



Comparación del desempeño de parques solares en el noroeste de Uruguay con base en datos operativos.

Nombres y Apellidos	Sandino Rehermann Cabrera		
C.I.	5.397.574-5		
ITR	Centro Sur	Sede	Durazno
Carrera	Ingeniería en Energías Renovables		
Trabajo Final	Grado		
Correo electrónico	sandino.rehermann@estudiantes.utec.edu.uy		
Docente/s tutor/es	Mgter. Vívian Teixeira-Branco, Dr. Rodrigo Alonso-Suárez		
Fecha de presentación	4 de octubre de 2026		

Resumen

La operación de una central fotovoltaica (PV) requiere el registro continuo de datos meteorológicos, de generación y de monitoreo eléctrico. Estos datos son insumos esenciales para la operación, la detección de fallas, el mantenimiento, la evaluación de desempeño y la verificación de contratos. Las series de irradiancia medida en planta son valiosas para el seguimiento operativo y la estimación de la generación, pero suelen presentar problemas de calidad y completitud asociados con fallas de equipos y problemas de comunicación, que requieren un control de calidad previo para detectar y remediar anomalías.

Este trabajo construye series temporales completas y de calidad controlada de irradiancia solar y generación PV, en resolución 10-minutal para el período 2018–2024, en dos plantas de Uruguay con diferente diseño e igual potencia nominal. Las centrales seleccionadas son La Jacinta (módulos fijos) y El Naranjal (seguimiento de un eje norte-sur), ambas de 50 MW y a menos de 20 km entre sí en el litoral norte, lo que permite comparar ambos diseños bajo condiciones de recurso solar equivalentes, mediante estimaciones satelitales de irradiancia, transposición al plano del módulo, modelado de potencia y relleno de huecos adaptados a la región.

Los resultados caracterizan el recurso solar, la generación PV y su variabilidad mensual e interanual para los 7 años completos. El Naranjal alcanza un factor de capacidad de 23,9 % y un factor de rendimiento de 79,3 %, superiores a los de La Jacinta, que alcanza 22,0 % y 77,2 %. Dado que las plantas difieren en su sobredimensionamiento DC/AC, estas diferencias reflejan el efecto conjunto de decisiones de diseño y no únicamente el seguimiento. El estudio constituye la primera evaluación rigurosa del desempeño de centrales de gran porte con y sin seguimiento solar en Uruguay, basada en datos operativos y modelos adaptados al territorio, y aporta una referencia empírica para la planificación de la red e inversiones futuras.

Palabras clave

PV; factor de capacidad; seguimiento solar; control de calidad de datos; irradiancia satelital.

Abstract

Photovoltaic (PV) plant operation requires the continuous recording of meteorological, generation, and electrical monitoring data. These data are essential inputs for design, operation, fault detection, maintenance, performance evaluation, and contract verification. On-site irradiance time series are valuable for operational monitoring and generation estimation, but often present quality and completeness issues associated with equipment failures and sensor unavailability, requiring prior quality control to detect and correct anomalies.

This work builds complete, quality-controlled time series of solar irradiance and PV generation, at 10-minute resolution for the 2018–2024 period, at two power plants in Uruguay with different designs and equal nominal capacity: La Jacinta (fixed-tilt modules) and El Naranjal (north-south single-axis tracking), both rated at 50 MW and located less than 20 km apart on the country's northern coast, which allows comparing both technologies under equivalent solar resource conditions, through satellite irradiance estimates, plane-of-array transposition, power modeling, and gap-filling adapted to the study region.

The results characterize the solar resource, PV generation, and their monthly and inter-annual variability over the full 7-year period. El Naranjal reaches a capacity factor of 23.9 % and a performance ratio of 79.3 %, both higher than La Jacinta's 22.0 % and 77.2 %. Since the plants also differ in DC/AC oversizing, these differences reflect the combined effect of design decisions and not tracking alone. The study constitutes the first rigorous performance assessment of large-scale plants with and without solar tracking in Uruguay, based on operational data and models adapted to the local territory, and provides an empirical reference for grid planning and future investments.

Keywords

PV; capacity factor; solar tracking; data quality control; satellite irradiance.

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

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia y a mis amigos, que con su aliento y su cariño han hecho este camino más ameno y cálido.

Agradezco especialmente a mis tutores, Vívian y Rodrigo, por su dedicación, su confianza y su apoyo incansable a lo largo de estos años, sin los cuales este trabajo sería impensable.

A la UTEC y al equipo de la carrera de Ingeniería en Energías Renovables, que han dejado en mí una huella que siempre recordaré.

Índice

1	Introducción	1
2	Objetivos	4
2.1	Objetivo general	4
2.2	Objetivos específicos	4
3	Justificación	5
4	Hipótesis	6
5	Marco teórico	7
5.1	Recurso solar	7
5.1.1	Geometría solar	7
5.1.2	La irradiancia solar	9
5.1.3	Separación y transposición de la irradiancia solar	10
5.2	Los sistemas solares fotovoltaicos	12
5.2.1	Clasificación de centrales según el tipo de montaje	12
5.2.2	Algoritmos de seguimiento: seguimiento ideal y backtracking . . .	13
5.2.3	Parámetros de planta	15
5.2.4	Modelado de generación fotovoltaica	16
5.2.5	Generación de energía solar en Uruguay	17
5.3	Estimaciones satelitales del recurso solar	18
6	Metodología	20
6.1	Base de información	20
6.1.1	Datos medidos	20
6.1.2	Datos satelitales	21
6.2	Control de calidad de las series temporales medidas	22
6.2.1	Criterios físicos y de consistencia	22
6.2.2	Criterios aplicados a la inspección visual	25
6.3	Modelado de las series y evaluación de las estimaciones	26
6.3.1	Estimación y modelado de irradiancia en plano horizontal	26
6.3.2	Estimación y modelado de irradiancia en el plano del generador PV	28
6.3.3	Estimación y modelado de la potencia PV	29

6.3.4	Indicadores de desempeño	30
6.4	Construcción de series temporales completas	31
6.4.1	Relleno de datos faltantes	31
6.4.2	Construcción de totales	32
6.4.3	Parámetros de planta	32
7	Resultados	33
7.1	Irradiancia global horizontal	33
7.1.1	Control de calidad de G_h^{med}	33
7.1.2	Desempeño de estimaciones satelitales	37
7.1.3	Composición de la G_h	39
7.2	Irradiancia en el plano del generador	41
7.2.1	Control de calidad de G_t^{med}	41
7.2.2	Desempeño de estimaciones en La Jacinta	43
7.2.3	Desempeño de estimaciones en El Naranjal	44
7.2.4	Composición de la G_t	47
7.3	Potencia fotovoltaica	48
7.3.1	Control de calidad de P_{ac}^{med}	49
7.3.2	Desempeño del modelo de potencia	49
7.3.3	Composición de la P_{ac}	52
7.4	Caracterización del recurso solar y generación	54
7.5	Parámetros de planta	60
8	Conclusiones	67
	Referencias	I
A	Detalles de filtrado	VII
B	Promedios mensuales	XII

Lista de tablas

1	Centrales fotovoltaicas de gran porte en Uruguay.	18
2	Características de las centrales fotovoltaicas en estudio.	21
3	Número (y %) de muestras diurnas filtradas en G_h	34
4	Número (y %) de muestras del filtro F4 recuperables	36
5	Indicadores de desempeño de las estimaciones satelitales de G_h	38
6	Composición de la serie diurna de G_h por central para el período 2018–2024.	41
7	Número (y %) de muestras diurnas filtradas en G_t	42
8	Desempeño de la G_t estimada para La Jacinta	43
9	Parámetros considerados para el modelado del seguidor de El Naranjal.	45
10	Desempeño de la G_t estimada para El Naranjal	47
11	Composición de la serie diurna de G_t por central para el período 2018–2024	47
12	Número de muestras (y %) filtradas en P_{ac}^{med} , Jacinta y Naranjal.	49
13	Coeficientes del modelo de potencia	50
14	Desempeño del modelo de potencia según entrada y término térmico	52
15	Composición de la serie diurna de P_{ac} completa	53
16	Tramos restaurables de G_h en La Jacinta	X
17	Tramos restaurables de G_h en El Naranjal	X
18	Día medio mensual de G_h y comparación con MSU. La Jacinta	XII
19	Día medio mensual de G_t y comparación con AMTU (20°). La Jacinta	XIII
20	Energía mensual de P_{ac} (GWh). La Jacinta	XIII
21	Factor de capacidad mensual (%) La Jacinta	XIII
22	Factor de rendimiento mensual (%) La Jacinta	XIV
23	Día medio mensual de G_h y comparación con MSU. El Naranjal	XIV
24	Día medio mensual de G_t y comparación con AMTU (est.). El Naranjal	XIV
25	Energía mensual de P_{ac} (GWh). El Naranjal	XV
26	Factor de capacidad mensual (%) El Naranjal	XV
27	Factor de rendimiento mensual (%) El Naranjal	XV

Lista de figuras

1	Posición aparente del Sol y ángulos de una superficie arbitraria	8
2	Configuraciones de montaje de los módulos fotovoltaicos	12
3	Interpretación del GCR y ángulo de rotación de un seguidor: seguimiento ideal vs. backtracking	14
4	Ubicación de las centrales en estudio.	21
5	Ejemplo de corrección de tramo	26
6	Esquema de validación cruzada	27
8	Dispersión y evolución temporal de intervalos restaurables del Filtro F4 en G_h	37
9	Dispersión de G_h^{med} frente a $G_h^{sat,LES}$	39
10	Composición anual y total de la serie G_h completa	40
11	Evolución temporal de G_h completa para 2018–2024	41
12	Evolución temporal de G_t previo al control de calidad	42
13	Dispersión de G_t medida frente a su estimación	43
14	Desempeño de $G_{t,s}^{est}$ según el valor de GCR para El Naranjal	44
15	Seguimiento ideal y backtracking, junto a un mapa de error MBD	46
16	Dispersión de G_t medida frente a su estimación	47
17	Composición anual y total de la serie G_t para cada central	48
18	Efecto del coeficiente térmico la estimación de potencia.	51
19	Composición anual y total de la serie P_{ac} para cada central	53
20	Promedio mensual de G_h , G_t y P_{ac} por año	55
21	Año medio mensual de P_{ac} para ambas centrales	58
22	Potencia media 10-minutal por hora y mes	58
23	Energía mensual posible frente a despachada y diferencia mensual media	59
24	Variación interanual de la generación PV	60
25	Promedio mensual del factor de capacidad por año y año medio	61
26	Factor de capacidad: año medio mensual y pares mes–año de ambas centrales	62
27	Rendimiento específico final anual (Y_f) por central para el período 2018–2024.	63
28	Promedio mensual del rendimiento específico final (Y_f) por central.	64
29	Promedio mensual del factor de rendimiento por año y año medio	65
30	Promedio mensual del año medio del PR y dispersión mensual	66
31	Filtrado de potencia debido a filtros automáticos	VIII
32	Filtrado de potencia debido a filtro visual	IX

33	Corrección de G_h por tramo en La Jacinta	XI
34	Corrección de G_h por tramo en El Naranjal	XII

Simbología

G_{sc} Constante solar ($\approx 1361 \text{ W/m}^2$) [W/m^2].

G_{0h} Irradiancia extraterrestre sobre plano horizontal [W/m^2].

G_h Irradiancia global horizontal [W/m^2].

G_t Irradiancia en el plano inclinado; $G_{t,f}$ en el plano fijo y $G_{t,s}$ en el de seguimiento [W/m^2].

X^{med} , X^{est} indican el origen del dato: medido (med), estimado (est). Cuando hay más de una estimación, se suplanta por la cadena de estimación como superíndice; por ejemplo $G_t^{G_h, \text{est}}$ es la irradiancia en el plano del generador transpuesta a partir de G_h^{est} .

k_t , k_c Índice de claridad, Índice de cielo claro del modelo McClellan.

P_{ac} Potencia fotovoltaica medida inyectada a la red [MW].

T , T_{cel} Temperatura ambiente y temperatura de celda, respectivamente [$^{\circ}\text{C}$].

Y_r , Y_f Rendimiento de referencia y final, respectivamente [h; kWh/kWp].

PR Factor de rendimiento, *performance ratio* [%].

FC Factor de capacidad [%].

1 Introducción

La demanda de energía a nivel global se encuentra en constante expansión y es impulsada por, entre otros, la electrificación progresiva de sectores históricamente dependientes de combustibles fósiles. Suministrar esta energía de manera sostenible y compatible con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero constituye uno de los desafíos centrales de nuestro tiempo. En este contexto, las energías renovables ocupan un rol protagónico en la transición energética global: según el escenario de 1,5°C de IRENA, que plantea una descarbonización compatible con el Acuerdo de París mediante la electrificación acelerada de la demanda y la expansión de la capacidad renovable instalada, el 91 % del suministro eléctrico mundial debería provenir de fuentes renovables hacia 2050 (IRENA, 2024). Entre ellas, la energía solar fotovoltaica (PV) se destaca por su crecimiento acelerado: la capacidad instalada a nivel mundial pasó de unos 40 GW en 2010 a 2392 GW al cierre de 2025 (IRENA, 2026), lo que la consolida como la tecnología de generación de mayor expansión en la historia reciente.

Uruguay ha mantenido en los últimos años una elevada participación renovable en su matriz eléctrica, que alcanzó el 99 % de la generación en 2024 (MIEM/DNE, 2025). El país avanza ahora hacia una nueva transición energética, orientada a la descarbonización del transporte, la industria y la producción de materias primas, escenario en el que diversos estudios anticipan un rol fundamental para la energía solar fotovoltaica en la expansión de la capacidad de generación (MIEM, 2024; Casaravilla and Caporale, 2023). Actualmente, la potencia fotovoltaica instalada en el país asciende a 336 MW, incluyendo generación centralizada y distribuida, cerca del 6 % de la capacidad de generación total (MIEM/DNE, 2025). En los próximos años se planifica expandir en forma significativa el parque de generación solar: el plan indicativo de expansión prevé la incorporación de entre 1130 y 1375 MW fotovoltaicos hacia 2043 (MIEM, 2024). Sin embargo, el conocimiento del desempeño real de estas centrales bajo las condiciones locales de operación es aún limitado, particularmente en los sistemas con seguimiento solar de un eje.

La operación de una central fotovoltaica genera un importante volumen de datos operativos, que comprenden variables eléctricas y meteorológicas registradas de forma continua y que en Uruguay son de acceso público a través del Administrador del Mercado Eléctrico (ADME). Estos datos constituyen un insumo esencial a lo largo de toda la vida útil de la instalación, ya que permiten detectar fallas, planificar el mantenimiento, evaluar su desempeño, validar modelos de estimación y comparar distintas tecnologías (IEC, 2021). Sin

embargo, estas series típicamente presentan anomalías, como fallas de comunicación, indisponibilidad de medidores o errores de registro, que generan huecos y distorsiones en los registros, lo que compromete la precisión de los análisis. Disponer de series completas y de calidad controlada constituye, por lo tanto, un requisito previo a cualquier evaluación rigurosa del comportamiento de las centrales.

En la región, las comparaciones de desempeño entre centrales de configuración fija y con seguimiento solar a partir de datos medidos son escasas. Estudios como el de Vieira et al. (2016), realizado en Mossoró (Rio Grande do Norte, Brasil), reportaron ganancias de los sistemas con seguimiento de un eje frente a los de módulos fijos; sin embargo, se trata de ensayos sobre módulos individuales y campañas de corta duración. A nivel internacional, Chandel (2021) comparó configuraciones fija, de inclinación ajustable y con seguimiento de un eje en una planta comercial de 19 MWp en India, reportando factores de capacidad de 19 %, 20 % y 22 % respectivamente; sin embargo, se trata de resultados de un año de operación, no de una serie medida de varios años. No existen a la fecha comparaciones entre centrales de gran escala, ni estudios operativos de varios años que comparen distintas tecnologías. En Uruguay, los antecedentes abordan temas relacionados. En Alonso-Suárez (2017) se desarrolló una metodología de estimación del recurso solar y la generación PV mediante imágenes satelitales, que incluye un mapa del factor de capacidad fotovoltaico para todo el país (para una configuración de módulos fijos). Por otra parte, el trabajo de Bruno Coteló (2022) optimizó el diseño de centrales fotovoltaicas de gran escala con módulos fijos para las condiciones del país. En esta línea, la primera evaluación detallada de los factores de planta de una central nacional (La Jacinta) se presentó en un trabajo previo de este equipo (Rehermann et al., 2024). En cambio, para centrales con seguimiento solar no existen antecedentes publicados en el país. Esta tesis aborda ese vacío, extendiendo dicho trabajo previo a dos centrales del noroeste de Uruguay: La Jacinta, de módulos fijos inclinados a 20° y orientados al norte, y El Naranjal, equipada con seguidores de un eje norte-sur. Ambas se ubican en el departamento de Salto, a menos de 20 km entre sí, y comparten una potencia contratada de 50 MW con UTE, lo que permite atribuir las diferencias de desempeño principalmente a sus decisiones de diseño y no a la variabilidad espacial del recurso.

La ganancia de una central frente a otra depende de múltiples decisiones de diseño. Una de ellas es la inclusión o no de seguimiento solar; otra, igualmente determinante, es el sobredimensionamiento de la potencia de paneles respecto de la potencia nominal de salida

(*oversizing* o razón DC/AC)¹. Las dos centrales estudiadas difieren en ambos aspectos, por lo que este trabajo no cuantifica aisladamente la ganancia del seguimiento, sino la diferencia de desempeño entre dos plantas cercanas que han tomado distintas decisiones de diseño.

El objetivo central de este trabajo es caracterizar y comparar el desempeño de ambas centrales mediante el análisis de series temporales de datos operativos del período 2018–2024. Para ello, se desarrolla una metodología que comprende el control de calidad de los datos, la utilización de estimaciones satelitales, la aplicación de modelos de transposición de la irradiancia, el modelado de la generación fotovoltaica y el cálculo de indicadores de desempeño. El estudio constituye la primera comparación robusta del factor de capacidad y de rendimiento entre dos centrales de gran porte con distintas decisiones de diseño, con y sin seguimiento solar, en Uruguay. El trabajo se enmarca en una colaboración entre el Grupo de Investigación de Recurso y Tecnologías Solares Aplicadas (GIRTSa, UTEC) y el Laboratorio de Energía Solar (LES, Udelar), y se organiza como sigue: el Capítulo 2 presenta los objetivos; el Capítulo 3, la justificación; el Capítulo 4, la hipótesis; el Capítulo 5, el marco teórico; el Capítulo 6, la información de base y la metodología; el Capítulo 7, los resultados por etapa del análisis; y el Capítulo 8, las conclusiones y las principales líneas de trabajo futuro.

¹El *oversizing* o ILR (*Inverter Loading Ratio*) se define en el Capítulo 5.

2 Objetivos

2.1 Objetivo general

Caracterizar y comparar el desempeño de dos centrales solares fotovoltaicas de gran escala, con y sin seguimiento solar, ubicadas en el noroeste de Uruguay, mediante el análisis de series temporales de datos operativos y meteorológicos correspondientes al período 2018–2024.

2.2 Objetivos específicos

- Construir series temporales completas de irradiancia global horizontal (G_h), irradiancia en el plano de los módulos (G_t) y potencia fotovoltaica generada (P_{ac}) para ambas centrales en resolución 10-minutal durante el período 2018–2024 (7 años), mediante un procedimiento de control de calidad y relleno de huecos.
- Evaluar el desempeño de las estimaciones satelitales de G_h frente a los datos medidos en planta y seleccionar la fuente de referencia de menor incertidumbre para el relleno de huecos en la serie medida.
- Aplicar y validar modelos de transposición de la irradiancia desde un plano horizontal al plano de los módulos, para las configuraciones fijas y con seguimiento solar.
- Aplicar y validar un modelo de estimación de la potencia fotovoltaica para ambas configuraciones tecnológicas que permita estimar la generación a partir de la irradiancia en el plano de los módulos y de su temperatura de operación.
- Caracterizar el recurso solar y la generación de ambas centrales a partir de las medias mensuales, anuales e interanuales de las variables G_h , G_t y P_{ac} .
- Calcular y comparar el Factor de Capacidad (FC) y Factor de Rendimiento (PR) de ambas centrales, tanto a escala anual como interanual, considerando la incertidumbre de las estimaciones.

3 Justificación

La expansión prevista de la capacidad fotovoltaica en Uruguay (MIEM, 2023, 2024) conlleva decisiones de inversión que dependen del desempeño esperado de cada configuración tecnológica, en particular de decisiones de diseño como la incorporación de seguimiento solar y el factor de oversizing. Sin embargo, ese desempeño no ha sido caracterizado con datos medidos en el país: no se dispone de una referencia empírica local ni regional que indique cómo operan realmente estas centrales bajo el recurso y las condiciones climáticas del noroeste uruguayo.

Esta carencia obliga a sustentar tales decisiones en simulaciones con datos meteorológicos locales pero sin evidencia empírica de generación, o en estudios realizados en otras regiones, cuyas condiciones de irradiancia, temperatura y nubosidad difieren de las locales y pueden no resultar representativas. En consecuencia, se ven limitadas la comparación objetiva entre tecnologías de montaje, la estimación de la ganancia efectiva del seguimiento, el factor de oversizing, y la calidad de la información disponible para fondos de inversión, desarrolladores, operadores del sistema y responsables de la planificación energética.

Este trabajo contribuye a cubrir esa necesidad al caracterizar el desempeño de dos centrales cercanas con diferentes decisiones de diseño, a partir de datos operativos medidos, proporcionando una referencia empírica local para la comparación de ambas configuraciones bajo un mismo recurso solar. De forma complementaria, el control de calidad y la reconstrucción de las series producen conjuntos de datos completos y validados para el período analizado, que quedan disponibles como insumo para estudios posteriores de desempeño, modelado y pronóstico de generación.

4 Hipótesis

Se plantean las siguientes hipótesis de trabajo:

1. Las decisiones de diseño de una planta fotovoltaica impactan directamente sobre su producción y desempeño. En particular, la inclusión de seguimiento solar de un eje proporciona una ganancia en el factor de capacidad respecto de una planta de paneles fijos; la magnitud de esa ganancia podría verse atenuada por la mayor fracción de irradiancia difusa del recurso en Uruguay frente a la observada en emplazamientos de clima árido o de alta irradiancia directa.
2. Las decisiones de diseño impactan también sobre el factor de rendimiento (PR^2). Esta relación no es necesariamente directa ni evidente, en tanto se ve afectada por la producción de potencia de la planta, el recurso solar disponible y la temperatura que se establece en los paneles, estando algunos de estos elementos en competencia. Se espera que el PR de ambas configuraciones resulte similar: si bien en una central con seguimiento hay una mayor exposición a la irradiancia directa, y por tanto una operación de los paneles a mayor temperatura promedio, el movimiento podría ayudar a un menor ensuciamiento y mayor ventilación.
3. El recurso solar disponible en emplazamientos ubicados en el litoral norte del país no se ve significativamente afectado en distancias del orden de 20 km, por lo que ambas centrales operan ante esencialmente el mismo recurso.

²El PR mide la fracción de la energía disponible que la planta efectivamente entrega, descontando las pérdidas del sistema; se define formalmente en la Sección 5.2.3.

5 Marco teórico

Este capítulo presenta las principales características del comportamiento del recurso solar, de los sistemas solares fotovoltaicos y de las centrales que existen en Uruguay, así como una descripción introductoria de la utilización de imágenes satelitales para la estimación de la irradiancia solar. Detalles sobre los métodos empleados y desarrollados durante el trabajo se reservan para el Capítulo 6, dedicado a la metodología.

5.1 Recurso solar

El recurso solar es la materia prima de toda central fotovoltaica: determina la energía disponible en el emplazamiento y – junto con la configuración del sistema – la generación esperable. En términos físicos, el recurso solar se expresa a través de la irradiancia solar: la potencia radiativa por unidad de área proveniente del Sol en forma de onda electromagnética. Esta Sección define los elementos físicos que gobiernan la irradiancia incidente y la posición del Sol respecto a la tierra, y describe la cadena de modelado necesaria para transformar la irradiancia disponible en el plano horizontal en la disponible en el plano de un panel generador fotovoltaico. Estos elementos son la base de las etapas de control de calidad y modelado del trabajo a nivel radiativo.

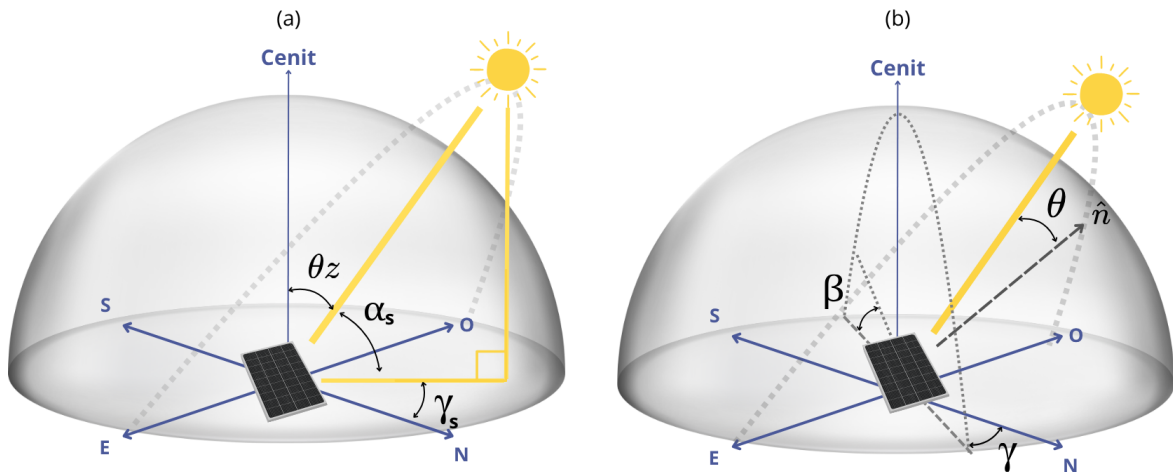
5.1.1 Geometría solar

La irradiancia que incide sobre la superficie de un módulo fotovoltaico depende de factores geométricos deterministas, como la posición del Sol y la orientación de la superficie receptora, y del estado de la atmósfera en cada instante. Los factores geométricos están ampliamente desarrollados en la literatura (Duffie and Beckman, 2020; Abal et al., 2020), por lo que esta sección se limita a definir los ángulos de posicionamiento aparente del Sol respecto a la Tierra, elementales para la comprensión de este trabajo de tesis.

La Figura 1 ilustra la posición aparente del Sol en la bóveda celeste en un instante dado, un plano inclinado de inclinación y orientación arbitrarias, y la incidencia de la irradiancia directa sobre dicho plano. La posición del Sol queda determinada por la ubicación del sitio (latitud y longitud), la fecha y hora del momento. La inclinación de la superficie captadora la escoge el usuario, pudiendo ser fija o móvil en el tiempo. Ambas características determinan la evolución temporal del ángulo de incidencia de la irradiancia directa sobre el plano. Los ángulos presentes en la Figura 1 se definen a continuación:

- θ_z , ángulo cenital solar: entre la vertical del lugar (el cenit) y la dirección de los rayos solares directos. En forma más precisa, esta segunda dirección queda definida por la línea entre el punto de interés en la Tierra y el centro del Sol.
- α_s , altura solar: ángulo de elevación del Sol sobre el horizonte, complementario de θ_z ($\theta_z + \alpha_s = 90^\circ$).
- γ_s , azimut solar: ángulo entre la dirección Norte (en el hemisferio sur) y la proyección de la posición del Sol sobre el plano horizontal local. Por convención, es negativo por la mañana, cero al mediodía solar y positivo por la tarde.
- β , inclinación de la superficie: ángulo entre el plano del módulo y la horizontal local.
- γ , azimut de la superficie: orientación de la proyección de su normal sobre el plano horizontal local. En un módulo orientado perfectamente al norte se tiene que $\gamma = 0$.
- θ , ángulo de incidencia: entre los rayos solares y la normal a la superficie ($\hat{n}$), es la variable que gobierna la captación directa de irradiancia por la superficie.

Figura 1. (a) Posición aparente del Sol (ángulos θ_z , α_s , γ_s); (b) orientación de una superficie arbitraria (ángulos β , γ) y de incidencia solar sobre la superficie (ángulo θ)



Fuente: Elaboración propia.

Estos ángulos participan como entradas geométricas en los modelos de separación directa-difusa de la irradiancia global, de transposición al plano inclinado y de generación de potencia PV desarrollados más adelante. El modelado de la irradiancia extraterrestre y de las distintas componentes de la irradiancia en superficie, también necesario para el control de calidad y estimaciones se explica en la siguiente subsección.

5.1.2 La irradiancia solar

Fuera de la atmósfera, la irradiancia solar incide sobre la Tierra con una intensidad que varía a lo largo del año por la excentricidad de la órbita terrestre y por las variaciones propias de la emisión solar. La primera componente de variabilidad es geométrica y predecible: se modela mediante un factor orbital F_n , que varía $\pm 3\%$ a lo largo de la trayectoria levemente excéntrica de la Tierra en torno al Sol y expresa el cambio de irradiancia respecto de una órbita circular de radio 1 U.A. (el radio medio de giro terrestre). Existen expresiones bien conocidas para su cálculo; en este trabajo se utiliza la formulación de Spencer (Spencer, 1971) implementada en la biblioteca *pvl* de Python (Holmgren et al., 2018). La segunda componente depende de los fenómenos en la superficie del Sol, como la ocurrencia de manchas solares, y aporta una variabilidad menor al 0,3% en ciclos de aproximadamente 11 años, denominados ciclos solares. Dada su baja variabilidad, la irradiancia en incidencia normal a 1 U.A. se representa mediante un valor promedio, la constante solar o irradiancia solar total, cuya medición ha sido objeto de diferentes misiones satelitales. Su valor de referencia más reciente es $G_{sc} = 1361 \text{ W/m}^2$ (Kopp and Lean, 2011), adoptado en este trabajo. La irradiancia extraterrestre sobre plano horizontal en el tope de la atmósfera, $G_{0h} = G_{sc} F_n \cos \theta_z$, constituye una cantidad de referencia para normalizar las series de irradiancia solar en superficie.

Al atravesar la atmósfera, la irradiancia solar se atenúa por absorción y dispersión debidas a los constituyentes de la atmósfera, como moléculas de aire, ozono, vapor de agua, aerosoles y nubes, entre otros (Abal et al., 2020). Como resultado, la irradiancia que alcanza la superficie terrestre se descompone en una componente directa, que llega en línea recta desde el disco solar, y una componente difusa, dispersada durante el trayecto a través de la atmósfera. En términos de irradiancia se distinguen:

- G_h , irradiancia global horizontal: total recibido sobre plano horizontal.
- G_{bn} , irradiancia directa normal: componente directa medida sobre un plano normal a la dirección del Sol a nivel de la superficie terrestre.
- G_{dh} , irradiancia difusa horizontal: componente dispersada que alcanza un plano horizontal en la superficie terrestre.

Las tres cantidades se vinculan por la relación de clausura dada en la Ecuación (1):

$$G_h = G_{bn} \cdot \cos \theta_z + G_{dh}. \quad (1)$$

La atenuación radiativa de la atmósfera se puede cuantificar de forma simplificada mediante el índice de claridad, k_t (Ecuación 2). Esta cantidad adimensionada expresa la fracción de irradiancia solar que alcanza una superficie horizontal luego de atravesar la atmósfera, respecto a la extraterrestre (Duffie and Beckman, 2020).

$$k_t = \frac{G_h}{G_{0h}}. \quad (2)$$

k_t incluye el efecto de las nubes y de la atmósfera de cielo despejado. Para aislar de mejor manera la influencia de la nubosidad del resto de los constituyentes atmosféricos se emplea el índice de cielo claro, k_c (Ecuación 3), que relaciona la G_h medida con la irradiancia global en plano horizontal estimada en condiciones de cielo despejado, $G_{h,cc}$, provista por un modelo de estimación de cielo claro.

$$k_c = \frac{G_h}{G_{h,cc}}. \quad (3)$$

Los modelos de cielo claro reconstruyen la irradiancia en ausencia de nubes a partir de la geometría solar y de variables atmosféricas como aerosoles y vapor de agua. En este trabajo se adopta el modelo McClear del servicio CAMS³, de referencia internacional para esta tarea de estimación (Lefèvre et al., 2013). El índice k_c tiene la ventaja de aislar la señal de nubosidad respecto de otras fuentes de variabilidad atmosférica de la irradiancia. Por ello, constituye una cantidad adimensionada especialmente útil para el modelado y el control de calidad de datos de irradiancia solar.

5.1.3 Separación y transposición de la irradiancia solar

Para modelar la generación de una central fotovoltaica es necesario disponer de la irradiancia sobre el plano del generador (G_t) como entrada. Sin embargo, tanto los datos estimados por satélite como las propias medidas en planta generalmente proveen únicamente irradiancia en plano horizontal (G_h). La estimación de G_t requiere previamente disponer por separado de las subcomponentes directa y difusa de G_h . Por tal motivo, es necesario decomponer G_h en sus dos subcomponentes, para luego utilizar cada una en forma apropiada en un modelo de transposición a plano inclinado (Abal et al., 2020).

La fracción difusa ($f_d = G_{dh}/G_h$) se puede estimar mediante modelos de separación empíricos que la relacionan con k_t . Su desempeño es sensible al clima local, por lo que se priorizan formulaciones ajustadas para Uruguay (Abal et al., 2017). De las diferentes

³Copernicus Atmosphere Monitoring Service, <https://atmosphere.copernicus.eu>.

parametrizaciones empíricas disponibles (univariadas o multivariadas, estas últimas incorporando predictores adicionales como la masa de aire), en este trabajo se utiliza el modelo RA1 (Abal et al., 2017). Esta es una formulación univariada en k_t ajustada localmente con datos del departamento de Salto, que expresa la fracción difusa según la Ecuación (4):

$$f_d = a_0 + a_1 \cdot e^{-\exp(a_2 + a_3 \cdot k_t)} \quad (4)$$

donde a_0 a a_3 son coeficientes de ajuste empírico para la región. Luego la componente difusa se calcula según la Ecuación (5).

$$G_{dh} = f_d G_h \quad (5)$$

La irradiancia directa normal se calcula mediante la ecuación de clausura (Ecuación 1). Para un plano inclinado la componente directa horizontal, $G_{bh} = G_h - G_{dh}$, se transpone a través de la razón directa, R_b (Ecuación 6), el cociente entre la irradiancia directa sobre el plano inclinado y sobre el plano horizontal, que depende solo de la geometría:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (6)$$

Para el modelado de la componente reflejada por el suelo, este se asume como un plano horizontal de albedo uniforme y constante. En cuanto a la componente difusa, se requiere un modelo de cielo y de las reflexiones en el entorno. El modelado usual divide el ángulo sólido visto por el panel entre el cielo, desde donde llega irradiancia difusa dispersada, y el suelo, que refleja en todas las direcciones la irradiancia global en plano horizontal. Los modelos de cielo isotrópicos suponen una distribución uniforme de la radiancia difusa en la bóveda celeste, mientras que los anisotrópicos incorporan los aportes circumsolar y del brillo proveniente del horizonte (Duffie and Beckman, 2020). La contribución reflejada por el suelo se incluye mediante el albedo (reflectividad global) bajo la hipótesis de reflexión isotrópica. En este trabajo se utiliza el modelo anisotrópico HDKR (Hay–Davies–Klucher–Reindl) (Reindl et al., 1990), seleccionado por ser el de mejor ajuste a la irradiancia de plano inclinado en la región de Salto (Piccioli et al., 2018). Su formulación se presenta en la Ecuación (7):

$$G_t = G_{bh} R_b + G_{dh} \left[(1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + f \sin^3 \frac{\beta}{2} \right) + A_i R_b \right] + G_h \rho \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (7)$$

donde: (i) el primer término corresponde al aporte de la componente directa de la irradiancia, cuyas cantidades fueron definidas previamente; (ii) el segundo término corresponde a

la difusa proveniente de la bóveda celeste, donde $A_i = G_{bn}/G_{0n}$ es el índice anisotrópico, con $G_{0n} = G_{sc}F_n$ la irradiancia extraterrestre en incidencia normal, el cual pondera el aporte circumsolar. Asimismo, $f = \sqrt{(G_h - G_{dh})/G_h}$ es un factor de modulación del brillo de horizonte; por último (iii), el tercer término modela la irradiancia difusa reflejada en el suelo bajo la hipótesis de reflexión isotrópica. Para este último término se debe definir un valor del albedo, ρ , para el suelo circundante al plano.

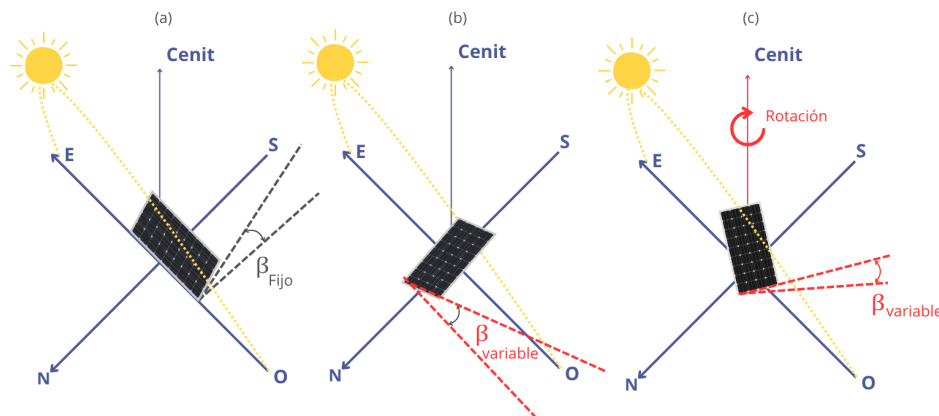
5.2 Los sistemas solares fotovoltaicos

El desempeño de una planta PV no depende solo del recurso solar del emplazamiento, sino también de su diseño, en particular, de la orientación de los módulos respecto al Sol. Esta sección describe las configuraciones de montaje, los algoritmos de seguimiento solar más comunes, y caracteriza los parques generadores de gran porte existentes en Uruguay.

5.2.1 Clasificación de centrales según el tipo de montaje

Dado que la captación de la componente directa decae con el ángulo de incidencia, una orientación fija resulta óptima solo en instantes puntuales del día y del año. La configuración de montaje de una central PV es el principal mecanismo para gestionar la capacidad de captación geométrica; asimismo, es posible introducir sistemas de seguimiento solar a costa de una mayor complejidad mecánica (Mousazadeh et al., 2009; Balas, 2026). Las tres configuraciones más habituales se ilustran en la Figura 2.

Figura 2. Configuraciones de montaje: (a) módulos fijos; (b) seguimiento de un eje; y (c) seguimiento de dos ejes. β es la inclinación del módulo PV



Fuente: elaboración propia.

En el montaje fijo, representado en el primer gráfico de la Figura 2 (a), los módulos se instalan con una inclinación y orientación constantes, definidas para maximizar la captación

anual de irradiancia. Esta configuración permite capturar mayor irradiancia global en los meses de invierno, donde la trayectoria del Sol es más baja, a costa de una producción algo menor en verano respecto a un plano horizontal. Es la configuración mecánica más simple, de menor costo de inversión y mantenimiento, al carecer de partes móviles (Balas, 2026). En el hemisferio sur los módulos se orientan hacia el norte y, de acuerdo con estudios realizados en Uruguay, la inclinación óptima de módulos PV para centrales en Salto es de unos 21–23° (Bruno Cotelo, 2022). Sin embargo, se reportan disminuciones de apenas 1 % de la energía anual capturada para desviaciones de hasta $\pm 10^\circ$ respecto de dicho valor (Alonso-Suárez et al., 2019). Por lo tanto, el intervalo comprendido entre 17° y 27° puede considerarse prácticamente óptimo para centrales fotovoltaicas de montaje fijo en esa región.

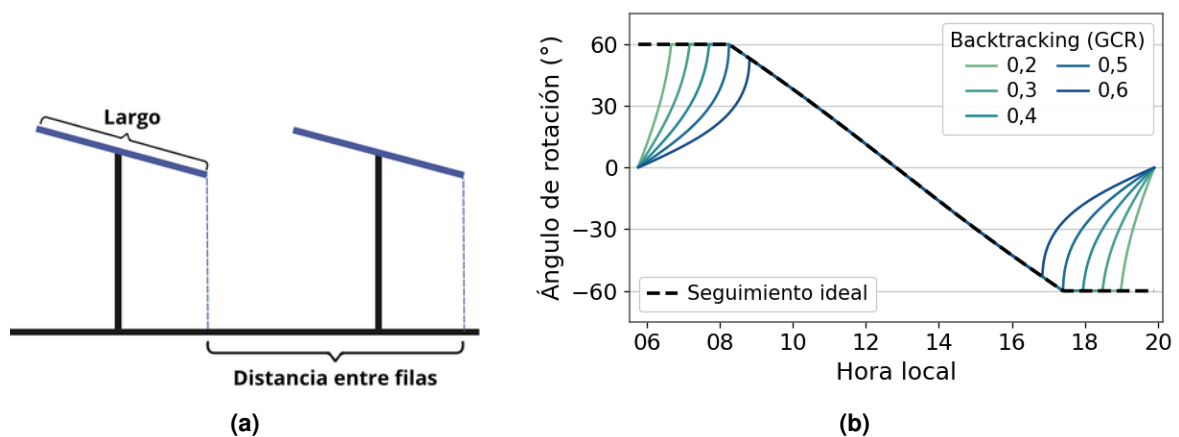
En la Figura 2 (b) se representa el montaje con seguimiento solar de un eje. Este incorpora un mecanismo que rota los módulos en torno a un eje de giro a lo largo del día para capturar una mayor cantidad de irradiancia directa. La variante más extendida en instalaciones de gran porte es el seguidor este-oeste donde los módulos giran alrededor de un eje horizontal orientado norte-sur, siguiendo aproximadamente la trayectoria diaria del Sol. Existen también variantes de eje este-oeste y de eje inclinado, de uso menos frecuente (Hafez et al., 2018). En términos de captación, el seguimiento de un eje incrementa la irradiancia captada respecto del montaje fijo, a costa de una mayor complejidad de diseño y mecánica, así como de mayores costos iniciales y de mantenimiento (Sadeghi et al., 2025; Balas, 2026). Existen además seguidores de dos ejes, Figura 2 (c), que mantienen los módulos perpendiculares al Sol combinando rotación en torno a un eje horizontal y otro vertical, pero su mayor costo y complejidad los vuelve poco habituales en centrales de gran porte (Sadeghi et al., 2025).

5.2.2 Algoritmos de seguimiento: seguimiento ideal y backtracking

En los seguidores de un eje pueden distinguirse dos estrategias de operación. La primera es el seguimiento ideal del Sol (*true-tracking*), y la segunda es un seguimiento parcial del Sol (*backtracking*). El *true-tracking* es un mecanismo que rota los módulos para minimizar en cada instante el ángulo de incidencia de la irradiancia directa, manteniéndolos lo más perpendiculares posible al Sol. Esto maximiza exactamente la componente directa captada por módulo y aproxima muy bien la maximización de la captación total. Sin embargo, en un campo compuesto por múltiples filas paralelas, el seguimiento ideal a bajas alturas solares (cerca del amanecer y del atardecer) provoca el sombreado mutuo entre filas contiguas, que

se traduce en pérdidas energéticas. Para evitar este sombreado se emplea el backtracking, estrategia en la que el seguidor se aparta del ángulo ideal en esas franjas horarias, rotando en sentido contrario al seguimiento ideal para evitar la proyección de sombra entre filas. En este esquema, se sacrifica una fracción de la captación directa a cambio de eliminar las pérdidas por sombreado (Lorenzo et al., 2011). La necesidad y la intensidad del backtracking dependen de la geometría del campo, cuantificada mediante la relación de cobertura del suelo (*ground cover ratio*, GCR), definida como el cociente entre el ancho del plano colector de una fila y la distancia entre los ejes de dos filas consecutivas (*pitch*). Un GCR de 1 correspondería a filas pegadas entre sí, mientras que valores menores implican filas más separadas. Para visualizar esta relación, la Figura 3a presenta un diagrama donde se observan las cantidades que la conforman, mientras que la Figura 3b presenta el ángulo de rotación bajo un seguidor de un eje true-tracking con saturación de $\pm 60^\circ$ (en color negro) y bajo backtracking (en colores) para distintos valores de GCR. Se toma como ejemplo un solsticio de verano para la localidad de Salto, cuando la altura solar máxima es mayor y el efecto del backtracking en los extremos del día se aprecia con mayor claridad.

Figura 3. (a) Interpretación geométrica del GCR. (b) Ángulo de rotación de un seguidor de un eje norte-sur bajo seguimiento ideal y bajo backtracking, para valores de GCR entre 0,2 y 0,6, en un día despejado.



Fuente: elaboración propia, calculado para Salto el día 21 de diciembre de 2023 ($-31,43^\circ$; $-57,91^\circ$).

La Figura 3b muestra que el seguimiento ideal se satura en $\pm 60^\circ$ por el límite mecánico de giro del seguidor. El seguimiento backtracking se aparta del seguimiento ideal en las horas iniciales y finales del día. Un mayor GCR implica una menor separación entre filas y, por lo tanto mayor riesgo de sombreado. La principal ventaja de un GCR elevado es el menor uso de suelo. En cambio, un menor GCR reduce las pérdidas por sombreado a expensas de una mayor superficie ocupada (Narvarte and Lorenzo, 2008).

5.2.3 Parámetros de planta

El desempeño de una central fotovoltaica se cuantifica mediante indicadores normalizados que permiten comparar instalaciones de distinta potencia y tecnología. Los de uso más extendido se definen en la norma IEC 61724-1 (IEC, 2021) y se construyen a partir de la energía generada y de los rendimientos energéticos (*yields*), expresados en horas equivalentes.

El rendimiento de referencia, Y_r (Ecuación 8), se define a escala diaria como el cociente entre la irradiación solar diaria sobre el panel, H_t , y la irradiancia en condiciones estándar de referencia (STC, Standard Test Conditions), G_{STC} . Como para este cálculo se utiliza H_t expresado en Wh/m^2 y $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$, se estila referirse a esta cantidad como horas de Sol equivalentes en STC. De forma análoga, el rendimiento final Y_f se calcula como el cociente entre la energía total entregada, E en Wh, y la potencia de paneles instalada, P_{dc} en W, y representa las horas equivalentes de operación a potencia nominal.

$$Y_r = \frac{H_t}{G_{STC}}, \quad Y_f = \frac{E}{P_{dc}}. \quad (8)$$

El factor de rendimiento, PR (Ecuación 9), es el cociente entre ambos rendimientos y mide la fracción de la energía teóricamente disponible en el plano del generador que la planta efectivamente convierte y entrega, descontando las pérdidas por temperatura, conversión, cableado, sombreamiento, disponibilidad y demás efectos en el sistema. Es un indicador de calidad de la instalación y su operación, en principio independiente del recurso solar del sitio, ya que tanto Y_r como Y_f escalan con H_t de forma similar y esa dependencia se cancela en el cociente.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}. \quad (9)$$

El factor de capacidad, FC (Ecuación 10), relaciona la energía generada en un período con la que se obtendría operando de forma continua a la potencia nominal de salida P_{ac} durante ese mismo intervalo Δt . A diferencia del PR, el FC depende del recurso disponible y de la configuración de montaje, por lo que es el indicador central cuando se busca comparar centrales con diferentes configuraciones de montaje (fijo y con seguimiento solar).

$$FC = \frac{E}{P_{ac} \cdot \Delta t}. \quad (10)$$

Un parámetro importante en el diseño de una planta PV es el factor de oversizing, tam-

bién conocido como Inverter Loading Ratio (ILR), importante en el factor de rendimiento de una central PV. Se define como el cociente entre la potencia instalada de paneles (P_{dc}) y la potencia nominal de salida (P_{ac}), según la Ecuación 11:

$$ILR = \frac{P_{dc}}{P_{ac}}. \quad (11)$$

Dado que la potencia de salida de la planta está limitada a la potencia contratada, es práctica usual disponer de una potencia de paneles mayor, de modo de ocupar la potencia nominal durante más tiempo del día. Los valores usuales de esta cantidad se sitúan entre 1,1 y 1,4. A escala internacional, el promedio del ILR en centrales de gran porte de Estados Unidos fue de 1,3 en 2016, con la mayoría de las instalaciones entre 1,13 y 1,30 para las centrales de 50 a 100 MW (U.S. Energy Information Administration, 2018). Para el noroeste de Uruguay, la optimización del diseño de una central de 50 MW con módulos fijos encontró un ILR óptimo de 1,33, acotado a un máximo de 1,40 por la capacidad de los inversores (Bruno Cotelo, 2022; Bruno et al., 2024). Las centrales PV analizadas en este trabajo tienen distinto diseño de oversizing, además de distinta tecnología de montaje.

5.2.4 Modelado de generación fotovoltaica

La potencia generada por una central depende, a primer orden, de la irradiancia incidente sobre el plano de los módulos. Esta irradiancia está regida por el estado de la atmósfera, la posición del Sol y el sombreado intra-planta. En un segundo orden, la potencia PV también depende de la temperatura de operación de los módulos, condicionada a su vez por variables meteorológicas como la temperatura ambiente y la velocidad del viento. Estimar la generación consiste, entonces, en vincular estas variables con la potencia instantánea en bornes del inversor y, agregada en el tiempo, con la energía producida.

Para modelar la generación de una central PV existen distintos enfoques. Los modelos de circuito equivalente parten de la curva característica del módulo y requieren parámetros eléctricos detallados de cada modelo (De Soto et al., 2006). De este modo, se puede modelar físicamente la planta a partir de las características de cada módulo y de su agregación en serie y paralelo, considerando su curva tensión–corriente y las pérdidas por temperatura de celda, en el cableado y en los inversores. Los modelos empíricos o paramétricos prescindan de esa descripción física y ajustan la potencia PV generada a la irradiancia solar, la temperatura y variables geométricas mediante expresiones ajustadas (King et al., 2004). Cuando se dispone de series operativas extensas, esta vía ajusta modelos basados en da-

tos directamente sobre los registros medidos; en centrales de gran porte, la regresión lineal múltiple constituye la referencia de base frente a la cual se evalúan técnicas más complejas (Talayero et al., 2023; Rehmann et al., 2024). Este trabajo adopta este último enfoque, por disponer de registros de varios años en ambas centrales.

5.2.5 Generación de energía solar en Uruguay

El sector eléctrico uruguayo organiza la generación solar fotovoltaica en dos categorías, según su escala y forma de conexión. La microgeneración agrupa instalaciones de pequeño porte conectadas a la red de distribución, destinadas al autoconsumo con inyección del excedente, limitadas por el marco regulatorio a 100 kW en instalaciones de 230 V y 150 kW en 400 V (IMPO, 2010). La generación de gran porte corresponde a centrales conectadas a la red de transmisión que operan mediante contratos de compraventa de energía (PPA) con UTE o como plantas propias de UTE (MIEM/DNE, 2025). Este trabajo se centra exclusivamente en generación de gran porte.

El parque de generación solar de gran porte en el país se desarrolló de forma concentrada entre los años 2015 y 2017, en el marco del Decreto 133/2013 y de las contrataciones de UTE. La Tabla 1 reúne las centrales fotovoltaicas iguales o mayores a 1 MW que operan en Uruguay. La capacidad instalada se distribuye en 18 plantas PV que totalizan 266,4 MW, con una marcada concentración en el litoral noroeste: 16 de las 18 plantas PV se localizan en Salto, Paysandú y Río Negro. La información de ubicación y potencia es proporcionada por ADME y la tecnología de la central se confirmó por inspección de imágenes de satélite de Google Earth.

Tabla 1. Centrales fotovoltaicas de gran porte en Uruguay.

Nombre	Ubicación	Potencia nominal (MW)	Tecnología
El Naranjal	Salto	50,0	Seguidor 1 eje N-S
La Jacinta	Salto	50,0	Fijo
Punta del Tigre	San José	28,5	Fijo
Alto Cielo	Salto	20,0	Fijo
Menafra	Río Negro	20,0	Fijo
Del Litoral	Salto	16,0	Seguidor 1 eje N-S
Dicano	Paysandú	11,2	Fijo
Albisu	Salto	10,0	Seguidor 1 eje N-S
Arapey Solar	Salto	10,0	Fijo
Fenima	Paysandú	9,5	Fijo
Natelu	Soriano	9,5	Fijo
Petilcorán	Paysandú	9,5	Fijo
Yarnel	Río Negro	9,5	Fijo
Raditon	Paysandú	8,0	Fijo
Casalko	Paysandú	1,7	Fijo
Abril	Paysandú	1,0	Seguidor 1 eje N-S
Cernal	Paysandú	1,0	Fijo
Vingano	Paysandú	1,0	Seguidor 1 eje N-S

Fuente: elaboración propia a partir de datos de ADME

5.3 Estimaciones satelitales del recurso solar

Cuando la medición en tierra es insuficiente o presenta interrupciones, o las mediciones disponibles no están co-localizadas con el emplazamiento de la planta y su operación, la irradiancia puede estimarse a partir de imágenes de satélites meteorológicos geoestacionarios, que proveen cobertura espacial continua y series largas. Para el territorio uruguayo, el satélite más adecuado es el GOES-East, que entrega a la fecha imágenes cada 10 min con resolución nominal de 500 m (Alonso-Suárez et al., 2022). De sus bandas espectrales, el canal visible C02 (centrado en 640 nm) es el relevante para la estimación de irradiancia, ya que permite observar la nubosidad diurna sobre cada píxel. La información se expresa como factor de reflectancia, una normalización de la irradiancia solar reflejada en el sistema Tierra-atmósfera que registra el radiómetro a bordo del satélite. Una central de potencia mayor a 1 MW ocupa típicamente uno o dos píxeles de la imagen (Alonso-Suárez et al., 2022).

El principio físico de la estimación se apoya en que la nubosidad incrementa la reflectancia observada por el satélite. A partir del factor de reflectancia se construye un índice de nubosidad (Cano et al., 1986), que cuantifica la presencia de nubosidad y puede ser utilizado para estimar la atenuación de la irradiancia de cielo claro debida a las nubes (Laguarda et al., 2020b). Dicho índice se traduce en un índice de cielo claro que, combinado con un modelo de cielo despejado, permite reconstruir la G_h en superficie. En la región se emplea el modelo CIM-McClearn, que acopla un índice de nubosidad con el modelo de cielo

claro McClear (Lefèvre et al., 2013). Estos modelos semiempíricos requieren un ajuste local contra la medición de referencia para corregir sesgos sistemáticos. A escala 10-minutal, la estimación satelital alcanza para Uruguay y la región un error cuadrático medio relativo del orden del 15–18 % de la media (Laguada et al., 2021b). Para la región están disponibles también las estimaciones 10-minutales del modelo PSM (Sengupta et al., 2018) del NREL (National Renewable Energy Laboratory), basadas en el mismo satélite GOES-East. Este último es un modelo físico de libre distribución incluido en la *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB), que presenta un muy buen desempeño en la región, aunque algo menor que el del modelo CIM-McCclear operado por el LES (Sarazola et al., 2023).

6 Metodología

Para este trabajo se seleccionan como caso de estudio las centrales de La Jacinta y El Naranjal por reunir las condiciones para una comparación controlada: misma potencia nominal de salida 50 MW AC, ubicación en Salto a menos de 20 km de distancia entre sí (recurso solar aproximadamente equivalente), y diferencia esencial en el montaje (fijo frente a seguidor de un eje) y de diseño de planta (distinto factor de oversizing). Se trata, además, de las dos únicas centrales que combinan gran porte y tecnologías de montaje distintas bajo un mismo recurso. Esto permite realizar una comparación operativa entre una central fija y una con seguimiento a escala de planta, sin antecedentes identificados en la región.

Este capítulo describe el procedimiento metodológico empleado en este trabajo. Primero se presenta la base de información, que describe las fuentes de datos consultadas (Sección 6.1). Luego, la Sección 6.2 presenta el control de calidad para las variables medidas fundamentales para este trabajo: irradiancia global horizontal (G_h), irradiancia en el plano del generador ($G_{t,f}$ en la central fija y $G_{t,s}$ en la de seguimiento) y potencia fotovoltaica (P_{ac}). La Sección 6.3 presenta los modelos utilizados para transposición, estimación de potencia PV, y los indicadores de desempeño aplicados a modelos de estimación. Por último, en la Sección 6.4 se desarrolla la construcción de las series completas y los parámetros de planta de las centrales en estudio. El procedimiento se aplica de manera idéntica a las dos centrales y se parametriza según las particularidades de cada una.

6.1 Base de información

Esta sección describe las centrales de estudio, así como las fuentes de datos medidos y estimaciones satelitales consultadas.

6.1.1 Datos medidos

Los datos meteorológicos y operativos de los generadores a gran escala instalados en Uruguay son públicos y están disponibles en el sitio web de ADME⁴. La Tabla 2 presenta las principales características de las centrales PV seleccionadas para este trabajo, mientras que la Figura 4 ilustra la ubicación de ambas centrales.

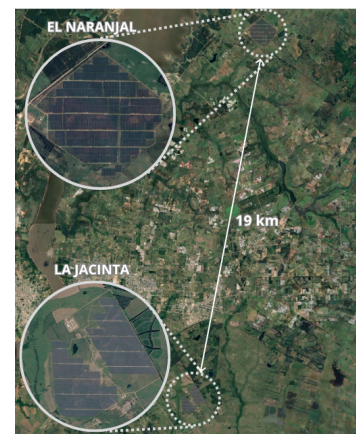
⁴https://adme.com.uy/imasd/adme_data.html

Tabla 2. Características de las centrales fotovoltaicas en estudio.

Característica	La Jacinta	El Naranjal
Ubicación (lat;lon)	-31,4°; -57,9°	-31,3°; -57,8°
Potencia instalada (MWp)	64,8	58,8
Potencia nominal (MW)	50,0	50,0
Sobredimensionamiento (ILR)	1,30	1,18
Tipo de montaje	Fijo	Seguidor 1 eje N-S
Inclinación	20,0°	0,0°
Inicio de operación	Oct. 2015	Sept. 2017
Datos utilizados (mm/yy)	01/18–12/24	01/18–12/24

Fuente: elaboración propia con datos de ADME.

Figura 4. Ubicación de las centrales en estudio.



Como se observa en la Figura 4, ambas centrales se encuentran próximas, separadas por solo 19 km, en el Departamento de Salto. Esta condición las vuelve aptas para una comparación controlada. La resolución temporal de las series es 10-minutal y el período de datos seleccionado abarca desde enero de 2018 hasta diciembre de 2024 (siete años completos), común a ambas centrales.

Las variables medidas utilizadas en este estudio son: la irradiancia global horizontal (G_h^{med}); la irradiancia en el plano del generador, que se denomina G_t^{med} en La Jacinta (plano fijo) y en El Naranjal (plano móvil); la potencia fotovoltaica generada (P_{ac}^{med}); la temperatura ambiente (T); la velocidad del viento (v); y las restricciones operativas (RO). Si bien las empresas están obligadas por ADME a utilizar equipos de medición Clase A y a calibrarlos cada dos años, las series medidas presentan anomalías y huecos debido a indisponibilidad de sensores o problemas operativos, por lo que un control de calidad de estos datos es imprescindible. Para asistir a este control y a la detección de anomalías se utilizan datos satelitales, que complementan los chequeos individuales de cada serie y de consistencia entre ellas; estos datos se presentan en la siguiente subsección.

6.1.2 Datos satelitales

Las imágenes satelitales geoestacionarias permiten estimar con buena precisión la irradiancia solar horaria e intra-horaria (Laguarda et al., 2023, 2021a, 2020b; Alonso-Suárez et al., 2012). En la región, el LES es referencia en estimaciones y pronósticos del recurso solar a partir de imágenes satelitales. En este trabajo se emplean tres fuentes. Por un lado, dos productos de irradiancia global horizontal: (i) estimaciones proporcionadas por el LES

(CIM-McClear) y (ii) estimaciones del NREL (PSM). Ambas series tienen una resolución 10-minutal, igual que los datos de las centrales. Estas estimaciones son utilizadas para el control de calidad de las medidas y el relleno de huecos de la G_h^{med} . Por otro lado, (iii) la serie de irradiancia de cielo claro proveniente del modelo McClear, obtenida de la plataforma SoDa⁵, se emplea como referencia de cielo despejado y para el cálculo del índice de cielo claro k_c . La serie de k_c , en tanto, normaliza la variabilidad estacional propia del recurso al expresar la irradiancia como una fracción del valor de cielo despejado. Esta normalización, el índice k_c , se emplea en el control de calidad como criterio adicional de consistencia física de la medida (Sección 6.2).

6.2 Control de calidad de las series temporales medidas

El control de calidad tiene por objetivo detectar y remover las muestras anómalas de cada serie medida, dejando como resultado una serie filtrada con huecos sobre la que operan luego el modelado y el relleno. Consta de dos partes complementarias: un filtrado automático de cada variable y una inspección visual posterior. En la Sección 6.2.1 se detalla el filtrado automático aplica límites físicos adaptados en su mayoría de la *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) (Long and Shi, 2008); y en la Sección 6.2.2 una inspección visual que detecta distintos tipos de anomalías que los filtros automáticos no alcanzan a remover.

6.2.1 Criterios físicos y de consistencia

Para el análisis de las series temporales de las diferentes variables se identifican filtros con una numeración continua F0–F13. Los filtros F0–F4 corresponden a la G_h y se describen a continuación:

F0: $G_h^{\text{med}} > G_{0h}$

No es físicamente posible que la irradiancia medida a escala 10-minutal en plano horizontal a nivel de superficie supere a la irradiancia incidente en plano horizontal en el tope de la atmósfera. Este filtro establece el límite físico superior dado por la irradiancia en el tope de la atmósfera $k_t > 1$.

F1: $\cos \theta_z > 0$ & $G_h^{\text{med}} \leq 0$

Cuando el coseno del ángulo cenital es positivo el Sol está sobre el horizonte; una G_h^{med} nula o negativa en esas condiciones se omite, ya que puede indicar una medida incorrecta.

⁵<http://www.soda-pro.com>

F2: Filtro de datos repetidos

Dada la variabilidad natural del recurso solar, es altamente improbable que se registren datos 10-minutales consecutivos idénticos. El criterio descarta tres muestras consecutivas cuya diferencia absoluta sea menor que 10^{-5} W/m^2 , error típicamente asociado a problemas de comunicación o de registro del adquirente.

F3: $|G_h^{\text{med}} - G_h^{\text{sat}}| > 600 \text{ W/m}^2$

La estimación satelital (G_h^{sat}) acota con razonable seguridad el valor esperable de la irradiancia. Una diferencia absoluta mayor a 600 W/m^2 entre medida y estimación se considera anomalía. La verificación visual confirmó que, en estos casos, la anomalía es claramente más probable en la medición terrestre que en la estimación satelital. La serie de referencia satelital empleada por el filtro F3 y su adaptación al sitio se desarrollan en la Sección 6.3.

F4: Filtro visual

Recoge las anomalías detectadas en la inspección de la serie y los períodos con anomalía sostenida que escapan a los filtros automáticos, asistido por las herramientas descritas en la Sección 6.2.2.

El control de calidad de la irradiancia en el plano del generador (G_t) sigue un esquema análogo, con la diferencia de que la serie de referencia no proviene del satélite sino de una estimación transpuesta (serie estimada $G_{t,f}^{\text{rest}}$ en la central fija y $G_{t,s}^{\text{rest}}$ en la de seguimiento) a partir de la G_h completa. Una vez disponible la serie estimada, se inspecciona la serie medida y se aplican los filtros automáticos:

F5: $\cos \theta_z > 0 \ \& \ G_t^{\text{med}} \leq 0$

Análogo a F1: con el Sol sobre el horizonte, debe existir irradiancia incidente sobre el plano del generador, por lo que una G_t^{med} nula o negativa se filtra.

F6: Filtro de datos repetidos

Idéntico en concepto a F2. En la central de seguimiento se exige una racha de seis muestras consecutivas repetidas, ya que la curva de mediodía con back-tracking puede ser legítimamente más plana y prolongada que en la central fija.

F7: $|G_t^{\text{med}} - G_t^{\text{est}}| > 500 \text{ W/m}^2$

Análogo a F3: la serie estimada por transposición acota con razonable seguridad el valor esperable de la irradiancia en el plano del generador. Una diferencia absoluta mayor a 500 W/m^2 entre medida y estimación se considera anomalía.

F8: Filtro visual

Recoge períodos con anomalía sostenida y muestras claramente erróneas no detectadas por los filtros anteriores, se brindan más detalles en la Sección 6.2.2.

En la serie de potencia (P_{ac}) el filtrado se sustenta en limitaciones físicas, en restricciones operativas de la red y en inspección visual. Los filtros aplicados se presentan a continuación:

F9: $\cos \theta_z > 0 \ \& \ P_{ac}^{\text{med}} \leq 0$

De día, con irradiancia incidente sobre los módulos, la potencia generada no puede ser nula ni negativa.

F10: $\cos \theta_z < \text{umbral} \ \& \ P_{ac}^{\text{med}} > 49,9 \text{ MW}$

Con el Sol a baja altura no es físicamente posible que la central reporte una potencia cercana a la nominal. El umbral de $\cos \theta_z$ depende del montaje: 0,6 en la central de paneles fijos (altura solar $\approx 37^\circ$) y 0,4 en la de seguimiento (altura solar $\approx 23,6^\circ$), ya que el seguimiento sostiene una irradiancia de plano más elevada a menor altura solar y un umbral común marcaría como anómala una potencia legítima.

F11: Restricción operativa

La consigna de la central establece la máxima potencia inyectable a la red. Cuando hay exceso de generación en el país, el operador puede limitar la inyección de manera planificada. En estos casos, la generación no se condice con la irradiancia medida. Se descarta la muestra cuando se cumplen simultáneamente dos condiciones: (i) la consigna es inferior a 49,9 MW, y (ii) la potencia inyectada alcanza al menos el 85 % de esa consigna, debido a que se busca verificar que la restricción esté siendo efectivamente aplicada y no que la generación sea baja por falta de recurso solar.

F12: Filtro de datos repetidos

Idéntico en concepto a F2 y F6, excluyendo el recorte legítimo por potencia máxima (*clipping*): no se marcan como repetidas anómalas las muestras con potencia a menos de 1 MW del máximo.

F13: Filtro visual

Recoge períodos o datos anómalos detectados visualmente que escaparon a los filtros automáticos, se brindan más detalles en la Sección 6.2.2.

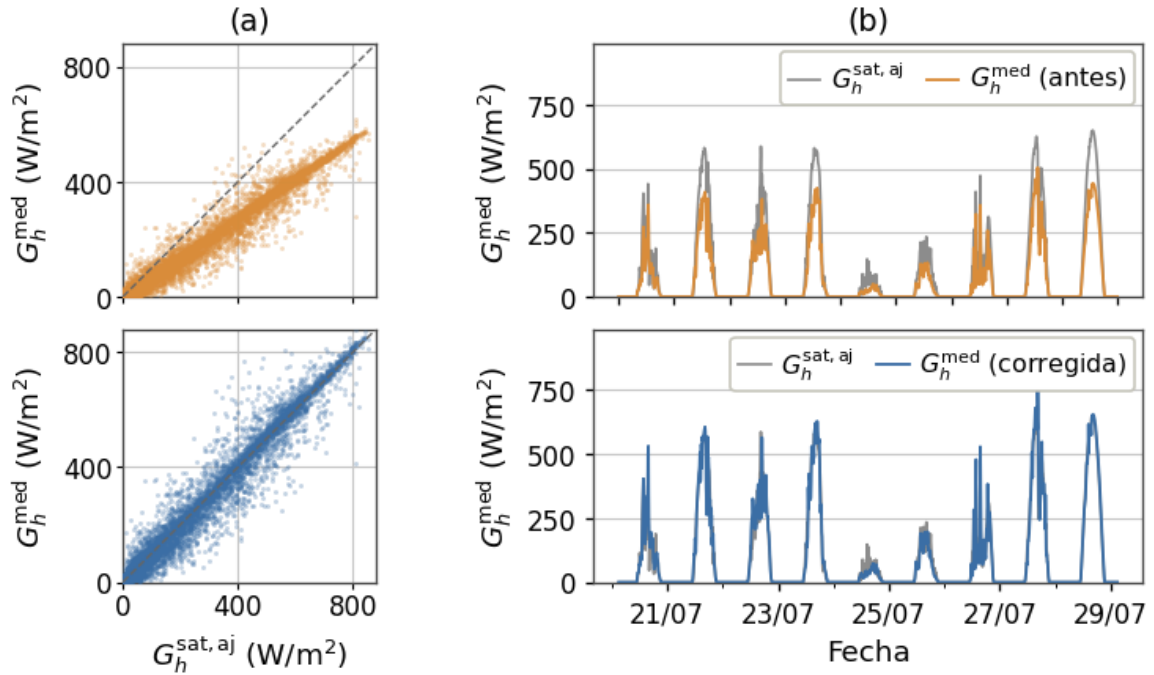
Para las medidas de temperatura ambiente (T) y la velocidad del viento (v) el control de calidad consiste en el filtrado de datos repetidos y físicamente imposibles, verificados contra estimaciones a partir de datos de reanálisis atmosférico MERRA-2 (Gelaro et al., 2017).

6.2.2 Criterios aplicados a la inspección visual

Los filtros automáticos descritos hasta aquí evalúan cada muestra de forma aislada contra un límite físico o estadístico fijo. Ese enfoque es eficaz frente a errores puntuales, pero no es necesariamente suficiente para detectar anomalías sostenidas en el tiempo: un sensor descalibrado que introduce un sesgo de escala, un radiómetro sucio o parcialmente sombreado, un período de indisponibilidad no informado o un tramo en el que la serie completa aparece corrida respecto de la realidad, aunque cada muestra individual parezca físicamente posible. Estas situaciones no son percibidas por los filtros automatizados, pero resultan evidentes al observar la evolución temporal de la serie. Por este motivo, se identifican mediante filtros de inspección visual (Geuder et al., 2015). En este trabajo, dichos filtros corresponden a F4, F8 y F13.

Las anomalías sostenidas identificadas en las series se clasifican en dos categorías: (i) errores sin un patrón reconocible, cuyas muestras se descartan, y (ii) errores con un patrón reconocible, para los cuales es posible establecer una relación que permita su corrección. La Figura 5 se presenta un ejemplo de este último caso. En la gráfica de dispersión entre la medida y la estimación satelital, presentada en panel superior, se observa un patrón sistemático, donde la mayoría de los puntos están por debajo de la diagonal (que representa la relación ideal), lo que sugiere que la anomalía corresponde a un factor de escala. Este comportamiento también resulta evidente en la gráfica de la serie temporal. En estos casos, la corrección consiste en un procedimiento donde se ajusta por mínimos cuadrados la relación entre la medida (período anómalo) y la serie satelital adaptada, lo que devuelve la medida a la escala de la referencia preservando su variabilidad propia, como se observa en el panel inferior de la Figura 5.

Figura 5. Ejemplo de desajuste de escala en la medida de G_h . (a) Dispersión G_h medida vs. satélite ajustado, antes (arriba) y después (abajo) de la corrección. (b) Serie temporal de G_h , 21–29/07/2023, antes (arriba) y después (abajo) de la corrección.



Fuente: elaboración propia.

6.3 Modelado de las series y evaluación de las estimaciones

Esta sección describe la metodología adoptada para el modelado y estimación de las series que se utilizan como referencia del control de calidad y como insumo del relleno. También se detallan las métricas utilizadas para evaluar el desempeño de dichas estimaciones.

6.3.1 Estimación y modelado de irradiancia en plano horizontal

Dado que es esperable que las estimaciones satelitales de G_h de los modelos del LES y del NREL presenten sesgos sistemáticos, entre otras razones porque los modelos no fueron desarrollados ni ajustados específicamente para los sitios de estudio, es necesario aplicar una corrección local a los datos descargados antes de utilizarlos en las etapas posteriores del análisis. El procedimiento de ajuste de la serie satelital (G_h^{sat}) se describe a continuación:

1. Se ajustan los coeficientes a y b de una recta mediante una regresión lineal, utilizando como variable independiente la estimación satelital y como variable dependiente la serie medida (Ecuación 12).

$$G_h^{\text{sat,aj}} = a G_h^{\text{sat}} + b \quad (12)$$

2. Se calcula la serie de satélite adaptada ($G_h^{\text{sat,aj}}$) aplicando la recta ajustada (Ecuación 12).
3. Para valores menores a 5W/m^2 se sustituyen los valores de $G_h^{\text{sat,aj}}$ con los de G_h^{sat} , dado que para irradiancias bajas la corrección puede resultar en valores negativos de irradiancia solar, lo cual no es físicamente posible.

Para evaluar el desempeño de las estimaciones satelitales, con y sin ajuste de sitio, se emplea el método de validación cruzada, que se ilustra en la Figura 6.

Figura 6. Esquema de validación cruzada

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo n-1	Grupo n
Iteración 1	Test	Ajuste	Ajuste	Ajuste	Ajuste
Iteración 2	Ajuste	Test	Ajuste	Ajuste	Ajuste
Iteración 3	Ajuste	Ajuste	Test	Ajuste	Ajuste
Iteración n-1	Ajuste	Ajuste	Ajuste	Test	Ajuste
Iteración n	Ajuste	Ajuste	Ajuste	Ajuste	Test

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la Figura 6, el conjunto de datos se separa en grupos, donde todos menos uno se usan para ajustar el modelo y el grupo restante se reserva para evaluarlo (*test*). Este proceso se repite hasta que todos los grupos fueron usados una vez para evaluación, y la métrica final se promedia en todos los conjuntos de evaluación. El objetivo es que la evaluación del modelo nunca se haga sobre los mismos datos con los que se ajustó.

En el contexto de este trabajo, a partir del período 2018–2024 se definen siete grupos, uno por año. En cada iteración se reservó un año completo para evaluación y se ajustó con los seis restantes. Así, las métricas se calculan siempre sobre datos no utilizados en el ajuste, cuyo valor final es la media ponderada de todas las evaluaciones (ponderada por la cantidad de datos por año). Este análisis captura la variabilidad interanual del desempeño y permite penalizar aquellos años con alta cantidad de anomalías o intermitencias en la relación satélite–medida. El procedimiento se repite de forma independiente para cada central y producto satelital.

Es importante remarcar que la validación cruzada se utiliza únicamente para evaluar el desempeño de las estimaciones adaptadas y cuantificar el efecto del ajuste. Los coeficien-

tes a y b que finalmente se aplican a la serie completa surgen, en cambio, de un único ajuste sobre la totalidad de las muestras válidas. Una ventaja de este método es que permite observar si los parámetros evaluados son consistentes entre iteraciones, o si presentan mucha variabilidad, lo que señalaría un ajuste sensible a los años particulares incluidos en el entrenamiento. Entre los dos productos satelitales consultados (LES y NREL), se selecciona como referencia principal la estimación que presenta un menor rRMSD.

6.3.2 Estimación y modelado de irradiancia en el plano del generador PV

La irradiancia en el plano del generador (G_t) se modela a partir de la irradiancia global horizontal (G_h), considerando su descomposición en componentes directa y difusa, la transposición de estas componentes al plano de los módulos y el montaje específico de cada sistema (sin y con seguimiento).

La separación y la transposición siguen los modelos presentados en el Capítulo 5: el modelo de fracción difusa RA1 (Ecuación 4), con los coeficientes ajustados para la región de Salto (Abal et al., 2017). Para la transposición a plano inclinado se utiliza el HDKR (Ecuación 7). Los ángulos del plano se fijan según la configuración de cada central: en La Jacinta son constantes ($\beta = 20^\circ$, $\gamma = 0^\circ$), mientras que en El Naranjal β y γ quedan determinados en cada instante por el ángulo de rotación del seguidor. La contribución reflejada por el suelo se incorpora mediante un albedo de 0,20.

Dentro de los datos reportados por ADME no se reporta el ángulo de giro instantáneo de las centrales con seguimiento solar. Este se estima mediante el algoritmo de seguimiento de un eje con backtracking implementado a partir de la biblioteca *pvl*. La función utilizada, *pvl.tracking.singleaxis*, recibe como parámetros de entrada el ángulo cenital θ_z , azimutal solar γ_s , la inclinación respecto al plano horizontal y orientación del eje respecto al norte, el GCR, y la activación o no del backtracking. De las variables mencionadas, la única desconocida es el GCR, cuyo valor se estimó mediante un procedimiento de cálculo de la $G_{t,s}^{rest}$ y comparación con las medidas que pasan el control de calidad. Este procedimiento consiste en estimar la $G_{t,s}^{rest}$ manteniendo constante todos los parámetros, excepto el GCR en el cálculo del ángulo de giro, el cual varió entre 0,20 y 0,50 con paso 0,01. A partir de cada una de estas estimaciones, se seleccionó aquella que minimiza el RMSD entre la estimación y la medida. Los parámetros definitivos adoptados como entrada del algoritmo se detallan en la sección de resultados.

6.3.3 Estimación y modelado de la potencia PV

La estimación de potencia se realiza mediante un modelo de regresión lineal múltiple ajustado por mínimos cuadrados, enfoque que, como se discutió en la Sección 5.2.4, constituye la referencia de base en centrales de gran porte cuando se dispone de series temporales largas. El modelo no incluye término independiente, de modo que todos los coeficientes quedan asociados a las variables de entrada (Ecuación 13):

$$y = \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_n x_n \quad (13)$$

donde cada coeficiente β_i de la Ecuación 13 se identifica con la variable de X que multiplica. La matriz de entrada combina la irradiancia en plano inclinado y dos variables geométricas, la altura solar α_s y el azimut solar γ_s , junto con sus potencias, lo que permite capturar la respuesta no lineal de la potencia frente a la irradiancia y los efectos de la geometría de incidencia. A esta base se incorpora una columna térmica, $G_t \cdot \Delta T$, con $\Delta T = T_{\text{cel}} - 25^\circ\text{C}$, que recoge la caída de rendimiento de los módulos con la temperatura (Ecuación 14):

$$X = \begin{bmatrix} G_t & G_t^2 & G_t^3 & G_t^4 & \alpha_s & \alpha_s^2 & \gamma_s & \gamma_s^2 & G_t \Delta T \end{bmatrix} \quad (14)$$

El ajuste se efectúa sobre las muestras en que se dispone simultáneamente de irradiancia de plano inclinado y potencia medida, con la salida recortada a la potencia máxima de la central. La capacidad de generalización del modelo se evalúa mediante una validación cruzada de siete grupos (uno por año), reportando el coeficiente de determinación medio y su desvío. Una vez ajustado, el modelo se aplica a la serie completa de irradiancia de plano inclinado para obtener la serie completa de potencia.

La temperatura de celda, T_{cel} , es calculada a partir de la temperatura ambiente, la irradiancia en plano inclinado y la velocidad del viento mediante la (Ecuación 15) (Faiman, 2008):

$$T_{\text{cel}} = T_{\text{amb}} + \frac{G_t}{u_0 + u_1 v} \quad (15)$$

donde v es la velocidad de viento y los coeficientes u_0 y u_1 describen la disipación térmica del módulo por convección natural y forzada, respectivamente. Se adoptan los valores por defecto del modelo, $u_0 = 25,0 \text{ W m}^{-2}\text{K}^{-1}$ y $u_1 = 6,84 \text{ W s m}^{-3}\text{K}^{-1}$.

La pertinencia del término térmico se evalúa comparando el desempeño del modelo con y sin esa columna mediante validación cruzada por año. Ambas variantes se conservan: la

serie de potencia obtenida sin el término térmico y la obtenida con él se construyen en paralelo y se reportan de forma separada, de modo que la comparación entre configuraciones esté basada en la evidencia y no en una elección previa.

La temperatura de operación es uno de los principales factores de pérdida de conversión en módulos PV y se cuantifica mediante el coeficiente de temperatura, en %/°C. Contar con ese valor para cada central permite comparar el término térmico del modelo contra los valores típicos de la tecnología, y también el comportamiento térmico de ambas centrales entre sí. El coeficiente ajustado de la columna $G_t \Delta T$ (Ecuación 14) no es directamente interpretable como un coeficiente de temperatura, porque su magnitud depende de la escala de G_t y de la potencia de la central. Para hacerlo comparable, se define un coeficiente térmico efectivo γ_{ef} , siguiendo el procedimiento estándar para caracterizar arreglos PV a partir de datos de campo (King et al., 2004): el coeficiente ajustado se escala por la razón entre la irradiancia y la potencia medianas del propio conjunto de ajuste,

$$\gamma_{ef} = 100 \cdot \beta_{G_t \Delta T} \cdot \frac{G_{t,md}}{P_{md}} \quad (16)$$

donde $\beta_{G_t \Delta T}$ es el coeficiente ajustado de la columna térmica y $G_{t,md}$, P_{md} son la irradiancia y la potencia medianas del subconjunto usado en el ajuste. El resultado expresa el cambio porcentual de potencia por cada grado de desvío respecto a la temperatura de referencia (25 °C, IEC, 2019). La normalización se evalúa en la mediana empírica del conjunto de ajuste y no en condiciones estándar de ensayo (STC, 1000 W/m² y 25 °C), porque ese par de valores prácticamente no coexiste en operación: los niveles altos de irradiancia se dan junto con temperaturas de celda muy por encima de 25 °C. Referir el coeficiente a condiciones representativas del régimen real de operación, en lugar de a STC, es el criterio adoptado por ASTM E2848 (ASTM International, 2013) para reportar desempeño de sistemas PV a partir de datos de campo.

6.3.4 Indicadores de desempeño

Para evaluar la incertidumbre de las estimaciones y contrastar los resultados con la bibliografía existente se utilizan la desviación media (MBD) y la raíz de la desviación cuadrática media (RMSD), tanto en términos absolutos como relativos (rMBD y rRMSD, expresados como porcentaje del valor promedio de la referencia). El MBD mide el sesgo sistemático de las estimaciones respecto de las medidas (Ecuación 17), mientras que el RMSD mide la dispersión de las desviaciones penalizando los errores grandes (Ecuación 18):

$$\text{MBD} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i) \quad (17)$$

$$\text{RMSD} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (18)$$

donde N es el número de muestras, x_i la medida e y_i la estimación. Estos indicadores se utilizan en la validación de los productos satelitales, en la evaluación de la adaptación de sitio, en la selección del valor de GCR y en la comparación entre las series estimadas y medidas de cada variable.

En todos los casos de evaluación de desempeño, se realiza validación cruzada conforme a lo detallado en la Sección 6.3.1, con una restricción de la altura solar mayor a 5° . Esta restricción se aplica porque a alturas solares muy bajas la irradiancia es pequeña y sus mediciones acumulan mayores errores relativos, por efecto coseno del sensor y mayor masa de aire. Excluir estas horas evita que dichos errores distorsionen los indicadores de desempeño reportados.

6.4 Construcción de series temporales completas

Una vez aplicado el control de calidad, las series medidas presentan huecos, los cuales deben ser completados a partir de las series de referencia. Esta sección describe cómo se completan los huecos de cada variable, cómo se construyen los totales (diarios, mensuales y anuales) de irradiancia solar y potencia PV, y cómo se calculan los principales indicadores que reportan información sobre la operación de cada central fotovoltaica.

6.4.1 Relleno de datos faltantes

Las series se rellenan de manera consecutiva, y el orden respeta la cadena de dependencias: primero la G_h , luego la G_t y por último la P_{ac} . En cuanto a la serie de G_h^{med} , los huecos se completan primero con las estimaciones satelitales del modelo del LES y, si la estimación del LES presenta un hueco simultáneo, se utilizan las estimaciones del NREL. La cobertura satelital conjunta de ambas series resulta suficiente para completar la totalidad de la serie en ambas centrales, por lo que no se requieren técnicas de relleno adicionales.

Los huecos de la serie de G_t^{med} , se rellenan con los valores obtenidos mediante la transposición de la serie completa de G_h al plano del generador, siguiendo la metodología de modelado descrita en la Sección 6.3.2. Finalmente, el relleno de los huecos P_{ac}^{med} se realiza

con la serie estimada por el modelo de potencia detallado en la Sección 6.3.3, aplicado sobre G_t completa. Para el relleno de los huecos de las variables de viento y temperatura se utilizan los datos de reanálisis disponibles en la web del NREL (MERRA-2).

6.4.2 Construcción de totales

A partir de las series 10-minutales completas se construyen los totales diarios de irradiación H_t (Wh/m²) y energía E (Wh), obtenidos acumulando las muestras 10-minutales de G_t y P_{ac} , respectivamente, multiplicadas por la duración del intervalo (1/6 de hora). A partir de éstos se construyen los totales y promedios mensuales y anuales. La trazabilidad del relleno de las series temporales permite discriminar la fracción de energía proveniente de la medida y de la estimación empleada al relleno de P_{ac} . Estos totales habilitan la comparación en dos niveles: por un lado, los patrones de comportamiento comunes a ambas centrales, asociados a la climatología local; por otro, los desvíos respecto de ese patrón común, atribuibles a las decisiones de diseño de cada planta, la operación y la configuración tecnológica.

6.4.3 Parámetros de planta

El desempeño de cada central se sintetiza en los parámetros de planta definidos en el marco teórico: el rendimiento de referencia Y_r , el rendimiento final Y_f , el factor de rendimiento PR y el factor de capacidad FC (IEC, 2021). Estos indicadores, calculados sobre los totales de irradiación H_t contruidos en la Sección 6.4.2, permiten comparar la eficiencia de conversión y el aprovechamiento de la capacidad instalada en ambas plantas PV bajo estudio.

7 Resultados

Este capítulo presenta los resultados del análisis de siete años completos de datos meteorológicos y operativos de las centrales PV El Naranjal y La Jacinta. Su presentación se organiza en dos partes. La primera parte, correspondiente a las Secciones 7.1 a 7.3, presenta los resultados del análisis de las distintas variables de irradiancia solar y potencia fotovoltaica. Para cada variable se presentan en subsecciones los resultados referentes a control de calidad de las mediciones, la evaluación del desempeño de los modelos de estimación, y la composición de la serie completa. La segunda parte de este capítulo se dedica a la presentación de los resultados de caracterización del recurso solar y de la generación PV de cada central, además de sus indicadores de desempeño. Con esto, se aborda cómo dos centrales que operan bajo el mismo recurso solar presentan desempeños distintos.

A lo largo de esta sección, la nomenclatura seguirá la siguiente lógica: las series completas, luego del control de calidad y del relleno de datos faltantes, se representan como G_h , G_t y P_{ac} , mientras que los superíndices indican el origen de los datos. Por ejemplo, G_h^{med} corresponde a valores medidos y G_h^{sat} a valores estimados.

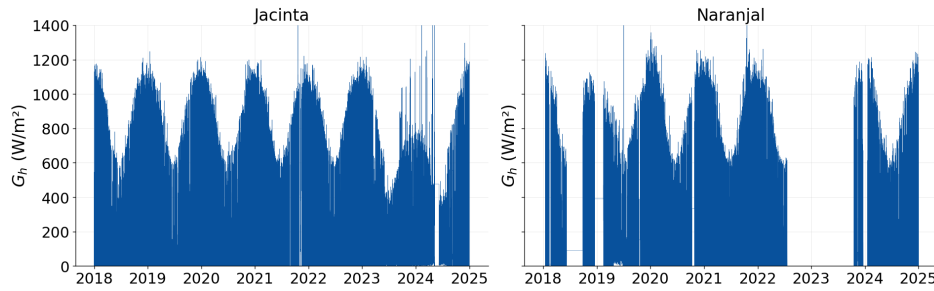
7.1 Irradiancia global horizontal

Esta sección documenta el proceso completo para la conformación de una serie continua de G_h durante siete años de operación de las centrales PV de La Jacinta y El Naranjal. Se presentan por separado los resultados de la etapa de filtrado (Sección 7.1.1), la evaluación de los modelos utilizados (Sección 7.1.2), el relleno y la composición de la serie continua (Sección 7.1.3).

7.1.1 Control de calidad de G_h^{med}

La evaluación temporal de medidas de G_h^{med} en ambas centrales previo al control de calidad se presenta en la Figura 7. En estos gráficos, se denotan diferentes anomalías relacionadas principalmente con períodos de indisponibilidad de medida, valores fuera de rango y de desajuste de escala, entre otros.

Figura 7. Evolución temporal de la medida G_h en La Jacinta y El Naranjal previo al control de calidad (2018–2024).



Fuente: elaboración propia.

Los resultados del procedimiento de filtrado de anomalías, descrito en la Sección 6.2, se presentan en la Tabla 3. Para cada filtro aplicado a la serie G_h^{med} , con resolución temporal de 10 minutos, se indican el criterio utilizado, el número de muestras removidas y el porcentaje que estas representan respecto del total de registros diurnos.

Tabla 3. Número (y %) de muestras diurnas filtradas en G_h 10-minutales (01/2018-12/2024)

Etapa	Criterio	Jacinta		Naranjal	
		N	%	N	%
F0	$G_h^{\text{med}} > G_{0h}$	1875	1,0	1875	1,0
F1	$G_h^{\text{med}} \leq 0$ (diurno)	819	0,4	37144	20,1
F2	Repetidos	3372	1,8	15854	8,6
F3	$ G_h^{\text{med}} - G_h^{\text{sat}} > 600 \text{ W/m}^2$	28	≈ 0	29	≈ 0
F4	Inspección visual	35464	19,2	25644	13,9
Total		41558	22,4	80546	43,5

Fuente: elaboración propia.

La primera lectura de la Tabla 3 son los totales del filtrado: se remueve el 22,4 % de los registros diurnos en Jacinta y casi el doble, 43,5 %, en Naranjal. Esta diferencia es consistente con la menor continuidad temporal observada en la serie de El Naranjal, presentada en la Figura 7. Los períodos de indisponibilidad sostenidos están detallados en el Anexo A. En cuanto a los resultados por filtro, en la Tabla 3 se observa que el filtro físico F0 ($G_h^{\text{med}} > G_{0h}$) remueve una cantidad idéntica en ambas centrales: el 1,0 % de las muestras diurnas. Esta coincidencia está relacionada con la proximidad entre ambas plantas PV, ya que éstas comparten prácticamente la misma geometría solar, al estar separadas por apenas 19 km; el límite superior G_{0h} es esencialmente el mismo y, por lo tanto, fenómenos como la sobreirradiación ocurren en una proporción similar. En cuanto a los valores nulos o negativos de G_h (F1) y valores repetidos (F2), en Naranjal remueven 20,1 % y 8,6 % respec-

tivamente, frente a 0,4 % y 1,8 % en Jacinta. Esta disparidad se explica, esencialmente, por un período de indisponibilidad prolongado de las medidas de El Naranjal entre mediados de 2022 y fines de 2023 (Figura 7). Este comportamiento es un indicio de posibles problemas en el sistema de adquisición de datos, que son las anomalías que los filtros F1 y F2 detectan, sin requerir un análisis más exhaustivo. El filtro F3, que compara la medida contra la estimación satelital con un umbral de 600 W/m^2 , remueve una cantidad marginal en ambas centrales. Finalmente, el filtro visual F4 remueve proporcionalmente menos en El Naranjal que en La Jacinta (13,9% frente a 19,2%), pese a que Naranjal presenta la anomalía más severa del período. Esta diferencia se explica por las características de las anomalías detectadas. Cuando se realiza la inspección visual, la mayor parte de los registros asociados a problemas en la adquisición de datos en El Naranjal ya fue removida mediante F1 y F2. En cambio, en La Jacinta predominan anomalías caracterizadas por cambios sostenidos en el nivel o la escala de las mediciones, cuyos valores permanecen dentro de rangos físicamente posibles.

Los criterios aplicados durante la inspección visual se clasifican según la presencia de un patrón reconocible o no reconocible, conforme se describe en la Sección 6.2.2. La Tabla 4 presenta las muestras identificadas con un patrón reconocible, la primera fila de la tabla son anomalías detectadas por el Filtro F4 y la segunda fila la cantidad (y %) de datos recuperados. Los intervalos con patrón reconocible caracterizados por un desajuste sostenido en el nivel o la escala de las mediciones respecto de la referencia satelital, pero conservan la variabilidad temporal asociada al pasaje de nubes y a la geometría solar. Debido a que estas muestras mantienen información sobre la evolución temporal de la irradiancia, fueron recuperadas mediante la metodología de corrección descrita en la Sección 6.2.2. En cambio, los intervalos sin un patrón reconocible fueron descartados. La Figura 5 muestra un ejemplo de un tramo con desajuste de escala antes y después de su corrección. En La Jacinta, la mayoría de las anomalías identificadas por F4 conserva un patrón que permite su corrección. De las 35464 muestras detectadas, el 85,3 % se recupera mediante la corrección de intervalos, de modo que el descarte real de F4 se reduce a un 2,8 % del total diurno. En El Naranjal, F4 detecta menos muestras y una fracción menor de las anomalías presenta un patrón reconocible que en La Jacinta: la tasa de recuperación es de 58,0 %, mientras que el descarte definitivo es de 5,8 %. Este resultado es consistente con las diferencias observadas en las características de las anomalías de ambas centrales.

Tabla 4. Número (y %) de muestras diurnas del Filtro F4 con patrón reconocible

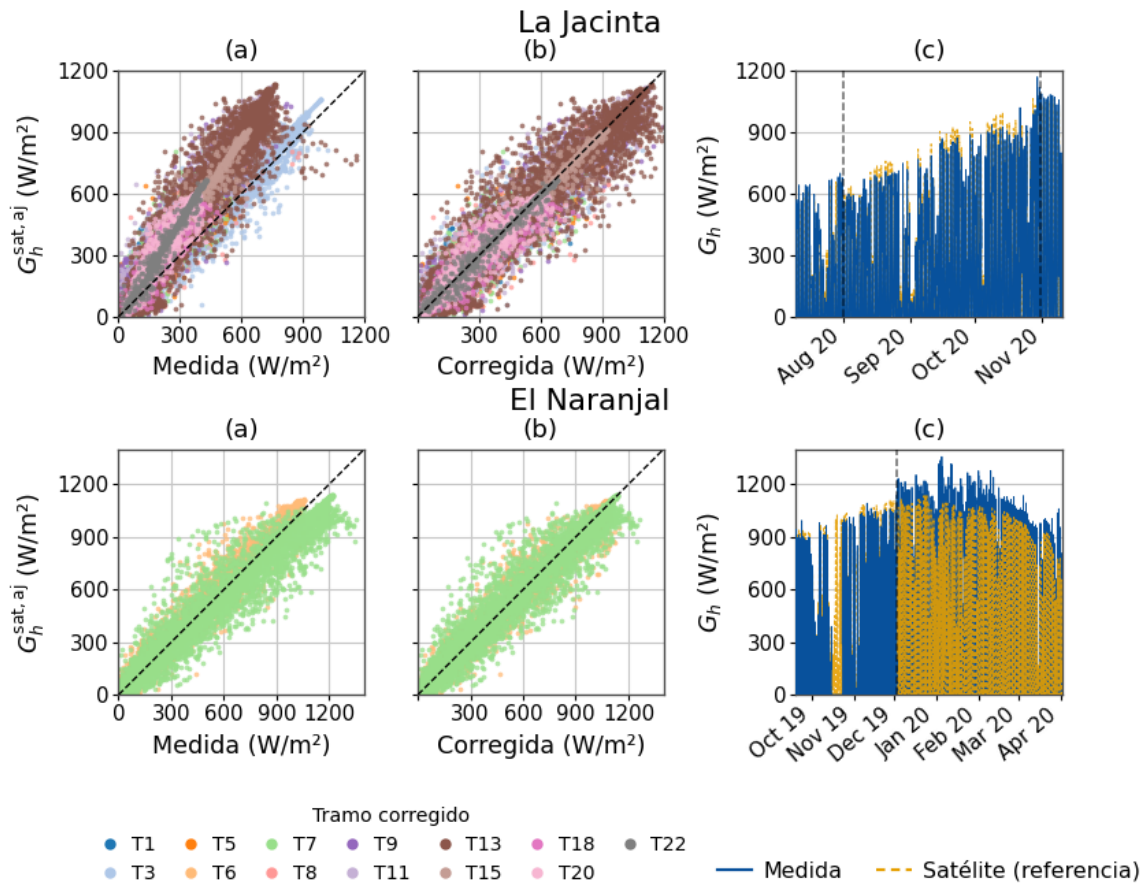
Etapa	Jacinta		Naranjal	
	N	%	N	%
Detectadas por F4	35464	19,2	25644	13,9
Recuperadas por patrón reconocible	30246	16,3	14885	8,0
Muestras descartadas	5218	2,8	10759	5,8

Fuente: elaboración propia.

La Figura 8 ilustra el efecto de la recuperación de intervalos con desajuste de escala en ambas centrales. Dicha figura presenta dos filas de gráficos, la superior corresponde a La Jacinta, mientras que la inferior a El Naranjal. En el gráfico (a) cada tramo detectado se presenta en colores y con su propia pendiente, desviada de la recta identidad pero aproximadamente constante: la forma visual de un corrimiento sistemático de escala. En el panel (b), tras la corrección, estos intervalos colapsan sobre la recta identidad ($y = x$) y la dispersión remanente es comparable a la del resto de las muestras. El gráfico (c) presenta un ejemplo de la evolución de la serie temporal de la G_h con desajuste de escala sostenido.

En la primera fila de gráficos de la Figura 8, dedicada a La Jacinta, en los paneles (a) y (b) se observa que todos los intervalos detectados corresponden a medidas que subestiman sostenidamente el recurso solar, y que luego de la corrección todas las diferencias fueron corregidas, conservando una variabilidad similar al resto de las muestras de G_h . El panel (c) muestra la evolución de la G_h para el período agosto–octubre de 2020 correspondiente al marcado en color celeste, donde por aproximadamente tres meses el recurso solar medido fue subestimado. En cuanto a la central PV El Naranjal, representada análogamente por la segunda fila de gráficos de la Figura 8, se observa que existen solo dos tramos detectados (gráfico a), y que son ajustados conforme se aprecia en el panel (b). Al analizar la evolución temporal que se presenta en el gráfico (c), ambos tramos corresponden a períodos contiguos entre 09/2019 y 04/2020. En ellos el comportamiento es asimétrico, uno subestima y el otro sobrestima el recurso solar incidente. Desde fines de setiembre de 2019 y hasta los primeros días de diciembre del mismo año se observa una medida disminuida, la línea punteada vertical indica el cambio de comportamiento, donde desde ese mismo día en adelante la irradiancia solar es sobrestimada. Más detalles de los tramos corregidos en este trabajo se presentan en el Anexo A (Tabla 16).

Figura 8. Dispersión de G_h^{med} frente a $G_h^{\text{sat},aj}$: (a) original y (b) corregida; (c) evolución temporal de G_h^{med} y G_h^{sat} en un tramo con desajuste de escala sostenido. Fila superior: La Jacinta; fila inferior: El Naranjal.



Fuente: elaboración propia.

7.1.2 Desempeño de estimaciones satelitales

La serie de G_h^{med} , una vez sometida al control de calidad, se utiliza como referencia para evaluar las estimaciones de irradiancia global en el plano horizontal de los modelos del LES y del NREL. Ambos modelos se evalúan en su forma original y tras la aplicación del ajuste por sitio, realizado con los datos medidos que superaron el control de calidad. La Tabla 5 reúne los indicadores de sesgo (MBD, rMBD) y de dispersión (RMSD, rRMSD) de ambos modelos originales y ajustados (subíndice $aj.$) para ambas centrales.

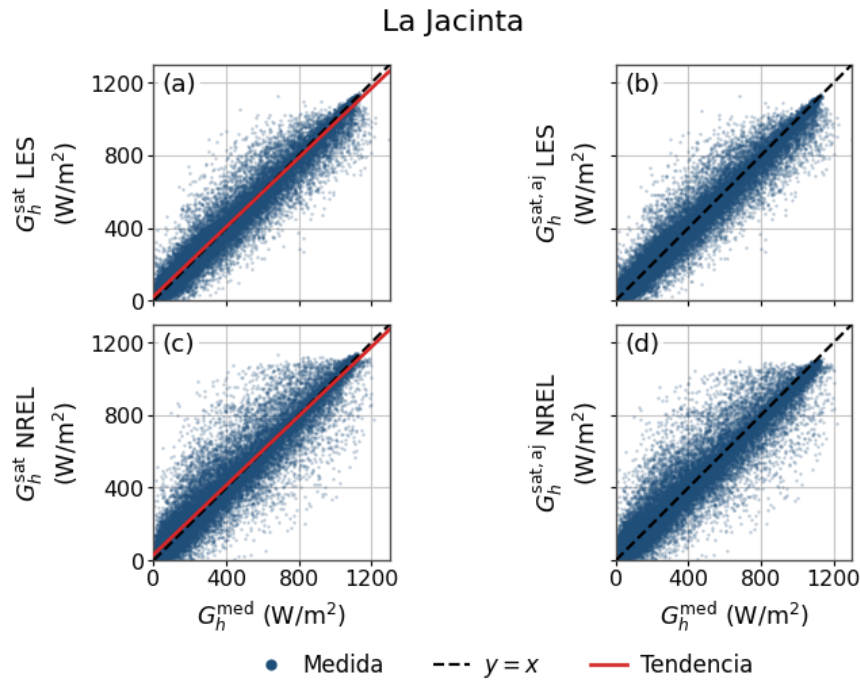
Tabla 5. Indicadores de desempeño de las estimaciones satelitales de G_h para Jacinta y Naranjal.

Central	Modelo	MBD (W/m ²)	rMBD (%)	RMSD (W/m ²)	rRMSD (%)	$\overline{G_h}$ (W/m ²)	N
Jacinta	LES	4,4	1,0	66,9	15,1	443,6	131550
	LES _{aj}	0,4	0,1	66,8	15,1		
	NREL	11,5	2,6	86,1	19,4	443,8	133039
	NREL _{aj}	-0,3	-0,1	84,7	19,1		
Naranjal	LES	5,5	1,3	70,6	16,4	429,5	96158
	LES _{aj}	0,4	0,1	70,4	16,4		
	NREL	10,9	2,5	84,5	19,7	430,1	97102
	NREL _{aj}	-0,3	-0,1	83,4	19,4		

Fuente: elaboración propia.

Como se observa en la Tabla 5, ambos modelos originales presentan sesgos positivos en las dos centrales: el satélite sobrestima G_h^{med} , con rMBD de 1,0 a 1,3 % para el LES y de 2,5 a 2,6 % para el NREL. Dado que, para cada producto satelital, el signo y el orden de magnitud del sesgo son similares en ambas centrales, se interpreta que este comportamiento responde a un efecto sistemático de cada modelo en la región y no a una particularidad del sitio o de una central específica. Esto es precisamente lo que justifica ajustar las estimaciones al emplazamiento de la central. Los modelos ajustados reducen el sesgo relativo prácticamente a cero (rMBD del orden de 0,1 % en valor absoluto). En términos de RMSD, el modelo del LES presenta un mejor desempeño que el del NREL en ambas centrales. Tras el ajuste de sitio, la diferencia en rRMSD a favor del LES fue de 4,0 puntos porcentuales en La Jacinta (15,1 % frente a 19,1 %) y de 3,0 puntos porcentuales en El Naranjal (16,4 % frente a 19,4 %). En cuanto a los coeficientes del ajuste de sitio, la pendiente es aproximadamente unitaria para el modelo del LES para ambas centrales ($a = 1,0$) y ligeramente inferior para el modelo del NREL ($a = 0,97$). En cuanto a la corrección de sesgo, las ordenadas b son en todos los casos pequeñas frente a la media de la variable (inferiores a $|4 \text{ W/m}^2|$, contra medias de 430 a 444 W/m²). La Figura 9 muestra la dispersión de ambas fuentes frente a la medida para la central de La Jacinta, en su versión original y ajustada. La recta de tendencia del dato crudo (en rojo) se separa de la identidad hacia los valores altos de irradiancia: en todos los casos las estimaciones satelitales sobrestiman la irradiancia para valores bajos y la subestiman para valores elevados. La versión ajustada corrige esta tendencia, dejando visible únicamente la dispersión aleatoria que el ajuste lineal no puede remover.

Figura 9. Dispersión de G_h^{med} frente a $G_h^{\text{sat,LES}}$: (a) original y (b) ajustada al sitio; (c) y (d) son análogas para la estimación del NREL.



Fuente: elaboración propia.

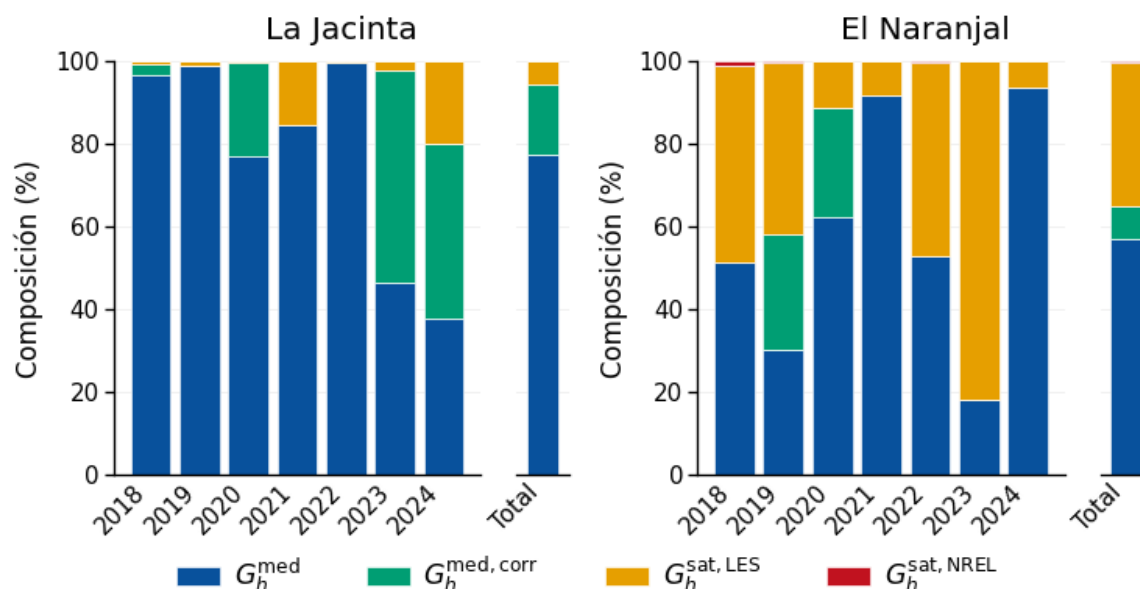
Sobre esta base, se selecciona el modelo del LES ajustado (LES_{aj}) como fuente satelital de referencia para el relleno de huecos en la serie de ambas centrales PV.

7.1.3 Composición de la G_h

La composición de la serie temporal posterior a la etapa de control de calidad se completa de forma jerárquica: primero con la estimación satelital del modelo del LES y, en su defecto, con las estimaciones del NREL. La Figura 10 muestra la distribución anual del origen del dato en ambas centrales. Las barras representan la composición porcentual correspondiente a mediciones con calidad controlada (azul), mediciones corregidas (verde) y las fuentes utilizadas para el relleno de huecos, provenientes de las estimaciones satelitales del LES (naranja) y del NREL (rojo). Para La Jacinta, se observa en la Figura 10 a la izquierda, que la serie es mayoritariamente medida, con episodios de corrección concentrados en 2020, y principalmente en 2023 y 2024, derivados de las diferentes anomalías recuperables discutidas en la sección anterior, y contribuciones satelitales. En El Naranjal, representado a la derecha en la Figura 10, se observa una menor disponibilidad de datos medidos que en La Jacinta durante todos los años analizados, con excepción de 2021 y 2024. Se observa que el relleno satelital es sustancial en todos los años, mientras que las

correcciones de medidas se concentran en 2019 y 2020. La menor disponibilidad se registra en 2023, cuando los datos medidos representan aproximadamente el 20 % de la serie anual y el porcentaje restante corresponde principalmente a estimaciones satelitales del LES.

Figura 10. Composición anual y total de la serie G_h para cada central.



Fuente: elaboración propia.

La Tabla 6 sintetiza esa composición para el período completo. Según se observa en la Tabla 6, para La Jacinta, el 93,9 % de la serie es de origen medido directamente o corregido por regresión lineal, y solo el 6,1 % se completa con satélite; sin el proceso de recuperación la medida habría caído al 77,6 % (16,3 % menor), lo que indica valor agregado en el procedimiento. En Naranjal la proporción se desplaza de forma notable: la medida y ajuste representan un 64,5 %, mientras el satélite aporta el 35,5 % de la serie. En cuanto a la utilización de estimaciones para relleno de huecos, las estimaciones del LES son la fuente mayoritaria del relleno. En La Jacinta y Naranjal las estimaciones del LES ocupan el 99,6 % y 98,9 % del total de datos estimados, respectivamente. Por lo tanto, los datos del NREL son utilizados de manera prácticamente residual.

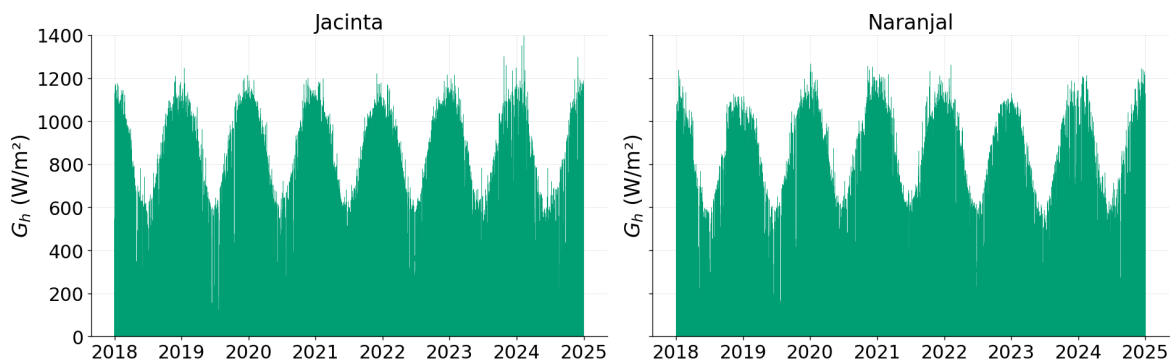
Tabla 6. Composición de la serie diurna de G_h por central para el período 2018–2024.

Origen del dato	Jacinta		Naranjal	
	N	%	N	%
G_h^{med}	143565	77,6	104579	56,5
$G_h^{\text{med,corr}}$	30246	16,3	14885	8,0
$G_h^{\text{sat,LES}}$	11264	6,1	64914	35,1
$G_h^{\text{sat,NREL}}$	48	≈ 0	747	0,4
Total	185123	100,0	185125	100,0

Fuente: elaboración propia.

La Figura 11 presenta la evolución temporal de G_h completa para el período 2018–2024 (siete años completos) para La Jacinta y El Naranjal. En esta Figura se aprecia que no quedan huecos restantes en las series temporales. Estos productos se utilizan como entrada para transposición al plano del generador fotovoltaico.

Figura 11. Evolución temporal de la G_h completa en La Jacinta (izquierda) y El Naranjal (derecha) para el período 2018–2024.



Fuente: elaboración propia.

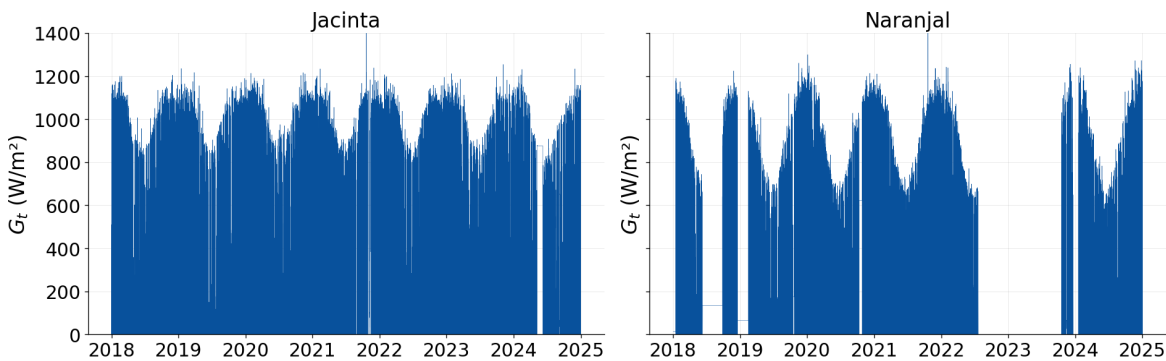
7.2 Irradiancia en el plano del generador

Esta sección presenta el control de calidad de las medidas de G_t^{med} , de la transposición al plano del generador fijo y con seguimiento solar, el desempeño de la estimación y, finalmente, la composición de la serie completa.

7.2.1 Control de calidad de G_t^{med}

La Figura 12 presenta la serie temporal G_t^{med} medida en ambas centrales previo al control de calidad. Se observan los diferentes tipos de anomalías, principalmente en la central de El Naranjal. La Tabla 7 detalla los filtros aplicados, el número de muestras removidas en cada etapa y el porcentaje correspondiente.

Figura 12. Evolución temporal de la G_t en La Jacinta y El Naranjal antes del control de calidad (2018–2024).



Fuente: elaboración propia.

Tabla 7. Número (y %) de muestras diurnas filtradas en G_t 10-minutales (01/2018-12/2024)

Etapa	Criterio	Jacinta		Naranjal	
		N	%	N	%
F5	$G_t^{\text{med}} \leq 0$ (diurno)	804	0,4	36222	19,6
F6	Repetidos	4872	2,6	16213	8,8
F7	$ G_t^{\text{med}} - G_t^{\text{est}} > 500 \text{ W/m}^2$	0	0,0	0	0,0
F8	Inspección visual	5724	3,1	5602	3,0
Total		11400	6,2	58037	31,4

Fuente: elaboración propia.

Los porcentajes de valores nulos (F5) y registros repetidos (F6) reportados en la Tabla 7, son muy similares a sus análogos para G_h^{med} (F1 y F2, Tabla 3) para ambas centrales. En El Naranjal, estos filtros removieron el 20,1 % y el 8,6 % de las muestras de G_h^{med} , frente al 19,6 % y el 8,8 % de G_t^{med} , respectivamente. En La Jacinta, los valores fueron 0,4 % y 1,8 % para G_h^{med} , y 0,4 % y 2,6 % para G_t^{med} . Esta coincidencia sugiere que las anomalías muy probablemente están asociadas al sistema de adquisición de datos o baja de ambos piranómetros para mantenimiento. Para el filtro F7, que está basado en la comparación entre medida y estimación transpuesta, el número de muestras filtradas es cero lo que confirma que las anomalías de mayor magnitud ya fueron capturadas por los filtros anteriores. En cuanto al filtro F8, inspección visual, remueve el 3,1 % de las muestras en La Jacinta y el 3,0 % en El Naranjal. A diferencia de lo observado para G_h^{med} (ver Figura 8), en G_t^{med} no se identificaron intervalos con desajustes sistemáticos de escala en ninguna de las dos centrales. Con esto queda claro que el desajuste de G_h^{med} fue una característica propia de la medida y no se aplica a otras variables.

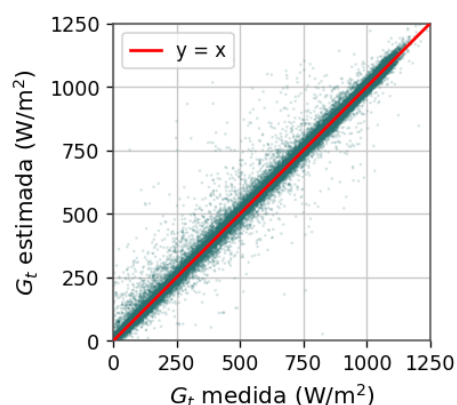
7.2.2 Desempeño de estimaciones en La Jacinta

En la Tabla 8 se presentan los indicadores de desempeño de las estimaciones de la irradiancia en el plano del generador tomando como referencia la G_t^{med} luego de la aplicación del control de calidad. La metodología de transposición al plano inclinado, descrita en la Sección 6.3.2, se aplicó utilizando dos series de irradiancia global en plano horizontal como entrada: (i) la serie completa, integrada por mediciones y estimaciones satelitales (G_h), y (ii) la serie únicamente con medida G_h^{med} . Esta comparación permite evaluar tanto el desempeño de la metodología de transposición como la influencia de la fuente de los datos de entrada. La Figura 13 muestra un diagrama de dispersión entre la G_t^{med} y su estimación a partir del conjunto de G_h completo. La mayoría de los puntos se concentra en torno a la recta $y = x$, lo que indica una concordancia general entre ambas variables. No obstante, se observan algunas muestras por encima y por debajo de esta relación principal.

Figura 13. Dispersión de G_t medida frente a su estimación a partir de G_h completa

Tabla 8. Desempeño de la G_t estimada por transposición para La Jacinta.

Entrada	rMBD	rRMSD	$\overline{G_t}$	N
	%	%	W/m ²	
G_h	0,9	6,5	472,4	160885
G_h^{med}	0,5	4,9	479,8	128521



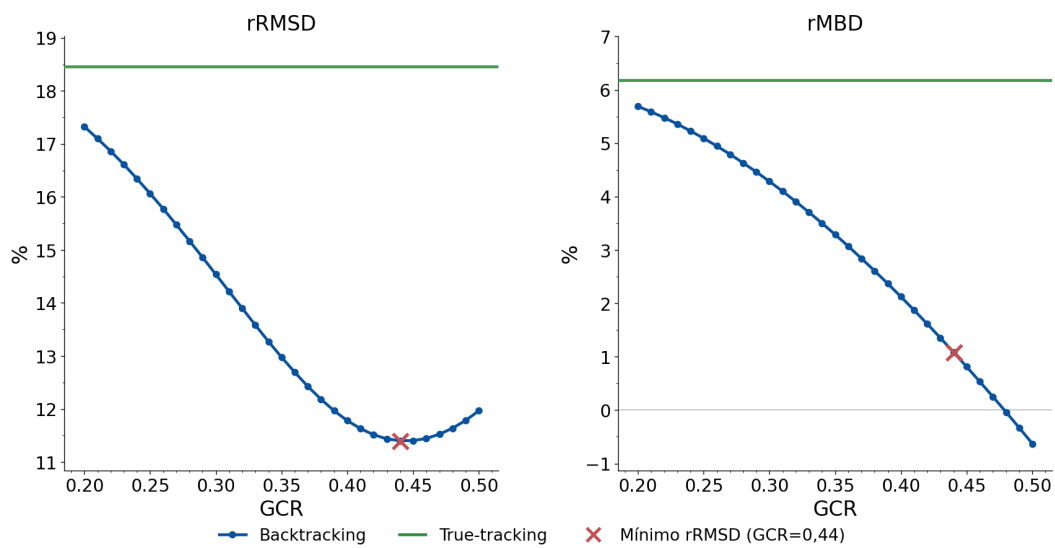
Fuente: elaboración propia.

Como se aprecia en la Tabla 8, la estimación a partir de G_h completa presenta un bajo sesgo de +0.9 % y un rRMSD del 6,5 %. Al restringir la transposición a las medidas de G_h únicamente, quitando la influencia de correcciones y relleno satelital, el sesgo se reduce a 0,5 % y la dispersión a 4,9 %. Esto es comparable con otros estudios realizados en Uruguay utilizando el mismo modelo, que reportan un rRMSD de alrededor del 4.1 % (Piccioli et al., 2018). Las diferencias se explican por la calidad de los sensores utilizados en dicho trabajo, cuyas medidas corresponden a piranómetros de clase A de la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS), mientras que este trabajo utiliza medidas tomadas en la operativa de una central PV cuyo objetivo no es el análisis científico de los modelos.

7.2.3 Desempeño de estimaciones en El Naranjal

Para El Naranjal, se evaluó el efecto del GCR sobre la estimación de G_t mediante las estrategias de seguimiento ideal (true-tracking) y backtracking, de acuerdo con la metodología descrita en la Sección 5.2.2. El barrido se realizó para valores de GCR entre 0,20 y 0,50, manteniendo constantes los restantes parámetros del modelo. La Figura 14 presenta los resultados obtenidos.

Figura 14. Desempeño de $G_{t,s}^{est}$ según el valor de GCR seleccionado: rRMSD (izquierda) y rMBD (derecha) frente a la medida, bajo backtracking (azul) y seguimiento ideal (verde).



Fuente: elaboración propia.

En el gráfico de la izquierda de la Figura 14 se presenta el rRMSD del modelo con backtracking, que describe una curva con forma de U y alcanza un mínimo definido de 12,2 % en $GCR = 0,44$, mientras que el modelo con true-tracking presenta un valor constante en 18,9 %, ya que no depende del GCR. La diferencia en el punto óptimo es de 6,7 puntos porcentuales entre estimaciones y es la primera evidencia concluyente de que la planta opera con backtracking. El gráfico de la derecha de la Figura 14 refuerza la afirmación, puesto que el true-tracking sobrestima de forma sistemática la irradiancia captada, con un rMBD de +6,1 %. El mismo gráfico presenta el efecto del barrido de GCR sobre el sesgo, donde el rMBD del modelo con backtracking decrece de manera monótona con el GCR y cruza cero recién en torno a 0,48, de modo que en el óptimo de rRMSD persiste un sesgo residual positivo de +1,0 %. La elección se realiza por la dispersión mínima y no por el sesgo nulo, ya que un sesgo nulo puede alcanzarse por compensación de errores de signo opuesto en distintos momentos del día, mientras que la dispersión mínima garantiza la mejor representación para cada muestra. El valor de GCR resultante y seleccionado para este trabajo fue

de 0,44, esto implica que, para una fila tipo de aproximadamente 2 m de ancho de plano de módulos PV, la distancia entre ejes de filas consecutivas es de unos 4,5 m. Este valor se verificó de forma aproximada mediante la inspección de imágenes satelitales de la planta en Google Maps. Los parámetros de entrada utilizados en la función de modelado del sistema con seguimiento, detallada en la Sección 6.3.2, se presentan en la Tabla 9.

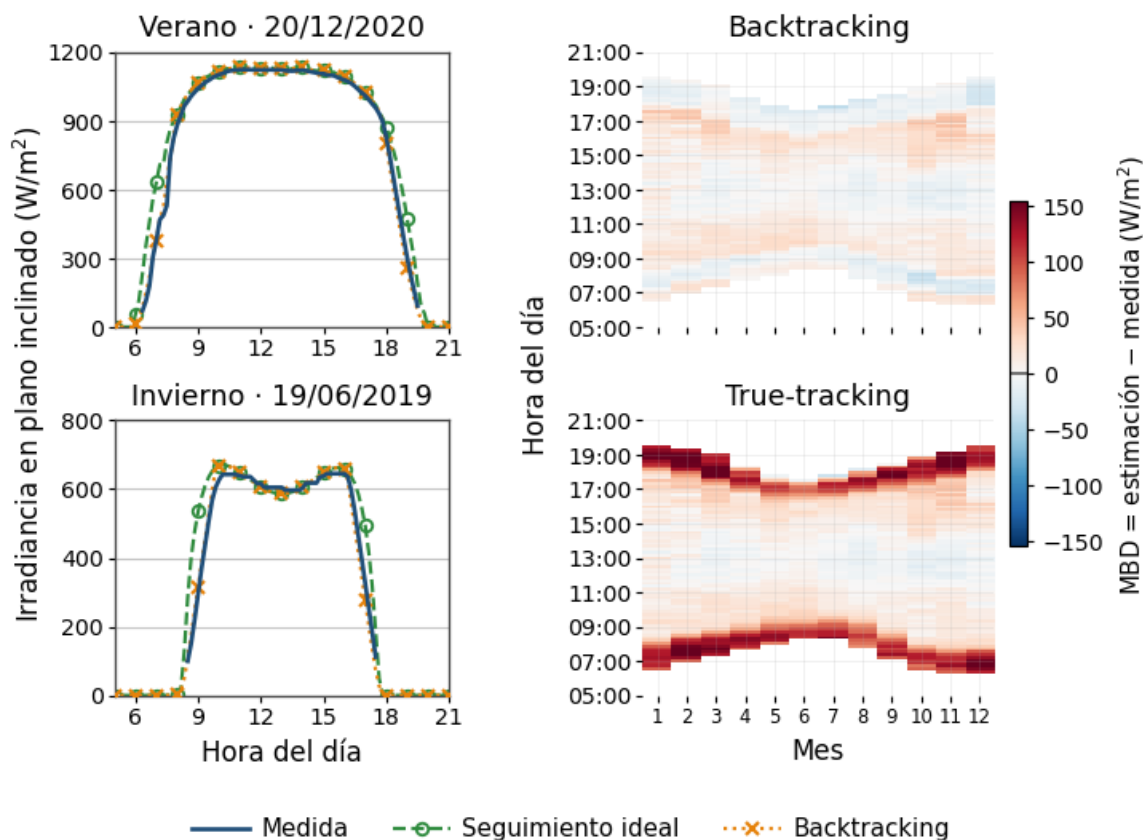
Tabla 9. Parámetros considerados para el modelado del seguidor de El Naranjal.

Parámetro	Valor
Tipo de seguidor	Un eje N–S
Inclinación del eje	0° (horizontal)
Azimut del eje	0° (orientado al Norte)
Rango de giro	$\pm 60^\circ$
GCR	0,44
Backtracking	Activado
Albedo	0,20

Fuente: elaboración propia.

La Figura 15, complementa el análisis del efecto del sombreamiento entre filas sobre el ajuste de las estimaciones. La primera columna de gráficos muestra G_t para un día de verano y de invierno, junto a su estimación $G_{t,s}^{est}$ sin backtracking (seguimiento ideal) y con backtracking. Mientras que la segunda columna de gráficos de la Figura 15 presenta un mapa de calor del MBD por hora del día para cada mes del año, en dos variantes, una con backtracking (arriba) y otra con true-tracking (abajo). El panel izquierdo de la Figura 15 ilustra cómo el modelo con backtracking y el GCR seleccionado reproduce con fidelidad el perfil medido, mientras que el modelo que ignora el sombreamiento entre filas sobrestima sistemáticamente la irradiancia al inicio y al final del día, que es cuando la altura solar es baja y las filas se sombrean mutuamente. En las horas próximas al mediodía solar ambas estimaciones convergen, dado que el backtracking solo se activa en el amanecer y el atardecer. El panel derecho muestra el sesgo de un día de cielo claro representativo de cada mes: bajo backtracking el MBD se mantiene acotado a lo largo de todo el año, mientras que bajo true-tracking aparece un sesgo positivo pronunciado, concentrado precisamente en las primeras y últimas horas del día.

Figura 15. Seguimiento ideal y backtracking para un día de verano e invierno (izquierda); y sesgo MBD por mes y hora del día para ambos tipos de seguimiento solar (derecha).



Fuente: elaboración propia.

En cuanto al desempeño del modelo de transposición, al igual que en el caso de La Jacinta, se utilizan dos series de G_h como entrada: (i) la serie completa (G_h), y (ii) la serie únicamente con medida G_h^{med} . Los resultados se presentan en la Tabla 10. Asimismo, la Figura 16 muestra la dispersión de la estimación de la irradiancia en el plano del generador frente a la medida. Según se observa en la Tabla 10, al utilizar como entrada únicamente la serie medida G_h^{med} , el rRMSD de la estimación no tiene cambios significativos, pasando de 12,2 % a 12,1 %. El sesgo, en cambio, aumenta levemente de 1,0 % a 1,3 %, producto que la serie completa compensa errores de distinto signo. Este resultado corresponde al desempeño de la metodología de transposición aplicada exclusivamente a los registros de G_h medidos que superaron el control de calidad, sin la influencia de las estimaciones satelitales utilizadas para completar la serie. No se encontraron antecedentes en Uruguay que validen la transposición a un plano de seguidor de eje horizontal con backtracking. En ese sentido, el desempeño reportado para El Naranjal constituye una referencia nueva para el modelado de irradiancia en centrales con seguimiento solar en el país.

Tabla 10. Desempeño de la G_t estimada por transposición para El Naranjal.

Entrada	rMBD	rRMSD	$\overline{G_t}$	N
	%	%	W/m ²	
G_h	1,0	12,2	553,6	118049
G_h^{med}	1,3	12,1	545,1	95364

Fuente: elaboración propia.

7.2.4 Composición de la G_t

La serie de medida de G_t filtrada se rellena directamente con la serie estimada por los modelos de transposición. La Tabla 11 y la Figura 17 presentan el origen de los datos que conforman la serie completa de G_t , distinguiendo el origen del dato de entrada, que puede ser: solo medida (G_t^{med}), estimada a partir de las medidas en plano horizontal ($G_t^{G_h,med}$) y estimada a partir de la estimación satelital en plano horizontal ($G_t^{G_h,sat}$). Esta distinción es oportuna ya que no todos los datos rellenos en la serie de G_h se trasladan directamente a la serie de G_t .

Tabla 11. Composición de la serie diurna de G_t por central para el período 2018–2024

Origen del dato	Jacinta		Naranjal	
	N	%	N	%
G_t^{med}	173723	93,8	127088	68,6
$G_t^{G_h,med}$	5066	2,7	3465	1,9
$G_t^{G_h,sat}$	6334	3,4	54572	29,5
Total	185123	100,0	185125	100,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 16. Dispersión de G_t medida frente a su estimación

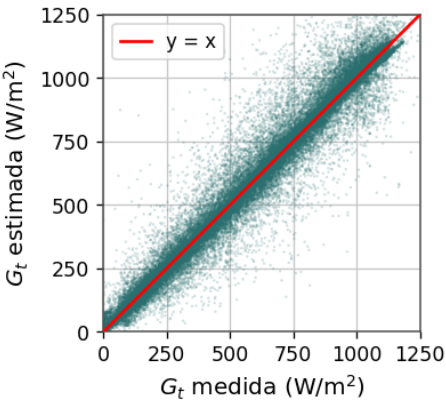
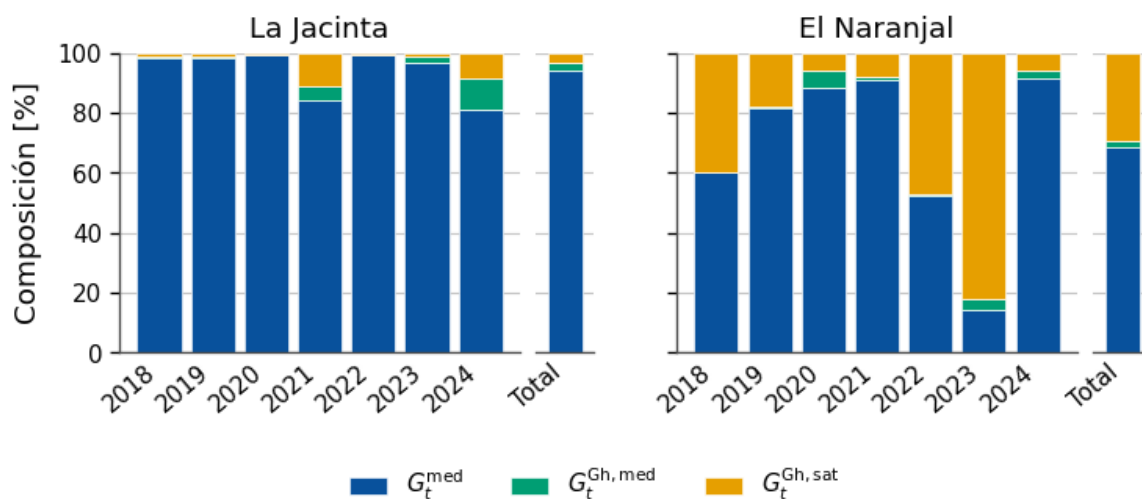


Figura 17. Composición anual de la serie G_t para cada central.



Fuente: elaboración propia.

La Tabla 11 muestra que la participación de las medidas de G_t en la serie completa coincide con la esperada a partir del porcentaje de muestras removidas durante el control de calidad (Tabla 7). Sin embargo, la Figura 17 muestra que esta participación no se distribuye de manera uniforme entre centrales. En La Jacinta (gráfico de la izquierda), la G_t^{med} domina la composición en todos los años, con episodios de relleno concentrados en 2021 y 2024. En el conjunto del período analizado, la proporción de datos medidos con control de calidad supera el 90 %. En El Naranjal (gráfico de la derecha), la composición es similar a la observada para G_h en la Figura 10. La ausencia de mediciones ocurre, en gran medida, de forma simultánea para ambas variables, dado que el relleno obtenido a partir de medida ($G_t^{\text{Gh,med}}$) representa solo el 1,9 %, frente al 29,5 % correspondiente al relleno satelital ($G_t^{\text{Gh,sat}}$). Como resultado, G_t^{med} representa el 68,6 % de la serie completa. El análisis exhaustivo de las mediciones y de las técnicas empleadas para obtener una serie completa de G_t permite utilizarla como entrada para estimar la potencia generada por las centrales fotovoltaicas.

7.3 Potencia fotovoltaica

La última variable del modelado de series temporales es la potencia generada P_{ac} . Su procesamiento sigue los tres lineamientos principales: control de calidad de datos, estimaciones de potencia a partir de una serie de referencia, y el relleno de huecos en los datos. En este apartado, la serie de referencia se basa en una estimación de P_{ac} a partir de un modelo de regresión lineal múltiple ajustado sobre los propios registros, de modo que la calidad de la estimación depende tanto del desempeño del modelo como de la calidad de

la G_t completa que lo alimenta.

7.3.1 Control de calidad de P_{ac}^{med}

La Tabla 12 resume los resultados de la aplicación de los filtros F9–F13 a las medidas de P_{ac}^{med} , descritos en la Sección 6.2.

Tabla 12. Número de muestras (y %) filtradas en P_{ac}^{med} , Jacinta y Naranjal.

Etapa	Criterio	Jacinta		Naranjal	
		N	%	N	%
F9	$P_{ac}^{med} \leq 0$ (diurno)	6859	3,7	8040	4,3
F10	$P_{ac}^{med} > 49,9$ MW y baja altura solar	64	≈ 0	0	0,0
F11	Restricción operativa	8482	4,6	8106	4,4
F12	Repetidos	1367	0,7	834	0,5
F13	Inspección visual	1655	0,9	1609	0,9
Total		18427	10,0	18589	10,0

Fuente: elaboración propia.

A diferencia de lo observado para G_h y G_t , cuyos descartes se concentran principalmente en los filtros físicos automáticos o en la inspección visual, la Tabla 12 muestra que, para ambas centrales, el filtro de mayor incidencia es F11, asociado a restricciones operativas. Su participación es prácticamente idéntica en La Jacinta y El Naranjal, con valores de 4,6 % y 4,4 %, respectivamente. Esta similitud es esperable, ya que la restricción operativa responde a condiciones de la red eléctrica, comunes a ambas plantas por su cercanía, y no a una falla propia de cada central. El Filtro F9 ($P_{ac} \leq 0$ diurno) es mayor en El Naranjal, 4,3 % frente a 3,7 %, reflejando una fracción mayor de horas sin inyección a la red eléctrica durante el día. El filtro F10, $P_{ac}^{med} > 49,9$ MW y baja altura solar, es prácticamente nulo en ambas centrales. La remoción total de la serie es de 10,0 % en ambas centrales, significativamente menor que la registrada para G_h (Tabla 3) y G_t (Tabla 7).

7.3.2 Desempeño del modelo de potencia

Previo a la evaluación del desempeño del modelo de regresión lineal múltiple ajustado para la estimación de potencia (detallado en la Sección 6.3.3), se presentan los resultados de su caracterización que consiste en los coeficientes ajustados y la variación del desempeño según la serie de irradiancia utilizada como entrada y la inclusión del término térmico.

La Tabla 13 presenta los coeficientes ajustados de la regresión definida en la Ecuación 14, tanto para la formulación con término térmico como para aquella que no lo incluye.

En la primera variante, el término $G_t \cdot \Delta T$ representa el efecto de la temperatura de operación sobre la potencia generada y permite incorporar la reducción de la eficiencia de las celdas a medida que aumenta su temperatura.

Tabla 13. Coeficientes del modelo de potencia

Término	Jacinta		Naranjal	
	Original	Térmico	Original	Térmico
G_t	0,0364	0,0344	0,0429	0,0427
G_t^2	$4,72 \cdot 10^{-5}$	$5,58 \cdot 10^{-5}$	$9,48 \cdot 10^{-6}$	$8,65 \cdot 10^{-6}$
G_t^3	$-4,54 \cdot 10^{-8}$	$-5,22 \cdot 10^{-8}$	$-4,15 \cdot 10^{-9}$	$1,38 \cdot 10^{-9}$
G_t^4	$8,50 \cdot 10^{-12}$	$1,10 \cdot 10^{-11}$	$-3,72 \cdot 10^{-12}$	$-6,55 \cdot 10^{-12}$
α_s	0,0988	0,0870	0,0562	0,0503
α_s^2	-0,00126	-0,000982	-0,000643	-0,000513
γ_s	-0,00110	-0,00238	0,00303	0,00164
γ_s^2	$-1,24 \cdot 10^{-4}$	$-9,55 \cdot 10^{-5}$	$-6,41 \cdot 10^{-5}$	$-5,12 \cdot 10^{-5}$
$G_t \Delta T$	—	$-1,11 \cdot 10^{-4}$	—	$-6,23 \cdot 10^{-5}$
γ_{ef} [%/°C]	—	-0,215	—	-0,131

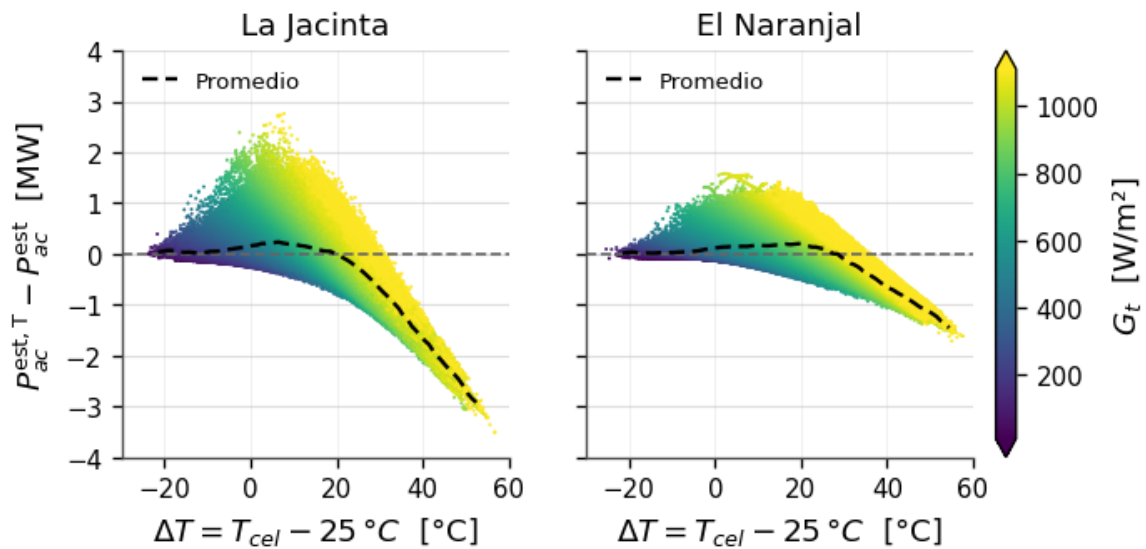
Fuente: elaboración propia.

Los coeficientes asociados a G_t (Tabla 13) muestran diferencias entre ambas centrales, particularmente en el término lineal, cuyo valor es mayor para El Naranjal. La relación entre potencia e irradiancia debe, sin embargo, interpretarse considerando conjuntamente los términos geométricos (α_s , α_s^2 , γ_s , γ_s^2), que capturan la dependencia angular de la conversión respecto a la altura solar y al acimut. Estos términos presentan el mismo orden de magnitud en ambos parques y coinciden en signo salvo en el término lineal de acimut. La estabilidad conjunta, lineal y geométrica, indica que las diferencias de desempeño entre Jacinta y Naranjal no se originan en el ajuste del modelo de potencia, sino en decisiones de diseño como el tipo de montaje y el oversizing.

En cuanto al coeficiente térmico efectivo γ_{ef} (Ecuación (16)) para La Jacinta resulta $-0,215\%/^{\circ}\text{C}$ y para El Naranjal $-0,131\%/^{\circ}\text{C}$. Ambos por debajo en magnitud del coeficiente de temperatura nominal típico de módulos de silicio cristalino, en el orden de $-0,4$ a $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$ (King et al., 2004). Dado que no se dispone de las fichas técnicas exactas de los módulos instalados, las diferencias entre centrales pueden estar asociadas tanto a sus condiciones reales de operación como a la calidad de las medidas de temperatura ambiente y velocidad del viento. En consecuencia, γ_{ef} debe interpretarse como un indicador relacionado, en signo y magnitud, con el efecto de la temperatura sobre la operación de

la central, y no como el coeficiente físico de temperatura de un módulo fotovoltaico determinado en condiciones de laboratorio. La Figura 18 muestra el efecto de incorporar este término térmico en los modelos de estimación de potencia de ambas centrales. El eje x representa $\Delta T = T_{cel} - 25^\circ\text{C}$, es decir, el desvío de la temperatura de celda respecto de las condiciones STC. Valores positivos indican módulos operando por encima de 25°C y valores negativos, por debajo. El eje y muestra la diferencia entre la potencia estimada con y sin término térmico, $P_{ac}^{est,T} - P_{ac}^{est}$. Los valores positivos indican que el modelo original subestima la potencia respecto del modelo térmico, mientras que los negativos indican que la sobrestima. En línea negra discontinua se presenta el promedio en cada caso. Finalmente, el código de colores representa G_t para cada dato de 10 minutos y muestra que los mayores niveles de irradiancia se asocian, en general, con mayores temperaturas de celda.

Figura 18. Efecto del término térmico en la estimación de potencia junto al promedio para ambas centrales.



Fuente: elaboración propia.

A partir de la Figura 18 se observa que ambos gráficos presentan una forma similar: en condiciones frías o cercanas a STC (ΔT próximo a cero) la diferencia entre las estimaciones de potencia es prácticamente nula. A medida que ΔT crece y los módulos PV se calientan, el término térmico penaliza la generación estimada, lo que indica que el modelo original tiende a sobrestimar la producción en condiciones de alta temperatura de operación. Si bien el comportamiento de las centrales es similar, el efecto del término térmico es menor en el caso de El Naranjal respecto al de La Jacinta, principalmente debido a que posee un γ_{ef} más atenuado.

En cuanto a la evaluación del desempeño de los modelos de estimación de potencia, la

Tabla 14 presenta los principales indicadores.

Tabla 14. Desempeño del modelo de potencia según la entrada de irradiancia y la inclusión del término térmico.

Central	Variables	rMBD (%)	rRMSD (%)	$\bar{P}_{ac}$ (MW)	N
Jacinta	$G_t^{G_h, \text{sat}}$	1,2	16,1	23,5	153993
	G_t	0,2	7,1		
	$G_t + T_{\text{cel}}$	≈ 0	6,9		
Naranjal	$G_t^{G_h, \text{sat}}$	0,7	15,7	25,8	154577
	G_t	0,2	9,0		
	$G_t + T_{\text{cel}}$	0,1	9,0		

Fuente: elaboración propia.

Los resultados de los indicadores de la Tabla 14 muestran que la fuente de datos de entrada del modelo influye directamente en su desempeño. En términos de rRMSD, la potencia estimada a partir de la serie completa de G_t , compuesta por datos medidos y estimados mediante transposición, presenta valores de 7,1 % en La Jacinta y 9,0 % en El Naranjal. Cuando se utiliza G_t obtenida exclusivamente a partir de irradiancia satelital ($G_t^{G_h, \text{sat}}$), el rRMSD aumenta a 16,1 % y 15,7 % respectivamente, alcanzando valores aproximadamente dos veces mayores. Por otro lado, la incorporación del término térmico a la serie completa G_t produce un impacto marginal en el desempeño del modelo de potencia: en La Jacinta el rRMSD se reduce 0,2 puntos porcentuales y el rMBD se reduce a un valor cercano a cero, mientras que en El Naranjal la reducción del rRMSD es prácticamente nula y el sesgo se reduce 0,1 puntos porcentuales.

Finalmente, de este análisis se desprende que aunque el término térmico modifica las estimaciones y reduce levemente el sesgo, su efecto no es suficiente para alterar de forma significativa el desempeño global del modelo de potencia. Sin embargo, se adopta la formulación con término térmico como modelo de referencia, debido a su mejor desempeño general.

7.3.3 Composición de la P_{ac}

La Tabla 15 y la Figura 19 reportan el origen de cada dato de la serie P_{ac} completa. El origen se descompone según la fuente que da entrada al modelo de estimación PV, de menor a mayor incertidumbre: a partir de irradiancia medida en el plano del generador ($P_{ac}^{G_t, \text{med}}$), luego a partir de la irradiancia medida en plano horizontal ($P_{ac}^{G_h, \text{med}}$), y por último,

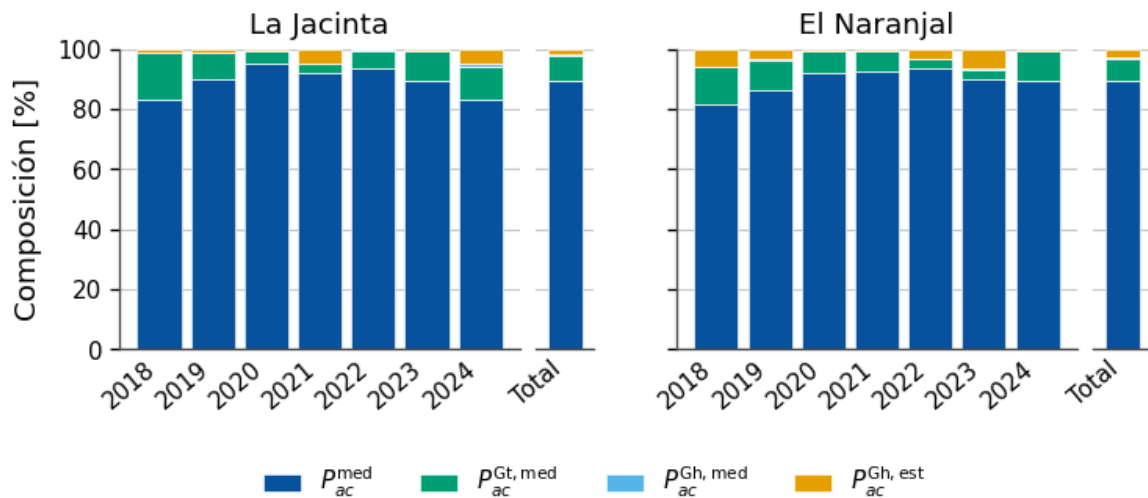
la irradiancia estimada en plano horizontal ($P_{ac}^{G_h, \text{sat}}$)

Tabla 15. Composición de la serie diurna de P_{ac} completa por central para el período 2018–2024.

Origen del dato	Jacinta		Naranjal	
	N	%	N	%
P_{ac}^{med}	166696	90,0	166536	90,0
$P_{ac}^{G_t, \text{med}}$	14809	8,0	12972	7,0
$P_{ac}^{G_h, \text{med}}$	279	0,2	392	0,2
$P_{ac}^{G_h, \text{sat}}$	3339	1,8	5225	2,8
Total	185123	100,0	185125	100,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 19. Composición anual y total de la serie P_{ac} para cada central



Fuente: elaboración propia.

Conforme se observa en la Tabla 15, la serie completa de potencia está compuesta en un 90,0 % por datos medidos directamente (P_{ac}^{med}) en ambas centrales. Los datos faltantes se completan principalmente a partir de la medida de irradiancia en el plano del generador ($P_{ac}^{G_t, \text{med}}$), que representa un 8,0 % de la serie en La Jacinta y un 7,0 % en El Naranjal. Cuando no se dispone de medidas en el plano del generador, predomina el uso de la irradiancia en plano horizontal estimada por satélite ($P_{ac}^{G_h, \text{sat}}$), que se transpone al plano y se utiliza como entrada del modelo de estimación de potencia. Esto indica la ausencia simultánea de medidas de P_{ac} , G_t y G_h . En La Jacinta, estas muestras corresponden a un 1,8 % de la serie, y un 2,8 % en El Naranjal. Finalmente, las muestras recuperadas a partir de la medida en plano horizontal, utilizando la misma cadena de transposición y modelado de potencia ($P_{ac}^{G_h, \text{med}}$), son de 0,2 % en ambas centrales.

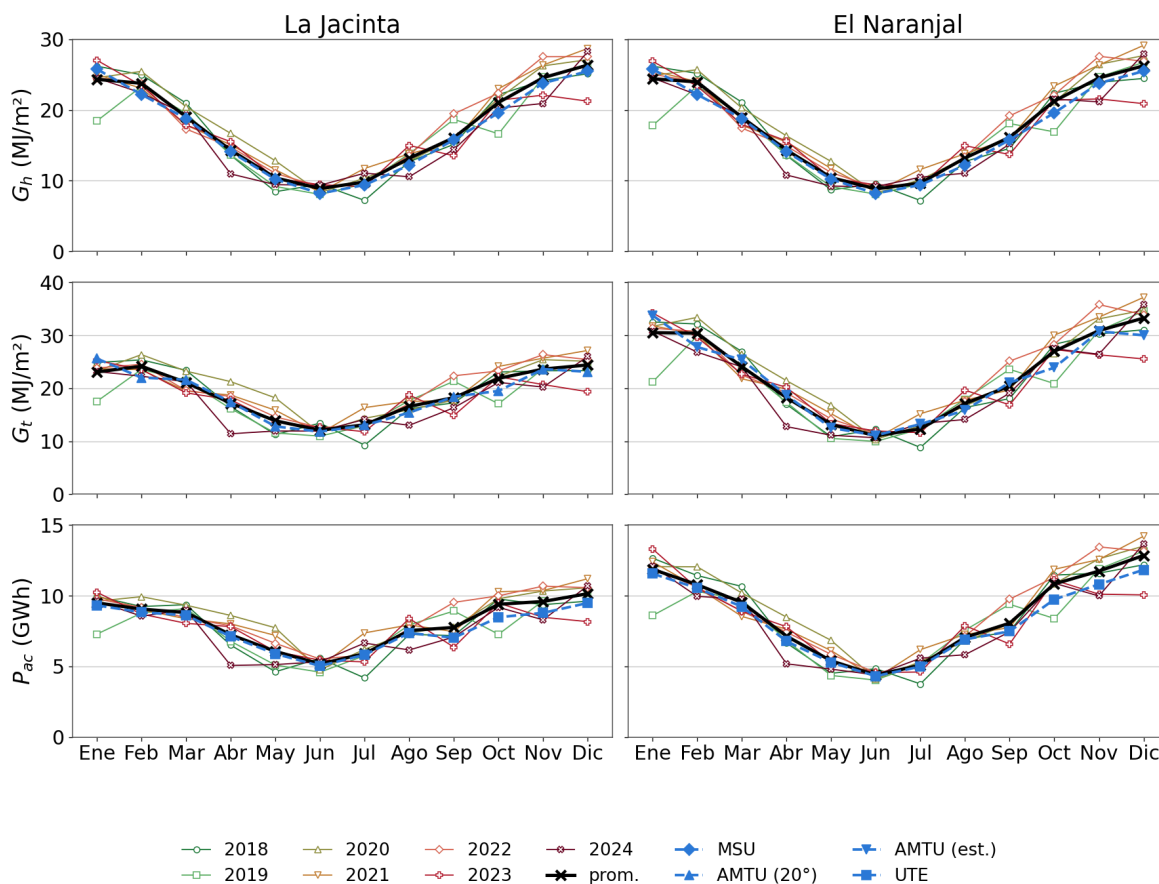
La Figura 19 muestra que la composición de la serie de potencia es notablemente pareja entre centrales, a diferencia de lo observado en las series de irradiancia (Figuras 10 y 17). En ambas centrales la medida directa representa cerca del 90 % de la serie completa, con mínimos en torno al 82–83 % en el año 2018 y máximos superiores al 93 % en los años centrales del período. La contribución de las estimaciones satelitales se concentra donde la cadena de modelado la hereda de la irradiancia: en El Naranjal en el año 2018 y 2023 y, en menor medida, en La Jacinta en los años 2021 y 2024, coincidiendo con los períodos de mayor descarte de G_h y G_t ya discutidos (Figuras 10 y 17). Esta correspondencia muestra que la potencia fue la variable con disponibilidad más homogénea entre centrales, y la de mayor disponibilidad en El Naranjal. Incluso en 2023, año con mayor descarte de irradiancia en El Naranjal, no se observaron inconsistencias equivalentes en la medida de potencia. Esta diferencia es consistente con la función de cada medición. La potencia activa en el punto de conexión es una variable comercial de mayor interés para los operadores por reportar la energía entregada a la red, por lo que su mantenimiento y calibración reciben una prioridad operativa que no necesariamente se extiende a las mediciones del recurso solar.

7.4 Caracterización del recurso solar y generación

Con las series caracterizadas en las secciones anteriores, esta sección analiza el recurso solar disponible y la generación en ambas centrales para el período de siete años (2018 – 2024). El análisis realizado en ambas variables incluye la evaluación anual e interanual.

La Figura 20 presenta G_h , G_t y P_{ac} , organizados por filas. Las columnas corresponden a las centrales: La Jacinta a la izquierda y El Naranjal a la derecha. En cada gráfico las líneas de colores muestran los promedios mensuales de cada año, y negra el promedio del período 2018–2024, calculado a partir de las series completas. Además, se incluye en azul un valor de referencia tomado de la literatura, cuya fuente varía según la variable. Tanto los valores mensuales obtenidos como los de referencia, se incluyen en el Anexo B. Todas las variables de la Figura 20 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. Las medias mensuales de las tres variables están directamente relacionadas, ya que las variaciones que presenta G_h se observan también en G_t y en P_{ac} . Por ejemplo, enero y octubre de 2019 presentan, para su respectivo mes, los valores mínimos del período de siete años en las tres variables y en ambas centrales. De forma similar, en julio de 2021 las tres variables alcanzan su valor máximo del período en ambas plantas.

Figura 20. Promedio mensual de G_h (arriba), G_t (centro) y P_{ac} (abajo), para cada mes de los 7 años de estudio (en colores), año promedio (en negro) y referencia (en azul).



Fuente: elaboración propia.

La primera fila de gráficos de la Figura 20 corresponde a G_h . Los promedios mensuales interanuales varían entre un mínimo de 7,2 MJ/m² y un máximo de 29,2 MJ/m², con valores prácticamente idénticos en ambas centrales, como es esperable dada su proximidad geográfica. La referencia (en azul) corresponde a la G_h del Mapa Solar del Uruguay (MSU⁶) para la zona de ambas plantas, obtenidos a partir de más de 15 años de estimaciones satelitales (Alonso-Suárez, 2017). En ambas centrales, el promedio del período 2018–2024, representado en negro, reproduce el comportamiento mensual del MSU, aunque presenta valores superiores en todos los meses excepto enero. El promedio anual de G_h obtenido en este trabajo es de 17,6 MJ/m² en La Jacinta y 17,7 MJ/m² en El Naranjal, frente a 17,1 MJ/m² reportado por el MSU. 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 febrero y octubre (entre +1,5 y +1,8 MJ/m²) y en agosto (+1,0 MJ/m²), mien-

⁶<http://les.edu.uy/online/msuv2/>

tras que enero es el único mes por debajo del MSU (en torno a $-1,5 \text{ MJ/m}^2$). Las anomalías anuales de G_h se ubican en el rango $\pm 6\%$ en ambas centrales, entre $-4,9\%$ y $+5,2\%$ en La Jacinta y entre $-5,7\%$ y $+5,5\%$ en El Naranjal, sin diferencias significativas entre emplazamientos. La desviación estándar de estas anomalías resulta de $4,3\%$ en La Jacinta y $4,7\%$ en El Naranjal, superior al $3,0\%$ reportado por Alonso-Suárez (2017) para la G_h en el territorio nacional, diferencia atribuible principalmente a que dicho valor surge de promediar un período de 17 años, mientras que aquí se analizan los últimos 7 años.

En la segunda fila de gráficos de la Figura 20, correspondiente a G_t , se reportan valores de irradiancia media diaria que oscilan entre $9,3 \text{ MJ/m}^2$ – $27,1 \text{ MJ/m}^2$ y $8,8 \text{ MJ/m}^2$ – $37,1 \text{ MJ/m}^2$ para La Jacinta y El Naranjal, respectivamente. A diferencia de G_h , los valores de G_t difieren entre centrales debido a sus configuraciones, fijas y con seguimiento. En el promedio del período completo, G_t alcanza $19,1 \text{ MJ/m}^2$ en La Jacinta y $22,3 \text{ MJ/m}^2$ en El Naranjal. Por tanto, la central con seguimiento recibió, en promedio, un $17,0\%$ más de irradiancia en el plano de los módulos que la central con estructura fija. En cuanto a las series de referencia, representadas en azul, para La Jacinta se utiliza el promedio mensual de G_t a una inclinación fija de 20° , obtenido a partir del Año Meteorológico Típico del Uruguay (AMTU). Para El Naranjal, se emplea la misma fuente, pero G_t se estima a partir de la serie horaria de G_h mediante el modelo de transposición para configuración con seguimiento solar. El AMTU construye los valores medios mensuales tomando meses típicos de un total de 15 años de estimaciones satelitales en distintos puntos del país (Alonso-Suárez et al., 2014). Este trabajo utiliza como comparación los datos referidos al departamento de Salto. Para ambas centrales, se observa en el gráfico de G_t una similitud significativa entre los promedios mensuales, aunque en febrero, octubre y diciembre la medida del recurso solar presentada por este trabajo es superior a la reportada en el AMTU (entre $+1,3$ y $+3,2 \text{ MJ/m}^2$), y en enero se ubica por debajo ($-2,5$ y $-3,2 \text{ MJ/m}^2$), consistente con lo que ocurre para los valores de G_h .

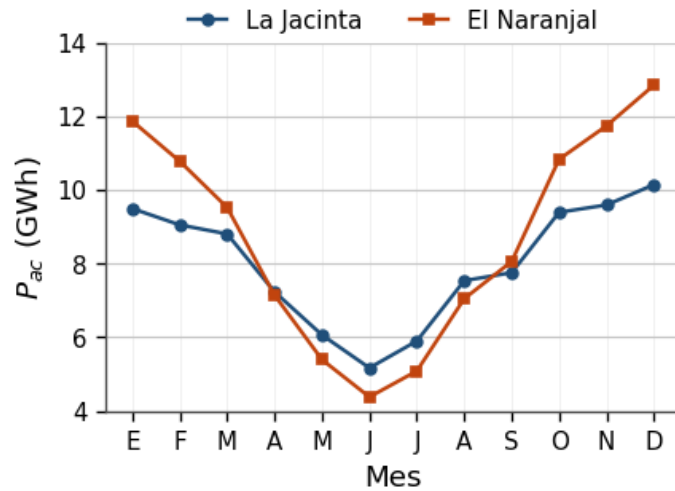
La tercera fila de la Figura 20 presenta la energía mensual generada. Los promedios mensuales de la serie completa varían entre $5,2$ y $10,2 \text{ GWh}$ en La Jacinta, y entre $4,4$ y $12,9 \text{ GWh}$ en El Naranjal. Estos rangos corresponden, en cada central, a los meses de menor y mayor generación media del año. En los meses de menor generación, El Naranjal produce $0,8 \text{ GWh}$ menos que La Jacinta, mientras que en los meses de mayor generación produce $2,7 \text{ GWh}$ más. La referencia de potencia corresponde al promedio mensual informado por UTE para el mismo período, descargada del sitio web de UTE⁷. Se observa en

⁷<https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei/composicion-energetica>

la gráfica que la energía reportada por UTE es inferior entre setiembre y diciembre con respecto a la estimación de este trabajo, lo que podría deberse a restricciones operativas o indisponibilidades de la planta de generación. En términos acumulados, este estudio estima una generación de 673,6 GWh en La Jacinta y 733,4 GWh en El Naranjal durante los siete años analizados, una ganancia de un 8,9 % para El Naranjal. Para el mismo período, UTE reporta 642,3 y 696,2 GWh, respectivamente. Por tanto, las estimaciones superan los valores reportados por UTE en un 4,9 % para La Jacinta y un 5,3 % para El Naranjal, y esta diferencia podría estar relacionada con distintos factores: (i) este trabajo descarta un 4,4–4,6 % de los datos de potencia relativos a restricciones operativas, lo que hace que la energía efectivamente generada sea, en suma, inferior a la estimada en condiciones de operación sin restricciones; (ii) la indisponibilidad de la generación de planta por acciones de mantenimiento u otro tipo de operaciones que requieran detener el parque o alguna subparte, lo que también llevaría a una menor generación que en condiciones ideales; (iii) el modelo de estimación de potencia no contempla variables como la suciedad en los módulos fotovoltaicos y su desgaste, lo que podría introducir imprecisiones adicionales a la estimación. Para obtener resultados más concluyentes, sería necesario contar con una mayor cantidad de años de datos medidos y evaluar otros modelos de estimación de potencia; y (iv) posibles pérdidas de cableado y de transformación entre el punto donde se calcula la energía en el modelo y el punto de medición comercial de UTE, que no fueron cuantificadas en este trabajo. Para obtener resultados más concluyentes, sería necesario contar con una mayor cantidad de años de datos medidos y evaluar otros modelos de estimación de potencia.

La Figura 21 superpone el año medio mensual de ambas centrales. El Naranjal supera a La Jacinta entre setiembre y marzo, y la relación se invierte entre mayo y agosto, con abril como mes de transición, de forma consistente con la diferencia de captación entre configuraciones señalada para G_t .

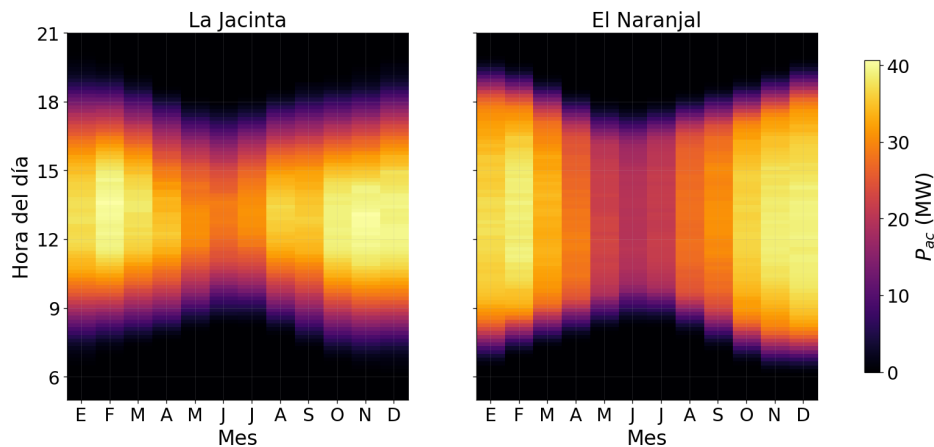
Figura 21. Año medio mensual de P_{ac} para ambas centrales para el período 2018–2024



Fuente: elaboración propia.

La Figura 22 presenta un mapa de calor de la serie de potencia completa de cada central a lo largo del día (eje y), y para cada mes del año (eje x). La intensidad del color indica la potencia media 10 minatural, los tonos oscuros indican valores menores y los tonos más claros, valores mayores de generación.

Figura 22. Potencia media 10-minatural para cada hora del día y mes del año.



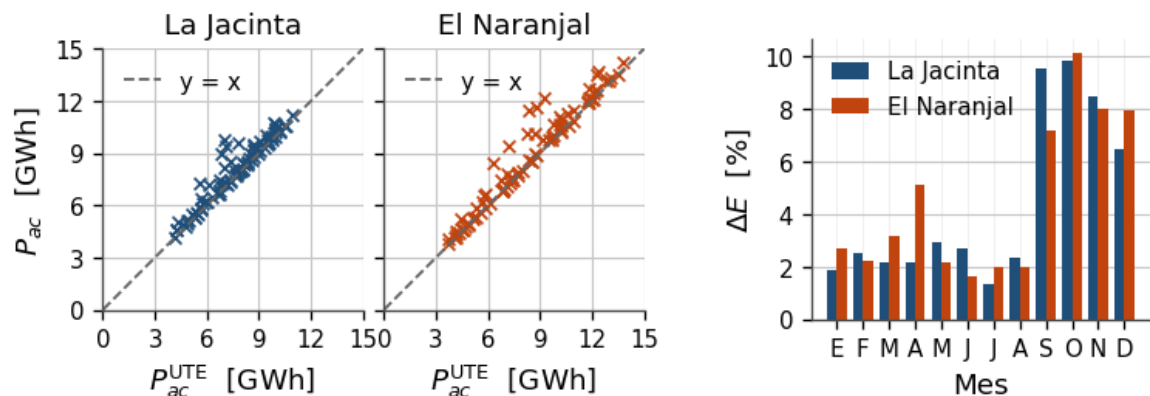
Fuente: elaboración propia.

La Figura 22 presenta la distribución de la potencia media por hora y mes, que permite explicar la inversión estacional observada en la Figura 21. Para La Jacinta se observan máximos localizados alrededor del mediodía, principalmente en los meses característicos de primavera y verano. En El Naranjal, en cambio, los valores se extienden más a lo largo del día (mayor amplitud de colores intensos) debido a la configuración con seguimiento solar. Durante los meses típicos de invierno La Jacinta alcanza mayores valores de poten-

cia instantánea, debido a que los paneles fijos están más enfrentados al Sol durante las horas centrales del día, a diferencia del seguimiento de eje norte-sur que se encuentran esencialmente en plano horizontal. Asimismo, se observa que el seguimiento solar permite mantener una generación mayor durante más horas del día, como evidencia una mayor amplitud horizontal de la zona coloreada a lo largo de todo el año.

La Figura 23 presenta un análisis complementario de la generación. Los dos primeros gráficos comparan, para cada mes del período, la energía posible estimada en este trabajo con la energía despachada reportada por UTE, para La Jacinta y El Naranjal, respectivamente. El tercer gráfico muestra, mediante barras, la diferencia media mensual entre ambas magnitudes para cada central. En los dos gráficos de dispersión de la Figura 23, la diagonal representa la igualdad entre la energía generada y la energía despachada reportada por UTE. Los puntos se ubican mayoritariamente sobre esta línea o por encima de ella. Esto indica que, para cada mes, la energía generada en este trabajo es (en general) igual o superior a la energía efectivamente despachada. El tercer gráfico muestra que la diferencia entre ambas magnitudes tiene un patrón estacional definido, y es relativamente similar entre ambas centrales, puesto que su magnitud es comparable para la mayoría de los meses. Entre enero y agosto la diferencia se mantiene por debajo del 4% (salvo en abril para El Naranjal, que supera el 4%). En setiembre se produce un incremento, y la diferencia se sostiene entre el 6 y el 10% hasta diciembre, con su máximo en octubre. Las diferencias mensuales son consistentes con el patrón mensual de las R.O.: la correlación de Pearson entre ambas series es de $r = 0,94$ para las dos centrales. Si bien no constituyen el único factor, las R.O. son un elemento clave en la diferencia observada.

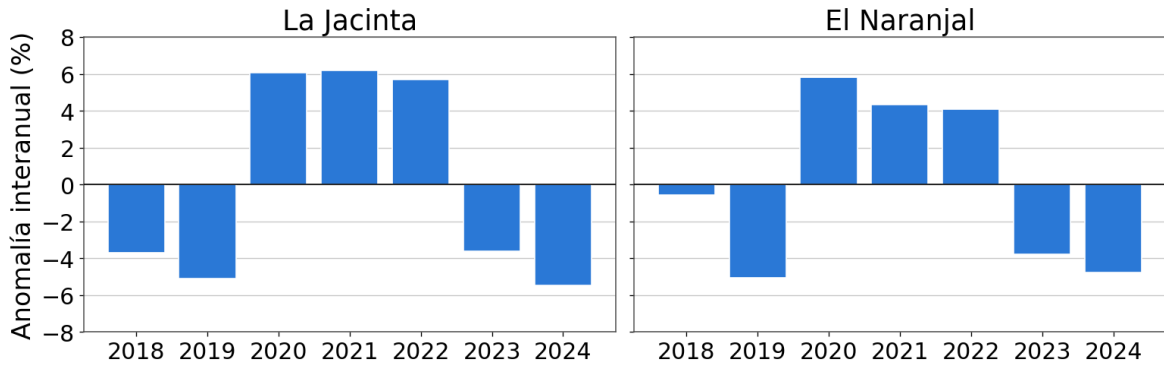
Figura 23. Energía mensual P_{ac} frente a la reportada por UTE P_{ac}^{UTE} para: (izquierda) La Jacinta y (centro) El Naranjal; (derecha) Diferencia media mensual ΔE (%) para el período 2018–2024.



Fuente: elaboración propia.

Las anomalías relativas anuales se muestran en la Figura 24. Estas se definen como la diferencia entre el promedio anual de cada año y el promedio de todo el período, expresada como un porcentaje de este último.

Figura 24. Variación interanual de la generación PV en % respecto al año medio para el período 2018–2024



Fuente: elaboración propia.

En la Figura 24 se observan las variaciones respecto al año medio para La Jacinta y El Naranjal. Como primera observación, ambas centrales presentan un comportamiento interanual similar: la generación fue inferior al promedio del período en 2018–2019 y 2023–2024, y superior en 2020–2022. En cuanto a la amplitud de estas variaciones, se encuentran rangos similares para las dos centrales: entre -5,6 % y +6,2 % para La Jacinta, y entre -5,1 % y +5,8 % para El Naranjal. Esto implica que La Jacinta generó, en promedio, alrededor de un 4,4 % menos de energía en 2018–2019 y un 6,0 % más en 2020–2022, respecto de la media del período. La desviación estándar de las anomalías de P_{ac} es de 5,7 % en La Jacinta y 4,7 % en El Naranjal, similar a lo reportado para la G_h en el mismo período. En este patrón interanual, se observa que los años de generación por debajo del promedio (2018, 2023 y 2024) corresponden a fases El Niño, mientras que los de generación por encima del promedio (2020–2022) corresponden a la fase La Niña, condiciones que en Uruguay se asocian a mayor y menor irradiancia respectivamente (Laguada et al., 2020a).

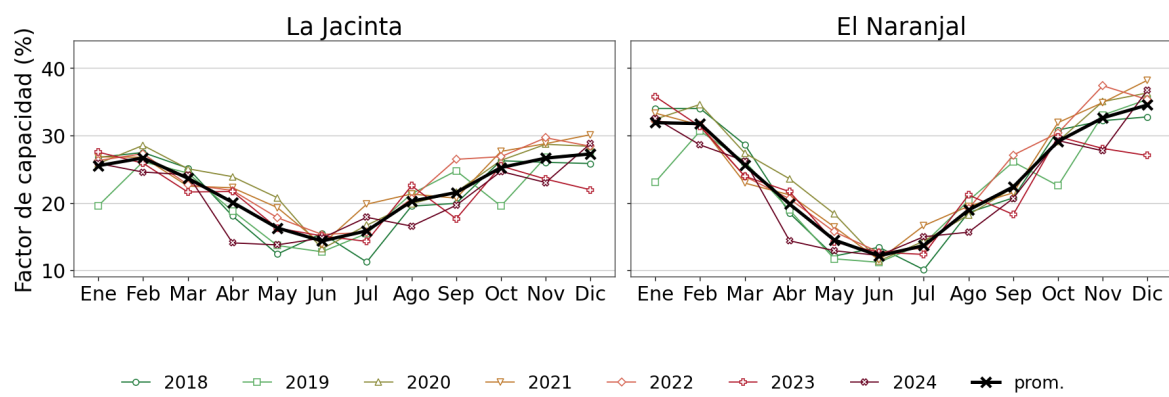
7.5 Parámetros de planta

Esta sección sintetiza los principales indicadores de desempeño de las centrales La Jacinta y El Naranjal, obtenidos a partir de siete años completos de datos. Se presentan el rendimiento de referencia (Y_r), el rendimiento específico final (Y_f), el factor de rendimiento (PR) y el factor de capacidad (FC), definidos en la Sección 5.2.3. La secuencia recorre la cadena de conversión: Y_r mide el recurso captado por el plano de los módulos, Y_f la

energía entregada por unidad de potencia instalada, PR la fracción del recurso que la planta efectivamente convierte, y FC el aprovechamiento de la capacidad de inyección a la red. Comparados entre sí, estos indicadores permiten caracterizar el comportamiento de las centrales, atribuir las diferencias de desempeño entre ellas a sus criterios de diseño, así como a sus políticas de operación y mantenimiento.

La Figura 25 presenta la evolución de los promedios mensuales del factor de capacidad de cada central, por año y para el año promedio del período completo. Los valores anuales completos se detallan en el Anexo B (Tablas 21 y 26).

Figura 25. Promedio mensual del factor de capacidad por año y año medio.



Fuente: elaboración propia.

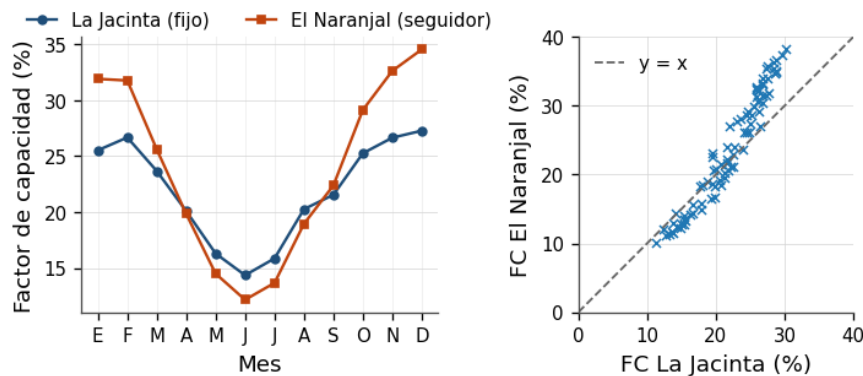
Como se observa en la Figura 25, el FC de ambas centrales presenta la variación estacional consistente con las variables analizadas previamente. Esta variabilidad es más pronunciada en El Naranjal, en concordancia con lo discutido anteriormente. Para La Jacinta, los factores de capacidad mensual promedio varían entre 14,4% (en junio) y 27,3% (en diciembre), con su máximo histórico en diciembre de 2021 de 30,1%. En El Naranjal, varía entre 12,2% y 34,5%, con el mínimo y el máximo también en junio y diciembre, respectivamente. El factor de capacidad promedio para el período de siete años es del 22,0% y 23,9% para La Jacinta y El Naranjal, respectivamente. Esta diferencia a favor de El Naranjal representa una ganancia del 8,6%, y es consistente con el 8,9% mayor de energía reportada para el período de 7 años. En cuanto a una referencia, para una central PV fija el MSU estimó un factor de capacidad del 17,2% en la misma ubicación, pero utilizando la potencia pico instalada en paneles solares, es decir, no con base en la potencia contractual (Alonso-Suárez, 2017). Al realizar el mismo cálculo con los datos de este trabajo para La Jacinta, se obtiene un valor de 16,9%. Aunque la similitud es notable (0,3 puntos porcentuales), el MSU se basa en 17 años de estimaciones satelitales, mientras que este

estudio promedia solo 7 años. Por tanto, una comparación concluyente requeriría una serie histórica más extensa. Para centrales con seguimiento solar no se encontró una referencia equivalente en el país.

La Figura 26 presenta una comparación entre el FC medio de ambas centrales, así como de sus valores mensuales. El cruce estacional ya identificado en términos de recurso se confirma a nivel de aprovechamiento de la potencia instalada a través del FC, conforme se observa en el gráfico a la izquierda de la Figura 26. El Naranjal presenta un menor aprovechamiento de la potencia instalada en los meses de invierno (cercasas a 2 % entre mayo y julio) y un mayor en los meses de verano respecto de La Jacinta (entre 7,3 % y 6,4 % en diciembre y enero).

El segundo gráfico de la Figura 26 presenta los pares mes-año del FC de ambas centrales. Se observa una relación directa entre ellas, cuya hipótesis explicativa es la proximidad geográfica: al compartir el mismo recurso solar, las variaciones mensuales afectan simultáneamente a las dos plantas. La recta identidad distingue qué central obtuvo mayor desempeño para cada mes. Para valores bajos y medios de FC (≤ 20 %), asociados principalmente a los meses de invierno, La Jacinta presentó un mejor desempeño, dado que los puntos se mantienen levemente por debajo de la diagonal de igualdad. Para valores encima del 20 %, El Naranjal presenta un mejor desempeño y los puntos se alejan más de la diagonal. Esto indica que en términos generales la ganancia de sistema con seguimiento es mayor.

Figura 26. Año medio mensual del FC para ambas centrales (izquierda) y dispersión mensual del FC (derecha) para el período 2018–2024.



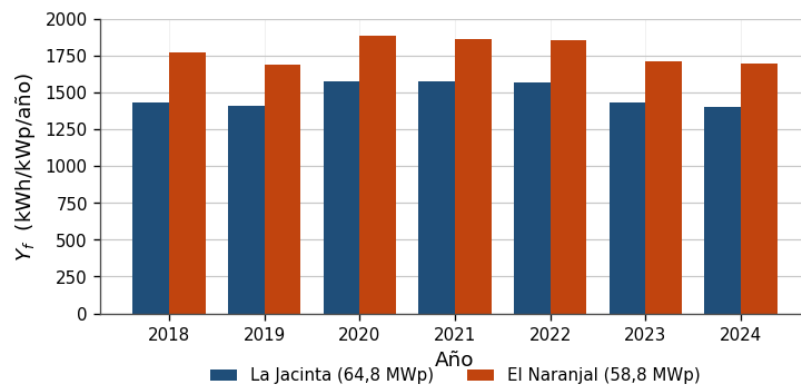
Fuente: elaboración propia.

El rendimiento de referencia, Y_r , expresa la irradiación captada por el plano del generador en horas equivalentes de operación en condiciones STC y, a diferencia del FC, no depende de la potencia instalada ni del límite de inyección: describe únicamente el re-

curso que alcanza la superficie captadora. Sobre el período completo, Y_r promedio es de 1936 h/año en La Jacinta y 2266 h/año en El Naranjal, equivalentes a 5,3 y 6,2 h/día, respectivamente. La diferencia de 330 h/año, un 17,0 %, coincide con la reportada para G_t en la Sección 7.4. Dado que el recurso horizontal es esencialmente equivalente en las dos centrales, la diferencia es atribuible principalmente al seguimiento solar.

La Figura 27 presenta el rendimiento anual específico final (Y_f), definido como la energía generada por unidad de potencia DC instalada. A diferencia del factor de capacidad, que se normaliza por la potencia AC, idéntica en ambas centrales, el Y_f toma como referencia la planta PV efectivamente montada, que difiere entre centrales. Este indicador permite comparar la energía producida por unidad de potencia de módulos instalada.

Figura 27. Rendimiento específico final anual (Y_f) por central para el período 2018–2024.

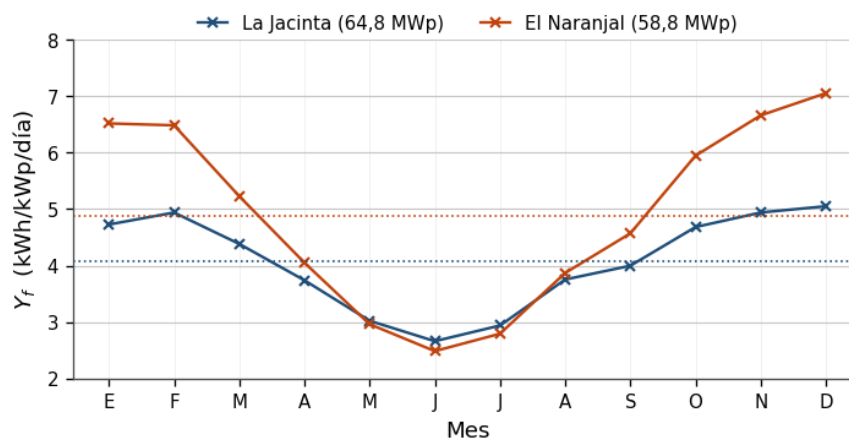


Fuente: elaboración propia.

Sobre el período completo, Y_f promedio es de 1484 kWh/kWp/año en La Jacinta y 1782 kWh/kWp/año en El Naranjal: una diferencia de 298 kWh/kWp, equivalente a un incremento de 20 % respecto de la central con estructura fija. La Figura 27 muestra, además, que esa ventaja no es efecto de un año particular, sino que las diferencias en el desempeño de las centrales se conservan en los siete años del período. La variabilidad interanual máxima observada de cada planta está en el orden de $\pm 6\%$ respecto a su media, lo que es coherente con las anomalías de generación discutidas en la Figura 24. Los años de mayor Y_f (2020–2022) y de menor Y_f (2018–2019 y 2023–2024) coinciden en las dos plantas, lo que reafirma que la diferencia entre configuraciones es estructural y que se debe principalmente al diseño de cada central, y no a eventos operativos de un año determinado. Al realizar la misma comparación en el FC, la ventaja de El Naranjal frente a La Jacinta es cercana al 9 % (cálculo que no tiene en cuenta el ILR), la mitad de lo reportado para Y_f . Esto es atribuible a los distintos criterios de diseño, dado que el sobredimensionamiento de

las centrales es diferente (Tabla 2). La Jacinta monta 64,8 MWp de módulos (ILR=1,3) para sostener los mismos 50 MW de límite máximo de inyección a la red que El Naranjal alcanza con 58,8 MWp (ILR=1,18). La potencia instalada adicional le permite a La Jacinta mantener la potencia nominal durante más horas del día, lo que eleva su factor de capacidad, pero también implica que, en las horas de mayor irradiancia, una fracción de la generación disponible se recorta al llegar al límite del inversor, y que cada módulo instalado rinde, en promedio, menos energía. Las medias mensuales de Y_f para el año medio se presentan en la Figura 28 para ambas centrales de estudio.

Figura 28. Promedio mensual del rendimiento específico final (Y_f) por central.



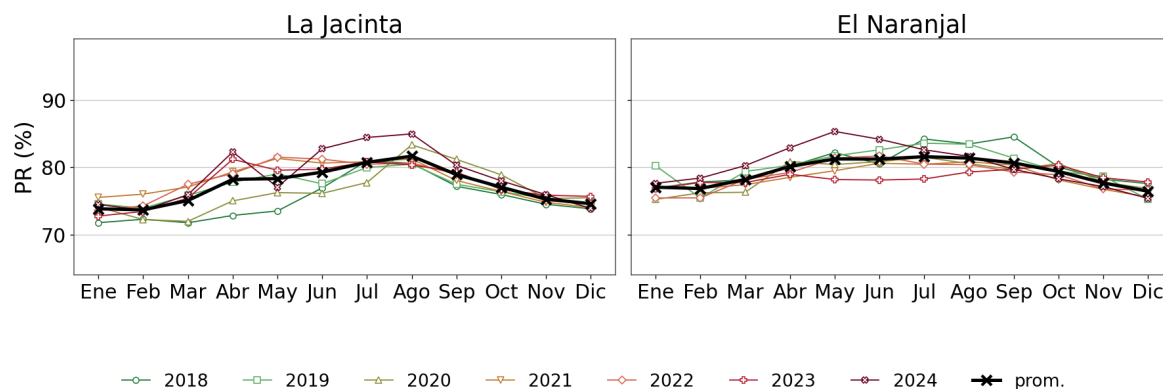
Fuente: elaboración propia.

La Figura 28 traslada el análisis a la escala estacional, pero expresado en valores promedio de Y_f diarios. El ciclo anual reproduce la forma ya descrita para el recurso solar (G_h y G_t) así como para la generación PV (P_{ac} y FC), alcanzando máximos en verano y mínimos en junio. El rango de Y_f se encuentra entre 2,7 y 5,1 kWh/kWp/día para La Jacinta, con un promedio de 4,1 kWh/kWp/día. Para El Naranjal el rango se encuentra entre 2,5 y 7,0 kWh/kWp/día, con un promedio que alcanza los 4,9 kWh/kWp/día. Al normalizar la energía generada por la potencia instalada en corriente continua, la ventaja de El Naranjal aumenta. Esta diferencia es más marcada en los meses de verano, cuando el clipping limita con mayor frecuencia la producción de La Jacinta. En los meses de invierno, en cambio, la ventaja que La Jacinta mostraba en el FC se reduce, ya que ambas centrales operan lejos de su potencia nominal y la comparación depende principalmente de la captación de irradiancia. En conjunto, las Figuras 27 y 28 muestran que el Y_f permite distinguir con mayor claridad el efecto del seguimiento solar del sobredimensionamiento, dado que al referir la energía al parque de módulos realmente instalado, la ventaja del seguidor se muestra de forma más

consistente y se mantiene a lo largo de los años.

Finalmente, la Figura 29 completa el análisis con los promedios mensuales del factor de rendimiento por año y el año promedio.

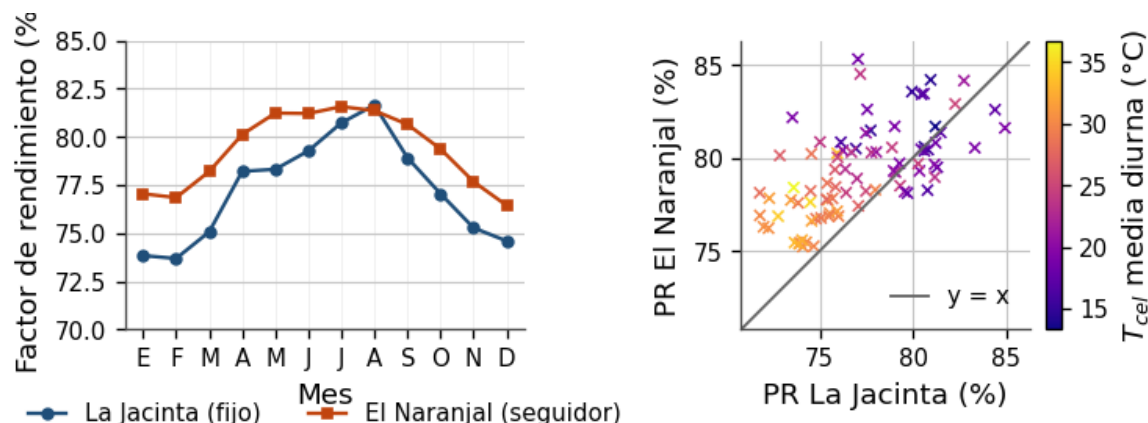
Figura 29. Promedio mensual del factor de rendimiento por año (en escala de grises) y año medio (negro), Jacinta (izquierda) y Naranjal (derecha).



Fuente: elaboración propia.

El PR promedio del período completo es de 77,2 % en La Jacinta y 79,3 % en El Naranjal. Para ambas centrales se observa una estacionalidad similar y, a diferencia de los demás indicadores, el PR alcanza valores más altos en los meses de invierno y más bajos en los meses de verano. En La Jacinta, el valor medio mensual del PR varía entre 73,7 % en febrero y 81,6 % en agosto. El Naranjal presenta un comportamiento similar, con un mínimo de 76,4 % en diciembre y un máximo de 81,6 % en julio. Ambos valores se ubican dentro del rango típico de plantas de gran escala bien operadas (Reich et al., 2012; Bolinger et al., 2020) y son coherentes con la evaluación previa de La Jacinta (Rehermann et al., 2024). La dispersión interanual es acotada, se mantiene en el orden de $\pm 2,0$ puntos porcentuales en torno al año medio y las trayectorias anuales se mantienen agrupadas, sin cruces sistemáticos entre años, lo que indica un desempeño de conversión estable a lo largo del período. Para mayor discusión, la Figura 29 presenta el ciclo mensual del PR por año para cada central, así como la dispersión de cada mes entre ambas centrales.

Figura 30. Promedio mensual del año medio del PR (izquierda) y dispersión mensual del período 2018–2024, en función de la temperatura de celda media (derecha).



Fuente: elaboración propia.

El panel izquierdo de la Figura 30 muestra que El Naranjal sostiene un PR superior al de La Jacinta en casi todos los meses del año medio. La diferencia entre centrales alcanza su máximo en pleno verano, con más de 3,0 puntos porcentuales entre enero y marzo a favor de El Naranjal, y se reduce progresivamente hacia el invierno, hasta anularse en julio e invertirse levemente en agosto (−0,2 puntos porcentuales), el único mes en que La Jacinta iguala o supera al seguidor. El panel derecho enfrenta el PR de ambas centrales para cada par mes–año y asigna a cada punto un color en función de la temperatura de celda media diaria del mes. Se observa una mayor dispersión que en los otros indicadores, con una superioridad casi permanente de El Naranjal. La estructura del color confirma la estacionalidad, donde los meses de verano se agrupan en la zona de PR más bajo y los de invierno en la de PR alto, en ambas centrales a la vez. En conjunto, el panel derecho indica que la variación estacional del PR responde principalmente a la temperatura de operación de los módulos y no a diferencias de mantenimiento, dado que los meses cálidos reducen el PR de ambas centrales por igual. La ventaja de El Naranjal, en cambio, se sostiene en todo el rango de temperaturas, lo que confirma que no se trata de un efecto térmico sino de una diferencia de configuración.

8 Conclusiones

Este trabajo ha permitido realizar un análisis detallado de la operación y el rendimiento de dos de las plantas fotovoltaicas más grandes que operan en Uruguay: La Jacinta, de módulos fijos, y El Naranjal, con seguimiento solar de un eje, durante un período de siete años (2018–2024). En este trabajo se emplearon 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 (G_h), irradiancia global inclinada (G_t) y potencia fotovoltaica (P_{ac}) con una resolución de 10 minutos, lo que ha permitido una evaluación precisa del factor de capacidad (FC) y el factor de rendimiento (PR) de ambas plantas. El control de calidad removi6 entre el 6 % y el 44 % de los registros diurnos seg6n la variable y la central, y los huecos resultantes se completaron mediante estimaciones satelitales ajustadas al sitio y modelos de transposici6n y de potencia.

En cuanto a la cadena de modelado, el producto satelital del LES super6 al del NREL en ambas centrales, con una ventaja de 3 a 4 puntos porcentuales en rRMSD tras el ajuste de sitio, por lo que se adopt6 como fuente de relleno. La transposici6n al plano de los m6dulos alcanz6 un rRMSD de 6,5 % en la central fija. Para la central con seguimiento no se encontraron antecedentes de validaci6n en el pa6s: el barrido de GCR entreg6 un m6nimo definido de 12,2 % en $GCR=0,44$, frente al 18,9 % constante del seguimiento ideal, brecha que constituye evidencia concluyente de que la planta opera bajo backtracking. El modelo de potencia, evaluado mediante validaci6n cruzada por a6o, alcanz6 un rRMSD de 6,9 % y 9,0 %, respectivamente. La reconstrucci6n se contrast6 adem6s contra la energ6a facturada por UTE, referencia independiente del sat6lite y del modelo: la generaci6n estimada super6 a la despachada en 4,9 % y 5,3 %, con una diferencia estable a lo largo del per6odo, principalmente atribuible a restricciones operativas, ineficiencias de la central, autoconsumos y paradas de mantenimiento, entre otros.

Los resultados obtenidos revelan que el recurso solar de ambas centrales es equivalente, siendo el promedio de G_h para todo el per6odo de 17,66 y 17,67 MJ/m² para La Jacinta y El Naranjal, respectivamente, una diferencia de 0,07 %. Esto confirma que ambas plantas operan ante el mismo recurso y que las diferencias observadas responden a sus decisiones de dise6o. La primera de esas diferencias radica en la irradiancia captada en el plano del generador: La Jacinta registra 19,1 MJ/m² de media diaria, mientras que El Naranjal alcanza 22,3 MJ/m². Esto indica que la ganancia asociada al seguimiento solar para una central en el noroeste de Uruguay es de un 17,0 % en t6rminos medios, valor que se ubica por debajo

del 25–30 % habitual en emplazamientos de alta irradiancia directa y resulta consistente con la mayor fracción difusa del recurso local. Como segundo punto de comparación, el ILR es de 1,30 en La Jacinta y de 1,18 en El Naranjal, lo que arroja rendimientos específicos medios diarios de 4,1 y 4,9 kWh/kWp/día, y de 1484 y 1782 kWh/kWp/año. La ventaja del seguidor asciende así al 20,0 % por unidad de potencia instalada, pero se reduce al 8,9 % al comparar la energía absoluta. Esto se debe a que el mayor sobredimensionamiento de la central fija le permite sostener su potencia nominal durante más horas del día y compensa buena parte de la desventaja geométrica.

En cuanto a los parámetros de planta, se obtuvo un factor de capacidad promedio del 22,0 % en La Jacinta y del 23,9 % en El Naranjal, con valores mensuales que oscilan entre el 14,4 % y el 27,3 % en la primera y entre el 12,2 % y el 34,5 % en la segunda. La ventaja del seguimiento en este indicador es de 1,9 puntos porcentuales. El factor de rendimiento resultó del 77,2 % y el 79,3 %, respectivamente. El PR presenta un ciclo estacional inverso al del recurso, con máximos en invierno por la menor temperatura de operación de los módulos. Contrariamente a lo esperado, el PR no resultó similar entre configuraciones: la central con seguimiento lo supera de forma sistemática, y la fija solo lo supera en algunos meses de menor irradiancia incidente. Una de las principales contribuciones de este trabajo es la primera comparación empírica entre una central fija y una con seguimiento solar operando bajo el mismo recurso en Uruguay, así como el establecimiento de un factor de capacidad de referencia sobre potencia instalada de 16,9 % para la configuración fija —coherente con el 17,2 % del Mapa Solar del Uruguay— y de 20,3 % para la configuración con seguimiento, valor que hasta ahora no existía en el país. Esta información no solo contribuye a la gestión de la red eléctrica nacional, sino que también proporciona información de valor para los proyectos que Uruguay se propuso para la próxima década (MIEM, 2023, 2024), así como una nueva referencia para la región. Cabe aclarar que esta comparación se circunscribe al desempeño técnico bajo un recurso solar equivalente, y no debe interpretarse como una evaluación de conveniencia de inversión entre ambas tecnologías, dado que el seguimiento de un eje y el montaje fijo presentan perfiles de inversión, operación y mantenimiento estructuralmente distintos que no fueron evaluados en este trabajo.

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 disponibilidad de la central, el ensuciamiento de los módulos ni su degradación, y al no disponerse de las fichas técnicas de los módulos instalados, el coeficiente térmico obtenido debe interpretarse como un indicador del efecto de la temperatura sobre la operación y no como un parámetro

físico. 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: siete años son pocos frente a los quince o más en que se basan las referencias satelitales empleadas como comparación. Ambos planteos dan posibilidad a trabajos futuros y optimización de la metodología.

En términos de trabajo futuro, sería oportuno explorar otras técnicas de transposición para la central con seguimiento solar y comparar modelos alternativos de estimación de potencia. El conjunto de datos completos y de calidad controlada generado en este estudio habilita además análisis del comportamiento estacional e interanual de la generación fotovoltaica en Uruguay, y el desarrollo de modelos de pronóstico de potencia. Extender el procedimiento a otras centrales del parque nacional permitiría que la referencia empírica deje de apoyarse en dos casos.

Este trabajo se desarrolló conjuntamente entre el Laboratorio Solar de UTEC (LSU) y el Laboratorio de Energía Solar (LES, Udelar), promoviendo la cooperación interinstitucional y aprovechando los talentos locales.

Referencias

- 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.
- Abal, G., Alonso-Suárez, R., and Laguarda, A. (2020). Notas del curso Fundamentos del Recurso Solar. Notas de curso Versión 4.0, Laboratorio de Energía Solar (LES), Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay.
- Alonso-Suárez, R., Bidegain, M., Abal, G., and Modernell, P. (2019). *Año Meteorológico Típico para aplicaciones de Energía Solar*. Ediciones Universitarias (UCUR), Universidad de la República, Montevideo, Uruguay. ISBN 978-9974-0-1647-7.
- Alonso-Suárez, R., Dovat, L., Marchesoni, F., Laguarda, A., and Aicardi, D. (2022). Desarrollo y provisión de servicios operativos de irradiancia solar ocurrida y su predicción a corto plazo para plantas PV en Uruguay. Informe final, Laboratorio de Energía Solar (LES), Universidad de la República. Preparado para la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).
- Alonso-Suárez, 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.
- ASTM International (2013). Astm e2848-13: Standard test method for reporting photovoltaic non-concentrator system performance. Technical report, ASTM International, West Conshohocken, PA.
- Balas, V. E. (2026). A systematic review of solar tracking systems for photovoltaic installations: Electrical performance, control strategies, and system integration. *Electricity*, 7(2):45.

- Bolinger, M., Gorman, W., Millstein, D., and Jordan, D. (2020). System-level performance and degradation of 21 GW_{DC} of utility-scale PV plants in the United States. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 12(4):043501.
- Bruno, R., Risso, C., and Alonso-Suárez, R. (2024). Design optimization for large-scale solar photovoltaic power plants in Uruguay. In *2024 IEEE URUCON*, Montevideo, Uruguay. IEEE.
- Bruno Cotelo, R. (2022). Optimización de diseño de plantas solares fotovoltaicas. Tesis de maestría en ingeniería de la energía, Universidad de la República (Udelar), Facultad de Ingeniería, Montevideo, Uruguay.
- Cano, D., Monget, J. M., Albuissou, M., Guillard, H., Regas, N., and Wald, L. (1986). A method for the determination of the global solar radiation from meteorological satellite data. *Solar Energy*, 37(1):31–39.
- 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.
- Chandel, Rahul y Chandel, S. (2021). Performance analysis outcome of a 19mwp commercial solar photovoltaic plant with fixedtilt, adjustabletilt, and solar tracking configurations. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 30:27–48.
- De Soto, W., Klein, S. A., and Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80(1):78–88.
- Duffie, J. A. and Beckman, W. A. (2020). *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, Hoboken, New Jersey, 5 edition.
- Faiman, D. (2008). Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(4):307–315. <https://doi.org/10.1002/pip.813>.
- Gelaro, R., McCarty, W., Suárez, M. J., Todling, R., Molod, A., Takacs, L., Randles, C. A., Darmenov, A., Bosilovich, M. G., Reichle, R., Wargan, K., Coy, L., Cullather, R., Draper, C., Akella, S., Buchard, V., Conaty, A., da Silva, A. M., Gu, W., Kim, G.-K., Koster, R., Lucchesi, R., Merkova, D., Nielsen, J. E., Partyka, G., Pawson, S., Putman, W., Rienecker, M., Schubert, S. D., Sienkiewicz, M., and Zhao, B. (2017). MERRA-2: Modern-

- era retrospective analysis for research and applications, version 2. *Journal of Climate*, 30(14):5419–5454.
- Geuder, N., Wolfertstetter, F., Wilbert, S., Schöler, D., Affolter, R., Kraas, B., Lüpfert, E., and Espinar, B. (2015). Screening and flagging of solar irradiation and ancillary meteorological data. In *Energy Procedia*, volume 69, pages 1989–1998.
- Hafez, A. Z., Yousef, A. M., and Harag, N. M. (2018). Solar tracking systems: Technologies and trackers drive types – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 91:754–782.
- Holmgren, W. F., Hansen, C. W., and Mikofski, M. A. (2018). pvlib python: a python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29):884.
- IEC (2019). Photovoltaic devices - part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (pv) solar devices with reference spectral irradiance data. Standard IEC 60904-3:2019, IEC.
- IEC (2021). IEC 61724: Photovoltaic system performance monitoring guidelines for measurement, data exchange and analysis.
- IMPO (2010). Decreto 173/010: generación de energía eléctrica de fuentes renovables por suscriptores de la red de baja tensión. Montevideo, Uruguay.
- IRENA (2024). World energy transitions outlook 2024: 1.5°C pathway. Technical report, IRENA, Abu Dhabi.
- IRENA (2026). Renewable capacity statistics 2026. Technical report, IRENA, Abu Dhabi.
- King, D. L., Boyson, W. E., and Kratochvil, J. A. (2004). Photovoltaic array performance model. Technical Report SAND2004-3535, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM.
- Kopp, G. and Lean, J. L. (2011). A new, lower value of total solar irradiance: Evidence and climate significance. *Geophysical Research Letters*, 38(1):L01706.
- 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., Alonso-Suárez, R., and Terra, R. (2020a). Solar irradiation regionalization in Uruguay: Understanding the interannual variability and its relation to El Niño climatic phenomena. *Renewable Energy*, 158:444–452.
- 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. (2021a). 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.
- Laguarda, A., Iturbide, P., Orsi, X., Denegri, M. J., Luza, S., Burgos, L., Stern, V., and Alonso-Suárez, R. (2021b). Validación de los 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.
- Lorenzo, E., Narvarte, L., and Muñoz, J. (2011). Tracking and back-tracking. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 19(6):747–753.
- MIEM (2023). Hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay. Technical report, MIEM, Montevideo, Uruguay.
- MIEM (2024). Plan indicativo de expansión del parque de generación eléctrica 2024–2043. Technical report, MIEM, Dirección Nacional de Energía, Montevideo, Uruguay.
- MIEM/DNE (2025). Balance energético nacional 2024. Technical report, MIEM, Dirección Nacional de Energía, Montevideo, Uruguay.

- Mousazadeh, H., Keyhani, A., Javadi, A., Mobli, H., Abrinia, K., and Sharifi, A. (2009). A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8):1800–1818.
- Narvarte, L. and Lorenzo, E. (2008). Tracking and ground cover ratio. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(8):703–714.
- Piccioli, I., Laguarda, A., and Abal, G. (2018). Transporte de irradiación global horizontal a una superficie inclinada: efecto de la separación directa-difusa. In *XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar (CIES 2018)*, Madrid, España. Recuperado de <https://hdl.handle.net/20.500.12008/21609>.
- Rehermann, S., Teixeira-Branco, V., de Medeiros, J. V. F. F., and Alonso-Suárez, R. (2024). Accurate estimation of solar PV power plant capacity factors in Uruguay through detailed quality control and satellite gap filling. In *2024 IEEE URUCON*, Montevideo, Uruguay. IEEE. IEEE Xplore: <https://ieeexplore.ieee.org/document/10850113>.
- Reich, N. H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W. G. J. H. M., Kiefer, K., and Reise, C. (2012). Performance ratio revisited: is $PR > 90\%$ realistic? *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 20(6):717–726.
- Reindl, D. T., Beckman, W. A., and Duffie, J. A. (1990). Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 45(1):9–17.
- Sadeghi, R., Parenti, M., Memme, S., Fossa, M., and Morchio, S. (2025). A review and comparative analysis of solar tracking systems. *Energies*, 18(10):2553.
- Sarazola, I., Laguarda, A., Ceballos, J. C., and Alonso-Suárez, R. (2023). Benchmarking of modeled solar irradiation data in Uruguay at a daily time scale. *IEEE Latin America Transactions*, 21(9):1040–1048.
- Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., and Shelby, J. (2018). The national solar radiation data base (NSRDB). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89:51–60.
- Spencer, J. W. (1971). Fourier series representation of the position of the sun. *Search*, 2(5):172.

Talayero, A. P., Melero, J. J., Llombart, A., and Yürüşen, N. Y. (2023). Machine learning models for the estimation of the production of large utility-scale photovoltaic plants. *Solar Energy*, 254:88–101.

U.S. Energy Information Administration (2018). Solar plants typically install more panel capacity relative to their inverter capacity. Today in Energy. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35372>.

Vieira, R. G., Guerra, F. K. O. M. V., Vale, M. R. B. G., and Araújo, M. M. (2016). Comparative performance analysis between static solar panels and single-axis tracking system on a hot climate region near to the equator. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:672–681.

A Detalles de filtrado

Este apartado documenta detalles del filtrado de potencia y de recuperación de muestras pertenecientes a intervalos de anomalía sostenida de la G_h . Para cada tramo detectado se reportan las fechas de inicio y fin (resolución diaria), los coeficientes de escala a y sesgo b del ajuste, el número de muestras diurnas empleadas en el ajuste (n_{fit}) y la duración del intervalo en días. Los tramos cuya anomalía no admite corrección por escala se clasifican como descarte y no se listan en esta tabla.

A1. Filtrado de potencia

En este anexo se encuentran detalles del filtrado de potencia con base en los filtros basados en literatura y visuales para P_{ac} . La Figura 31 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 (P_{ac}) junto al coseno del ángulo cenital en línea verde ($\cos(\theta_z)$) y en colores los filtros automáticos aplicados en P_{ac} .

En los gráficos de la Figura 31, 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 P_{ac} se mantiene constante (en celeste), lo cual es poco probable debido a la variabilidad del recurso solar y se filtran (F12).

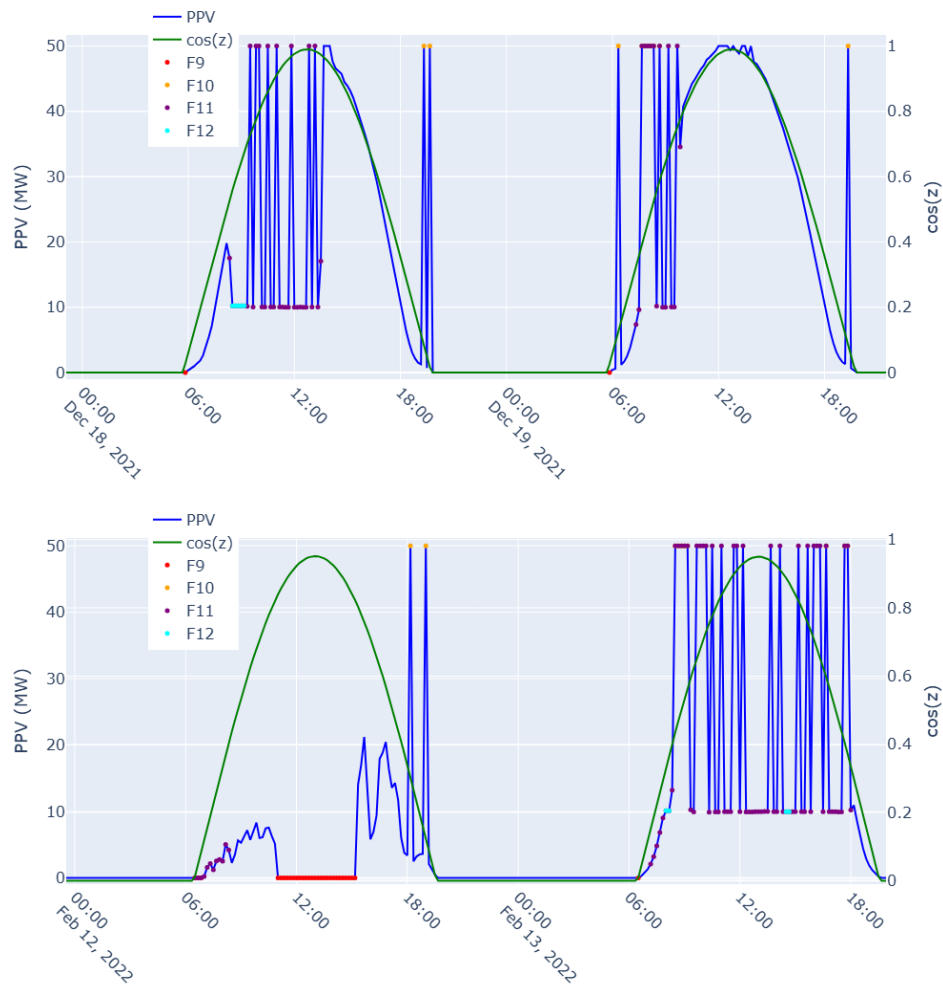


Figura 31. Filtrado de potencia debido a filtros automáticos

Fuente: elaboración propia.

Por otra parte, la Figura 32 presenta un ejemplo de filtrado visual para la serie de P_{ac} para octubre de 2021. En línea azul se observa la serie de P_{ac} , 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 P_{ac} 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).

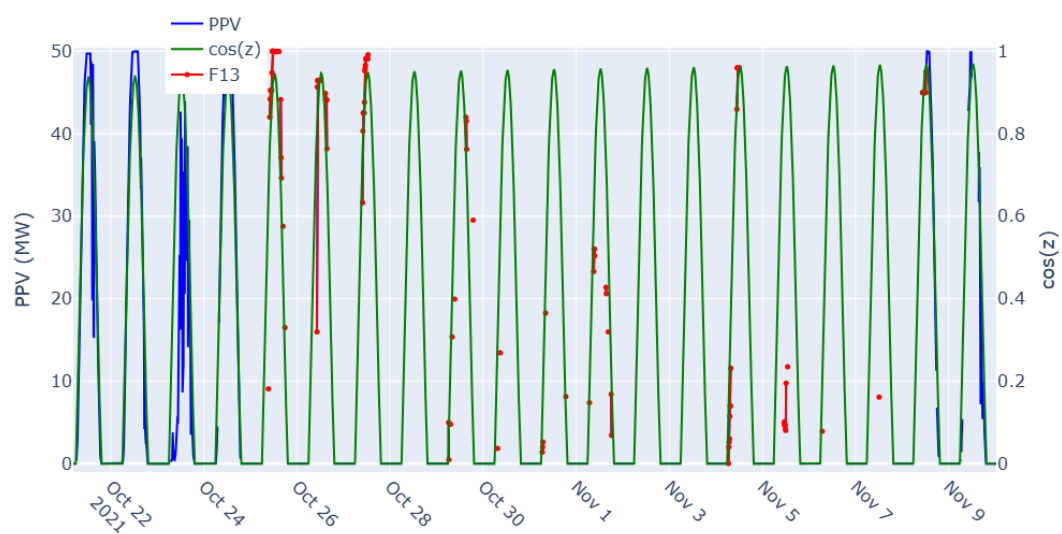


Figura 32. Filtrado de potencia debido a filtro visual
Fuente: elaboración propia.

A2. Períodos con desajuste de escala

Las Tablas 16 y 17 presentan los intervalos detectados, la cantidad de datos así como la pendiente de ajuste, el sesgo y la cantidad de muestras, para La Jacinta y El Naranjal, respectivamente. En La Jacinta se restauraron 13 tramos (30246 muestras recuperadas); todos corresponden a corrimientos de calibración que subestiman el recurso ($a < 1$), con pendientes entre 0,57 y 0,94; los corrimientos más leves son los de agosto de 2020 ($a = 0,93$) y octubre de 2024 ($a = 0,94$). En El Naranjal se restauraron 2 tramos (14885 muestras recuperadas), uno subestimativo ($a = 0,89$) y el otro sobrestimativo ($a = 1,07$), consistente con lo descrito en la Sección 7.1.1. En G_t no se identificaron tramos con desajuste sistemático de escala en ninguna central, por lo que F8 solo removi6 muestras aisladas; en P_{ac} , los períodos removidos por F13 corresponden a registros incoherentes con la irradiancia disponible no capturados por los filtros automáticos.

Tabla 16. Tramos restaurables de G_h intervenidos por el filtro visual (F4). La Jacinta

Tramo	Inicio	Fin	Duración (días)	a (adim.)	b (W/m ²)	n
T1	11/06/2018	21/06/2018	11	0,63	+10,1	626
T3	01/08/2020	27/10/2020	88	0,93	+0,9	5931
T5	17/03/2023	31/03/2023	15	0,57	+13,2	977
T7	02/06/2023	13/09/2023	104	0,68	-0,5	6181
T8	01/10/2023	25/10/2023	25	0,67	+10,9	1822
T9	28/10/2023	20/11/2023	24	0,67	-7,4	1845
T11	27/11/2023	25/12/2023	29	0,67	-6,2	2270
T13	28/12/2023	08/03/2024	72	0,65	+24,7	5493
T15	22/03/2024	30/03/2024	9	0,67	+15,9	593
T18	08/06/2024	24/06/2024	17	0,61	+17,5	969
T20	26/06/2024	22/07/2024	27	0,59	+17,3	1530
T22	24/07/2024	01/08/2024	9	0,60	+19,6	538
T23	17/10/2024	16/11/2024	31	0,94	-6,4	2289

Fuente: elaboración propia. n corresponde a las muestras diurnas empleadas en el ajuste de la recta, no al total de muestras del intervalo.

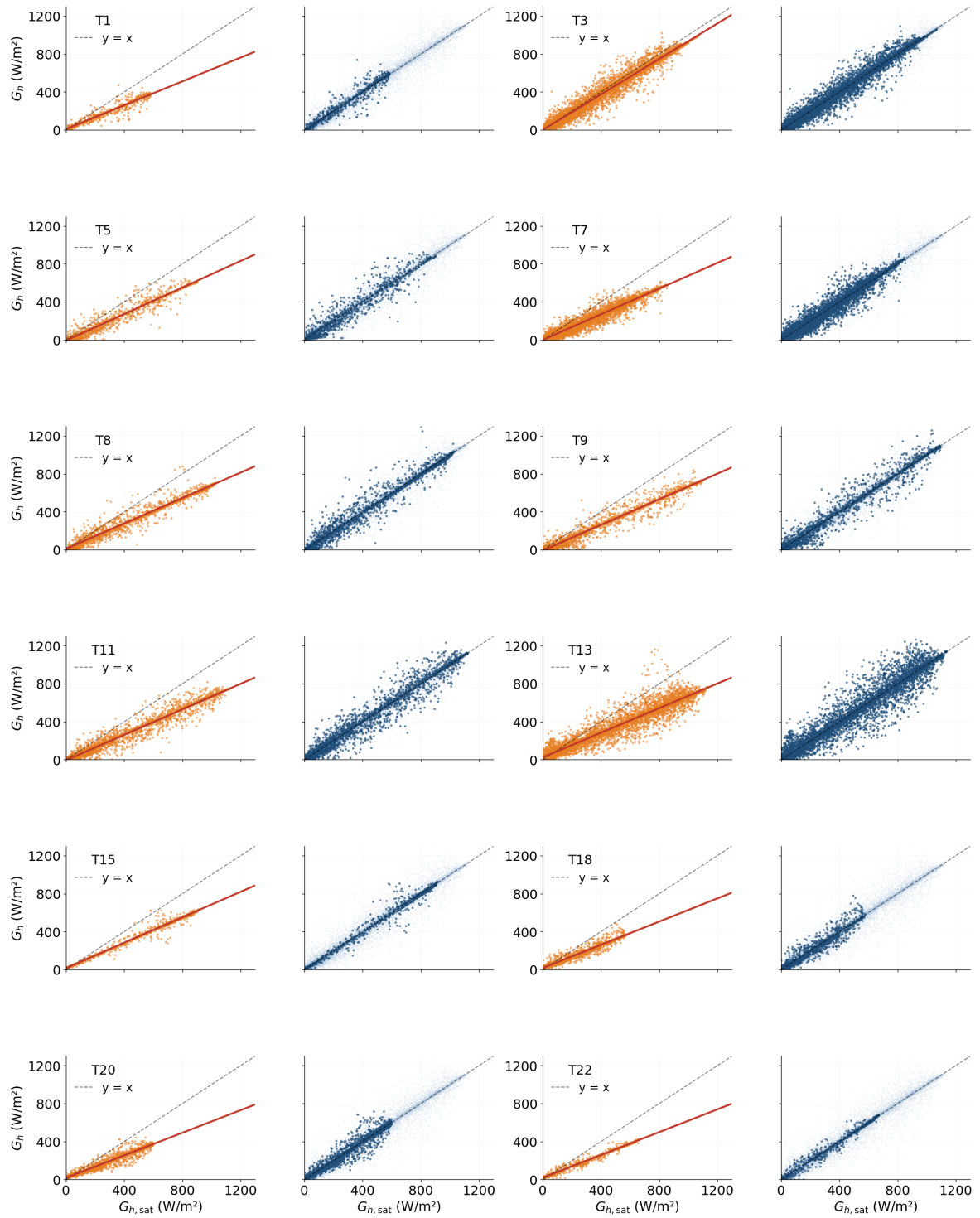
Tabla 17. Tramos restaurables de G_h intervenidos por el filtro visual (F4). El Naranjal.

Tramo	Inicio	Fin	Duración (días)	a (adim.)	b (W/m ²)	n
T4	19/09/2019	02/12/2019	75	0,95	-6,4	5027
T5	03/12/2019	02/04/2020	122	1,07	-2,5	9216

Fuente: elaboración propia.

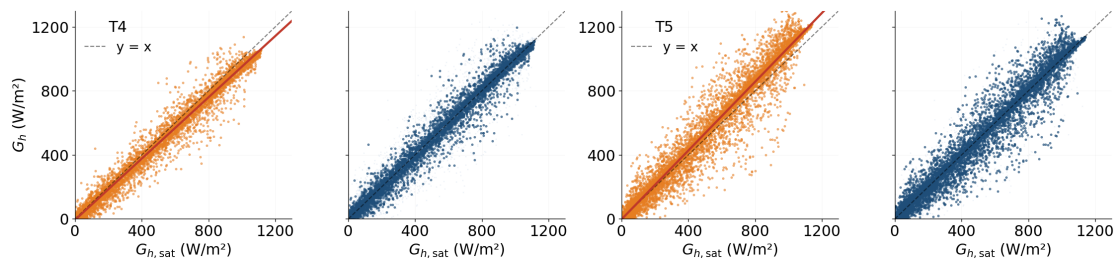
El detalle de la corrección de cada tramo en ambas centrales, incluyendo el ajuste y el resultado post-corrección frente al resto del período, se presenta en las Figuras 33 y 34, para La Jacinta y El Naranjal, respectivamente.

Figura 33. Corrección de G_h medida por tramo en La Jacinta. Para cada tramo T_n : dispersión frente a G_h^{sat} previo (izquierda) y posterior a la corrección (derecha)



Fuente: elaboración propia.

Figura 34. Corrección de G_h por tramo en El Naranjal. Para cada tramo T_n : a la izquierda, los puntos del tramo (naranja) junto con la recta de ajuste OLS y la identidad $y = x$; a la derecha, el resultado tras aplicar la corrección (azul), sobre el resto del período (fondo celeste).



Fuente: elaboración propia.

B Promedios mensuales

En este anexo se detallan los resultados anuales que sustentan la Figura 20, para la irradiancia solar en plano horizontal e inclinado (G_h y G_t), la potencia generada (P_{ac}), y los factores de capacidad y de rendimiento (FC y PR), para ambas centrales. Para La Jacinta se reportan la G_h (Tabla 18), la G_t (Tabla 19), la energía P_{ac} (Tabla 20), el factor de capacidad (Tabla 21) y el factor de rendimiento (Tabla 22); para El Naranjal, las magnitudes homólogas en las Tablas 23, 24, 25, 26 y 27. Cada tabla incluye la fila de comparación con la referencia externa correspondiente (MSU para G_h , AMTU para G_t y UTE para P_{ac}).

B1. Promedios mensuales en La Jacinta

Tabla 18. Día medio de cada mes en G_h (MJ/m²). Promedios mensuales y anuales, comparación con el MSU. La Jacinta.

G_h (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	9,6	13,8	18,7	16,6	24,7	26,5	16,8
2020	24,6	25,5	20,5	16,7	12,8	8,3	10,4	12,8	15,9	21,6	26,3	27,1	18,5
2021	25,0	23,1	17,9	15,1	11,6	8,4	11,7	13,8	15,5	23,0	26,4	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	27,6	18,4
2023	27,1	23,5	17,9	15,5	10,3	9,4	9,2	15,0	13,5	21,4	22,1	21,3	17,2
2024	24,5	22,4	19,3	11,0	9,4	9,4	11,1	10,6	14,4	20,3	20,9	28,3	16,8
Prom.	24,3	23,8	19,1	14,3	10,4	8,9	9,8	13,2	16,1	21,1	24,6	26,4	17,6
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

Fuente: elaboración propia.

Tabla 19. Día medio de cada mes en G_t (MJ/m²). Promedios mensuales y anuales, comparación con el AMTU (20°). La Jacinta.

G_t (MJ/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	24,9	25,3	23,4	16,5	11,3	13,4	9,3	16,2	17,2	23,1	23,3	23,3	18,9
2019	17,5	23,5	21,5	16,1	11,6	11,0	12,9	17,7	21,3	17,1	23,7	24,4	18,2
2020	23,2	26,3	23,2	21,2	18,2	11,6	14,3	15,9	17,8	22,2	25,4	25,1	20,4
2021	23,7	23,5	19,5	18,7	15,8	11,5	16,3	17,5	17,7	24,1	25,7	27,1	20,1
2022	23,8	24,5	19,6	18,4	14,6	12,6	13,0	17,1	22,3	23,3	26,3	25,4	20,1
2023	25,2	23,5	19,1	17,8	13,6	12,6	11,8	18,7	14,8	22,1	20,7	19,3	18,3
2024	23,1	22,3	21,2	11,4	11,9	11,9	14,1	13,0	16,3	21,1	20,2	26,0	17,7
Prom.	23,1	24,1	21,1	17,2	13,9	12,1	13,1	16,6	18,2	21,9	23,6	24,4	19,1
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

Fuente: elaboración propia.

Tabla 20. Energía mensual de P_{ac} (GWh). Promedios mensuales y anuales. La Jacinta.

P_{ac} (GWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	10,0	9,2	9,4	6,5	4,6	5,6	4,2	7,3	7,2	9,8	9,4	9,6	7,7
2019	7,3	8,8	9,1	6,8	5,1	4,6	5,8	7,9	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	10,3	10,6	8,5
2021	10,0	9,0	8,4	8,0	7,2	5,0	7,4	7,9	7,5	10,3	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
2023	10,2	8,7	8,0	7,8	6,1	5,4	5,3	8,4	6,4	9,5	8,5	8,2	7,7
2024	9,6	8,6	9,0	5,1	5,1	5,3	6,6	6,2	7,1	9,2	8,3	10,7	7,6
Prom.	9,5	9,1	8,8	7,2	6,1	5,2	5,9	7,5	7,8	9,4	9,6	10,2	8,0
UTE	9,3	8,8	8,6	7,1	5,9	5,0	5,8	7,4	7,0	8,5	8,8	9,5	7,6

Fuente: elaboración propia.

Tabla 21. Factor de capacidad mensual (%). Promedios mensuales y anuales. La Jacinta.

FC (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	26,8	27,5	25,2	18,1	12,4	15,5	11,2	19,5	19,9	26,3	26,0	25,8	21,2
2019	19,6	26,1	24,4	18,8	13,7	12,8	15,5	21,3	24,8	19,5	26,8	27,4	20,9
2020	25,8	28,5	25,1	23,9	20,8	13,2	16,7	19,9	21,6	26,3	28,7	28,4	23,2
2021	26,8	26,8	22,5	22,3	19,3	13,9	19,8	21,3	20,7	27,6	28,8	30,1	23,3
2022	26,3	27,3	22,7	21,9	17,8	15,3	15,6	20,6	26,5	26,9	29,7	28,4	23,3
2023	27,5	25,9	21,6	21,7	16,3	15,1	14,3	22,5	17,7	25,5	23,5	22,0	21,1
2024	25,9	24,6	24,2	14,1	13,8	14,8	17,9	16,6	19,7	24,7	23,0	28,8	20,7
Prom.	25,5	26,7	23,7	20,1	16,3	14,4	15,9	20,2	21,6	25,3	26,6	27,3	22,0

Fuente: elaboración propia.

Tabla 22. Factor de rendimiento (PR) mensual (%). Promedios mensuales y anuales. La Jacinta.

PR (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	71,8	72,3	71,8	72,8	73,5	76,9	80,9	80,6	77,2	76,0	74,5	73,8	75,2
2019	74,5	73,9	75,8	77,8	79,0	77,5	79,9	80,5	77,5	76,4	75,4	74,7	76,9
2020	74,1	72,2	72,0	75,0	76,2	76,1	77,7	83,3	81,2	78,9	75,4	75,5	76,5
2021	75,5	76,0	77,1	79,3	81,3	80,6	80,8	81,2	78,0	76,4	74,8	74,0	77,9
2022	73,6	74,3	77,5	79,1	81,5	81,2	80,4	80,6	79,0	77,0	75,1	74,6	77,8
2023	72,8	73,4	75,4	81,2	79,6	79,7	80,8	80,3	79,3	76,7	75,8	75,7	77,6
2024	74,5	73,6	75,9	82,3	77,0	82,7	84,4	84,9	80,3	78,0	75,9	73,9	78,6
Prom.	73,8	73,7	75,1	78,2	78,3	79,2	80,7	81,6	78,9	77,1	75,3	74,6	77,2

Fuente: elaboración propia.

B2. Promedios mensuales en El Naranjal

Tabla 23. Día medio de cada mes en G_h (MJ/m²). Promedios mensuales y anuales, comparación con el MSU. El Naranjal.

G_h (MJ/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	26,2	25,2	21,1	13,6	8,7	9,6	7,2	12,7	14,6	22,4	23,9	24,5	17,5
2019	17,8	23,4	19,0	13,7	9,2	8,1	9,5	13,3	18,1	16,9	24,7	26,7	16,7
2020	24,9	25,7	20,3	16,3	12,7	8,2	10,1	13,2	16,3	21,1	26,5	27,7	18,6
2021	25,6	24,0	17,8	15,5	11,7	8,4	11,6	13,8	15,9	23,4	26,4	29,2	18,6
2022	25,1	24,0	17,4	14,9	11,2	9,0	9,5	13,4	19,2	22,1	27,6	26,9	18,4
2023	26,9	23,4	18,0	15,6	10,4	9,4	9,2	15,0	13,7	21,4	21,6	20,9	17,1
2024	24,5	22,2	19,2	10,8	9,2	9,2	10,5	11,1	15,2	21,5	21,2	27,9	16,9
Prom.	24,4	24,0	19,0	14,3	10,4	8,8	9,7	13,2	16,1	21,3	24,6	26,3	17,7
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

Fuente: elaboración propia.

Tabla 24. Día medio de cada mes en G_t (MJ/m²). Promedios mensuales y anuales, comparación con el AMTU (est.). El Naranjal.

G_t (MJ/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	32,5	32,1	26,9	16,9	10,8	12,3	8,8	16,4	18,0	28,3	30,2	31,0	22,0
2019	21,2	29,9	24,2	17,3	10,5	10,0	12,3	17,9	23,6	20,9	30,9	34,5	21,1
2020	31,7	33,4	26,4	21,4	16,8	10,4	12,9	16,6	20,5	26,6	33,1	34,7	23,7
2021	31,8	30,2	21,8	19,8	15,2	10,5	15,2	17,7	19,7	30,0	33,4	37,1	23,5
2022	31,3	30,7	22,5	19,1	14,2	11,4	12,1	17,5	25,1	28,3	35,8	33,9	23,5
2023	34,2	29,6	22,6	20,2	13,3	11,9	11,6	19,6	16,9	27,3	26,3	25,5	21,6
2024	30,8	26,8	24,0	12,8	11,1	10,7	13,3	14,1	19,1	27,5	26,4	35,8	21,0
Prom.	30,5	30,4	24,1	18,2	13,1	11,0	12,3	17,1	20,4	27,0	30,9	33,2	22,3
AMTU	33,7	27,8	25,4	18,7	12,5	11,1	13,2	15,8	21,1	23,9	30,7	30,0	22,0

Fuente: elaboración propia.

Tabla 25. Energía mensual de P_{ac} (GWh). Promedios mensuales y anuales. El Naranjal.

P_{ac} (GWh)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	12,7	11,4	10,7	6,7	4,5	4,8	3,8	6,9	7,5	11,5	11,6	12,2	8,7
2019	8,6	10,3	9,7	6,8	4,4	4,0	5,2	7,6	9,4	8,4	11,9	13,2	8,3
2020	12,1	12,0	10,2	8,5	6,8	4,1	5,3	6,8	8,0	10,8	12,6	13,5	9,2
2021	12,4	10,6	8,5	7,6	6,1	4,2	6,2	7,3	7,7	11,9	12,6	14,2	9,1
2022	12,0	10,6	8,9	7,4	5,8	4,6	4,9	7,1	9,8	11,3	13,5	13,1	9,1
2023	13,3	10,5	8,9	7,8	5,3	4,6	4,6	7,9	6,6	11,1	10,1	10,1	8,4
2024	12,1	10,0	9,8	5,2	4,8	4,4	5,6	5,8	7,4	10,9	10,0	13,7	8,3
Prom.	11,9	10,8	9,5	7,1	5,4	4,4	5,1	7,1	8,1	10,8	11,8	12,9	8,7
UTE	11,6	10,5	9,2	6,8	5,3	4,3	5,0	6,9	7,5	9,7	10,8	11,8	8,3

Fuente: elaboración propia.

Tabla 26. Factor de capacidad mensual (%). Promedios mensuales y anuales. El Naranjal.

FC (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	34,0	34,0	28,6	18,5	12,1	13,4	10,1	18,6	20,8	30,8	32,2	32,8	23,8
2019	23,1	30,7	26,1	18,9	11,7	11,2	14,0	20,3	26,1	22,6	33,0	35,4	22,8
2020	32,4	34,6	27,4	23,6	18,4	11,4	14,3	18,2	22,3	29,1	35,0	36,3	25,3
2021	33,3	31,5	22,9	21,2	16,4	11,5	16,6	19,5	21,5	31,9	34,9	38,2	25,0
2022	32,2	31,6	23,9	20,6	15,7	12,7	13,3	19,1	27,1	30,4	37,4	35,3	24,9
2023	35,8	31,3	24,0	21,7	14,2	12,7	12,4	21,2	18,3	29,8	28,1	27,0	23,0
2024	32,5	28,6	26,2	14,4	12,9	12,2	15,0	15,7	20,7	29,3	27,7	36,7	22,7
Prom.	31,9	31,8	25,6	19,8	14,5	12,2	13,7	18,9	22,4	29,1	32,6	34,5	23,9

Fuente: elaboración propia.

Tabla 27. Factor de rendimiento (PR) mensual (%). Promedios mensuales y anuales. El Naranjal.

PR (%)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
2018	76,9	77,8	78,1	80,1	82,2	80,5	84,2	83,4	84,5	80,0	78,2	77,6	80,3
2019	80,2	75,4	79,4	80,3	81,7	82,6	83,6	83,4	81,3	79,4	78,6	75,2	80,1
2020	75,2	76,2	76,3	80,9	80,4	80,8	81,5	80,5	79,6	80,6	77,8	76,8	78,9
2021	77,0	76,9	77,4	78,5	79,5	80,6	80,4	80,8	80,3	78,1	76,7	75,6	78,5
2022	75,4	75,5	78,2	79,2	81,4	81,7	80,5	80,4	79,3	78,9	76,8	76,6	78,6
2023	76,9	77,7	77,7	79,0	78,2	78,1	78,3	79,3	79,7	80,3	78,4	77,8	78,4
2024	77,6	78,4	80,2	82,9	85,3	84,2	82,6	81,6	79,7	78,3	77,1	75,4	80,3
Prom.	77,0	76,8	78,2	80,1	81,2	81,2	81,6	81,3	80,6	79,4	77,7	76,4	79,3

Fuente: elaboración propia.