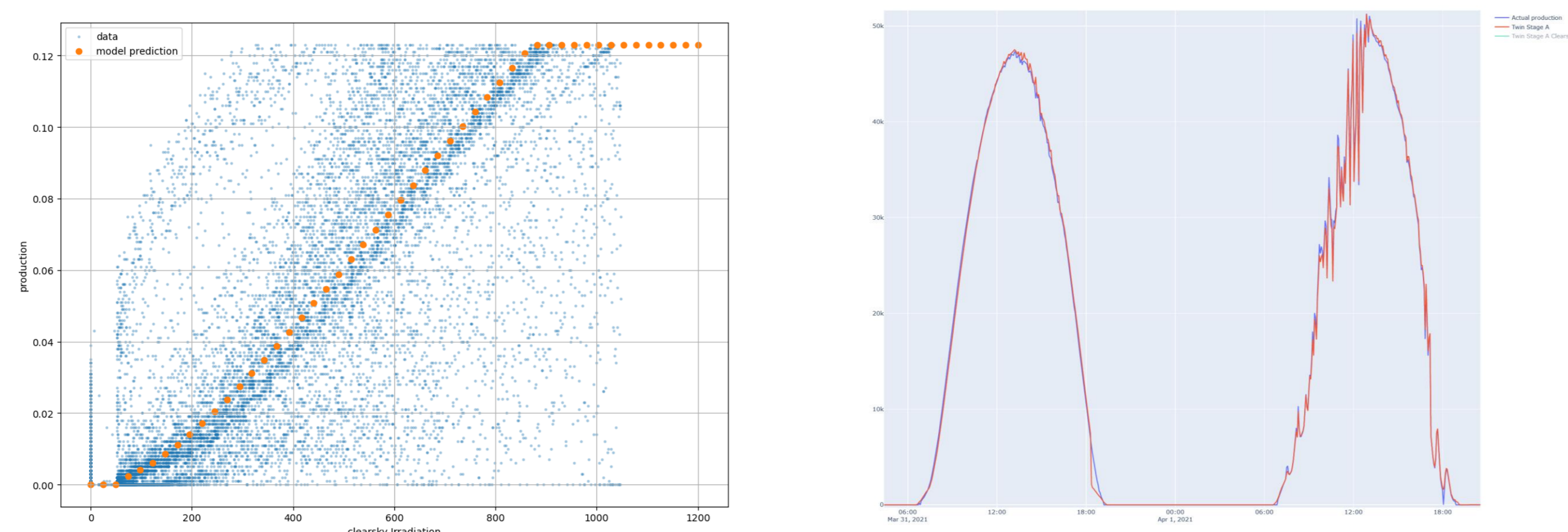


# FEHLERQUELLEN IN DER PV PROGNOSE

## Motivation

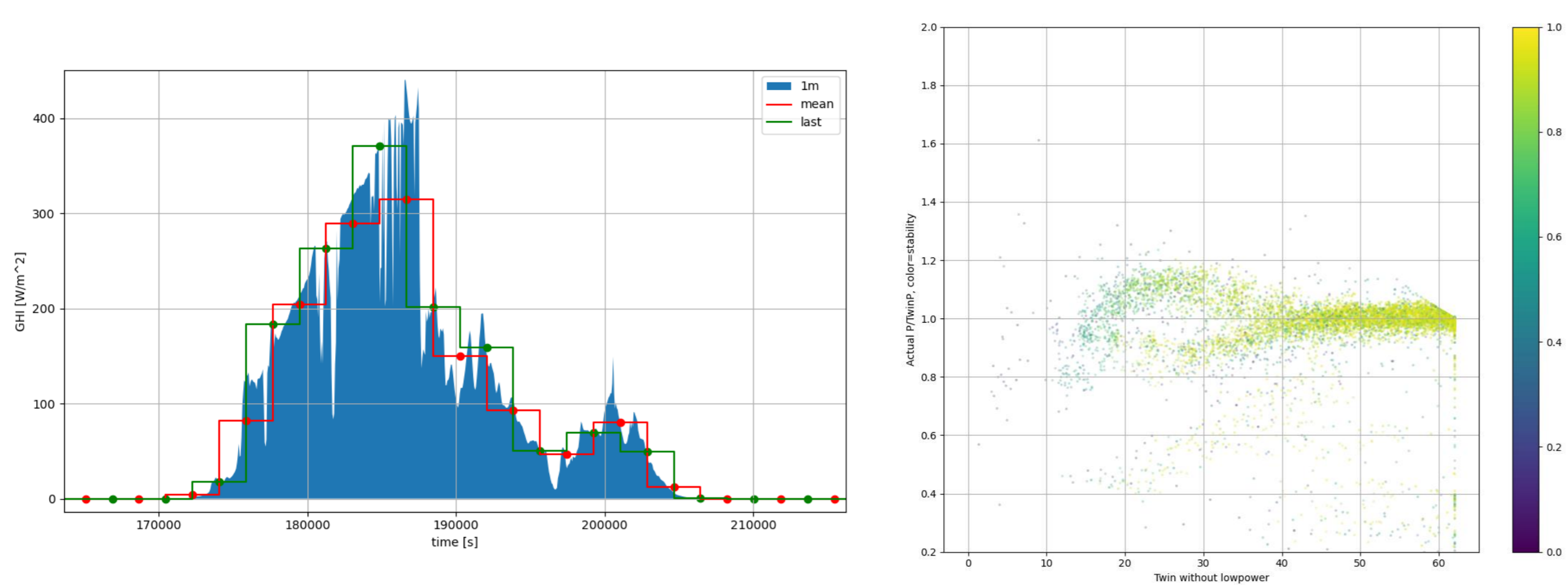
Bei der Ertragsprognose von Virtual Power Plants für den Folgetag kommt es oftmals zu Abweichungen zwischen Prognose und Ist-Produktion. Diese können einerseits Ursachen in der Modellbildung haben, als auch in der Wetterprognose.

## Digital Twinning

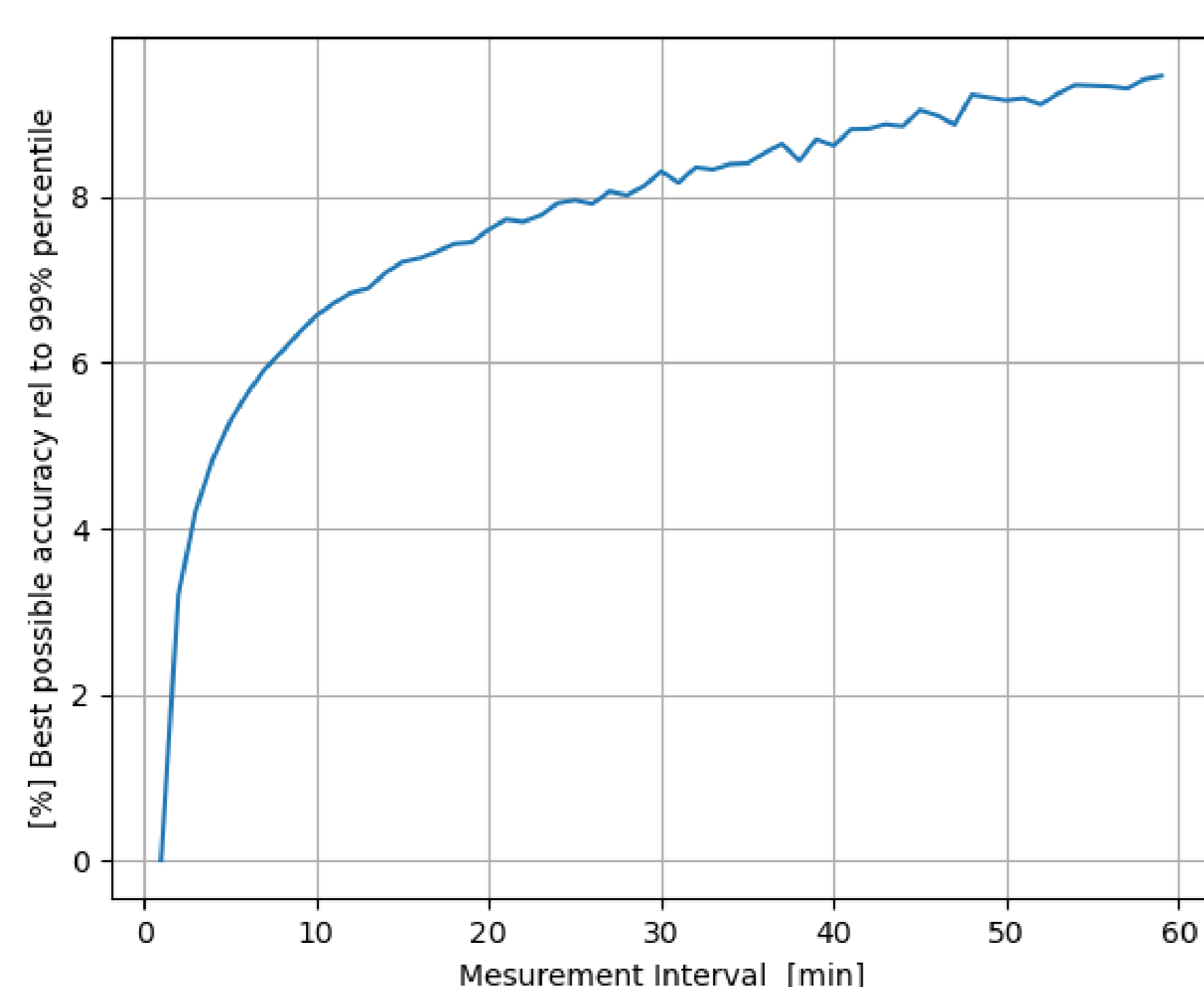


In PV Systemen werden normalerweise Betriebsdaten aufgezeichnet. Bei Kenntnis der historischen Einstrahlungen können digitale Zwillinge der Energieproduktion erstellt werden. Divergenzen zwischen Realertrag und Zwillingen entstehen primär zu Zeitpunkten, bei denen starke Veränderungen der Einstrahlung existieren.

Monitoringdaten werden nur zu diskreten Intervallen gespeichert. DC Ströme/Spannungen werden oftmals als Momentanwerte geloggt, um Informationen über das MPP Tracking zu beinhalten. DC Leistungen hingegen sind über den Zeitbereich gemittelt nützlicher. Dies verursacht eine zeitliche Versatz eines halben Intervalls, was unkorrigiert zu einer unterschiedlichen Bandstruktur zwischen Vormittag und Nachmittag führt, da die Einstrahlung systematisch über- oder unterschätzt wird.

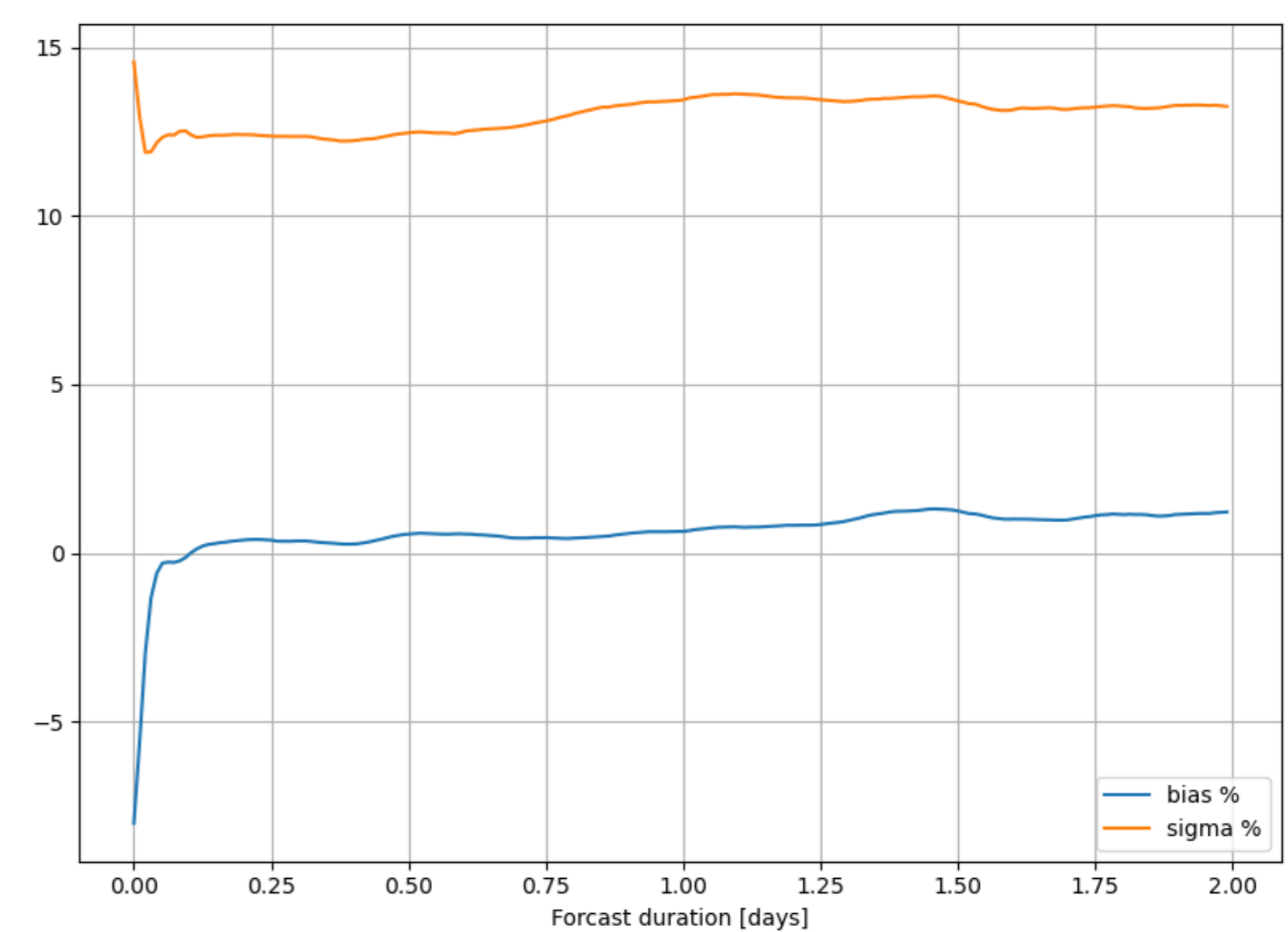


Dieser Zeitversatz ist korrigierbar, jedoch nicht der Fehler, der durch die zeitliche Diskretisierung von Einstrahlungsmessungen entsteht. Mittels einer minütlichen horizontalen Einstrahlungsmessung über vier Jahre in Wien wurde die durchschnittliche Abweichung einer mittelenden Einstrahlungsmessung zu einer Momentanwert-Nutzung quantifiziert. Viele Wetterstationen für PV Systeme bilanzieren nicht-mittelnd. Auch die Prognose eines Digitalen Zwillinges kann systematische Fehler der Lerndaten nicht ausgleichen.

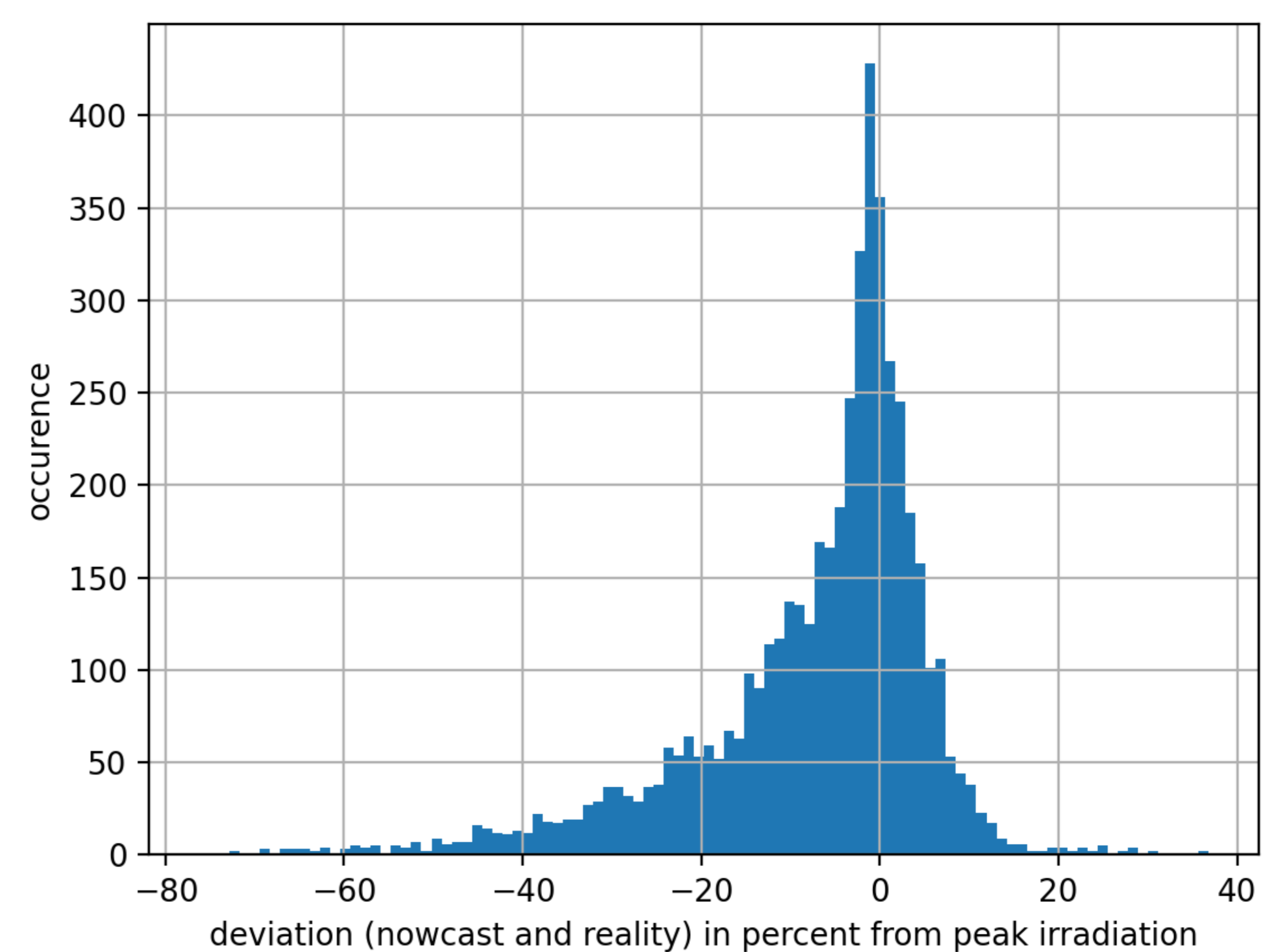


## Einstrahlungsprognose

Kommerzielle Einstrahlungsprognosen im 15-Minuten Intervall wurden über acht Monate angesammelt, und mit einer Bodengestützten Einstrahlungsmessung verglichen.



Die Peak-normalisierte Standardabweichung ist jedoch kein gutes Maß der Fehlerabweichungen. Diese sind keineswegs Normal verteilt, sondern zeigen asymmetrische Verteilungen.



Überraschend ist, dass die Prognosequalität sich über zwei Tage kaum verändert.

## Virtual Power Plants

Man könnte nun hoffen, die Genauigkeit der Prognose durch ein örtlich verteiltes Ensemble analog zur Fehlerfortpflanzung mit  $O(n^{-1/2})$  zu reduzieren. Dies würde jedoch nur für unabhängige Normalverteilte Abweichungen funktionieren.

Mit Realdaten wurde ein Zusammenschluss von fünf Anlagen, in unabhängigen Wetter-Einflusszonen Ost-Österreichs betrachtet. Die VPP Leistung war 2.25 mal so groß wie die größte Einzelanlage.

Selbst bei hoher Ensemblegröße ist das Limit der Prognose-Genauigkeit der Offset der Vorhersage, sowie die Korrelation der individuellen Fehler.

	average individual System	VPP	VPP of normalized plants	Ideal Error propagation
TAWES	16.7%	10.6%	9.2%	9.53%
G Nowcast	17.6%	13.0%	10.7%	10.05%
G Dayahead	17.4%	11.6%	11.2%	9.93%

[1] B. Kubicek, M. Steinbrecher, M. Rennhofer, "Estimating day ahead photovoltaic production distribution function for the risk assessment of control energy provision.", EU-PVSEC 2021.

This initiative has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreements no. 646039 and no. 775970.