

# ALLOKATIONSSIGNALE FÜR KRAFTWERKE – BEWERTUNGSGRUNDLAGE FÜR EXOGENE ANSÄTZE

Henning Schuster\*, Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen,  
Tel: 0241/80-96711, hs@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

**Kurzfassung:** Im liberalisierten Energiemarkt in Deutschland stellen Netzausbaukosten bei Standortentscheidungen von Kraftwerken nur externe Kosten dar, obwohl der Standort eines Kraftwerks die Netzbelastung und den notwendigen Netzausbau beeinflusst. Stattdessen basieren Standortentscheidungen von Kraftwerken auf ortsabhängigen Erzeugungs- und Investitionskosten. Es besteht eine Abweichung zwischen betriebswirtschaftlich effizienten und gesamtwirtschaftlich effizienten Kraftwerksstandorten.

Um dieses Defizit zu beheben werden Allokationssignale diskutiert. Durch ein Allokationssignal werden bei Standortentscheidungen nicht ausschließlich ortsabhängige Investitions- und Erzeugungskosten, sondern insbesondere auch die Wirkung des Standorts auf Netzbelastung berücksichtigt. Die Internalisierung der Netzkosten kann durch verschiedene Instrumente erreicht werden, bei denen zwei Gruppen unterschieden werden können. Bei **marktendogenen Allokationssignalen** wie Market Splitting, Nodal Pricing oder einem marktbasieren Redispatch werden Anreize zu netzentlastenden Standorten durch ortsabhängige Erlöspotenziale generiert. Bei **exogenen Allokationssignalen** setzt eine exogene Vorgabe von Preis oder Mengen für Erzeugungskapazitäten Anreize zu gesamtwirtschaftlich effizienten Standorten. Allerdings bedarf es bei exogenen Allokationssignalen einer Bewertungsgrundlage zur Parametrierung.

In dieser Veröffentlichung wird ein Verfahren zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Kraftwerksstandorten vorgestellt. Dabei werden die Auswirkungen eines Kraftwerksstandort auf den optimalen Kraftwerks- und Speichereinsatz in einem Betrachtungsgebiet sowie auf die notwendigen Netzausbaumaßnahmen und den Umfang erzeugerseitiger Maßnahmen bei Verletzung technischer Randbedingungen bestimmt. Damit kann das Bewertungsverfahren als Grundlage zur Parametrierung exogener Ansätze von Allokationssignalen dienen.

Die Funktionsweise der entwickelten Methodik wird durch eine vergleichende Bewertung von Standorten für ein Gaskraftwerk in Deutschland verifiziert.

**Keywords:** Allokationssignale, Regulierung, Übertragungsnetz, Redispatch, Marktsimulation

## 1 Problemstellung

Ein Netzbetreiber ist gemäß § 11 Abs. 1, EnWG in Deutschland dazu verpflichtet, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz (...) zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Gemäß § 17 Abs. 1, EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen darüber hinaus „Erzeugungs- und Speicheranlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei, transparent (...) sind.“ Die dabei entstehenden Kosten der Übertragung und Verteilung elektrischer Energien werden über Netzentgelte für Verbraucher sozialisiert.

Kosten zur Verstärkung oder zum Ausbau des elektrischen Netzes werden daher bei einer Standortentscheidung eines Kraftwerks nicht berücksichtigt. Stattdessen basieren Standortentscheidungen im Wesentlichen auf ortsabhängige Erzeugungs- und Investitionskosten des Kraftwerks.

Die Entflechtung von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen im Rahmen der Energiemarktliberalisierung führte somit dazu, dass eine integrierte Kraftwerks- und Netzplanung nicht mehr gewährleistet ist. Allerdings beeinflusst die Kraftwerksallokation, also die regionale Verteilung von Erzeugungskapazitäten, die Gesamtkosten der elektrischen Energieversorgung, welche aus der Summe von Erzeugungskosten (Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten, Betriebskosten von Kraftwerken etc.) und Übertragungskosten (Netzausbaukosten, Verlustkosten, Kosten der Engpassbewirtschaftung etc. ), bestehen.

Um eine Abweichung von betriebswirtschaftlichen und gesamtwirtschaftlichen Kriterien zu verhindern, können sogenannte Allokationssignale Anreize für effiziente Standorte setzen. Dieses geschieht, indem die Kosten zur Verstärkung des Netzes bei Standortentscheidungen internalisiert werden.

Im Folgenden werden verschiedene Arten von Allokationssignalen analysiert und ein Verfahren zur Parametrierung exogener Ansätze vorgestellt.

## 2 Allokationssignale

Die Internalisierung der Übertragungskosten bei Standortentscheidungen durch Allokationssignale durch verschiedene Instrumente erreicht werden, bei denen mit marktendogenen und exogenen Allokationssignalen zwei Gruppen unterschieden werden können.

### 2.1 Marktendogene Allokationssignale

Bei marktendogenen Allokationssignalen wird die Internalisierung der Übertragungskosten bei Standortentscheidungen durch ortsabhängige Erlöspotenziale erzeugt. Zu dieser Kategorie zählen beispielsweise:

- Nodal Pricing
- Market Splitting
- Marktbasierter Redispatch

Unter **Nodal Pricing** wird eine simultane Optimierung von Kraftwerkseinsatz und Netznutzung verstanden. Auf Basis von Angebots- und Nachfragegeboten werden von einer zentralen Clearingstelle Gleichgewichtspreise für jeden Netzknoten bestimmt. Zur Berücksichtigung von Netznebenbedingungen in der Kraftwerkseinsatzplanung und Marktpreisbildung müssen somit Lastflussberechnungen sowie die Abbildung der Netztopologie bei der Berechnung der Preiskomponenten berücksichtigt werden.

Eine allokativer Wirkung, welche bei Standortentscheidungen von Kraftwerken deren Wirkung auf die Netzbelastung internalisiert, wird durch Preisunterschiede zwischen Knotenpreisen erzeugt. Durchschnittspreise an Netzknoten mit einem Lastüberschuss übersteigen die Durchschnittspreise an Netzknoten mit einem Erzeugungsüberschuss. Somit geht von Nodal Pricing ein netzknotenscharfes, marktendogenes Preissignal für Erzeugungs- und Laststandorte aus, bei dem die Wirkung des Standorts auf Übertragungskosten berücksichtigt wird.

Da der Preisbildungsprozess komplex ist und die Preisbildung sehr viele Einflussfaktoren besitzt, ist eine Preisprognose aufwendig. Die allokativer Wirkung ist mit Unsicherheiten behaftet, da Preisprognosen durch mangelnde Transparenz und Komplexität des Systems nur eingeschränkt möglich sind.

Unter einem **Market Splitting** wird im Falle von Engpässen die Aufteilung eines Marktgebietes in mehrere Preiszonen verstanden. Dabei existieren zwischen den Marktgebieten nur begrenzte Austauschkapazitäten, welche implizit oder explizit definiert werden können. Begrenzte Austauschleistungen zwischen Marktgebieten führen zu unterschiedlichen Preisen in den definierten Preiszonen.

Durch Preisunterschiede zwischen Preiszonen entstehen Anreize zur Wahl von Kraftwerksstandorten. In Preiszonen mit einem Lastüberschuss führen hohe Preise dazu, dass Anreize zur Ansiedlung von Kraftwerken entstehen. Es gibt somit Anreize zur Wahl von lastnahen und damit das Übertragungsnetz entlastenden Standorten, allerdings nur in einer geringen regionalen Auflösung von Preiszonen. Diese Wirkung wird sowohl für Erzeugungskapazitäten als auch für Lasten entwickelt. Da sich die Definition von Preiszonengrenzen in Abhängigkeit von Einspeise- und Lastverhalten ändert und da Veränderungen der Netztopologie, beispielsweise durch Netzausbaumaßnahmen, einen Einfluss auf die Preisdifferenz zwischen den Zonen hat, ist die allokativer Wirkung eines Market Splittings mit hohen Unsicherheiten verbunden.

Im direkten Vergleich zum Nodal Pricing sind die Preisdifferenzen eines Market Splitting vom sogenannten Systempreis, dem Preis ohne Netznebenbedingungen, höher. Dieses liegt daran, dass die Netzbelastung im Preisbildungsmechanismus eines Nodal Pricing implizit und damit genauer abgebildet wird als bei einer Definition von Preiszonen [1].

Unter einem **marktbasierten Redispatch** wird eine marktbasierter Vergütung der Beteiligung eines Kraftwerks am Redispatch verstanden. Die technische operationelle Umsetzung entspricht dabei der heutigen Vorgehensweise beim kostenbasierten Ansatz in Deutschland. Allerdings wird erst durch eine marktbasierter Vergütung im Vergleich zum kostenbasierten Ansatz ein Anreiz für Kraftwerksstandorte gesetzt, da ein kostenbasierter Ansatz erlösneutral ist.

Langfristig entstehen durch ortsabhängige Erlöspotenziale Anreize für Kraftwerksstandorte. In Regionen mit Nachfrageüberschuss können durch ein geringeres Angebot an Erzeugungskapazitäten zusätzliche Erlöse durch eine Teilnahme am Redispatch erwirtschaftet werden. Somit entsteht ein Anreiz zu lastnahen und damit netzentlastenden Kraftwerksstandorten. Die allokativen Wirkung besteht allerdings nur für Kraftwerke, die auch am Redispatch teilnehmen. Daneben ist die allokativen Wirkung eines marktbasieren Ansatzes mit hohen Mengenunsicherheiten verbunden, da Redispatch nur als Maßnahme für selten auftretende, temporäre und nicht bei regelmäßig auftretenden, strukturellen Engpässen zweckmäßig ist.

Marktendogene Allokationssignale sind somit nachteilig in Bezug auf die Prognostizierbarkeit und Stärke der allokativen Wirkung [2].

## 2.2 Exogene Allokationssignale

Neben marktendogenen Allokationssignalen können Anreize für gesamtwirtschaftlich effiziente Standorte auch durch eine exogene Vorgabe erreicht werden. Dabei ist entweder die Vorgabe eines ortsabhängigen Einspeiseentgeltes oder ortsabhängiger Einspeisekapazitäten möglich.

- Regional differenzierte Einspeiseentgelte
- Regional differenzierte Einspeisekapazitäten

Unter **regional differenzierten Einspeiseentgelten** werden zeitlich fixierte Tarife für die Einspeisung elektrischer Energie verstanden. Dies führt allerdings nicht zwangsläufig zu einer Kostenbeteiligung der Einspeisung an Netzkosten. Eine regionale Differenzierung von Einspeiseentgelten (horizontale Allokation) kann auch kostenneutral als Bonus/Malus-System ausgestaltet sein.

Neben der Vorgabe eines regional differenzierten Einspeiseentgeltes ist auch die Vorgabe von **regional differenzierten Einspeisekapazitäten** möglich. An gesamtwirtschaftlich effizienten Kraftwerksstandorten kann der Anschluss eines Kraftwerks freigegeben werden.

Die Vorgabe muss zeitlich angepasst werden, da die Entwicklung von Randbedingungen auf Netz- und Erzeugungsseite einen Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Effizienz der Kraftwerksstandorte hat. Darüber hinaus unterscheiden sich effiziente Standorte für verschiedene Erzeugungstechnologien, was bei einer exogenen Vorgabe berücksichtigt werden muss.

Sowohl die Prognostizierbarkeit als auch die Stärke der allokativen Wirkung exogener Ansätze ist parametrierbar. Allerdings ist ein Bewertungsverfahren notwendig, welches die Bestimmung regionaler Unterschiede von Einspeiseentgelten oder die Identifizierung von effizienten Kraftwerksstandorten leistet.

### 3 Bewertung von Kraftwerksstandorten

Die Grundlage eines exogenen Allokationssignals ist die gesamtwirtschaftliche Bewertung eines Kraftwerksstandortes. Diese erlaubt es aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effiziente Standorte zu identifizieren und Anreize zur Wahl eben dieser zu setzen.

Abbildung 3-1 zeigt die Übersicht der Methodik, die eine gesamtwirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksstandorten erlaubt.

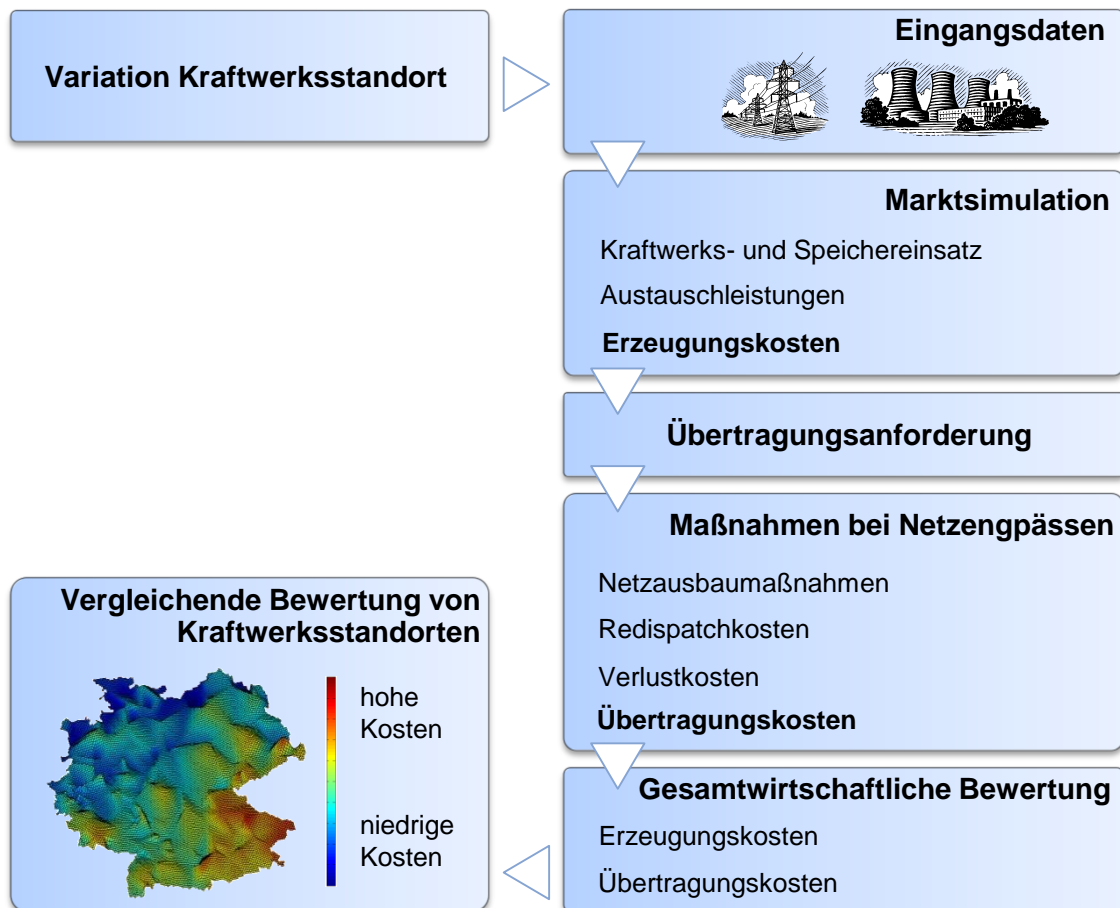


Abbildung 3-1: Methodik zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung von Kraftwerksstandorten

Als Eingangsdaten der Bewertungsmethodik dienen auf Seiten der Erzeugung der thermische Kraftwerkspark, der hydraulische Kraftwerkspark sowie die Allokation und Einspeisezeitreihen dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien. An dieser Stelle wird auf eine Kraftwerksdatenbank des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) zurückgegriffen. Neben der Last ist auf Seiten der Übertragung die Abbildung des Übertragungsnetzes notwendig. Für Untersuchungen kann auf ein Modell des europäischen Übertragungsnetzes am Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft zurückgegriffen werden [3].

Zunächst gilt es durch eine Kraftwerkseinsatzplanung den kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz in Abhängigkeit eines zu bewertenden Kraftwerksstandortes zu

bestimmen. Durch die Anwendung eines am IAEW entwickelten Verfahrens zur Marktsimulation werden dabei technische und zeitkoppelnde Nebenbedingung bei der Optimierung von thermischen Kraftwerken und hydraulischen Systemen berücksichtigt [4].

Ergebnis des Simulationsschrittes sind die **Erzeugungskosten** bei kostenoptimalem Kraftwerkeinsatz in Abhängigkeit eines zu bewertenden Kraftwerksstandorts.

Der Lastfluss bei einem kostenoptimalen Kraftwerks- und Speichereinsatz sowie bei optimalen Austauschleistungen kann es zu Verletzungen technischer Randbedingungen im Übertragungsnetz kommen.

Die Verletzungen technischer Randbedingungen im Übertragungsnetz unterscheiden sich in Höhe und dem zeitlichen Verlauf und sind von dem zu bewertenden Kraftwerksstandort abhängig. Während bei strukturellen Engpässen, die in einem hohen Anteil des betrachteten Zeitraums auftreten, netzseitige Maßnahmen (Verstärkungen der Netztopologie) effizient sind, eignen sich bei temporären Verletzungen von technischen Randbedingungen erzeugetseitige Maßnahmen (Redispatch).

Im Rahmen der Methodik wird für jeden Kraftwerksstandort die kostenoptimale Kombination von erzeuget- und netzseitigen Maßnahmen bei Netzengpässen bestimmt. Damit können die **Übertragungskosten** in Abhängigkeit des zu bewertenden Kraftwerksstandorts determiniert werden. Diese bestehen aus Investitionskosten für Netzausbaumaßnahmen, Kosten für Redispatch sowie Verlustkosten. Die Eignung eines Kraftwerksstandorts zu Behebung von Netzengpässen durch erzeugetseitige Maßnahmen wird dabei berücksichtigt

Somit ist eine gesamtwirtschaftliche Bewertung eines Kraftwerksstandortes möglich. Durch eine Variation des Standorts kann der aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effiziente Kraftwerksstandort bestimmt werden.

### 3.1 Betrachtungsbereich

Der betrachtete Systembereich wird auf Seiten der Erzeugung elektrischer Energie durch den hydrothermischen Kraftwerkspark abgebildet. Dieser umfasst thermische, hydraulische und sonstige Erzeugungsanlagen zur Deckung Nachfrage elektrischer Energie.

Auf Übertragungsseite werden alle technisch relevanten Komponenten des Übertragungsnetzes betrachtet. Diese umfassen alle Stromkreise und Leitungen, Einspeisungen und Lasten der 380-kV- und 220-kV-Netzebene, 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren und - soweit vorhanden - Blindleistungskompensationsanlagen. Netzausbaubedarf in Verteilungsnetzen sowie die Auslegung von Umspannstationen ist nicht Teil der Fragestellung.

### 3.2 Erzeugetseitige Bewertung von Kraftwerksstandorten

Durch einen notwendigen Transport von Primärenergietransport vom Ort der Förderung zum Kraftwerk entstehen Transportkosten. Der Kraftwerksstandort, insbesondere bei Steinkohlekraftwerken, beeinflusst somit die Grenzkosten und damit den Einsatz des Kraftwerks.

Die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen, die Kraftwerksallokation, in einem betrachteten System hat einen Einfluss auf dessen kostenoptimale Erzeugung die damit verbundenen Erzeugungskosten.

Zur Bewertung eines Kraftwerksstandorts sind daher die gesamten Erzeugungskosten in einem zeitlichen Betrachtungsbereich zu berücksichtigen, welche für einen  $n$  Kraftwerke umfassenden Kraftwerkspark in Formel 3.1 dargestellt sind.

$$\dot{K}_{\text{Erzeugung}} = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i \cdot \left( \frac{c_{\text{Brennstoff}}}{\eta_i} + c_{\text{Co2}} \frac{E_i}{\eta_i} \right) + P_i \cdot c_{\text{var}} \quad 3.1$$

### 3.3 Netzseitige Bewertung von Kraftwerksstandorten

Im Rahmen der Bewertungsmethodik wird für jeden zu bewertenden Kraftwerksstandort die kostenoptimale Kombination erzeuger- und netzseitiger Maßnahmen bestimmt. Der methodische Ablauf ist stark vereinfacht in Abbildung 3-2 dargestellt.

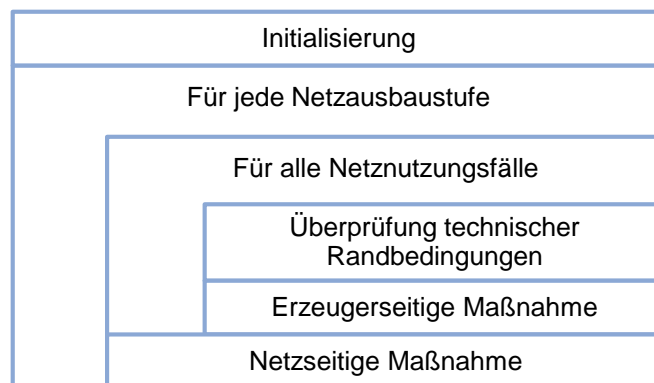


Abbildung 3-2: Methodik zur Bestimmung der kostenoptimalen Kombination erzeuger- und netzseitiger Maßnahmen bei Verletzung technischer Randbedingungen im Übertragungsnetz

Dazu werden zunächst für die betrachtete Netztopologie und Netzbelastung, abgebildet durch Netznutzungsfälle, technische Randbedingungen überprüft. Zu der wichtigsten technischen Randbedingung zählt die thermische Belastung von Betriebsmitteln im (n-1)-Fall.

In der ersten Iteration werden alle Verletzungen technischer Randbedingungen durch erzeugerseitige Eingriffe gelöst. Dabei findet ein am IAEW entwickeltes Verfahren zur Optimierung erzeugerseitiger Maßnahmen bei Netzengpässen Anwendung [5]. Durch die Anpassung der Einspeiseleistung entstehen durch einen nicht optimalen Kraftwerkseinsatz Redispatchkosten  $K^{\text{redispatch}}$ .

Nach Lösung der erzeugerseitigen Eingriffe werden strukturelle Engpässe identifiziert. Dazu werden in einer Bewertungsfunktion die Höhe der Überlastung auf einer Stromtrasse, die Kosten der Netzausbaumaßnahme, die Auswirkung des Ausfalls der zu bewertenden Trasse auf die Überlastung weiterer Trassen sowie die Auswirkung des Ausfalls einer Trasse auf die

Belastung der zu bewertenden Trasse berücksichtigt. Die Trasse mit der so bestimmten höchsten Relevanz für das Übertragungsnetz, also der strukturelle Engpass, wird durch einen zusätzlichen Stromkreis verstärkt.

Der Ausbau des strukturellen Engpasses hat zwei Auswirkungen, wie in Abbildung 3-3 gezeigt ist. Zum einen steigen durch den Ausbau die Investitionskosten  $K^{\text{Netz}}$ , welche sowohl Leitungs- als auch Schaltfeldkosten umfassen. Die Verstärkung der Netztopologie führt aber auch zu einer Reduktion der Notwendigkeit von erzeugerseitigen Eingriffen. Durch den Ausbau eines strukturellen Engpasses ist die Reduktion der Kosten der erzeugerseitigen Maßnahmen deutlich höher als die zusätzlichen Kosten netzseitiger Verstärkungen.

In weiteren Iterationen werden Engpässe durch netzseitige Maßnahmen behoben bis eine Netztopologie erreicht ist, bei der keine Verletzungen technischer Randbedingungen detektiert werden.

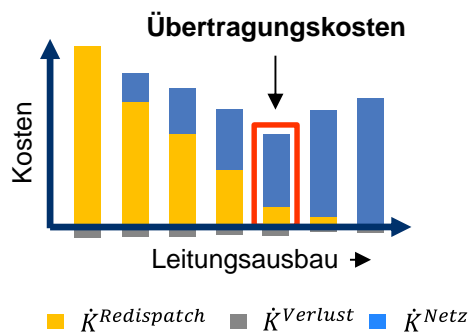


Abbildung 3-3: Übertragungskosten bei der Bewertung von Kraftwerksstandorten

Aus der Menge aller Kombinationen von erzeuger- und netzseitigen Maßnahmen führt eine Kombination zu minimalen Übertragungskosten bestehend aus der Summe von  $K^{\text{redispatch}}$ ,  $K^{\text{Netz}}$  und  $K^{\text{Verlust}}$ .

Sowohl die Höhe als auch die Zusammensetzung der Übertragungskosten ist abhängig vom bewerteten Kraftwerksstandort. So kann der Standort eines Kraftwerks beispielsweise auch besonders zur erzeugerseitigen Lösung von Netzengpässen geeignet sein. Im Rahmen der Methodik wird dieser Umstand berücksichtigt.

### 3.4 Gesamtwirtschaftliche Bewertung

Durch Bewertung der Auswirkung eines Kraftwerksstandorts auf Erzeugung und Übertragungskosten bei einem hohen Detaillierungsgrad in der Modellierung kann eine gesamtwirtschaftliche Bewertung durchgeführt werden.

Ein Vergleich zwischen möglichen Kraftwerksanschlusspunkten ermöglicht die Identifizierung gesamtwirtschaftlich effizienter Standorte.



## 4 Exemplarische Untersuchungen

Im Rahmen einer exemplarischen Untersuchung wird die vorgestellte Bewertungsmethodik angewendet.

Dafür wird zunächst das energiewirtschaftliche Szenario vorgestellt, auf dessen Basis die Untersuchungen durchgeführt werden. Im Anschluss wird exemplarisch die Auswirkung des Standorts eines Gaskraftwerks auf Übertragungskosten untersucht.

### 4.1 Energiewirtschaftliches Szenario

Im Rahmen der Untersuchung wird der deutsche Systembereich betrachtet. Die installierten Kapazitäten basieren auf der BMU „Leitstudie 2010“ für das Jahr 2020 und sind in Abbildung 4-1 dargestellt [5].

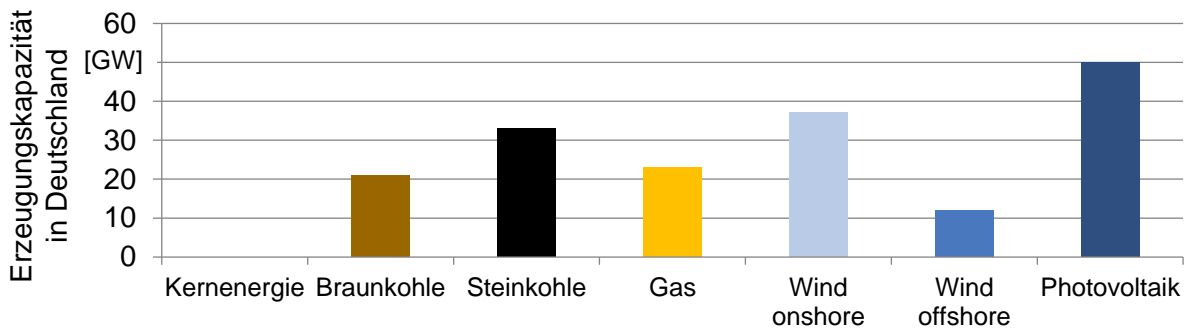


Abbildung 4-1: Installierte Erzeugungskapazitäten in Deutschland 2020

Für die Untersuchung wird ein Kernenergieausstieg in Deutschland angenommen.

### 4.2 Ergebnisse der Standortvariation eines Gaskraftwerks

Der Standort eines Gaskraftwerks mit einer installierten Erzeugungskapazität von 800 MW wird variiert. Für jeden möglichen Standort wird eine Bewertung mit oben genannter durchgeführt. Dabei werden keine ortsabhängigen Grenzkosten des Gaskraftwerks angenommen, so dass die Variation der Kraftwerksanschlussknotens keinen Einfluss auf die Erzeugungskosten hat.

Allerdings sind die in Abschnitt 3.3 dargestellten Übertragungskosten abhängig vom Standort des Kraftwerks. Im Vergleich zu einer Referenz ohne das zusätzliche Kraftwerk können in Abbildung 4-2 Standorte identifiziert werden, an denen der Kraftwerksanschluss zu geringeren Übertragungskosten führt, da durch die Einspeisung des Kraftwerks die Netzbelastung reduziert wird und das Kraftwerk durch dessen Standort für erzeugerseitige Maßnahmen bei Netzengpässen geeignet ist. Im Gegensatz dazu können Kraftwerksstandorte identifiziert werden, an denen der Kraftwerksanschluss zu höheren Kosten als im Referenzszenario führt.

Die regionale Verteilung der Netzkosten wird in Abbildung 4-2 gezeigt. Es wird deutlich, dass vor allem der Kraftwerksanschluss in Süd- und Westdeutschland aus Netzsicht effizient ist.

Als besonders geeignet zeigen sich Netzknoten im Szenario stillgelegter Kernkraftwerke in Süd-/Westdeutschland.

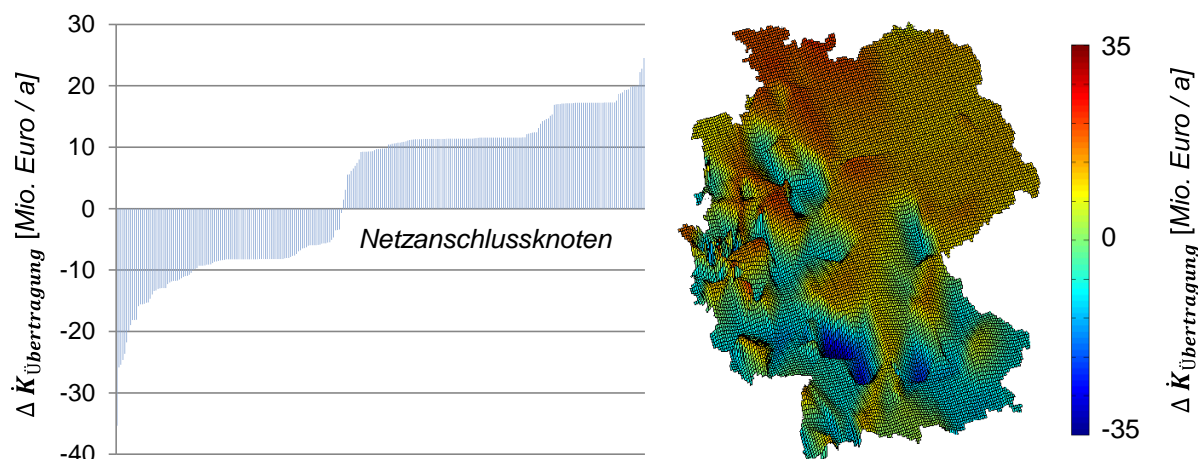


Abbildung 4-2: Übertragungskosten bei Standortvariation eines Gaskraftwerks in Deutschland

Die Zusammensetzung der Übertragungskosten variiert mit dem Kraftwerksstandort. An Standorten in Süddeutschland ist der Anteil der Kosten erzeugerseitigen Maßnahmen an den optimalen Übertragungskosten höher als bei einem Anschluss in Norddeutschland.

## 5 Literatur

- [1] Bjørndal, W.; Jørnsten K., Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market, The Energy Journal, 2001, 22. Jg., Heft 1, S. 51-73
- [2] Hadusch, S., Buijs, P., Belmanns, R.: Locational Signals In Electricity Market Design: Do They really Matter?, 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), Zagreb, 2011
- [3] Hermes, R.; Ringelband, T.; Prousch, S.; Haubrich, H.-J., Netzmodelle auf öffentlich zugänglicher Datenbasis, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Band 59 (2009), Heft 1/2, S. 76 - 78
- [4] Mirbach, T., Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im euro-päischen Strommarkt, Dissertation RWTH Aachen, ABEV Bd. 128, Klinkenberg Verlag, Aachen 2009
- [5] Linnemann, C; Echternacht, D; Breuer, C.; Moser, A., Modeling Optimal Redispatch for the European Transmission Grid, Proceedings of the IEEE Powertech 2011, Trondheim, Norway
- [6] Bundesministerium für Umwelt (BMU): BMU Leitstudie 2010, Berlin, 2010