

Zuverlässigkeit der Leistungsvorhersagen von PV-Anlagen in Deutschland

Michael Bühner⁽¹⁾, Karl G. Gutbrod⁽¹⁾, Mathias D. Müller⁽²⁾, Jochen Laun⁽³⁾

⁽¹⁾ meteoblue AG - Clarastr.2 - CH-4058 Basel - www.meteoblue.com
Michael.Buehrer@meteoblue.com - +41 61 535 3301

⁽²⁾ Universität Basel – Institut für Meteorologie, Klimatologie & Fernerkundung – www.mcr.unibas.ch
Klingelbergstr. 27 - CH-4056 Basel – mathias.mueller@unibas.ch

⁽³⁾ Solare Datensysteme GmbH - Fuhrmannstr. 9 - 72351 Geislingen Binsdorf
Tel: 07428/9418-221 - Fax: 07428/9418-280
<http://www.solar-log.com> - j.laun@solar-log.com

1. Einleitung

Die Vergütung von solar erzeugtem Strom wandelt sich zunehmend von einer pauschalen Vergütung pro Kilowattstunde hin zu moderneren Ansätzen der Markteinbindung. Der Strom aus gewerblichen PV-Anlagen wird heute schon häufig direkt an der Strombörse vermarktet. Auch bei kleineren privaten Anlagen führt die im EEG verankerte Eigenverbrauchsregelung dazu, dass Stromproduktion und -verbrauch aus Sicht des Anlagenbetreibers gemeinsam betrachtet werden müssen, um einen rentablen Betrieb zu sichern. All diese veränderten Rahmenbedingungen sollen dazu beitragen die Netzintegration von erneuerbarem Strom zu verbessern. Für Direktvermarktung, Energie- und Netzmanagement sowie Eigenverbrauchsoptimierung werden dabei auch zunehmend Leistungsvorhersagen von PV-Anlagen benötigt. Die pointSOLAR PV-Anlagensimulation basierend auf Wettervorhersagen der meteoblue AG soll in diesem Forschungsprojekt im Bezug auf ihre Genauigkeit anhand der üblichen Fehlergrößen untersucht werden.

2. 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, werden anhand von Position, Anlagenkapazität, -neigung und -ausrichtung die Leistung der jeweiligen PV-Anlage berechnet.

Für die Berechnung von Leistungsprognosen 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 letzten Jahr vorgestellt [1]. 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.

Für die vorliegende Analyse wurden die stündlichen Globalstrahlungswerte aus den meteoblue Archiven extrahiert, anhand derer die PV-Wechselstromleistung berechnet wurde. Es handelt sich jeweils um die archivierte Prognose des Vortages (24-Stunden-Vorhersage). Anhand der üblichen Fehlergrößen werden jeweils Stunden- Tages- und Monatswerte der Vorhersagen mit den Messungen verglichen.

Messdaten:



Abb.1: Lage der 21 PV-Anlagen in Deutschland (Quelle: Google Maps)

Die Simulationen wurden mit Leistungsmessungen aus dem SOLARLOG Webportal der Solare Datensysteme GmbH verglichen. Um deutschlandweit Repräsentativität zu gewährleisten wurden Anlagen aus den verschiedenen Regionen ausgewählt, die sich aufgrund von Kriterien wie Datenverfügbarkeit und -qualität für Validierungszwecke eignen. 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. Dadurch können Messfehler weitgehend ausgeschlossen werden. Fehlfunktionen der Anlage aufgrund von Verschmutzung, Abschattung oder elektrotechnischen Problemen können leider nicht hundertprozentig ausgeschlossen werden. Alle Messdaten beziehen sich auf den Zeitraum 20.11.2012-20.11.2013. Für die Validierung wurden letztlich 17 PV-Anlagen in Deutschland ausgewählt und ausgewertet. (vgl. Abb. 1 & Tab. 1). Um die absoluten Fehlergrößen der einzelnen Anlagen untereinander besser vergleichbar zu machen wurden die Leistungsdaten auf 1 kWp skaliert.

Tab.1: Liste der validierten PV-Anlagen

No.	Domain	Station Name	ID	Latitude	Longitude	Neigung	Ausrichtung	kWp
1	EUR-12	Liebenau	10609	52.60	9.11	15	170	145
2	EUR-12	Marl	11344	51.66	7.09	15	180	171
3	EUR-12	Werne	12091	51.66	7.61	15	240	130
4	EUR-12	Fröndenberg	12922	51.47	7.75	15	180	151
5	EUR-12	Hüsten	13642	51.44	7.99	25	175	137
6	EUR-12	Berlin	13871	52.53	13.43	30	170	111
7	EUR-12	Wülfingen	15484	52.15	9.74	40	151	129
8	EUR-12	Kappeln	18885	54.66	9.92	13	180	119
9	EUR-12	Halingen	2296	51.45	7.74	25	180	107
10	EUR-12	Dülken	4759	51.26	6.34	10	180	119
11	EUR-12	Iserlohn	4941	51.38	7.69	15	180	177
12	EUR-12	Lechhausen	4966	48.40	10.94	20	165	105
13	EUR-12	Rheine	6121	52.29	7.51	25	180	185
14	EUR-12	Künzelsau	6793	49.29	9.68	12	180	193
15	EUR-12	Stromberg	8295	49.03	8.83	17	180	182
16	EUR-12	Schallershof	8457	49.58	10.97	18	160	476
17	EUR-12	Bautzen	9951	51.18	14.47	30	180	358

3. Berechnungen

Fehlergrößen:

Zur Bewertung der Daten aus NMM Wettermodellen wurden die üblichen Fehlergrößen berechnet, anhand in der Branche üblicher Algorithmen [2], 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
- rstdev: relative Standard Deviation – prozentuale Standardabweichung

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.

Fehlerhafte Messungen und Fehlfunktionen 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.

4. Analyse der Stundenwerte

Bei einer durchschnittlichen performance ratio von 65% liegen die systematischen Fehler aller 17 Anlagen zwischen -13% und +1%, bei einem mittleren rBIAS von etwa -4%. Diese systematische Abweichung kommt im Wesentlichen durch 4 Anlagen zu Stande deren systematische Unterschätzung

über 10% beträgt. Die verschiedenen Fehlergrößen aller Anlagen liegen sehr dicht beieinander, was innerhalb derselben Klimazone auch zu erwarten war.

Tab.2: Fehlergrößen für 17 PV-Anlage in Deutschland

No.	Domain	Station Name	BIAS (W/kWp)	rBIAS (%)	RMSE (W/kWp)	rRMSE (%)	MAE (W/kWp)	rMAE (%)	stddev (W/kWp)	stddev (%)
1	EUR-12	Liebenau	-3	-3	47	57	31	38	46	56
2	EUR-12	Marl	-2	-2	49	53	32	34	48	52
3	EUR-12	Werne	-10	-13	43	58	29	39	41	56
4	EUR-12	Fröndenberg	-4	-4	48	57	31	37	47	56
5	EUR-12	Hüsten	0	0	45	58	31	40	45	58
6	EUR-12	Berlin	0	0	38	53	25	35	38	53
7	EUR-12	Wülfigen	1	1	42	59	27	38	41	58
8	EUR-12	Kappeln	-1	-1	30	53	19	33	29	51
9	EUR-12	Halingen	0	0	34	58	21	36	34	58
10	EUR-12	Dülken	0	0	30	57	20	38	30	57
11	EUR-12	Iserlohn	-8	-7	62	60	40	39	61	59
12	EUR-12	Lechhausen	-8	-11	37	52	25	35	36	51
13	EUR-12	Rheine	-1	0	59	57	38	37	58	56
14	EUR-12	Künzelsau	-4	-3	49	48	32	31	48	47
15	EUR-12	Stromberg	-2	-2	54	54	34	34	53	53
16	EUR-12	Schallershof	-37	-12	165	54	114	37	160	52
17	EUR-12	Bautzen	-28	-13	137	64	86	40	134	63
Maximum			1	1	165	64	114	40	160	63
Mittelwert			-6	-4	57	56	37	37	56	55
Minimum			-37	-13	30	48	19	31	29	47

Die größte Schwankungsbreite zeigt der RMSE, der zwischen 30 W/kWp und 165 W/kWp liegt, was einem rRMSE von 48% - 64% entspricht. Die absoluten Fehler liegen zwischen 31% und 40%, was eine sehr konsistente Qualität der Vorhersagen belegt. Der absolute MAE liegt zwischen 19 W/kWp und 114 W/kWp und beträgt im Mittel 37 W/kWp. Die Standardabweichungen verhalten sich sehr ähnlich dem RMSE, was in den geringen systematischen Fehlern begründet liegt. Die im Vergleich zum MAE relativ hohe Standardabweichung deutet auf wenige hohe Fehler hin, da Standardabweichung und RMSE

große Fehler stärker gewichten. Verglichen mit der Qualität der Strahlungsdaten [1] ist die Qualität der PV-Leistungsvorhersagen etwas geringer. Dies lässt sich durch die oben angesprochenen Fehlerursachen erklären. Die geringe PR von 65 % deutet darauf hin, dass zumindest einige der Anlagen gewisse Probleme aufweisen. Es gibt die Möglichkeit historische Messdaten zu nutzen um das Vorhersagemodell auf die individuellen Charakteristika der Anlage zu trainieren. Sehr gute Messdaten vorausgesetzt lassen sich die absoluten Prognosefehler dabei um ca. 20 % verringern.

5. Verbesserungen durch dynamische Performance Ratio (PR)

Bei den oben präsentierten Ergebnissen handelt es sich bereits um ein optimiertes Vorhersageverfahren, das anhand von verschiedenen Wetterparametern für unterschiedliche Jahres- und Tageszeiten eine dynamische PR ermittelt. Durch dieses Verfahren verringern sich die verschiedenen Fehlergrößen um 8 % bis 10 %. Die relative Standardabweichung liegt bei nicht optimierter Vorhersage bei zwischen 56 % und 72 %. Durch das Optimierungsverfahren kann die rstddev um zwischen 2 % und 19 % verringert werden. Im Mittel liegt sie bei 55 % (vgl. Abb. 2)

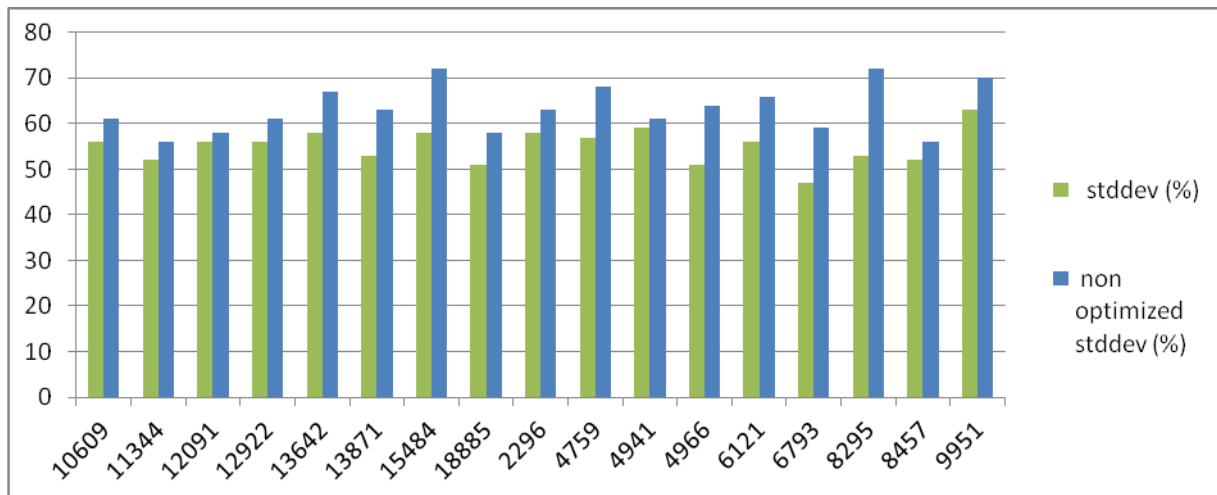


Abb.2: Vergleich der relativen Standardabweichung mit statischer und dynamischer PR.

6. Analyse der Tages- und Monatswerte

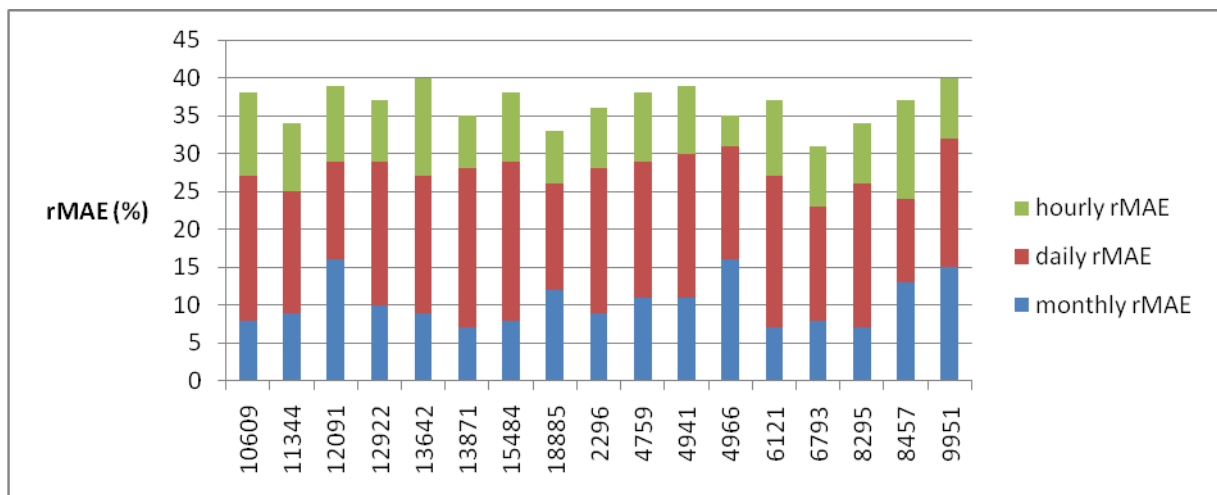


Abb.3: Vergleich rMAE für Stunden- Tages- und Monatswerte

Durch Aggregation der Daten auf Tages- bzw. Monatssummen lassen sich alle nicht systematischen Fehlergrößen enorm reduzieren. So sinkt der rMAE bei Tagessummen auf 23% - 32% und liegt im Mittel bei 27% um 9% tiefer als für stündliche Werte. Für Monatssummen reduziert sich der Fehler noch deutlicher auf 7% - 16% bei einem mittleren absoluten Fehler von 10% (vgl. Abb.3). Dies zeigt, dass die Kalibrierung des pointSOLAR Modelles sehr gut ist und im jahreszeitlichen Verlauf stimmt. Die PR kann im Jahresverlauf schwanken was durch deren dynamischen Berechnung sehr gut abgebildet wird.

Betrachtet man die Werte des rRMSE für die verschiedenen Aggregationszeiträume werden die Effekte noch deutlicher. Der mittlere rRMSE sinkt von 56 % für Stundenwerte auf 37 % für Tagessummen, bei Monatssummen beträgt er nur noch 12 % (vgl. Abb.4).

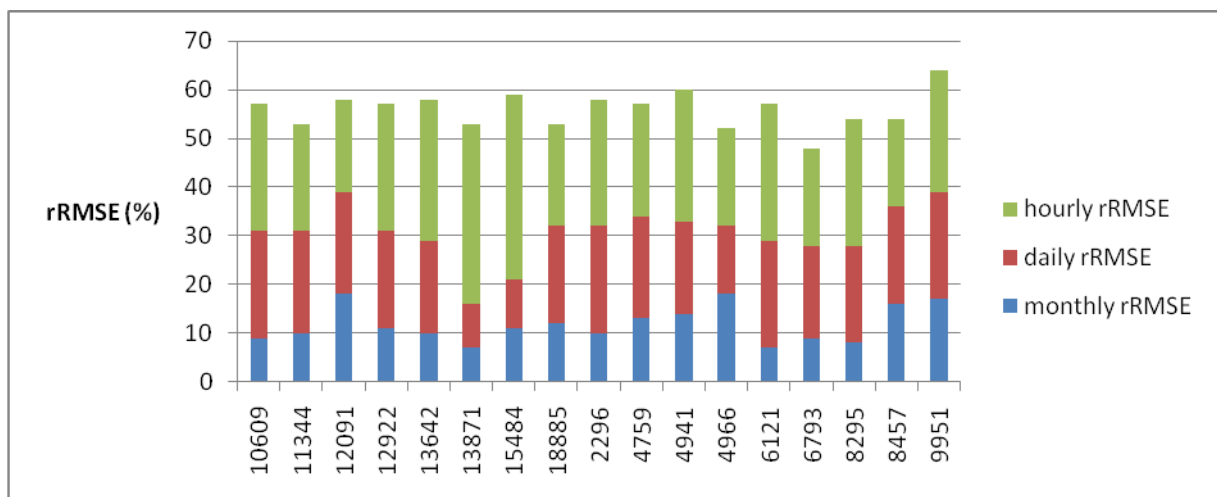


Abb.4: Vergleich rRMSE für Stunden- Tages- und Monatswerte

7. Fazit

Die Simulationen des pointSOLAR-Modells weisen deutschlandweit eine konsistente Qualität auf. Da sich die PR im Jahresverlauf stark verändert ist eine dynamische Simulation des Wirkungsgrades enorm effektiv. Der mittlere absolute Fehler stündlich aufgelöster Vorhersagen liegt zwischen 31 % und 40 % und beträgt im Mittel 37 %.

Für Tages- und Monatsmittel liegen die Fehlergrößen sehr viel geringer. So sinkt der mittlere rRMSE von 56 % auf 37 % für Tagesmittel und liegt für Monatsmittel nur noch bei 12 %.

Der systematische Fehler ist bei allen zeitlichen Auflösungen vergleichbar und schwankt zwischen -13 % und +1 % und liegt durchschnittlich bei -4 %.

Da die Fehler im Vergleich zur Stundenaufösung deutlich reduziert sind, eignen sich die Tages- und Monatswerte hervorragend für Ertragsgutachten und Standortanalysen.

Die Fehlerwerte liegen in Stundenaufösung etwas höher als die Strahlungsdaten derselben Klimaregion. Dies ist ein klares Indiz für verringerte Anlagenleistung durch Abschattungen, Verschmutzungen oder Fehlfunktionen. Gewisse Anlagencharakteristika wie bspw. Abschattungseffekte können durch statistische Optimierung des Modelles anhand von Messdaten simuliert werden. Mit solchen individuellen Modellen lassen sich die Fehler deutlich reduzieren.

Ausblick:

Die PV-Leistungsprognosen eignen sich somit bestens als Entscheidungshilfe zur Optimierung des Eigenverbrauches. Zur Direktvermarktung von solar erzeugtem Strom bei Großanlagen lohnt es sich mit Hilfe von statistischen Methoden das Modell zu optimieren. Dafür sind qualitativ hochwertige Messdaten notwendig.

Eine Verringerung des systematischen Fehlers durch bessere Berücksichtigung von Nebel und anderen lokalen oder jahreszeitlichen Effekten könnte die Modelldaten noch deutlich verbessern. Möglicherweise lassen sich die Algorithmen der NMM-Modelle diesbezüglich noch verbessern. Zudem bieten post-processing Methoden für Strahlungsprognosen großes Potential, um die Vermarktung von Strom aus Sonne zu optimieren.

Durch zunehmende technologische Möglichkeiten wie bspw. höhere Rechenleistung wird sich die räumliche Auflösung der NMM-Modelle weiter erhöhen. Die Präzision wird dadurch weiter gesteigert.

8. Literatur

[1] Bühner et al. (2013): Zuverlässigkeit von Einstrahlungsdaten aus mesoskalen Wettermodellen
http://www.solarserver.de/fileadmin/user_upload/downloads/SCRIPT_Bad_Staffelstein_NMM-Strahlungsdaten.pdf

[2] 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