

# **Netzausbaustrategie im liberalisierten Strommarkt - ein ökonomischer Ansatz**

Lic. rer. pol, Martin Lienert, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Köln, Deutschland

## **Investments in Electric Networks – An economic approach**

Lic. rer. pol, Martin Lienert, Institute for Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Cologne, Germany

### **Kurzfassung**

Der vorliegende Artikel beschäftigt sich mit der Frage inwieweit ein forcierter Netzausbau unter ökonomischen Gesichtspunkten als sinnvoll zu erachten ist. Dabei werden die Investitionskosten in das Übertragungsnetz den durch Engpässen entstandenen Mehrkosten im Kraftwerksbereich gegenübergestellt. Ein ökonomisch erstrebenswerter Netzausbau berücksichtigt diesen Kostenvergleich und wählt jeweils die günstigere Alternative. Der Artikel beschreibt eine dreistufige Vorgehensweise, die zur Ermittlung der durch (zukünftige) Engpässe im Übertragungsnetz entstandenen Mehrkosten im Kraftwerksbereich herangezogen werden kann. Die vorgeschlagene Methodik kann ebenso durch einen Regulator zur Bewertung von Netzausbaustrategien der Übertragungsnetzbetreiber verwendet werden.

### **Abstract**

This article explores the issue to which extent a forced expansion of the grid is reasonable regarding economic principles. Therefore the costs of investing in the grid are opposed to additional costs arising from bottlenecks in the power plant sector. An economically reasonable grid expansion incorporates this comparison of costs and implements the favourable alternative. This article describes a three-step approach which leads to the assessment of the additional costs resulting from (future) bottlenecks in the grid. The proposed methodology may also be used by a regulating authority to evaluate the grid expansion strategies applied by the transmission system operators.

## 1 Einführung

Die Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland und Europa – insbesondere im Strombereich – ist seit der durch die Europäische Union vorangetriebenen Liberalisierung im Jahr 1998 sowie einer verschärften Klimaschutzpolitik einer erheblichen Dynamik in Bezug auf die Investitions- und Produktionsfähigkeiten unterworfen. Dabei bilden verschiedenste Marktakteure ein komplexes, eng ineinander greifendes Geflecht aus Konsumenten, Erzeugern, Händlern und Netzbetreibern. Aber auch politische Akteure verschiedenster Ausrichtung auf nationaler und internationaler Ebene nehmen durch sich stetig verändernde politische und rechtliche Rahmenbedingungen Einfluss auf die zukünftige Versorgung Europas mit elektrischer Energie. Veränderungen in Teilbereichen der Energieversorgung können dadurch mit weitreichenden Konsequenzen in den vor- und nachgelagerten Sektoren einhergehen.

Die vorliegende Analyse befasst sich mit einem dieser Zusammenhänge. Es wird theoretisch beschrieben, wie sich die zukünftige Entwicklung von wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen auf europäischer und nationaler Ebene auf den Stromtransport auswirken. Insbesondere sollen auftretende Kapazitätsengpässe im Übertragungsnetz ökonomisch analysiert und bewertet werden.

Die Richtung und die übertragene Menge an elektrischer Energie werden im Wesentlichen durch drei Faktoren getrieben: Durch die geographische Verteilung des Verbrauchs und der Erzeugung, der Importe und Exporte sowie der vorhandenen Netzinfrastruktur. Während die Verteilung der Nachfrage für die nächsten 10 bis 15 Jahre als relativ konstant angesehen werden kann, ergeben sich im Erzeugungsbereich und im Transportbereich als Folge verschiedener Politikmaßnahmen strukturelle Veränderungen.

Als die relevanten treibenden Faktoren für einen sich verändernden Stromtransport innerhalb Deutschlands auf Grund einer sich verändernden Erzeugungsstruktur werden drei wesentliche Faktoren identifiziert:

– Die Entwicklung des „Nationalen Allokationsplans“ NAP II und NAP III: Die Anreizwirkungen aus dem CO<sub>2</sub>-Emissionshandel führen zu einer veränderten Investitions- und Stilllegungstätigkeit bezüglich des eingesetzten Brennstoffes und der Technologie. Damit einhergehend ergeben sich regionale Verschiebungen der Erzeugungskapazitäten innerhalb Deutschlands, da die Brennstoffe regional in unterschiedlichen Mengen und zu unterschiedlichen Kosten bereitgestellt werden können. Des Weiteren beeinflusst der CO<sub>2</sub>-Handel die kurzfristige Kraftwerkseinsatzentscheidung. Für die Entwicklung der Kraftwerkszubaute ab 2012 sind insbesondere die Regelungen des NAP III maßgeblich [1].

– Die Entwicklung der Förderung erneuerbarer Energie, EEG: Die Förderung von erneuerbaren Energien – insbesondere der Windenergie – führt zu einer Konzentration von Erzeugungsleistung an der Nord- und Ostseeküste. Insbesondere ist mit einem forcierten Ausbau von Windenergie-Offshore-Kapazitäten zu rechnen. Die dena-Netz-Studie [2] geht dabei von 20 GW Zubauten bis zum Jahr 2020 aus (Onshore: 33,5 GW). Unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklungen in diesem Bereich, kann davon ausgegangen werden, dass diese Größenordnung nicht erreicht wird und bis 2017 mit 9 GW wesentlich weniger Windenergieanlagen Offshore gebaut werden [3].

– Kernenergieausstieg: Der Kernenergieausstieg in Deutschland zieht ebenfalls eine regionale Verschiebung der Erzeugungsleistung nach sich, weil vom Ausstieg in einer ersten Phase vor allem Erzeugungsleistung im Süden Deutschlands betroffen ist [4]. Alle diese Faktoren – wenn sie denn politisch umgesetzt werden – weisen auf eine nachhaltige regionale Verschiebung der Erzeugungsstruktur hin, die zu strukturellen Veränderungen der Übertragungsaufgabe für die Netzbetreiber führen. In der dena-Netzstudie wurde beispielhaft für den forcierten Ausbau an Offshore-Windkapazitäten analysiert, wie sich die Lastflüsse in Deutschland ändern werden und wie mittels Netzausbau bzw. Netzverstärkungen optimal darauf reagiert werden kann. Die Studie kommt zum Ergebnis, dass rund 800 Mio. € für die geplanten Netzausbauten bis 2010 aufgewendet werden müssen. Für den Zeitabschnitt 2010 bis 2015 erwarten die Netzbetreiber Investitionskosten von rund 350 Mio. €. Diese Investitionskosten können nachfolgend als Referenzwert zur Bewertung von Netzrestriktionen herangezogen werden.

## 2 Idiosynkratische Kostenstruktur in der Wertschöpfungskette des Strommarktes

Um die nachfolgenden Analysen und die dargelegten Argumente einzuordnen, werden in diesem Abschnitt die grundlegenden ökonomischen Zusammenhänge zwischen Stromerzeugung und Stromtransport dargestellt, wobei ein besonderer Fokus auf der ökonomischen (volkswirtschaftlichen) Bewertung von Netzengpässen bzw. dem Ausbau von Übertragungskapazität liegt.

Das relevante Bewertungskriterium einer ökonomischen Analyse richtet sich nach der gesamtwirtschaftlichen Optimalität, die definitionsgemäß gegeben ist, wenn die Vollkosten zur Bereitstellung eines Gutes minimal sind. Angewendet auf den Elektrizitätsmarkt bedeutet dies, dass sowohl die Kosten für die Erzeugung von Strom als auch die Kosten der Übertragung in die Betrachtung einfließen müssen. Ein besonderes Augenmerk muss dabei auf den Abhängigkeiten un-

terschiedlicher Kostenblöcke liegen, die nachfolgend schematisch dargelegt und analysiert werden.

## 2.1 Kostenstruktur der Strombereitstellung

Grundsätzlich lassen sich Vollkosten in langfristige und kurzfristige Kosten unterteilen. Unter langfristigen Kosten werden kapazitätsbezogene Kosten verstanden, die sich nur im Zuge von Anlagenstilllegungen oder Kapazitätserweiterungen beeinflussen lassen. Sie sind daher im täglichen Geschäft als „nicht beeinflussbar“ anzusehen. Im Gegensatz dazu sind kurzfristige Kosten vom täglichen Geschäft abhängig, da sie aus dem Betrieb der Anlagen resultieren und demzufolge stetig angepasst bzw. optimiert werden können.

Im Bereich der Stromerzeugung entsprechen die langfristigen Kosten eines Unternehmens den aus dem Kraftwerksneubau resultierenden Investitionskosten. Die kurzfristigen Kosten im Kraftwerksbereich beinhalten Brennstoff-, Anfahrts-, Betriebs- und Wartungskosten. Typischerweise fließen diese Kostenblöcke auch in die kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung eines Erzeugungsunternehmens ein.

Die Kosten des zweiten Teils der Strombereitstellung – der Übertragungsaufgabe – lassen sich vereinfacht auch in entsprechende Kategorien einteilen. Die langfristigen Kosten spiegeln die Investitionstätigkeit des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) in seine Netzinfrastruktur wider. Die kurzfristigen Aufwendungen eines ÜNB ergeben sich direkt aus dem Netzbetrieb und können grob in Kosten für Systemdienstleistung, Betriebs-, Wartungs- und Verlustkosten untergliedert werden. Dies sind also diejenigen Kostenblöcke, die ein Netzbetreiber kurzfristig optimieren kann.

Die hier nur schematisch umrissenen Kostenblöcke der Stromerzeugung und Stromübertragung sind zwischen den beteiligten Akteuren (Erzeugung und Transport) interdependent, wobei sich folgende Zusammenhänge ergeben:

– Kraftwerksinvestitionen: Die Standortwahl eines Kraftwerksbetreibers beeinflusst die Kosten des Übertragungsnetzbetreibers. Vereinfacht ausgedrückt gilt, je weiter das Kraftwerk vom Verbraucher entfernt gebaut wird, desto höher ist die zu überwindende Distanz und daher desto höher sind Kosten der Stromübertragung. Gegebenenfalls müssen die Netze durch zusätzliche Investitionen angepasst werden.

– Netzinvestitionen: Die Veränderung der Netztopologie hat Rückwirkungen auf den Kraftwerksbetrieb und damit auf die Kosten der Kraftwerksbetreiber. Dieser Zusammenhang gilt insbesondere dann, wenn das Übertragungsnetz sehr stark an die bestehende (regionale) Erzeugungs- bzw. Laststruktur angepasst ist. Zusätzlich kann ein Netzbetreiber durch das Unterlassen von Netzausbauten Engpässe hervorrufen, die im Erzeugungsbereich zu Mehrkosten führen. Dieser Zusammenhang ist bei der Bewertung von Netzre-

striktionen von großer Bedeutung und wird im nächsten Abschnitt ausführlich betrachtet.

– Kraftwerks- und Netzbetrieb: Die Kraftwerkseinsatzentscheidung basiert auf den kurzfristigen Kostenstrukturen des Erzeugungsunternehmens, wodurch kurzfristige Kosten beim ÜNB entstehen. Auch hier kann der grundlegende Zusammenhang postuliert werden, dass je weiter das eingesetzte Kraftwerk vom Verbrauch entfernt ist umso mehr Kosten beim ÜNB anfallen. Der gleiche Zusammenhang gilt in entgegengesetzter Richtung analog.

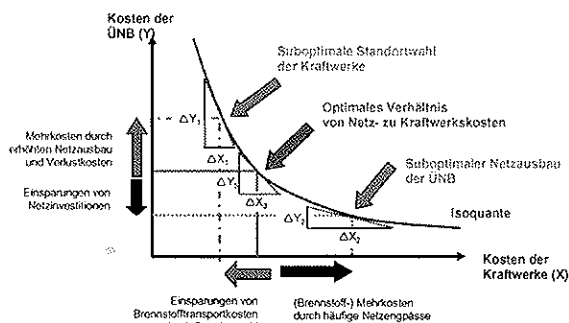
## 2.2 Dilemma eines liberalen Strommarktes

Die hier nur schematisch dargelegten Zusammenhänge weisen auf ein grundsätzliches Dilemma eines liberalisierten Strommarktes hin, welches in der industrieökonomischen Lehre unter der Theorie „idiosynchronischer Investitionen“<sup>1</sup> behandelt wird. Unter „idiosynchronischer Investitionen“ versteht man den allgemeinen Zusammenhang, dass der wirtschaftliche Erfolg eines Unternehmens vom Erfolg einer (wenn nicht der) nach- bzw. vorgelagerten Wertschöpfungsstufe abhängt. Die Energiebereitstellung, deren Wertschöpfungskette vereinfacht aus Erzeugung und Transport besteht, erfüllt diese Bedingung in hohem Maße. Dieser Theorie zufolge tritt der Erfolg eines Kraftwerksbetreibers lediglich dann ein, wenn er einen Netzanschluss beim ÜNB erhält. Genauso erwirtschaftet ein Übertragungsnetzbetreiber nur Erlöse, wenn entsprechend Kraftwerke an sein Netz angeschlossen sind. Der ökonomische Erfolg beider Wertschöpfungsstufen ist also stark interdependent. Genauso können die restlichen oben beschriebenen Punkte als Hinweise auf das Vorhandensein „idiosynchronischer Investitionen“ verstanden werden. Ein wesentliches Ergebnis der oben angedeuteten Theorie besagt, dass die Bereitstellung eines Gutes, dessen Kostenstruktur durch idiosynchronischer Investitionen charakterisiert ist, kostengünstiger durch ein vertikal integriertes Unternehmen bereitgestellt werden kann, als durch zwei unabhängige und eigenständige Unternehmen. Angewendet auf den Elektrizitätsmarkt würde dies theoretisch bedeuten, dass ein vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen, welches gleichzeitig über den Kraftwerkseinsatz als auch den Netzbetrieb optimiert, zu geringeren Kosten Strom bereitstellen könnte als zwei entflochtene Unternehmen der Stromerzeugung und -übertragung. Anhand oben dargelegter Zusammenhänge ist dies am folgenden Beispiel sofort einleuchtend: Solange ein

<sup>1</sup> Im Rahmen idiosynchronischer Investitionen werden auch standortabhängige Spezifität oder im Allgemeinen „Asset specificity“ zusammengefasst; Eine ausführliche Beschreibung kann z.B. in [5] nachgelesen werden.

unabhängiger Kraftwerksbetreiber bei der Frage nach dem Standort seines Kraftwerks lediglich die Zulieferung seines Brennstoffes optimiert – nicht aber die damit induzierten erhöhten Kosten des ÜNB mitberachtet – ist gesamtwirtschaftliche Effizienz nicht sichergestellt.

Der Schluss, dass vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen – wie sie bereits vor der Liberalisierung existierten – die gesamtwirtschaftlichen Kosten minimieren würden und damit effizient wären ist allerdings unzulässig. Eine solche Analyse würde einen weiteren wichtigen ökonomischen Fakt – dem „natürlichen Monopol im Netzbereich“ – vernachlässigen. Das natürliche Monopol im Netzbereich, gekennzeichnet durch eine subadditive Kostenstruktur, rechtfertigt das Vorhandensein von gebietsmonopolistischen Übertragungsnetzbetreibern. Eine vertikale Integration der Erzeugung und des Netzbetriebs und damit die vorteilhafte Optimierung der gesamten Kosten der Energiebereitstellung könnten also lediglich zum Preis eines vollständig integrierten Gebietsmonopolisten, der sowohl erzeugt als auch überträgt, erfolgen. Dass dieses Marktmodell keine effiziente Bereitstellung des Gutes Strom erlaubt, konnte in der Zeit vor der Liberalisierung eingehend studiert werden.



**Bild 1:** Optimales Verhältnis von Erzeugungs- und Übertragungskosten

In **Bild 1** sind die grundsätzlichen Zusammenhänge nochmals zusammenfassend dargestellt. Die blaue Kurve (Isoquante) stellt dabei die unterschiedlichen Verhältnisse von Erzeugungs- zu Übertragungskosten dar, die in den beiden Teilbereichen Erzeugung und Übertragung aufgewendet werden müssen, um eine gleich bleibende Menge an elektrischer Energie bereitzustellen, d.h. zu erzeugen und zu transportieren. Die Abbildung zeigt außerdem rot zwei ineffiziente Kostenverhältnisse, einmal ausgelöst durch „suboptimale Standortwahl der Kraftwerke“, einmal ausgelöst durch „suboptimalen Netzausbau der ÜNB“. In diesen jeweiligen Schnittpunkten sind schematisch auch die Steigungen der Isoquante dargestellt. Diese sagen aus, um wie viel die Kosten im jeweils anderen Sektor (Erzeugung oder Transport) sinken (steigen) würden, wenn im betrachteten Sektor „ein Euro“ mehr (weni-

ger) eingesetzt würde. Die totalen elektrizitätswirtschaftlichen Kosten sind dann minimiert, wenn diese Steigung 1 ist, d.h. die Minderausgaben im einen Sektor den Mehrausgaben im anderen Sektor entsprechen. Diese Situation ist in **Bild 1** unter Situation 3 dargestellt.

Dieser Punkt beschreibt das optimale Verhältnis von Netzkosten zu Erzeugungskosten und definiert letztendlich die gesamtwirtschaftlich effiziente Bereitstellung von Strom, bestehend aus der regionalen und technologischen Erzeugungsstruktur zum einen, und dem darauf optimal ausgerichteten effizienten Netz zum anderen.

### 3 Ökonomischer Wert des Übertragungsnetzes

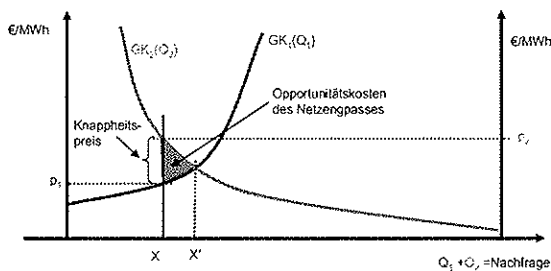
Das grundlegende Ziel einer kosteneffizienten Kraftwerkseinsatzplanung ist die möglichst günstige Produktion von elektrischer Energie unter den gegebenen technischen und physikalischen Restriktionen. Solche Restriktionen können einerseits direkt im Kraftwerksbetrieb bestehen, andererseits können sie auch aus technischen Bedingungen des Übertragungsnetzes herrühren. Je restriktiver und je häufiger solche physikalischen Restriktionen auftreten, desto teurer wird dabei die Produktion von elektrischer Energie.

Dieser Abschnitt befasst sich deshalb mit den grundlegenden ökonomischen Zusammenhängen dieser durch Netzengpässe ausgelösten Mehrkosten im Kraftwerksbereich und erläutert wie sie zu Stande kommen und wie diese Mehrkosten volkswirtschaftlich zu bewerten sind.

Der volkswirtschaftliche Wert von knapper Übertragungskapazität richtet sich nach dem Prinzip von Knappheitspreisen und Opportunitätskosten. Knappheitspreise für Übertragungskapazität entstehen dann, wenn die vorhandene Übertragungsnetzinfrastruktur nicht ausreichend ist, um den kostenminimalen Einspeisefahrplan des vorhandenen Kraftwerksparks zur Deckung der Last einzuhalten. Sie stellen gesamtwirtschaftliche Grenzkosten dar, d.h., sie entsprechen dem Betrag, den die gesamte Volkswirtschaft einsparen könnte, wenn die voll ausgelastete Übertragungsleitung um eine (marginale) Einheit erhöht würde. Die marginale Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen zwei Regionen würde dazu führen, dass die teuerste Erzeugungseinheit hinter dem Engpass gedrosselt werden könnte und durch eine günstigere Einheit vor dem Engpass ersetzt würde. Die eingesparte Kostendifferenz entspricht dem Knappheitspreis. Anders ausgedrückt entspricht der Knappheitspreis aber auch dem Betrag, den die Ökonomie bereit ist dem Netzbetreiber für den Netzausbau an dieser knappen Kuppelstelle zu bezahlen. Die Opportunitätskosten eines Netzengpasses wiederum erhält man, wenn nicht nur die marginale Erhöhung einer Übertragungskapazitätserhöhung betrachtet wird, sondern

wenn die totalen durch einen Netzengpass entstandenen Mehrkosten im Erzeugungsbereich ermittelt werden.

In **Bild 2** ist diese Analyse schematisch dargestellt. Insgesamt gilt es eine Nachfrage von  $Q_1 + Q_2$  zu decken, jeweils durch Kraftwerke in der Region „1“ (Last:  $Q_1$ ), dargestellt durch die Angebotsfunktion (Merit-Order)  $GK_1$ , und durch Kraftwerke in der Region „2“ ( $Q_2$ ), abgebildet in Form der Merit-Order  $GK_2$  (die in die umgekehrte Richtung von „rechts nach links“ ausgehend von der Gesamtlast  $Q_1 + Q_2$  aufgetragen ist). Falls zwischen der Region 1 und 2 keine Netzrestriktion auftritt, können die Kraftwerke nach erzeugungskostenminimalem Einspeisefahrplan produzieren. Dies ist gegeben, wenn die Fläche unter der Kurve  $GK_1$  und  $GK_2$ , also der Angebotsfunktionen, minimal ist. Das entspricht der Situation, wenn in der Region 1 der Betrag links von  $X'$  produziert wird und in der Region 2 der Betrag rechts von  $X'$ .



**Bild 2:** Ökonomischer Wert und Opportunitätskosten eines Netzengpasses in einer Stunde

Der wettbewerbliche Preis (nicht eingezeichnet) würde sich in Höhe des Schnittpunktes der beiden Angebotskurven einstellen. Kann hingegen der damit verbundene Transport von Strom auf Grund von Netzrestriktionen nicht durchgeführt werden – d. h. in der Region 1 lediglich der Betrag links von  $X$  produziert werden kann – muss die Differenz in der Region 2 ausgeglichen werden. Dadurch müssen die *Opportunitätskosten* aufgewendet werden. Im Gegensatz dazu entspricht der *Knappheitspreis* oder der ökonomische Wert des Netzengpasses der Differenz der Grenzkosten der Stromerzeugung ( $p_1$ ,  $p_2$ ) in Region 1 und 2 und ist entsprechend dargestellt.

### 3.1 Dreistufiges Vorgehen zur Bewertung von Netzrestriktionen

Um die Opportunitätskosten der Netzengpässe (s. o.) schätzen zu können, wird ein dreistufiges Vorgehen vorgeschlagen:

– In einem **ersten Schritt** werden die variablen Erzeugungskosten zur Deckung der Nachfrage ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen ermittelt. Dieser erste Schritt ist in **Bild 3** (oben) schematisch dargestellt. Zu erkennen ist eine vereinfachte Merit-Order für Deutschland, die die variablen (kurzfristigen) Kos-

ten der Stromerzeugung nach Technologie in Abhängigkeit der angebotenen Energie pro Stunde darstellt. In diesem Beispiel ist eine Gesamtnachfrage von 60 GW dargestellt. Die minimalen variablen Kosten zur Deckung dieser Nachfrage entsprechen der Fläche unterhalb der Merit-Order-Funktion, also den zusammengezählten Flächen links der Nachfrage.

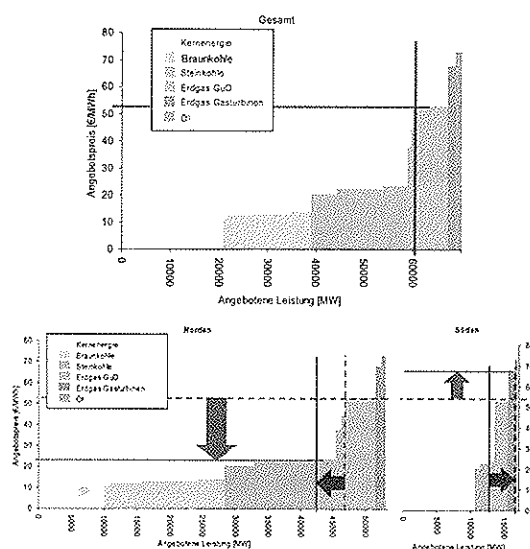
Der marktwirtschaftliche Preis (z.B. Großhandelspreis an einer Strombörse, EEX), welcher sich nach dem vereinfachten Merit-Order-Modell ergeben würde, entspräche den Grenzkosten der Stromerzeugung. Das sind die höchsten variablen Kosten, die gerade noch anfallen, um die nachgefragte Menge decken zu können. In **Bild 3** (oben) sind dies rund 51 €/MWh.

– In einem **zweiten Schritt** werden die existierenden physischen Netzrestriktionen bei der Ermittlung des kostenminimalen Kraftwerksdispatches berücksichtigt. Aus diesem Grund müssen regional unterschiedliche (hier Norden und Süden) Merit-Order-Funktionen gebildet werden. Die Situation ist schematisch in **Bild 3** (unten) dargestellt. Die gepunktete Darstellung zeigt als Vergleich nochmals das Ergebnis aus Schritt 1. Unter der Annahme, dass keine Netzrestriktionen vorhanden sind, würde die nördliche Region ca. 47 GW der Gesamtlast von rund 60 GW decken, der Rest entfällt auf die südliche Region. Erzeugungsdefizite bzw. -überschüsse in den Teilregionen würden über das Übertragungsnetz ausgeglichen. Führt man in einem weiteren Schritt Übertragungsnetzrestriktionen vom Norden in den Süden ein, ändert sich die Analyse. Durch die Netzbeschränkungen können die für einen erzeugungskostenminimalen Kraftwerksdispatch benötigten 5 GW Übertragungsleistung vom Norden in den Süden nicht bereitgestellt werden, sodass von diesem optimalen Kraftwerkseinsatz abgewichen werden muss. Als Folge des Netzengpasses werden demzufolge 5 GW im Norden weniger und, als Kompensation dafür, entsprechende Leistung im Süden mehr bereitgestellt.

Es ist einfach zu erkennen, dass Netzengpässe eindeutig zu mehr variablen Kosten im Kraftwerksbereich führen, da die Bereitstellung der netzknappheitsbedingten 5 GW im Süden in der Nordregion erheblich günstiger möglich wäre. Wie groß diese Kostendifferenz pro Stunde ausfällt, hängt insbesondere davon ab, welche Kraftwerkstechnologien auf Grund des Netzengpasses runtergeregelt oder hochgefahren werden müssen. Wenn beispielsweise eine neu gebaute Erdgas-GuD-Anlage im Norden mit einer modernen Erdgas-GuD-Anlage im Süden ersetzt würde, dann wären die Mehrkosten auf Grund des Netzengpasses eher gering. Im dargestellten Beispiel werden allerdings günstige Steinkohlekraftwerke im Norden sowie moderne GuD-Anlagen abgeschaltet und durch alte Erdgas-GuD-Anlagen im Süden ersetzt, womit die netzknappheitsbedingten Mehrkosten ansteigen.

– In einem **dritten Schritt** können die so unter ökonomischen Gesichtspunkten ermittelten variablen Mehrkosten der Stromerzeugung (zur Beseitigung ei-

nes Engpasses) den Investitionen in die Netzinfrastruktur gegenübergestellt werden, die nötig wären, um denselben Engpass zu beheben (z. B. durch Trassenneubau, Neubeseilung, Bau von Transformatoren, Schaltern, Phasenschiebern und Querreglern). Die grundlegende Entscheidung, ob demnach ein Engpass langfristig über Investitionen oder kurzfristig über die netzknappheitsbedingten Kosten im Erzeugungsbereich finanziert werden sollte, hängt insbesondere davon ab, wie diese beiden Kostenblöcke im Verhältnis zueinander stehen. Es erscheint einleuchtend, dass jeweils die kostengünstigere Alternative gewählt werden sollte (vgl. vorangegangener Abschnitt). Ebendiese Überlegungen erlauben Schlussfolgerungen, inwieweit und bis zu welchem Grad Investitionen in die Übertragungsnetze als sinnvoll zu erachten sind, wobei die nachfolgend genannten grundsätzlichen Kriterien angewendet werden können.



**Bild 3:** Preisbildung ohne Netzrestriktion (links), Wirkungsweise eines kosteneffizienten Netzengpassmanagements (rechts)

Je häufiger, je dauerhafter und je teurer (im Sinne engpassbedingter Mehrkosten im Kraftwerksbereich) sich ein Engpass darstellt, desto eher sollte dieser Engpass behoben werden. Es ist zu beachten, dass dies grundsätzlich auf zwei unterschiedliche Arten geschehen kann. Zum einen können neu zu errichtende Kraftwerke in die Region mit dem Erzeugungdefizit gebaut werden zum anderen können die Übertragungsnetze in diese Region erweitert werden. Auch bezüglich dieser Entscheidung ist jeweils die kostengünstigere Entscheidung zu wählen.

#### 4 Fazit

Die Liberalisierung des Energiesektors im Jahr 1998 führte insbesondere zu äußerst volatilen Rahmenbe-

dingungen, sowohl für die Kraftwerksbetreiber als auch für die Übertragungsnetzbetreiber. Die Auswirkungen des Emissionshandels, die Förderung Erneuerbaren Energien, die Integration der Europäischen Strommärkte und fluktuierende Brennstoffpreise seien nur beispielhaft erwähnt.

Diese sich ständig verändernden Rahmenbedingungen führen zu einer volatilen Struktur der Merit-Order und damit zu einem schwer vorhersehbaren Kraftwerkseinsatz. Damit einhergehend können sich die Lastflüsse in den Übertragungsnetzen erheblich verändern. Eine optimale Netzausbaustrategie muss diesen zukünftigen Unsicherheiten Rechnung tragen.

Aus diesem Grund erscheint es als erstrebenswert, die Bewertung des Übertragungsnetzes, nebst den Sachwerten des Übertragungsnetzes (Investitionskosten, etc.), inklusive eines Flexibilitätswertes vorzunehmen. Dieser Flexibilitätswert richtet sich nach Fähigkeit des Übertragungsnetzes den Kraftwerksbetreibern eine ungehinderte (durch Engpässe ausgelöste) Kraftwerkseinspeisung zu ermöglichen.

Der vorliegende Artikel beschreibt einen möglichen Ansatz, wie dieser Flexibilitätswert des Übertragungsnetzes geschätzt werden kann. Dabei wird zunächst ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ohne Berücksichtigung des Übertragungsnetzes ermittelt. Damit erhält man den gewünschten Einspeisefahrplan der Kraftwerksbetreiber. In einem weiteren Schritt wird der kostengünstigste Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzes (und Engpässen) bestimmt. Aus beiden Analysen ergibt sich eine Differenz der Einspeisefahrpläne aller Kraftwerke sowie durch Netzengpässe erzeugte Mehrkosten im Erzeugungsbereich – und somit einen Flexibilitätswert für ungehindertes Einspeisen der Kraftwerke. Er ist bei der Bewertung anstehender Netzinvestitionen mit zu berücksichtigen.

#### 5 Literatur

- [1] Gatzert: Der neue Entwurf des Zuteilungsgesetzes II – ein „ZuG“ ins Nirgendwo? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/2006.
- [2] dena: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energieagentur (dena), Köln 2005.
- [3] EWI/Prognos: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, Berlin 2007.
- [4] EWI/EEFA: Ökonomische Auswirkungen alternativer Laufzeiten von Kernkraftwerken in Deutschland. Köln, Berlin, Oktober 2005.
- [5] Tirole: The Theory of Industrial Organization Cambridge, Mass. [u.a.]: MIT Press, 1988.