

PRONÓSTICO OPERATIVO DE LA IRRADIACIÓN SOLAR HORARIA EN CENTRALES SOLARES DEL URUGUAY COMBINANDO NOWCASTING SATELITAL Y PREDICCIÓN NUMÉRICA

Rodrigo Alonso-Suárez¹, Franco Marchesoni^{1,2}, Liber Dovat¹, Agustin Laguarda¹

r.alonso.suarez@gmail.com

¹Laboratorio de Energía Solar (LES), Universidad de la República, Uruguay

²Ecole Normale Supérieure Paris-Saclay

Palabras clave: Predicción Solar, Cloud Motion Vectors, Numerical Weather Prediction.

1) INTRODUCCIÓN

La generación eléctrica de origen solar tiene fluctuaciones que complejizan su incorporación en gran escala a las redes eléctricas. Estas fluctuaciones están asociadas a la alta variabilidad espacio-temporal de la irradiancia solar descendente, que es causada por la nubosidad. La predicción de estas fluctuaciones permite una mejor toma de decisiones en el despacho y comercialización de este tipo de energía, y es por tanto necesario para los operadores de la red eléctrica. Sin embargo, la predicción con baja incertidumbre de esta variable intermitente continúa siendo un desafío para las capacidades de modelado actual, dada la complejidad que presenta el pronóstico de la formación, deformación, movimiento y extinción de las nubes.

Este trabajo presenta el desarrollo y evaluación preliminar de una herramienta avanzada para la predicción intra-día de la irradiancia global en plano horizontal (GHI) hasta 4 horas hacia el futuro con paso horario. El sistema combina predicciones de origen satelital (nowcasting) basadas en una técnica de Cloud Motion Vectors (CMV) con la predicción numérica brindada por la empresa MeteoBlue en base al modelo de atmósfera NEMSGLOBAL (Janjic, 2003). El sistema combinado se ajustó y validó utilizando las mediciones terrestres de GHI en ocho parques solares del litoral norte de Uruguay, una región de la Pampa Húmeda sudamericana.

2) MÉTODOS DE PREDICCIÓN Y SU COMBINACIÓN

La Figura 1 ilustra el sistema de predicción en dos etapas. La primera etapa, en rojo, es la predicción satelital de GHI en base al canal C02 (visible, 640nm) del satélite meteorológico geoestacionario GOES16, donde es posible apreciar y cuantificar la nubosidad diurna. Los detalles de este sistema se describen en Alonso-Suárez et al. (2021). En esencia, el sistema combina dos resoluciones espaciales de las predicciones por CMV con la persistencia satelital suavizada (smoothing), utilizando pesos lineales de combinación que varían con el horizonte de pronóstico. La predicción por CMV es generada extrapolando el movimiento de las nubes hacia el futuro, generando estimaciones de las próximas imágenes de reflectancia planetaria (albedo terrestre). Estas imágenes son convertidas en GHI utilizando el modelo LCIM (Laguarda et al., 2020), específicamente ajustado a nuestra región. Para la estimación del CMV se utilizan las dos últimas imágenes (con separación de 10 minutos) y la técnica de flujo óptico de Farnëback (2003), que es una de las de mejor desempeño en nuestra región

(Aicardi et al., 2022). La segunda etapa es la combinación lineal de esta predicción con la del modelo numérico global no hidrostático NEMSGLOBAL, con pesos w_1 y w_2 que dependen del horizonte de pronóstico. La combinación se realiza a escala horaria dado que es el paso temporal de esta segunda predicción, tomando los horizontes 1h, 2h, 3h y 4h de la predicción satelital 10-minutal. Los pesos de esta combinación, ajustados para 8 sitios de plantas PV en Uruguay, se muestran en la Tabla 1 y la Figura 2, para estos horizontes de predicción.

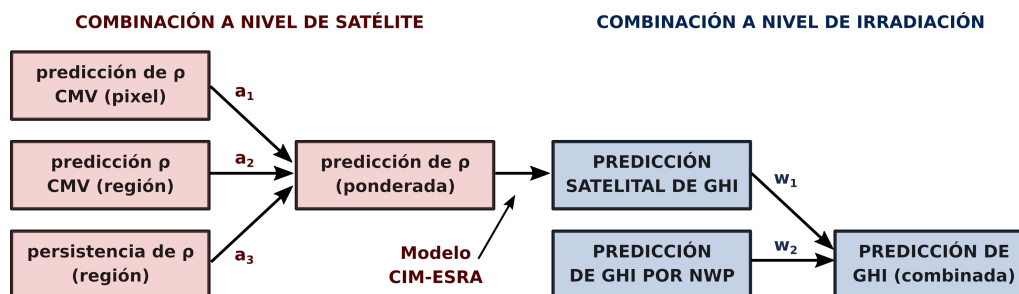


Figura 1: Visión global del sistema combinado de predicción de GHI.

Horizonte de predicción	w_1 (SAT)	w_2 (NWP)
1 hora	0.872	0.128
2 horas	0.703	0.297
3 horas	0.521	0.479
4 horas	0.362	0.638

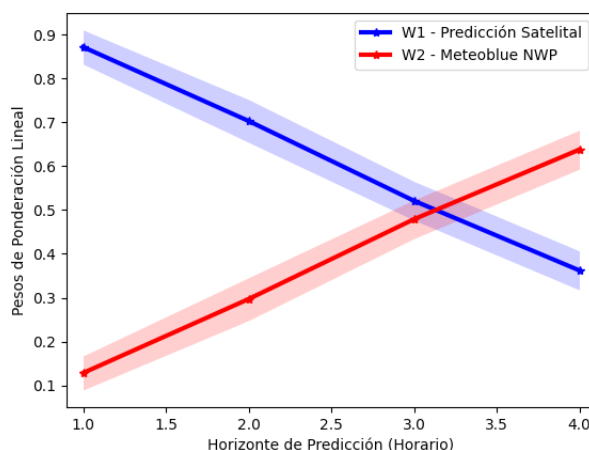


Tabla 1 y Figura 2: Variación de los pesos a utilizar para la combinación de la predicción satelital con la predicción NWP de Meteoblue como función del horizonte de predicción.

3) EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

La evaluación de desempeño se ilustra en la Figura 3. Esta figura muestra la variación de dos métricas comunes con el horizonte de pronóstico, el desvío promedio (Mean Bias Deviation, MBD) y el desvío cuadrático medio (Root Mean Square Deviation, RMSD) en sus versiones relativas, expresadas como un porcentaje de la media de las mediciones terrestres. Esta es una evaluación preliminar realizada sobre 8 meses de historia operativa de Agosto 2021 a Marzo 2022 (el sistema de nowcasting operativo del LES fue puesto en funcionamiento en Julio de 2021). La evaluación incluye el sistema combinado, cada subsistema de predicción de GHI por separado y la persistencia satelital suavizada (a modo de referencia de desempeño). Se observa que los desvíos promedios (sesgos) son bajos, dentro del rango $\pm 4\%$. En términos de RMSD relativo, la principal métrica para comparar el desempeño de las técnicas, se observa que el nowcasting satelital presenta un mejor desempeño que el NEMSGLOBAL para las primeras 3h de predicción. Este es un comportamiento conocido en la comparación entre ambas técnicas, típicamente mejores para 4-5h (Perez y Hoff, 2013). Un punto a comentar es

que las predicciones satelitales fueron optimizadas para horizontes 10-minutales, por lo que existe margen de mejora para un objetivo horario. El sistema combinado es en efecto una mejora de cada subsistema por separado, y la combinación con pesos locales (ajustados para cada parque solar) no tiene ganancia de desempeño respecto al uso de los pesos regionales de la Tabla 1. En relación a la persistencia satelital, la predicción numérica tiene un desempeño menor para 1h, y la predicción satelital y la combinada la mejora en todos los horizontes.

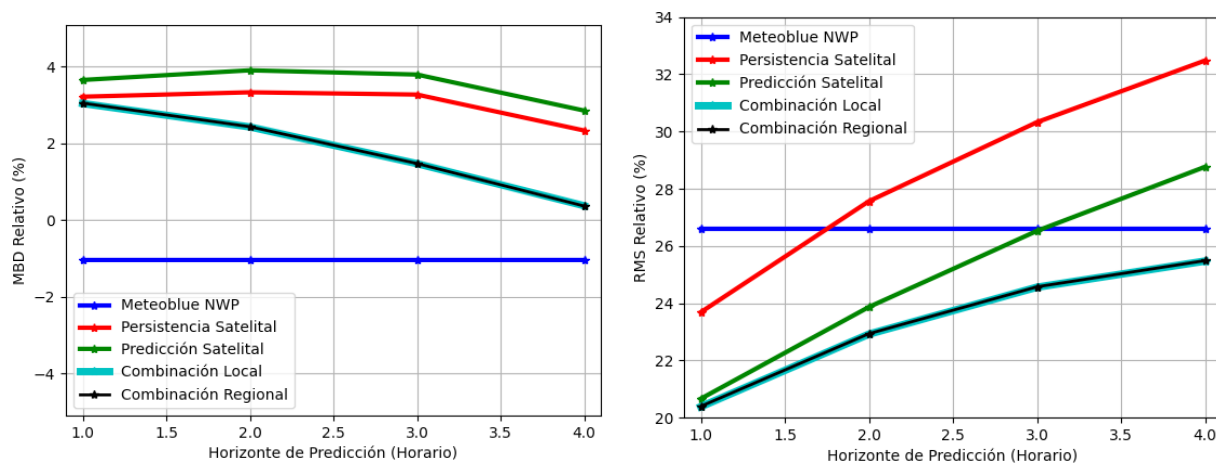


Figura 3: Evaluación de desempeño del sistema combinado y subsistemas. Derecha: desvío promedio porcentual (rMBD). Izquierda: desvío cuadrático medio porcentual (rRMSD).

4) CONCLUSIONES

Este trabajo presenta un sistema al estado del arte para la predicción operativa de GHI que combina distintos insumos y está específicamente ajustado a una parte de la Pampa Húmeda. Este tipo de combinación resulta un caso típico para la predicción solar satelital, dado que lo usual es que los operadores de la red eléctrica ya dispongan de predicciones numéricas para el despacho de otras fuentes de generación, como la energía eólica. El sistema presentado requiere una evaluación y análisis más detallado, con más sitios de mediciones terrestres, mayor estadísticas temporal y para objetivos de pronóstico horario y 10-minutal.

REFERENCIAS

- Aicardi, D., Musé, P. y 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. y Laguarda, A., 2021:** Satellite-Based Operational Solar Irradiance Forecast for Uruguay's Solar Power Plants. *Proceedings of the IEEE URUCON Congress*, doi: 10.1109/URUCON53396.2021.9647087.
- Janjic, Z. I., 2003:** A nonhydrostatic model based on a new approach. *Meteor. Atmos. Phys.*, 82, 271–285.
- Laguarda, A., Giacosa, G., Alonso-Suárez, R. y 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, 295-307.
- Perez, R. y Hoff, T. E., 2013:** Chapter 10 - SolarAnywhere forecasting. In Kleissl, J., editor, *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, pages 233–265. Academic Press.