

## Verbesserung der Leistungsvorhersagen von PV-Anlagen mit Model Output Statistics (MOS)

Michael Bühner<sup>(1)</sup>, Karl G. Gutbrod<sup>(1)</sup>, Mathias D. Müller<sup>(2)</sup>, Frank Schlichting<sup>(3)</sup>

<sup>(1)</sup> meteoblue AG - Clarastr.2 - CH-4058 Basel - [www.meteoblue.com](http://www.meteoblue.com)  
Michael.Buehrer@meteoblue.com - +41 61 535 3301

<sup>(2)</sup> Universität Basel – Institut für Meteorologie, Klimatologie & Fernerkundung –  
[www.mcr.unibas.ch](http://www.mcr.unibas.ch)  
Klingelbergstr. 27 - CH-4056 Basel – [mathias.mueller@unibas.ch](mailto:mathias.mueller@unibas.ch)

<sup>(3)</sup> Solare Datensysteme GmbH - Fuhrmannstr. 9 - 72351 Geislingen Binsdorf  
Tel: 07428/9418-251 - Fax: 07428/9418-280  
<http://www.solar-log.com> - [f.schlichting@solar-log.com](mailto:f.schlichting@solar-log.com)

### 1. Einleitung

Wenn Subventionsmaßnahmen durch gesetzliche Instrumente wegfallen, bieten sich direkte Vermarktungsmethoden wie Handel an der Strombörse, Eigenverbrauch oder regionale Vertriebsmodelle an. Für diese Art der direkten Markteinbindung sind präzise Leistungsprognosen von Solaranlagen unerlässlich.

Die Schwierigkeit liegt häufig darin, dass jede Anlage, sowohl von der elektrotechnischen Auslegung als auch vom Standort, sehr spezielle Gegebenheiten aufweist, welche das Leistungsverhalten der Anlagen stark beeinflussen. In diesen spezifischen Charakteristika liegt eine der wichtigsten Fehlerursachen von PV-Leistungsprognosen. Es gibt zahlreiche Parameter, welche die Performance Ratio beeinflussen, wobei verschiedene Technologien meist nicht dieselbe Sensitivität aufweisen: Modultemperatur, Spektrale Sensitivität, Reflexion an Glasoberflächen etc. Zudem spielen auch lokale Effekte wie regelmäßige Abschattungen, Nebel oder Schnee eine wichtige Rolle bei der Suche nach Fehlerursachen.

Gelingt es diese Fehler zu minimieren, lassen sich die Leistungsprognosen von solar erzeugtem Strom verbessern. Statistische Methoden wie bspw. Model Output Statistics (MOS) bieten die Möglichkeit mit Hilfe der lokalen Messdaten die Prognosen zu optimieren. Dadurch lässt sich diese Elektrizität effizient vermarkten und somit zur Energiewende beitragen.

## 2. Methodik

Die Performance Ratio (PR) von PV Anlagen kann je nach klimatischer Region, Jahreszeit und genutzter Technologie sehr unterschiedlich sein. Dabei sind in verschiedenen Regionen unterschiedliche Erklärungsansätze notwendig. So kann man in Südeuropa im Winter meist eine höhere PR als im Sommer beobachten, was durch hohe Modultemperaturen im Sommer gut erklärt werden kann. Bei nördlicher gelegenen Anlagen bspw. in Deutschland verhält es sich häufig umgekehrt, die PR ist in der Regel im Winter viel geringer als im Sommer. Dabei scheinen geringere Effizienz bei Abschattung und Bewölkung sowie Reflexionsverluste aufgrund von flachen Einfallswinkeln den Einfluss der Modultemperatur zu übersteigen [1].

Neben diesen systemspezifischen Eigenschaften sind auch mikroklimatische Eigenschaften des Standortes für eine exakte Prognose von großer Bedeutung. Schneebedeckung auf der PV-Anlage muss dabei ebenso berücksichtigt werden, wie Früh- oder Küstennebel Smog oder ähnliche Effekte. Der Ansatz, PV-Prognosen mit Hilfe von Model Output Statistics (MOS) zu verbessern, bietet die Möglichkeit die Prognosen auf diese lokalen Gegebenheiten und die elektrotechnische Auslegung der PV Anlage mit Hilfe von stündlichen Messdaten zu optimieren.

Um diese komplexen Zusammenhänge verschiedener Einflussgrößen statistisch zu optimieren müssen zunächst entsprechende dynamische Parameter berechnet und bereit gestellt werden. Dabei gibt es zunächst mikroklimatische Effekte wie bspw. Nebel, welche die Globalstrahlung beeinflussen und sich mit Hilfe von meteorologischen Parametern (bspw. Feuchte) lokal optimieren lassen [2].

Andererseits gibt es auch zahlreiche elektrotechnische Effekte, welche dynamisch parametrisiert werden müssen, um Sie in den MOS Prozess einbinden zu können. Zu diesem Zweck werden spezifische Parameter berechnet, welche die Performance Ratio beeinflussen. Mit Hilfe der lokalen Messdaten der jeweiligen PV-Anlage wird zuletzt ein Individuelles Berechnungsmodell generiert, das aus allen meteorologischen und elektrotechnischen Parametern die richtigen auswählt und gewichtet und somit die individuellen Eigenschaften der PV-Anlage charakterisiert.

In diesem Forschungsbeitrag soll die Genauigkeit von PV-Anlagensimulationen basierend auf den Wettervorhersagen der meteoblue AG verglichen werden und das Potential von MOS aufgezeigt werden. Für die Validierung werden die Leistungsdaten des Solar-Log™ Webportals der Firma Solare Datensysteme GmbH für ca. 100 PV-Anlagen aus ganz Europa mit Hilfe der üblichen Fehlergrößen ausgewertet und validiert

### **3. Datenquellen und -qualität**

#### **Modelldaten:**

Die Modelldaten sind so genannte pointSOLAR Simulationen: Auf Basis von archivierten Wettervorhersagen aus dem NMM (Numerisches Mesoskala-Modell) der meteoblue AG, wird anhand von Position, Anlagenkapazität, -neigung und -ausrichtung die Leistung der jeweiligen PV-Anlage berechnet.

Um die Leistungsprognosen zu berechnen wird auf Einstrahlungsdaten und andere Wetterparameter aus Vorhersagemodellen zurückgegriffen. Die Qualität von Einstrahlungsdaten aus mesoskalen (mit einer Gitterweite von 3km bis 18km) Wettermodellen wurde bereits im Jahr 2013 vorgestellt [3]. Diese stündlichen Strahlungsdaten werden genutzt um PV-Erträge zu berechnen. Die PV-Leistung ist von zahlreichen meteorologischen Erscheinungen (Sonne, Wolken, Temperatur, Nebel, Schnee, Wind etc.), sowie von elektrotechnischen und physikalischen Rahmenbedingungen (Neigung, Ausrichtung, Abschattung, Wirkungsgrade, etc.) beeinflusst. Während die meteorologischen Parameter dank hochaufgelöster Wettermodelle weltweit in konsistenter Qualität verfügbar sind, ist die Datenlage bei PV-Leistungsdaten, sowie Informationen zu Abschattungseffekten und Anlagenauslegung deutlich schwieriger.

Es gibt eine Vielzahl an physikalisch basierten Modellen zur Berechnung von PV-Leistung, wobei die Komplexität durch deren Kombination beliebig erhöht werden kann. Zunächst wird üblicherweise die Einstrahlung auf die Modulebene projiziert um dann mit Hilfe des praktischen Anlagenwirkungsgrades (Performance Ratio) die Leistung der PV-Anlage zu simulieren.

Im letzten Jahr wurden die Qualität solcher Standardprognosen für 17 PV-Anlagen in Deutschland evaluiert [1]. Die hiermit präsentierte Nachfolgestudie soll einerseits das Untersuchungsgebiet auf ganz Europa ausweiten und andererseits die Verbesserungen durch statistische Optimierung anhand von Lokalen Messdaten aufzeigen.

#### **Messdaten:**

Die Simulationen wurden mit Leistungsmessungen aus dem SOLARLOG Webportal der Solare Datensysteme GmbH verglichen. Bei der Auswahl der Daten war vor allem die Datenverfügbarkeit von mindestens einem Jahr wichtig. Es wurden bevorzugt große Anlagen ausgewählt, die tendenziell häufiger gewartet werden und seltener Abschattungsverluste erwarten lassen. Dennoch ist es absolut notwendig die Leistungsdaten einer ausführlichen Qualitätskontrolle zu unterziehen, um die Aussagekraft der Validierung zu gewährleisten. Dabei müssen Plausibilität, Datenverfügbarkeit und -qualität gleichermaßen gewährleistet sein. Zusätzlich zu automatischen Auswahlkriterien wurden die Anlagendaten zudem einer optischen

Kontrolle unterzogen und am Ende 97 Anlagen in ganz Europa ausgewählt (vgl. Abb. 1).



Abb. 1: Lage der knapp 100 PV-Anlagen in Europa (Quelle: Google Maps)

Da die Anlagenparameter wie Expositionsrichtung und Kapazität (kWp) von den Endkunden persönlich konfiguriert werden, stellen diese eine zusätzliche Fehlerquelle dar. Der tageszeitliche Verlauf der PV-Produktion ist stark von der Exposition der Anlage geprägt. Je nach Ausrichtung der PV-Anlage verschiebt sich der Zeitpunkt des Tagesmaximum in Richtung Morgen- oder Abendsonne. Mittlere Tageskurven der PV-Leistung zeigen Mittelwerte für 24 Stundenwerte aller verfügbaren Tage und eignen sich zur Analyse der Anlagenausrichtung. Abbildung 2 zeigt eine PV-Anlage deren Neigung vermutlich nicht korrekt angegeben wurde, während in Abbildung 3 eine ungenaue Konfiguration der Ausrichtung zeigt.

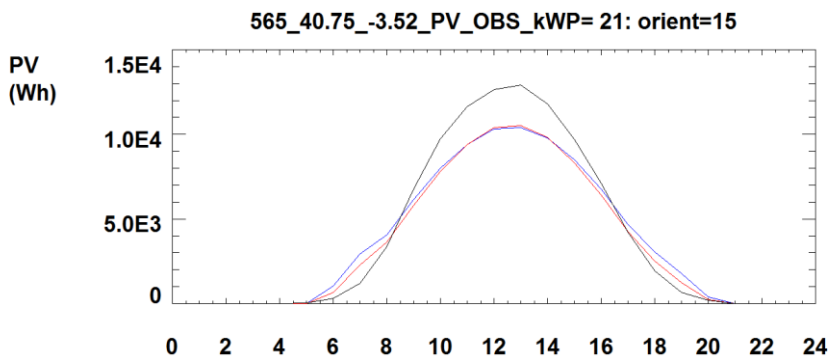


Abb. 2: Der Tagesgang der Anlage #565 zeigt die mittlere tageszeitliche Verteilung der PV-Produktion. Fehlerhafte zu flache Anlagenneigung führt zu großen Ungenauigkeiten. In schwarz die Messdaten der Anlage. Rot und blau (untere Kurven) sind zwei verschiedene Photovoltaik Leistungssimulationen.

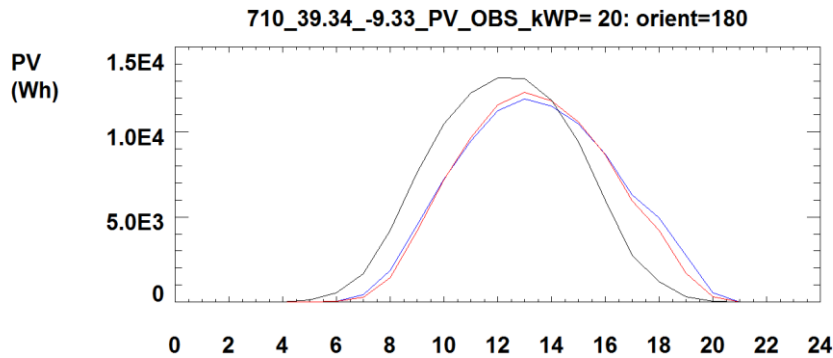


Abb. 3: Der Tagesgang der Anlage #710 zeigt die mittlere tageszeitliche Verteilung der PV-Produktion. Fehlerhafte Anlagenausrichtung führt zu großen Ungenauigkeiten. In schwarz die Messdaten der Anlage. Rot und blau (linke Kurven) sind zwei verschiedene Photovoltaik Leistungssimulationen.

Es wurden diese und andere spezielle Verfahren entwickelt um Anlagen auszuwählen, deren Datenqualität und -verfügbarkeit und Konfiguration sich für eine MOS Optimierung eignen. Dadurch können Messfehler weitgehend ausgeschlossen werden. Temporäre Beeinträchtigungen der Anlagenfunktion aufgrund von Verschmutzung oder Abschattung können leider nicht hundertprozentig ausgeschlossen werden.

#### 4. Model Output Statistics (MOS)

##### Verfahren:

Für die Korrektur der Prognose mittels MOS (Model Output Statistics) werden stündliche Mess- und Modelldaten von mehreren Monaten verglichen, und daraus Korrekturfunktionen für einen Standort abgeleitet. Neben der Strahlung können andere Vorhersage-Parameter verwendet werden, um unterschiedliche Wetterlagen zu erfassen. Somit können pro Standort auch mehrere Funktionen verwendet werden. Das Verfahren ist für Parameter wie Temperatur bereits seit Jahrzehnten erprobt [4].

Messdaten sollten für mindestens 12 Monate vorliegen, um jahreszeitenabhängige Wetterphänomene, die zu unterschiedlichen Abweichungen führen können, richtig zu interpretieren. So könnte in Tallagen die tatsächliche Einstrahlung im Winter durch Nebelbildung im Vergleich zur Umgebung überproportional verringert, im Sommer dahingegen wegen Wolkenbildung an umliegenden Hügeln eher erhöht sein.

Im Vergleich zu diesen klassischen Anwendungsbereichen für MOS stellt das hier validierte PV-MOS eine spezielle Weiterentwicklung dar, wobei das Verfahren zwar ähnlich ist, aber zahlreiche weitere Parameter verwendet werden, da die zu korrigierende Zielgröße nicht nur von meteorologischen Parametern determiniert ist. Es handelt sich dabei um Parameter, die aus meteorologischen Parametern

abgeleitet werden und die Performance Ratio von PV-Modulen direkt beeinflussen, wie:

- Modultemperatur
- Reflexionsverluste an Glasoberflächen
- Spektrale Sensitivität der Solarzelle

Wie stark diese Parameter die PR beeinflussen ist von Technologie und Anlagenauslegung abhängig und daher anlagenspezifisch. Das MOS gewichtet diese Parameter und generiert ein anlagenspezifisches Regressionsmodell, das nur für die jeweilige Anlage gültig ist.

## 5. Berechnungen

### Fehlergrößen:

Zur Bewertung der Daten aus NMM Wettermodellen wurden die üblichen Fehlergrößen berechnet, anhand in der Branche üblicher Algorithmen [5], jeweils für Stunden, Tages- und Monatswerte:

- BIAS: Mean Biased Error – Indikator für systematischen Fehler
- rBIAS: relative Mean Biased Error – Prozentualer BIAS
- RMSE: Root Mean Squared Error – Wurzel des mittleren Quadratfehler
- rRMSE: relative Root Mean Squared Error – Prozentualer RMSE
- MAE: Mean Absolute Error – Mittlerer Absoluter Fehler
- rMAE: relative Mean Absolute Error – Prozentualer MAE
- stddev: Standard Deviation – Standardabweichung
- rstddev: relative Standard Deviation – prozentuale Standardabweichung

Zu besseren Vergleichbarkeit mit anderen Studien beziehen wir uns im Folgende immer auf die relativen prozentualen Fehlergrößen.

### Fehlerursachen:

Es gibt verschiedene Ursachen für Unterschiede zwischen Messung und Modell. Zunächst ist das Modell eine Vereinfachung der Realität, wodurch es zu Fehlern kommt. Diese Fehler, welche schon bei der Initialisierung (Beginn der Berechnung) vorhanden sein können, nehmen mit dem Vorhersagezeitraum zu.

Das Wettermodell besteht aus Gitterzellen, also beschreiben die Modelldaten nicht die Strahlung an einem bestimmten Punkt, sondern die mittlere Strahlung in einem Gebiet von der Größe der Gitterzelle. Je größer die Unterschiede innerhalb dieses Gebietes sind, desto größer wird der Unterschied zwischen Messung und Modell. Dies spielt vor allem in komplexem Gelände eine wichtige Rolle. Solche Fehler lassen sich häufig mit Hilfe von MOS verringern.

Fehlerhafte Messungen und Beeinträchtigungen der PV-Anlage lassen sich kaum ausschließen. Horizonteinschränkungen und Abschattungen wurden für die Anlagen nicht ermittelt und können daher nicht bestimmt werden. Verschmutzungen durch Laub, Staub oder andere Umwelteinflüsse können vom Modell ebenfalls nicht abgebildet werden. Elektrotechnische Defekte an Verkabelung oder Anlagenkomponenten können zu verminderter Leistungsfähigkeit der Anlage führen. Zwar erfordern auch Strahlungssensoren regelmäßige Wartung und sorgfältige Kalibration aber im Gegensatz zu PV-Anlagen werden diese Sensoren zu dem Zweck installiert Messdaten zu liefern. Daher kann davon ausgegangen werden, dass Leistungsdaten von PV-Anlagen noch anfälliger auf Messfehler sind als Strahlungsmessungen. Mit Hilfe der Qualitätskontrolle wurden zahlreiche fehleranfällige Anlagen ausgeschlossen, aber einzelne Messfehler können dennoch auftreten.

## **6. Analyse der Fehler des Standardmodells**

Die Fehlergrößen des pointSOLAR-Standardmodells weisen eine konsistente Qualität auf, wobei südlichere, bzw. sonnigere Standorte zumeist geringere Fehlergrößen aufweisen. Der mittlere absolute Fehler stündlich aufgelöster Vorhersagen liegt zwischen 15 % und 39 % und beträgt im Mittel 32 %. Der rRMSE und die relative Standardabweichung liegen im ähnlichen Bereich zwischen 21 % und 55 %. Der systematische Fehler liegt im Mittel bei 0 % und schwankt zwischen -15 % und 16 %.

Damit ist die Qualität der Standardvorhersagen europaweit etwas besser als in den Ergebnissen der deutschlandweiten Studie des vergangenen Jahres [1]. Die Maximalwerte der aller Fehlergrößen sind geringer, was einerseits darauf zurückzuführen ist, dass die PV-Anlagen noch sorgfältiger ausgewählt wurden und daher Anlagen mit beeinträchtigter Produktion (Abschattungen, Verschmutzung) beim Auswahlprozess bereits aussortiert wurden. Andererseits greifen auch Modellverbesserungen, welche im letzten Jahr umgesetzt wurden. Dies zeigt sich auch an den Minimalwerten die viel geringer sind, wobei dies auch auf zusätzliche sonnigere Standorte in Südeuropa zurückzuführen ist, wo die Fehlerquote naturgemäß viel geringer ist. Die Schwankungsbreite der systematischen Fehler ist ausgeglichener, da eher systematische Überschätzungen vorkommen. Insgesamt

sind die Prognosefehler europaweit konsistent und das Modell vor allem im Bezug auf Standardabweichung und rRMSE verbessert werden (vgl. Tabelle 1).

**Tabelle 1: Die Fehlergrößen des Standardmodelles im Vergleich zur Studie 2014 [1]**

	pointSOLAR Standard europaweit				pointSOLAR Standard deutschlandweit [1]			
	rBIAS (%)	rRMSE (%)	rMAE (%)	stddev (%)	rBIAS (%)	rRMSE (%)	rMAE (%)	stddev (%)
MAX	16	55	39	55	1	64	40	63
MEAN	0	46	32	46	-4	56	37	55
MIN	-15	22	15	21	-13	48	31	47

## 7. Analyse der Verbesserungen durch MOS

Der systematische Fehler der pointSOLARmos Prognosen ist etwas geringer als beim Standardmodell und liegt zwischen -5 % und 14 %. Über alle 97 Stationen gibt es eine leichte mittlere Überschätzung von 1 %. Der absolute Fehler kann im Mittel um 3 % von 32 % auf 29 % gesenkt werden, wobei die Schwankungsbreite nahezu unverändert bleibt. Noch deutlicher wird das Optimierungspotential an rRMSE und der Standardabweichung die im Mittel um 5 % beziehungsweise 6 % gesenkt werden. Dabei reduziert sich das Minimum der Standardabweichung auf 14 %, wobei die mittlere Standardabweichung noch 40 % beträgt. Der rRMSE liegt zwischen 17 % und 52 % was ebenfalls eine deutlich Verbesserung darstellt (vgl. Tabelle 2).

**Tabelle 2: Die Verbesserungen durch statistische Optimierung (MOS)**

	pointSOLAR Standard europaweit				pointSOLARmos europaweit			
	rBIAS (%)	rRMSE (%)	rMAE (%)	stddev (%)	rBIAS (%)	rRMSE (%)	rMAE (%)	stddev (%)
MAX	16	55	39	55	14	52	37	51
MEAN	0	46	32	46	1	41	29	40
MIN	-15	22	15	21	-5	17	15	14

Vergleicht man die systematischen Fehler von optimierten und Standardprognosen aller Stationen wird die verbesserte Kalibrierung dank statistischer Optimierung noch deutlicher. Zwar können systematische Fehler nicht immer reduziert werden, jedoch



ist die Kalibrierung ausgeglichener und große systematische Fehler sind bei pointSOLARmos selten (vgl. Abb.4)

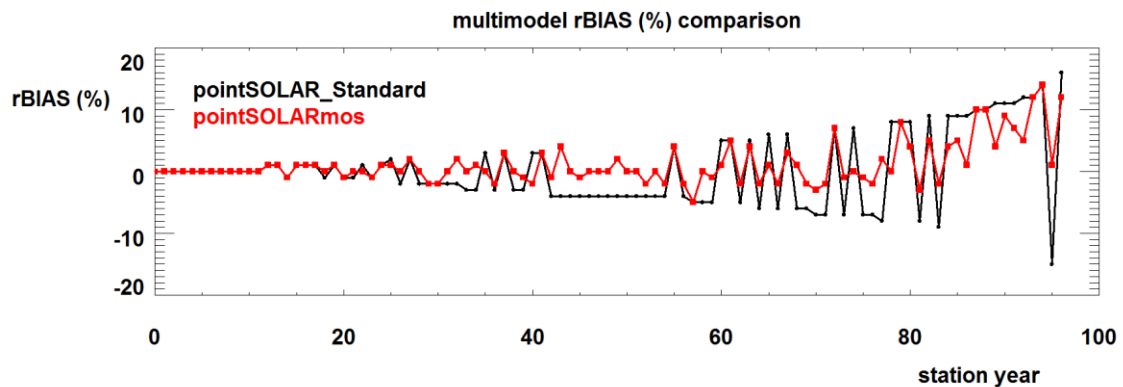


Abb. 4: Vergleich des rBIAS von Standardprognosen (•) und MOS (■). Die Kalibrierung von pointSOLARmos ist etwas besser.

Die Reduktion des mittleren absoluten Fehlers durch MOS variiert zwischen 0 % und 11 % und ist von Standort zu Standort stark unterschiedlich. Durchschnittlich kann der Fehler um 3 % gesenkt werden. Wie erwartet hängt das Potential statistischer Optimierung sehr stark vom jeweiligen Standort ab.

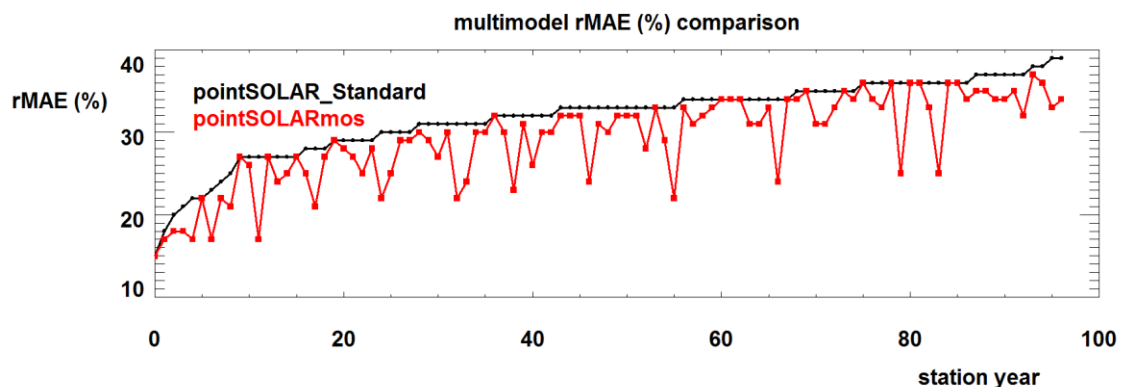


Abb. 5: Vergleich des rMAE von Standardprognosen (•) und MOS (■). Die statistische Optimierung bringt fast immer Verbesserungen, die allerdings sehr stark variieren.

Die graphische Analyse von rRMSE und Standardabweichung zeigt die Wirksamkeit der statistischen Optimierung noch deutlicher. So reduziert sich der rRMSE an 96 der 97 Standorte mit einem Mittelwert von 5 %. An einzelnen Standorten sind Verbesserungen von bis zu 17 % möglich. In Abbildung 6 ist auch sehr deutlich zu sehen, das auch südliche Standorte, die bereits einen sehr geringen Fehler aufweisen noch deutliches Verbesserungspotential bieten. Die Standardabweichung verhält sich sehr ähnlich dem RMSE, was auf die geringen systematischen Fehler zurückgeführt werden kann.

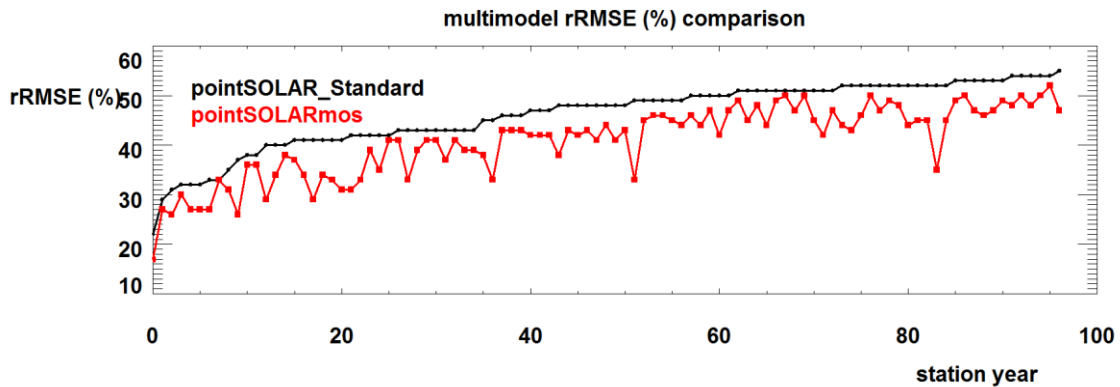


Abb. 6: Vergleich des rRMSE von Standardprognosen (•) und MOS (■). Die statistische Optimierung bringt nahezu immer Verbesserungen, die allerdings sehr stark variieren.

Der graphische Vergleich der verschiedenen Fehlergrößen an allen Stationen zeigt immer ähnliche Effekte: Durch die Anwendung von MOS verringern sich die Fehler, wobei die Effektivität von MOS sehr unterschiedlich ist. Sortiert man die Stationen nach dem jeweiligen mittleren Fehler des Standard Modelles, verlaufen die entsprechenden Fehlergrößen der optimierten Vorhersagen nicht parallel sondern eher unregelmäßig. Die Ursache liegt in der unterschiedlichen Effektivität des MOS - es gibt Standorte, wo sich die Fehler um ein Drittel reduzieren, während an anderen Standorten, die Fehler des Standardmodelles bereits so gering sind, dass die Optimierung keine weiteren Verbesserungen mehr bringt. Somit bietet pointSOLARmos eine interessante Möglichkeit zur Optimierung von Leistungsprognosen. Die Effektivität ist vom jeweiligen Standort abhängig, wobei eine bessere Datengrundlage in der Regel auch verbesserte Vorhersageergebnisse bringt.

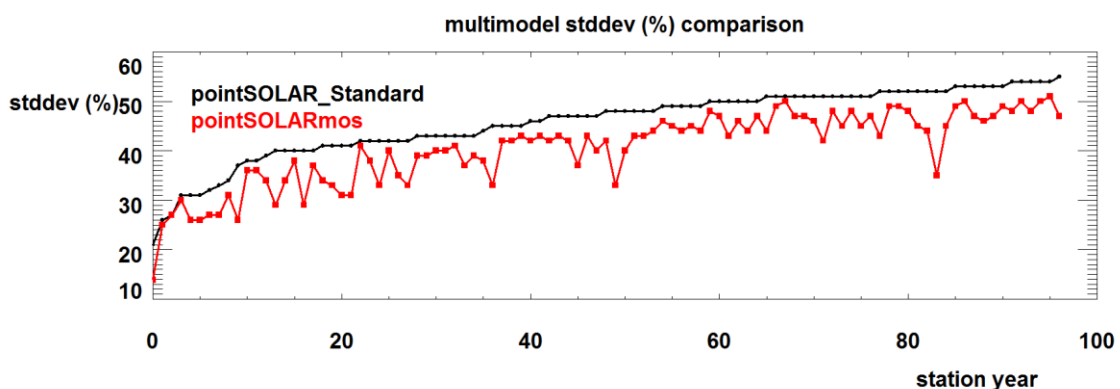


Abb. 7: Vergleich der Standardabweichung von Standardprognosen (•) und MOS (■). Die statistische Optimierung bringt fast immer Verbesserungen, die allerdings sehr stark variieren.

## 8. Fazit

Die Standardabweichung liegt für Standardprognosen des pointSOLAR Modell der meteoblue AG, welches die Anlagen auf Basis der Wetterprognosen ohne MOS Optimierung berechnet, zwischen 21 % und 55 % auf Stundenbasis. Das Optimierungspotential von MOS kann an verschiedenen Standorten stark variieren. Dabei gilt je größer die Fehler des Standard pointSOLAR Modelles desto höher das Optimierungspotential. Im Schnitt lässt sich die Standardabweichung um 5 % reduzieren. Sie liegt für die optimierten Prognosen demnach zwischen 14% und 51% (vgl. Abb. 7).

Dank der konsistenten Qualität der Standardprognosen eignen diese sich hervorragend als Entscheidungshilfe für Eigenverbrauchsoptimierung. In Einzelfällen bietet sich deren Qualität auch für Direktvermarktung an. Bei großen Kraftwerken sollte dabei die Wirtschaftlichkeit der Implementierung von MOS geprüft werden, da statistisch optimierte Prognosen häufig die Vorhersagefehler deutlich reduzieren können.

## 9. Literatur

[1] Bühner et al. (2014): Zuverlässigkeit der Leistungsvorhersagen von PV-Anlagen in Deutschland, Tagungsband Bad Staffelstein 2014.

[2] Gutbrod et al. (2014): Verbesserung von Einstrahlungsvorhersagen aus mesoskalen Wettermodellen mit Model Output Statistics (MOS) , Tagungsband Bad Staffelstein 2014.

[3] Bühner et al. (2013): Zuverlässigkeit von Einstrahlungsdaten aus mesoskalen Wettermodellen, Tagungsband Bad Staffelstein 2013.

[4] Müller (2011): Effects of Model Resolution and Statistical Postprocessing on Shelter Temperature and Wind Forecasts. Journal of Applied Meteorology and Climatology, pp. 1627-1631.

[5] Beyer et al. (2009): MESOR – D 1.1.3 Report on Benchmarking Radiation Products.

[http://www.mesor.net/docs/MESoR\\_Benchmarking\\_of\\_radiation\\_products.pdf](http://www.mesor.net/docs/MESoR_Benchmarking_of_radiation_products.pdf)