

Wetterabhängige Vorhersagen von Zeitreihen der Elektrizitätsnachfrage mittels neuronaler Netze (Master Thesis)

Autor: Christian Behm
Erstprüfer: Jun.-Prof. Dr.-Ing. Aaron Praktiknjo
Betreuung: Lars Nolting, M. Sc.

Kurzfassung

Das im Pariser Klimaabkommen festgelegte Ziel, die Erderwärmung unter 2 °C zu halten, macht weitreichende Änderungen in der Bereitstellung elektrischer Energie notwendig. Der Rückgang konventioneller und der Ausbau regenerativer Energieerzeugung kann zu Netzenpässen und Herausforderungen in der Versorgungssicherheit führen. Energiesystemanalysen liefern den Entscheidungsträgern wesentliche Informationen zu den Folgen verschiedener Handlungsstrategien. Für diese modellgestützten Analysen ist die Information über die Nachfrage elektrischer Energie unerlässlich. Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Methode entwickelt, diese Stromnachfrage wetterabhängig als Jahresverlauf mit stündlichen Lastdaten für Deutschland zu prognostizieren. Eine Vorhersage aller europäischen Staaten ist möglich und wird für einige Länder beispielhaft gezeigt.

Der Jahreslastverlauf wird mittels eines voll vernetzten neuronalen Netzes berechnet, das aus 5 verdeckten Ebenen mit jeweils 1024 verdeckten Knoten besteht. Im Training wird eine Dropout-Rate von 10 % verwendet. Das neuronale Netz wird in Python 3.6 mithilfe der Keras-Bibliothek basierend auf Tensorflow abgebildet. Als Eingangsgrößen werden Zeitangaben (Wochentag, Monat, Tag, Stunde), die Jahreshöchstlast und Wetterangaben (Temperatur, Windstärke, direkte und diffuse Bestrahlungsstärke) verwendet. Als Trainings- und Testdaten dienen die Daten der Jahre 2006 bis 2015. Eine Validierung findet anhand des Jahres 2016 statt. Die entstandenen Vorhersagen werden mit der von der entso-e entwickelten Methode des Mid-term Adequacy Forecasts (MAF) verglichen. Dazu ist eine Nachbildung der MAF-Methode notwendig. So können NN und MAF-Methode unter gleichen Bedingungen und Eingangswerten verglichen werden.

Im Validierungsjahr 2016 kann mit dem NN ein mittlerer absoluter prozentualer Fehler (MAPE) von 2.8 % erreicht werden. Damit ist das neuronale Netz der MAF-Methode (MAPE: 3.8 %) überlegen. Die Approximation der MAF-Methode ist mit einem Fehler von 1.5 % gelungen. Der Eingabewert der Jahreshöchstlast wird mit dem NN unzureichend abgebildet und es findet eine multiplikative Skalierung auf diese Spitzenlast statt. Auf dieser Grundlage werden Prognosen des deutschen, französischen, spanischen und schwedischen Lastverlaufs für das Jahr 2025 erzeugt. Mit Parametervariationen der Eingabewerte kann der isolierte Einfluss der einzelnen Wettergrößen auf den Jahreslastverlauf gezeigt werden. In der Temperaturabhängigkeit zeigen neuronales Netz und MAF ähnliche Tendenzen, wobei der Temperatureinfluss im MAF etwas stärker ausgeprägt ist. Bei steigenden Temperaturen fällt die erwartungsgemäße Abnahme der Heizlast im Winter stärker aus als der Anstieg der Kühllast im Sommer, da die installierte Heiz- die Kühlleistung übersteigt.

Langfristig sollen die mit dem NN ermittelten Lastverläufe die MAF-Methode als Eingabe für Energiesystemanalysen ersetzen. Die Ergebnisse dieser Arbeit liefern einen Beitrag in der

Planung der modernen Energieerzeugung in Deutschland und Europas in Zeiten der Energiewende.

Abstract

The Paris Agreement aims to keep global warming significantly below 2 °C. This forces policy makers to bring about significant changes in energy generation. The decline in fossil and nuclear generation and the expansion of renewable energy generation can lead to grid congestions, instability and challenges in security of supply. Energy Systems Analyses provide essential information about the impact of different strategies for technological rollouts or developments. Knowledge about the long-term energy demand is essential for these model-based analyses. This paper develops a method to forecast the hourly weather-dependent electric load time-series for a year in Germany. This method is applicable to all other european countries as well and is used exemplarily to forecast a time-series for Spain, France and Sweden.

The yearly load curve is predicted using a dense neural network consisting of 5 hidden layers and 1024 hidden nodes each layer. For training it uses a dropout rate of 10 %. The neural network is implemented in Python 3.6 using the Keras-library and is based on Tensorflow. Input values are the exact time (weekday, month, day, hour), the annual peak load and weather data (temperature, wind speed, direct and diffuse irradiance). For the training and testing data sets the data from 2006 to 2015 is used. The 2016 data is used as validation set. Predicted forecasts are compared to the Mid-term Adequacy Forecast (MAF) method introduced by the entso-e. An approximation of the MAF-method is necessary to allow for a comparison between NN and MAF with different input parameters.

The validation of the neural network with the 2016 data achieves a mean absolute percentage error (MAPE) of 2.8 % and outperforms the MAF-method (MAPE of 3.8 %). The approximation of the MAF-method is sufficient and achieves a MAPE of 1.5 %. The representation of the annual peak load is insufficient with the NN, therefore the forecast is multiplicatively scaled to the input peak load. Forecasts of the german, french, spanish and swedish yearly load curve for 2025 are calculated. Parametervariations show the effect of single input variables on the load curve. The neural network and the MAF-method show strong similarities between the temperature change and the load, the effect appears larger in the MAF-method. Increasing temperatures lead to a load demand decrease in winter and an increase in summer due to less heating and increased cooling. The effect is stronger in winter as the installed heating capacity exceeds the cooling capacity.

The aim of the neural network method is to supersede the MAF-method as a scientific standard for Energy Systems Analyses. This thesis contributes to the enabling of the german and european electricity generation to deal with the energy revolution.