

# Working Paper

Räumliche Preissignale für fossile Kraftwerke

Öko-Institut Working Paper 1/2016

Hauke Hermann, Moritz Vogel, Franziska Flachsbarth



**Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.**

**Geschäftsstelle Freiburg / Freiburg Head Office**

Postfach / P.O. Box 17 71

79017 Freiburg. Deutschland / Germany

Tel.: +49 761 45295-0

Fax: +49 761 45295-288

**Büro Darmstadt / Darmstadt Office**

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt. Deutschland / Germany

Tel.: +49 6151 8191-0

Fax: +49 6151 8191-133

**Büro Berlin / Berlin Office**

Schicklerstraße 5-7

10179 Berlin. Deutschland / Germany

Tel.: +49 30 405085-0

Fax: +49 30 405085-388

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)

[www.oeko.de](http://www.oeko.de)

## Working Paper

### Räumliche Preissignale für fossile Kraftwerke

Hauke Hermann, Moritz Vogel, Franziska Flachsbarth

Working Paper 1/2016 Öko-Institut e.V. / Oeko-Institut e.V.

Juli 2016

Download: [www.oeko.de/oekodoc/2603/2016-609-de.pdf](http://www.oeko.de/oekodoc/2603/2016-609-de.pdf)

Erstellt im Rahmen des Projektes EE-Netze, gefördert durch die Stiftung Mercator



Dieses Werk bzw. Inhalt steht unter einer Creative Commons Namensnennung, Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 Lizenz. Öko-Institut e.V. 2016

This work is licensed under Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0. Oeko-Institut e.V. 2016

---

Die Working Paper Series des Öko-Instituts ist eine Sammlung wissenschaftlicher Beiträge aus der Forschungsarbeit des Öko-Instituts e.V. Sie präsentieren und diskutieren innovative Ansätze und Positionen der aktuellen Nachhaltigkeitsforschung. Die Serie ist offen für Arbeiten von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern aus anderen Forschungseinrichtungen. Die einzelnen Working Paper entstehen in einem sorgfältigen wissenschaftlichen Prozess ohne externes Peer Review.

Oeko-Institut's Working Paper Series is a collection of research articles written within the scope of the institute's research activities. The articles present and discuss innovative approaches and positions of current sustainability research. The series is open to work from researchers of other institutions. The Working Papers are produced in a scrupulous scientific process without external peer reviews.



## Zusammenfassung

In der aktuellen energiepolitischen Debatte wird regelmäßig darauf verwiesen, dass der Ausbau der Netze mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht Schritt hält und deshalb der Ausbau der erneuerbaren Energien gedrosselt werden sollte. Als Indikator für die fehlende Aufnahmekapazität der Netze wird regelmäßig der Anstieg der Redispatch-Kosten angeführt.

Zwar wird der Redispatchbedarf durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erhöht, das tieferliegende Problem ist aber, dass das Stromnetz im aktuellen Strommarktdesign als engpassfreie „Kupferplatte“ betrachtet wird. Diese Annahme entspricht aber nicht der Realität. Denn Redispatch tritt immer dann auf, wenn am Spotmarkt ein Kraftwerkseinsatz ermittelt wurde, der einen Stromtransportbedarf nach sich zieht, der physikalisch vom Stromnetz nicht bewältigt werden kann.

Würde der Betrieb von fossilen Kraftwerken in Norddeutschland optimiert, könnten die Redispatchkosten deutlich gesenkt werden. Es werden Anreize benötigt, dass fossile Kraftwerke ihre Produktion reduzieren, wenn die Netze in Norddeutschland durch die Stromeinspeisung von Windkraftanlagen bereits hoch ausgelastet werden.

Deshalb wird eine Weiterentwicklung des Spotmarktes empfohlen. Zukünftig sollten räumlicher Preissignale berücksichtigt werden. Regionale Preissignale können auf unterschiedliche Art in den Strommarkt integriert werden. Als interessante Optionen werden die Einführung von **Preiszon**en und die Einführung von **Einspeiseentgelten** betrachtet. Preiszonen werden politisch als nachteilig eingeschätzt, weil sie zu höheren Spotpreisen in Süddeutschland führen. Deshalb könnte die Einführung von Einspeiseentgelten für fossile Kraftwerke in Norddeutschland eine interessante Option darstellen.

Kernidee des Einspeiseentgeltes ist es, dass fossile Kraftwerke in Norddeutschland einen Anreiz erhalten dann weniger Strom einzuspeisen, wenn die Netze für den Stromtransport von Windstrom benötigt werden. Onshore-Windkraftanlagen erreichen aktuell Volllaststunden, die einer Auslastung von etwa 25% entsprechen. Als Arbeitshypothese wird unterstellt, dass fossile Kraftwerke dann Einspeiseentgelte bezahlen müssen, wenn ihre Auslastung 75% übersteigt (entspricht ~6500 Vollbenutzungsstunden). Alternativ könnte überlegt werden, dass das Einspeiseentgelt erst dann von fossilen Kraftwerken bezahlt werden muss, wenn die Einspeisung von Windkraftanlagen in Norddeutschland einen gewissen Schwellenwert überschreitet. Für die genauere Parametrisierung eines Einspeiseentgeltes besteht weiterer Forschungsbedarf.

Die Erlöse aus den Einspeiseentgelten können genutzt werden, um die Netznutzungsentgelte zu senken.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b>	<b>5</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>9</b>
<b>1. Hintergrund und Einordnung</b>	<b>11</b>
<b>2. Aktueller Stand – Redispatch</b>	<b>11</b>
2.1. Definition Redispatch	11
2.2. Historische Entwicklung Redispatch	12
2.3. Hintergründe und Treiber für Redispatch	13
<b>3. Instrumentendiskussion</b>	<b>17</b>
3.1. Einleitung	17
3.2. Preiszonen	17
3.3. Einspeiseentgelte	18
<b>4. Fazit</b>	<b>19</b>
<b>5. Quellen</b>	<b>20</b>
5.1. Datenquellen	20
5.2. Literaturverzeichnis	20
<b>6. Anhang: Kosten der Stromübertragung</b>	<b>21</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Windenergieeinspeisung und Redispatch, 2015	13
Abbildung 2-2:	Redispatch und Netto-Exporte nach Frankreich, in die Schweiz und nach Österreich, 2015	15
Abbildung 2-3:	Redispatch und Braunkohlekraftwerkseinspeisung in der 50 Hertz Regelzone	16

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Redispatch nach § 13.1. EnWG in den Jahren 2013 bis 2016 nach Energieträgern	12
Tabelle 6-1:	Kostenpositionen der Gleichstrom- und Wechselstromtechnologie	21



## 1. Hintergrund und Einordnung

In der aktuellen energiepolitischen Debatte wird regelmäßig darauf verwiesen, dass der Ausbau der Netze mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien nicht Schritt hält und deshalb der Ausbau der erneuerbaren Energien gedrosselt werden sollte. Als Indikator für die fehlende Aufnahmekapazität der Netze wird regelmäßig der Anstieg der Redispatch-Kosten angeführt.

Ziel dieses Papiers ist es die Funktionsweise und die Hintergründe für den steigenden Redispatchbedarf in Deutschland zu erläutern (Kapitel 2). Redispatch tritt immer dann auf, wenn am Spotmarkt ein Kraftwerkseinsatz ermittelt wurde, der einen Stromtransportbedarf nach sich zieht, der physikalisch vom Stromnetz nicht bewältigt werden kann.

Dies ist ein Problem, das unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien auftritt. Der Redispatchbedarf wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zwar erhöht. Das Kernproblem ist aber, dass das Stromnetz im aktuellen Strommarktdesign als engpassfreie „Kupferplatte“ betrachtet wird. Diese Annahme entspricht aber nicht der Realität.

Deshalb werden die Redispatchkosten langfristig nur gesenkt werden können, wenn das Marktdesign an dieser Stelle verbessert wird. Netzausbau ist auch wichtig, um die Redispatchkosten zu senken. Vor dem Hintergrund des schleppenden Netzausbaus - bei gleichzeitigem kontinuierlichem Ausbau der erneuerbaren Energien - erscheint es aber eher unrealistisch, dass die Redispatchkosten durch Netzausbau allein gesenkt werden können. Deshalb werden im Kapitel 3 die Vor- und Nachteile von zwei Optionen zur Implementierung von regionalen Preissignalen (Preis-zonen und Einspeiseentgelte) diskutiert.

## 2. Aktueller Stand – Redispatch

### 2.1. Definition Redispatch

Zur Engpassbehebung kommt als Steuerungsmechanismus des Kraftwerkseinsatzes Redispatch zum Einsatz: Kraftwerke, die einen Engpass verursachen, werden aufgefordert, ihre Einspeisemenge zu reduzieren (negativer Redispatch). Zum Ausgleich des daraus entstehenden Erzeugungsdefizites werden Kraftwerke an einem netzdienlicheren Ort angefragt, eine Einspeisung vorzunehmen bzw. ihre Einspeisemenge entsprechend zu erhöhen (positiver Redispatch). Den Kraftwerksbetreibern werden die Kosten erstattet, wenn sie ihre Einspeisemenge erhöhen. Kraftwerke, die durch Redispatch abgeregelt werden, können ihre Spotmarkterlöse behalten, müssen den Übertragungsnetzbetreibern aber die Einsparungen erstatten, die sie durch den Redispatch haben (z.B. eingesparte Brennstoffkosten). Über den Umfang der sachgerechten Kostenerstattungen wurde in den vergangenen Jahren kontrovers diskutiert. Am 28.04.2015 urteilte das Oberlandesgericht Düsseldorf, dass nicht nur Aufwendungen für Redispatch zu erstatten sind, sondern eine angemessene Vergütung zu zahlen sei (z.B. Erstattung eines Teil der Gemeinkosten und Erstattung entgangener Gewinne). Bisher wurde ein Leistungsanteil nur erstattet, wenn Redispatch mehr als 10% der Einspeisemenge eines Kraftwerks ausmachte. Dieser Schwellenwert muss tendenziell abgesenkt werden (Bundesnetzagentur 2015a). Ansteigende Kosten für Redispatch sind also auch auf höhere Vergütungsansprüche der Kraftwerksbetreiber zurückzuführen und nicht allein auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen.

## 2.2. Historische Entwicklung Redispatch

Tabelle 2-1 zeigt den Umfang des Redispatches nach Brennstoffen differenziert.<sup>1</sup> Kraftwerke, die durch Redispatch abgeregelt werden, sind in der Regel Braunkohlekraftwerke. Während in den Jahren 2013 und 2014 noch etwa 1,5 TWh Braunkohlestrom abgeregelt werden musste, ist dieser Wert auf über 5 TWh im Jahr 2015 angestiegen (dies entspricht etwa 4% der bundesweiten Stromerzeugung aus Braunkohlekraftwerken). Steinkohlekraftwerke werden nur selten abgeregelt (nur 0,3 TWh in der nördlichen Hälfte Deutschlands im Jahr 2015). Zum Ausgleich des Erzeugungsdefizits werden in der südlichen Hälfte Deutschlands hauptsächlich Steinkohlekraftwerke, aber auch Erdgaskraftwerke, eingesetzt.

In den letzten Jahren ist der Redispatchbedarf angestiegen. Am 17.12.2015 konnte die Thüringer Strombrücke fertiggestellt werden.<sup>2</sup> Dies reduziert den Redispatchbedarf. Die vorliegenden Daten für den Redispatch im bisherigen Verlauf des Jahres 2016 deuten darauf hin, dass der Redispatchbedarf im Jahr 2016 im Vergleich zum Jahr 2015 leicht sinken könnte.

**Tabelle 2-1: Redispatch nach § 13.1. EnWG in den Jahren 2013 bis 2016 nach Energieträgern**

	Braunkohle	Steinkohle Nord	Steinkohle Süd	Erdgas & Sonstige
	TWh			
2013	-1,6	0,0	0,3	1,2
2014	-1,4	0,1	0,6	0,5
2015	-5,3	-0,3	1,5	1,0
2016	-1,7	0,0	0,3	0,2
2016 skaliert	-4,6	0,1	0,8	0,5

Quelle: Netztransparenz.de

Anmerkung: Daten für 2013 liegen ab April 2013 vor. Die Werte für die Monate Januar bis März 2013 wurden mit den Werten von Oktober bis Dezember 2013 hochgerechnet.

Daten für 2016 liegen bis 18. Mai vor. Für die Skalierung des Gesamtjahres 2016 wurde die durchschnittliche Redispatchmenge von 01. Januar bis 18. Mai fortgeschrieben.

Zu den Kosten von Redispatch liegen keine transparenten Angaben vor. Die Bundesnetzagentur (2015b) gibt für das erste Halbjahr 2015 ein Redispatchvolumen von 2,6 TWh und Kosten von 266 Mio. € an. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass in diesen Kosten nicht nur Redispatchkosten, sondern noch weitere Kosten enthalten sind. Dazu Bundesnetzagentur (2015b):

*„Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und MRAs. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten „..“ ist daher aktuell nicht möglich.“*

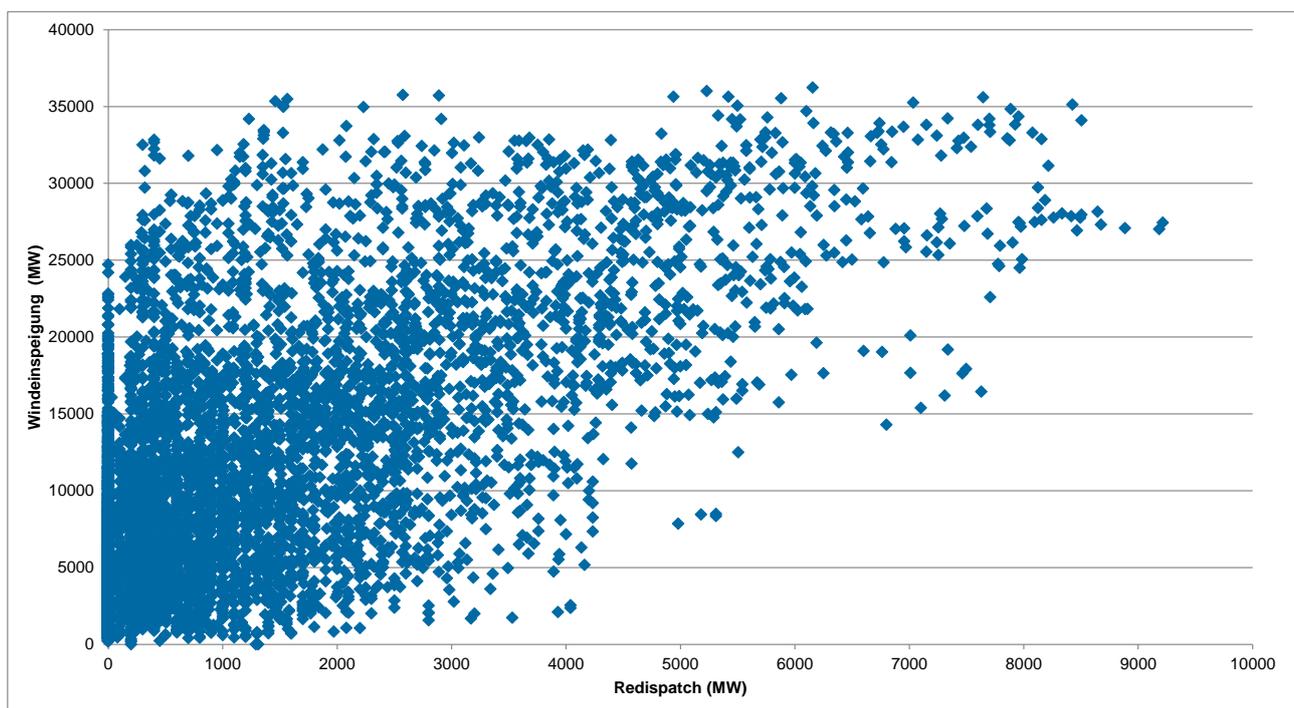
<sup>1</sup> Für diese Auswertung wurden die Redispatchdaten, die unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) veröffentlicht werden, mit der Kraftwerksdatenbank des Öko-Instituts verschnitten, um eine Differenzierung nach Brennstoffen zu ermöglichen. Für Steinkohlekraftwerke wurde auch berücksichtigt, ob die Kraftwerke nördlich oder südlich der Linie Frankfurt (Main) stehen.

<sup>2</sup> <http://www.50hertz.com/de/Netzausbau/Projekte/Suedwest-Kuppelleitung>

### 2.3. Hintergründe und Treiber für Redispatch

Historisch gab es gute Gründe für die „Kupferplatte“. So konnte zu Beginn der Liberalisierung, als die Liquidität an den Börsen noch niedrig war, der Wettbewerb am Spotmarkt und am Terminmarkt sichergestellt werden.<sup>3</sup> Seit der Liberalisierung um die Jahrtausendwende sind aber mehr als 15 Jahre vergangen und das deutsche Stromsystem hat sich massiv gewandelt. Aus verschiedensten Gründen steigt der Transportbedarf im Stromnetz von Nord nach Süd. Ein wichtiger Aspekt ist hier der Ausbau der Windenergie (die Stromproduktion aus Windenergie betrug im Jahr 2015 88 TWh). Abbildung 2-1 zeigt den Zusammenhang zwischen Windenergieeinspeisung in Deutschland und Redispatch in der 50 Hertz Regelzone. Tendenziell ergibt sich ein hoher Redispatchbedarf, wenn die Windenergieeinspeisung hoch ist.

Abbildung 2-1: Windenergieeinspeisung und Redispatch, 2015



Quelle: Agora-Meter, §13.1 Maßnahmen in der Regelzone von 50 Hertz

<sup>3</sup> Zur Liberalisierung des Strommarktes war es sinnvoll, ein engpassfreies Übertragungsnetz zu unterstellen. Die Einführung der Strombörse geschah unter Marktbedingungen, in denen eine hohe Marktkonzentration vorherrschte. Die geringe Liquidität an den Börsen musste überwunden werden. Durch die Verflechtung von Netz- und Kraftwerksbetreibern bestand vor Zeiten der Liberalisierung ein unternehmerischer Anreiz, Übertragungsverluste zu minimieren, so dass der historische konventionelle Kraftwerkspark verbrauchsnahe situiert ist. Der innerdeutsche Leistungstransport war somit unbedeutend, und auch der europäische Stromaustausch war vernachlässigbar. Die wesentliche Aufgabe des Übertragungsnetzes bestand in der Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit. Mittlerweile besteht auf dem Spot- und dem kurzfristigen Terminmarkt deutlich mehr Liquidität. Dies ist auch auf den gestiegenen Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien zurückzuführen, der hauptsächlich am Spotmarkt gehandelt wird. Einen weiteren Beitrag zum Abbau der Marktkonzentration leistete der Ausbau des europäischen Binnenmarktes (Marktkopplung).

Die Windenergie ist aber nicht der einzige Faktor, der zu einem steigenden Transportbedarf führt:

- Neue Kohlekraftwerke werden aufgrund der geringeren Transportkosten<sup>4</sup> vornehmlich in Norddeutschland errichtet. Von den in den letzten 5 Jahren neu in Betrieb genommenen Neubaukraftwerken in Höhe von 10 GW<sup>5</sup> an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken befinden sich nur die Neubauvorhaben Mannheim und Karlsruhe (1,7 GW Steinkohleleistung) im süddeutschen Raum (nur ~20%). Zur Einordnung: Wenn 5 GW neuer Steinkohlekraftwerke nicht in Norddeutschland, sondern in Süddeutschland errichtet worden wären, hätte der Transportbedarf um 35 TWh gesenkt werden können (berechnet mit 7000 Vbh).
- Historisch bedingt war die installierte Leistung der Kernkraftwerke in Süddeutschland größer als in Norddeutschland. Aktuell sind noch fünf Kernkraftwerke in Süddeutschland mit einer Leistung von etwa 7 GW in Betrieb. Mit 7000 Vbh fallen in den nächsten Jahren 49 TWh Erzeugung in Süddeutschland weg.
- Deutschland ist aufgrund seiner Lage ein Strom-Transitland. Strom wird insbesondere von Nord-Osteuropa nach Südeuropa transportiert. Im Jahr 2015 wurden netto 50 TWh Strom in die südlichen Nachbarländer (Luxemburg, Frankreich, Schweiz und Österreich) exportiert.

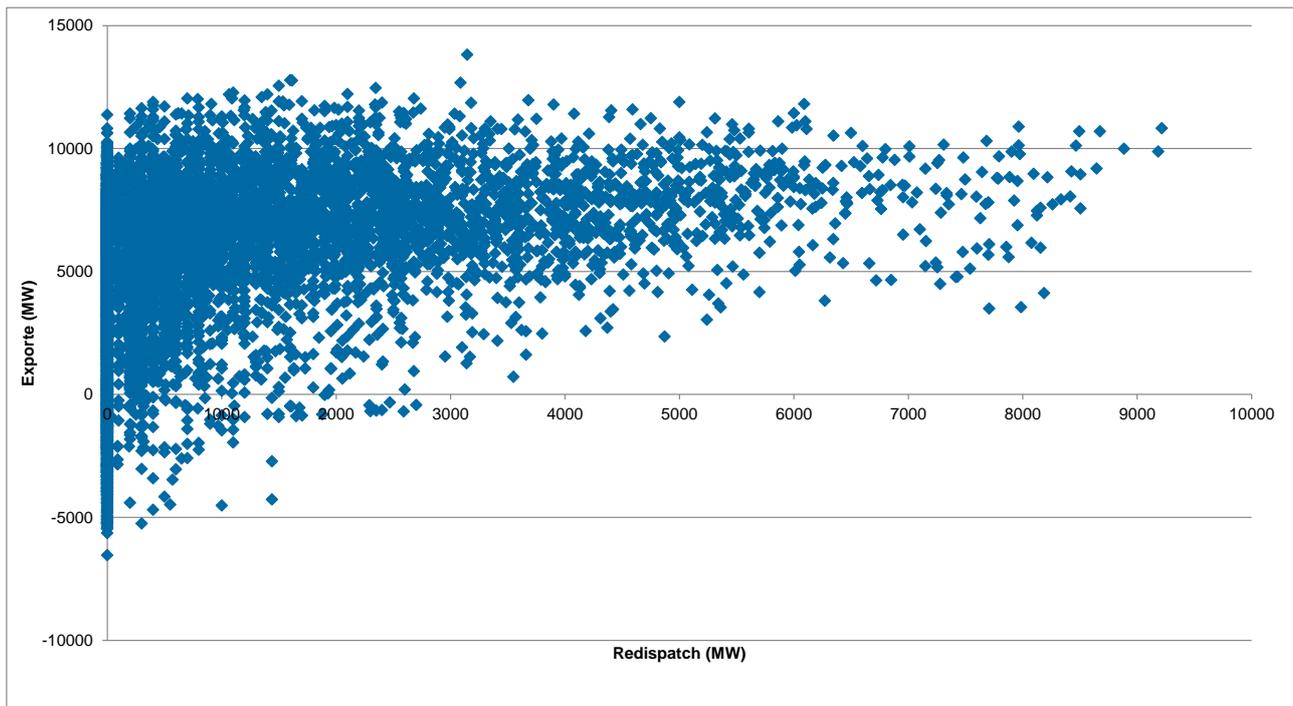
---

<sup>4</sup> Die geringeren Transportkosten für Steinkohlekraftwerke in Norddeutschland werden durch die Nähe zu Hafenstädten verursacht, da vornehmlich Importsteinkohle als Brennstoff eingesetzt wird. Braunkohle lässt sich aufgrund der geringen Energiedichte nicht kosteneffizient transportieren, so dass Braunkohlekraftwerke an Braunkohlerevieren liegen.

<sup>5</sup> 7,2 GW Steinkohle (ohne Westfalen D) und 2,7 GW Braunkohle.

Abbildung 2-2 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Exporten und Redispatch. Immer wenn in der 50 Hertz-Regelzone mehr als 3.000 MW Redispatch notwendig war, hat Deutschland Strom in die südlichen Nachbarstaaten exportiert. Oft übertrafen die Exporte mit 5.000 bis 10.000 MW den Redispatch-Bedarf deutlich. Wenn die Exporte geringer gewesen wären, hätte auch der Redispatch-Bedarf reduziert werden können.

**Abbildung 2-2: Redispatch und Netto-Exporte nach Frankreich, in die Schweiz und nach Österreich, 2015**

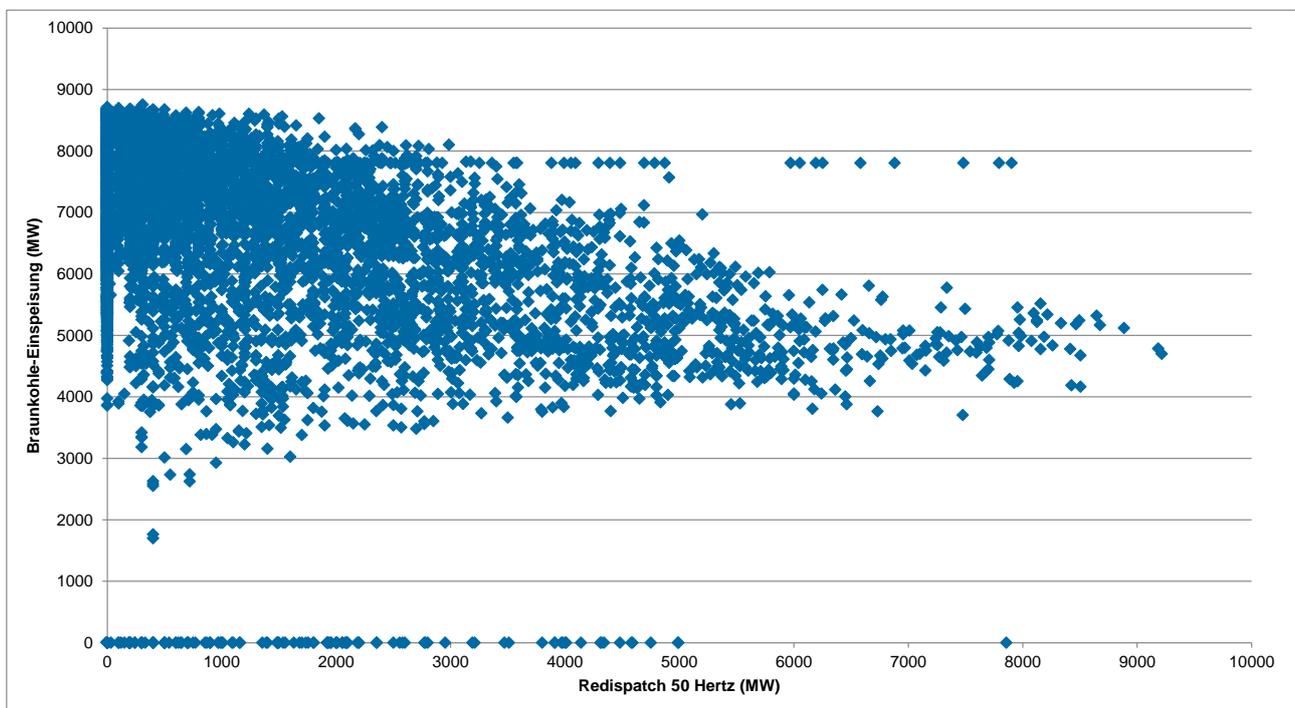


Quelle: Agora-Meter, §13.1 Maßnahmen in der Regelzone von 50 Hertz

Abbildung 2-3 zeigt die Daten der Braunkohlekraftwerkseinspeisung in der 50-Hertz Regelzone und den Redispatch-Bedarf in der 50-Hertz Regelzone. Grundsätzlich zeigt sich, dass die Einspeisung der Braunkohlekraftwerke dann am höchsten ist, wenn der Redispatch-Bedarf niedrig ist. Das ist nachvollziehbar, weil Braunkohlekraftwerke durch Redispatch heruntergeregelt werden, um die Netzengpässe zu reduzieren.

Es wird aber auch deutlich, dass bei einem hohen Redispatch-Bedarf von über 5.000 MW, immer noch Braunkohlekraftwerke mit signifikanter Einspeisekapazität um 5.000 MW einspeisen. Wenn es ökonomische Anreize für Braunkohlekraftwerke gäbe bei hoher Windenergieeinspeisung nicht zu produzieren, könnte der Bedarf an Redispatch deutlich reduziert werden.

**Abbildung 2-3: Redispatch und Braunkohlekraftwerkseinspeisung in der 50 Hertz Regelzone**



Quelle: [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de), EntsoE

### 3. Instrumentendiskussion

#### 3.1. Einleitung

Im Grünbuch des BMWi wird das Ziel definiert, die einheitliche deutsche Preiszone zu erhalten (BMW 2014). Als zentrales Mittel dafür wird der Netzausbau genannt. Am 23. September 2015 hat ACER die Aufteilung der bisher gemeinsamen deutsch/österreichischen Preiszone empfohlen (Bundesnetzagentur und E-Control 23.09.2015).<sup>6</sup> Die Monopolkommission hat sich im Oktober 2015 ebenfalls zu räumlichen Preissignalen geäußert und in einem Gutachten Einspeiseentgelte vorgeschlagen (Monopolkommission 2015). Grundsätzlich ist somit zu beobachten, dass die Debatte um die Berücksichtigung räumlicher Preissignale wichtiger wird. Gleichzeitig äußern viele Stakeholder den Wunsch, die einheitliche deutsche Preiszone zu erhalten (vergleiche z.B. DIW 2015). Im Mai 2016 hat die europäische Kommission die Aufteilung der deutsch/österreichischen Preiszone gefordert.<sup>7</sup> In diesem Kapitel sollen die Charakteristika der zwei meist diskutierten Lösungsoptionen – Preiszonen und Einspeiseentgelte – vorgestellt und gegeneinander abgewogen werden.

#### 3.2. Preiszonen

Die Einführung von Preiszonen bedeutet, dass das bisher gemeinsame Marktgebiet von Deutschland und Österreich aufgeteilt wird, so dass durch die Marktmechanismen in jeder Zone ein dem Marktgebiet entsprechendes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage und somit ein individueller Strompreis entsteht. Diese Lösungsoption wird bereits in Norwegen, Schweden und Italien angewendet. Ein Vorteil dieses Mechanismus besteht darin, dass er sich bereits in der Praxis bewährt hat. Er ähnelt dem zwischen den europäischen Ländern angewendeten Market-Coupling und wird in den o.g. Ländern teilweise seit einem Jahrzehnt angewendet.

Damit Preiszonen ein wirkungsvolles Instrument darstellen, um Netzengpässe zu „bewirtschaften“, sollten sich Preiszonen an bestehenden Netzengpässen orientieren. Die Einführung von zwei Preiszonen wurde u.a. von Egerer et. al. (2015) untersucht. Für das modellierte Jahr 2015 ergeben sich die folgenden Ergebnisse:

- Auch bei einer Einführung von zwei Preiszonen in Deutschland auf der Höhe von Frankfurt (Main), würden sich in über 80% der Stunden eines Jahres die gleichen Strompreise in beiden Zonen einstellen;
- Nur in etwa 1500 Stunden pro Jahr reicht die Übertragungskapazität von der nördlichen Preiszone in die südliche Preiszone nicht aus. Dann stellt sich in Süddeutschland ein um etwa 10 €/MWh höherer Strompreis ein als in Norddeutschland. Dies ist insbesondere in Zeiten hoher EE-Einspeisung aus Windenergieanlagen der Fall.

Ein relevanter Nachteil von Preiszonen ist verteilungspolitischer Natur. Bei Einführung der zwei Preiszonen würde der Strompreis in Süddeutschland leicht ansteigen, so dass Konsumenten in Süddeutschland gegenüber denen in Norddeutschland eine wohnortbezogene Benachteiligung erfahren. Diese höheren Strompreise können teilweise abgefedert werden, wenn die „congestion rent“ an die Stromverbraucher in Süddeutschland umverteilt wird.<sup>8</sup> Außerdem wäre denkbar die

<sup>6</sup> Nach Angaben von Bundesnetzagentur und E-Control (23.09.2015) wäre eine Aufteilung der beiden Preiszonen frühestens ab Winter 2018/2019 möglich.

<sup>7</sup> <http://www.welt.de/wirtschaft/article155773887/EU-will-Deutschland-in-zwei-Strompreiszonen-teilen.html>

<sup>8</sup> Als „congestion rent“ werden die Erlöse der Strombörse oder der Übertragungsnetzbetreiber bezeichnet, die durch den Verkauf von Strom von der Niedrigpreiszone in die Hochpreiszone entstehen. Für eine detailliertere Analyse möglicher Verteilungseffekte vergleiche Egerer et al. 2015.

Netznutzungsentgelte für die Stromverbraucher so zu differenzieren, dass die höheren Strompreise in Süddeutschland ausgeglichen werden.

### 3.3. Einspeiseentgelte

Die Netznutzungsgebühren werden aktuell direkt auf die Endverbraucher umgelegt. Bisher zahlen Kraftwerksbetreiber nicht für die Einspeisung ins Übertragungsnetz. Um den Kraftwerkseinsatz zu optimieren, könnten Einspeiseentgelte (G-Komponente) festgelegt werden. Kernidee des Einspeiseentgeltes ist es, dass fossile Kraftwerke in Norddeutschland einen Anreiz erhalten dann weniger Strom einzuspeisen, wenn die Netze für den Stromtransport von Windstrom benötigt werden. Onshore-Windkraftanlagen erreichen aktuell Volllaststunden, die einer Auslastung von etwa 25% entsprechen. Offshore-Windkraftanlagen erreichen eine Auslastung von um 50%. Als Arbeitshypothese wird unterstellt, dass die Kraftwerke dann Einspeiseentgelte bezahlen müssen, wenn ihre Auslastung 75% übersteigt (entspricht ~6500 VBh). Alternativ könnte überlegt werden, dass das Einspeiseentgelt erst dann von fossilen Kraftwerken bezahlt werden muss, wenn die Einspeisung von Windkraftanlagen in Norddeutschland einen gewissen Schwellenwert überschreitet. Für die genauere Parametrisierung eines Einspeiseentgeltes besteht weiterer Forschungsbedarf.

Da ein Engpass zwischen Nord und Süd vornehmlich in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung auftritt, handelt es sich bei den Stunden, die mit einem Einspeiseentgelt zusätzlich belastet werden sollen, um Stunden mit einem tendenziell geringen Strompreis und somit mit geringen Gewinnen aus der Betreiberperspektive. Steht ein Kraftwerksbetreiber vor der Entscheidung, seine Einspeisung auf 75% der Stunden zu reduzieren, wird er versuchen, auf die Stunden mit geringen Deckungsbeiträgen zu verzichten. Obwohl er eine begrenzte Voraussicht hat und unter Unsicherheit handelt, ist das vorgeschlagene Instrument so beschaffen, dass es tendenziell auf die erwünschten Stunden einwirkt.

Die Höhe des Einspeiseentgeltes und die Auslastung, ab der das Einspeiseentgelt gezahlt werden muss, sollte administrativ festgelegt und regelmäßig angepasst werden. Langfristig könnte angestrebt werden, dass die Einspeiseentgelte den Grenzkosten des Netzausbaus entsprechen (dann müssten die Einspeiseentgelte langfristig auf Werte um 20 €/MWh steigen, vergleiche den Anhang). Die Erlöse aus den Einspeiseentgelten können genutzt werden, um die Netznutzungsentgelte zu senken.<sup>9</sup>

Das Einspeiseentgelt birgt den weiteren Vorteil, dass Gaskraftwerke, die hauptsächlich dann Strom einspeisen, wenn die Einspeisung aus erneuerbaren Energien niedrig und das Netz wenig ausgelastet ist, an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen, da sie von den Einspeiseentgelten aufgrund der geringen Nutzungsstunden nicht beeinträchtigt werden. In Bezug auf den Betrieb von Steinkohlekraftwerken wird die Einführung dieses Steuerungsmechanismus tendenziell dazu führen, dass sich die Wettbewerbssituation von Steinkohlekraftwerken in Süddeutschland verbessert, so dass weitere Kraftwerksstilllegungen in Süddeutschland reduziert werden.

Zum einen aufgrund des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien, zum anderen aus Kostengründen sollten diese Einspeiseentgelte insbesondere auf fossile Kraftwerke wirken. Da die

---

<sup>9</sup> Es ist nicht auszuschließen, dass sich im politischen Prozess eine Notwendigkeit ergibt, dass ein Teil der Erlöse an Kraftwerksbetreiber zurückverteilt werden soll. Dabei sollte darauf geachtet werden, dass bei der Rückverteilung keine verzerrenden Produktionsanreize entstehen.

Grenzkosten von fossilen Kraftwerken immer höher sind als die von erneuerbaren Energien, ist es immer kostengünstiger die Einspeisung von fossilen Kraftwerken zu reduzieren.<sup>10</sup>

Die Import-Export-Situation kann durch den Mechanismus der Einspeiseentgelte nur indirekt gesteuert werden. Indem Einspeiseentgelte das absolute Preisniveau in Deutschland in den Niedrigpreisstunden leicht anheben, werden die Exporte in diesen kritischen Stunden leicht reduziert.

#### 4. Fazit

In dem vorliegenden Working-Paper wurden die Hintergründe für den aktuell steigenden Bedarf an Redispatch untersucht. Kerntreiber für Redispatch ist, dass am Spotmarkt räumliche Preissignale fehlen. Es wurden zwei Optionen für räumliche Preissignale untersucht, für die jeweils die folgenden Festlegungen zu treffen wären:

- Wenn Preiszonen eingerichtet werden, müssen die Grenzen der Preiszonen sowie die Übertragungskapazität zwischen der südlichen und der nördlichen Preiszone definiert werden. Die Preisunterschiede und die Anzahl der Stunden, in denen die Preise auseinanderfallen, ergeben sich erst im Dispatch;
- Bei einem Steuerungsmechanismus in Form von Einspeiseentgelten sind die Höhe des Einspeiseentgelts und eine Auslastung, ab der dieses Einspeiseentgelt zu zahlen ist, festzulegen.

Solange räumliche Preissignale im Strommarkt fehlen, steigen die Kosten des Stromversorgungssystems, weil der optimale Dispatch erst durch zusätzliche Redispatch-Kosten erreicht werden kann. Die Konsumenten werden dies in Zukunft durch höhere Redispatchkosten spüren. Diese Kostensteigerungen können durch räumliche Preissignale abgedämpft werden. Es ergeben sich aber Umverteilungseffekte. Einspeiseentgelte haben gegenüber einer Preiszone den Vorteil, dass Verbraucher in Süddeutschland nicht belastet werden. Kraftwerksbetreiber werden in beiden Modellen an den Netzkosten beteiligt.

Deshalb wird empfohlen für die Weiterentwicklung des Spotmarktes räumliche Preissignale zu berücksichtigen. Dabei sollten insbesondere verschiedene Varianten von Preiszonen und Einspeiseentgelten untersucht werden. Preiszonen haben politisch den großen Nachteil, dass sie zu höheren Spotpreisen in Süddeutschland führen. Deshalb könnte die Einführung von Einspeiseentgelten für fossile Kraftwerke in Norddeutschland eine interessante Option darstellen.

---

<sup>10</sup> Die Monopolkommission empfiehlt in einem aktuellen Gutachten die Einführung eines Einspeiseentgeltes für erneuerbare Energien aber nicht für fossile Kraftwerke (Monopolkommission 2015). Diese Einschätzung wird von den Verfassern nicht geteilt. Denn insbesondere bei fossilen Kraftwerken besteht im Kraftwerksbetrieb ein massives Potenzial für einen netzentlastenden Betrieb. Für fluktuierende, erneuerbare Energien besteht die Chance für eine Netzentlastung insbesondere bei der Standortwahl. Im EEG wird durch den Referenzertrag für Windkraftanlagen in Süddeutschland bereits heute eine höhere Vergütung gewährt als Anlagen in Norddeutschland. Hier wird eine räumliche Differenzierung also bereits berücksichtigt. Es existiert also bereits ein Steuerungsinstrument, das auf die Standortwahl bei der Investitionsentscheidung einwirkt. Anlagen an Standorten mit hohen energetischen Erträgen erhalten im Durchschnitt eine Vergütung, die 30 €/MWh niedriger ist als die an ertragsschwachen Standorten (Öko-Institut e.V. 2014).

## 5. Quellen

### 5.1. Datenquellen

Agora-Energiewende (2016): Agorameter, Version 5.2, Datum 19. April 2016

EntsoE (2016): lignite production in the 50 hertz control-Zone.

Netztransparenz (2016): Redispatch nach § 13.1. EnWG, [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de), abgerufen am 16.06.2016

50 Hertz (2016): Redispatch nach § 13.1. EnWG in der 50 Hertz-Regelzone. [www.50hertz.de](http://www.50hertz.de)

### 5.2. Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2015): Kostenschätzungen Netzentwicklungsplan Strom 2025 1. Entwurf. Hintergrundmaterial zu Kapitel 4.2 im NEP.

BMWI (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI). Berlin, zuletzt geprüft am 15.12.2014.

Bundesnetzagentur (2015a): Beschluss wegen der Festlegung von Kriterien für die Bestimmung einer angemessene Vergütung bei Redispatch-Maßnahmen. Unter Mitarbeit von Beschlusskammer 8.

Bundesnetzagentur (2015b): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes und zweites Quartal 2015. Bonn.

Bundesnetzagentur; E-Control (23.09.2015): Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden empfiehlt Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze. Bonn/Wien.

DIW (2015): Energiewende und Strommarktdesign: Zwei Preiszonen für Deutschland sind keine Lösung (DIW WOCHENBERICHT NR. 9/2015 VOM 25. FEBRUAR 2015).

Egerer, Jonas; Weibezahn, Jens; Hermann, Hauke (2015): Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects.

Frontier Economics; Consentec (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. BMWI. Berlin.

Lepriech, Uwe; Guss, Hermann; Weiler, Katja; Ritzau, Michael; Macharey, Uwe; Igel, Michael; Diegler, Johannes (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Saarbrücken.

Monopolkommission (2015): Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende. Sondergutachten 71 der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, zuletzt geprüft am 16.10.2015.

Öko-Institut e.V. (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung). Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/publikationen/p-details/erneuerbare-energien-gesetz-30-langfassung/>.

Stantec Consulting Ltd. (Stantec); AREVA T&D, Power Delivery Consultants (PDC); ABB; Siemens AG Energy Sector (2009): Assessment and Analysis of the State-Of-The Art Electric Transmission Systems with Specific Focus on High-Voltage Direct Current (HVDC), Underground or Other New or Developing Technologies. Hg. v. Alberta Energy. Alberta, zuletzt geprüft am 02.06.2015.

## 6. Anhang: Kosten der Stromübertragung

Die bestehende Struktur des Übertragungsnetzes ist auf die historische fossile Erzeugerlandschaft aus fossilen Kraftwerken optimiert. Durch die räumliche Nähe zwischen Erzeuger und Verbrauchszentrum wurde Strom nur über geringe Distanzen transportiert. Der Ausbau erneuerbarer Energien führt zu einer Verteilung der Stromerzeugung, die sich nicht an der Verteilung der Last orientiert, sondern an den erwarteten energetischen Erträgen und im Rahmen der vorhandenen Standortpotentiale. In der Konsequenz speisen die erneuerbaren Energien eher lastfern ein. Die Notwendigkeit eines Stromtransports steigt (Leprich et al. 2011).

Die Realisierung der Transportaufgabe erfolgt gegenwärtig fast ausschließlich unter Verwendung der Wechselstrom-Technologie (AC). Die Wechselstrom-Technologie eignet sich insbesondere bei Stromübertragungen über geringe Distanz. Durch den technologischen Fortschritt in der Leistungsschalterelektronik ist zu erwarten, dass zukünftig längere Transportaufgaben unter Verwendung der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) überbrückt werden (Stantec Consulting Ltd. (Stantec) et al. 2009).

Es sind Investitionen in den Netzausbau erforderlich, die im Folgenden quantifiziert werden. Eine Investition in Netzausbau besteht aus Aufwendungen für Stromleitungen sowie für Umspannwerke oder Konverterstationen. Neben den fixen Kosten entstehen variable Betriebskosten, die sich in erster Linie aus Stromverlusten ergeben. Im Rahmen der Diskussion um den Netzentwicklungsplan wurden die folgenden Kostenangaben für den Netzausbau gemacht (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015):

- 380-kV-Neubau Doppelleitung (Wechselstrom): 1,5 Mio. €/km
- Neubau HGÜ-Freileitung: 1,5 Mio. €/km
- HGÜ-Konverterstation: 200 Mio. €/GW
- HGÜ-Erdkabel: 4 Mio. €/km

**Tabelle 6-1: Kostenpositionen der Gleichstrom- und Wechselstromtechnologie**

	Wechselstrom (~2 GW)		HGÜ (~2 GW, 500 km)		
			Freileitung	Erdkabel	
Entfernung [km]	100	500	500	500	
Spez. Kosten Leitung [Mio. €/km]	1,5	1,5	1,5	4	
Kosten Leitung [Mio. €]	150	750	750	2000	
Kosten Konverter [Mio. €]			800	800	
Gesamtkosten [Mio. €]	150	750	1550	2800	
Spezifische Kosten [€/kW]	75	375	775	1400	
Zeitraum [Jahre]			40		
Zinssatz [%]			5%		
Annuität [€/kW]	4	22	45	82	
Transportkosten	2000 h [€/MWh]	2	11	23	41
	4000 h [€/MWh]	1	5	11	20
	8000 h [€/MWh]	0,5	3	6	10

Quelle: Eigene Berechnungen nach 50Hertz Transmission GmbH et al. (2015)

Tabelle 6-1 bietet eine Übersicht der Kostenpositionen von Wechselstrom und HGÜ-Technologien in einer für Deutschland üblichen technischen Ausfertigung mit ~2 GW Übertragungsleistung. Außerdem werden die Transportkosten berechnet, die bei einer Auslastung von 2000 bis 8000 Stunden im Jahr entstehen („Kapitalkosten“ des Transports auf 40 Jahre umgelegt).

Bereits die Verwendung der 380 kV Wechselstrom-Technologie, die heute für den Großteil der vorhandenen Trassen eingesetzt wird, verursacht signifikante Kosten, insbesondere wenn längere Entfernungen überbrückt werden müssen. Über eine Transportentfernung von 500 km entstehen bei einer Auslastung von 2000 h Transportkosten von 11 €/MWh.

Wegen der besseren Möglichkeiten zur Netzsteuerung wird zukünftig verstärkt die Gleichstromtechnologie für die Übertragung von Strom eingesetzt. Für den Netzausbau stellt diese Technologie mittel- und langfristig die „Grenzressource“ dar. Die Betrachtung der Kosten dieser Technologie ist daher besonders relevant. Für eine HGÜ-Freileitung betragen die Transportkosten etwas über 10 € / MWh bei einer Auslastung von 4000 Stunden und etwas über 20 €/MWh bei einer niedrigeren Auslastung von nur 2000 Stunden. Für ein HGÜ-Erdkabel werden höhere Investitionskosten angegeben, so dass sich die Transportkosten fast verdoppeln. Für ein HGÜ-Erdkabel betragen die Transportkosten 20 € / MWh bei einer Auslastung von 4000 Stunden und 40 €/MWh bei einer niedrigeren Auslastung von nur 2000 Stunden.

Neben den Kosten zur Amortisation der Investition entstehen beim Betrieb von Stromleitungen durch die entstehenden Übertragungsverluste auch Verlustkosten. Diese sind in ihrer Höhe unterschiedlich für AC- und DC-Technik. Bei der Wechselstromübertragung sind die Verluste im Wesentlichen von der Auslastung abhängig (stromabhängiger Anteil).<sup>11</sup> Die stromabhängigen Verluste steigen mit der Auslastung quadratisch an. Im Jahr 2014 betragen die Übertragungsverluste im Hochspannungsnetz von Tennet 2,2%, davon entfielen 0,5% auf die Umspannung.<sup>12</sup> Bei längeren Übertragungswegen und höherer Auslastung ist zukünftig mit deutlich höheren Verlusten zu rechnen. Für eine Transportentfernung von 100 km werden in Frontier Economics und Consentec (2008) Verluste in Höhe von 1% bis 1,5% angegeben. Für eine Transportentfernung von 500 km betragen die Verluste bei Annahme eines linearen Anstiegs mit der Distanz 5% -7,5%. Die auf einer HGÜ-Leitung anfallenden Übertragungsverluste unterteilen sich in die stromabhängigen Leitungsverluste und die Konverterverluste. Die Leitungsverluste steigen wie bei der Wechselstromtechnik mit der Auslastung an, bewegen sich aber auf einem absolut niedrigeren Niveau. Die Konverterverluste werden geprägt durch die Leerlaufverluste, die unabhängig von der Auslastung anfallen.<sup>13</sup>

Nach Angaben in der Literatur betragen die Leitungsverluste einer HGÜ-Leitung 3,9% für eine Transportentfernung von 500 km. Die Umrichterverluste betragen 0,7% pro Umrichter, also in Summe 1,4%. Für eine Transportentfernung von 500 km entstehen also auch mit HGÜ-Leitungen Verluste in Höhe von 5,3% (Stantec Consulting Ltd. (Stantec) et al. 2009).<sup>14</sup> Bewertet man den Stromverlust mit 50 €/MWh, ergeben sich Stromverlustkosten in Höhe von ca. 2,5 €/MWh (0,25 cent/kWh), wenn Stromverluste von 5% unterstellt werden.

<sup>11</sup> Zusätzlich treten weitere Verluste auf. Die spannungsabhängigen Verluste sind in der Höhe unabhängig von der Auslastung. Außerdem entstehen Verluste durch Blindleistungskompensation und in Transformatoren.

<sup>12</sup> <http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/netzverluste>  
<http://www.tennetso.de/site/Transparenz/veroeffentlichungen/netzkennzahlen/strukturmerkmale>

<sup>13</sup> Bei steigender Auslastung steigen auch die Verluste leicht an, weil es noch geringfügige leistungsabhängige Faktoren gibt.

<sup>14</sup> Eigene Umrechnung. In der Quelle werden Verluste für eine Transportentfernung von 600 km angegeben.

Bei der Betrachtung der dargestellten Kosten wird deutlich, dass die Investition einen stärkeren Einfluss auf die Stromtransportkosten nimmt als die Leitungsverluste. Betrachtet man die gesamten Stromtransportkosten, so betragen die Transportkosten für HGÜ-Erdkabel bei einer Auslastung von 4000 Volllaststunden pro Jahr 22,5 €/MWh. Davon entfallen fast 90% auf die Kapitalkosten und nur etwa 10% auf die Leitungsverluste.