

PV-Leistungsvorhersage zur Netzintegration von Solarstrom

Elke Lorenz¹, Johannes Hurka¹, Detlev Heinemann¹, Hans Georg Beyer²

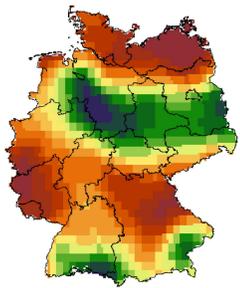
¹ Universität Oldenburg, Institut für Physik ² Hochschule Magdeburg-Stendal, Institut für Elektrotechnik

Email: elke.lorenz@uni-oldenburg.de www.energiemeteorologie.de

In Deutschland sind heute mehr als 5 GWp Photovoltaik installiert. Damit wird bereits jetzt an einstrahlungsreichen Tagen ein merkbarer Beitrag zur Stromversorgung geleistet und die Tendenz ist weiterhin stark steigend. Je höher der Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist, desto wichtiger werden an die variable Erzeugung angepasste Regelungsstrategien. Hierzu gehört neben Kraftwerkseinsatzplanung und Netzmanagement auch die

Optimierung des Stromhandels an der Börse. Die Bedeutung von Vorhersageinformation an dieser Stelle zeigt das Beispiel der Windenergie: Dort werden Windleistungsvorhersagen bereits heute mit hohem ökonomischem Nutzen eingesetzt. Mit steigender PV-Netzdurchdringung werden auch Solarleistungsvorhersagen immer wichtiger. Hierzu stellen wir ein Verfahren zur PV-Leistungsvorhersage auf Basis von numerischen Wettervorhersagen vor.

Strahlungsvorhersage vom Wetterdienst



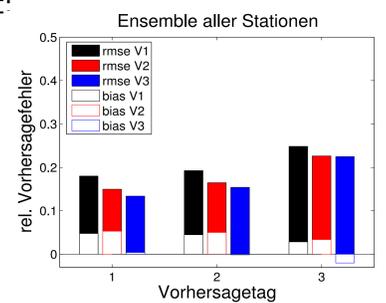
Beispiel: Strahlungsvorhersage EZMW 9.7.07, 11:00 UTC

- Globales Wettermodell des EZMW (Europäisches Zentrum für mittel-fristige Wettervorhersage)
- Parameter: Globalstrahlung, Temperatur
- Vorhersagehorizont: 3 Tage
- zeitl. Auflösung: 3h
- räuml. Auflösung: ca. 0,25° x 0,25°

Anwendungsspezifische Optimierung der Strahlungsvorhersagen

Zur Ableitung von stundenaufgelösten Strahlungsvorhersagen wurden verschiedene Ansätze untersucht:

- V1: lineare Interpolation der Globalstrahlung
 - V2: Verwendung eines Clearsky-Modells: Berücksichtigung des Tagesgangs der Einstrahlung
 - V3: Biaskorrektur mit historischen Bodenmessungen: Ausgleich systematischer Abweichungen der Vorhersagen des Wettermodells
- Mit V3 ergibt sich eine deutliche Verbesserung!

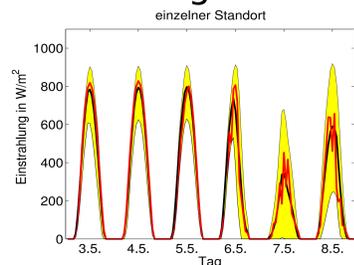


Relativer rmse¹ und relativer bias¹ der Vorhersage der mittleren Einstrahlung für 240 dt. Stationen mit unterschiedlichen Verfahren. ¹ Normierung auf mittl. Einstrahlung (nur Tageswerte)

Optimierte Vorhersage der Einstrahlung

Ableitung von standortspezifischen stündlichen Vorhersagen mit V3. Vertrauensintervalle beschreiben die Vorhersageunsicherheit für verschiedene Wettersituationen:

- bei klarem Himmel zuverlässige Vorhersagen
- variable Bewölkung ist schwerer vorhersagbar, die Unsicherheiten sind größer

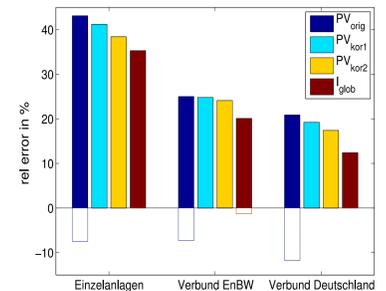


Beispiel: Globalstrahlungszeitreihe
— optimierte Vorhersage
— Bodenmessungen als Referenz
— Vertrauensintervalle

Optimierung mit historischen Leistungsmeßwerten

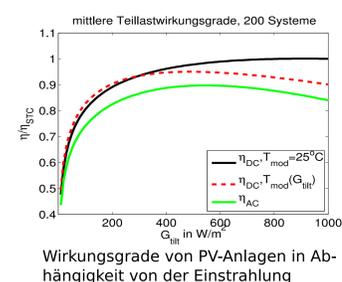
Durch Anpassung an historische Meßwerte kann die Leistungsvorhersage deutlich verbessert werden.

- Ohne Korrektur: Unterschätzung
- Anpassung an Jahresenergieertrag: Korrektur der Leistungsmittelwerte
- Anpassung an Stundenwerte: Korrektur von Wirkungsgradkurven und Ausrichtung der Anlagen
- Zum Vergleich: dominanter Einfluß des Fehlers der Globalstrahlung



Relativer rmse¹ und relativer bias¹ (weiß) der Leistungsvorhersage für Einzelanlagen und unterschiedlich große Verbünde mit unterschiedlichen Verfahren. ¹ Normierung auf mittl. Leistung (nur Tageswerte)

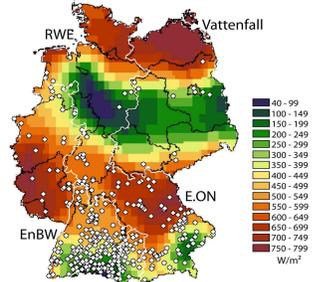
Leistungsvorhersage mit repräsentativem PV-Modell



- Umrechnung der Strahlung auf geneigte (Modul)fläche
- Berechnung der DC-Leistung: Modell für maximum power point Wirkungsgrad η_{DC}
 - abhängig von der Einstrahlung auf die Modulebene
 - abhängig von Modultemperatur
- Kombination mit Invertermodell ergibt Gesamtwirkungsgrad η_{AC}

Leistungsvorhersage für Netzregelzonen

- Up-scaling: Beschreibung der Gesamtein-speisung durch repräsentative Ensembles
- Korrekte räumliche Verteilung der installierten Leistung wichtig bei Auswahl der repräsentativen Ensembles

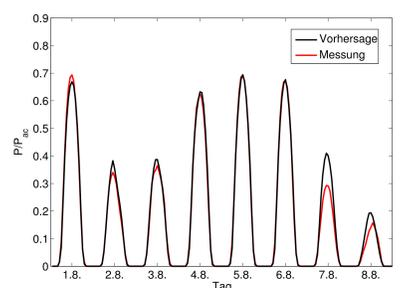


Der Validierungsdatensatz (Meteocontrol GmbH) bildet näherungsweise die räumliche Verteilung der installierten Leistung in Deutschland ab

Genauigkeit

- Auswertung für den Zeitraum 1.4.-28.10.2007, ganz Deutschland und zwei Netzregelzonen
- Verfahren: mit (ohne) Anpassung an historische Leistungsdaten
- Relativer rmse, Normierung auf installierte Leistung, Tages- und Nachtwerte:

Deutschland:	2,8%	(3,5%)
EnBW:	4,1%	(4,8%)
Vattenfall:	3,9%	(4,7%)



Beispiel: Leistungszeitreihe für Deutschland, auf installierte Leistung normiert.

Hohe Genauigkeit für Verbundleistungsvorhersagen!

Die Ableitung von PV-Leistungsvorhersagen aus Vorhersagen der Einstrahlung des globalen Wettermodells des EZMW erfolgt in mehreren Schritten. Die zeitlich interpolierten und optimierten Einstrahlungsvorhersagen gehen zusammen mit der vorhergesagten Temperatur und repräsentativen Anlagenparametern in ein Wirkungsgrad-Modell ein. Die errechnete Leistung von ausgewählten Anlagen wird schließlich mit der regional installierten Nennleistung skaliert und liefert so eine Vorhersage der PV-Leistung für eine

Netzregelzone. Durch Berücksichtigung historischer Meßwerte von Globalstrahlung und PV-Anlagenenerträgen konnten die Leistungsvorhersagen optimiert werden. Aufgrund räumlicher Ausgleichseffekte wird für Verbundleistungsvorhersagen eine deutlich höhere Genauigkeit erreicht als für Einzelanlagen. Die resultierende Unsicherheit der Verbundleistungsvorhersage für eine Netzregelzone ist dabei geringer als bei operationell genutzten Windleistungsvorhersagen.