el valor de $\cos(\theta_z)$ y con marcador y línea roja los datos filtrados por el F13. El principal motivo por el cual se removieron estas muestras es que luego del filtrado automático (F9–F12) restan muy pocos datos de la PPV para cada día. Esto podría indicar que estos datos también están afectados y no fueron detectados por los filtros automáticos. Para mayor rigurosidad en el control de calidad de los datos, se decide remover dichas muestras (F13).

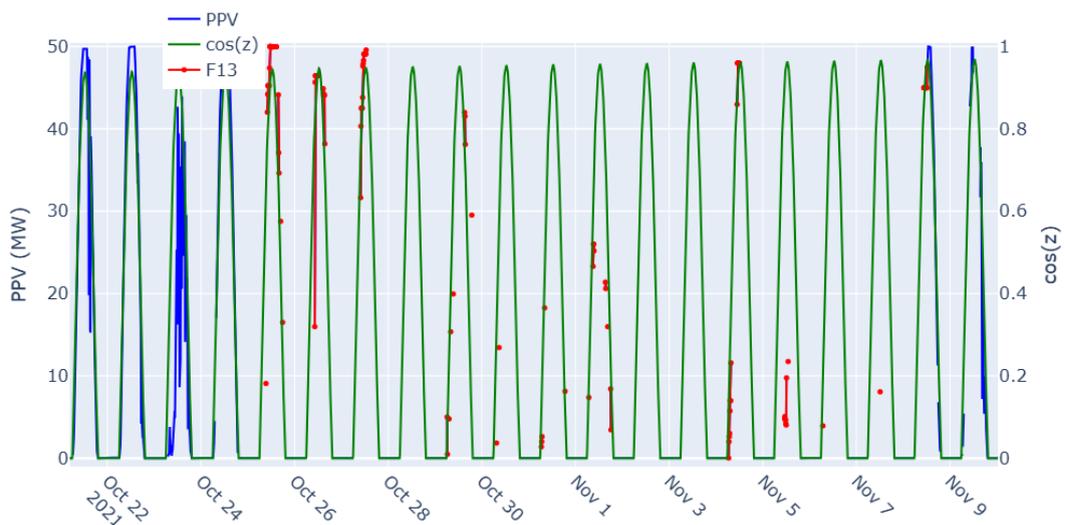


Figura A.2: Filtrado de potencia debido a filtro visual

B. Promedios mensuales

En este Anexo se detallan los resultados obtenidos en los gráficos de la Figura 7.10 para la irradiancia solar en plano horizontal e inclinado (GHI y GTI), así como para la potencia generada (PPV), los datos de referencia de UTE y los factores de capacidad y rendimiento (FC y PR).

Tabla B.1: Día medio de cada mes en GHI (MJ/m²). Promedios mensuales y anuales, comparación con el MSU.

| GHI (MJ/m ²) | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. |
|--------------------------|------|------|------|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|-------|
| 2018 | 26.2 | 25.0 | 21.0 | 13.6 | 8.4 | 9.5 | 7.2 | 12.7 | 15.1 | 22.2 | 24.2 | 25.1 | 17.5 |
| 2019 | 18.4 | 23.3 | 19.5 | 13.6 | 9.2 | 8.1 | 9.5 | 13.8 | 18.7 | 16.6 | 24.6 | 26.5 | 16.8 |
| 2020 | 24.5 | 26.4 | 20.5 | 16.7 | 12.8 | 8.3 | 10.3 | 12.8 | 16.1 | 21.6 | 26.3 | 27.1 | 18.6 |
| 2021 | 25.0 | 23.1 | 17.9 | 15.1 | 11.6 | 8.4 | 11.7 | 13.8 | 15.4 | 22.7 | 26.3 | 28.7 | 18.3 |
| 2022 | 24.5 | 23.8 | 17.3 | 14.8 | 11.0 | 9.2 | 9.6 | 13.6 | 19.5 | 22.4 | 27.5 | 27.5 | 18.4 |
| Prom. | 23.7 | 24.3 | 19.2 | 14.8 | 10.6 | 8.7 | 9.7 | 13.3 | 17.0 | 21.1 | 25.8 | 27.0 | 17.9 |
| MSU | 25.8 | 22.2 | 18.8 | 14.1 | 10.2 | 8.2 | 9.4 | 12.2 | 15.8 | 19.6 | 23.8 | 25.5 | 17.1 |

Tabla B.2: Día medio de cada mes en GTI (MJ/m²). Promedios mensuales y anuales, comparación con el AMTU (GTI a 20°).

| GTI (MJ/m ²) | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 2018 | 25.3 | 25.6 | 23.4 | 16.4 | 11.1 | 13.1 | 9.2 | 16.0 | 17.1 | 23.4 | 23.7 | 23.8 | 19.0 |
| 2019 | 17.8 | 23.9 | 21.7 | 16.4 | 11.8 | 11.0 | 13.0 | 17.8 | 21.5 | 17.3 | 24.1 | 25.1 | 18.5 |
| 2020 | 23.6 | 26.1 | 22.8 | 20.8 | 17.7 | 11.4 | 14.1 | 15.9 | 18.2 | 22.7 | 25.8 | 25.6 | 20.4 |
| 2021 | 24.0 | 23.7 | 19.6 | 18.7 | 15.7 | 11.4 | 16.3 | 17.4 | 17.4 | 23.8 | 25.7 | 27.1 | 20.1 |
| 2022 | 23.7 | 24.3 | 19.3 | 18.1 | 14.7 | 12.8 | 13.1 | 17.1 | 22.5 | 23.6 | 26.9 | 26.0 | 20.2 |
| Prom. | 22.9 | 24.7 | 21.4 | 18.1 | 14.2 | 11.9 | 13.2 | 16.8 | 19.4 | 22.2 | 25.3 | 25.5 | 19.6 |
| AMTU | 25.6 | 22.0 | 21.6 | 17.4 | 12.8 | 11.8 | 13.0 | 15.4 | 18.4 | 19.5 | 23.6 | 23.1 | 18.7 |

Tabla B.3: Datos de generación mensual y promedios mensual y anual, estimados por este trabajo para la central PV La Jacinta.

| PPV (GWh) | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. |
|-----------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-------|
| 2018 | 10.0 | 9.3 | 9.4 | 6.5 | 4.7 | 5.6 | 4.2 | 7.3 | 7.1 | 9.8 | 9.4 | 9.6 | 7.7 |
| 2019 | 7.3 | 8.8 | 9.1 | 6.8 | 5.1 | 4.6 | 5.7 | 8.0 | 8.9 | 7.3 | 9.6 | 10.2 | 7.6 |
| 2020 | 9.6 | 9.9 | 9.3 | 8.6 | 7.7 | 4.8 | 6.2 | 7.4 | 7.8 | 9.8 | 10.4 | 10.6 | 8.5 |
| 2021 | 10.0 | 9.0 | 8.4 | 8.0 | 7.2 | 5.0 | 7.4 | 7.9 | 7.5 | 10.2 | 10.4 | 11.2 | 8.5 |
| 2022 | 9.8 | 9.2 | 8.5 | 7.9 | 6.6 | 5.5 | 5.8 | 7.7 | 9.5 | 10.0 | 10.7 | 10.6 | 8.5 |
| Prom. | 9.3 | 9.2 | 8.9 | 7.6 | 6.3 | 5.1 | 5.9 | 7.7 | 8.2 | 9.4 | 10.1 | 10.5 | 8.2 |

Tabla B.4: Detalle de datos mensuales de energía de UTE para La Jacinta.

| PPV (GWh) | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|-------|
| 2018 | 9.8 | 8.7 | 8.7 | 6.3 | 4.2 | 5.4 | 4.1 | 6.9 | 6.1 | 7.0 | 7.1 | 7.8 | 6.8 |
| 2019 | 7.1 | 8.7 | 9.1 | 6.8 | 4.9 | 4.3 | 5.6 | 7.6 | 6.8 | 5.5 | 9.1 | 9.9 | 7.1 |
| 2020 | 9.6 | 9.9 | 9.3 | 8.6 | 7.7 | 4.7 | 5.9 | 7.4 | 7.7 | 9.7 | 9.9 | 10.5 | 8.4 |
| 2021 | 9.7 | 9.0 | 8.3 | 8.0 | 7.2 | 4.9 | 7.3 | 7.9 | 6.7 | 10.2 | 9.9 | 10.9 | 8.3 |
| 2022 | 9.5 | 8.7 | 8.3 | 7.8 | 6.6 | 5.5 | 5.7 | 7.7 | 9.5 | 9.4 | 10.0 | 10.5 | 8.3 |
| Prom. | 9.1 | 9.0 | 8.7 | 7.5 | 6.1 | 5.0 | 5.7 | 7.5 | 7.4 | 8.4 | 9.2 | 9.9 | 7.8 |

Tabla B.5: Factor de capacidad mensual y promedios mensual y anual a partir de la potencia medida y la potencia nominal de la central.

| FC (%) | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 2018 | 26.8 | 27.5 | 25.2 | 18.1 | 12.6 | 15.5 | 11.3 | 19.5 | 19.8 | 26.3 | 26.0 | 25.9 | 21.2 |
| 2019 | 19.6 | 26.1 | 24.5 | 18.8 | 13.7 | 12.8 | 15.5 | 21.4 | 24.8 | 19.6 | 26.8 | 27.5 | 20.9 |
| 2020 | 25.8 | 28.5 | 25.1 | 23.9 | 20.8 | 13.2 | 16.7 | 19.9 | 21.6 | 26.2 | 28.8 | 28.5 | 23.3 |
| 2021 | 26.8 | 26.8 | 22.5 | 22.3 | 19.3 | 13.9 | 19.8 | 21.3 | 20.7 | 27.5 | 29.0 | 30.2 | 23.3 |
| 2022 | 26.4 | 27.4 | 22.8 | 21.9 | 17.9 | 15.3 | 15.7 | 20.7 | 26.5 | 26.9 | 29.7 | 28.5 | 23.3 |
| Prom. | 25.1 | 27.3 | 24.0 | 21.0 | 16.8 | 14.1 | 15.8 | 20.6 | 22.7 | 25.3 | 28.1 | 28.1 | 22.4 |

Tabla B.6: Datos mensuales de PR (%) y promedios mensual y anual, con base en datos medidos de PPV

| PR (%) | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Prom. |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| 2018 | 70.4 | 71.4 | 71.4 | 73.2 | 75.0 | 78.8 | 81.1 | 81.4 | 76.2 | 74.9 | 73.1 | 72.4 | 74.9 |
| 2019 | 73.1 | 72.7 | 74.8 | 76.4 | 77.4 | 77.2 | 79.0 | 80.0 | 76.7 | 75.3 | 73.7 | 72.8 | 75.8 |
| 2020 | 72.7 | 72.6 | 73.0 | 76.4 | 78.2 | 77.0 | 78.3 | 83.1 | 79.0 | 77.0 | 74.2 | 74.0 | 76.3 |
| 2021 | 74.2 | 75.1 | 76.1 | 79.1 | 81.7 | 80.8 | 80.8 | 81.6 | 79.1 | 76.5 | 74.6 | 73.9 | 77.8 |
| 2022 | 73.9 | 74.8 | 78.4 | 80.2 | 81.0 | 79.6 | 79.7 | 80.2 | 78.1 | 75.7 | 73.4 | 72.8 | 77.3 |
| Prom. | 72.8 | 73.4 | 74.7 | 77.1 | 78.6 | 78.7 | 79.8 | 81.2 | 77.8 | 75.9 | 73.8 | 73.2 | 76.4 |