

Desarrollo y provisión de servicios operativos de irradiancia solar ocurrida y su predicción a corto plazo para plantas PV en Uruguay

Rodrigo Alonso-Suárez, Liber Dovat, Franco Marchesoni, Agustin Laguarda, Daniel Aicardi

Laboratorio de Energía Solar (<http://les.edu.uy/>), Universidad de la República

INFORME FINAL

PREPARADO PARA: Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

PROYECTO ADME-FJR: Asistencia técnica a ADME en lo referente al pronóstico de corto plazo de radiación incidente en las plantas solares instaladas en el país.

CONTACTO: Dr. Ing. Rodrigo Alonso-Suárez (r.alonso.suarez@gmail.com).

Versión actualizada, 3 de Diciembre de 2022

1

ÍNDICE

ÍNDICE	3
1. INTRODUCCIÓN	5
2. IMÁGENES DE SATÉLITE	5
3. SITIOS OBJETIVOS	7
4. SERVICIO A: IRRADIANCIA OCURRIDA EN PLANTAS PV	8
5. SERVICIO B: PREDICCIÓN SATELITAL DE IRRADIANCIA SOLAR	10
6. PRODUCTO C: INTEGRACIÓN DE PREDICCIONES	13
7. COMENTARIOS FINALES	15
REFERENCIAS	16

1. INTRODUCCIÓN

Este documento describe los sistemas satelitales operativos que fueron desarrollados en el marco de esta actividad para la provisión de datos del recurso solar sobre plantas fotovoltaicas (PV) en Uruguay. Estos sistemas son dos: (i) la estimación de la irradiancia ocurrida sobre los emplazamientos de los parques solares y (ii) su previsión intradía a corto plazo, hasta 4 horas hacia el futuro. Ambos productos tienen paso temporal 10-minutal y se actualizan en tiempo real. Están basados en la recepción automática de imágenes del satélite meteorológico geostacionario GOES-16 que se realiza en los servidores del Laboratorio de Energía Solar (LES, Udelar) y que recibe las nuevas imágenes cada 10 minutos. El servicio de irradiancia ocurrida cierra al principio de cada mes, generando la estimación 10-minutal de irradiancia sobre los parques de todo el mes anterior. El servicio de predicción se actualiza cada 10 minutos, i.e. cada vez que llega una nueva imagen, actualizando con esta tasa de refresco su predicción para las próximas 4 horas.

En las siguientes secciones se describen los aspectos más importantes de cada servicio, su implementación y su validación contra las mediciones terrestres en las plantas PV. La sección 2 presenta brevemente las imágenes de satélite que sustentan ambos productos y la sección 3 indica sobre qué sitios se trabajará (ubicación de los parques solares). Las secciones 4 y 5 describen cada uno de los servicios (i) y (ii), respectivamente. La sección 6 atiende el problema práctico de integrar las predicciones satelitales intradía con la predicción para todo el día (24h, hora a hora) obtenida por modelos numéricos de atmósfera (NWP), información que típicamente ya está disponible y es utilizada por los operadores de red. La sección 8 resume algunas conclusiones y perspectivas a futuro de los sistemas desarrollados. El documento se completa con un anexo con análisis complementarios y la forma de acceder computacionalmente a los servicios.

2. IMÁGENES DE SATÉLITE

Las imágenes de satélite que se utilizan para el modelado de la irradiancia solar son las que provienen de satélites meteorológicos en órbita geostacionaria, que proveen información con alta cadencia temporal de una misma cara del globo terráqueo. Estos satélites en régimen de operación normal son capaces de escanear cada 10 o 15 minutos el disco terrestre al que están enfrentados con una resolución nominal de 500 m o 1 km¹. Esto los hace adecuados para modelar una variable que fluctúa rápidamente en el tiempo como la irradiancia solar. También los hace adecuados para estimar el recurso solar a nivel de plantas PV (por ejemplo, de potencia nominal mayor a 1 MW), dado que usualmente ocupan 1-2 píxeles en las imágenes. Los radiómetros a bordo de estos satélites típicamente permiten escanear la tierra en varias bandas espectrales (del orden 10-20), siendo el canal visible -o los canales- especialmente relevante para la estimación de irradiancia solar dado que permite observar la presencia de nubosidad diurna sobre cada pixel.

Existen varios satélites de este tipo que se organizan en un sistema para la observación meteorológica de la Tierra cubriendo todo el globo terrestre. El satélite operativo que cubre de manera más adecuada el territorio de Uruguay es el GOES-16, ubicado en la posición geostacionaria GOES-East (-75°W, sobre el ecuador terrestre). La ubicación relativa de un satélite respecto a un territorio implica un ángulo de visión dado, que si es muy elevado lleva a errores de paralaje

1 La resolución nominal es aquella que alcanza el satélite en su nadir. La resolución espacial de las imágenes es variable, siendo menor sobre los bordes de la imagen.

y a un mayor ancho de pixel (en distancia sobre la Tierra), lo que resulta en mayores errores de la estimación satelital de irradiancia solar (Laguarda et al., 2020). El satélite GOES-16 en la actualidad tiene una tasa de imágenes de una cada 10 minutos con 500 m de resolución nominal en sus canales espectrales de mayor resolución. Cuenta con 16 bandas espectrales, con dos en el visible (C01 y C02), de las cuáles utilizamos la C02 (centrada en 640 nm). Las imágenes de estas bandas contienen información de Factor de Reflectancia, una normalización de la radiancia solar reflejada que ve el satélite, y que incluye, entre otros, la respuesta espectral del radiómetro en órbita. Esta cantidad contiene también información espacial de la posición relativa entre la Tierra y el Sol, como se observa en la Figura 1a. Esta figura es una imagen Full Disk del canal C02 para la mañana de Uruguay. La Figura 1b muestra un recorte de una amplia región territorial que incluye nuestro país, y que utilizamos para los productos de predicción satelital de este proyecto. El LES receptiona en tiempo real, procesa, compila y almacena imágenes de ambos tipos y en más bandas espectrales. Tanto el sistema de recepción y procesamiento, como el archivo de más de dos décadas de imágenes de este satélite, son únicos en el país, y sólo se observa en la región en centros satelitales o meteorológicos dedicados y especializados.

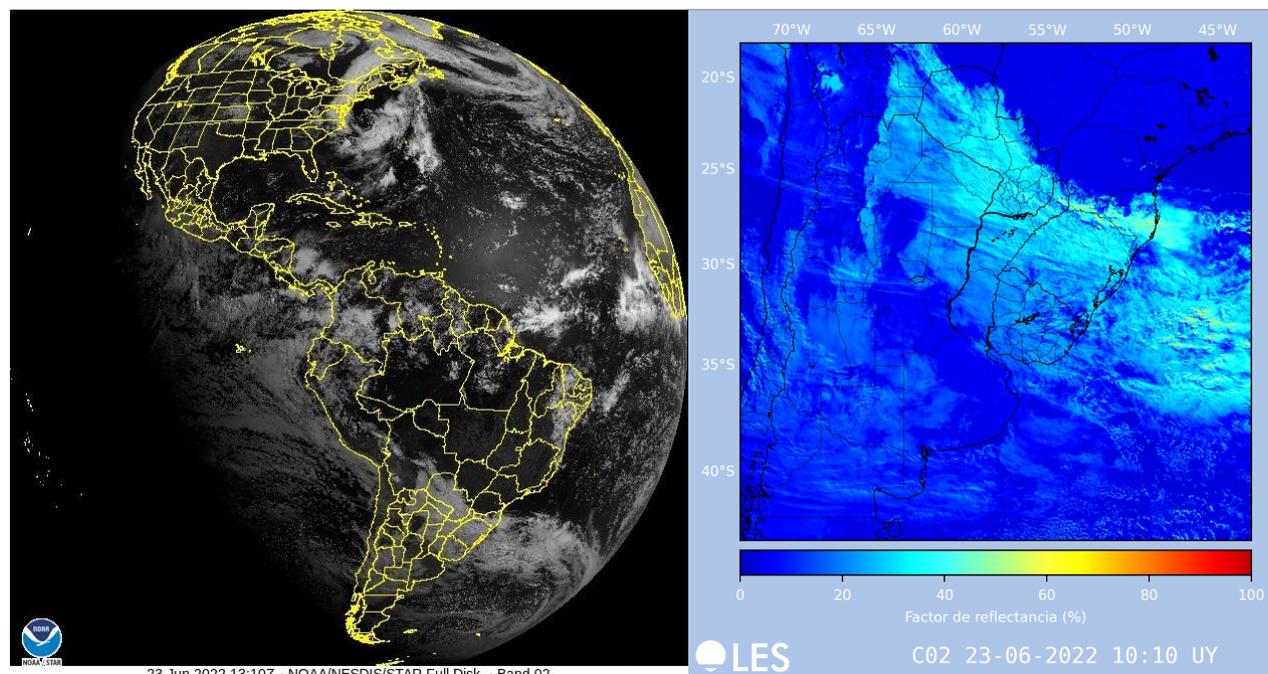


Figura 1: Ejemplo de imágenes de satélite Full Disk (izq.) y recorte en Sudamérica (der.).

El LES receptiona operativamente esta información a través de dos sistemas redundantes y con distinta latencia, uno vía comunicación satelital (GeoNetCast) y otro vía descarga operativa por internet (Amazon). La latencia es además variable dependiendo del slot temporal de la imagen y del ancho de banda disponible. Ambos sistemas convergen en una única estructura de datos que denominamos *stack* y que mantiene los últimos 10 días de imágenes en acceso rápido con el proceso de pasaje a grilla regular ya realizado. Las imágenes ingresan al *stack* en función de cuál se receptiona primero en ambos subsistemas, lo que lleva a tiempos de recepción de las imágenes de unos 15-20 minutos. Además de este sistema de recepción operativa, se tiene otro sistema de descarga con más delay de recepción (CLASS) que mantiene el archivo de largo plazo. El funcionamiento de estos sistemas se ilustra en la Figura 2.

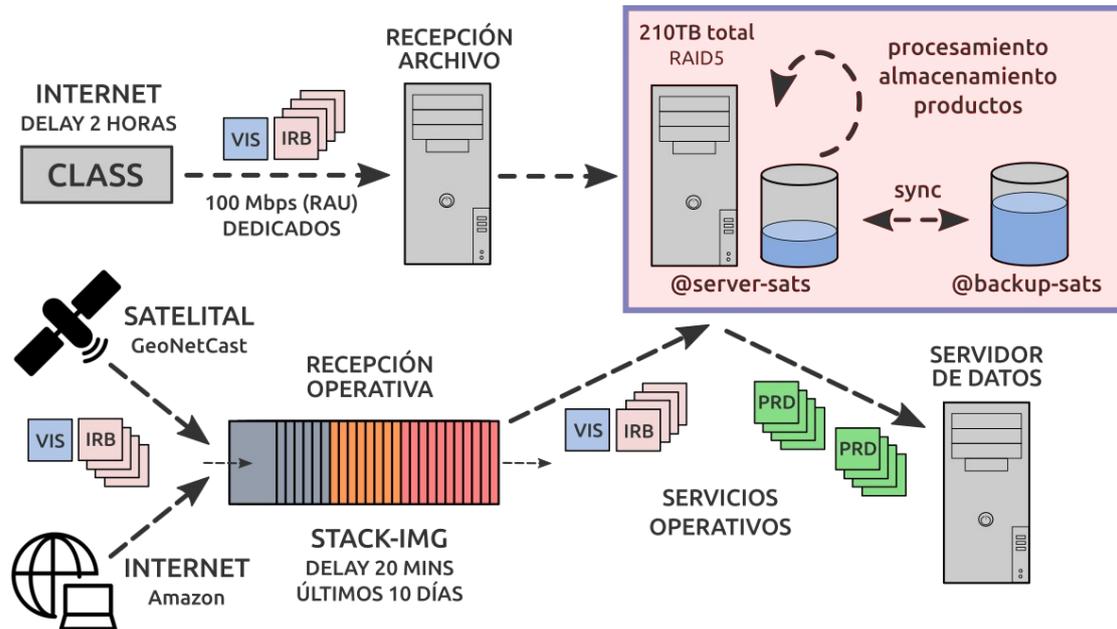


Figura 2: Esquema de recepción, procesamiento y archivo de imágenes de satélite en el LES.

3. SITIOS OBJETIVO

La lista de sitios de plantas PV en Uruguay para la provisión de los servicios es la del listado a continuación. Estos sitios fueron utilizados para la evaluación y ajuste de los servicios operativos desarrollados en el marco de esta actividad.

Código LES	Planta PV	Latitud (deg)	Longitud (deg)	Código LES	Planta PV	Latitud (deg)	Longitud (deg)
P01	Asahi	-31,28060	-57,91636	P11	El Naranjal	-31,26280	-57,86306
P02	La Jacinta	-31,43061	-57,90961	P12	Del Litoral	-31,43971	-57,86778
P03	Alto Cielo	-30,41943	-57,46053	P13	Menafra	-32,60827	-57,43847
P04	Raditon	-32,38680	-58,13270	P14	Arapey Solar	-30,91477	-57,46816
P05	Dicano	-32,29600	-58,02500	P15	Natelu	-33,26106	-57,99221
P06	Fenima	-32,29600	-58,02000	P16	Yarnel	-32,68484	-57,60679
P07	Petilcoran	-32,29600	-58,01500	P17	Casalko	-32,20953	-58,00504
P08	Cernal	-32,28780	-58,03080	P18	Cerros Vera	-31,60119	-56,81226
P09	Vingano	-32,28780	-58,02420	P19	Hikari	-34,42472	-55,19542
P10	Abril	-32,28390	-58,02670	-	-	-	-

Tabla 1: Sitios de las plantas PV en Uruguay.

4. SERVICIO A: IRRADIANCIA OCURRIDA EN PLANTAS PV

Se implementó un servicio capaz de generar con cadencia mensual las series temporales de información satelital 10-minutal para la lista de sitios de la Tabla 1. A solicitud de ADME, este procesamiento se realiza a mes vencido, es decir, el primer día de cada mes se procesan todas las imágenes de satélite del mes anterior. Esta capacidad se montó sobre los sistemas de recepción y archivo automático de imágenes de satélite del LES. Utilizando esta información se implementó una versión operacional del modelo CIM-ESRA (Laguarda et al., 2020), que está específicamente ajustado a la Pampa Húmeda para la estimación de irradiancia solar global en un plano horizontal a nivel de suelo (GHI). La cadencia temporal de la irradiancia estimada es también 10-minutal, lo que coincide con los datos SCADA de ADME.

Se realizó una comparación de la estimación satelital con la medida en las plantas PV, con los datos medidos tal como son accesibles en ADME-data, i.e. sin manipulación específica que los modifique. Un primer punto a considerar, crítico para el caso de la irradiancia solar, es el significado de las etiquetas temporales en cada uno de los sets de datos. Esto refiere a discernir a qué periodo temporal corresponde un dato asignado a una etiqueta temporal dada². El resultado de este análisis se muestra en la Figura 3: la etiqueta temporal de ADME-data es tal que cada dato representa los 10 minutos anteriores y la de LES es tal que cada dato representa los 10 minutos posteriores. Este desfase de 10 minutos entre datos asignados a la misma etiqueta temporal se debe corregir previo a realizar la comparación, dado que es distinguible para irradiancia solar e introduce artificios y anomalías en la comparación. El segundo punto es realizar un control de calidad de la medición. El filtrado de medición incluyó: (i) chequeos básicos de consistencia para el rango de datos disponibles, (ii) filtros BSRN para GHI (Long & Shi, 2008), (iii) límites máximos y mínimos en la irradiancia solar y el índice de claridad, (iv) filtro de datos repetidos y (v) filtros ad-hoc que eliminan algunos pocos datos claramente anómalos. Lo anterior se complementó con una inspección visual de las datos a través de distintos gráficos.

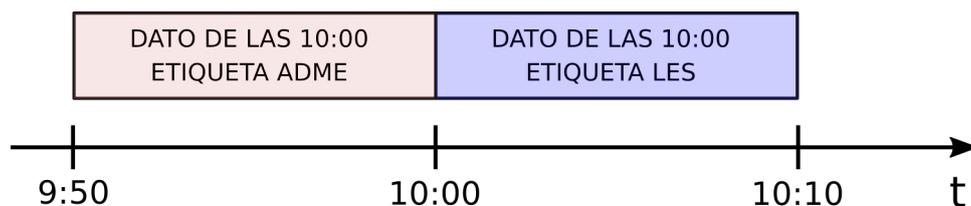


Figura 3: Significado de la etiqueta temporal de las medidas (ADME) y del dato satelital (LES).

El resultado de la comparación, luego corregir el desfase y aplicar los filtros, es el que se muestra en la Tabla 2, donde sólo se han utilizado muestras diurnas para alturas solares mayores a 7° por encima del horizonte. Se consideran los sitios con datos disponibles en ADME-data y el periodo de tiempo de 3 años entre Junio de 2019 y Mayo de 2022. Se presentan métricas usuales como el MBD, MAD y RMSD en sus versiones relativas, expresadas como un porcentaje de la media del conjunto de datos. Este valor medio se brinda en la última columna, y no coincide con la media climatológica del sitio, dado que es una media de datos filtrados con altura solar mayor a

2 Este aspecto, además, se debe analizar previo a realizar cualquier cálculo de geometría solar, dado que introduce problemas distinguibles y no despreciables en el modelado.

7°. Tanto el filtrado como no considerar periodos en torno a las primeras y últimas muestras del día hacen que este promedio no sea representativa de la climatología del sitio.

estacion	rMBD (%)	rMAD (%)	rRMSD (%)	media (W/m ²)
La Jacinta	3,1	10,1	15,7	455,2
El Naranjal	1,2	10,6	16,3	471,8
Natelu	0,9	10,5	16,4	457,0
Raditon	2,5	10,0	16,6	494,6
Yarnel	2,1	10,8	16,8	461,4
Petilcoran	3,3	10,7	16,9	446,5
Alto Cielo	4,2	11,0	17,1	467,0
Dicano	1,8	12,1	17,7	474,0
Arapey Solar	2,2	11,9	17,8	478,0
Menafra	1,6	11,8	17,8	459,3

Tabla 2: Evaluación de desempeño de la estimación satelital 10-minutal de irradiancia solar.

Los sitios están ordenados en forma descendente de menor a mayor rRMSD. Se pueden observar que los desvíos promedio son todos positivos y debajo del ~4%, que el rMAD está en el rango entre 10-12% y que el rRMSD está en el rango entre 15-18%, lo que es esperable para estimaciones 10-minutales por satélite en nuestra región (Laguarda et al., 2021). La Figura 3 muestra los diagramas de dispersión entre la medida terrestre y la estimación satelital para el sitio en donde se observa el mejor desempeño (La Jacinta) y el peor desempeño (Menafra). Estos son diagramas típicos para una estimación 10-minutal. Con este análisis se valida el servicio, y se concluye que funciona de acuerdo a lo esperado. Futuras mejoras en el modelado satelital serán actualizadas en el servicio operativo brindado por el LES.

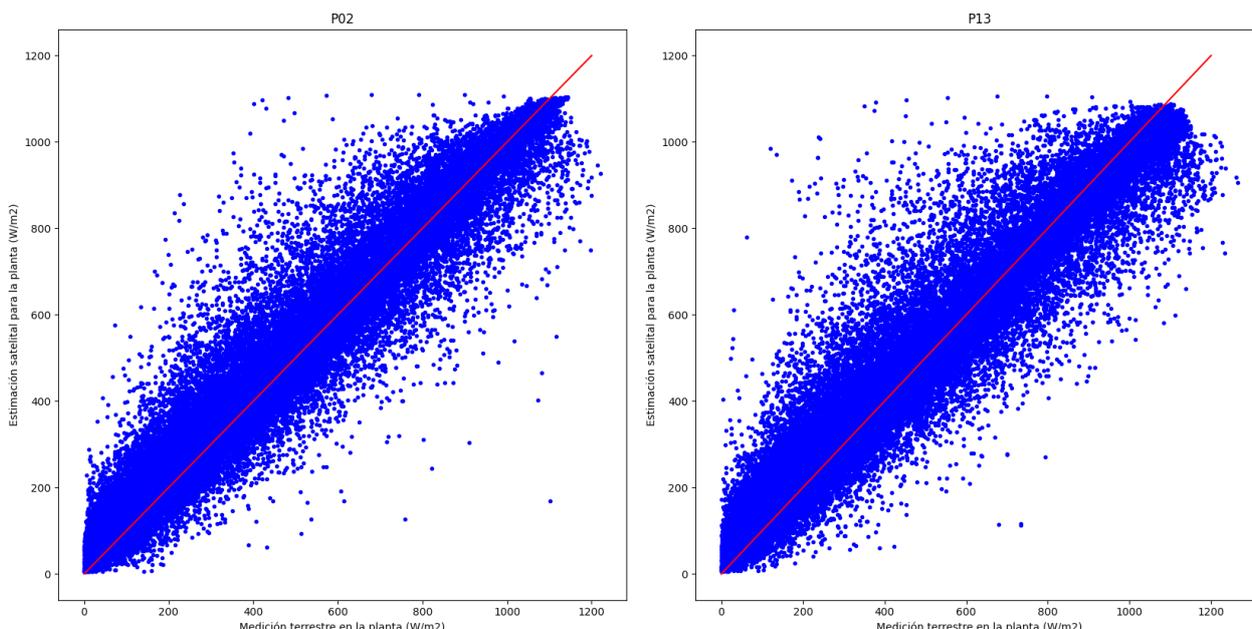


Figura 3: Diagramas de dispersión entre la medida terrestre y la estimación satelital.
Izquierda: Planta PV La Jacinta. Derecha: Planta PV Menafra.

5. SERVICIO B: PREDICCIÓN SATELITAL DE IRRADIANCIA EN PLANTAS PV

Se desarrolló un sistema de predicción operativa de la irradiancia solar en base a imágenes de satélite utilizando la metodología de Cloud Motion Vectors (CMV). La técnica base de CMV estima el campo de velocidades del movimiento nuboso (el CMV) a partir de las últimas dos imágenes, y luego lo utiliza sobre la imagen actual (la última imagen) para extrapolar la posición futura de las nubes, generando imágenes pronosticadas. La extrapolación se realiza en forma iterativa con un paso temporal de 10 minutos y hasta 4 horas hacia el futuro. Luego que las imágenes futuras están pronosticadas, éstas se convierten en una predicción de irradiancia solar utilizando el modelo CIM-ESRA de la Sección 4. Un ejemplo de estimación del campo de velocidades para una situación dada se muestra en la Figura 4. El proceso iterativo de extrapolación de imágenes a partir de la actual se ejemplifica en la Figura 5.

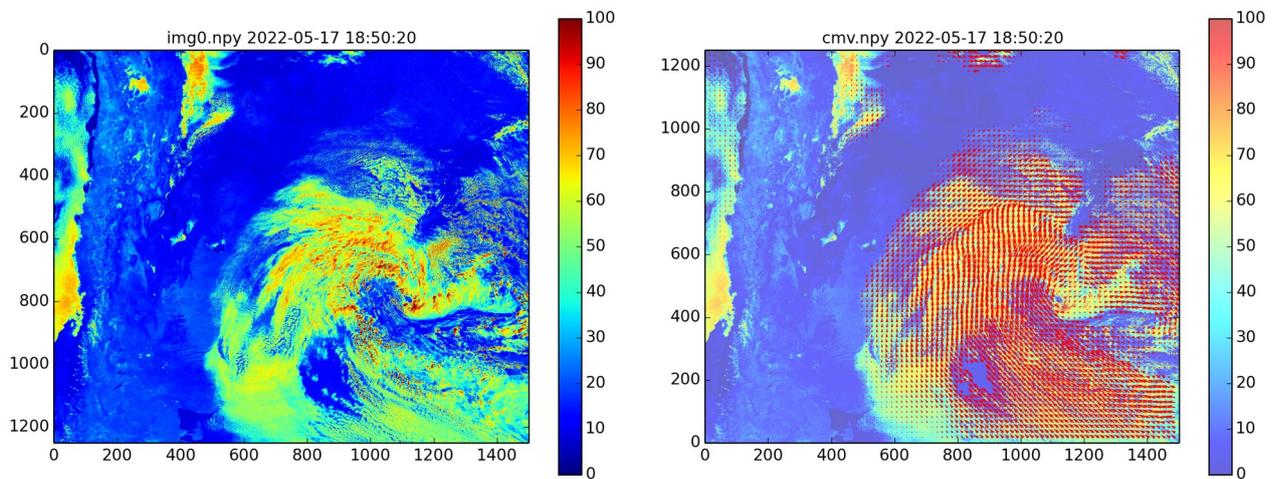


Figura 4: Ejemplo de estimación del campo de velocidades satelital (en este caso, en ocurrencia de un ciclón extratropical). Izquierda: Imagen del canal C02. Derecha: Estimación del CMV.

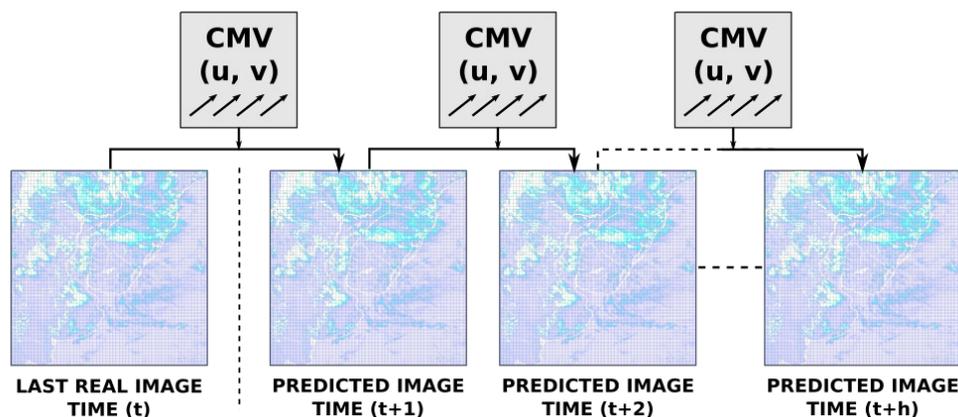


Figura 5: Procedimiento para la extrapolación de imágenes a partir del CMV y la última imagen.

El sistema implementado es un poco más complejo que lo anterior. Hay tres elementos que permiten aumentar el desempeño de la técnica base: (i) una mejor estimación del CMV, (ii) el promediado espacial (smoothing) de las imágenes pronosticadas y (iii) la combinación de la predicción con la persistencia. Los tres elementos han sido considerados en la herramienta de

predicción satelital operativa desarrollada por el LES. Respecto al punto (i), existen técnicas de block-matching (Lorenz et al., 2004) y de flujo óptico para la estimación del CMV (Horn & Schunk, 1981; Lucas & Kanade, 1981). En Aicardi et al. (2022) analizamos el desempeño de varias de estas técnicas para la región de la Pampa Húmeda, destacando el método de Farnéback (2003) y el algoritmo TVL1 (Zach et al., 2007; Sánchez et al., 2013). La predicción satelital actual del LES está basada en el algoritmo de Farnéback. Respecto a los puntos (ii) y (iii), el sistema considera la combinación entre la predicción satelital a nivel de cada pixel, a nivel de promedios en torno al pixel y la persistencia satelital suavizada (manteniendo fija la última imagen en el tiempo y aplicando smoothing). La combinación entre estas tres fuentes se realiza en forma lineal con pesos que dependen del horizonte de predicción (Alonso-Suárez et al., 2021). Un esquema del sistema se muestra en la Figura 6.

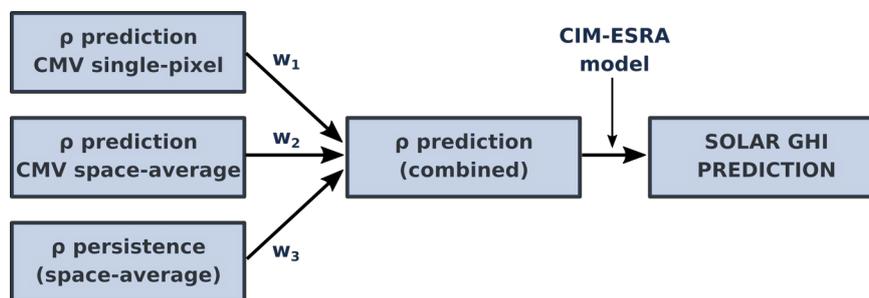


Figura 6: Sistema de predicción en tiempo real diseñado e implementado por el LES.

El sistema se ajustó y validó con tres meses de información operativa para las plantas PV en Uruguay, de Abril a Junio de 2021. Los pesos que surgen del ajuste se muestran en la Figura 7 y la evaluación de desempeño se muestra en la Figura 8. La transparencia en la Figura 7 muestra la variabilidad espacial P67 (a una desviación estándar) entre sitios y la línea sólida el promedio. Como se observa, hay baja variabilidad espacial de estos coeficientes. La predicción CMV en el píxel es de la de mayor peso para los primeros horizontes de predicción (1 hora), desplazando a la persistencia común. Para mayores horizontes de predicción adquieren relevancia la predicción CMV suavizada y la persistencia suavizada, tendiendo a $w = 0.5$ a 4 horas hacia el futuro.

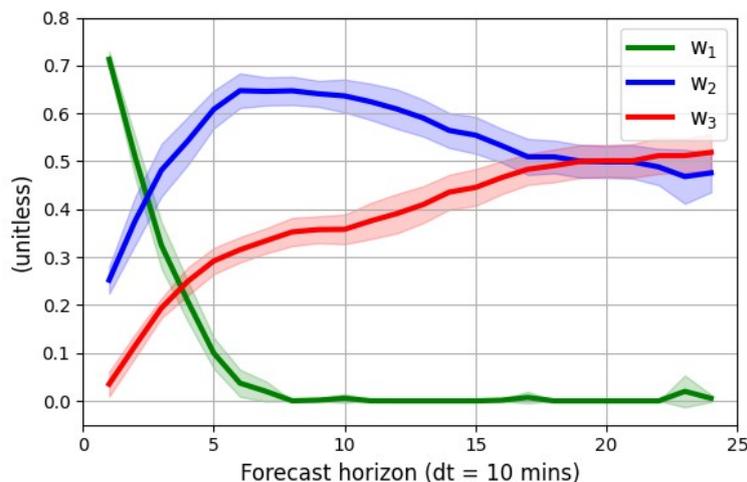


Figura 7: Variación de los pesos del ajuste lineal como función del horizonte de predicción. La nomenclatura de pesos w_i sigue a la Figura 6.

La evaluación de desempeño brinda una serie de conclusiones:

- Todas los subsistemas de predicción superan el desempeño de la persistencia común.
- El desempeño de la combinación de predicciones es mejor que el de cada subsistema de predicción por separado.
- Utilizar pesos locales (ajustados para cada sitio por separado) no tiene ganancia de desempeño respecto a utilizar un único set de pesos regionales obtenidos del promedio de los coeficientes ajustados a cada sitio. Por tanto, es posible hacer una única combinación regional de las predicciones, sin necesidad de ajustar finamente para cada emplazamiento.

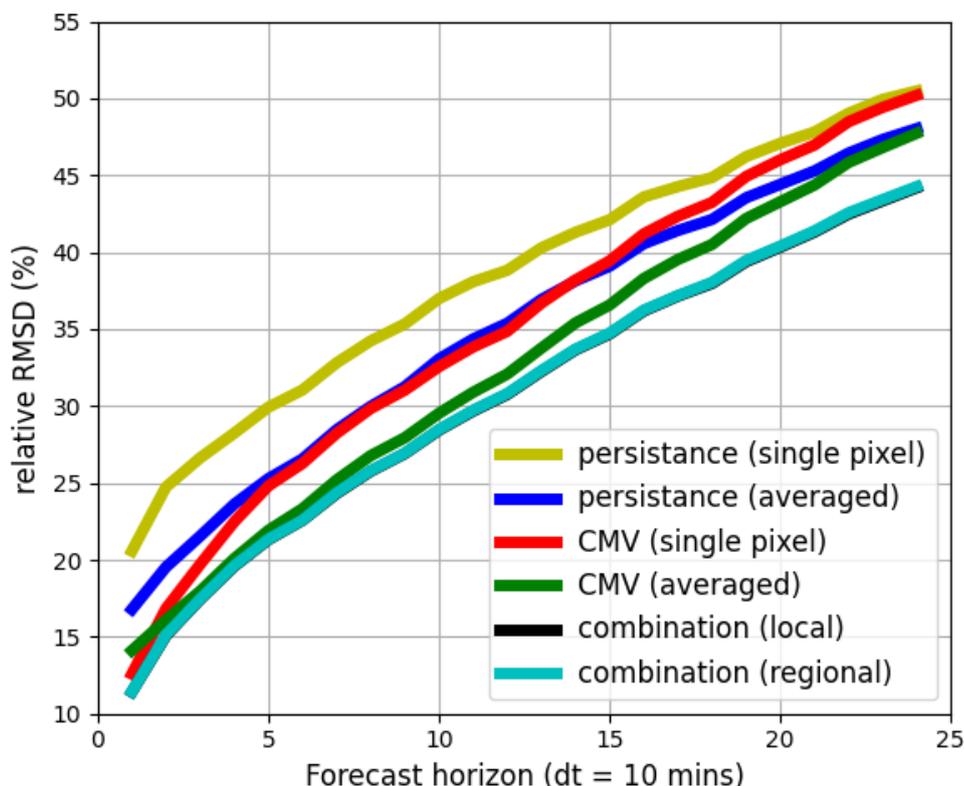


Figura 8: Evaluación del desempeño del sistema de predicción combinado y sus subpronósticos. Se grafica el rRMSD como función del horizonte de predicción.

Este sistema de predicción combinado es uno de los más avanzados de su clase. Funciona operativamente en los servidores del LES actualizándose cada 10 minutos, a medida que se reciben operativamente nuevas imágenes. La consulta a las predicciones se puede hacer con cualquier cadencia temporal, estando disponible en todo momento la última predicción. Esta predicción debe luego combinarse con la predicción por modelos numéricos de atmósfera disponible en ADME (de la empresa MeteoBlue). Esto resulta un caso típico, en tanto las nuevas predicciones satelitales deben combinarse con los sistemas de predicción ya existentes en las organizaciones con responsabilidades de despacho de red y/o comercialización de potencia eléctrica. Esta combinación se aborda en la siguiente sección. La forma de acceder a los servicios A y B computacionalmente se describe en el Anexo a este informe.

6. PRODUCTO C: METODOLOGÍA DE INTEGRACIÓN DE PREDICCIONES

El problema de combinación de predicciones por modelos numéricos de atmósfera (NWP) con el pronóstico satelital requiere visualizar algunos detalles y presenta algunas complejidades. Las predicciones por NWP típicamente se actualizan cuatro veces al día, pero lo común es utilizar una de estas predicciones, por ejemplo, aquella que queda disponible al momento más cercano al amanecer de un sitio o región dada. Utilizado de esta manera, se debe entonces combinar una predicción que es estática para un día dado (la del NWP) con una de mayor tasa de actualización, que es dinámica intra-día (la predicción satelital). Esta situación se ilustra en la Figura 9 para un día dado, y ejemplifica el caso de una predicción NWP de 24 horas disponible antes del amanecer, junto con varias predicciones satelitales a 4 horas que ocurrirán a lo largo del día. Se indican en color (rojo y amarillo) dos ejemplos de correspondencia de predicciones a 4 horas que se deberán combinar (a las 9hs y 14hs del día, respectivamente). ADME dispone de la predicción NWP horaria contratada a la empresa Meteoblue, que disponibiliza el modelo NEMS Global con procesamientos propios incorporados por el proveedor. Por dicho motivo la metodología de combinación se realizó a escala horaria, promediando las predicciones satelitales 10-minutales en torno a las horas en punto (1h, 2h, 3h y 4h). Se toma como base también que las predicciones 10-minutales son tomadas de los servidores del LES con actualización horaria.

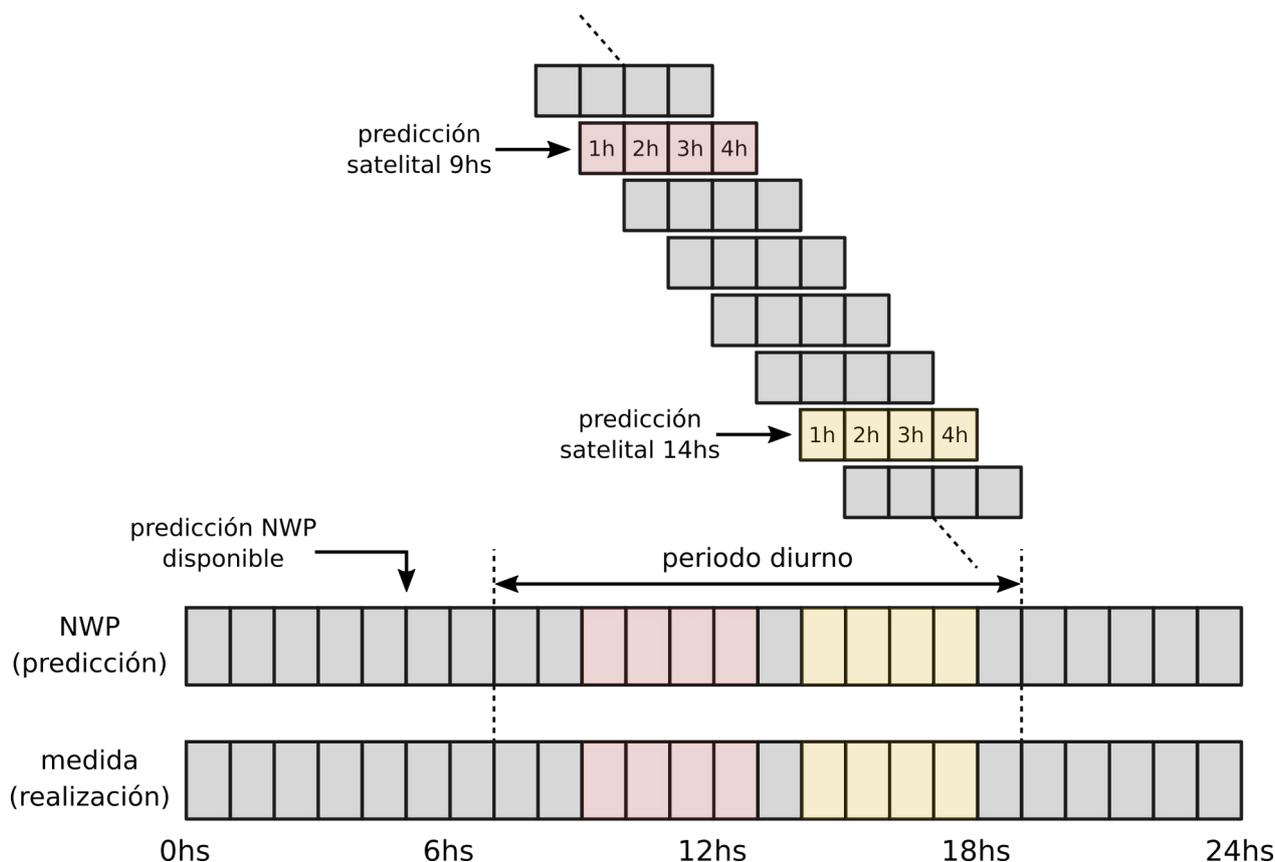


Figura 9: Esquema de la combinación de predicciones NWP (estáticas en el día) con predicciones satelitales con tasa de actualización horaria (dinámicas en el día).

Siguiendo la misma metodología de combinación ya utilizada en la sección anterior, y con la simplicidad de implementación como objetivo, se propone como paso base la combinación lineal de estas dos predicciones con pesos variables en función del horizonte de predicción. El ajuste y validación de esta combinación se realizó con un año completo de datos de la predicción operativa, desde Agosto de 2021 (puesta en operación del sistema satelital) hasta Julio de 2022 inclusive. Se utilizaron los datos de las plantas PV a escala horaria para el ajuste de los pesos y la validación del sistema de predicción combinado y de los subsistemas satelitales de predicción. Los pesos obtenidos se presentan en la Tabla 3 y se ilustran en la Figura 10. Al igual que en la Figura 7, la transparencia en la Figura 10 representa la variabilidad espacial P67 entre los sitios. Como se puede observar, la combinación asigna un peso más alto al pronóstico satelital para las primeras ~3,5 horas de predicción, invirtiéndose la relación para la cuarta hora de predicción.

Horizonte de predicción	$a1$ (SAT)	$a2$ (NWP)
1 hora	0.951	0.049
2 horas	0.797	0.203
3 horas	0.604	0.396
4 horas	0.418	0.582

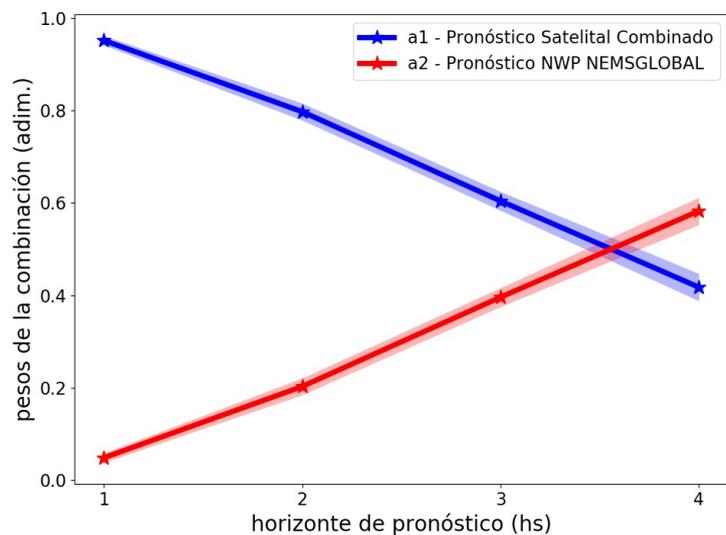


Tabla 3 y Figura 10: Variación de los pesos a utilizar para la combinación de la predicción satelital con la predicción NWP de MeteoBlue como función del horizonte de predicción.

La evaluación de desempeño se muestra en la Figura 11 en términos del rRMSD para cada método de predicción por separado y su combinación. El desempeño del pronóstico MeteoBlue es aproximadamente constante a lo largo de los horizontes de pronóstico horarios que son solidarios al sistema satelital de alta actualización temporal, siendo de ~23%. Este gráfico permite apreciar por primera vez que la predicción satelital presenta un mejor desempeño en las primeras 3,5 horas de pronóstico en nuestra región. El gráfico incluye como referencia de desempeño la persistencia satelital single pixel y su versión suavizada espacialmente, además de los otros subsistemas de predicción satelital. Se observa que la predicción MeteoBlue no logra superar a la persistencia satelital en las primeras dos horas de pronóstico. La combinación de las predicciones para cada hora representa una mejora respecto a cada técnica individual. Se presenta la curva de desempeño con el ajuste de los pesos $a1$ y $a2$ a cada sitio específicamente y con el uso de los pesos regionales promedio de la Tabla 3. Como se observa de la figura, no hay ganancia de desempeño al utilizar los pesos específicos para cada sitio respecto a la utilización de un único set de coeficientes regionales, por lo que es posible utilizar globalmente los pesos de la Tabla 3 para nuestra región, en especial, para las plantas PV en Uruguay. No se exploró en esta etapa formas

de combinar las predicciones que dependan del momento del día (diurno), lo que podría mejorar el desempeño de la predicción combinada, especialmente al inicio del día.

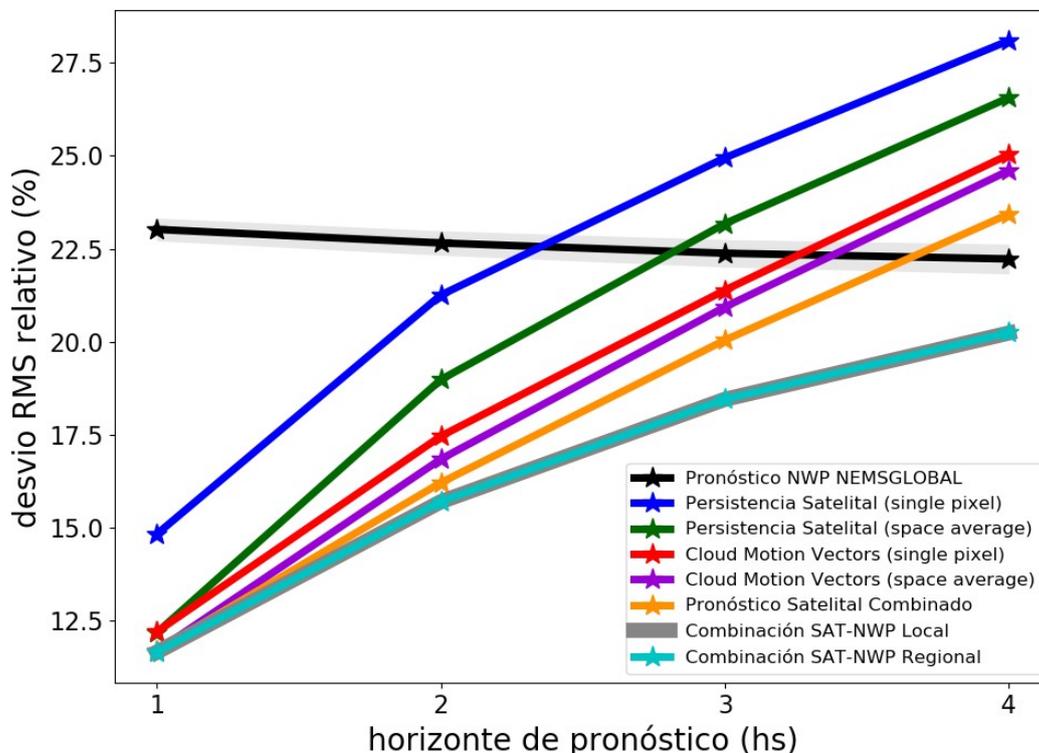


Figura 11: Desempeño de las predicciones consideradas (MeteoBlue y predicción satelital LES) y su combinación lineal. Se incluye además la persistencia satelital suavizada como referencia.

7. COMENTARIOS FINALES

En este documento se describieron varios avances operativos del LES para estimación y predicción a corto plazo de la irradiancia solar. Estos sistemas han sido desarrollados localmente e integran la mayor parte de los avances de investigación del grupo, siendo sistemas al estado del arte internacional. La particularidad de los sistemas combinados que fueron detallados aquí es que han sido ajustados y validados para los sitios de las plantas PV en Uruguay. Este documento presenta los aspectos centrales del trabajo, y detalles más específicos se encuentran en el Anexo a este informe, incluyendo el acceso computacional a los servicios A y B.

Existen varios avances que pueden ser incorporados a los sistemas actuales. Dentro de una serie de opciones, hay dos que nos resultan especialmente interesantes: (a) la incorporación de técnicas de deep learning para la predicción directa de las próximas imágenes de satélite sin pasar por la etapa de estimación del CMV, que ya ha dado buenos resultados en comparación a la técnica de Farnéback (Camiruaga et al., 2022), y (b) incorporar una estimación de los intervalos de confianza para la predicción en base a un pronóstico probabilístico con niveles de probabilidad a determinar (Alonso-Suárez et al., 2020). Ambos desarrollos son posibles de integrar a los servicios operativos en tiempo real que se describieron en este documento, y serán objeto de futuras mejoras del sistema.

REFERENCIAS

- Aicardi, D., Musé, P., Alonso-Suárez, R., 2022. A comparison of satellite cloud motion vectors techniques to forecast intra-day hourly solar global horizontal irradiation. *Solar Energy* 233:46-60.
- Alonso-Suárez, R., Marchesoni, F., Dovat, L., Laguarda, A., 2021. Satellite-Based Operational Solar Irradiance Forecast for Uruguay's Solar Power Plants. *Proceedings of the IEEE URUCON Congress 2021*.
- Alonso-Suárez, R., David, M., Texeira-Branco, V., Lauret, P., 2020. Intra-day solar probabilistic forecasts including local short-term variability and satellite information. *Renewable Energy* 158:554-573.
- Camiruaga, I., Herrera, A., Mozo, F., 2022. DeepCloud: Intra-day satellite prediction of cloudiness using deep learning strategies. Tesis de grado en Ingeniería, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Tutores: R. Alonso-Suárez, A. Castro, F. Marchesoni.
- Farnebäck, G., 2003. Two-frame motion estimation based on polynomial expansion. In Bigun, J. and Gustavsson, T., editors, *Image Analysis*, pages 363–370. Springer Berlin Heidelberg.
- Horn, B. K. P., Schunck, B. G., 1981. Determining optical flow. *Artif. Intell.*, 17(1-3):185–203.
- Laguarda, A., Iturbide, P., Orsi, X., Denegri, M.J., Luza, S., Burgos, L., Stern, V., Alonso-Suárez, R., 2021. 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 (revista ERMA), ISSN 2684-0073.
- Laguarda, A., Giacosa, G., Alonso-Suárez, R., Abal, G., 2020. 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 (2020) 295-307.
- Long, C.N., Shi, Y., 2008. An Automated Quality Assessment and Control Algorithm for Surface Radiation Measurements. *The Open Atmospheric Science Journal*, 2:23-37.
- Lorenz, E., Hammer, A., Heinemann, D., et al. (2004). Short term forecasting of solar radiation based on satellite data. In *EUROSUN2004 (ISES Europe Solar Congress)*, pages 841–848.
- Lucas, B. D., Kanade, T., 1981. An iterative image registration technique with an application to stereo vision. In *Proceedings of the 7th International Joint Conference on Artificial Intelligence - Volume 2, IJCAI'81*, pages 674–679, San Francisco, USA. Morgan Kaufmann Publishers Inc.
- Sánchez, J., Meinhardt-Llopis, E., Facciolo, G., 2013. TV-L1 optical flow estimation. *Image Processing Online (IPOL)*.
- Zach, C., Pock, T., Bischof, H., 2007. A duality based approach for realtime TV-L1 optical flow. In *Proceedings of the 29th DAGM Conference on Pattern Recognition*, pages 214–223, Berlin, Heidelberg. Springer-Verlag.