

ANALYSE AUSGEWÄHLTER LAST- UND EINSPEISKNOTEN DES DACF

Klaus KÖCK^{*1}, Andrea DUMMER², Herwig RENNER³

Motivation

Im täglichen Geschäft von Übertragungsnetzbetreibern spielt die Vorhersage des Verhaltens von Einspeisern und Lasten im Höchstspannungsnetz eine große Rolle. Hierbei liegt der Fokus der Prognose seitens der Netzbetreiber auf der Detektion möglicher Engpässe und deren Vermeidung. Hierzu ist es im europäischen Netzverband ENSTOe die Standardvorgehensweise sogenannte Day Ahead Congestion Forecasts (kurz DACF) für vordefinierte Zeitpunkte zu erzeugen. Diese Datensätze enthalten das gesamte Netzabbild bestehend aus Leitungen, Transformatoren, Transformatorregelungen und Kompensationsanlagen des jeweiligen Übertragungsnetzes, wie auch die reduzierten Netze der umliegenden Länder, die prognostizierten Knotenlasten und Knoteneinspeisungen wie auch die geplanten Austauschleistungen mit angrenzenden Netzgebieten. Dieser eigenständige Datensatz ermöglicht die Berechnung der Lastflüsse in den abgebildeten Längselementen. Daraus können mittels der sogenannten N-1 Berechnung, welche aus Ausfallsrechnungen jedes einzelnen Elements besteht, Netzengpässe prognostiziert werden. Es liegt hierbei auf der Hand, dass die berechneten Leitungsauslastungen und somit die Aussage bezüglich der N-1-Sicherheit von den prognostizierten Größen der Netzlast, der Erzeugung, wie auch der Austauschleistungen mit dem Ausland abhängen. Die Prognose der korrekten Austauschleistungen stellt in einem Binnenland wie Österreich eine wichtige Komponente dar, da sie den Transit widerspiegelt, welcher einen großen Anteil am Lastfluss hat. Somit hängt die Genauigkeit der prognostizierten Leitungsauslastungen nicht nur von den vorhergesagten Werten der eigenen Regelzone ab, sondern auch derer der anderen Regelzonen. So hat zum Beispiel eine Fehlprognose in Norddeutschland bzgl. der Windeinspeisung starke Auswirkungen auf den gesamten mitteleuropäischen Raum. Auch Schaltzustandsänderungen in Netzen – entweder in der eigenen Regelzone, in unterlagerten Verteilnetzen oder in benachbarten Netzen – haben Auswirkungen auf den Lastfluss und können somit auch die Aussage bezüglich der N-1 Sicherheit beeinflussen.

Prognoseverfahren

Die Analyse der Knotendaten hinsichtlich Prognose und realisierter Leistung geht aus Arbeiten des EU-Projekts Umbrella hervor dessen Datenbasis das Jahr 2011 bildet. Seit an hat sich das Prognoseverfahren weiter entwickelt was auch Auswirkungen auf die Vorhersageunsicherheit hatte.

Zur Erstellung des DACFs wird ein Referenztag bestimmt. Üblicherweise handelt es sich dabei um den Vortag (Di.-Fr.), oder den Tag vor einer Woche (Mo., Sa. und So.). Zu diesem ausgewählten Referenzzeitpunkt sind sowohl die realisierte vertikale Netzlast an jedem Knoten, wie auch der letztgültige Vorhersagewert der Einspeisung von Kraftwerken mindestens in Stundenauflösung verfügbar. Der Datensatz über die realisierten Leistungen (Snapshot) dient als Basis der Berechnung. Sensitivitätsfaktoren, welche Expertenwissen des Netzbetreibers sind und die Auswirkung eines Kraftwerks, welches in einer unterlagerten Netzebene angeschlossen ist, auf die vertikale Netzlast des Höchstspannungsnetzes beschreiben, ermöglichen die Gewichtung der letztgültigen Prognosefahrpläne der Kraftwerksbetreiber je Netz-knoten. Somit liegen für den Zeitpunkt der Realisierung Daten über die vertikale Netzlast, wie auch über Einspeisemengen je Höchstspannungsnetz-knoten vor. Durch Subtraktion kann aus diesen Daten die eigentliche Last des

¹ IfEA/TU-Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, Tel.: 0316/873-7568, Fax.: 0316/873-7553, klaus.koeck@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>

² Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, A-1220 Wien, Tel.: 050/320-56341, Fax.: 050/3201-56341, andrea.dummer@apg.at, <http://www.apg.at>

³ IfEA/TU-Graz, Inffeldgasse 18/I, A-8010 Graz, Tel.: 0316/873-7557, Fax.: 0316/873-7553, herwig.renner@tugraz.at, <http://www.ifea.tugraz.at>

Übertragungsnetzes bestimmt werden. Diese Last dient als Grundlage für die Berechnung des Prognosedatensatzes. Durch die Prognosewerte der Kraftwerksbetreiber für den Vorhersagezeitpunkt und die oben erwähnten Sensitivitätsfaktoren können wiederum die Einspeisungen je Netzknoten bestimmt werden welche den extrahierten Lastdaten des Referenztages zugezählt werden. Somit ergeben sich die prognostizierten vertikalen Netzlasten mit welchen der DACF Datensatz berechnet und die N-1-Sicherheitsprognose durchgeführt wird.

Methodik

Um eine Aussage über die Exaktheit der Prognosen treffen zu können wurden Prognosezeitreihen und Zeitreihen der realisierten Knotenleistung mehrerer charakteristischer Netzknoten untersucht. Dabei handelt es sich um einen Knoten mit reiner Lastcharakteristik, mit der Charakteristik eines thermischen Kraftwerks, derer eines Speicherkraftwerks und eines Knotens mit überwiegender Windeinspeisung wie in Abbildung 1 dargestellt.

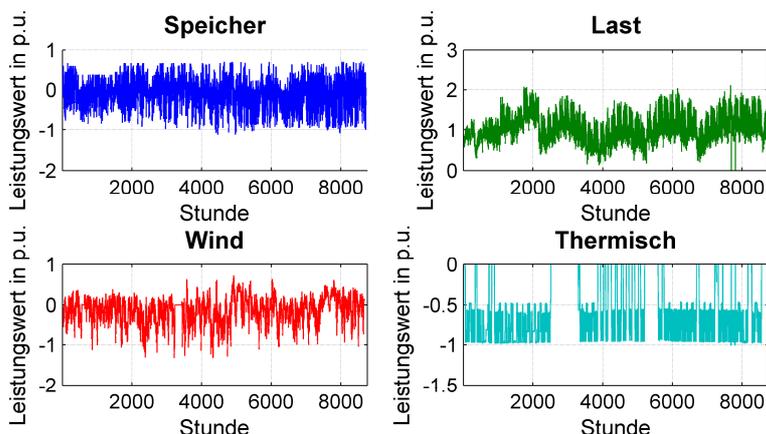


Abbildung 1 Darstellung der realisierten Knotenleistungen je Typ (Last positiv)

Im Zentrum der Analyse steht die Vorhersageunsicherheit, also die Differenz zwischen dem Vorhersagewert und dem tatsächlich realisierten Wert. Um eine Vergleichbarkeit der einzelnen durchaus leistungsmäßig unterschiedlichen Knoten zu ermöglichen wurde als Normierungsbasis die Differenz der 95% und 5% Quantile der Vorhersagezeitreihe je Knoten herangezogen.

Ergebnisse

Wie in Abbildung 2 visualisiert weisen reine Last und gemischte Last-Wind Knoten näherungsweise eine identische Abweichungsverteilung auf, wobei der Knoten mit Windanteil eine höhere Varianz in der Verteilung zeigt. Speicherknoten zeigen eine geringfügig bessere Prognostizierbarkeit als Lastknoten. Der Knoten mit thermischen Erzeuger weist eine vergleichsweise geringe Varianz und somit eine gute Prognostizierbarkeit auf.

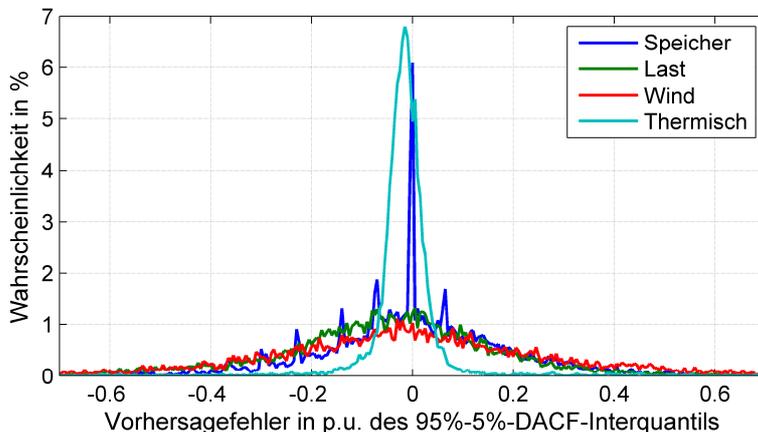


Abbildung 2 Darstellung der Vorhersageunsicherheit je Knotentyp