

AKE 10: Modelling of Energy Systems and Climate

Time: Tuesday 10:45–12:15

Location: H3

AKE 10.1 Tue 10:45 H3

Ein Modell zur Berechnung des optimalen Energie-Mix unter Berücksichtigung volatiler Energiequellen — ●MAGDA SCHIEGL — Hochschule Landshut

In Anlehnung an [1] wird die Datenanalyse der folgenden Stromdaten von Deutschland für das Jahr 2013 durchgeführt: Der Gesamtverbrauch (load), die Erzeugung durch regenerative Quellen und zwar Photovoltaik, Wind on- und off-shore. Wir führen die statistische Analyse der Zeitreihen durch, insbesondere zur Ermittlung eines optimalen Energie-Mix in Hinblick auf ein Minimum an benötigter Back-Up Energie. Auf der Grundlage dieser Analyse entwickeln wir ein statistisches Modell, das die näherungsweise analytische Berechnung des optimalen Energie-Mix und der Back-up Energie erlaubt. Die Qualität der analytischen Lösung wird anhand der Ergebnisse der empirischen Analyse diskutiert. Wir erweitern unsere Untersuchung auf den Einsatz von Speichermedien: Die Auswirkungen ihrer Eigenschaften auf den Energie-Mix und die benötigte Back-up Energie wird beschrieben.

[1] F. Wagner, Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012, Eur. Phys. J. Plus (2014), 129: 20

AKE 10.2 Tue 11:00 H3

Using virtual injection patterns to allocate power flows in renewable electricity networks — ●SABRINA HEMPEL¹, JONAS HÖRSCH¹, MIRKO SCHÄFER¹, MARTIN GREINER², and STEFAN SCHRAMM¹ — ¹FIAS, Frankfurt am Main, Deutschland — ²Aarhus University, Aarhus, Denmark

Renewable electricity networks are defined as power grids with a large penetration of fluctuating renewable power generation. Using virtual injection patterns, the power flow on the network can be decomposed into flow patterns associated with the respective exporting and importing nodes. We use this method to allocate grid usage to the different countries in a simplified model of a highly renewable pan-European electricity system.

AKE 10.3 Tue 11:15 H3

Backup Flexibility Classes in Renewable Electricity Networks with Storage — ●DAVID SCHLACHTBERGER¹, TOM BROWN¹, SARAH BECKER¹, STEFAN SCHRAMM¹, and MARTIN GREINER² — ¹Frankfurt Institute for Advanced Studies, 60438 Frankfurt am Main, Germany — ²Department of Engineering, Aarhus University, 8000 Aarhus C, Denmark

High shares of intermittent renewable generation in a European power system will lead to an increasing demand for flexible complementary generation. This work aims to quantify this demand in terms of generation capacity in different flexibility classes. We use five years of high resolution weather-based wind and solar power generation data to split the backup systems required to cover the residual load into three flexibility classes corresponding to daily, weekly, and seasonal time-scales. They are distinguished by their respective maximum rates of change of power output. Using an economic optimization model, the influence of storage technologies that act on comparable time-scales, like pumped hydro storage for efficient, but limited short term storage, or hydrogen storage with fuel cells with low efficiency, but potentially large capacity for medium to long term storage, can be determined. We also study the effects of constrained network transmission, price assumptions, and electricity generation from reservoir hydro power with inflow on the flexibility of the system.

AKE 10.4 Tue 11:30 H3

Power flow tracing through Germany's transmission grid — ●JONAS HÖRSCH¹, MIRKO SCHÄFER¹, SARAH BECKER^{1,3,4}, STEFAN SCHRAMM¹, and MARTIN GREINER² — ¹Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS), Goethe-Universität, 60438 Frankfurt am Main, Germany — ²Department of Engineering, Aarhus University, 8000

Aarhus C, Denmark — ³Department of Electrical Engineering and Computer Science, University of Kassel, 34121 Kassel, Germany — ⁴Fraunhofer Institute for Wind Integration and Energy Systems Technology (IWES), 34119 Kassel, Germany

Increasing shares of fluctuating renewable sources and a deeper integration of the European electricity markets call for the extension and efficient use of the transmission structure. A fair allocation scheme of its operation and capital costs to participating parties should take an appropriate measure of their grid usage into account.

This talk introduces 1) a flow tracing algorithm for dissecting the power flows into its constituent flows originating from different types or groups of generators and ending at individual consumers and 2) the aggregation of the partial flows over several representative years into such a measure of grid usage.

We demonstrate it on the model of a highly renewable German electricity system embedded in a simplified European grid by determining the relative impacts due to 1) wind, solar and conventional power generation and to 2) consumption and generation in each of the Bundesländer.

AKE 10.5 Tue 11:45 H3

Assimilation von PV-Leistungsdaten und Ihre Herausforderungen im Regionalmodell COSMO-DE — ●STEFAN DECLAIR¹, YVES-MARIE SAINT-DRENAN² und ROLAND POTTHAST¹ — ¹Deutscher Wetterdienst, Frankfurter Straße 135, 63067 Offenbach, Germany — ²Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, Germany

Datenassimilation ist ein unerlässlicher Schritt in der Prozesskette der numerischen Wettervorhersage. Sie stellt nicht nur die Initialfelder für die Integration des Modells bereit, sondern sie synchronisiert auch das Modell mit der Realität und reduziert damit den Modellfehler in der Vorhersage. Neben konventionellen Beobachtungssystemen wie z.B. Radiosonden oder synoptische Bodenstationen werden immer mehr Systeme erschlossen, die die Ableitung von meteorologischen Informationen erlauben. Dazu gehören z.B. Satellitenradianzen, Radarreflektivitäten und GPS-Laufzeitverzögerungen. Leistungsdaten von PV-Anlagen bieten an, Strahlungs- und Wolkeninformation abzuleiten und können damit z.B. Satelliteninformation sinnvoll ergänzen, da diese Informationen nun nicht mehr auf die vertikale Säule des Beobachtungsinstrumentes beschränkt ist, sondern auch den Pfad zwischen Sonnenstand und Instrument einbezieht.

Dieser Beitrag beschreibt die Methode, wie das Modelläquivalent zur PV-Leistung im Wettermodell berechnet wird und diskutiert die dominierenden Einflussfaktoren und Herausforderungen bei der Anwendung.

AKE 10.6 Tue 12:00 H3

Berechnung von Klima-Trend-Funktionen aus lokalen Zeitreihen — ●DIETER IHRIG — FH Südwestfalen, Iserlohn, Germany

Die Tatsache einer Zunahme der mittleren Jahrestemperatur gegenüber der vorindustriellen Zeit ist in der wissenschaftlichen Gemeinschaft allgemein anerkannt. Die mittlere Jahrestemperatur und noch stärker die Monatsmittel der Temperatur haben sich aber in verschiedenen Regionen der Welt durchaus unterschiedlich entwickelt, was zu teilweise schwierigen Diskussionen und zu Kritik durch die sog. Klimaskeptiker führt. Temperaturrends sind angesichts des starken Rauschens im Temperatursignal schwierig zu sehen. Die üblichen Filterverfahren erlauben keine gesicherte Aussage für die letzten 10 bis 20 Jahre. Es wird ein Verfahren zur Berechnung von Trendfunktionen im Sinne neuer, geglätteter Zeitreihen vorgestellt, das in der Lage ist bis zur aktuellen Zeit zu rechnen. Die Methode wird auf Klimazeitreihen (1881 bis 2015) von 40 Stationen angewandt. (Jahresmittel und 12 Monatsmittel) Die Abhängigkeit der Temperaturänderung sowie der daraus resultierenden Änderung der Strahlungsleistung abhängig vom Breitengrad wird vorgestellt. Die Methode wird außerdem auf Zeitreihen der Niederschläge angewandt.