

EIN ANALYTISCHER ANSATZ ZUR IDENTIFIKATION MODELLRELEVANTER ZEITREIHENCHARAKTERISTIKA

Inga M. MÜLLER¹, Magdalena STÜBER²

Inhalt

Energiesystemmodelle stellen ein wichtiges Instrument dar, um Strategien zur Umsetzung klimapolitischer Ziele und ihre Auswirkungen auf das Energiesystem zu analysieren. In den letzten Jahren ist die Komplexität des Energiesystems und damit die Komplexität der Modelle stetig gewachsen. Diese Komplexitätssteigerung kann u.a. auf zwei Entwicklungen zurückgeführt werden: (1) Die Auflösung der Grenzen zwischen den einzelnen Sektoren, welche die Modellierung weiterer sektorenübergreifender Technologien (z.B. Elektrofahrzeuge) erfordert, und (2) den gestiegenen Anteil erneuerbarer Energien, der eine detaillierte Darstellung der fluktuierenden Erzeugungsscharakteristik in zeitlicher und räumlicher Abhängigkeit verlangt. Zusammenfassend müssen Energiemodelle drei Anforderungen erfüllen: (1) Eine detaillierte Abbildung technischer Zusammenhänge, (2) eine hohe räumlicher Auflösung und (3) eine hohe zeitliche Auflösung.

Aufgrund begrenzter Rechenzeiten und großem Arbeitsspeicherbedarf sind hochaufgelöste Modelle nicht lösbar. Es werden daher Optionen zur Komplexitätsreduktion benötigt, die einen Verlust relevanter Informationen minimieren. Eine Reduzierung der technischen Komplexität ist vor dem Hintergrund zunehmender Technologien und den bereits getroffenen Vereinfachungen (z.B. Abbildung des Netzes als Transportsystem) nicht sinnvoll. Die Reduzierung der räumlichen Auflösung (z.B. Zusammenfassen von Ländern in Gruppen) ist u.a. aufgrund resultierender Gleichzeitigkeitseffekte der fluktuierenden Erzeuger nicht immer empfehlenswert. Eine Analyse der Zeitreihen, welche häufig ein Jahr in stündlicher Auflösung abdecken, führt hingegen zu der These, dass die Informationsdichte gering ist und durch eine Aggregation (z.B. *Downsampling*) die Datenmenge verringert werden kann.

Bisherige Studien zeigen, bis zu welchem Aggregationsgrad Zeitreihen repräsentative Ergebnisse erzielen (z.B. [1]). Allerdings erfolgt keine Analyse, warum aggregierte Zeitreihen eine ursprüngliche Zeitreihe besser oder schlechter abbilden. Basierend auf diesen Erkenntnissen, wird ein neuer, zeitreihenanalytischer Ansatz zur Aggregation entwickelt. In einem ersten Schritt erfolgt dabei die Identifikation relevanter Informationen einer Zeitreihe, welcher im Folgenden vorgestellt wird.

Methodik

Die Identifikation relevanter Informationen erfolgt in Kombination mit den erzielten Modellergebnissen. Als Energiemodell wird das lineare Optimierungsmodell *urbs* für die Einsatz- und Ausbauplanung von Stromerzeugungstechnologien verwendet [2]. Die Modellergebnisse, welche in das Verhältnis zu den Zeitreihenparametern gesetzt werden, sind die ausgebauten Kapazitäten der Erzeugungstechnologien. Um relevante Parameter zu identifizieren werden folgende drei Schritte durchgeführt.

Definition der Szenarien, Parameter und Inputzeitreihen

In dieser Arbeit werden drei Szenarien untersucht, welche Ein-Knoten Modelle mit einem „Grüne Wiese“ Ansatz darstellen. Speichertechnologien werden nicht betrachtet. Das erste Szenario umfasst solare Photovoltaik (PV) sowie ein flexibles und ein träges Kraftwerk. Im zweiten Szenario wird statt PV Windkraft betrachtet. Das dritte Szenario ist eine Kombination der ersten beiden Szenarien und umfasst alle vier Erzeugungstechnologien. Relevante Informationen sind statistische Parameter, welche die Lage einer Zeitreihe (z.B. Mittelwert), die Streuung einer Zeitreihe (z.B. Varianz) und den Zusammenhang zu anderen Zeitreihen (z.B. Korrelation) beschreiben. Insgesamt werden 74 Parameter erhoben. Für die Szenarien werden eine Nachfragezeitreihe [3] und zwei Erzeugungszeitreihen von PV und Windkraft [4] verwendet. Es werden elf Jahre (2006-2016) in stündlicher Auflösung untersucht.

¹ Technische Universität München, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Lichtenbergstr.4a Garching, inga.mueller@tum.de, <https://www.ei.tum.de>

² Technische Universität München, Lehrstuhl für Erneuerbare und Nachhaltige Energiesysteme, Lichtenbergstr.4a Garching, m.dorfner@tum.de, <https://www.ei.tum.de>

Durch *Downsampling* (ds) werden je fünf weitere aggregierte Jahresvarianten (2,3,4,6,8 Stunden) berechnet, sodass insgesamt 55 Zeitreihen analysiert werden.

Gruppierung der Parameter durch Clustering

Da einige Zeitreihenparameter ähnliche oder gleiche Informationen einer Zeitreihe beschreiben (z.B. stellt der Mittelwert eine Normierung der Summe dar), werden die Zeitreihenparameter geclustert. Parameter gleicher Gruppen beschreiben demzufolge ähnlich Eigenschaften der Zeitreihe.

Genistetes Parametermodell

Um relevante Parameter zu bestimmen, wird ein multivariates Regressionsmodell entwickelt, welches den Einfluss der unabhängigen Größen (Zeitreihenparameter) auf die abhängige Größe (ausgebaute Kapazität) untersucht. Zwischen den Parametergruppen wird jede Parameterkombination gebildet. Die Bewertung einer Parameterkombination erfolgt zum einen durch typische Modellkriterien wie dem mittleren absoluten Fehler (MAE) und zum anderen durch Einbeziehung der Sub-Parameterkombinationen (Modellverschachtelung, engl. *model nesting*).

Ergebnisse

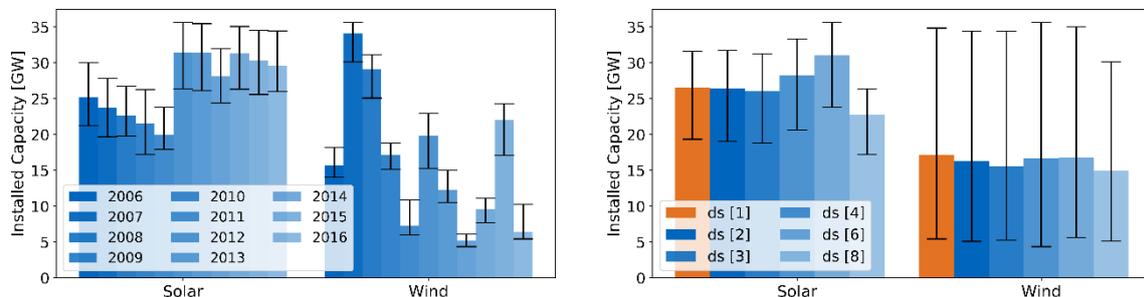


Abbildung 1: Installierte Leistung je Jahr mit der Varianz in den aggregierten Zeitreihenvarianten (links) und mittlere installierte Leistung je aggregierte Zeitreihe (downsampling (ds) von stündlich bis achtstündlich) mit der Varianz der Jahre (rechts).

Wie in Abbildung 1 dargestellt, unterscheiden sich die Modellergebnisse der ersten beiden Szenarien (PV bzw. Windkraft) deutlich. Die ausgebauten PV-Kapazitäten variieren zwischen den Jahren (+/- 21% Abweichung von der mittleren Kapazität) ähnlich wie innerhalb der aggregierten Varianten eines Jahres (+/- 31%). Die Wind-Kapazitäten reagieren sensibler auf die Zeitreihen unterschiedlicher Jahre (+/- 90%), wohingegen die Differenz innerhalb der aggregierten Daten eines Jahres geringer ist (+/- 36%).

Die Parameteranalyse zeigt, dass bei dem PV-Szenario zusammenhangsbeschreibende Größen wie Korrelation und Werteabstände relevant sind, wohingegen im Wind-Szenario vor allem Lage- und Streuungsparameter wie Mittelwert und MAD einen signifikanten Einfluss auf die Kapazität haben. Eine grafische Analyse der Zeitreihen bestätigt diese Ergebnisse. So unterscheidet sich z.B. die mittlere stündliche Erzeugungskapazität von Wind zwischen Jahren deutlich, wohingegen eine Aggregation die mittlere stündliche Erzeugung eines Jahres nur gering beeinflusst hat. Bei PV-Zeitreihen beeinflusst die Aggregation die Erzeugungscharakteristik und führt somit zu einer veränderten Korrelation.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine technologiespezifische Identifikation relevanter Parameter möglich ist. Die Aggregation einer Zeitreihe sollte basierend auf den relevanten Parameter erfolgen. Eine nachfolgende Implementierung kann diesen Ansatz empirisch belegen.

Referenzen

- [1] S. Pfenninger, "Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability", *Applied Energy*, Vol. 197, 2017, S. 1-3
- [2] J. Dorfner et al., „urbs“, <https://doi.org/10.5281/zenodo.3265960>, (Aufgerufen 29.11.2019)
- [3] ENTSO-E, „Historical data“, <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/>, (Aufgerufen 11.10.2018)
- [4] S. Pfenninger et al., "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data", *Energy*, Vol. 144, 2016, S. 1251-1265