

Nutzung Numerischer Wettervorhersagen in der Simulation von Verteilnetzen: Die Effekte einer Sonnenfinsternis auf netzgekoppelte PV-Anlagen und Netztransformatoren

Carmen Köhler¹, Holger Ruf^{2,5}, Andrea Steiner¹, Daniel Lee¹, Jens Thiel¹, Matthias Casel², Daniel Funk², Konstantin Ditz², David Stakic², Falko Ebe^{2,3}, Florian Meier³, Martin Wosnitza⁴, Bodo Ritter¹, Gerd Heilscher²

1) Motivation

Die Notwendigkeit der Nutzung von Vorhersagen für die solare Erzeugung steigt im Verteilnetz durch die wetterbedingte, volatile Einspeisecharakteristik der PV-Anlagen. Die Ungenauigkeiten bezüglich Vorhersage von Erzeugung und Verbrauch bedürfen einer besonderen Betrachtung. Ereignisse wie die Sonnenfinsternis am 20. März 2015 verursachen zusätzliche Unsicherheiten. Dieses spezielle Fallbeispiel bietet eine anschauliche Möglichkeit um das Zusammenspiel von numerischer Wetterprognose und Verteilnetzsimulation auf das Stromnetz genauer zu untersuchen.

2) Sonnenfinsternis

- Partielle Sonnenfinsternis am 20. März 2015
- Mond tritt zwischen Erde und Sonne
- Zwischen 8:30 und 10.50 UTC über Ulm
- In Abb. 1 sind die vier unterschiedlichen Bereiche der Abschattung abgebildet. Der dunkelgraue Streifen zeigt die Bahn des Kernschattens mit totaler Sonnenfinsternis. Mittelgraue Gebiete befinden sich im Halbschatten mit partieller Sonnenfinsternis.

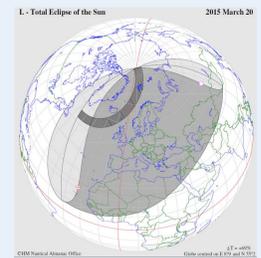


Abb. 1) Darstellung der Gebiete aus denen am 20. März 2015 eine totale (dunkelgrau), partielle (mittelgrau), unvollständige (hellgrau) oder keine Sonnenfinsternis zu beobachten ist [1].

3) Wettermodellierung

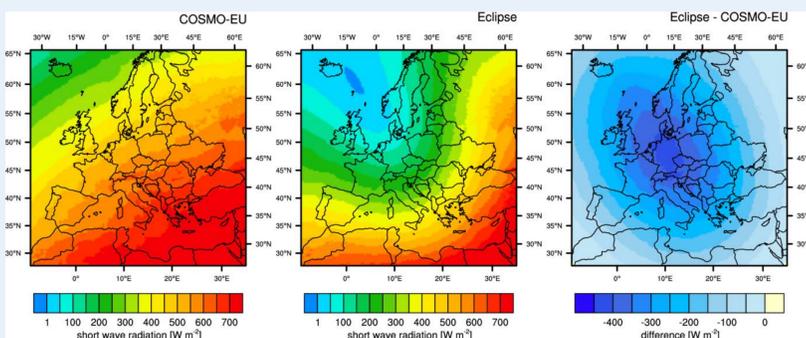


Abb. 2) COSMO-EU Simulation mit künstlich erzeugten wolkenfreien Verhältnissen. Die Abbildung zeigt die kurzwellige Strahlung des ungestörten Modelllaufes (links), mit der Sonnenfinsternis (mittig) und deren Differenz (rechts) für 09:45 UTC.

Simulationen wurden am Deutschen Wetterdienst mit dem nicht-hydrostatischen COSMO Modell [2] durchgeführt.

- **Modelle:** regional Modell COSMO-DE (2,8 km) und Europa Modell COSMO-EU (7 km)
- **Modellläufe:** Worst-Case (wolkenfrei) und Best-Case Szenario (bedeckt), jeweils mit einem Referenzlauf ohne Sonnenfinsternis (Daten online frei verfügbar [3])

Maximale Abdunkelung über Deutschland um 9:45 UTC (siehe Abb. 2 für Europa und Abb. 3 für Ulm). Über Land ist die höchste, räumlich gemittelte Reduktion der Einstrahlung 67 % (-363 Wm^{-2}) für Deutschland und 31 % (-182 Wm^{-2}) für Europa.

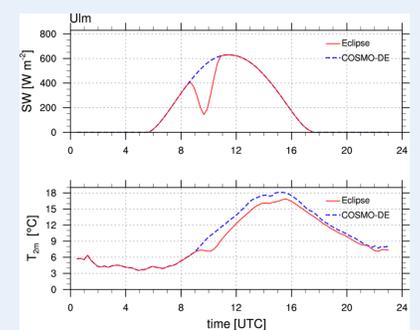


Abb. 3) COSMO-DE Worst-Case Szenario vom 20.03.2014, initialisiert um 00 UTC. Verglichen werden die Modellläufe ohne (gestrichelt blau) und mit (durchgezogen rot) Sonnenfinsternis. Die obere Abbildung zeigt den Tagesgang der kurzwelligen Strahlung und die untere jenen für die zwei Meter Temperatur für den Ort Ulm.

4) Netzsimulationen

Für die Kombination der numerischen Wetterprognose und des elektrischen Verteilnetzes wurden unterschiedliche Netzgebiete (siehe Tabelle 1) ausgewählt und in die Netzsimulationssoftware Powerfactory [4] eingegeben. Die Berechnung der eingespeisten PV-Leistung in der Netzsimulation wurde mit Hilfe der Simulationsbibliothek PVLib [5] umgesetzt. Neben den Metadaten aus den Testgebieten dienen die Einstrahlung und Temperatur aus dem COSMO-DE-Modell als Eingangsgröße.

Parameter	Einsingen	Hittistetten	Pfarrkirchen
Netzebene	Niederspannung	Niederspannung	Niederspannung
Siedlungsform	Vorstadt	Dorf	Dorf
Jahresverbrauch [MWh]	1047	1052	230
Installierte PV [kWp]	233	1245	205

Tabelle 1): Übersicht der untersuchten Netzgebiete und deren Parameter

5) Ergebnisse

Die Änderung der Leistung am Transformator für den Worst-Case ist in Abb. 4 abgebildet. Die Netzsimulationen zeigen hohe Leistungsänderungswerte während der Sonnenfinsternis im Bereich von $0,11 \text{ kW kWp}^{-1}/15\text{min}$ (Hittistetten) über $0,15 \text{ kW kWp}^{-1}/15\text{min}$ (Pfarrkirchen) bis $0,16 \text{ kW kWp}^{-1}/15\text{min}$ (Einsingen). Ohne Sonnenfinsternis liegen sie bei unter $0,05 \text{ kW kWp}^{-1}/15\text{min}$.

Der Einfluss auf die Spannung wurde im Testgebiet Hittistetten mit einem hohen Anteil an installierter PV-Leistung untersucht (Abb. 5). Die Spannungsänderung liegt im Mittel zwischen 1% pu und 1,2 % pu während die maximale Änderung in einem Abgang bei 3,3 % pu liegt. Die Spannungsänderungsgeschwindigkeit liegt bei maximal 1 % pu/15 min. Dies liegt deutlich unter den erlaubten 3 % Spannungsänderungen an Verknüpfungspunkten [6].

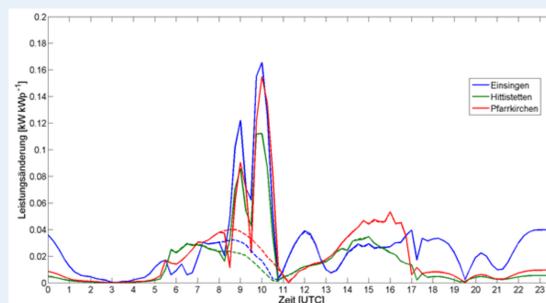


Abb. 4) Simulierte Leistungsänderung normiert auf die installierte PV-Nennleistung an den Ortsnetztransformatoren der untersuchten Testgebiete Einsingen (blau), Hittistetten (grün) und Pfarrkirchen (rot). Die hohen Änderungsgeschwindigkeiten sind durch die partielle Sonnenfinsternis verursacht. Die gestrichelten Linien zeigen den Referenzverlauf ohne Sonnenfinsternis und die durchgezogene Linien jene mit Sonnenfinsternis.

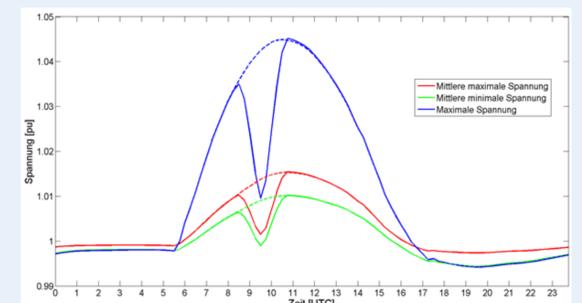


Abb. 5) Simulierte Spannung im Testgebiet Hittistetten normiert auf die Netzspannung und relativ zur Oberleitungsbusspannung der Niederspannungstransformatoren. Dargestellt sind die Mittelwerte der minimalen (grün) und maximalen (rot) Spannung im gesamten Testgebiet sowie die maximale Spannung in dem Niederspannungsabgang mit den höchsten Spannungswerten. Die gestrichelten Linien zeigen den Referenzverlauf ohne Sonnenfinsternis und die durchgezogenen Linien jene mit Sonnenfinsternis.

6) Zusammenfassung / Ausblick

- Maximale Reduktion der solaren Einstrahlung am 20.03.2015 um 9:45 UTC beträgt im räumlichen Mittel 67 % (-363 Wm^{-2}) für Deutschland
- Spannungsänderungsgeschwindigkeit bei maximal 1 % pu in den simulierten 15-Minuten-Intervallen; ähnelt wechselhaften Tagen und wird für Verteilnetzbetreiber als nicht kritisch eingestuft
- Durch Gleichzeitigkeit und der Korrelation in der Fläche müssen Übertragungsnetzbetreiber eventuell Sicherheitsvorkehrungen treffen

7) Literatur

- [1] HM Nautical Almanac Office, astro.ukho.gov.uk/eclipse/0112015/, Besucht am 22.11.2014
- [2] Baldauf, M., et al., 2011: Operational Convective-Scale Numerical Weather Prediction with the COSMO Model: Description and Sensitivities. Monthly Weather Review, 139, 3887-3905
- [3] Köhler, Carmen; Steiner, Andrea; Lee, Daniel; Thiel, Jens; Ritter, Bodo (2014): Case studies of the effects of a total solar eclipse on weather with varying degrees of cloud cover using a local numerical weather prediction model. Deutscher Wetterdienst/Seewetteramt, Offenbach/Hamburg, doi:10.1594/PANGAEA.839163
- [4] www.digsilent.de
- [5] Stein, Joshua S.: The photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVP/MC). Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE. Date, 3-8 June 2012. Piscataway, NJ: IEEE, 003048-003052.
- [6] VDE-AR-N 4105



¹ Deutscher Wetterdienst, Frankfurter Straße 135, 63067 Offenbach, carmen.koehler@dwd.de

² Hochschule Ulm, Eberhard-Finckh-Straße 11, 89075 Ulm, ruf@hs-ulm.de

³ Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH, Karlstraße 1-3, 89073 Ulm, florian.meier@ulm-netze.de

⁴ Stadtwerke Pfarrkirchen, Äußere Simbacher Straße 7, 84347 Pfarrkirchen, martin.wosnitza@swpan.de

⁵ Universitet i Agder, Jon Lilletuns Vei 9, NO-4876 Grimstad