

KRAFTWERKSEINSATZPLANUNG IN EINEM INTEGRIERTEN NETZ- UND STROMMARKTSIMULATOR

Torsten RENDEL^{1,2}, Christian RATHKE¹, Lutz HOFMANN¹

Inhalt

Die Liberalisierung des europäischen Strommarktes und der Ausbau der Erneuerbaren Energien konfrontieren die europäischen Energieversorgungsnetze mit einem systematischen Strukturwandel. Dieser wird in Deutschland darüber hinaus durch das Abschalten der Kernkraftwerke zusätzlich verstärkt. Um die kurz- und langfristigen Auswirkungen der Änderungen im europäischen Energieversorgungssystem analysieren zu können, entwickelt das Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik an der Leibniz Universität Hannover (IEH) einen integrierten Netz- und Strommarktsimulator. Dieser Marktanalysator ermöglicht es, beispielsweise Netzengpässe oder Probleme in Bezug auf die Kurzschlussleistung zu identifizieren und geeignete Maßnahmen für deren Behebung zu untersuchen. Die Oberfläche des Simulators ist so gestaltet, dass sich verschiedene individuelle Entwicklungsszenarien in der elektrischen Energieversorgung darstellen lassen.

Datenbasis

Als Grunddaten für die Simulationen können eigene Datensätze in den Simulator importiert werden. Darüber hinaus hat das IEH einen Satz von Grunddaten für Europa erstellt. Dieser Grunddatensatz beinhaltet eine Kraftwerksdatenbank, eine Netzdatenbank und eine Regionaldatenbank. Die Inhalte und Funktion der aus öffentlichen Quellen ermittelten Datenbanken werden im Folgenden erläutert.

Regionenmodell

Für die Simulation wird das Netzgebiet der ehemaligen UCTE in Preiszonen zerlegt. Eine Preiszone ist ein Teil des Netzgebietes, in dem angenommen wird, dass die vorhandenen Leitungen so stark ausgebaut sind, dass es bei allen möglichen Kraftwerksfahrplänen nicht zu Übertragungsengpässen kommt. Da die Netze in den einzelnen Staaten gut ausgebaut sind und die Kuppelleitungen dazwischen meist nicht für eine engpassfreie Leistungsübertragung nutzbar sind, werden in der Regel Staaten als Preiszonen definiert.

In einer zweiten Ebene werden die Preiszonen in Regionen zerlegt. In Deutschland erfolgt die regionale Einteilung nach den ersten beiden Ziffern der Postleitzahlen, bei anderen Staaten werden unter anderem auch politische Regionen zur Einteilung verwendet. Dies dient dazu dezentrale Erzeuger, vornehmlich Erneuerbare Energieträger und Kraftwerke für die kein Netzverknüpfungspunkt bekannt ist, und Lasten auf die Netzknoten innerhalb der Region zu verteilen.

Datenbanken

In der Kraftwerksdatenbank sind Daten von 2.877 europäischen Kraftwerken hinterlegt. Jedem Kraftwerk wird eine Identifikationsnummer zugewiesen. Dazu sind der Name, die Leistung, der Baujahr, der Standort, der Brennstoff, der Kraftwerkstyp und der Netzverknüpfungspunkt jedes Kraftwerks gespeichert.

Die Netzdatenbank umfasst ca. 3.100 Knoten und ca. 4.000 Leitungstrassen. Die enthaltenen Spannungsebenen sind die 380- und 220-kV-Ebene, die über etwa 400 Transformatoren in den einzelnen Knoten verbunden sind. Darüber hinaus ist es möglich weitere Netzebenen einzuführen, um z.B. die Auswirkungen eines Overlay-Netzes mit einer Nennspannung von z. B. 750 kV auf das Energieversorgungsnetz zu untersuchen.

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Appelstraße 9a, D-30167 Hannover, +49 (0) 511 762 19986, +49 (0) 511 762 2369, rendel@iee.uni-hannover.de, www.iee.uni-hannover.de

² Nachwuchsautor

Zur Nachbildung der Lasten nutzt der Simulator derzeit einen Datensatz der ehemaligen UCTE. Dieser enthält für die Mitgliedsstaaten Zeitreihen, die anhand der Einwohnerzahlen von Staaten und Regionen auf die Regionen umgelegt werden.

Kraftwerkseinsatzplanung

Zur Generierung von Knotenleistungen für die Leistungsflussberechnung und möglichen daraus folgenden Analysen erstellt der Simulator anhand von Kraftwerksgrenzkosten und dem Merit-Order-Prinzip einen Kraftwerksfahrplan. Die Grenzkosten werden aus den Brennstoffkosten und dem Wirkungsgrad der Kraftwerke berechnet. Kraftwerke die aufgrund gesetzlicher Bestimmungen bevorzugt einspeisen sollen, werden mit Grenzkosten von 0 €/MWh an den Anfang der Merit-Order gesetzt. Bei konventionellen thermischen Kraftwerken werden zusätzliche Kosten, die durch die An- und Abfahrvorgänge sowie die notwendigen CO₂-Zertifikate entstehen, berücksichtigt. Die An- und Abfahrkosten werden hierbei auf den gesamten Betriebszeitraum in dem sie verursacht werden umgelegt. Dadurch ergibt sich eine dynamische Merit-Order, da die Kraftwerksgrenzkosten sich in Abhängigkeit der Kraftwerksbetriebszeit in jedem Zeitschritt ändern.

Im Simulationsmodell wird zur Ermittlung der Kraftwerksfahrpläne zunächst eine blockweise Zerlegung der Residuallast durchgeführt, die sich nach einer Optimierung des internationalen Stromaustausches ergibt. Jedes Kraftwerk kann ein Angebot für die verschiedenen Lastblöcke abgeben. Das jeweils günstigste Kraftwerk erhält den Zuschlag. Nach Abschluss der Zuteilung findet sich in jedem Zeitpunkt ein teuerstes Kraftwerk, welches gerade noch für die Deckung der Last benötigt wird. Dieses gibt mit seinen Grenzkosten den Strompreis vor.

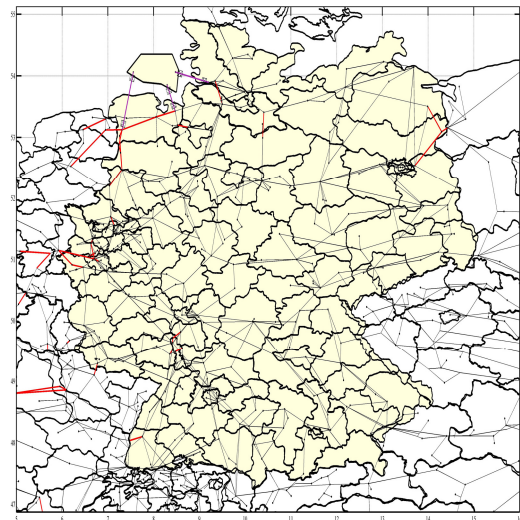


Fig. 1. Leitungsbelastungen nach der Installation und dem Anschluss 10 GW Offshore-Wind

Entwicklungen im Energieversorgungsnetz

Mit dem integrierten Netz- und Strommarktsimulator wurde ein zukünftiges Energieversorgungsszenario für Deutschland nachgebildet, das teilweise der DENA-Netzstudie entspricht (vgl. Fig. 1). Das Szenario umfasst die Installation von 10 GW Windeinspeisung in der Nordsee. Die zum Anschluss verwendeten 2XS(FL)Y1x2500RM/50 Kabel sind so dimensioniert, dass theoretisch eine engpassfreie Übertragung der Leistung an das Festland möglich ist.

Es zeigt sich jedoch, dass die insgesamt ausreichend dimensionierten Kabelverbindungen zum Anschluss des Windparks überlastet sind. Diese Überlastungen resultieren aus den schwach ausgebauten Netzen und der schwachen Last in den Küstengebieten.

Durch den Zubau der Windenergie verändert sich auch die Abhängigkeit des Strompreises von der Windeinspeisung (vgl. Fig. 2). Der Gradient der Abhängigkeit sinkt von -0,04 €/100 MW im Ausgangsszenario ohne Ausbau auf -0,05 €/100 MW im Szenario mit Windenergieausbau. Daraus wird deutlich, dass der Strompreis bei erhöhter installierter Windleistung und steigender Windeinspeisung schneller sinkt.

Diesem Absinken des Strompreises auf Basis der Kraftwerksgrenzkosten durch den Zubau der Windenergieanlagen steht eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte durch die Umlage der Netzzertifikationsmaßnahmen, die in der DENA-Netzstudie mit 544 T€/MW abgeschätzt werden gegenüber.

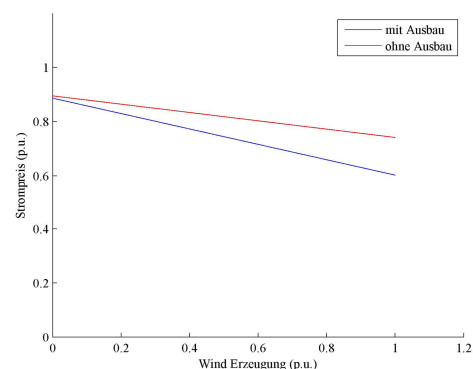


Fig. 2. Strompreise in Abhängigkeit der Windeinspeisung im Vergleich