Kraftwerkseinsatzplanung in einem integrierten Netz- und Strommarktsimulator

Torsten Rendel, Christian Rathke, Lutz Hofmann

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

Kurzfassung: In Folge der Liberalisierung des europäischen Strommarktes kommt es zwischen den einzelnen Staaten verstärkt zu wechselnden grenzüberschreitenden Leistungsflüssen, die Auswirkungen auf den jeweiligen nationalen Strompreis haben. Die wenig ausgebauten Kuppelleitungen zwischen den Ländern werden dadurch bis an ihre physikalischen Grenzen beansprucht. Darüber hinaus führt der massive Zubau von Anlagen, die z.B. in Deutschland durch das deutsche Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) gefördert werden, dazu, dass sich die Erzeugungsstruktur erheblich verändert [1].

Um mögliche Auswirkungen dieser Veränderungen im europäischen Verbundnetz zu untersuchen, entwickelt das Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik der Leibniz Universität Hannover (IEH) einen Simulator zur Analyse möglicher Zukunftsszenarien in der elektrischen Energieversorgung. Die eingebundenen Modelle berücksichtigen sowohl technische als auch wirtschaftliche Rahmenbedingungen des europäischen Marktes für elektrische Energie und ermöglichen eine gemeinsame Simulation von Strommarkt und Verbundnetz.

Keywords: europäisches Verbundnetz, Kraftwerkseinsatzplanung, Strommarktsimulation, Netzsimulation

1 Einleitung

Durch die Liberalisierung des europäischen Strommarktes kommt es verstärkt zur Übertragung von Leistung über die Landesgrenzen hinaus. Die dafür genutzten Leitungskapazitäten wurden ursprünglich dafür konzipiert, sich bei Kraftwerksausfällen gegenseitige Hilfestellung zu leisten. Daher sind diese Leitungen nicht so stark ausgebaut, dass sich ein unbegrenzter Handel von elektrischer Energie über sie abwickeln lässt. Durch den weiteren starken Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere auf Basis von Erneuerbaren Energien, kommt es zu weiteren erheblichen fluktuierenden Einspeisungen und Rückspeisungen aus unterlagerten Netzen, die ihrerseits den Strommarkt erheblich beeinflussen und damit starken Einfluss auf die Leistungsflüsse haben [1], [2].

Um die Dimensionen der zukünftigen Veränderungen in der europäischen Energieversorgung absehen zu können, entwickelt das IEH einen Simulator, der basierend auf einem Grenzkostenmodell für Kraftwerke eine Einsatzplanung für diese bestimmt und über einen evolutionären Algorithmus den Stromaustausch zwischen den europäischen Staaten berechnet. Der Stromaustausch minimiert die Strompreise in den betrachten Ländern unter Berücksichtigung begrenzten Kuppelleitungskapazitäten.

In diesem Beitrag soll auf die Kraftwerkseinsatzplanung und Netzberechnung eingegangen werden, die die Basis für die Netzanalyse im Modell bilden.

2 Datenbasis

Der erste Schritt in der Simulation ist die Bestimmung von Erzeugung und Verbrauch an den einzelnen Netzknoten. Diese Knotenleistungen werden über die im Folgenden beschriebene Strommarktsimulation bestimmt.

2.1 Regionenmodell

Zur Simulation des Strommarktes wird das Marktgebiet in Preiszonen und untergeordnete Regionen zerlegt (vgl. Fig. 1). Eine Preiszone ist ein Gebiet, für das die Annahme gilt, dass zwischen den Regionen in dem Gebiet keine Engpässe bei der Energieübertragung auftreten. In der Regel entsprechen daher einzelne Staaten einer Preiszone. Bei schwachem Netzausbau innerhalb eines Staates, kann dieser in mehrere Preiszonen zerlegt werden. Auch der gegenteilige Fall ist möglich, dass Staaten mit gut ausgebauten Kuppelleitungen zusammen eine Preiszone bilden. Die untergeordneten Regionen ergeben sich in Deutschland aus Postleitzahlgebieten, in Österreich aus den Bundesländern und in anderen Staaten anhand ähnlicher Einteilungen.

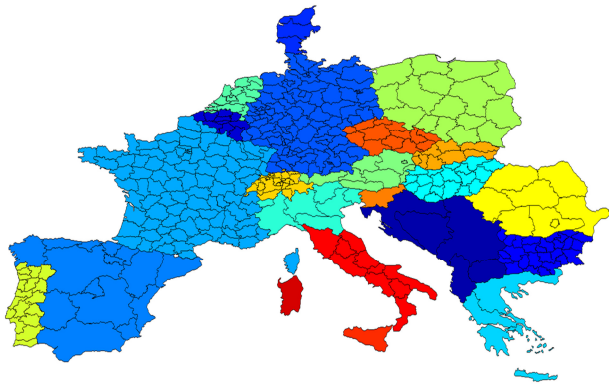

Fig. 1 Einteilung des Marktgebietes in 23 Preiszonen und 421 Regionen

2.2 Kraftwerksdaten

Die Kraftwerksdatenbank enthält Informationen über etwa 3000 europäische Kraftwerke, die aus öffentlich verfügbaren Quellen gesammelt wurden. Diese Informationen umfassen den Brennstoff, den Kraftwerkstyp, den Wirkungsgrad, die installierte Leistung und das Baujahr. Darüber hinaus sind für konventionelle Kraftwerke der genaue Kraftwerksstandort sowie der Netzanschlussknoten bekannt. Die regionale Erzeugung aus EEG geförderten Anlagen verteilt sich gleichmäßig auf die Netzknoten in einer Region, um die dezentrale Aufstellung der Anlagen nachzubilden. Da die Kraftwerksbetreiber die Wirkungsgrade ihrer Anlagen in der Regel nicht veröffentlichen, greift die Simulation auf Angaben aus der Fachliteratur zurück (vgl. Fig. 2) [3].

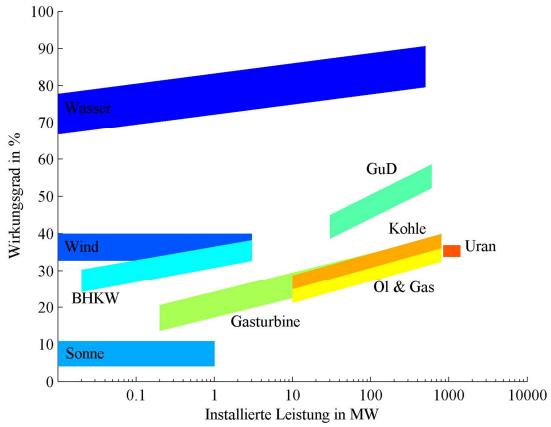

Fig. 2 Wirkungsgrade von verschiedenen Kraftwerkstypen [3]

2.3 Lastdaten

Zur Nachbildung der Lasten in den Regionen des Strommarktsimulators kommen Lastzeitreihen der ENTSO-E zum Einsatz [4]. Diese Zeitreihen sind nur für einzelne Staaten verfügbar und müssen daher auf die verschiedenen Regionen innerhalb eines Staats verteilt werden. Im aktuellen Entwicklungsstand des Simulators erfolgt diese Verteilung der Lastzeitreihen anhand der Bevölkerungszahlen. Diese Aufteilung soll durch die Berücksichtigung von Gewerbe und Industriekennzahlen noch detaillierter werden. In Fig. 3 ist die Aufteilung der Last am Beispiel von Österreich dargestellt.

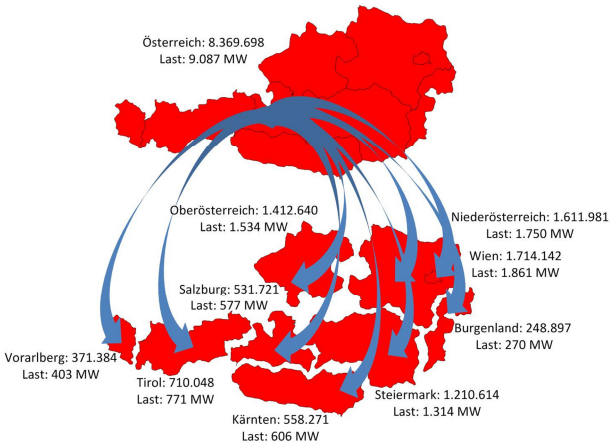

Fig. 3 Lastverteilung im integrierten Netz- und Strommarktsimulator am Beispiel von Österreich [4], [5]

2.4 Netzdaten

Die Netzdatenbank enthält 3.117 Knoten, 3.918 Leitungstrassen und 410 Transformatoren. Damit bildet sie das europäische 220-kV und 380-kV Übertragungsnetz nahezu komplett ab. Darüber hinaus ist es möglich, weitere Spannungsebenen in Wechsel- oder Gleichstromtechnik einzuführen, um Auswirkungen eines möglichen Overlay-Netzes untersuchen zu können.

Die Position jedes Netzknotens ist bekannt. Die Modellierung der Leitungen zwischen den Knoten wurde anhand der ENTSO-E grid map und von Betriebsmitteldaten aus der

Fachliteratur durchgeführt [4], [6]. Die Netzdatenbank enthält damit Informationen über die Länge und Impedanzen der Leitungen, sowie die Anzahl der Leitungssysteme pro Trasse. Die vollständige Netzkarte des integrierten Netz- und Strommarktsimulators ist in Fig. 4 dargestellt.

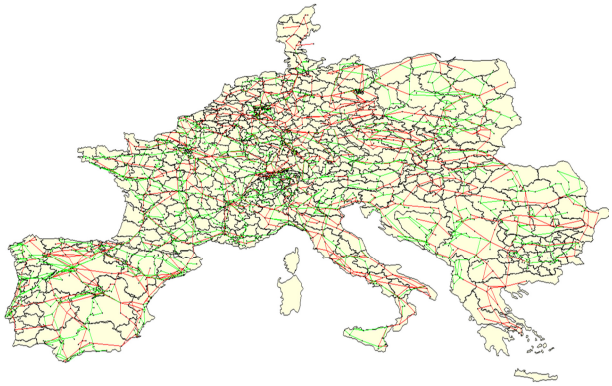

Fig. 4 Netzkarte des integrierten Netz- und Strommarktsimulators

3 Kraftwerkseinsatzplanung

Da die installierte Kraftwerksleistung in einer Preiszone in der Regel höher ist als die zu deckende Last, sind nicht alle Kraftwerke an der Deckung der Last beteiligt. Daher benötigt jedes Kraftwerk seinen individuellen Fahrplan. Um zu entscheiden, welche Kraftwerke zur Deckung der Last angefahren werden, nutzt der integrierte Netz- und Strommarktsimulator ein Grenzkostenmodell.

3.1 Grenzkosten

Die Grenzkosten geben an, wie hoch die Kosten für eine weitere bereitgestellte Leistungseinheit sind. Im Modell sind das im Wesentlichen die Kosten für den benötigten Brennstoff, die CO_2 Emissionen und die Kosten für An- und Abfahrvorgänge. Die in Gl. (3.1) angegeben Größen sind die Grenzkosten K_{Gr}, die Brennstoffkosten K_{Br}, der elektrische Wirkungsgrad der Anlage η_{el}, die Kosten für An- und Abfahrvorgänge K_{An}, die Kosten für Zertifikate K_{CO2} sowie ein anlagenspezifischer Emissionsfaktor EF.

$$K_{Gr}=\frac{K_{Br}}{\eta_{el}}+K_{An}+\frac{K_{CO2}}{\eta_{el}}EF \tag{3.1}$$

Die Kosten für die An- und Abfahrvorgänge werden mit Gl. (3.2) anhand der Anfahrzeit t_{An}, der zu erwartenden Betriebsdauer $t_{Betrieb}$, der Stillstandszeit t_{Still} und der Auskühlzeitkonstante τ berechnet.

$$K_{An}=\frac{t_{An}}{t_{Betrieb}}\frac{K_{Br}}{\eta_{el}}\left(1-e^{\frac{-t_{Still}}{\tau}}\right) \tag{3.2}$$

Die Bestimmung der zu erwartenden Betriebsdauer ist im weiteren Verlauf beschrieben.

Die in Fig. 5 dargestellte Kurve ist die Grenzkostenkurve für die Preiszone Deutschland. Diese muss bei der Marktsimulation für jeden Berechnungszeitpunkt neu aufgestellt werden, da sich insbesondere die Einspeisung der EEG Erzeuger kontinuierlich verändert. Darüber hinaus kann es durch Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen und das Speichermodell zu weiteren Änderungen in der Grenzkostenkurve kommen.

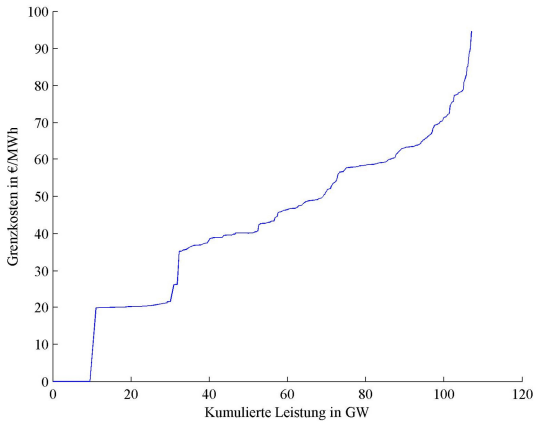

Fig. 5 Grenzkostenkurve für den deutschen Kraftwerkspark mit teilweise verfügbarer EEG Erzeugung

3.2 Optimaler Stromaustausch

Aufgrund der Kuppelleitungen zwischen den Preiszonen beeinflussen sich die Kraftwerkseinsatzpläne der verschiedenen Marktgebiete gegenseitig. Um einen optimalen Stromaustausch zwischen den Regionen zu ermitteln, kommt im integrierten Netz- und Strommarktsimulator ein evolutionärer Algorithmus zum Einsatz. Dieser bestimmt auf Basis einer genäherten Grenzkostenkurve unter Vernachlässigung der Anfahrkosten die Austauschleistungen, die über die Kuppelleitungen übertragen werden. Das Optimierungsziel der evolutionären Strategie ist die Minimierung des Gesamtstrompreises in Europa. Das Beispiel in Fig. 6 stellt den Stromaustausch zwischen drei Beispielregionen dar. Die hellblauen Linien stellen die abgerufene Kraftwerksleistung vor der Berücksichtigung des Stromaustausches dar. Nach der Berechnung des Stromaustausches steigt der Strompreis in Preiszone 1 und 3 an, da die abgerufene Kraftwerksleistung steigt. Demgegenüber steht jedoch eine starke Verringerung der abgerufenen Kraftwerksleistung in Region 2. Insgesamt ist der durchschnittliche Gesamtstrompreis in Europa durch die Berücksichtigung der Kuppelleitungen gesunken.

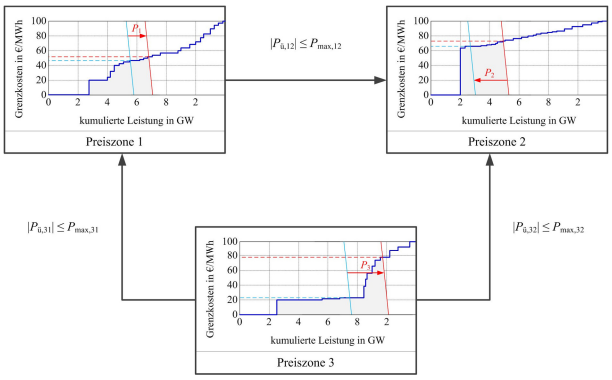

Fig. 6 Stromaustausch zwischen drei Beispielregionen

3.3 Lastzerlegung

Der Netz- und Strommarktsimulator bestimmt aus dem Ergebnis der Optimierung die Betriebsdauer der Kraftwerke. Dazu erfolgt eine Zerlegung der durch den

Stromaustauschalgorithmus modifizierten Last in Blöcke (vgl. Fig. 7). Mit diesen Blöcken kann der Lastverlauf im stündlichen Raster nachgebildet werden. Die Breite eines Blockes entspricht dabei der Dauer der Leistungsanforderung, die Höhe entspricht der benötigten Leistung.

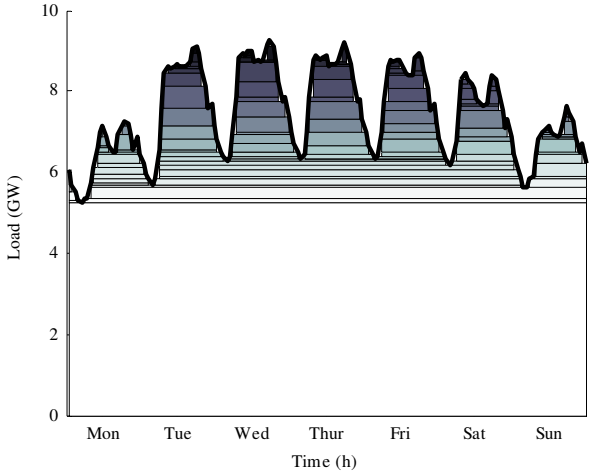

Fig. 7 Lastzerlegung

3.4 Strompreisbildung

Die Ermittlung des Strompreises erfolgt mit Hilfe einer Kraftwerkseinsatzplanung. Das teuerste Kraftwerk, das zu einem Zeitpunkt aktiv ist, bestimmt mit seinen Grenzkosten den Strompreis für den Zeitpunkt.

Die Kraftwerkseinsatzplanung basiert auf der in Blöcke zerlegten Last. Dabei gibt jedes Kraftwerk für jeden Block ein Angebot ab. Anhand der Angebote ergibt sich für jeden Block eine separate Grenzkostenkurve.

Die Lastblöcke werden dann beginnend bei dem Grundlastblock bis hin zur Spitzenlast an die jeweils günstigsten Anbieter vergeben. Sobald ein Kraftwerk in einem bestimmten Zeitraum in Betrieb ist, erlischt sein Angebot für alle weiteren Blöcke, die sich mit dem aktuellen zeitlich überschneiden. Mit diesem Verfahren soll die blockweise Abwicklung der Geschäfte an der Strombörse nachempfunden werden.

4 Leistungsflussberechnung

Zur Bewertung erstellter Energieversorgungsszenarien stehen im Marktsimulator verschiedene Funktionen zur Analyse der Ergebnisse bereit. Die im Folgenden beschriebene Leistungsflussberechnung ist ein bekanntes Verfahren zur Netzanalyse. Damit können aus den Leistungen an den Netzknoten Leitungsbelastungen im Drehstromnetz ermittelt werden. Der im integrierten Netz- und Strommarktsimulator verwendete Algorithmus basiert auf [7].

Zur Bestimmung der Knotenleistungen müssen für jeden Zeitpunkt an jedem Knoten n die abgegeben Leistungen der konventionellen Kraftwerke, die Last und die Erzeugung von EEG Anlagen zusammengefasst werden. Dafür verteilt sich die Last P_L in einer Region z unter den m Knoten in der Region gleichmäßig. Genauso verteilt sich die Erzeugung aus EEG Anlagen P_R. Die Erzeugung P_G der N konventionellen Kraftwerke in einer Region liegt bereits

knotengenau vor. Da im Allgemeinen das Verbrauchersystem ausgegangen gilt, werden in der Leistungsflussberechnung erzeugte Leistungen negativ und verbrauchte Leistungen positiv gewertet. Damit ergeben sich die Knotenlasten aus Gl. (4.1).

$$P_{\mathrm{n}} = \frac{P_{\mathrm{L,z}}}{m} - \frac{P_{\mathrm{R,z}}}{m} - \sum_{k=1}^{N(n)} P_{\mathrm{G},k} \tag{4.1}$$

Bei Berechnungen, die über einen längeren Zeitraum andauern, muss Gl. (4.1) für jeden Zeitschritt neu ausgewertet werden. Für den Fall, dass einer Region kein Netzknoten zugeordnet ist, wird die Erzeugung der EEG Anlagen und die Last der Region dem nahesten Netzknoten außerhalb der Region zugeordnet.

Für die Leistungsflussberechnung der Algorithmus jedem Knoten in Abhängigkeit der angeschlossenen Kraftwerksleistung einen Knotentyp zu [7].

- Bilanzknoten (Slack-Knoten), U und δ bekannt, P und Q unbekannt
- Lastknoten (PQ-Knoten), P und Q bekannt, U und δ unbekannt
- Generatorknoten(PU-Knoten), P und U bekannt, Q und δ unbekannt

Knoten, an denen keine konventionellen Erzeuger angeschlossen sind, werden als Lastknoten deklariert. Alle anderen Knoten sind Generatorknoten, unter denen einer automatisch oder manuell als Bilanzknoten ausgewählt wird. Die unbekannte Wirkleistungseinspeisung des Bilanzknotens dient zum Decken der Netzverluste, da Knotenlasten und Erzeugung durch das Marktmodell bereits ausgeglichen sind. Die Netzverluste können aber nicht nur durch ein einzelnes Kraftwerk gedeckt werden. Daher arbeitet der Algorithmus mit einem verteilten Slack-Knoten, der die Leistung zur Deckung der Netzverluste auf alle Generatorknoten im Netz verteilt.

5 Szenarien

Mit Hilfe des integrierten Netz und Strommarktsimulators wurden zwei Szenarien im deutschen Höchstspannungsnetz untersucht. Als erstes Szenario wurde ein Referenzszenario mit dem aktuellen Ausbaustand des Energieversorgungssystems berechnet. Die Berechnung wurde für zwei Monate im Referenzjahr durchgeführt, die sowohl den windstärksten als auch den laststärksten Zeitpunkt enthalten. Im zweiten Szenario wurde das Energieversorgungssystem um eine Offshore-Windpark Region in der Nordsee ergänzt, die über drei Hochspannungsgleichstromübertragungssysteme an das Netz angeschlossen ist. Ein Netzausbau zur Entlastung der Küstennetze ist nicht erfolgt. Im Folgenden werden die Szenarien in Bezug auf die jeweilige Netzbelastung und die Strompreisabhängigkeit von der Windeinspeisung untersucht.

5.1 Basisszenario

Das Basisszenario umfasst das Netzgebiet der ehemaligen UCTE in Europa und das Übertragungsnetz von Albanien (vgl. Fig. 3). Die Ermittlung des Kraftwerkseinsatzes wird für die Monate November und Dezember durchgeführt, da der Zeitpunkt mit der stärksten Last und höchsten Windeinspeisung in diesen Monaten liegt. Der Ausschnitt der Netzkarte für Deutschland in Fig. 12 zeigt eine Übersicht über das deutsche Übertragungsnetz und Verbindungen zu den Nachbarnetzen.

5.2 Ausbauszenario

Für das Ausbauszenario werden diverse Offshore Windparks in der Nordsee errichtet und über drei Gleichstromverbindungen mit Netzknoten im bestehenden Netz verbunden. Das Szenario ist an die Prognosen aus [8] angelehnt. Es soll jedoch zunächst kein Ausbau der Netzinfrastruktur auf dem Festland erfolgen, um die zusätzliche Belastung des bestehenden Netzes anhand von neuen Überlastungen darzustellen.

5.3 Ergebnisse

5.3.1 Strompreise

Die Simulation der beiden Szenarien wurde mit dem integrierten Netz- und Strommarktsimulator durchgeführt. In Fig. 8 ist die Differenz zwischen dem Strompreis im Basisszenario und dem Strompreis im Ausbauszenario dargestellt. In drei Zeiträumen erreicht diese Differenz bis zu 20 €/MWh. Dieser Sprung kann durch einen Anstieg der Winderzeugung zu diesem Zeitpunkt begründet werden, der im Ausbauszenario eine Änderung der Windeinspeisung um bis zu 10 GW nach sich zieht. Die Differenz der Windeinspeisung zwischen Ausbauszenario und Basisszenario ist in Fig. 9 dargestellt. Die Zeitpunkte der hohen Strompreisdifferenzen decken sich mit der hohen Differenz in der Windeinspeisung.

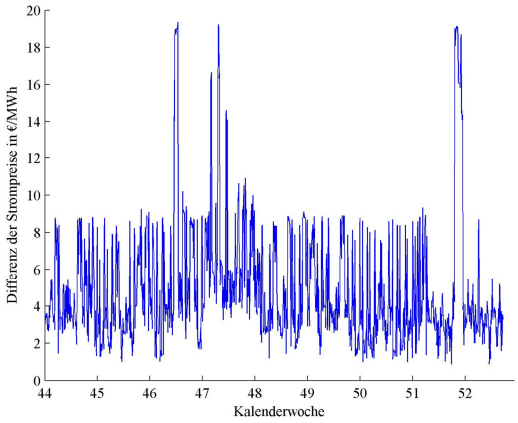

Fig. 8 Differenz des Strompreises zwischen Basisszenario und Ausbauszenario

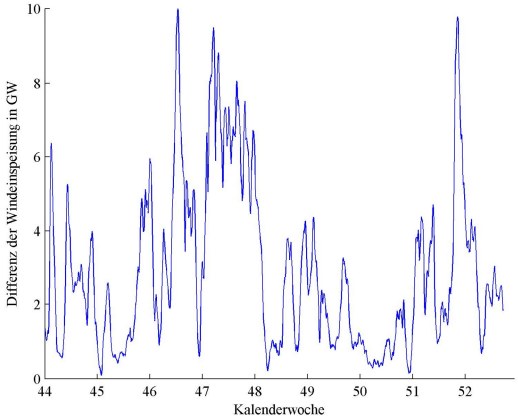

Fig. 9 Differenz der Windeinspeisung zwischen Ausbauszenario und Basisszenario

Zur weiteren Analyse der Abhängigkeit des Strompreises von der Windeinspeisung werden die zentralen gleitenden Mittelwerte beider Größen über 24 h - Intervalle in Abhängigkeit voneinander dargestellt. Die sich ergebende Kurve ist in Fig. 10 dargestellt. Um eine Tendenz der Abhängigkeit zu ermitteln, wird eine lineare Approximation der Kurve durchgeführt, die einen Bestimmtheitsmaß von R^2=0,78 erreicht. Basierend auf der Approximation kann eine lineare Abhängigkeit von -0,04 €/100 MW abgeleitet werden. Die Abweichungen von dieser Gerade sind durch die nicht kontinuierliche Grenzkostenkurve und den internationalen Stromaustausch verursacht.

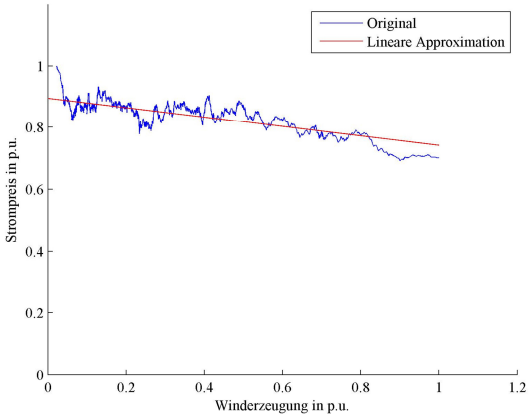

Fig. 10 Strompreis in der Preiszone Deutschland in Abhängigkeit der Windenergieeinspeisung

In Fig. 11 ist der Vergleich der der Strompreisabhängigkeiten zwischen Basisszenario und Ausbauszenario dargestellt. Er zeigt die Abhängigkeit des Strompreises von der Windenergieeinspeisung für beide Szenarien. Im Ausbauszenario beträgt der Gradient der Abhängigkeit -0,05 €/100 MW. Es kann abgeleitet werden, dass der Betrag des Gradienten bei weiterem Windenergieausbau ansteigt.

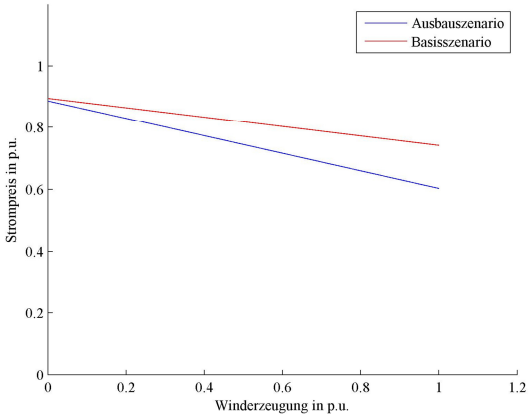

Fig. 11 Vergleich der linearen Approximationen von Basisszenario und Ausbauszenario

5.3.2 Leistungsfluss

Die Leistungsflussberechnung wird für beide Szenarien durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Fig. 12 dargestellt. Die Leitungsbelastungen im Basisszenario können durch eine ungenaue Datenlage begründet werden, da angenommen werden kann, dass es im momentanen Netzbetrieb nicht zu dauerhaften Engpässen kommen kann. Um diese Überlastungen genau

untersuchen zu können, ist eine detaillierte Analyse des Versorgungsgebietes nötig, die nur in Zusammenarbeit mit den lokalen Übertragungsnetzbetreibern erfolgen kann.

Ausgehend vom Basisszenario ergeben sich im Ausbauszenario Leitungsüberlastungen, die im Basisszenario nicht vorhanden sind. Diese sind auf die Anbindung der Offshore-Windenergie und die dadurch veränderten internationalen Kraftwerksfahrpläne zurückzuführen. Durch die stärkere Belastung des Netzes im Norden kommt es zu Leistungsflussverschiebungen, die Netzbelastungen in der Mitte und im Süden des Landes nach sich ziehen. Diese Simulation zeigt lediglich mögliche Überlastungen auf. Das genutzte Netzmodell kann aufgrund seiner Datenbasis nicht für absolute sondern nur für relative Aussagen herangezogen werden, auf deren Basis jedoch anhand von genauen Netzdaten ein absolutes Ergebnis abgeleitet werden kann.

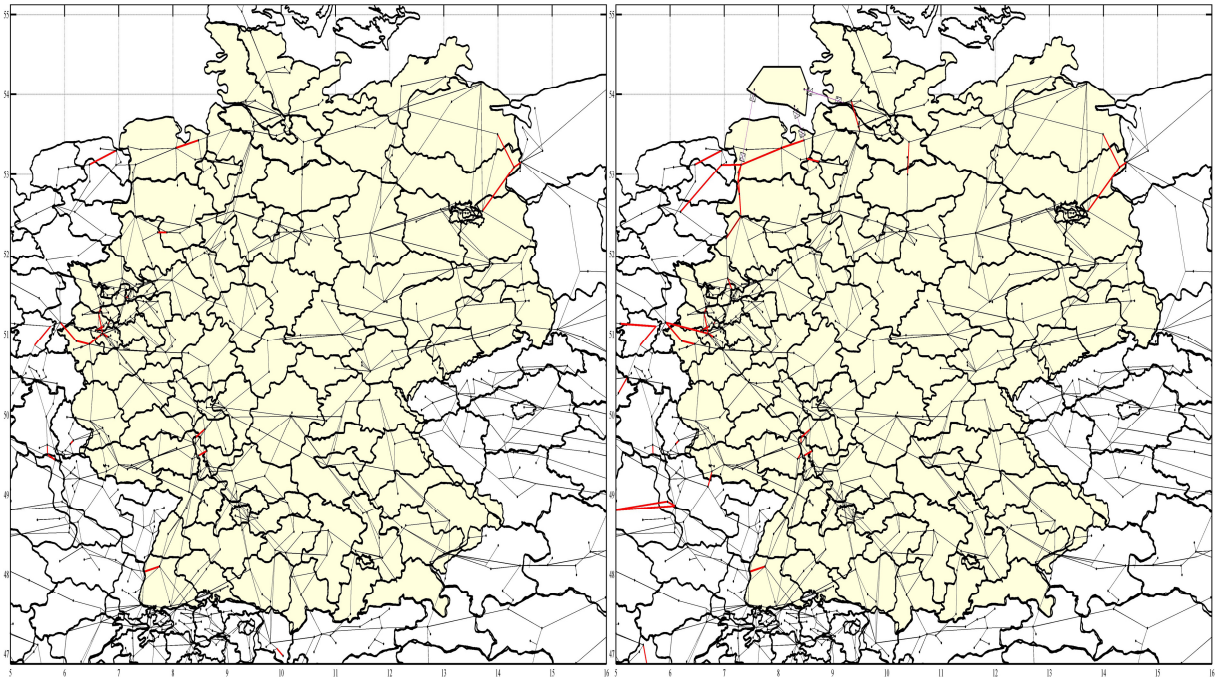

Fig. 12 Netzkarte aus dem Basisszenario und aus dem Ausbauszenario mit unterlegten Leitungsüberlastungen

6 Ausblick

Neben den hier dargestellten und diskutierten Ergebnissen ermöglicht der integrierte Netz- und Strommarktsimulator differenzierte Analysen von Kraftwerksfahrplänen, Kurzschlüssen und Handelsbilanzen. Insbesondere der Vergleich der physikalischen und handelsbedingten Leistungsflüsse zeigt auf, welchen Einfluss EEG Anlagen sowohl auf Handelsvolumen als auch auf die physikalischen Netzbelastungen haben. Die Berechnung verschiedenster Zukunftsszenarien der Energieversorgung kann mit den hier vorgestellten Modellen erfolgen. Durch eine stetige Verbesserung des Modellumfangs und der Datengenauigkeit sind zukünftig auch weitreichendere Schlüsse aus den Ergebnissen des integrierten Netz- und Strommarktsimulators möglich.

7 Literatur

[1] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 2 Absatz 69 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist.

[2] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 2 Absatz 66 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044) geändert worden ist.

[3] Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann, und Detlef Schulz, *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8th ed. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2010.

[4] ENTSO-E. (2011, Mar) ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. [Online]. https://www.entsoe.eu/

[5] Thomas Brinkhoff. (2011, März) City Population. [Online]. http://www.citypopulation.de

[6] Dietrich Oeding und Bernd Rüdiger Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 6th ed. Berlin, Heidelberg: Springer, 2004.

[7] Bernd Rüdiger Oswald, *Netzberechnung: Berechnung stationärer und quasistationärer Betriebszustände in Elektroenergieversorgungsnetzen*. Berlin: vde-verlag gmbh, 1992.

[8] Andreas Jansen et al., "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020," Deutsche Energie-Agentur GmbH, Köln, 2005.