

**Zur Bedeutung des geplanten Steinkohlekraftwerks in Lubmin und möglicher Alternativen für Klimaschutz und Strompreise in Mecklenburg-Vorpommern**

im Auftrag des BUND - Landesverband Mecklenburg-Vorpommern e.V.,  
des WWF Deutschland, der European Climate Foundation (ECF) und der Klima-Allianz, Berlin

Dr. Sven Bode

Hamburg, 26. Mai 2009

**arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik**

Parkstraße 1a, 22605 Hamburg

info@arrhenius.de

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

## 1. Ausgangslage / Hintergrund

Die Koalitionspartner in Mecklenburg-Vorpommern haben in ihrer Vereinbarung für die 5. Legislaturperiode energiepolitische Aufgaben formuliert. Im September 2007 beauftragte der Landtag die Landesregierung, eine Gesamtstrategie „Energierland 2020“ zu erarbeiten. Im April 2009 wurde der Landtag durch die Landesregierung über die Gesamtstrategie „Energierland 2020“ für Mecklenburg-Vorpommern (Drucksache 5/2551) unterrichtet.

Die vorliegende Studie greift ausgewählte Aspekte der Gesamtstrategie auf und diskutiert diese vor dem Hintergrund des geplanten 1600 MW-Steinkohlekraftwerkes in Lubmin bei Greifswald kritisch.

## 2. Zusammenfassung

In Mecklenburg-Vorpommern wurde im Mai 2009 die Gesamtstrategie „Energierland 2020“ vom federführenden Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus (nachfolgend MWAT) vorgelegt. Demnach will Mecklenburg-Vorpommern u.a. folgendes Ziel erreichen:

*„Ausgangspunkt ist, dass Mecklenburg-Vorpommern einen essentiellen Beitrag zur Erfüllung der Ziele des Integrierten Energie- u. Klimaprogramms (IEKP)<sup>1</sup> der Bundesregierung bis 2020 [...] leisten will und dabei die besonderen Gegebenheiten des Landes beachtet.“* (MWAT 2009, S. 2)

Die mögliche Genehmigung des geplanten Kohlekraftwerkes in Lubmin steht diesem Ziel entgegen.

Insbesondere der vom Ministerium für die Emissionsermittlung gewählte Ansatz der sog. Verursacherbilanz, bei dem die in Mecklenburg-Vorpommern produzierten Emissionen zusammen mit dem Strom auf Basis eines als konstant angenommen Emissionsfaktors exportiert werden, erlaubt lediglich eine Emissionsreduktion auf dem Papier. Faktisch steigen mit einem neuen Kohlekraftwerk die Emissionen in Mecklenburg-Vorpommern massiv an - der Grundstein zur Zielverfehlung langfristiger, stringenter, nationaler Klimaschutzziele wird damit gelegt.

Dies gilt umso mehr, da nicht mit ausreichender Nachfrage nach Wärme vor Ort zu rechnen und somit keine kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme (KWK) zu erwarten ist. Während für die Nutzung von Wärme aus dem Kraftwerk als Raumwärme (Fernwärme) ohnehin auf Grund der Struktur vor Ort kein Potential vorhanden ist, kann auch nicht mit der Ansiedlung von einer ausreichend großen Zahl von industriellen Wärmeabnehmern gerechnet

---

<sup>1</sup> Das Bundeskabinett hat im August 2007 in Meseberg mit 29 Eckpunkten ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm (IEKP) beschlossen. Am 5. Dezember 2007 hat das Kabinett ein umfangreiches, erstes Paket mit 14 Gesetzen und Verordnungen vorgelegt. Am 18. Juni 2008 dann ein zweites. Mittlerweile haben fast alle in Meseberg beschlossenen Maßnahmen auch den Bundestag passiert. Bundesumweltminister Sigmar Gabriel hat derweilen mehrmals erklärt, dass anstatt der ursprünglich avisierten Senkung der Treibhausgasemissionen Deutschland um 40 Prozent bis 2020 im Vergleich zu 1990 mit den bisher verabschiedeten Maßnahmen nur 35 bis 36 Prozent erreicht werden.

werden. Die nationale KWK-Potentialstudie geht von einem sinkenden Wärmebedarf in der Industrie aus und sieht für industrielle KWK einen Potentialzuwachs auch nur für Kleinanlagen.

Ob, wann, wie und zu welchen Kosten die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCS) möglich sein wird, ist heute noch nicht bekannt. Die Politik steht hier vor einem Dilemma: sollte die CCS-Technik in Zukunft nicht einsetzbar sein oder sich als nicht wirtschaftlich erweisen, würde der Weiterbetrieb von heute bereits in Bau befindlichen oder der Bau geplanter Kohlekraftwerke auf absehbare Zeit unweigerlich zu einem massiven Verfehlen der Klimaziele der Bundesregierung führen. Die Politik würde dann gezwungen sein, zur Einhaltung der Klimaziele Kraftwerke abzuschalten oder ihren Betrieb so weit zu drosseln, dass sie nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden könnten. Es entstünden Investitionsruinen in Milliardenhöhe. Gegen die Verwendung der CCS-Technologie spricht zudem, dass es derzeit keine Untersuchung der unterschiedlichen Nutzungsabsichten von unterirdischen Speicherräumen bzw. keine Untertageraumordnung in Mecklenburg-Vorpommern gibt. Somit könnten Politikziele, wie die verstärkte Nutzung der Geothermie oder die Anlage von Druckluftspeichern zur Speicherung von Windenergie, mit einer unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid aus Kohlekraftwerken kollidieren.

Das in Lubmin geplante Kohlekraftwerk kann auch keinen Beitrag zur Stabilität der Strompreise leisten. Die erwarteten Emissionen der in Deutschland geplanten oder in Bau befindlichen Kohlekraftwerke übersteigen das mittelfristige Budget an Emissionsrechten deutlich. Somit ist mit steigenden Preisen für Emissionsberechtigungen unter dem EU-Emissionshandel und damit in Folge mit höheren Strompreisen zu rechnen. Kohlekraftwerke sind somit keine Absicherung gegen steigende Strompreise, sondern stellen mittelfristig vielmehr ein zusätzliches Preisrisiko dar.

Ein Vergleich mit den Ausbauzielen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in anderen Bundesländern zeigt schließlich, dass die in Mecklenburg-Vorpommern gesetzten Ziele noch deutlich erhöht werden können. Mit zusätzlicher Energieerzeugung aus alternativen Quellen kann 2020 bereits mehr als die Hälfte der geplanten Strommenge des Kohlekraftwerks in Lubmin ersetzt werden. Ein Verzicht auf die geplanten konventionellen Großkraftwerke am Standort Lubmin könnte zudem den Ausbaubedarf für die Stromnetze reduzieren, da die geplante Erzeugung am Standort Lubmin unterbliebe. Als Folge können die Netznutzungsentgelte, über die der Ausbau der Stromnetze finanziert wird, sinken. Davon würden wiederum die Verbraucher in Form geringerer Stromkosten profitieren.

Mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden Kohlekraftwerke schließlich zunehmend unwirtschaftlicher. Zum einen sinkt mit dem Ausbau der Erneuerbaren kontinuierlich der Großhandelspreis für Strom und damit der Erlös für die Kohlekraftwerksbetreiber. Zum anderen besteht die Gefahr, dass durch die Struktur des Strommarktes Kohlekraftwerke immer öfter aus dem Markt gedrängt werden, so dass auch die Anzahl der Stunden, in denen sie Erlöse erzielen können, abnimmt.

## Inhaltsverzeichnis

1. AUSGANGSLAGE / HINTERGRUND.....	2
2. ZUSAMMENFASSUNG.....	2
3. KLIMAPOLITIK.....	5
3.1. KLIMAWANDEL UND INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK.....	5
3.2. NATIONALE KLIMAPOLITIK.....	7
3.3. MECKLENBURG-VORPOMMERN .....	9
3.4. ROLLE DES STANDORTS LUBMIN FÜR DIE STROMVERSORGUNG IN NORDDEUTSCHLAND.....	10
4. WÄRMEVERSORGUNG AM STANDORT LUBMIN.....	13
5. CO <sub>2</sub> -ABSCHEIDUNG UND DAUERHAFTE SPEICHERUNG (CCS).....	16
6. EMISSIONSBILANZIERUNG: MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN DES EXPORTS VON CO <sub>2</sub> -EMISSIONEN .....	21
7. ERNEUERBARE ENERGIEN IN M-V UND ANDEREN BUNDESLÄNDERN.....	26
8. KOHLEKRAFTWERKE & STROMPREISE .....	32
8.1. STROMGESTEHUNGSKOSTEN.....	32
8.2. DIE BILDUNG DES STROMPREISES UND DIE ERLÖSE DER KRAFTWERKE .....	33
8.3. AUSWIRKUNGEN EINES NEUEN KRAFTWERKS AUF DEN STROMPREIS.....	35
8.4. EMISSIONSRECHTE UND STROMPREISE .....	36

### 3. Klimapolitik

Klimapolitik findet auf unterschiedlichen Ebenen statt. Auf internationaler Ebene wird sie maßgeblich durch die Erkenntnisse der Klimawissenschaft und durch politische Aushandlung über Klimaschutzmaßnahmen bestimmt. Über die nationale Klimapolitik findet sie schließlich Eingang in die Politik der Bundesländer, darunter auch Mecklenburg-Vorpommern.

Die Diskussion um den Zubau fossiler Kraftwerke, insbesondere Kohlekraftwerke, findet zeitgleich im Kontext des voranschreitenden Klimawandels statt. Die künftige Energieversorgung muss neben einer sicheren Versorgung vor allem die Vereinbarkeit mit den Grenzen des Klimasystems gewährleisten. Kohlekraftwerke stehen als klimaschädliche Form der Stromerzeugung vermehrt in der Kritik.

#### 3.1. Klimawandel und Internationale Klimapolitik

Die wissenschaftlichen Erkenntnisse über den vom Menschen verursachten Klimawandel verdichten sich immer weiter. Die globale Durchschnittstemperatur ist gegenüber dem vorindustriellen Niveau (Jahr 1900) bereits um rund 0,8 Grad Celsius angestiegen. Die Auswirkungen in Form von extremen Wetterereignissen und steigenden Temperaturen werden immer spürbarer. 2008 zählt zu den zehn wärmsten Jahren in Deutschland seit 1901, der April 2009 war der wärmste Monat seit 120 Jahren.

Vor diesem Hintergrund haben sich sowohl die nationale wie auch die internationale Politik in jüngster Zeit auf immer konkretere Klimaschutzziele verständigt. Mit dem Kyoto Protokoll, das 2005 in Kraft getreten ist, wurden erstmals für die sog. erste Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 verbindliche Ziele zur Senkung der Treibhausgasemissionen der beteiligten Länder festgesetzt. Die Emissionsziele werden in der Regel im Bezug zu den Emissionen einer Vertragspartei im Jahr 1990 definiert. Die Berechnung der Emissionen bzw. Emissionsziele erfolgt nach dem Territorialprinzip, d.h. es werden die Emissionen berücksichtigt, die auf dem Territorium eines Landes emittiert werden. Zurzeit wird über die Ziele für die so genannte Post-Kyoto-Phase nach 2012 verhandelt. Ziel der internationalen Staatengemeinschaft ist es, bei der nächsten Klimakonferenz in Kopenhagen Ende 2009 ein entsprechendes Anschlussabkommen inklusive neuer Emissionsziele zu verabschieden.

Die Diskussion um die zukünftigen Emissionsziele hat im Wesentlichen zwei Facetten. Zum einen geht es darum, die atmosphärische Konzentration der Treibhausgase auf einem Niveau zu stabilisieren, „auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird.“ (Art. 2 Klimarahmenkonvention<sup>2</sup>). Die wesentlichen Vorgaben hierzu kommen von Klimatologen und anderen Wissenschaftlern. Zum anderen ist zu entscheiden, wie die aus der Stabilisierung der globalen Treibhausgasmissionen resultierenden Lasten bzw. das verbleibende Budget an Emissionen / Emissionsrechten zwischen den einzelnen Ländern verteilt werden. Die Entscheidungen hierzu werden von den Regierungen auf UN-

---

<sup>2</sup> Die Klimarahmenkonvention (vollständig: Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen) wurde 1992 im Rahmen des Erdgipfels von Rio de Janeiro verabschiedet. Das sog. Kyoto Protokoll wurde nach Art. 17 dieser Klimarahmenkonvention 1997 in Kyoto verabschiedet und trat 2005 in Kraft. Für mehr Informationen siehe [www.unfccc.org](http://www.unfccc.org).

Ebene gefällt. Tabelle 1 zeigt für verschiedene Konzentrationsniveaus die notwendigen Änderungen auf globaler Ebene sowie mögliche notwendige Minderungen der sog. Annex-I Länder nach UN-Klimarahmenkonvention. Zu den Annex-I Ländern gehören im Wesentlichen alle Industrieländer und damit auch Deutschland.<sup>3</sup> In Anhang B des Kyoto-Protokolls hat sich zudem der Großteil der Industrieländer – mit Ausnahme vor allem der USA – zu einer Senkung seiner Treibhausgasemissionen bis 2012 verpflichtet.

In Deutschland bzw. Europa wurde wiederholt die sogenannte „2 Grad-Schwelle“ bestätigt (z. B. EUC 1996, COM 2007<sup>4</sup>). Dies besagt, dass der durchschnittliche Anstieg der globalen mittleren Temperatur auf unter 2 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau begrenzt werden soll, um die negativen Auswirkungen des Klimawandels auf ein beherrschbares Maß zu begrenzen.<sup>5</sup>

Tabelle 1 macht deutlich, dass damit zum einen die globalen Emissionen um mindestens 50 % ggü. 1990 sinken müssen. Beim G8 Gipfel 2007 in Heiligendamm wurde beschlossen, dieses Ziel ernsthaft zu prüfen. Zum anderen wird deutlich, dass vor dem Hintergrund einer gerechten Verteilung der Lasten zwischen Industrie- und Entwicklungsländern eine Emissionsminderung von mindestens 80 Prozent in den Industrieländern notwendig sein wird. An dieser Marke orientieren sich bislang die Bundesregierung und die EU in ihren Bemühungen um Klimaschutz. Neueste wissenschaftliche Erkenntnisse aber besagen, dass erstens, der Klimawandel schneller voranschreitet als bisher erwartet und dass zweitens eine gefährliche Erwärmung bereits unterhalb der 2-Grad-Schwelle eintritt und daher die stabilisierte Treibhausgaskonzentration deutlich unter den bisherigen Annahmen, d.h. im Bereich von 300-350ppm CO<sub>2</sub>-äq, liegen muss (bislang rund 400-450ppm, Hare et al. 2009, Meinshausen et al 2009, Smith et al 2009). Das hat Auswirkungen auf die aus klimawissenschaftlicher Sicht notwendigen mittel- und langfristigen Treibhausgas-Reduktionsziele.

Klimawissenschaftliche Analysen geben für die „2 Grad-Schwelle“ auch Wahrscheinlichkeiten für deren Erreichung bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen in der Atmosphäre an. Unterstellt man, dass die verfügbaren, globalen Emissionsrechte langfristig nach dem Prinzip „gleiche Emissionen pro Kopf“ verteilt werden (es werden dazu auch Ansätze vertreten, die die finanziellen Möglichkeiten oder die historische Verantwortung der Staaten für den Klimawandel einbeziehen), so ergibt sich für eine Wahrscheinlichkeit der Zielerreichung von 87 % eine notwendige Emissionsminderung für die Industrieländer – und auch für Deutschland - von ca. 96 % gegenüber 1990 (Hare et al. 2009, Meinshausen et al 2009,). Bisher hatte sich die EU mit Blick auf die 2-Grad-Schwelle für eine Senkung der Treibhausgasemissionen der Industrieländer um 60 bis 80 Prozent ausgesprochen.

---

<sup>3</sup> Die Annex-I Länder nach der Klimarahmenkonvention übernehmen ggü. den nicht Annex-I Ländern besondere Verpflichtungen wie z. B. Begrenzung der Treibhausgasemissionen, regelmäßige Erstellung von Emissionsinventaren etc. sowie die finanzielle Unterstützung von nicht Annex-I Ländern bei der Umsetzung solcher Vorhaben.

<sup>4</sup> Für Unterstützung von Unternehmensseite siehe z. B. Initiative 2°, Deutsche Unternehmer für Klimaschutz, <http://www.initiative2grad.de/>

<sup>5</sup> In COM (2007, S. 3) heißt es: „Die EU will den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf weniger als 2°C über dem vorindustriellen Niveau begrenzen.“

Tabelle 1: Mögliche Zielkorridore für die Treibhausgas-Emissionen (Quelle: UNFCCC 2007)

Konzentration CO <sub>2</sub> -Äquivalente (ppm)	Temperaturanstieg (°C) <sup>*)</sup>	Änderung der globalen Emissionen in 2050 (vgl. zu 2000)	Notwendige Emissionsminderung für Annex-I (= Industrie-) Länder in 2050 bezogen auf 1990	Notwendige Emissionsminderung für Annex-I (= Industrie-) Länder in 2020 bezogen auf 1990)
445-490	2,0 - 2,4	- 80% bis -50%	-80% bis -95%	- 25% bis -40%
535-590	2,8 - 3,2	-30% bis +5%	-40% bis -90%	-10% bis -30%
590-710	3,2 - 4,0	+10 bis 60%	-30% bis -80%	0 bis -25%

\*) Durchschnittlicher Anstieg der globalen mittleren Temperatur gegenüber dem vorindustriellen Niveau

Für die Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wurde mit dem Kyoto-Protokoll die Möglichkeit des Emissionshandels geschaffen, den die EU inzwischen für den Stromsektor und die energieintensive Industrie eingeführt hat. Mit dem EU-Klima- und Energiepaket (Dezember 2008) hat die EU beschlossen, dass die Energieerzeuger ihre Emissionsberechtigungen ab 2013 ersteigern müssen (bisher kostenlose Zuteilung). Dadurch wird der wirtschaftliche Druck für in hohem Maß Kohlendioxid emittierende Kraftwerke perspektivisch ansteigen (siehe dazu auch Kapitel 8.4).

### 3.2. Nationale Klimapolitik

Die Emissionsziele auf staatlicher Ebene sind im Wesentlichen das Ergebnis politischer Verhandlungsprozesse bei den internationalen Klimaverhandlungen auf UN-Ebene und inner-europäischen Vereinbarungen zur der Frage „Wer leistet welchen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Reduktion?“. Die nationalen Ziele lassen sich dabei nur dann erreichen, wenn verbindliche Vorgaben für bzw. Anreize zur Emissionsminderung bei den verschiedenen Emittenten der einzelnen Sektoren (Energiewirtschaft, Verkehr etc.) geschaffen werden. Abbildung 1 zeigt eine Möglichkeit, wie die Emissionsziele in den einzelnen Sektoren bei einem Ziel von minus 95 % verlaufen könnten. Wie zu erkennen, sinken die zulässigen Emissionen für den Bereich der Energiewirtschaft (Strom und Wärme) von derzeit über 300 Mio. t auf ca. 21 Mio. t. in 2050.<sup>6</sup> Zum Vergleich: Die Emissionen des geplanten Steinkohlekraftwerkes in Lubmin belaufen sich auf bis zu 10 Mio. t / Jahr. Die genannte Minderung auf 21 Mio. t CO<sub>2</sub> in 2050 ist über verschiedene Maßnahmen möglich, insbesondere der Verringerung des Endenergieverbrauchs sowie mit Hilfe einer effizienteren bzw. emissionsärmeren und -freien Erzeugung von Strom und Wärme. Demgegenüber steht eine nicht unerhebliche Kapazität an geplanten neuen, fossil-befeuerten Kraftwerken, insbesondere Kohlekraftwerken (siehe Tabelle 2), die zu hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Nach der im Auftrag des Bundesumweltministeriums erstellten Leitstudie über die Zukunft der erneuerbaren Energien (BMU 2008, S. 7), dürfen dabei bis 2020 nicht mehr als 9.000 MW an neuer Leistung aus Kohlekraftwerken zugebaut werden, wenn eine Emissionsminderung von 36 % bis 2020 erreicht werden soll. Damit würden die Klimaschutzziele der Bundesregierung allerdings nicht

<sup>6</sup> Auch zur Erreichung eines 80%-Minderungsziels wären drastische Reduktionen der Treibhausgase notwendig, die den weiteren Zubau von Kohlekraftwerken klimapolitisch verunmöglichen (vgl. BMU, Leitstudie 2008). Das CO<sub>2</sub>-Budget für den Energiesektor entspräche dann noch rund 85 Mio. t.

eingehalten. Allein das in Lubmin geplante Steinkohlekraftwerk hätte eine Größenordnung von 1600 MW. Die bereits heute deutschlandweit im Bau befindlichen Kohlekraftwerke machen mehr als 10.000 MW aus.<sup>7</sup>

Tabelle 2: Stand der in Bau oder Planung befindlichen konventioneller Kraftwerke (> 20 MW) in Deutschland bis 2015 (Leistung in MW , Quelle: BMWi 2008, S. 12)

	in Bau	sehr sicher	relativ sicher	fraglich	Summe	durchschnittliche Emissionen (t CO <sub>2</sub> /MWh) <sup>*)</sup>
Steinkohle	1.800	1.510	6.854	8.030	18.194	0,76
Braunkohle	2.905			1.850	4.755	0,89
Erdgas	2.351		2.179	3.670	8.200	0,34
Summe	7.056	1.510	9.033	13.550	31.149	/

<sup>\*)</sup> neue Kraftwerke, eigene Angaben.

Abbildung 1 macht ebenfalls deutlich, dass die Emissionen der in Bau befindlichen Kohlekraftwerke für sich allein genommen bereits mit dem langfristigen Emissionsziel nicht vereinbar sind (hellblaue Linie). Zu den Emissionen der neuen Kohlekraftwerke sind die Emissionen aus bestehenden Anlagen sowie aus erdgasbefeuerten Kraftwerken hinzurechnen. Das Verfehlen der Klimaziele der Bundesregierung erscheint daher bei der jetzigen Energie- und Klimapolitik vorprogrammiert.

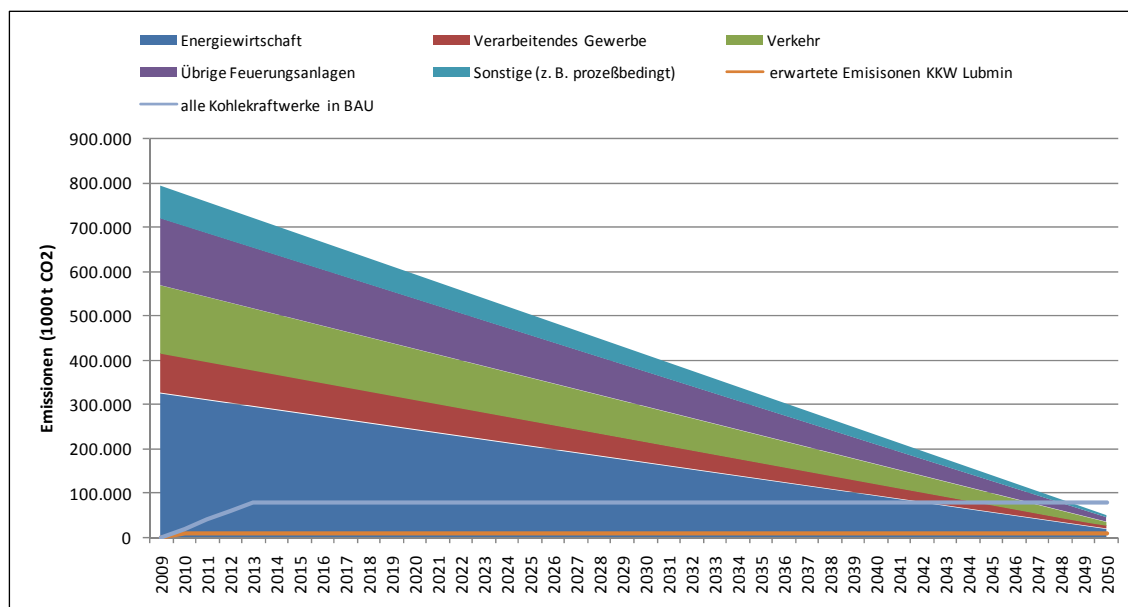


Abbildung 1: Möglicher Emissionspfad für ein CO<sub>2</sub>-Emissionsziel von minus 95 % für Deutschland bezogen auf 1990 und erwartete Emissionen von in Bau befindlichen Kohlekraftwerken (Quelle: Eigene Berechnungen, Emissionen 1990: UBA 2006, Kohlekraftwerke im Bau: BMWi 2008, S. 12; Kraftwerke „in Bau“, „sehr sicher“ und „relativ sicher“)

<sup>7</sup> Siehe für einen detaillierteren Überblick z. B.

[http://www.bund.net/bundnet/themen\\_und\\_projekte/klima\\_energie/kohlekraftwerke\\_stoppen/geplante\\_standorte/](http://www.bund.net/bundnet/themen_und_projekte/klima_energie/kohlekraftwerke_stoppen/geplante_standorte/) und <http://www.duh.de/1144.html>



Die Bundesregierung hat mit dem integrierten Energie- und Klimaprogramm (IEKP) verschiedene Klimaschutzmaßnahmen ergriffen, die eine Reduktion der deutschen Treibhausgase um ca. 30 bis 36 % bis 2020 gegenüber 1990 ermöglichen. Insgesamt hat sich die Bundesregierung bis heute unter anderem folgende Ziele für 2020 gesetzt:

- die Erhöhung des Erneuerbaren Energien (EE)-Anteils an der Stromerzeugung auf mindestens 30%<sup>8</sup>
- die Erhöhung des Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anteils an der Stromerzeugung auf 25% ,
- die Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 40% gegenüber 1990.

### 3.3. Mecklenburg-Vorpommern

Die Vorgaben auf nationaler Ebene sind in unterschiedlicher Form auch in Ziele auf Länderebene eingeflossen.<sup>9</sup> In Mecklenburg-Vorpommern wurde jüngst die Gesamtstrategie „Energiewelt 2020“ vom Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus (nachfolgend MWAT) vorgelegt. Diese geht auf einen Auftrag des Landtags an die Landesregierung vom September 2007 zurück, eine Gesamtstrategie zu erarbeiten. Demnach will Mecklenburg-Vorpommern u.a. folgende Ziele erreichen:

*„Ausgangspunkt ist, dass Mecklenburg-Vorpommern einen essentiellen Beitrag zur Erfüllung der Ziele des Integrierten Energie- u. Klimaprogramms (IEKP) der Bundesregierung bis 2020 [...] leisten will und dabei die besonderen Gegebenheiten des Landes beachtet.“* (MWAT 2009, S. 2)

Basierend auf einer Bestandsaufnahme von Aktivitäten der Landesregierung wurden unter Einbeziehung von Experten acht energiepolitische Leitlinien erarbeitet, die von Schlussfolgerungen und Maßnahmen begleitet werden. Die Leitlinien und Schlussfolgerungen erscheinen zum Teil jedoch widersprüchlich bzw. lassen Zielkonflikte unerwähnt. Hierauf wird in den nachfolgenden Kapiteln eingegangen.

Mit Blick auf den Fokus der vorliegenden Studie seien folgende, zentrale Leitlinien erwähnt (Angaben in Klammern beziehen sich auf die Kapitel der vorliegenden Studie, in der auf die Leitlinien vertieft eingegangen wird.)

- Leitlinie 1 - Energieeffizienz / Klimaschutz (Kap. 5)
- Leitlinie 2 – Erneuerbare Energien/ Nachwachsende Rohstoffe (Kap. 6)
- Leitlinie 3 – Energiepreise/ Nachhaltige Energieversorgung (Kap. 7)
- Leitlinie 4 – Ausbau der Strom- und Gasnetze. (Kap. 2.4)
- Leitlinie 5 - Energie- und Industriestandort Lubmin (Kap. 3 und 4)

---

<sup>8</sup> Vgl. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2008

<sup>9</sup> Für einen vergleichenden, aber älteren Überblick siehe Klimaschutzprogramm der Bundesregierung 2005, S. 28 ff. oder aktueller <http://www.hlug.de/klimawandel/monitor/programme/laender.htm>

### 3.4. Rolle des Standorts Lubmin für die Stromversorgung in Norddeutschland

Mit Blick auf den Standort Lubmin wird in der Gesamtstrategie „Energiewende 2020“ festgehalten:

*„Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie sowie der Bau von fossil-befeuerten Kraftwerken, machen einen Leitungsausbau unbedingt erforderlich.“*  
(Schlussfolgerung 4.2)

Ein Teil des Ausbaubedarfs resultiert aus der Konzentration von Erzeugungskapazitäten von Windkraftanlagen in Küstennähe. Während der Standort für die offshore-Windenergie zwangsläufig im Meer liegt, können konventionelle Kraftwerke grundsätzlich näher an den Verbrauchern gebaut werden. Der Bau konventioneller Kraftwerke in großer Entfernung von den Verbrauchern ist volkswirtschaftlich widersinnig, weil damit höhere Transportkosten entstehen, die letztendlich die Verbraucher zu tragen haben.

Hintergrund für die zunehmende Planung von Kohlekraftwerken in Küstennähe sind u. a. die damit verbundenen geringeren Transportkosten für Importsteinkohle und die relative gute Verfügbarkeit von Kühlwasser. Eine Analyse für die erwartete Stromversorgung in Norddeutschland (Eickmeier et al. 2007) zeigt dabei, dass die Erzeugungskapazitäten hier bis 2020 voraussichtlich um mehr als das Doppelte gegenüber 2005 ansteigen, die erzeugten Strommengen voraussichtlich um knapp 70% wachsen werden – ohne dass diesem Zuwachs eine größere Nachfrage gegenüberstehen würde.<sup>10</sup> Norddeutschland würde damit zum Stromexporteur.

Neben den o.g. genannten Gründen (geringe Transportkosten für Kohle, Kühlwasser) wird für die Konzentration der Kraftwerke in Küstennähe auch die Struktur der Netznutzungsentgelte verantwortlich gemacht. Demnach brauchen bei der Standortentscheidung für neue Kraftwerke bei den geltenden Regelungen die Transportkosten vom Kraftwerk zum Verbraucher nicht berücksichtigt werden. Vielmehr werden Transportkosten auf die Strompreise aufgeschlagen und damit den Verbrauchern in Rechnung gestellt. Indem die Stromunternehmen ihre Transportkosten an die Verbraucher weiterreichen können, werden gesamtwirtschaftlich gesehen falsche Anreize bei der Standortwahl gesetzt. Andere Länder (Großbritannien, Schweden, Norwegen) reagieren auf das Problem der möglichen Trennung zwischen Stromerzeugungs- und Stromnachfrageregion mit einer Aufteilung der Netzkosten zwischen Erzeugern und

---

<sup>10</sup> Der Anteil der Kapazitäten aus regenerativen Energiequellen erhöht sich demnach von ca. 36 % in 2005 auf etwa 48 % in 2020. Dabei repräsentieren allein die Windkraftanlagen bereits 42 % der dann vorhandenen Kapazitäten. Der Anteil der erzeugten Strommenge aus regenerativen Energiequellen erhöht sich in diesem Zeitraum von rund 16 % in 2005 auf ca. 38 % in 2020 (davon 33 % Windstrom). Die aus Windkraftanlagen bereitgestellte Strommenge entspricht dann ca. zwei Dritteln des Stromverbrauches in Norddeutschland (Eickmeier et al. 2007).

Verbrauchern (ETSO, 2005). Der Netzkostenanteil des Erzeugers liegt umso höher, je größer die Überkapazität ausfällt und umgekehrt. Damit wird ein Anreiz geschaffen, neue Kapazitäten verstärkt dort zu errichten, wo die Nachfrage hoch und das bestehende Angebot niedrig ist. In Deutschland wird diese Problematik noch dadurch verstärkt, dass durch den zum Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung notwendigen massiven Ausbau der Offshore-Windkraft an den Küsten und den Ausstieg aus der Kernenergie in Zukunft sehr viel größere Mengen an Strom von den Küsten in die Ballungszentren im Westen und Süden geleitet werden müssen. Sofern also überhaupt große Kraftwerke gebaut werden sollen, könnte eine anreizkompatiblere Entgeltregelung den Druck zum Ausbau der Stromnetze senken.

Während Offshore-Windparks nur an der Küste gebaut werden können, kommt es durch die Genehmigung von Kraftwerken in Küstennähe zu einer Trennung zwischen Erzeugung und Verbrauch in Deutschland, da wesentliche Strommengen nicht in Küstennähe sondern über das gesamte Bundesgebiet und den Süden der Republik abgenommen werden. Am Standort Lubmin ist zurzeit die Inbetriebnahme eines Kohlekraftwerks (1600 MW) in 2010 sowie zweier Gaskraftwerke mit je 1200 MW in 2010 bzw. 2012 geplant (MWAT 2009, S. 27). Der in der Gesamtstrategie genannte erforderliche Leitungsausbau hat seine Ursache u.a. nun gerade in der Planung dieses zentralen Energiestandorts. Da die Kosten für den Netzausbau wie erwähnt an die Stromkunden weitergereicht werden, ist es in deren Interesse, dass Kraftwerke relativ verbrauchernah errichtet werden. Lubmin ist somit auch aufgrund der Entfernung zu den Verbrauchsgebieten und der damit verbundenen Strompreissteigerung durch Weitergabe der Transport bzw. der Netzausbaukosten an die Verbraucher, für ein kostengünstiges Energieszenario ungeeignet.

Ein anderer Aspekt ist die Änderung im Kraftwerkspark. Durch den Vorrang der Erneuerbaren Energien im EEG wird es in Zukunft stärkere Schwankungen bei der Einspeisung von Strom in die Stromnetze geben, da etwa Windkraftanlagen je nach aufkommendem Wind weniger oder mehr Strom liefern. Durch den fluktuierenden Charakter der Einspeisung insbesondere bei der Windenergie<sup>11</sup>, der für Deutschland das größte Potential zugesprochen wird, kommt es auch zu anderen Anforderungen an (verbleibende) konventionelle Kraftwerke. Kohle- und Kernkraftwerke sind nicht auf eine stärker fluktuierende Einspeisung in die Stromnetze ausgerichtet, weil sie darauf ausgelegt sind, durchgehend große Mengen an Strom zu liefern.

Abbildung 2 macht diese Problematik der notwendigen Veränderungen im Kraftwerkspark am Beispiel der minimalen Restlast für 2030 deutlich. Die Restlast gibt die Stromnachfrage abzüglich der Einspeisung aus den fluktuierenden Quellen wieder. Die Restlast ist in 2006 nicht unter 30 GW gefallen. Mit dem geplanten Ausbau erneuerbarer Energien löst sich die gewohnte Struktur bis 2030 völlig auf und häufig treten geringe Restlasten bis hin zum Wert

---

<sup>11</sup> „Fluktuierender Charakter“ bei der Einspeisung beschreibt die Tatsache, dass die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen aber auch aus der Photovoltaik durch das variierende Angebot an Wind (Flaute bis Starkwind) bzw. solarer Einstrahlung (Tags und nachts) und nicht durch den Anlagenbetreiber selbst bestimmt wird. Dies ist bei anderen Erzeugungsarten wie der Erzeugung mit Biogas oder Wasserkraft anders.

Null auf (z. B. 5 Uhr morgens im Juni, 8 Uhr morgens im August). Da die Nachfrage nach Strom aus konventionellen Kraftwerken damit ebenfalls kontinuierlich sinkt, können Kohlekraftwerke in immer weniger Stunden am Markt Strom verkaufen und keinen Erlös mehr am Markt erzielen (siehe hierzu Bode et al. 2009). Kohlkraftwerke sind technisch und wirtschaftlich darauf angelegt, möglichst viele Stunden im Jahr (ca. 7.500 Volllaststunden) zu produzieren. Das ist vor dem Hintergrund des angestrebten Ausbaus der erneuerbaren Energien folglich immer weniger möglich. Gaskraftwerke, deren spezifische Emissionen bei ca. 360 Gramm CO<sub>2</sub> pro kWh liegen (im Vergleich zu ca. 760 Gramm pro kWh bei Steinkohlekraftwerken) können die fluktuierenden Strommengen der erneuerbaren Energien dabei flexibel ergänzen. Die geplanten zwei neuen Gaskraftwerke am Standort Lubmin können daher als (ergänzende) Brückentechnologie zum erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien in Mecklenburg-Vorpommern gesehen werden.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien genießt zurzeit unter dem EEG Vorrang vor Strom aus konventionellen Anlagen. Aber auch bei Direktvermarktung an der Strombörse ohne Vorrangregelung würden zumindest Wind- und Photovoltaik Anlagen in einem liberalisierten Strommarkt auf Grund ihrer geringen Grenzkosten vor konventionellen Anlagen zum Zug kommen (siehe hierzu auch Kapitel 8).

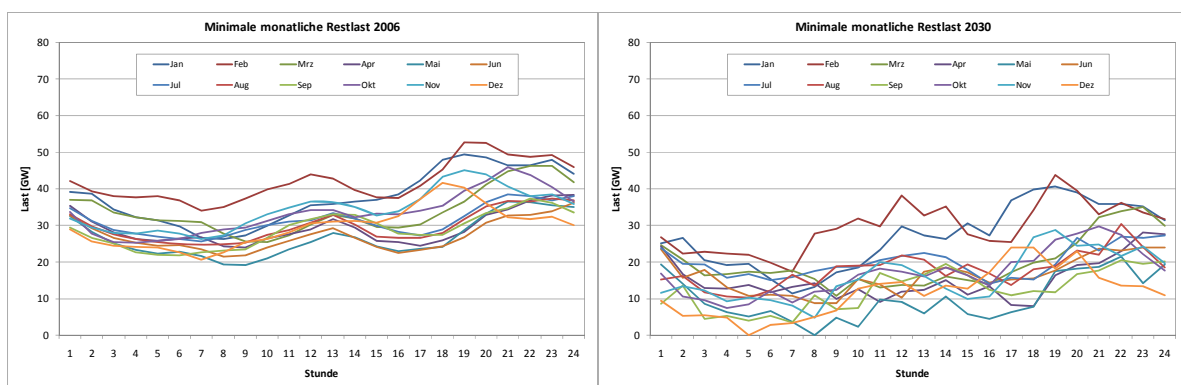


Abbildung 2: Tagesverlauf der minimalen monatlichen Restlast in Deutschland (= Stromnachfrage minus Einspeisung aus fluktuierenden Quellen) heute (links) und nach einem ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energien nach BMU Leitstudie im Jahr 2030 (rechts) (Quelle: Bode et al. 2009)

#### 4. Wärmeversorgung am Standort Lubmin

Die Gesamtstrategie „Energiewende 2020“ erwähnt in Schlussfolgerung 5.2 explizit:

*„Neben einem Industrieansiedlungskonzept ist ein Wärmenutzungskonzept für den Standort Greifswald-Lubmin erforderlich.“*

Als Maßnahmen dazu werden u.a. die Errichtung eines lokalen Wärmenetzes sowie die Intensivierung der Standortwerbung genannt.

Es erscheint jedoch fraglich, ob der genannte Ansatz sinnvoll ist bzw. ob eine entsprechende Anzahl an Betrieben überhaupt in Lubmin angesiedelt werden kann, die die entsprechende Menge an Wärme benötigen. Sowohl die Nachfrage nach Raumwärme wie auch der Bedarf an industrieller Wärme werden weiter kontinuierlich sinken. Schon die geplanten Kapazitäten eines einzigen Gaskraftwerks am Standort Lubmin übersteigen die zu erwartende Nachfrage.

Im Rahmen der KWK-Richtlinie (EU RL 2004/8/EG) wurde im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums eine Potentialstudie für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Deutschland erstellt (BEI/DLR 2006)<sup>12</sup>. Als hocheffiziente KWK gilt eine Technik, durch die eine Primärenergieeinsparung von mehr 10% ggü. der getrennten Strom- und Wärmeerzeugung erzielt wird. Die Studie geht in verschiedenen Kapiteln dem Potential nach, darunter der leitungsgebundenen Wärme sowie der industriellen KWK.

Die Wirtschaftlichkeit von Nah- und Fernwärme hängt nicht nur von der Höhe des Wärmebedarfs und damit einhergehender Anlagentypen ab, sondern auch von der spezifischen Dichte der Wärmeverbraucher und erforderlichen Leitungslängen. Das Potential für den Ausbau der Fernwärme in den neuen Bundesländern besteht demnach fast ausschließlich in der Erweiterung, hier jedoch bei den Siedlungstypen „CityBebauung mit hoher Dichte“, „Historisch Altstadt“, „Gewerbegebiete“ und „Neubaugebiet“ (bei 2006, S. 57). Das Potential für einen umfangreichen Fernwärmeausbau in Lubmin erscheint auf Grund der Siedlungsstruktur in Ostvorpommern eher gering. Greifswald, die nächstgrößere Stadt (ca. 53.000 Einwohner), verfügt über ein Fernwärmenetz mit eigenen Erzeugungskapazitäten.

Mit Blick auf die in Kapitel 3 gemachten Ausführungen zu künftigen Emissionszielen von minus 80 Prozent oder mehr wird auch ein anderer Aspekt deutlich, der bisher wenig bzw. anders in der Öffentlichkeit diskutiert wurde: Die Errichtung von neuen (lokalen) Wärmenetzen in Neubaugebieten muss grundsätzlich kritisch betrachtet werden. Ein großes Potential zur Minderung des Energiebedarfes liegt im Raumwärmebereich. Mit Niedrigenergie- und Passivhäusern stehen bereits heute Optionen zur Verfügung, den Bedarf an Raumwärme massiv bzw. auf nahezu null zu senken. Dies ist bei industriellen Prozessen in

---

<sup>12</sup> Analyse des nationalen Potentials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Bremer Energie Institut und DLR, Energie & Management Verlagsgesellschaft, Herrsching. Nationale KWK-Potentialstudie gemäß EU Richtlinie EU RL 2004/8/EG

dieser Form nicht absehbar. Das „Budget an Emissionen für die Wärmeerzeugung“ könnte demnach unter Umständen eher für den industriellen Bereich bereitgestellt und das für die Raumwärme überproportional gesenkt werden („Passivhaus als Standard“). Somit würde die Nachfrage nach Nah- und Fernwärme kontinuierlich sinken. Statt des Ausbaus von Wärmenetzen ist daher vielmehr nach Möglichkeiten zu deren langfristigem Rückbau zu suchen (zumindest für die Fernwärme).

Die Investoren der geplanten Kraftwerke am Standort Lubmin planen, neben der Raumwärme, Wärme insbesondere auch in industriellen Anlagen (z. B. Lebensmittelproduktion) abzusetzen. Zurzeit sind bereits ca. 50 ha Industriefläche zur Ansiedlung von wärmenutzenden Industrieunternehmen vorgesehen (MWAT 2009, S. 23). Es ist jedoch unklar, ob eine ausreichende Ansiedlung bei hoher Wärmeauskopplung möglich erscheint.

Kapitel 6 der KWK-Potentialstudie für Deutschland befasst sich detailliert mit dem Potential der industriellen KWK. Dieses ist aus dem Wärmebedarf des verarbeitenden Gewerbes abgeleitet, dessen Entwicklung für die 10 größten Wirtschaftszweige in Abbildung 3 dargestellt ist. Wie zu sehen, ist die Tendenz insgesamt eher rückläufig. Lediglich die Zweige Maschinenbau und Herstellung von Kraftwagen lassen ein leichtes Wachstum erkennen, dies jedoch auf niedrigem Niveau. Vor dem Hintergrund des insgesamt schrumpfenden Wärmemarktes wird es schwierig werden, neue Wärmeabnehmer in der Größenordnung der drei o.g. geplanten Kraftwerke zu finden. Sollte es aber an einem entsprechenden Bedarf an Wärme fehlen, würde die Abwärme des geplanten Kraftwerks in die Luft bzw. den Greifwalder Bodden abgegeben. Zudem würde es nicht gelingen, das Ziel der Landesregierung einer Erhöhung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen zu erreichen. Die Anlagen würden dann vornehmlich zur Stromproduktion eingesetzt werden.

Laut KWK-Potentialstudie ergibt sich trotz sinkender Gesamtnachfrage ein steigendes wirtschaftliches Potential für KWK-Anlagen durch verbesserte Wirkungsgrade und höhere Stromkennzahlen der Anlagen. Die liegt jedoch – abhängig von den angenommenen Preisen – eher bei kleineren Anlagen (vgl. Tabelle 3).

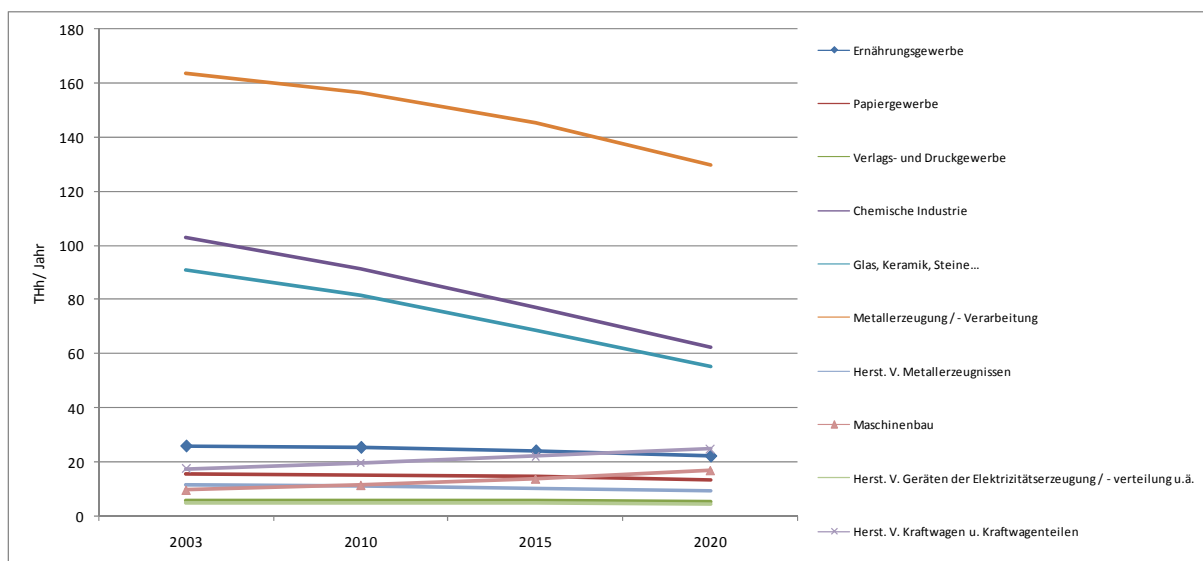


Abbildung 3: Obergrenze des theoretisch erschließbaren Einsatzpotentials industrieller KWK im Nieder- und Mitteltemperaturbereich, Betriebe mit mehr als 3500 Vollproduktionsstunden pro Jahr (Auswahl der 10 größten Zweige von 37), Quelle: BEI/DLR 2006, S. 108

Tabelle 3: Wirtschaftlich erschließbares KWK-Gesamtpotential in der Industrie bis 2020 (Hochpreisszenario), Quelle: BEI/DLR 2006, S. 109

Größenklasse	2003		2010		2020	
	Wärme (TWh)	Strom (TWh)	Wärme (TWh)	Strom (TWh)	Wärme (TWh)	Strom (TWh)
Mittlere u. große HKW (>50 MW <sub>el</sub> )	25	30	23	27	21	25
Kleine HKW (10-50 MW <sub>el</sub> )	36	38	35	37	33	35
BHKW (1-10 MW <sub>el</sub> )	32	31	31	29	34	33
BHKW (< MW <sub>el</sub> )	-	-	20	16	20	17
<b>Summe</b>	<b>93</b>	<b>99</b>	<b>109</b>	<b>109</b>	<b>108</b>	<b>110</b>

Zusammenfassend lässt sich fest halten, dass nicht mit einer ausreichend großen Anzahl an Abnehmern von Wärme (Raumwärme und Prozesswärme für die Industrie) aus dem geplanten Kohlekraftwerk gerechnet werden kann. Entsprechend wird die Anlage vornehmlich Strom produzieren bzw. vermarkten und die Wärme ungenutzt in die Umgebung abgegeben. Damit sinkt der Anteil der Stromerzeugung aus KWK Anlagen in Mecklenburg-Vorpommern. Ein Beitrag zum Ziel der Bundesregierung, den Stromproduktion in KWK-Anlagen zu Erhöhen, wird nicht geleistet.

## 5. CO<sub>2</sub>-Abscheidung und dauerhafte Speicherung (CCS)

Mit Blick auf die Nutzung fossiler Energien hält die Gesamtstrategie „Energiewende 2020“ fest:

*„Nach der Zielsetzung der aktuellen Klimaschutzstrategien der Europäischen Union und der Bundesregierung ist die künftige Nutzung fossiler Energieträger nur in Verbindung mit der Abscheidung und dauerhaften geologischen Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage = CCS) vertretbar.“* (Abschnitt 4.8.9)

Zum jetzigen Zeitpunkt ist unklar, 1) ob und zu welchen Kosten die Abscheidung in großtechnischem Maßstab möglich ist, 2) wer die Kosten für die Infrastruktur (inkl. Pipelines für den Transport) trägt, 3) wie groß das Speicherpotential in Deutschland und speziell im Raum Lubmin ist, 4) ob die dauerhafte und vollständige Speicherung in geologischen Formationen überhaupt möglich ist. CCS als „sichere“ Option für die notwendige Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen zu sehen, ist daher derzeit sehr gewagt. Umfangreiche, ergebnisoffene Forschungsarbeiten wären zunächst notwendig. Schließlich erscheint es mehr als fraglich, ob Lubmin eins der genannten Demonstrationsprojekte, deren Anzahl für Deutschland voraussichtlich auf max. 3 begrenzt ist, wird.

Die sog. CO<sub>2</sub>-Abscheidung und dauerhafte Speicherung<sup>13</sup> (CCS) ist in jüngster Zeit verstärkt als Maßnahme zur Minderungen des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in die Atmosphäre diskutiert worden. Der Begriff macht dabei bereits deutlich, dass es nicht um die Vermeidung der CO<sub>2</sub>-Bildung, sondern um deren Abscheidung und anschließender dauerhafter Speicherung geht. Für letztere wird zurzeit zumindest in Europa allein die Speicherung in geologischen Formationen diskutiert.

Die CCS-Kette setzt sich im Wesentlichen aus den folgenden 3 Teilen zusammen.

- 1) Abscheidung an der Quelle
- 2) Transport
- 3) Verpressung und Speicherung

Während die Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus Gasströmen in bestimmten Industriezweigen wie der Erdgasaufbereitung oder der Ammoniakproduktion bereits seit langem praktiziert und beherrscht wird, liegen im Kraftwerksbereich bisher kaum Erfahrungen vor. Grundsätzlich lassen sich 3 unterschiedliche Konzepte unterscheiden (pre- und post combustion sowie das Oxyfuel Verfahren). Allen gemeinsam ist, dass der Nachweis der großtechnischen Beherrschung und Marktfähigkeit noch aussteht. Das häufig zitierte Pilotprojekt von Vattenfall

---

<sup>13</sup> Dauerhafte Speicherung meint eine Ablagerung, da eine Wiederverwendung des verspressten CO<sub>2</sub> nicht beabsichtigt ist. Rechtstechnisch geht auch der Gesetzentwurf von einer Ablagerung aus, bezeichnet diese aber als dauerhafte Speicherung, siehe § 3 (1) Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG-Entwurf), Bundesrat Drucksache 282/09 vom 3. 4. 2009



Europe hat beispielsweise eine Leistung von 30 MW (thermisch).<sup>14</sup> Ob und inwieweit die Übertragung auf Anlagengrößen von 1000 MW oder mehr problemlos möglich ist, ist zurzeit offen. Im Rahmen des europäischen Energie- und Klimapakets, das im April 2009 durch den EU Rat angenommen wurde (EUC 2009), wurde u. a. die Förderung von Demonstrationslagen beschlossen. Bis zu 300 Mio. Emissionsberechtigungen werden demnach bis 2015 bereitgestellt, um bis zu 12 kommerzielle Demonstrationsprojekte in der EU zu unterstützen. Der Ansatz zeigt auf, dass die Arbeiten für einen großtechnischen Einsatz noch relativ am Anfang stehen und keine Erfahrungen mit entsprechenden Anlagen auch im Dauerbetrieb bestehen.

Der zweite Teil der Kette, der Transport von CO<sub>2</sub>, birgt erhebliche Planungsunsicherheiten. Die Kohlekraftwerke müssen mit bis zu hunderte Kilometer entfernt liegenden Lagerstätten verbunden werden. Offen ist die Frage, wer die Kosten für die den Aufbau der entsprechenden Infrastruktur (an Gaspipelines) übernimmt.<sup>15</sup>

Problematisch ist auch die letzte Stufe, die der Speicherung. Hier sind zum einen verlässliche Prognosen der Speicherpotentiale und zum anderen mögliche Wiederausstritte von CO<sub>2</sub> zu diskutieren. Für die Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen stehen grundsätzlich folgende Optionen zur Verfügung:

- „Enhanced Oil/Gas Recovery (EOR, EGR)“, bei dem durch das Verpressen von CO<sub>2</sub> die Ausbeute eines noch aktiven Öl- oder Gasfeldes erhöht werden kann;
- leere Erdöl- oder Erdgasfelder;
- Aquifere (tiefliegende, wasserführende Schichten);
- „Coal Bed Methane“, bei dem das CO<sub>2</sub> in nicht wirtschaftlich abbaubare Kohleflöze verbracht wird und gleichzeitig Methan (CH<sub>4</sub>) gefördert werden kann.

Die Angaben zum Potential zur Speicherung von CO<sub>2</sub> sind sehr breit. Reiner et al. (2008) führen hierfür u. a. ein unterschiedliches Verständnis der jeweiligen Autoren an. An den extremen findet sich auf der einen Seite das theoretische auf der anderen Seite das realisierbare Potential, das u.a. auch ökonomische Aspekte berücksichtigt. Für Deutschland wird unter Führung der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zurzeit ein Speicher-Kataster entwickelt. Ziel ist es, eine einheitliche Erfassung und Interpretation von Informationen über unterirdische Porenspeicherräume in Deutschland zu erstellen, was wiederum eine qualifizierte Beratung von Politik, Öffentlichkeit und Wirtschaft ermöglichen soll. Das Projekt soll Anfang 2011 enden.<sup>16</sup>

Das Speicherpotential für Deutschland konzentriert sich im Wesentlichen auf erschöpfte Erdgasstätten und tiefe, saline Aquifere (UBA 2006) und befindet sich damit vornehmlich in

---

<sup>14</sup> [http://www.vattenfall.de/www/vf/vf\\_de/225583xberx/228227umwel/228407klima/228587co2-f/1441026diexp/index.jsp?WT.ac=search\\_success](http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/228227umwel/228407klima/228587co2-f/1441026diexp/index.jsp?WT.ac=search_success)

<sup>15</sup> Es liegt die Vermutung nahe, dass die Kraftwerks- bzw. Speicherbetreiber versuchen werden, dies auf die öffentliche Hand zu schieben.

<sup>16</sup> [http://www.bgr.bund.de/cln\\_092/nn\\_1038746/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html](http://www.bgr.bund.de/cln_092/nn_1038746/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html)

Norddeutschland. Unklar sind in diesem Zusammenhang mögliche Konflikte wie bspw. bei der Nutzung der Geothermie, die auch in Mecklenburg-Vorpommern verstärkt genutzt werden soll (siehe Schlussfolgerung 2.2 in MWAT 2009, zum möglichen Nutzungskonflikt auch Bundestag, 2009). Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2009) verweist auf Konflikte mit der Nutzung erneuerbarer Energien (Erkundungen für Geothermie und Nutzung der Kavernen als Druckluftspeicher etwa für Windenergie). Dietrich (2008) verweist mit Blick auf die Speicherung auf mögliche Konflikte bei Nutzung der Areale für verschiedene Gase (siehe Abbildung 4).<sup>17</sup> May (2005) weist in diesem Zusammenhang auf die Möglichkeit, Nutzungskonflikte möglichst übergeordnet zu erfassen und zu steuern, z. B. durch das Instrument der Untertageraumordnung.

Eine systematische Untersuchung möglicher Nutzungskonflikte in Mecklenburg-Vorpommern ist nicht Bestandteil der Gesamtstrategie, obgleich sie für eine konsistente Energiestrategie notwendig erscheint.

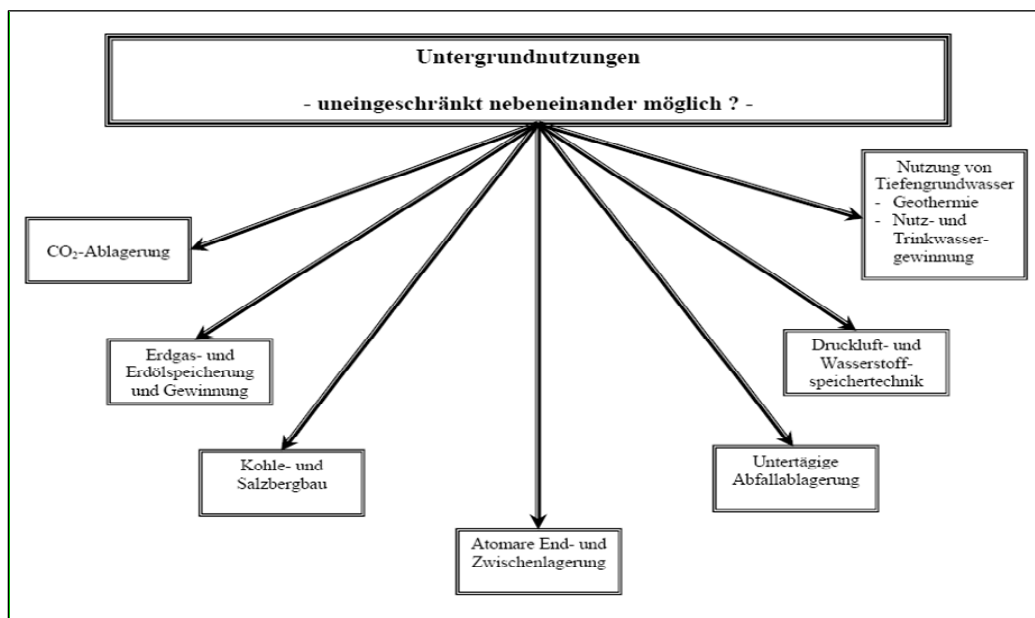


Abbildung 4: Überblick über bisherige Nutzungen des geologischen Untergrunds (Quelle: Dietrich 2009)

<sup>17</sup> Im Strategiepapier wird dieser mögliche Konflikt implizit bei der Erläuterung der Notwendigkeit von Gasspeichern angesprochen. Dort heißt es: „Mit dem vorgesehenen Bau der Nord Stream – Gas-Pipeline wird eine qualitativ neue Etappe der Versorgung Mittel- und Westeuropas mit russischem Erdgas eingeleitet. Der europäische Markt fordert eine effiziente und langfristig berechenbare Strukturierung dieser Erdgaslieferungen. Das erfordert auch neue Untertagespeicherkapazitäten in erheblichen Größenordnungen. Als Standort bietet sich das Umfeld des Eintrittspunktes der Nord Stream in den europäischen Markt an. Untergrundgasspeicher werden benötigt, um in den Wintermonaten den Mehrbedarf für Heizungsanlagen und die Warmwasserversorgung zu decken, Importstörungen auszugleichen und kurzfristigen Spitzenbedarf abzusichern.“ MWAT (2009, S. 55 ff). Zumindest in Aquiferstrukturen kann es zu Nutzungskonflikten zwischen Erdgas und CO<sub>2</sub> kommen. Siehe hierzu ausführlich: Dietrich et al. 2009, S. 310

Mit Blick auf das geplante Kohlekraftwerk in Lubmin werden potentielle Lagerstätten „künftig auf ihre Eignung zur Speicherung von CO<sub>2</sub> – aus Kraftwerken in M-V – erkundet“ (MWAT (2009, S. 85)).<sup>18</sup>

Mit Blick auf den notwendigen Speicher kann demnach derzeit nicht von einem ausreichenden Potential ausgegangen werden.

Neben der Frage des Potentials stellt die Frage der langfristigen Speichersicherheit einen wichtigen Punkt dar. Da die Bildung von CO<sub>2</sub> nicht vermieden sondern nur der Austritt in die Atmosphäre verhindert wird, besteht grundsätzlich die Gefahr von Wiederausstritten. Dabei kann u.a. zwischen möglichen Wiederausstritten während und nach der Betriebsphase unterschieden werden, wobei sich das Risikoprofil im Laufe der Zeit verschiebt. Zwar besteht durch die Erdgasspeicherung bereits längere Erfahrungen mit Verbringen von Gas in leere Erdgasfelder, Erfahrungen mit der Langzeitsicherheit (Zeithorizont von 10.000 und mehr Jahren) liegen jedoch noch nicht vor. Wie sich die Bohrlöcher bzw. deren Abdichtungen über lange Zeiträume verhalten ist zurzeit noch nicht bekannt. Ähnliches gilt für die Speicherung in salinen Aquiferen, wobei hier theoretisch noch die Möglichkeit des Wiederaustritts durch bzw. an geologischen Verwerfungen entsteht (siehe hierzu umfassend IPCC 2005). Zwar liegen Konzepte für das aus dem zuvor gesagten, notwendiger Weise resultierenden CO<sub>2</sub>-Monitoring vor, allerdings gibt es auch hier kaum Erfahrung mit realen Systemen. Insofern wird in diesem Zusammenhang auch vom Ansatz eines „adaptive learnings“ gesprochen (BERR 2007), da erst nach dem Beginn der Verpressung des CO<sub>2</sub> ein Verständnis über dessen Verhalten gewonnen wird.<sup>19</sup>

Vor diesem Hintergrund bekommt die Frage der Haftung für mögliche Wiederausstritte eine besondere Rolle. Im jüngst von der Bundesregierung verabschiedeten CCS-Gesetz-Entwurf<sup>20</sup>, der sich noch im parlamentarischen Verfahren befindet, wird hierzu ein Zeitraum von 30 Jahren nach Schließung vorgesehen. Für die Übertragung der Verantwortung ist dann der Nachweis der Langzeitsicherheit durch den Betreiber zu erbringen, wobei das Kriterium der „anerkannte Stand von Wissenschaft und Technik“ sein soll. Dass sich dieser auf Grund der bisher geringen Erfahrung im Zeitverlauf regelmäßig verändern wird, steht außer Frage. Ob und wieweit dies zu Anpassungen bei bestehenden Anlagen führen kann und wird, ist derzeit unklar. Intensive Diskussionen über Risiken für Mensch und Umwelt sowie die langfristigen Folgekosten werden bereits jetzt geführt und werden sich zwischen Betreibern und Behörden fortsetzen.

In Hinblick auf den Wirkungsgrad von Kohlekraftwerken mit CCS wird von einer Verschlechterung um durchschnittlich 10 Prozentpunkte (je nach Verfahren 6 bis 15 %-Punkte) ausgegangen. Der Wirkungsgradverlust macht einen Mehreinsatz von Kohle

---

<sup>18</sup> Mit Blick auf die Fokussierung auf „Kraftwerke in M-V“ sei erwähnt, dass die CCS Richtlinie bzw. das CCS-Gesetz (§ 34) von einem diskriminierungsfreien Zugang zu den Lagerstätten spricht.

<sup>19</sup> „This is because after injection commences, there may be a need to adapt a monitoring plan as the understanding of the subsurface behaviour of the CO<sub>2</sub> plume evolves.“ BERR 2007, S. 17

<sup>20</sup> Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG-Entwurf), Bundesrat Drucksache 282/09 vom 3. 4. 2009

notwendig, was sich negativ auf Produktionskosten für Strom aus CCS-Kohlekraftwerken und die CO<sub>2</sub>-Bilanz der Technologie auswirkt. Auch ob bestehende und neue Kraftwerke nachträglich mit CCS ausgestattet werden können bzw. eine solche Nachrüstung wirtschaftlich wäre, ist derzeit noch ungeklärt.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub> einen Beitrag zur Minderung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in die Atmosphäre leisten könnte, sollte sie sich als technisch machbar und marktfähig erweisen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist jedoch unklar, ob bzw. zu welchen Kosten dieses Potential tatsächlich realisiert werden kann. Umfangreiche, ergebnisoffene Forschungsarbeiten wären in diesem Kontext notwendig. Auf Grund der in Kapitel 3 dargestellten Anforderungen an die notwendigen Emissionsminderungen erscheint es mit den klimapolitischen Zielen nicht vereinbar, in der Hoffnung auf die CCS-Technologie mit dem Bau neuer Kohlekraftwerke Fakten zu schaffen.

Mit Blick auf eine konkrete, einzelne Anlage wie das geplante Kohlekraftwerk in Lubmin wäre daher zu klären, welche Rolle dieses genau einnimmt. Auch wenn der Investor DONG Energy einen entsprechenden Antrag einreichen sollte, wäre eine entsprechende Förderung als Demonstrationsvorhaben nicht wahrscheinlich. Denn in Anbetracht konkurrierender Vorhaben anderer großer Stromerzeugungsunternehmen in Deutschland und der geringen Zahl von Pilotanlagen in der EU ist die Konkurrenzsituation für das DONG-Projekt ungünstig.<sup>21</sup>

---

<sup>21</sup> Siehe hierzu dpa Meldung „ROUNDUP: Kabinett ebnet CO<sub>2</sub>-Speicherung den Weg - Kritik von Umweltschützern“. Demnach sind die Standorte Hürth, Jänischwalde und Wilhelmshaven für die Unternehmen (Eon, Vattenfall Europe und RWE) im Gespräch.

## 6. Emissionsbilanzierung: Möglichkeiten und Grenzen des Exports von CO<sub>2</sub>-Emissionen

Schlussfolgerung 1.3 der Gesamtstrategie „Energiewende 2020“ hält fest:

*„Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden dem Land nach der Stromverbrauchs- und nicht nach der Stromerzeugungsmenge angerechnet.“*

Die Emissionsberechnung auf Basis von Verursacherbilanzen für Mecklenburg-Vorpommern ist zwar technisch möglich, kann jedoch indirekt zu einer Verfehlung des nationalen Emissionsziels, das auf Basis einer Quellenbilanz bestimmt wird, beitragen. Die Annahme, dass CO<sub>2</sub>-Emissionen zusammen mit dem Strom exportiert werden könnten, ist nicht zielführend. Wollte Mecklenburg-Vorpommern tatsächlich einen Beitrag zur Erreichung des Klimaschutzziels der Bundesregierung im Bereich der Stromerzeugung leisten, so wäre nach Quellenbilanz dem Kohlekraftwerk in Lubmin die Genehmigung zu versagen. Andernfalls steigen die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung in Mecklenburg-Vorpommern massiv an.

Für die Berechnung von Emissionen stehen verschiedenen Verfahren zur Verfügung, wobei auf Ebene der Bundesländer insb. zwischen folgenden 2 Varianten unterschieden wird:

- Quellenbilanz
- Verursacherbilanz

### Quellenbilanz

*„Bei der Quellenbilanz handelt es sich um eine auf den Primärenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen [...]. Unberücksichtigt bleiben dabei die mit dem Importstrom zusammenhängenden Emissionen, dagegen werden die Emissionen, die auf die Erzeugung des exportierten Stroms zurück zu führen sind, in vollem Umfang nachgewiesen. Die Quellenbilanz ermöglicht Aussagen über die Gesamtmenge des im Land emittierten Kohlendioxids; wegen des Stromaußenhandels sind jedoch keine direkten Rückschlüsse auf das Verbrauchsverhalten der Endenergieverbraucher und den dadurch verursachten Beitrag zu den CO<sub>2</sub>-Emissionen eines Landes möglich.“* (Landesarbeitskreis Energiebilanzen<sup>22</sup>)

---

<sup>22</sup> <http://www.lak-energiebilanzen.de>

## Verursacherbilanz

*„Bei der Verursacherbilanz handelt es sich um eine auf den Endenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen. Im Unterschied zur Quellenbilanz werden hierbei die Emissionen des Umwandlungsbereichs nicht als solche ausgewiesen, sondern nach dem Verursacherprinzip den sie verursachenden Endverbrauchersektoren zugeordnet...“*

(Landesarbeitskreis Energiebilanzen)

Die Quellenbilanz liegt auch dem Emissionsziel des Kyoto Protokolls und allen daraus abgeleiteten Zielen bis 2020 und danach zu Grunde (hier auch Territorialprinzip genannt). Für die Erreichung des Emissionsziels der Bundesrepublik Deutschland sind wie erwähnt alle auf deren Hoheitsgebiet emittierten Treibhausgasemissionen relevant und zwar unabhängig davon, von wem oder aus welchem Grund die Emissionen verursacht wurden. Emissionen, die z. B. im Zuge der Produktion von Exportgütern wie Autos entstehen, werden dementsprechend nicht exportiert sondern in vollem Umfang im Emissionsinventar von Deutschland und damit für das Kyoto Ziel berücksichtigt.

Schlussfolgerung 1.3 der Gesamtstrategie „Energiewende 2020“ stellt fest, dass dem Land die Emissionen aus der Stromerzeugung in Mecklenburg-Vorpommern nach dem tatsächlichen Verbrauch und nicht nach der im Land anfallenden Emissionsmenge zugerechnet werden, d.h. die Verursacherbilanz wird verwendet. Wie in der obigen Beschreibung zu sehen, werden die Emissionen dabei nach dem Verursacherprinzip den verschiedenen Sektoren zugeordnet. Die Berechnung der Emissionen erfolgt über einen bundeseinheitlichen Emissionsfaktor für die durchschnittlichen Emissionen pro Kilowattstunde. Dieser Emissionsfaktor wird auch Generalfaktor genannt.<sup>23</sup> In der Tendenz ist er in den letzten Jahren gefallen.

Bundesländer, die an den zuvor genannten Zielen der Bundesregierung mitwirken wollen, stehen nun vor der Frage, wie sie dies tun können. Dabei spielt der gewählte Bilanzierungsrahmen eine besondere Rolle.

Mecklenburg-Vorpommern will einen Beitrag zur Zielerreichung leisten. *„Mecklenburg-Vorpommern wird an der Erreichung dieser ambitionierten Ziele: [...] Minderung der CO<sub>2</sub>-*

---

<sup>23</sup> *„Beim Energieträger Strom erfolgt die Anrechnung der dem Endverbrauch zuzurechnenden Emissionsmenge auf Grundlage des Brennstoffverbrauchs aller Stromerzeugungsanlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland. Der hierzu benötigte Faktor (Generalfaktor) ergibt sich als Quotient der Summe der Emissionen aller deutschen Stromerzeugungsanlagen, soweit sie für den inländischen Verbrauch produzieren, und der Summe des inländischen Stromendverbrauchs. Ein positiver Stromaußenhandelsüberschuss mit dem Ausland wird dabei unter Anlehnung an die Substitutionstheorie so bewertet, als sei er in inländischen Stromerzeugungsanlagen der allgemeinen Versorgung hergestellt worden. Aufgrund dieser teilweise modellhaften Berechnungsmethode ist ein direkter Zusammenhang mit den tatsächlich in einem Land angefallenen Emissionen, die in der Quellenbilanz dargestellt werden, nicht gegeben.“*(Landesarbeitskreis Energiebilanzen)

*Emissionen um 36 bis 40% mitwirken und somit zum Erreichen: [...] der Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen." (MV 2009, S. 5 f).<sup>24</sup>*

Die Quellenbilanz von Mecklenburg-Vorpommern wird durch den Bau eines Kohlekraftwerks Lubmin massiv verschlechtert. Eine mögliche Genehmigung des Kohlekraftwerks leistet somit keinen Beitrag zur Erreichung des o.g. Minderungsziels. Fraglich ist nun, ob ein einfacher Bilanzierungswechsel hin zur Verursacherbilanz einen wirklichen Beitrag zum Klimaschutz leisten kann? Durch den mit dem Export des Stroms einhergehenden Export von Emissionen nach der Methodik der Verursacherbilanz kann Mecklenburg-Vorpommern sein Emissionsziel zumindest auf dem Papier erreichen.

Ein solcher Wechsel des Bilanzierungsrahmens ist jedoch kritisch zu bewerten. Völkerrechtlich verbindlich für Deutschland ist wie erwähnt die Quellenbilanz. Nimmt man die möglichen Zielvorgaben für CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung (notwendige Minderung von ca. 95% bis 2050) und trifft Annahmen über die Entwicklung des Stromenergiebedarfs so lassen sich „zulässige“ durchschnittliche Emissionen der Stromerzeugung und damit ein „zulässiger“ Generalfaktor ableiten, der eine Zielerfüllung des Sektors sicherstellt. Abbildung 5 zeigt diesen im Zeitverlauf unter der Annahme, dass der Stromaußenhandelsaldo null beträgt. Wie zu sehen, muss der Generalfaktor in Abhängigkeit von der angenommenen Stromnachfrage von heute ca. 600 g/ kWh auf ca. 33 g/ kWh in 2050 sinken (bzw. auf ca. 133 g/ kWh bei einem Minderungsziel von minus 80 % bis 2050 ggü. 1990).

In der Gesamtstrategie „Energiewende 2050“ wird bei der Emissionsberechnung davon ausgegangen, dass der Generalfaktor bis 2020 konstant bleibt (MWAT S. 41). Unter dieser Annahme werden entsprechend viele Emissionen bis 2020 zusammen mit dem Strom exportiert und somit eine Zielerreichung nach der Verursacherbilanz für Mecklenburg-Vorpommern ermöglicht.

Dies alleine wäre noch nicht kritisch, sofern allein Mecklenburg-Vorpommern für sich ein Emissionsziel nach Verbrauchsbilanz definiert hätte. Dies ist jedoch nicht der Fall. Würde ein solcher Ansatz von allen Bundesländern verfolgt, so würde eine Zielverfehlung auf nationaler Ebene jedoch wahrscheinlich werden, da Emissionen aus Kohlekraftwerken, die die Quellenbilanz in der Regel verschlechtern, einfach mit der Verbrauchsbilanz exportiert werden. Mit Blick auf das Emissionsziel der Bundesregierung sollten im Idealfall die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung in jedem Bundesland kontinuierlich sinken (siehe Abbildung 5).<sup>25</sup> Mit jeder Abweichung von diesem durchschnittlichen Emissionsfaktor in einem Bundesland nach oben geht die Notwendigkeit einer Unterschreitung der

---

<sup>24</sup> Wobei das offizielle Reduktionsziel der Bundesregierung bei minus 40% bis 2020 liegt.

<sup>25</sup> Nur wenn der Stromenergiebedarf massiv, d.h. um 80 % oder mehr, sinken sollte, könnte der Wechsel des Bilanzierungsrahmens unkritisch sein. In diesem Fall würden aber auch keine bzw. deutlich weniger neue Kraftwerke benötigt.

durchschnittlichen Emissionen der Stromerzeugung ggü. dem Zielfaktor in einem anderen Bundesland einher.

Eine Entscheidung von Mecklenburg-Vorpommern für die Genehmigung des Kohlekraftwerks in Lubmin verringert somit auch den Entscheidungsspielraum für andere Bundesländer: Die durchschnittlichen Emissionen (Generalfaktor) steigen ggü. dem Fall der Nichtgenehmigung des Kohlekraftwerks an. Damit erhöhen sich in allen Verursacherbilanzen der Bundesländer die Emissionen aus dem Verbrauch von Strom. Zur Erreichung von länderspezifischen Emissionszielen wären dann zusätzliche Minderungsmaßnahmen umzusetzen.<sup>26</sup>

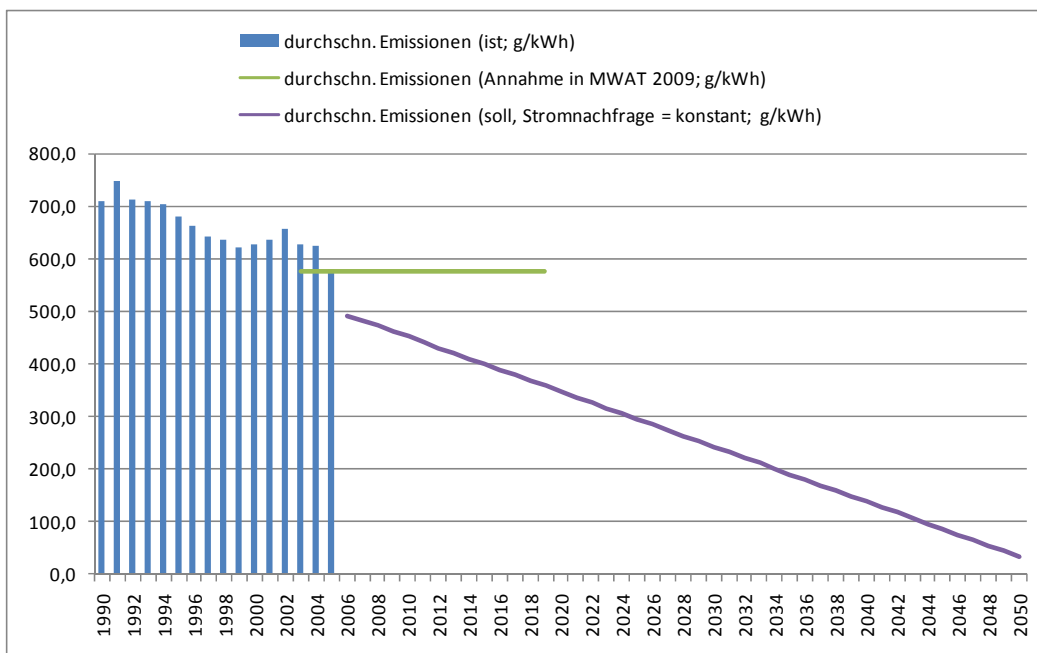


Abbildung 5: Generalfaktoren zur Berücksichtigung von Stromim- und –exporten von Bundesländern (Quelle: Eigene Berechnungen; Annahme: Stromendverbrauch in 2007:520 TWh, Emissionen aus Stromerzeugung in 1990 344 Mio t, Minderungsziel von 95 % in 2050; „durchschn. Emissionen ist“: Landesarbeitskreis Energiebilanzen; „durchschn. Emissionen Annahme“: MWAT 2009, S. 39)

An dieser Stelle lässt sich festhalten, dass die Verwendung von Verursacherbilanzen mit Blick auf die Emissionsziele nach dem Kyoto Protokoll (ermittelt nach Quellenbilanz) irreführend ist. Die bei der Erstellung von Verursacherbilanzen verwendeten durchschnittlichen Emissionen (Generalfaktor) für Strom dürfen nicht einfach als zu frei bestimmbare Größe verstanden werden. Durch die Zielvorgaben auf nationaler Ebene nach Quellenbilanz ergibt sich implizit auch ein Zielkorridor für die „zulässigen“ durchschnittlichen Emissionen der Stromerzeugung und damit für den Generalfaktor. Die derzeitige Praxis, über geplante Kraftwerksneubauten dezentral in den einzelnen Bundesländern zu entscheiden, kann eine Erreichung der genannten „zulässigen“ durchschnittlichen bundesdeutschen Emissionen nicht sicherstellen. Eine mögliche Genehmigung des Kohlekraftwerks am Standort Lubmin leistet

<sup>26</sup> Die genannte Wirkung auf andere Bundesländer ist nicht spezifisch für das geplante Kohlekraftwerk in Lubmin, sondern gilt für alle Kohlekraftwerke.



somit einen impliziten Beitrag zur Zielverfehlung des nationalen Emissionsziels (nach Quellenbilanz).

## 7. Erneuerbare Energien in M-V und anderen Bundesländern

Die Gesamtstrategie „Energieland 2020“ greift das Thema „erneuerbare Energien“ an verschiedenen Stellen auf. Mit Blick auf die erzeugten Strommengen wird folgende Steigerung vorgesehen.

*„...bei den Erneuerbaren Energien insgesamt auf das 5-fache...“ (MWAT 2009, S. 11)*

Höhere Steigerungen werden dabei bereits jetzt erwartet.

*„Die Steigerungen, die sich seit der Datenerhebung 2005 ergeben haben, lassen noch höhere Steigerungen bis 2020 erwarten.“ (MWAT 2009, S. 11)*

Die höheren, erwarteten Steigerungen werden jedoch nicht in politische Ziele umgesetzt, das Erreichen damit nicht sichergestellt. Ein Vergleich mit anderen Bundesländern zeigt, dass mit anspruchsvolleren Zielen für Mecklenburg-Vorpommern auf Niveau des jeweils „besten“ Bundeslandes in den Bereichen Wind (onshore), Photovoltaik und Biogas/ Biomasse die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2020 auf über die Hälfte der erwarteten Strommenge des Kohlekraftwerks Lubmin ausgebaut werden kann.

In einem umfassenden Vergleich zum Ausbau der erneuerbaren Energien in den 16 Bundesländern (Diekmann et al. 2008) liegt Mecklenburg-Vorpommern mit Platz 7 im Mittelfeld (siehe Abbildung 6). Mit der jetzt vorgelegten Gesamtstrategie „Energieland 2020“ würden bei einzelnen Indikatoren, wie z. B. „Ziele für erneuerbare Energien“, im Falle eines erneuten Rankings sicherlich Verbesserungen erzielt werden.

Offen ist nun, ob die in der Gesamtstrategie „Energieland 2020“ gesetzten Ziele anspruchsvoll sind und ob ggf. noch Steigerungspotential nach oben ist. Als Flächen- und Küstenstaat verfügt Mecklenburg-Vorpommern grundsätzlich über ein großes Potential für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Eine detaillierte Potentialstudie steht zurzeit noch aus.

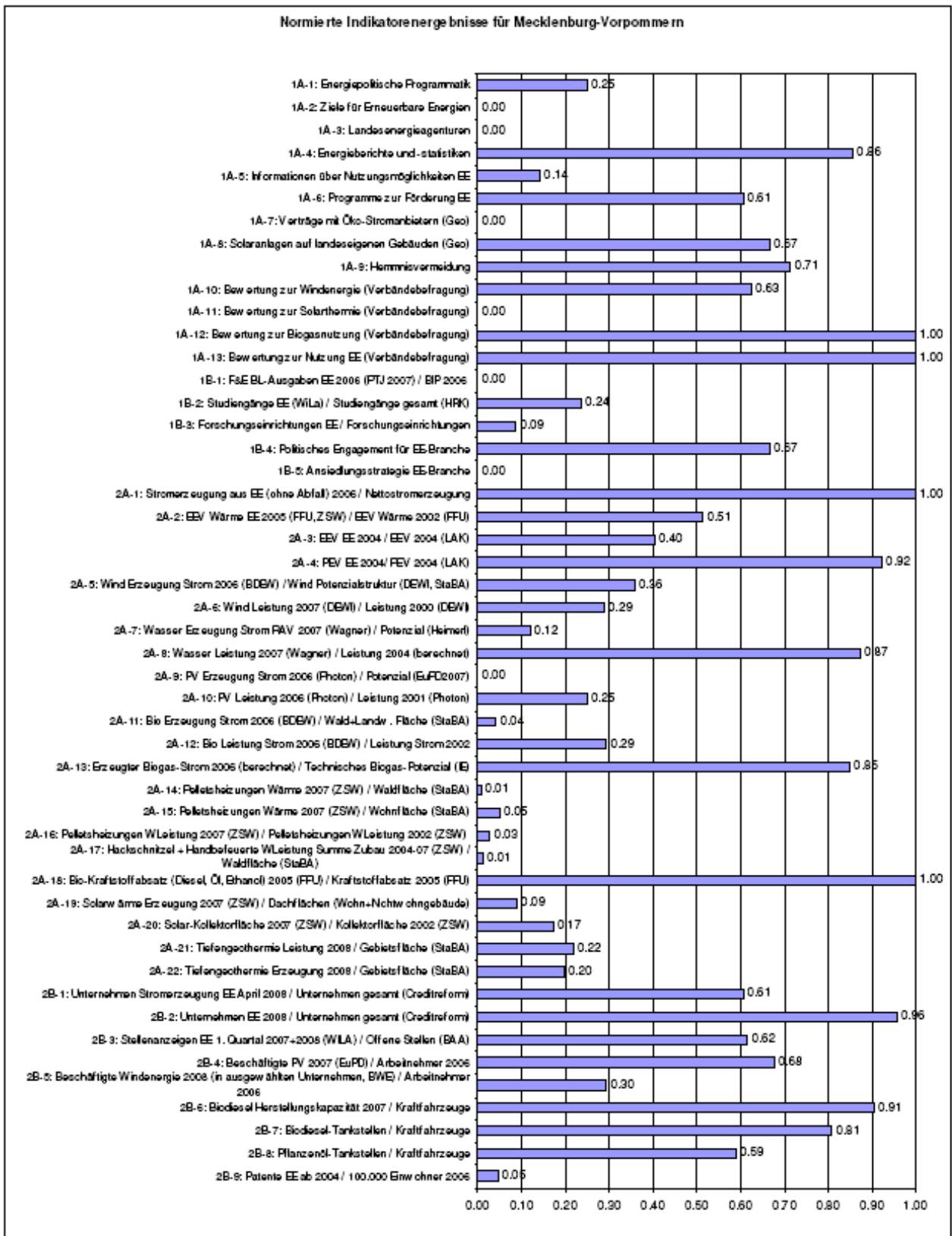


Abbildung 6: Einzelindikatoren für Mecklenburg-Vorpommern im Best Practice Vergleich zum Ausbau der erneuerbaren Energien in den 16 Bundesländern (Diekmann et al. 2008, S. 158)

Die Bundesregierung will den Anteil erneuerbaren Energien bis 2020 auf 33% steigern und hält 50% bis 2030 für erreichbar (vgl. Roadmap Energiepolitik 2020/27; BMU Leitstudie 2008). Die Branche selbst sieht sogar das Ausbaupotential bis 47% in 2020. Wichtigste Quelle für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland ist die Windkraft. Die BMU-Leitstudie 2008 sieht für diese Technologie einen Anteil an der installierten Leistung der erneuerbaren Energien von ca. 62 Prozent in 2020. Entsprechend liegt der Fokus auf dieser Technologie. Tabelle 4 zeigt die installierte Leistung in den sechs Bundesländern mit dem größten Anteil an der Gesamtkapazität in Deutschland. Mit 1.431 MW liegt Mecklenburg-Vorpommern zurzeit an sechster Stelle. Die Tabelle zeigt ebenso offizielle Ziele für den Ausbau bis 2020 sowie die Änderung ggü. dem Status quo. Wie zu sehen ist, sind diese Ziele unterschiedlich anspruchsvoll. Insbesondere das Land Brandenburg fällt durch sein ambitioniertes Ziel von 7.500 MW installierter Leistung auf. Dies entspricht ggü. dem Status-quo nahezu einer Verdopplung. Ein einfacher Vergleich der Potentiale auf Basis der Nutzungseignung von Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg unter dem EEG lässt vermuten, dass auch in Mecklenburg-Vorpommern ein stärkerer Ausbau, d.h. Verdopplung ggü. dem Status-quo, unter wirtschaftlichen Kriterien möglich ist: Die Windverhältnisse in Mecklenburg-Vorpommern erlauben nahezu im gesamten Land einen wirtschaftlichen Betrieb von Windkraftanlagen (onshore).

Tabelle 4: Installierte Leistung von onshore Windkraftanlagen in ausgewählten Bundesländern

	Install. Leistung Gesamt 31.12.08 (MW <sup>1)</sup> )	Ziel 2020 (MW)	Änderung 2008 bis 2020 (Prozent)
Niedersachsen	6.028	k. A.	
Brandenburg	3.767	7.500	199
Sachsen-Anhalt	3.014	3.829	127
Schleswig-Holstein	2.694	4.000	148
NRW	2.677	(6.800) <sup>2)</sup>	254
Mecklenburg- Vorpommern	1.431	2.069	145
<b>Gesamt (Deutschland)</b>	<b>23.903</b>		

<sup>1)</sup> Quelle: Dewi 2009 <sup>2)</sup> Kein offizielles Ziel, Potential bei best. Annahmen, Quelle: EUtech 2008, S. 40

Die Bewertung bzw. das Ableiten eines möglichen Steigerungspotentials für die offshore Windenergie ist deutlich schwerer. Mecklenburg-Vorpommern hat mit einem Ziel von knapp 2000 MW installierter Leistung in 2020 weniger als die beiden anderen Küstenländer Schleswig-Holstein (3.150 MW) und Niedersachsen (bis zu 8.000 MW<sup>28)</sup> anvisiert. Zurzeit sind aber gewisse Anlaufschwierigkeiten bei diesem Ausbau zu beobachten, so dass eine

<sup>27</sup> [http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/roadmap\\_energiepolitik\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/roadmap_energiepolitik_bf.pdf)

<sup>28</sup> Abgeleitet aus den Zahlen zum geplanten Netzausbau, siehe hierzu:

[http://www.umwelt.niedersachsen.de/master/C1583505\\_N11457\\_L20\\_D0\\_I598.html](http://www.umwelt.niedersachsen.de/master/C1583505_N11457_L20_D0_I598.html)

Bewertung der Ziele für Mecklenburg-Vorpommern zum jetzigen Zeitpunkt zu unsicher erscheint. Allerdings spielt der Ausbau der Offshore-Windkraft eine zentrale Rolle in der Strategie der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Abbildung 7 zeigt wichtige Ursachen für die Verzögerungen auf. Während sich die Erfahrungen in internationalen offshore Windparks auf Standorte mit Wassertiefen von bis zu 17 m und Küstenentfernungen von weniger als 20 km beschränken (blaue Ellipse), liegen die geplanten offshore Windparks an Standorten, die mit Blick auf beide Aspekte (Wassertiefe und Küstenentfernung) zum Teil deutlich ungünstiger liegen. Insofern sind bei offshore Windenergie entsprechend weitere Schritte und Erfahrungen zu machen.

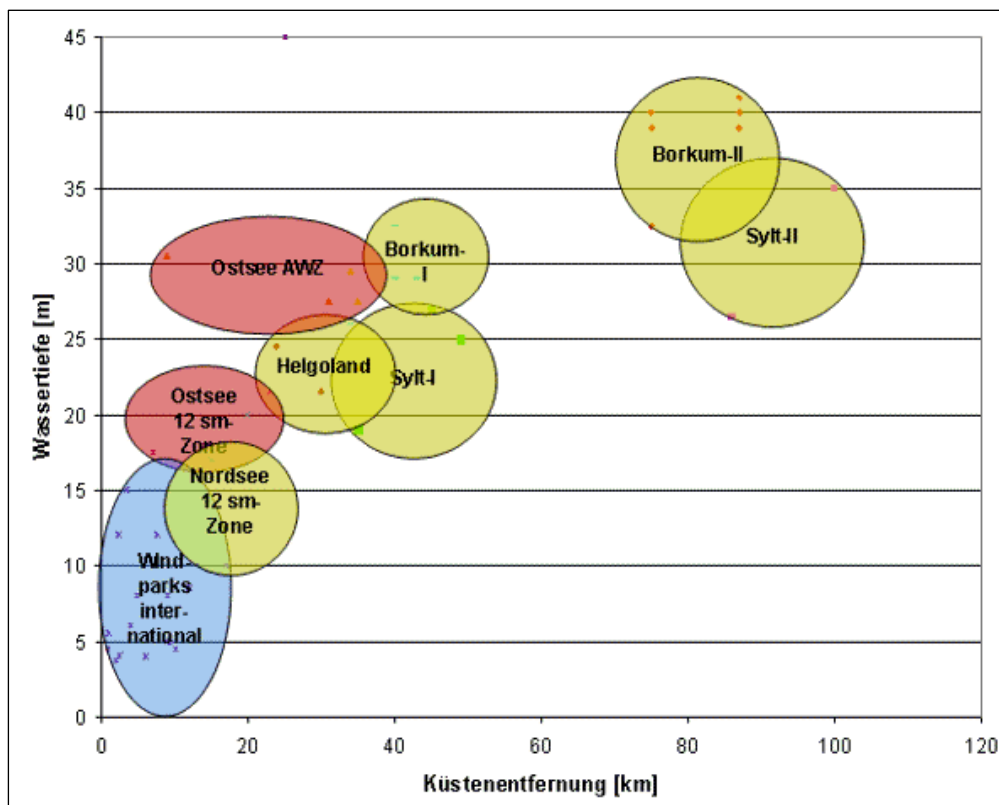


Abbildung 7: Standortcharakteristika von offshore Windparks (Quelle: ISET 2009<sup>29</sup>)

Neben der Stromproduktion aus Windenergie zeigt der Vergleich der Ausbauziele bzw. -prognosen in anderen Bundesländern auch für die Photovoltaik (Tabelle 5) und Biomasse bzw. -gas (Tabelle 6), dass Mecklenburg-Vorpommern anspruchsvollere Ziele setzen und damit alternative Kapazitäten zum Kohlekraftwerk in Lubmin aufbauen kann.

Sowohl bei der Photovoltaik wie auch bei der Biomasse/ -gas nimmt Schleswig-Holstein mit Blick auf die Stringenz des Ziels den ersten Platz 1.

<sup>29</sup> Siehe <http://www.windmonitor.de/>

Tabelle 5: Geplanter Ausbau der Photovoltaik in ausgewählten Bundesländern

	Bezugswert	Bezugsgröße	Bezugsjahr	Zielwert in 2020	Änderung bis 2020 ggü. Bezugsjahr (Prozent)
Niedersachsen				k. A.	
Brandenburg				k. A.	
Sachsen-Anhalt	26	MW	2006	143	550 <sup>1)</sup>
Schleswig-Holstein <sup>2)</sup>	2	GWh	2003	24	1200
NRW				k. A.	
Mecklenburg-Vorpommern	10	MW	2005	28	280 <sup>3)</sup>

<sup>1)</sup> Ziel für 2015, Das Energiekonzept der Landesregierung von Sachsen-Anhalt für den Zeitraum zwischen 2007 und 2020, September 2007 <sup>2)</sup> Schleswig-Holstein Energie 2020 Grünbuch, Juni 2007

<sup>3)</sup> Szenario EE, MWAT 2009

Tabelle 6: Geplanter Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse / Biogas in ausgewählten Bundesländern

	Bezugswert	Bezugsgröße	Bezugsjahr	Zielwert in 2020	Änderung bis 2020 ggü. Bezugsjahr (Prozent)
Niedersachsen				k. A.	
Brandenburg				k. A.	
Sachsen-Anhalt	73	MW	2006	247	338 <sup>1)</sup>
Schleswig-Holstein <sup>2)</sup>	20	GWh	2003	120	600
NRW				k. A.	
Mecklenburg-Vorpommern	38	MW	2005	133	350 <sup>3)</sup>

<sup>1)</sup> Ziel für 2015, Das Energiekonzept der Landesregierung von Sachsen-Anhalt für den Zeitraum zwischen 2007 und 2020, September 2007 <sup>2)</sup> Schleswig-Holstein Energie 2020 Grünbuch, Juni 2007

<sup>3)</sup> Szenario EE, MWAT 2009

Wird unterstellt, dass Mecklenburg-Vorpommern – ungeachtet des Fehlens einer detaillierten Potentialstudie – seine Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien auf das Niveau des jeweils besten Bundeslandes anhebt, so lassen sich entsprechende Ziele für M-V in 2020 ableiten (vgl. Tabelle 7). Wie zu sehen ist, können erneuerbare Energien bis 2020 so mehr als die Hälfte der geplanten Strommengen des Kohlekraftwerks Lubmin erbringen.

Tabelle 7: Ausbauziel zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien für M-V - abgeleitet aus Zielen andere Bundesländer.

Typ	anspruchsvollste Steigerungsrate in	Änderung (Prozent)	abgeleitetes Ziel für M-V in 2020 bei gleicher Steigerungsrate (GWh) <sup>2)</sup>	Tatsächliches Ziel für M-V in 2020 nach Gesamtstrategie (GWh)	Differenz (GWh)
Wind (onshore)	Brandenburg	199	4.435	3.281	1.154
PV	Schleswig-Holstein	1.200	228	24	204
Biomasse / Biogas	Schleswig-Holstein	600	4.830	1.103	3.727
Summe			9493	4408	5085

<sup>1)</sup> Vgl. Tabelle 4 bis 6 <sup>2)</sup> Ableitung auf Basis der Erzeugungsdaten für 2007 basierend auf: Statistisches Amt Mecklenburg – Vorpommern (2008)

Mecklenburg-Vorpommern hat mit der Vorlage der Gesamtstrategie „Energieland 2020“ erstmals Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Land vorgelegt. Ein Vergleich mit den Zielen anderer Bundesländer zeigt jedoch, dass die Ziele deutlich anspruchsvoller sein können. Würde das Niveau der Ziele für die Stromerzeugung aus onshore Wind, Photovoltaik und Biomasse/ Biogas in M-V auf das Niveau des jeweils besten Bundeslandes angehoben, so könnte bereits mehr als die Hälfte der erwarteten Stromerzeugung des Steinkohlekraftwerks in Lubmin durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2020 würde damit von ca. 27 % auf über 39% steigen.<sup>30</sup> Die EE-Ziele müssten jedoch seitens der Landesregierung mit Maßnahmen hinterlegt werden, um jegliche Zielerreichung möglich zu machen.

<sup>30</sup> Berechnung basierend auf: Gesamtstrategie „Energieland 2020“, Variante 1, Szenario EE, siehe MWAT 2009, S. 104

## 8. Kohlekraftwerke & Strompreise

In Schlussfolgerung 3.1 der Gesamtstrategie „Energiewende 2020“ heißt es:

*„Versorgungs- und Preissicherheit erfordern einen ausgewogenen Energiemix von erneuerbaren und fossilen Energieträgern.“*

Schlussfolgerung 3.2 stellt im Anschluss fest:

*„...Der Marktpreis der Zertifikate steigt mit der Nachfrage und macht so den Zubau von konventionellen Kraftwerken über das klimapolitisch erlaubte Maß hinaus unattraktiv.“*

Schlussfolgerung 3.2 gibt damit in Teilen bereits eine Gegenantwort zu Schlussfolgerung 3.1. Auf Grund der langen technischen Lebensdauern von Kohlekraftwerken ist ein Preisanstieg bei gleichzeitig sinkendem Emissionsbudget bereits mit konstanten Kapazitäten an Kohlekraftwerken zu erwarten. Mit dem Preisanstieg für Emissionsrechte werden auch bereits bestehende Kohlewerke unwirtschaftlicher und der Strompreis steigt. Zukünftige Politiker werden dann vor der Wahl stehen, dem Lobbying der Kohlekraftwerksbetreiber (und Stromverbraucher) für eine Aufweichung der Klimaschutzziele nachzugeben oder für stringenten Klimaschutz einzustehen und den Kohlekraftwerken damit ein ökonomisches Aus vor dem Ende der technischen Lebensdauer zu beschern. Kohlekraftwerke, anspruchsvoller Klimaschutz und Preisstabilität sind nicht miteinander vereinbar.

In der Diskussion um die Genehmigung von einzelnen Kohlekraftwerken wird regelmäßig argumentiert, dass diese helfen, für niedrige bzw. stabile Strompreise zu sorgen. Auch in der Energiestrategie für Mecklenburg Vorpommern wird dieser Punkt angesprochen.

Der Aspekt wird im Folgenden genauer untersucht. Dazu wird zunächst kurz aufgezeigt, wie der Großhandelsstrompreis an der Strombörse zustande kommt. Eine wesentliche Rolle spielen dabei die Stromgestehungskosten.

### 8.1. Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten eines Kraftwerks setzen sich zusammen aus einem variablen Anteil, der (in der Regel) proportional zur erzeugten Strommenge ist, und einem festen Anteil, der unabhängig davon anfällt, ob das Kraftwerk Strom erzeugt oder nicht. Um die Betrachtung zu vereinfachen, wird unterstellt, dass es für die Stromproduktion nur drei Kostenfaktoren gibt:

- die Investitions- bzw. Kapitalkosten,
- die Brennstoffkosten und
- die Umweltkosten in Form von Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte.

Investitionskosten sind dabei typische Fixkosten während die beiden anderen Kostenblöcke variable Kosten darstellen. Erfahrungsgemäß sind sonstige Ausgaben wie feste und variable



Betriebs- und Wartungskosten klein gegenüber den drei genannten Faktoren und werden deshalb für die grundsätzliche Betrachtung hier nicht weiter berücksichtigt.

Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten sind im Gegensatz zu den Kapitalkosten variabel und proportional zur produzierten Strommenge. Sie hängen vom Brennstoffpreis, dem Nutzungsgrad des Kraftwerks,<sup>31</sup> den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen des Brennstoffs und dem CO<sub>2</sub>-Preis ab. Die Stromgestehungskosten sind insbesondere vor einer Investitionsentscheidung von Bedeutung. Nur wenn sie kleiner als die erwarteten durchschnittlichen Erlöse sind, kann der Investor auf Dauer einen Gewinn machen. Die Erlöse ergeben sich dabei aus den Strompreisen.

## **8.2. Die Bildung des Strompreises und die Erlöse der Kraftwerke**

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird („Day-ahead“ Handel).<sup>32</sup> Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Für die grundsätzliche Betrachtung wird ferner davon ausgegangen, dass vollständiger Wettbewerb herrscht, d.h. kein Anbieter verfügt über Marktmacht, die es ihm erlaubt, den Preis zu beeinflussen.

Jeder Kraftwerksbetreiber muss an der Strombörse für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Zu welchem Preis wird ein rationaler Kraftwerksbetreiber seinen Strom anbieten? Wenn das Kraftwerk erst einmal gebaut ist, sieht die Überlegung anders aus als bei der Analyse vor einer Investition. Für die Entscheidung über den Betrieb eines Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht mehr relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerks anfallen.

Der Betreiber eines bestehenden Kraftwerks wird immer versuchen, seine Anlage einzusetzen, wenn er aus dem Stromverkauf in einer Stunde mehr erlöst als ihn der Betrieb der Anlage kostet. In erster Näherung ist dies gegeben, wenn die Grenzkosten der Erzeugung kleiner sind als der erzielte Strompreis. Die Grenzkosten ergeben sich als Summe der spezifischen Brennstoffkosten und spezifischen CO<sub>2</sub>-Kosten.

Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“. Abbildung 8 zeigt ein Beispiel für eine solche Merit-order Kurve. Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft-, Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Weiter rechts finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringere Investitionskosten, aber höhere Grenzkosten

---

<sup>31</sup>Der Nutzungsgrad eines Kraftwerks ist definiert als das Verhältnis von produzierter Strommenge zur dafür benötigten Brennstoffmenge. Er wird häufig auch als durchschnittlicher Wirkungsgrad bezeichnet.

<sup>32</sup>Neben dem Spotmarkt gibt es auch den Terminmarkt, an dem standardisierte Produkte, d.h. Strom einer definierten Leistung über feste Zeiträume (Jahre, Quartale, Monate), gehandelt werden.

aufweisen. Ganz am Ende der Merit order liegen die Spitzenlastkraftwerke, z.B. einfache Gasturbinen, die mit Öl gefeuert werden und sehr hohe Grenzkosten haben.

Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerks bezahlt. Dabei handelt es sich nicht um einer Besonderheit des Strommarktes sondern vielmehr um einen grundsätzlichen Mechanismus auf Märkten mit vollständigem Wettbewerb.

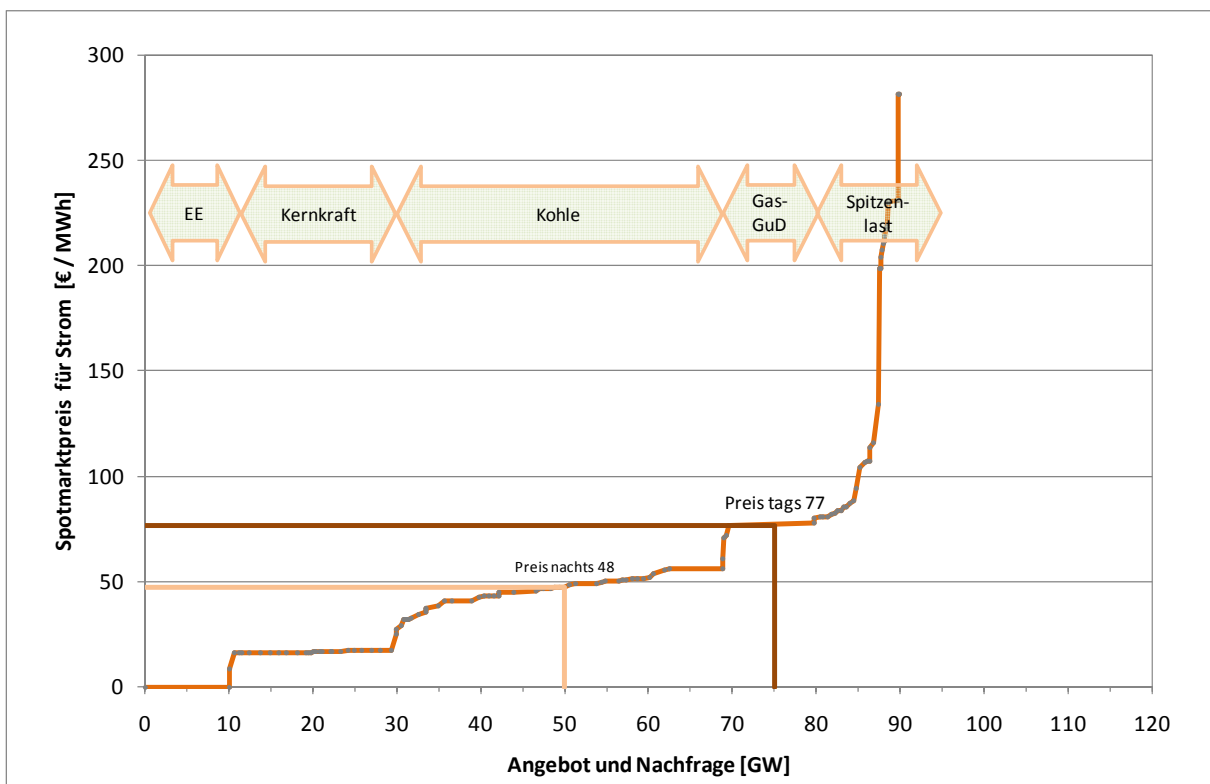


Abbildung 8: Preisbildungsmechanismus an der Strombörse in einer exemplarischen Stunde  
 Typischer Verlauf der Merit order Kurve für 2006 bei mittlerer Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien (EE). Der tatsächliche Verlauf hängt von den Gegebenheiten der jeweils betrachteten Stunde ab.

Abbildung 8 zeigt diesen Mechanismus für eine einzelne Stunde. Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. Die Nachfrage ist in diesem Beispiel unelastisch, d.h. die Nachfrage sinkt nicht mit steigendem Strompreis (senkrechte Linien in Abbildung 8). Diese Annahme ist für die kurzfristige Nachfrage erfahrungsgemäß sinnvoll. Solange ausreichende Kapazität verfügbar ist, gilt: Der Börsenpreis für Strom in einer bestimmten Stunde ist gleich den Grenzkosten des letzten Kraftwerks, das benötigt wird, um die Stromnachfrage dieser Stunde zu decken.

In Zeiten niedriger Nachfrage von 50 GW ist das Grenzkraftwerk im Beispiel in Abbildung 8 ein Kohlekraftwerk und der Preis beträgt 48 €/MWh. Steigt die Nachfrage, so verschiebt sich die Nachfragekurve nach rechts. Sie schneidet die Angebotskurve dann bei höheren Preisen.

Bei einer Nachfrage von etwa 75 GW wird das Grenzkraftwerk mit Gas gefeuert und der Preis steigt auf 78 €/MWh.

Bisher wurde nur eine einzelne Stunde betrachtet. Sowohl die Merit-order Kurve aus Abbildung 8 als auch die Nachfrage unterliegen ständigen Veränderungen. Um den mittleren Strompreis eines Jahres zu ermitteln, muss man die Betrachtung für alle Stunden eines Jahres anstellen. Dazu ist es erforderlich, die Schwankungen der Nachfrage und des Angebots im Detail kennen.

### **8.3. Auswirkungen eines neuen Kraftwerks auf den Strompreis**

Der Bau von neuen Kohlekraftwerken wird mit dem Argument gefordert, dass dadurch niedrige Strompreise für Wirtschaft und private Verbraucher gesichert würden. Es soll daher untersucht werden, welchen Einfluss ein neues Kohlekraftwerk in Lubmin auf den Strompreis hätte. Bei einem Kohlepreis von 7,5 €/MWh (Brennstoff) und einem CO<sub>2</sub>-Preis von 25 €/t hat ein modernes Kohlekraftwerk mit einem Nutzungsgrad von 46% variable Kosten von rund 35 €/MWh (Strom). In der heutigen Merit order, die in Abbildung 8 gezeigt ist, käme dieses Kraftwerk sowohl in Zeiten starker als auch schwacher Last zum Einsatz.

Für die Bildung des Strompreises ist das absolute Kostenniveau des neuen Kohlekraftwerks unerheblich, solange die Kosten unterhalb des Grenzkraftwerks liegen. Einen möglichen Einfluss hat dagegen die angebotene Leistung. Nehmen wir der Einfachheit halber an, dass das neue Kraftwerk eine Leistung von 1.000 MW hat. Das neue Kraftwerk verschiebt dann die Merit-order Kurve für alle Kraftwerke mit variablen Kosten von mehr als 35 €/MWh um die Kapazität des neuen Kraftwerks nach rechts (siehe Abbildung 9). Der Strompreis für Zeiten starker Last verändert sich dadurch überhaupt nicht, in Zeiten schwacher Last vermindert er sich im Beispiel um weniger als 1% von 47,6 auf 47,2 €/MWh.

Die Veränderung des Strompreises durch das neue Kohlekraftwerk hängt also davon ab, welche Grenzkosten die aus dem Markt gedrängten Kraftwerke haben.

Wird nicht ein, sondern werden zehn Kohlekraftwerke mit einer Leistung von zusammen 10 GW zugebaut werden, dann fällt der Strompreis in Zeit hoher Last von 77 auf 56 €/MWh und in Zeiten niedriger Last von 48 auf 43 €/MWh (Groscurth et al 2009). Dies führt dann allerdings dazu, dass die neuen Kraftwerke keine ausreichenden Deckungsbeiträge mehr erwirtschaften, denn die vollen Stromgestehungskosten eines Kohlekraftwerkes liegen über 60 €/MWh. Das heißt, moderne Kohlekraftwerke sind nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben und je mehr effiziente Kohlekraftwerke gebaut werden, desto unwirtschaftlicher wird ein solches Kraftwerk. Dies zeigt ein grundsätzliches Problem beim aktuellen Strommarktdesign. Die Innovationssprünge bei neuen Kraftwerken sind nicht groß genug, um die Stromgestehungskosten unter das Niveau der Grenzkosten bestehender Kraftwerke zu bringen.

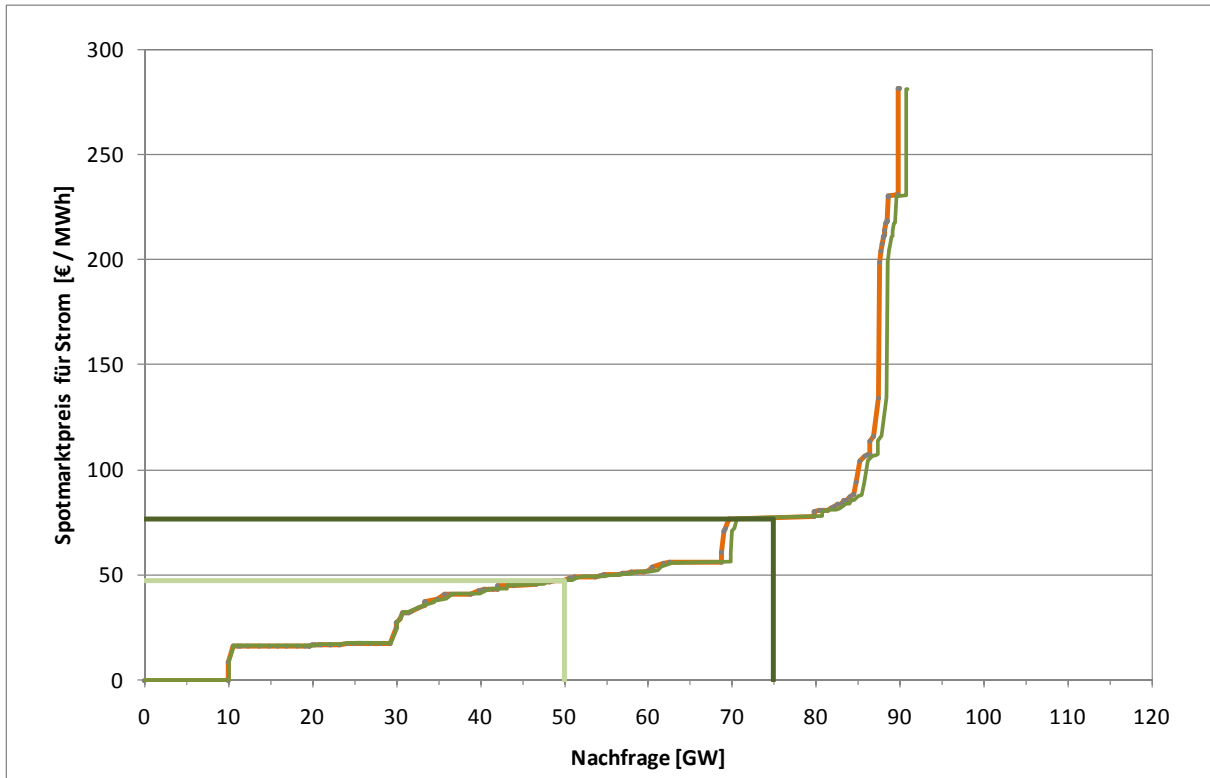


Abbildung 9: Verschiebung der Merit-order Kurve durch ein neues Kohlekraftwerk mit einer Leistung von 1.000 MW (grüne Kurve).

#### 8.4. Emissionsrechte und Strompreise

Der im vorigen Kapitel beschriebene Effekt fehlender Anreize für den Bau neuer Kraftwerke ist ein grundsätzliches Dilemma des aktuellen Strommarktdesigns [Bode et al. 2009]. Zwar steigt der Strompreis, wenn Kraftwerke außer Betrieb gehen und sich die Merit-order Kurve dadurch nach links verschiebt. Von dieser Preiserhöhung profitieren aber nur die Kraftwerke, die dann noch in Betrieb sind. Sobald neue Kraftwerke ans Netz gehen, wird die Kurve zurück verschoben und der Preis sinkt wieder. Die neuen Kraftwerke profitieren nicht von dem erhöhten Preisniveau.

Eine mögliche Subventionierung neuer Kraftwerke, wie sie in einer Protokollerklärung der Kommission zum EU-Klima- und Energiepaket den EU-Regierungen zumindest als Option eröffnet wird, greift jedoch zu kurz, weil sie zu Wechselwirkungen zwischen der Energie- und der Klimapolitik führt bzw. diese nicht berücksichtigt.<sup>33</sup>

<sup>33</sup> Nach dem EU Energie- und Klimapaket können hocheffiziente Kraftwerke von den Mitgliedsstaaten in Höhe von 15 % der Investitionskosten subventioniert werden [EU 2008]. Die Definition von „hocheffizient“ ist dabei verglichen mit geplanten neuen Kraftwerken in Deutschland nicht anspruchsvoll. Die mit der Subvention von neuen Kohlekraftwerken verbundenen Rückkopplungen auf Emissionen und Strompreise werden im nächsten Kapitel diskutiert. Grundsätzlich zeigt sich an dieser Stelle die Notwendigkeit einer integrierten Energie- und Klimapolitik (Bode et al 2009).

Die langfristigen Klimaschutzziele sind deutlich schärfer als das, was sich an Emissionsminderungen mit neuen Kohlekraftwerken erreichen lässt. Der (subventionierte) Zubau von Kohlekraftwerken wird notwendigerweise zu einer steigenden Nachfrage nach Emissionsrechten führen. Dadurch wird deren Preis bei gleichzeitig sinkendem Emissionsbudget steigen, was wiederum zwei Effekte hat. Zum einen steigt in Stunden, in denen Grenzkraftwerke fossil befeuert werden, der Strompreis, zum anderen wird die Stromproduktion aus Kohle langfristig teurer werden und dadurch Kohlekraftwerke aus dem Markt gedrängt. Somit ist eine kostengünstige Stromversorgung aus Kohlekraftwerken langfristig schwer vorzustellen (siehe auch Abbildung 10). Die mögliche Rolle von CCS wurde bereits in Kapitel 5 diskutiert.

Auch der Import von Emissionsrechten aus projektbasierten Mechanismen, insbesondere dem sog. CDM<sup>34</sup>, ist mittelfristig nur begrenzt möglich<sup>35</sup>: Im Rahmen des notwendigen internationalen Klimaschutzabkommens werden auch die Entwicklungsländer stringente Emissionsziele akzeptieren müssen, so dass das Potential für günstige Emissionsrechte aus dem Ausland sukzessive sinken wird.<sup>36</sup>

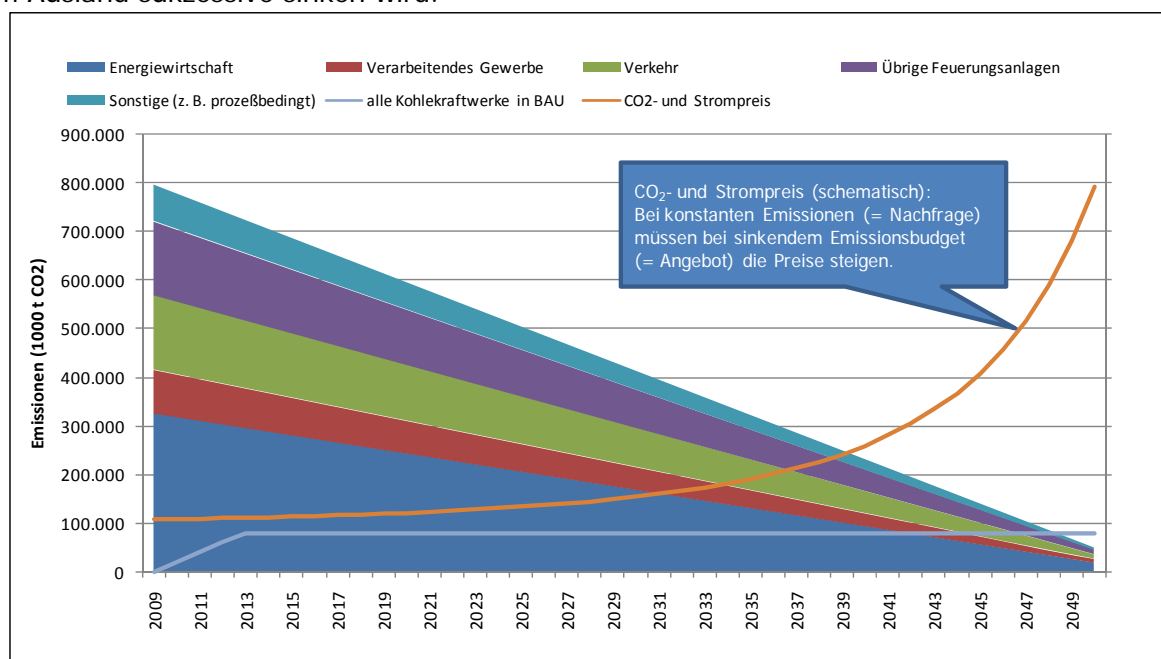


Abbildung 10: Entwicklung von CO<sub>2</sub>- und Strompreis im Kontext von Angebot und Nachfrage von bzw. nach Emissionsrechten (vgl. auch Abbildung 1)

<sup>34</sup> Mit dem Clean Development Mechanism (CDM) können Industrieländer wie Deutschland und Unternehmen unter dem EU-Emissionshandel Emissionsrechte durch Klimaschutzprojekte in Entwicklungsländern generieren und somit einen Teil ihrer Minderungsverpflichtung im Ausland realisieren. Wenn das in Kapitel 3 genannte globale Klimaschutzziel erreicht werden soll, müssen die Entwicklungsländer Emissionsziele akzeptieren. Dann sinkt in Folge aber das Potential für kostengünstige Emissionsminderungen bzw. Emissionsrechte aus dem Ausland.

<sup>35</sup> Im IEKP heißt es hierzu: „Um ihre Obergrenzen nicht zu überschreiten, können Anlagenbetreiber Emissionsrechte zukaufen, Emissionsgutschriften aus Klimaschutzprojekten im Ausland (CDM/JI) realisieren oder – längerfristig – Kohlendioxid abscheiden und speichern (CCS-Technologien)...“; Punkt 13, IEKP der Bundesregierung

<sup>36</sup> Auf Grund verschiedener Kritiken wird zurzeit auf politischer Ebene bereits über Reformen und Alternativen diskutiert, so dass auch von dieser Seite her da Potential sinken könnte.

Ein Anstieg der Preise von Emissionsrechten hat wie erwähnt zwei Konsequenzen. Zum einen steigt als unmittelbare Folge der Strompreis. Zum anderen werden die aus dem Markt gedrängten Kohlekraftwerke unwirtschaftlich.

Es ist zu erwarten, dass in diesem Fall ein intensives Lobbying der Kraftwerksbetreiber einsetzt, um den Bestand der dann noch nicht am Ende ihrer technischen Lebensdauer angelangten Kraftwerke zu gewährleisten (Abbildung 11). Nachdem zunächst ggf. ihre Investition subventioniert wurde, soll dann auch noch ihr Betrieb von staatlicher Seite unterstützt werden. Dies könnte z. B. über weitere Subventionen geschehen oder durch Einwirkung auf den Markt für Emissionsrechte. In beiden Fällen wird durch den erzwungenen Weiterbetrieb der Kohlekraftwerke das Erreichen der Klimaziele schwieriger oder der Preis der Emissionsrechte weiter in die Höhe getrieben.

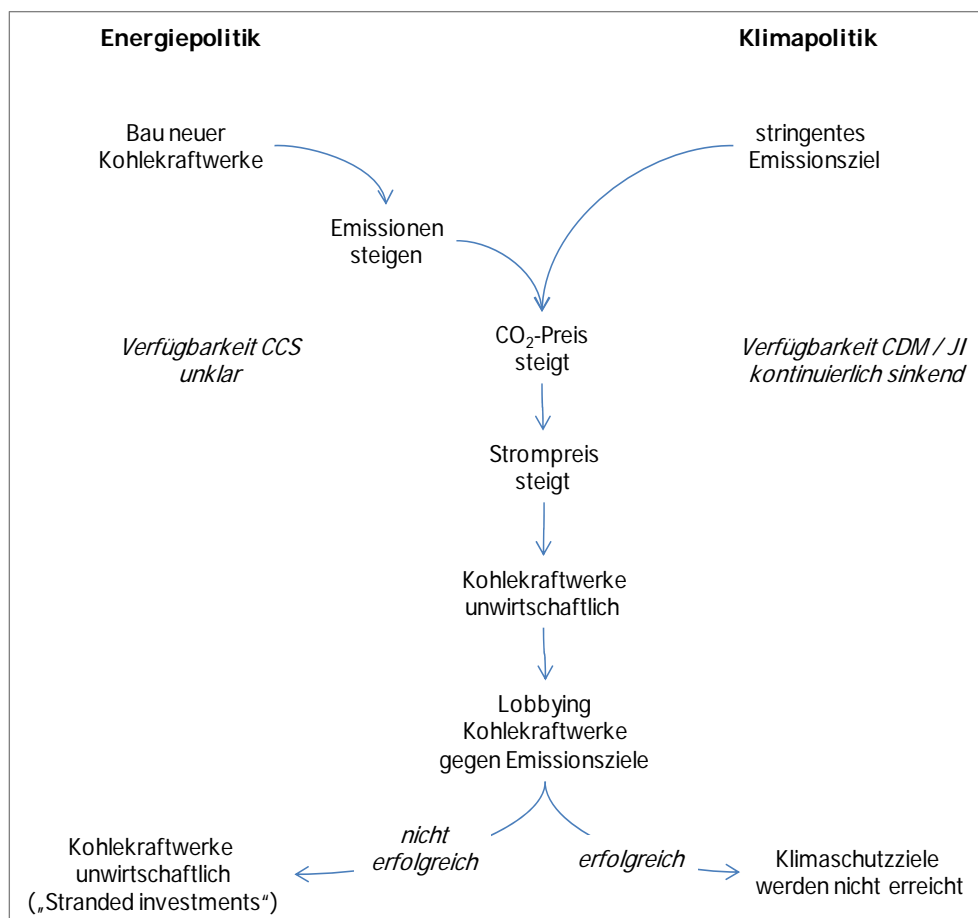


Abbildung 11: Wechselwirkung zwischen Energie- und Klimapolitik sowie Einfluss des Lobbyings.

Aus der obigen Diskussion folgt: Eine stabile Lösung des klassischen Zieldreiecks der Energiepolitik aus Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaschutz sowie Wirtschaftlichkeit ist mit dem aktuellen Marktdesign nicht zu erwarten. Dies gilt umso mehr als beim Bau von neuen Kraftwerken erhebliche Zeit zwischen der Investitionsentscheidung und der Inbetriebnahme liegt, in der sich die Rahmenbedingungen verändern können.

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit für eine integrierte Energie- und Klimastrategie, die festlegt, welche Kapazitäten zur Stromerzeugung Deutschland bzw. besser noch die EU künftig haben soll.

Wirtschaft und private Verbraucher müssen sich auf zumindest vorübergehend höhere Strompreise einstellen. Die gegenwärtigen Strompreise bilden keine Basis für den Bau neuer Kraftwerke, da sie unterhalb der Stromgestehungskosten neuer Kraftwerke, d.h. der Summe aus variablen und fixen Kosten, liegen. Dies kann auf Dauer nicht funktionieren. Staatliche Eingriffe (z. B. Anreize) werden notwendig, wobei die Klimaschutzziele beachtet werden sollten. Vor dem Hintergrund global steigender Brennstoffpreise und steigender CO<sub>2</sub>-Preise kann die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hier besser zu einer Stabilisierung beitragen als neue Kohlekraftwerke.

Der Versuch, der Politik, niedrige Strompreise für Wirtschaft und private Verbraucher durch den Bau neuer Kohlekraftwerken zu garantieren, erscheint nicht zielführend. Er generiert im Gegenteil neue, schwer kalkulierbare Kostenrisiken, die voraussichtlich letztlich von den Stromverbrauchern oder den Steuerzahlern getragen werden.

Die Genehmigung von neuen Kohlekraftwerken, ggf. sogar mit systematischer Förderung, führt ohne den Nachweis, dass CCS sicher und wirtschaftlich funktioniert, implizit zu einer Abkehr von stringenten Klimaschutzzielen.

## Quellen

Bode, S.; Groscurth, H. (2009) Liberalisierter Strommarkt: Naht das Ende, in: Wirtschaftsdienst, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 89, 4, S. 274-280

BERR (2007) CO2 CAPTURE AND STORAGE IN THE EU EMISSION TRADING SCHEME MONITORING AND REPORTING GUIDELINES FOR INCLUSION VIA ARTICLE 24 OF THE EU ETS DIRECTIVE, Report No., R312, BERR/Pub, URN 07/1634, Department for Business Enterprise & Regulatory Reform

BEI / DLR (2006) Analyse des nationalen Potentials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Bremer Energie Institut und DLR, Energie & Management Verlagsgesellschaft, Herrsching

BMU (2008) „Leitstudie 2008“ Zur Weiterentwicklung der Ausbaustrategie Erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Stuttgart 2008

BMWi (2008) Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität

Bundestag (2009) Kleine Anfrage „Geothermie und CO2-Endlagerung“, Deutscher Bundestag Drucksache 16/12615 vom 9. 4. 2009

COM (2007) Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius, Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus, MITTEILUNG DER KOMMISSION AN DEN RAT, DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN, KOM(2007) 2 endgültig, Brüssel, den 10.1.2007

Dietrich, L.; Crotonino, F. (2009) Investitionssicherheit erfordert klare Regeln – Lösungsansätze bei Nutzungskonkurrenzen um untertägige Speicherformationen, DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagung 2009, DGMK-Tagungsbericht 2009-1, ISBN 978-3-936418-90-3

Dietrich, L.; Schäperklaus, S. (2009) Der Raum wird knapp: über die Steuerbarkeit von Nutzungskonflikten unter Tage, Zeitschrift Erdöl Erdgas Kohle, 1/ 2009 S. 20 ff

ETSO (2005) European Transmission System Operator (ETSO): Tariff Task Force: Comparison on transmission pricing in Europe: Synthesis 2004, April 2005

EU 2008: Rat der Europäischen Union, Vermerk des Vorsitzes für die Delegationen: „Energie und Klimawandel – Bestandteile des endgültigen Kompromisses“, 17122/1/08, Brüssel, 11.12.2008



EUC (2009) Council adopts climate – energy legislative package, Council of the European Union, Press release 8434/09 (Presse 77)

EUC (1996) COMMUNITY STRATEGY ON CLIMATE CHANGE - COUNCIL CONCLUSIONS, CFSP Presidency statement: Luxembourg (25/6/1996) - Press:188 Nr: 8518/96

EUtech (2008) NRW-Klima2020 – Beitrag Nordrhein-Westfalens zur Erreichung des nationalen Klimaschutzziels, Studie im Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im Landtag NRW, Mai 2008

Groscurth, H.; Bode, S. (2009) Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt, arrhenius Discussion Paper 2, Hamburg

May, Frank (2005) in: W. Kuckshinrichs, P. Markewitz, J.-F Hake (Hrsg.) CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung: Eine Option für die Deutsche Klimaschutzstrategie? STE-Arbeitsbericht Nr. 4 (2005), S. 103 (114)

Reiner, D.; Gibbins, J.; Holloway, S. (2008) Bridging technologies: can carbon capture and storage offer bridge to a sustainable energy future in the UK, in: Grubb, M.; Jamasb, T.; Pollitt, M (Edts) Delivering a Low-Carbon Electricity System, Cambridge University Press, S. 414 - 442

Statistisches Amt Mecklenburg – Vorpommern (2008) Rasantes Wachstum bei der Nutzung von Erneuerbaren Energien: 44 Prozent der Stromerzeugung für die allgemeine Versorgung im Land basierten 2007 auf Windkraft, Biogas, Biomasse u. ä. Energieträgern, Presseinformation 75/ 2008 vom 26. 8. 2008

UBA (2006) Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, CO<sub>2</sub> 1990 – 2004, Umweltbundesamt, Dessau September 2006

UNFCCC (2007) Synthesis of information relevant to the determination of the mitigation potential and to the identification of possible ranges of emission reduction objectives of Annex I Parties, Technical paper, FCCC 2007/TP/1, 26 Juli 2007