Technik · Erneuerbare Energien · Management

29. Symposium

Photovoltaische Solarenergie

12. bis 14. März 2014
Kloster Banz, Bad Staffelstein

www.pv-symposium.de

ISBN 978-3-943891-31-7

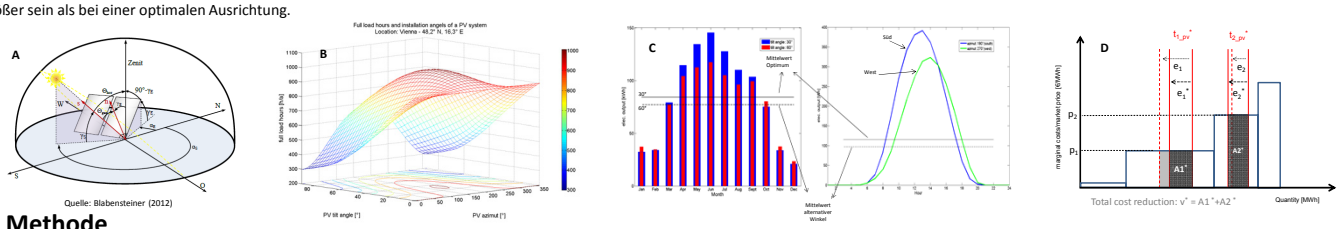
Maximaler Ertrag vs. Kostenminimum: Der Einfluss der Ausrichtung von PV-Modulen auf den Marktwert und die Gesamtsystemkosten

Michael Hartner, André Ortner, Sergiu Nicoara, Albert Hiesl, Reinhard Haas
(TU-Wien, Energy Economics Group)

1. Fragestellung

In dieser Arbeit wird die Frage untersucht, ob aktuell bzw. bei zukünftig steigenden Anteilen der PV-Erzeugung im Stromsystem das energetische Optimum der Winkelausrichtungen von (nicht nachgeführten) PV-Modulen (siehe B) vom kostenminimalen Aufstellwinkel aus Sicht des Gesamtsystems abweicht. Dies wäre dann der Fall wenn durch die Verschiebung der Erzeugung durch alternative Aufstellwinkel (Azimuth Richtung Ost oder West zur tageszeitlichen Verlagerung bzw. abweichende Neigungswinkel für saisonale Verlagerungen – siehe C), Kraftwerke mit höheren Grenzkosten ersetzt werden können und diese Einsparungen höher sind, als die Verluste durch eine Reduktion des energetischen Ertrags der Anlagen. Diese theoretische Überlegung ist Ansatzweise in Abbildung D dargestellt. Auch wenn die Gesamterzeugung e_1+e_2 eines optimal ausgerichteten Moduls größer ist als die Gesamterzeugung $e_1^*+e_2^*$ bei einer alternativen Winkelkombination, kann die Gesamtersparnis (z.b. über ein Jahr) bei den Erzeugungskosten im gesamten Stromsystem $v^*=A_1^*+A_2^*$ größer sein als bei einer optimalen Ausrichtung.

Die Indizes sind hier als unterschiedliche Zeitpunkte (z.B. Mittag, Nachmittag) zu verstehen. Theoretisch sollte, wenn die Spotmarktpreise die tatsächlichen Grenzkosten wieder geben, das Kostenoptimum für das Gesamtsystem auch dem monetären Ertragsmaximum eines PV-Systems entsprechen, das seine gesamte Erzeugung am Spotmarkt vermarktet. Ob die Kostenminimale Winkelkombination tatsächlich vom energetischen Optimum abweicht hängt unter anderem vom Stromnachfrageprofil (insbesondere der Residuallast), den Speicherkapazitäten, der Steigung der Angebotskurve (Merit-Order) sowie der bereits installierten PV-Kapazitäten ab. Diese Einflussfaktoren wurden unter vereinfachenden Annahmen in der vorliegenden Arbeit berücksichtigt um mithilfe von numerischen Modellen den Einfluss der Aufstellwinkel von PV-Modulen in Österreich und Deutschland zu untersuchen und zu klären, ob aktuell bzw. in Zukunft die optimalen Winkelkombinationen von der Faustregel Azimuth = 180° (Süden) und Neigungswinkel zwischen 30° und 40° abweichen.

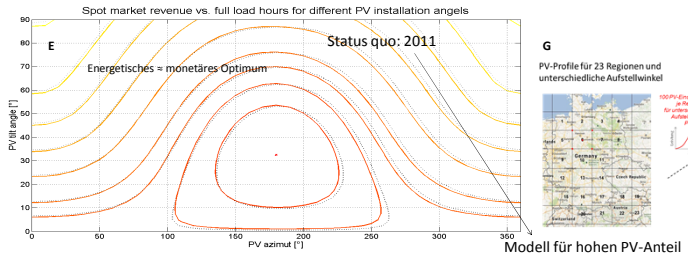


Quelle: Blabensteiner (2012)

2. Methode

Für die Ermittlung des Status quo wurde der theoretische Ertrag in Abhängigkeit von deren Aufstellwinkel ermittelt. Für die Modellierung der PV-Erzeugung wurde ein isotropes Strahlungsmodell und Strahlungsdaten aus der Helioclim Datenbank verwendet. Damit wurde für unterschiedliche Winkelkombinationen der theoretische Ertrag am Spotmarkt ermittelt. (Spotmarktpreise und Strahlungsdaten aus dem Jahr 2011) Abbildung E zeigt die Isolinien des monetären Ertrags in Abhängigkeit von Azimuth (Süden=180°) und Neigungswinkel in den roten (hoher Ertrag) bis gelb (niedriger Ertrag) abfallenden Linien. Die strichlierte Linie in schwarz zeigt die Isolinien des energetischen Ertrags. Es zeigt sich, dass die energetischen und monetären Isolinien nahezu deckungsgleich sind und das energetische Optimum der Aufstellwinkel damit auch dem Kostenminimum entsprechen sollte.

Um einen optimalen Mix an Aufstellwinkel für einen höheren Anteil an PV im Stromsystem in der Zukunft zu ermitteln, wird ein Kraftwerkseinsatzmodell mit aggregierten Daten zum Kraftwerkspark in Österreich und Deutschland erstellt und mit PV-Erzeugungsprofilen für unterschiedliche Aufstellwinkel und Regionen verschnitten. Als Basisszenario für bereits bestehende RES-Einspeisung (*RES*) und für die Stromnachfrage (*L*) werden stündlich aufgelöste Daten aus dem Jahr 2012 verwendet. Um den zusätzlichen Ausbau von PV-Anlagen zu simulieren, wird das Marktgebiet in einen Raster mit 23 Regionen aufgeteilt. Für jede Region werden aus Strahlungsdaten Erzeugungsprofile für jeweils mehr als 100 verschiedene Kombinationen aus Neigungswinkel und Azimuth der PV-Module erstellt. Das Optimierungsmodell wählt unter Vorgabe der insgesamt zu installierenden PV-Nennleistung (*cap_pv_max*) die kostenoptimale Kombination aus Regionen und Aufstellwinkel ($cap_pv_i^*$). Die Kosten bestehen aus dem Produkt der Grenzkosten (*c*) (Brennstoff + CO_2) der bestehenden steuerbaren Kraftwerke und der Erzeugung (*P*).

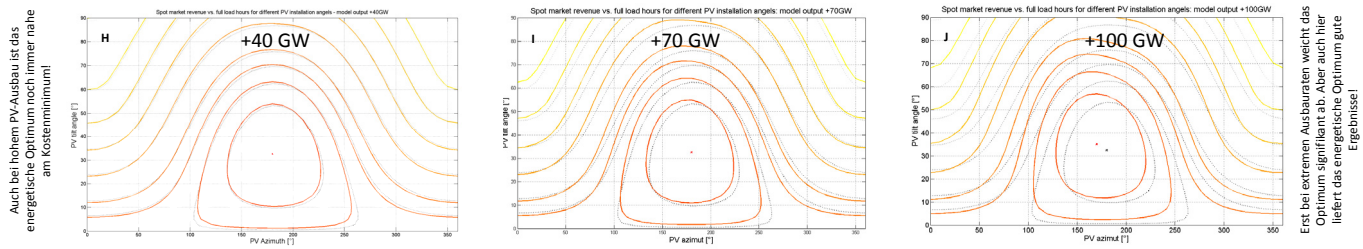


Hier sei darauf hingewiesen, dass vorläufig keine Startkosten der Kraftwerke in dem Modell implementiert sind. Außerdem werden weitere Effekte (z.B. reduzierter Flächenbedarf bei Ost/West Kombinationen, Restriktionen durch Netzengpässe usw.) nicht berücksichtigt. In der Zielfunktion finden sich also ausschließlich die kurzfristigen Kosten der bestehenden Kraftwerke.

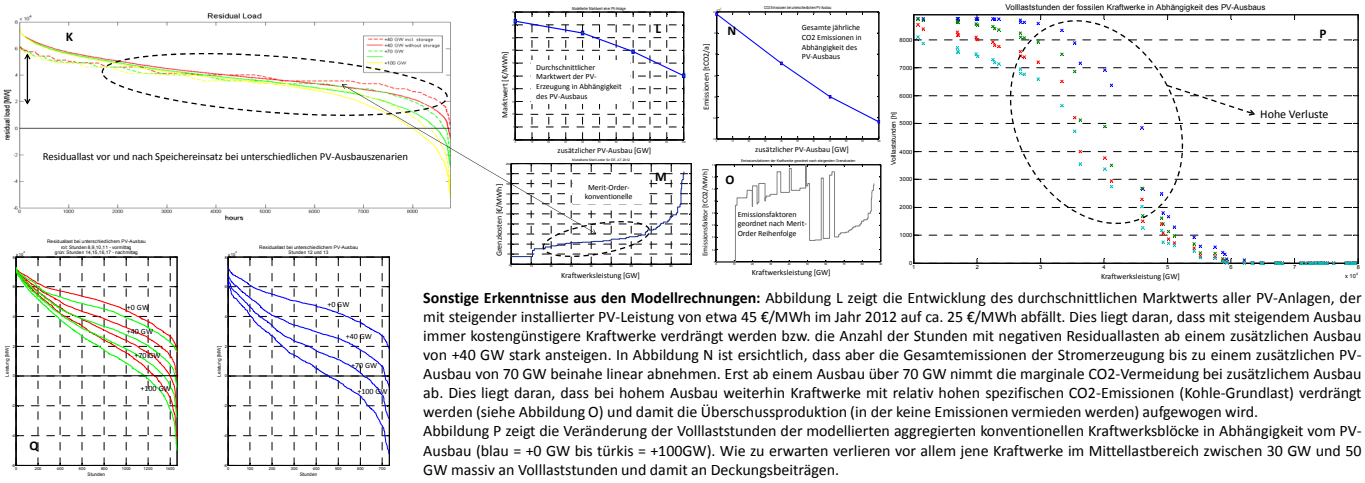
Für die Auswertung wurden 3 Ausbauszenarien mit zusätzlicher installierter PV-Leistung von insgesamt +40 GW, +70 GW bzw. +100 GW im Vergleich zum Status quo betrachtet. Dazu sei erwähnt, dass eine weitere Nebenbindung hinzugefügt wurde, welche zu einer Aufteilung der installierten Leistung auf alle Regionen führt, da es sonst zu einer unrealistischen Konzentration der installierten Leistung auf jene Region mit den höchsten Strahlungswerten kommen würde.

3. Ergebnisse

Die vorläufigen Modellergebnisse zeigen, dass selbst bei sehr hohen Ausbauraten eine Ausrichtung am energetischen Optimum immer noch zu nahezu optimalen Marktwerten und minimalen variablen Kosten im gesamten Stromsystem führen. Auch bei Ausbaurauten von zusätzlich bis zu 70 GW installierter PV-Leistung wählt das Modell immer noch Aufstellwinkel, die im Bereich des energetischen Optimums liegen. Erst bei extremen Zuwächsen von beispielsweise +100 GW weicht das energetische Optimum signifikant vom maximalen Marktwert ab. In den anderen beiden Szenarien wählt das Modell für alle Regionen ausschließlich Winkelkombinationen, die dem energetischen Optimum in der jeweiligen Region entsprechen. Abweichung vom energetischen Optimum führen laut diesen Ergebnissen daher weder zu höheren Kosteneinsparungen, noch zu höheren Profiten für Anlagenbetreiben. (Flächenausnutzung und Netzrestriktionen sind hier nicht berücksichtigt!)



Eine Erklärung, warum auch bei sehr hohen Ausbauraten keine alternativen Winkelkombinationen gewählt werden liefern die Abbildungen K,M und Q. Zunächst ist ersichtlich, dass die installierten Anlagen die Residuallast hauptsächlich in einem Bereich reduzieren, wo die Angebotskurve der konventionellen Kraftwerke relativ flach ist (zwischen 20 und 60 GW, siehe K bzw. M) und damit eine Verschiebung der Erzeugung nur relativ geringe Auswirkung auf die Kosten hat. Dazu kommt, dass der Verlauf der Residuallasten zu Mittag bzw. in den Vormittags- und Nachmittagsstunden sehr ähnlich verläuft (relative hohe Korrelation zwischen Erzeugung und Nachfrage) und damit eine Verlagerung der Erzeugung auf Kosten der Gesamtjahreserzeugung keine Vorteile bringt. Negative Residuallasten treten bei hohen installierten Leistungen beispielsweise auch an Vor- bzw. Nachmittagen auf und nicht nur zu den PV-Mittagsspitzen.



Sonstige Erkenntnisse aus den Modellrechnungen: Abbildung L zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen Marktwerts aller PV-Anlagen, der mit steigender installierter PV-Leistung von etwa 45 €/MWh im Jahr 2012 auf ca. 25 €/MWh abfällt. Dies liegt daran, dass mit steigendem Ausbau immer kostengünstigere Kraftwerke verdrängt werden bzw. die Anzahl der Stunden mit negativen Residuallasten ab einem zusätzlichen Ausbau von +40 GW stark ansteigen. In Abbildung N ist ersichtlich, dass aber die Gesamtemissionen der Stromerzeugung bis zu einem zusätzlichen PV-Ausbau von 70 GW beinahe linear abnehmen. Erst ab einem Ausbau über 70 GW nimmt die marginale CO2-Vermeidung bei zusätzlichem Ausbau ab. Dies liegt daran, dass bei hohem Ausbau weiterhin Kraftwerke mit relativ hohen spezifischen CO2-Emissionen (Kohle-Grundlast) verdrängt werden (siehe Abbildung O) und damit die Überschussproduktion (in der keine Emissionen vermieden werden) aufgewogen wird.

Abbildung P zeigt die Veränderung der Volllaststunden der modellierten aggregierten konventionellen Kraftwerksblöcke in Abhängigkeit vom PV-Ausbau (blau = +0 GW bis türkis = +100GW). Wie zu erwarten verlieren vor allem jene Kraftwerke im Mittellastbereich zwischen 30 GW und 50 GW massiv an Volllaststunden und damit an Deckungsbeiträgen.

Kontakt: Michael Hartner
hartner@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at