

bericht

Bernd Eikmeier, Karin Jahn
Sven Bode, Helmuth-M. Groscurth

Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland

arrhenius consult GmbH
Am Waldpark 19
22589 Hamburg
Tel.: 040 - 3708 4420

Campus Ring 1 / Reimar Lüst Hall
28359 Bremen
Tel.: 0421 / 200-4888
Fax: 0421 / 200-4877
Email: info@bremer-energie-institut.de

auftraggeber

Zukunftsrat Hamburg

Gefördert durch:



Norddeutsche Stiftung für Umwelt und Entwicklung



Bingo! Die Umweltlotterie
Schleswig-Holstein und Mecklenburg Vorpommern

Beteiligte: Bundesverband Windenergie
Bundesverband Solare Mobilität

Bernd Eikmeier, Karin Jahn
(bremer energie institut)
Sven Bode, Helmuth-M. Groscurth
(arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik)

bericht

Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland

Analyse ausgewählter Aspekte

Mai 2007



Executive Summary

Bis zum Jahr 2020 werden in den fünf norddeutschen Bundesländern Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein etwa zwei Drittel des derzeitigen Kraftwerksbestandes außer Betrieb gehen - zum einen auf Grund des Beschlusses des Ausstiegs aus der Kernenergie, zum anderen aber auch wegen des Alters bestehender fossiler Kraftwerke.

In der vorliegende Studie des bremer energie instituts und des arrhenius Instituts für Energie- und Klimapolitik wird untersucht, welche Rolle der geplante Zubau konventioneller Kraftwerke spielen wird und in welchem Umfang die Nutzung erneuerbarer Energien, der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung sowie Energieeffizienzmaßnahmen dazu beitragen können, die entstehende Lücke zu schließen. Hierzu wird eine Prognose für den Stromverbrauch in der Untersuchungsregion erarbeitet sowie die mögliche Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien und die Potenziale und ein Ausbaupfad der Kraft-Wärme-Kopplung abgeschätzt. Da eine verstärkte Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien höhere Ansprüche an das Lastmanagement stellt und Energiespeicherung erforderlich werden könnte, wurden auch diese Aspekte betrachtet. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- Die Stromnachfrage wird ohne besondere Maßnahmen zur Förderung der Energieeinsparung bis 2020 fast konstant bleiben. Maßnahmen entsprechend der „Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungsrichtlinie“ der EU könnten zu einer Reduktion des Stromverbrauchs bis 2020 um ca. 13 % führen.
- Die in Norddeutschland installierten Stromerzeugungskapazitäten steigen enorm an, wenn die Prognosen und Planungen so eintreffen wie in der Studie angenommen. Im Jahr 2020 sind nach der vorliegenden Analyse dann mehr als doppelt so hohe Erzeugungskapazitäten zu verzeichnen wie im Jahr 2005 (siehe Abbildung I).

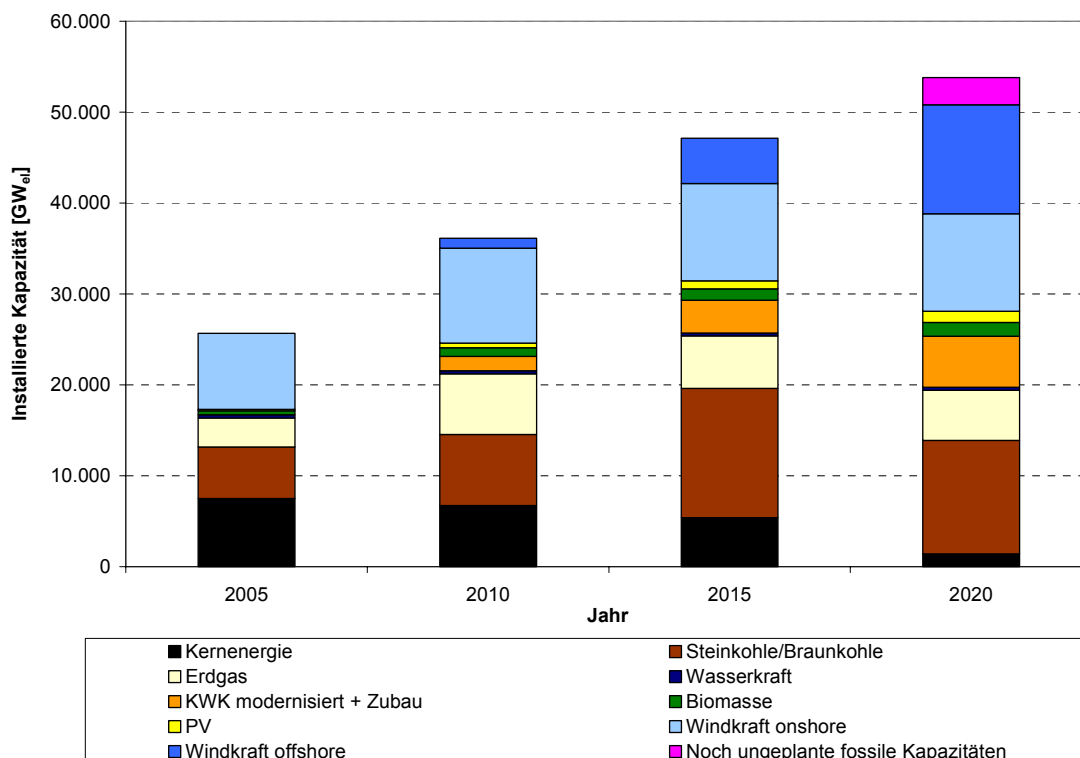


Abbildung I: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Norddeutschland



- Der Anteil der Kapazitäten aus regenerativen Energiequellen erhöht sich von ca. 36 % in 2005 auf etwa 48 % in 2020. Dabei repräsentieren allein die Windkraftanlagen bereits 42 % der dann vorhandenen Kapazitäten.
- Die erzeugte Strommenge wird bis 2020 um etwa 69 % ansteigen. Der Anteil 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.
- Die Erschließung des wirtschaftlichen Potenzials der Kraft-Wärme-Kopplung kann in der Untersuchungsregion wesentlich zur Stromerzeugung und damit zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen aus Kraftwerken beitragen.
- Bereits in 2005 ist in der Untersuchungsregion eine Überproduktion von Strom in Höhe von ca. 21 % zu verzeichnen. Diese steigt bis 2020 auf 102 % an. Wenn zusätzlich eine Verbrauchsreduktion durch die Endenergieeffizienzrichtlinie berücksichtigt wird, dann beträgt sie sogar 148 %. Das bedeutet, dass dann in Norddeutschland mindestens doppelt so viel Strom erzeugt wie regional benötigt wird (siehe Abbildung II).

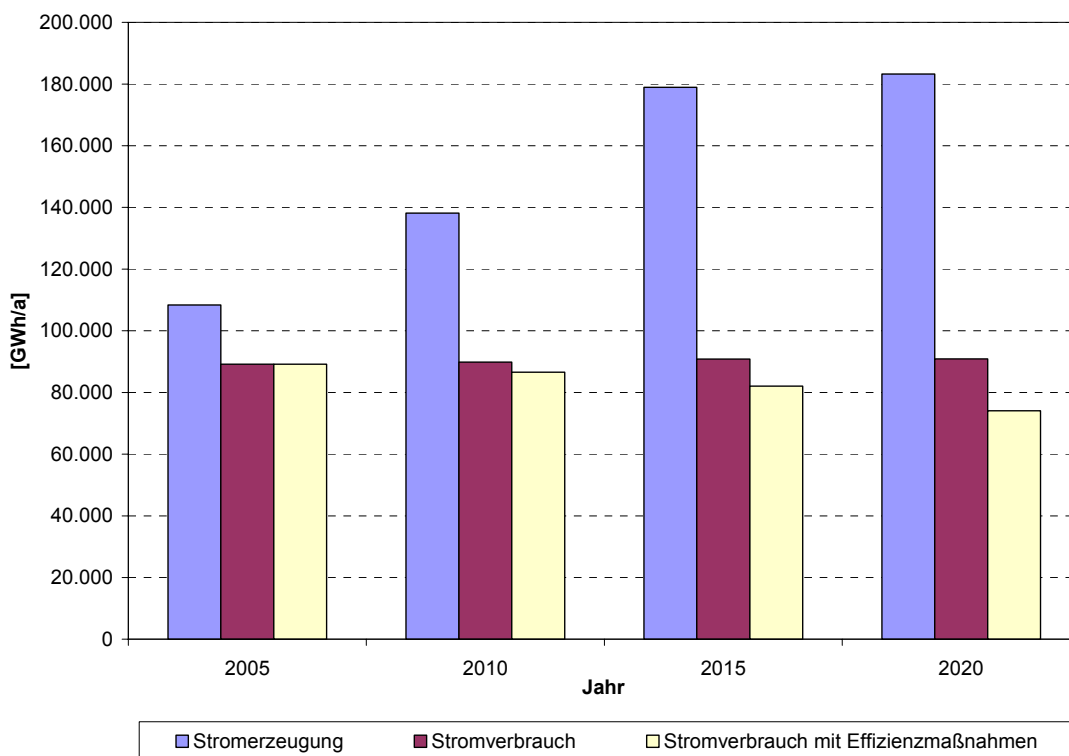


Abbildung II: Entwicklung von Stromerzeugung und -nachfrage in Norddeutschland



- Aus dieser Entwicklung ergibt sich ein erhöhter Bedarf an Regelenergie. Sollen die Leistungs- und Arbeitsüberschüsse und -defizite über Speicher ausgeglichen werden, so sind dafür extrem große Speichervolumina erforderlich. Es wäre zu klären, ob hierfür – speziell bei Druckluftspeichern – ein ausreichend großes technisches Potential im Untersuchungsgebiet existiert. Sicher ist dagegen, dass der Bau dieser Speicher mit hohen Investitionen verbunden wären, deren Wirtschaftlichkeit noch zu prüfen ist.
- Damit Lastmanagement einen Beitrag zur Regelung leisten kann, sind neue Anreizstrukturen für die Verbraucher erforderlich. Ob diese im liberalisierten Markt von alleine entstehen können oder ob es dazu Änderungen der Marktordnung bedarf, sollte näher untersucht werden.
- Ohne Speicher sind konventionelle Reservekapazitäten vorzuhalten. Diese könnten dann auch zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen herangezogen werden, sofern sich ihre Leistung schnell anpassen lässt. Dies spricht eher für den Ausbau von Gas- als von Kohlekraftwerken. Sowohl beim Kraftwerksbestand als auch bei den Kraftwerksplanungen dominiert jedoch der Brennstoff Kohle, was den formulierten Anforderungen nur bedingt gerecht wird.
- Mit dem erheblichen Ausbau der Erzeugungskapazitäten, speziell der Kohlekraftwerke, sind enorm ansteigende CO₂-Emissionen in Norddeutschland verbunden. In 2020 wird rund 2,3mal so viel CO₂ emittiert wie im Jahr 2005. Abbildung III zeigt die Entwicklung, aufgelöst nach Energieträgern bzw. Wandlungstechniken (die Prozessketten sind enthalten). Gutschriften, die sich aus dem Stromexport in anderen Regionen ergeben könnten, sind hier noch nicht berücksichtigt.

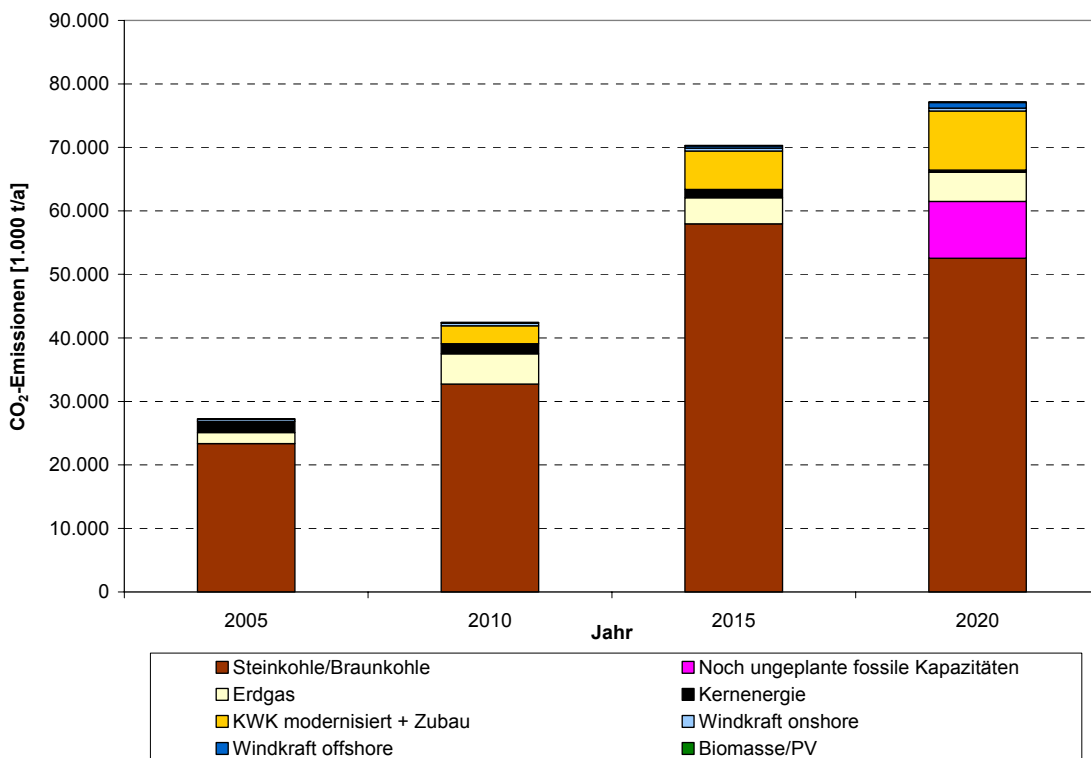


Abbildung III: Entwicklung der CO₂-Emissionen durch die Stromerzeugung in Norddeutschland



Für die Gesamtemissionsbilanz Deutschlands und das Erreichen von CO₂-Reduktionszielen ist eine Verlagerung von Emissionen aus Mittel- und Süd- nach Norddeutschland jedoch nicht von Belang. Allerdings stellt ein so massiver Zubau von Kohlekraftwerken ein enormes und wohl kaum zu überwindendes Hemmnis für weitergehende Klimagasreduktionsziele in einer Höhe dar, wie sie von Seiten der Wissenschaft gefordert bzw. für notwendig erachtet werden.

Konsequenzen und Handlungsempfehlungen

Die skizzierte Entwicklung legt folgende Schlüsse nahe:

- Norddeutschland kann nicht als Region isoliert betrachtet werden. Vor allem der prognostizierte Ausbau der Offshore-Windparks würde zu einem deutlichen Überangebot an Strom in dieser Region führen, was regionale Lösungen ausschließt. Die Möglichkeit, solche Energieüberschüsse und -defizite durch den Einsatz von Energiespeichern regional auszugleichen, erscheint deutlich begrenzt.
- In Zukunft ist mit einem erheblich wachsenden Stromtransport aus Norddeutschland in die angrenzenden Regionen (Mittel- und Süddeutschland, aber auch Benelux-Staaten oder Skandinavien) zu rechnen. Über die sich im Ausbau befindlichen Koppelstellen wird derzeit im Gesamtsaldo noch Strom exportiert (vor allem an die Niederlande); in Abhängigkeit der sich einstellenden Preisgefälle kann es zukünftig in Norddeutschland jedoch auch zu zusätzlichen Stromimporten aus den europäischen Nachbarländern und damit einem noch größeren regionalen Überangebot an Strom kommen.
- Dieser Transport macht einen Ausbau des bestehenden Netzes und ggf. der Koppelstellen zu ausländischen Netzen erforderlich. Die Anpassung der bestehenden Netze an den wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und speziell des aus dem auch von der Politik angestrebten Ausbau der Offshore-Windkapazitäten ist grundsätzlich möglich; in Anbetracht der langen Genehmigungs-, Planungs- und Umsetzungszeiten für den Bau von Hoch- und Höchstspannungsleitungen ergibt sich allerdings schon heute die dringliche Notwendigkeit von schnellen und konkreten Zeitplänen zum Ausbau der Übertragungsnetze. Wenn diese nicht mit dem Zuwachs an Erzeugungskapazitäten mithält, kann die Perspektive einer Strom exportierenden, norddeutschen Energieregion problematisch werden.
- Vor dem Hintergrund der zu erwartenden Überkapazitäten stellt sich die Frage, ob alle geplanten Kraftwerkskapazitäten in der jeweiligen Größe und an den geplanten Standorten wirklich realisiert werden oder ob es zu einem verringerten Ausbau der fossilen Kapazitäten kommt. Durch die wachsende Konkurrenzsituation kann es – nicht zuletzt durch die Vorrangregelung für Windstrom – zu schlechteren Betriebsbedingungen und damit zu einer anderen Einschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage kommen. Die Erzeugungstechniken stellen aufgrund ihrer spezifisch unterschiedlichen Auswirkungen auf den Kraftwerkspark keine unabhängigen Faktoren dar.
- Die wachsenden Überkapazitäten legen nahe, dass der Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien und von KWK nicht durch die Kapazitätsknappheiten am Markt vorangebracht werden wird. Es werden vielmehr besondere, politisch flankierte Anstrengungen erforderlich sein, die in der Studie dargestellte Ent-



wicklung tatsächlich zu realisieren, da der wachsende Konkurrenzdruck für diese Techniken genauso ein Hemmnis darstellt wie für die fossil gefeuerten Kraftwerke.

- Neben dem Ausbau der Windkraft kommt der weiteren Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung eine besondere Bedeutung zu. Die prognostizierte Erschließung wirtschaftlicher KWK-Potenziale liegt deutlich über dem Zubau bei Biomasse oder Photovoltaik und könnte in der Untersuchungsregion erheblich zur Reduktion von CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung beitragen. Auch in Hamburg, das mit 20 % bereits einen hohen Fernwärmeanteil bei der Raumwärme vorweisen kann, weist die Studie noch enorme KWK-Potenziale aus, die jedoch noch genauer untersucht werden müssten.
- Auch Energieeffizienzsteigerungen und -einsparungen werden in absehbarer Zeit nicht auf Grund eines sinkenden Stromangebots erschlossen. Treiber für solche Maßnahmen können nur dauerhaft hohe Strompreise oder ökologische Zielvorgaben sein. Bei der Umsetzung der Endenergieeffizienzrichtlinie in Deutschland können die fünf Bundesländer durch Übernahme der Ziele aktive und messbare Beiträge zum Umwelt- und Ressourcenschutz leisten.
- Das Ausmaß der Entwicklung der CO₂-Emissionen zeigt deutlich, dass eine Umsetzung des hier zugrunde liegenden, geplanten Ausbaus fossiler Erzeugungskapazitäten die Erreichung jedweder CO₂-Reduktions-Ziele verhindern wird, wenn diese nur auf die untersuchte Region, also den Entstehungsort bezogen werden und Gutschriften durch eine vermiedene Stromproduktion in anderen Regionen oder Ländern zunächst unberücksichtigt bleiben. Wichtigster Treiber des Anstiegs der CO₂-Emissionen in der Region ist die große Zahl an Kohlekraftwerken, die in Norddeutschland entstehen soll. Diese Entwicklung sollte aus politischer Sicht mit Blick auf mögliche, weitergehende Klimaschutzziele kritisch hinterfragt werden.

Als **Gesamtfazit** der Verfasser bleibt festzuhalten, dass der Strommarkt in Norddeutschland insbesondere aufgrund des hohen (geplanten) Zubaus an Kohle- und Windkraftanlagen eine Entwicklung nimmt, die deutlich anders verlaufen wird als die prognostizierte Gesamtentwicklung in Deutschland. Norddeutschland muss sich zu einer Region entwickeln, die große Strommengen in andere Regionen oder Nachbarländer exportieren wird. Die Besonderheit der Entwicklung wird vor allem an den CO₂-Emissionen deutlich, die sich in Bezug auf den Entstehungsort bis zum Jahr 2020 im Vergleich zu 2005 fast verdreifachen könnten.

Daraus ergibt sich die **Empfehlung** der Gutachter, eine genauere Systembetrachtung für Norddeutschland und die wichtigsten Entwicklungen und Handlungserfordernisse anzustellen und u. a. folgende Fragen näher zu untersuchen:

- Welche Auswirkungen hätten verschiedene Entwicklungsszenarien bei den Kapazitäten? Ist ein starker Ausbau von Kohlekraftwerkskapazitäten (Grundlastkraftwerke) mit einem erheblichen Ausbau von fluktuierenden Windkraftkapazitäten kompatibel?
- Welche Handlungsempfehlungen und -optionen ergeben sich für die Politik? Wo sind Verordnungsinstrumente zielführend?
- Was passiert, wenn der erforderlichen Netzausbau nicht schnell genug vorankommt? Welches Potenzial gibt es für ein ergänzendes Lastmanagement, welches für den Einsatz von Energiespeichern in der Region?
- Welchen Beitrag kann die Kraft-Wärme-Kopplung in Norddeutschland leisten? Wie kann ein schnellerer Ausbau gefördert werden?



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	5
Inhaltsverzeichnis.....	11
Abbildungsverzeichnis	13
Tabellenverzeichnis	15
1. Ziel und Hintergrund der Studie	17
2. Methodisches Vorgehen	18
3. Entwicklung des Strombedarfs und der konventionellen Stromerzeugung bis 2020	20
3.1 Entwicklung des Strombedarfs bis 2020.....	20
3.2 Bestand und Entwicklung der Stromerzeugung 2020.....	22
3.2.1 Bestehende Stromerzeugungskapazitäten in Norddeutschland	23
3.2.2 Abschalten bestehender Kraftwerke bis 2020.....	27
3.2.3 Anlagen im Bau oder in Planung.....	30
3.2.4 Entwicklung des Kraftwerksbestands bis 2020 – Bestandsanlagen, Zu- und Abbau	32
3.3 Vergleich Verbrauch und Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken.....	34
4. Wirtschaftliche KWK-Potenziale in Norddeutschland.....	36
4.1 Fernwärme-KWK	37
4.2 KWK-Potenziale in Nichtwohngebäuden im GHD-Sektor.....	42
4.3 Industrielle KWK	43
4.4 Gesamtpotenzial der KWK in Norddeutschland.....	45
4.5 Ausbaupfad der KWK-Potenziale	47
5. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.....	50
5.1 Windenergie.....	50
5.2 Biomasse	53
5.3 Photovoltaik	54
5.4 Geothermische Stromerzeugung.....	56
5.5 Zusammenfassung Beiträge Erneuerbarer Energien	57



6.	Endenergieeffizienz.....	59
6.1	Ziel und Berechnungsbasis.....	59
6.2	Maßnahmen.....	60
7.	Energiespeicher und Lastmanagement	62
7.1	Energiespeicher	63
7.1.1	Pumpspeicherkraftwerke.....	63
7.1.2	Druckluftspeicherkraftwerke	64
7.1.3	Batterien.....	65
7.2	Lastmanagement	66
7.2.1	Anstoß durch Stromproduzenten bzw. Betreiber konventioneller Kraftwerke	67
7.2.2	Anstoß durch Netzbetreiber	68
7.2.3	Anstoß durch Stromverbraucher	68
7.2.4	Lastmanagement als Dienstleistung	70
7.3	Energiespeicher und Lastmanagement im Kontext erneuerbarer Energien	72
7.4	Analyse der Fluktuationen bei der Erzeugung von Strom aus Windenergie.....	75
7.4.1	Annahmen	75
7.4.2	Ergebnisse für 2006	76
7.4.3	Ergebnisse für 2020	80
7.5	Schlussfolgerungen	83
8.	Zusammenfassende Diskussion der Gesamtentwicklung.....	85
8.1	Erzeugungskapazitäten und erzeugte Strommengen.....	85
8.2	Vergleich der erzeugten mit den verbrauchten Strommengen	87
8.3	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen	88
8.4	Fazit und Schlussfolgerungen	93
	Literatur.....	96



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung des Endenergieverbrauchs Strom in den fünf norddeutschen Bundesländern von 2005 bis 2020	21
Abbildung 2:	Entwicklung der Gesamtleistung des derzeit bestehenden Kraftwerksparks (= Kraftwerksbestand) bis 2020.....	28
Abbildung 3:	Entwicklung der Stromerzeugung in Bestandskraftwerken bis 2020	29
Abbildung 4:	Kraftwerkszubau (konventionell) bis 2020 getrennt nach Primärenergieträgern	32
Abbildung 5:	Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Norddeutschland bis 2020.....	33
Abbildung 6:	Prognose für die Stromerzeugung in den fünf norddeutschen Bundesländern bis 2020.....	34
Abbildung 7:	Vergleich des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung in Norddeutschland bis 2020.....	35
Abbildung 8:	Schema des Modells zur Ermittlung der KWK-Fernwärmepotenziale...	38
Abbildung 9:	Fernwärme-Potenziale in Norddeutschland	40
Abbildung 10:	Fernwärme-Potenziale nach Bundesländern	41
Abbildung 11:	Fernwärme-Ausbaupotenziale nach Bundesländern	42
Abbildung 12:	KWK-Potenziale in Norddeutschland (erst teilweise ausgeschöpft).....	46
Abbildung 13:	Aufteilung der KWK-Potenziale auf die fünf norddeutschen Länder	46
Abbildung 14:	Entwicklung der modernisierten und zugebauten KWK-Kapazitäten	48
Abbildung 15:	Entwicklung der KWK-Strommengen durch Modernisierung und Zubau	49
Abbildung 16:	Prognose für den Windenergieausbau in der Untersuchungsregion bis 2020.....	51
Abbildung 17:	Prognose Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Norddeutschland bis 2020.....	52
Abbildung 18:	Prognose Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse bis 2020	54
Abbildung 19:	Installierte Photovoltaikleistung im Untersuchungsgebiet (2005) Quelle: [Photon, 2007].....	55
Abbildung 20:	Entwicklung der Photovoltaik in Norddeutschland in 2020.....	56
Abbildung 21:	Angenommene Reduktion des Stromverbrauchs in Prozent zum Bezugszeitraum (5-Jahresdurchschnitt).....	60
Abbildung 22:	Täglicher Lastverlauf in Deutschland in verschiedenen Monaten (Quelle: [UCTE, 2005]).....	62
Abbildung 23:	Stromverbrauch in den Küstenländern nach Sektoren (Quelle: Energiebilanzen der Bundesländer.....	69
Abbildung 24:	Das virtuelle Regelkraftwerk der STEAG-Saarenergie	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 25:	Prinzip des Leistungskredits für Windenergie [MPI 2005].....	73
Abbildung 26:	Determinanten der Handlungsoptionen zur Integration von erneuerbaren Energien (eigene Darstellung).....	74
Abbildung 27:	Größte positive und negative Abweichung der über die betrachtete Periode gemittelten eingespeisten Windenergieleistung von der Prognose in Abhängigkeit von der Länge der betrachteten Periode (eigene Berechnung für das Untersuchungsgebiet in 2006).....	77
Abbildung 28:	Größter Überschuss und größtes Defizit der Windenergie einspeisung (Arbeit) gegenüber der Prognose in Abhängigkeit von der Dauer der betrachteten Periode (eigene Berechnung für das Untersuchungsgebiet in 2006)	78
Abbildung 29:	Verteilung der Änderung von Last und Windenergieeinspeisung von einer Stunde zur nächsten im Untersuchungsgebiet (eigene Berechnung).....	79
Abbildung 30:	Verteilung von Last und Windenergieeinspeisung im Untersuchungsgebiet in 2006 (eigene Berechnung).....	80
Abbildung 31:	Zeitliche Schwankungen der Einspeisung aus Windenergie und der Last in 2020 (eigene Berechnungen).....	81
Abbildung 32:	Verteilung der Windenergieeinspeisung und der Last im Jahr 2020 (eigene Berechnung).....	82
Abbildung 33:	Benötigte Speicherladeleistung und -kapazität in 2020 (eigene Berechnung).....	83
Abbildung 34:	Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Norddeutschland	85
Abbildung 35:	Entwicklung der Stromerzeugung in Norddeutschland	86
Abbildung 36:	Entwicklung von Stromerzeugung und -nachfrage in Norddeutschland	87
Abbildung 37:	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in Norddeutschland bis 2020	91
Abbildung 38:	CO ₂ -Emissionen in Norddeutschland nach Energieträgern	92



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Endenergieverbrauch Strom 2005 in den untersuchten norddeutschen Bundesländern.....	20
Tabelle 2:	Anteil der Sektoren am Endenergieverbrauch Strom in den fünf norddeutschen Bundesländern	22
Tabelle 3:	Kraftwerke mit mindestens 100 MW _{el} in Norddeutschland	24
Tabelle 4:	Verteilung der Kapazitäten auf die Länder.....	25
Tabelle 5:	Anteil der Primärenergieträger an der Kraftwerkskapazität (> 100 MW) ...	25
Tabelle 6:	KWK-Anlagen mit 1 -100 MW _{el} in Norddeutschland	26
Tabelle 7:	Anteil der Primärenergieträger an der KWK-Kapazität (1 - 100 MW)	26
Tabelle 8:	Annahmen durchschnittliche Lebensdauern der Kraftwerkstypen.....	27
Tabelle 9:	Erwartete Abschaltung der Kernkraftwerke in Norddeutschland	28
Tabelle 10:	Volllaststunden verschiedener Kraftwerkstypen [Prognos 2005].....	29
Tabelle 11:	Im Bau und in Planung befindliche Kraftwerke in Norddeutschland	30
Tabelle 12:	Anteil der Primärenergieträger an den Anlagen in Bau und Planung	30
Tabelle 13:	Angesetzte Energie- und Strompreise	37
Tabelle 14:	Fernwärme-Potenziale in Norddeutschland.....	40
Tabelle 15:	Potenziale für Industrie-KWK in Norddeutschland.....	44
Tabelle 16:	KWK-Potenziale in Norddeutschland.....	45
Tabelle 17:	Verlauf der Modernisierungsanteile am KWK-Bestand.....	47
Tabelle 18:	Entwicklung der KWK-Kapazitäten und -strommengen durch Modernisierung und Zubau	49
Tabelle 19:	Prognose des Ausbaus der Windenergie in Norddeutschland bis 2020	51
Tabelle 20:	Prognose Energieerzeugung aus Windkraftanlagen in Norddeutschland bis 2020	52
Tabelle 21:	Prognose Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse in Norddeutschland bis 2020	53
Tabelle 22:	Prognose der installierte PV-Leistung in Norddeutschland bis 2020	55
Tabelle 23:	Prognose Entwicklung installierte Leistung erneuerbarer Energie in Norddeutschland.....	57
Tabelle 24:	Prognose Entwicklung Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Norddeutschland.....	58
Tabelle 25:	Speicher in der elektrischen Energieversorgung (in Anlehnung an Fabian 1996).....	63
Tabelle 26:	Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland nach Größenklasse (Quelle: wikipedia)	64
Tabelle 27:	Möglichkeiten des Lastmanagements bei derzeitiger Tarifstruktur.....	68

Tabellenverzeichnis



Tabelle 28:	Gesicherte Leistung der Windkraftanlagen in Prozent der installierten Kapazität.....	72
Tabelle 29:	Ausgewählte Kraftwerkseigenschaften im Vergleich (Quellen: [EnBW 2005, S. 75], Internet)	75
Tabelle 30:	Prognosefehler bei der Erzeugung von Strom aus Windkraft 2006 (Quellen der Rohdaten: Internet-Seiten von VDN, E.ON, Vattenfall Europe)	76
Tabelle 31:	Zeitliche Schwankungen von Last und Windenergieeinspeisung im Untersuchungsgebiet (eigene Berechnung)	78
Tabelle 32:	Spezifische CO ₂ -Emissionen verschiedener Stromerzeugungsoptionen (inkl. vorgelagerter Prozesse und Stoffeinsatz zur Anlagenherstellung) ...	89



1. Ziel und Hintergrund der Studie

In den kommenden Jahren wird eine große Zahl von Kraftwerken außer Betrieb gehen, zum einen auf Grund des Beschlusses des Ausstiegs aus der Kernenergie, zum anderen aber auch auf Grund des Alters bestehender fossiler Kraftwerke. Hiervon ist auch der norddeutsche Raum stark betroffen. Bis 2020 werden etwa zwei Drittel des derzeitigen Kraftwerksbestandes außer Betrieb gehen.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die entstehende Lücke geschlossen werden kann und welche Rolle erneuerbare Energien dabei spielen können.

Der Zukunftsrat Hamburg hat das bremer energie institut und das arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik in Hamburg beauftragt, diese Fragestellungen für die fünf norddeutschen Bundesländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, und Schleswig-Holstein eingehend zu untersuchen. Neben der Rolle des Zubaus konventioneller Kraftwerke und der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sollen dabei auch die Aspekte der Energieeinsparung durch Energieeffizienzmaßnahmen, das Potenzial der Kraftwärmekopplung sowie die Frage der Energiespeicherung und des evtl. erhöhten Regelungsbedarfs durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien Berücksichtigung finden.

Um die Bearbeiter der einzelnen Arbeitspunkte zu kennzeichnen, werden in den jeweiligen Kopfzeilen folgende Abkürzungen benutzt:

- BEI bremer energie institut
- arrhenius arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

Ist kein Bearbeiter angeführt, dann handelt es sich bei diesem Abschnitt um methodische Erläuterungen oder eine zusammenfassende Darstellung.



2. Methodisches Vorgehen

Bei der Beantwortung der Frage, welche Rolle erneuerbare Energien vor dem Hintergrund sich ändernder Kapazitäten auf der Angebotsseite sowie erwarteter Änderungen auf der Nachfrageseite in einer bestimmten Region für die Stromversorgung spielen können, wird folgendermaßen vorgegangen:

1. In einem ersten Schritt wird die erwartete Nachfrage im Betrachtungszeitraum untersucht. Dabei wird auf bestehende Studien zurückgegriffen und relevante Politiken und Maßnahmen (z. B. Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungsrichtlinie der EU) werden berücksichtigt.

Der Angebotsseite kommt auftragsgemäß eine besondere Bedeutung in der Studie zu. Die Untersuchung des Kraftwerksbestands erfolgt daher anlagenscharf und teilt sich in folgende Schritte:

2. Zunächst wird der Kraftwerksbestand im Ausgangszeitpunkt bestimmt. Unter Berücksichtigung der sog. Kraftwerkssterbelinie lässt sich die Entwicklung über die Zeit ableiten.
3. Anschließend werden die bekannten geplanten Neubauten von konventionellen Kraftwerken identifiziert. Zusammen mit den bestehenden Kraftwerken lässt sich somit sowohl die installierte Leistung als auch eine mögliche Stromproduktion in diesen Kraftwerken ermitteln.
4. Den konventionellen Kraftwerken werden die bekannten geplanten Neubauten von Anlagen zur Stromproduktion auf Basis erneuerbarer Energien hinzugefügt. Auch hier wird auf bestehende Studien zurückgegriffen.
5. Für den Kraftwerksbestand und den erwarteten Zubau fossiler und erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten wird unter Berücksichtigung der Emissionsfaktoren unterschiedlicher Primärenergien und Techniken die Entwicklung der CO₂-Emissionen abgeschätzt. Dabei werden nicht nur die direkten Emissionen berücksichtigt, sondern es wird basierend auf Berechnungen nach GEMIS und eigenen Berechnungen die gesamte Kette der Strombereitstellung einbezogen.

Als Ergebnis ergibt sich eine umfassende Darstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in den betrachteten 5 Bundesländern sowie einer möglichen Stromproduktion.

Es folgt ein Vergleich der zuvor gewonnenen Daten für Angebot und Nachfrage nach Strom. Dabei ist zu betonen, dass eine separate Analyse von Leistung bzw. Last (jeweils (MW) und Arbeit (MWh)) notwendig ist.

6. Der Vergleich von Angebot und Nachfrage im Hinblick auf Leistung bzw. Last (MW) ermöglicht eine Analyse des möglichen weiteren Ausbaupotentials von erneuerbaren Energien bei mangelnder Kraftwerkskapazität.
7. Ein Vergleich von Angebot und Nachfrage im Hinblick auf die Änderung von Leistung und Last über die Zeit (MW/Zeiteinheit), die sich u. a. durch Prognosefehler bei der Einspeisung und der Last sowie den täglichen Lastschwankungen in ihrer Wirkung addieren können, ist für die Beantwortung der Frage nach Einsatzmöglichkeiten von Reservekraftwerken, Energiespeichern und Lastmanagement notwendig.



8. Die Untersuchung von Angebot und Nachfrage im Hinblick auf die zeitliche Verteilung von Energieüberschüssen und -defiziten (MWh) erlaubt eine Aussage über die notwendige Größe von Speichern bei vollständigem Stromverbrauch im Untersuchungsgebiet. Die ermittelte Speichergröße ist wiederum mit dem Potential für den Bau von Speichern abzugleichen. Schließlich wird auch in diesem Zusammenhang das Potential von Lastmanagement untersucht.

Aus den zuvor genannten Aspekten werden schließlich Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger in den 5 norddeutschen Bundesländern abgeleitet.



3. Entwicklung des Strombedarfs und der konventionellen Stromerzeugung bis 2020

3.1 Entwicklung des Strombedarfs bis 2020

In diesem Abschnitt wird zunächst der Strombedarf ohne den möglichen Einfluss der Energieeffizienzrichtlinie, die in Kapitel 6 behandelt wird, prognostiziert. Beide Entwicklungen werden in der Gesamtbetrachtung in Kapitel 8 zusammen gebracht und diskutiert.

Für die Analyse des derzeitigen Stromverbrauchs wurden die aktuellsten verfügbaren statistischen Daten des Statistischen Bundesamtes sowie der Statistischen Landesämter zum Endenergieverbrauch Strom herangezogen. [Bremen, 2006], [Hamburg, 2007], [Schleswig-Holstein, 2006], [LAK, 2007a und 2007b], [Brandenburg, 2005], [Sachsen-Anhalt, 2007]. Die hier zu findenden Angaben beziehen sich in der Regel auf die Jahre 2003 und 2004.¹ Für eine einheitliche zeitliche Darstellung wurde auf der Basis dieser Angaben und unter Zugrundelegung der Entwicklung des Stromverbrauchs auf Bundesebene der Endenergieverbrauch für Strom in den untersuchten Bundesländern für das Bezugsjahr 2005 abgeschätzt. Das Ergebnis ist in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 1: Endenergieverbrauch Strom 2005 in den untersuchten norddeutschen Bundesländern

Bundesland	Stromverbrauch 2005 (Endenergie, GWh)	Aktuellste statistische Daten aus:
Bremen	4.660	2003
Hamburg	13.380	2004
Niedersachsen	50.320	2004
Mecklenburg-Vorpommern	6.760	2005
Schleswig-Holstein	14.080	2003
Summe	89.200	

Für die Abschätzung des Stromverbrauchs bis 2020 wurde die in [Prognos, 2005] für das Bundesgebiet angesetzte Entwicklung auch für die untersuchte Region übernommen. Die auf der Basis des in Tabelle 1 dargestellten Stromverbrauchs prognostizierte Entwicklung des Stromverbrauchs bis 2020 ist in Abbildung 1 dargestellt. Demnach wird der Endenergieverbrauch Strom bis 2020 nur geringfügig zunehmen, nämlich nur um knapp 2 % im Vergleich zu 2005.

¹ Eine Ausnahme bildet hier Mecklenburg-Vorpommern, für das schon Werte für 2005 vorlagen.

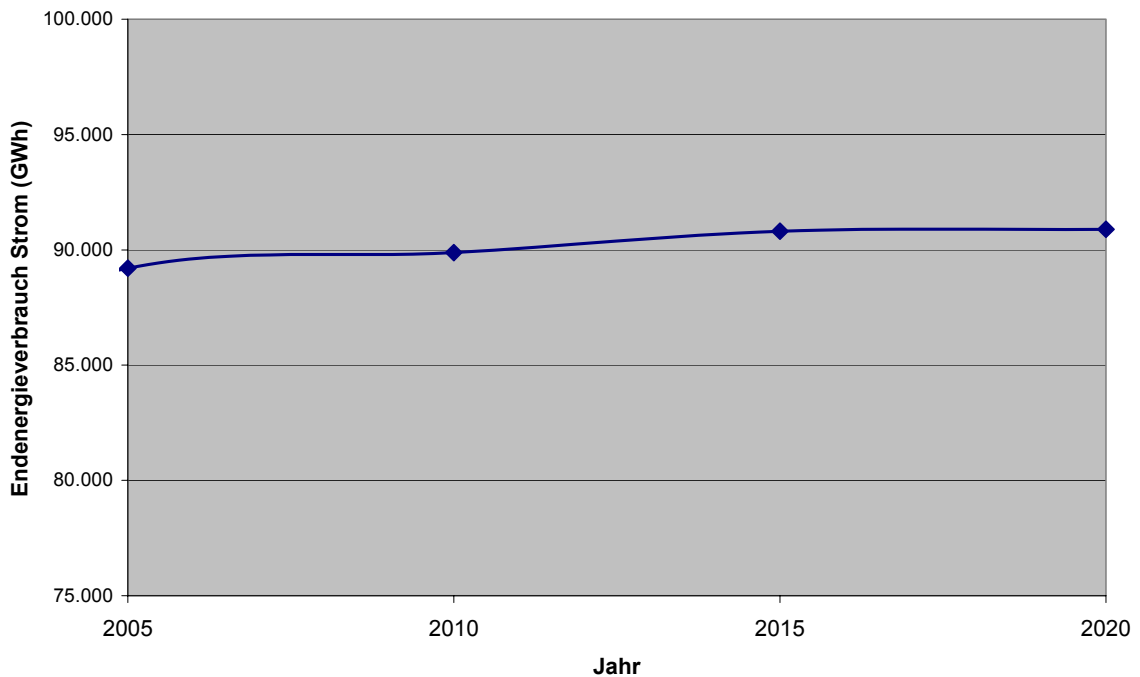


Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs Strom in den fünf norddeutschen Bundesländern von 2005 bis 2020

Für spätere Betrachtungen der Effekte von Energieeffizienzmaßnahmen ist interessant, welchen Anteil die verschiedenen Sektoren am Stromverbrauch haben. Daher wurde das statistische Material auch auf diesen Aspekt hin untersucht und auf dieser Basis durchschnittliche Anteile der Sektoren „Industrie“, „Haushalte“, „Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD)“ und „Verkehr“ abgeschätzt.

Differenzierte Angaben zum Stromverbrauch in den Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) liegen nur für Bremen, Hamburg und Schleswig-Holstein vor, wobei in Bremen die Sektoren Haushalte und GHD zusammengefasst sind. Für Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern finden sich nur Daten für den Industriesektor.

Im Falle von Niedersachsen liegt der Anteil des Stromverbrauchs im Industriesektor mit 47 % im Bereich des Bundesdurchschnitts (50,7 %). Daher wurden auch für die Sektoren Haushalte und Verkehr die prozentualen Anteil des Bundesdurchschnitts [HEA, 2007] angesetzt und dem Sektor GHD der verbleibenden Anteil in Höhe von 20,5 % (Bundesdurchschnitt: 16,9 %) zugeordnet wurde.

Für Mecklenburg-Vorpommern liegt der Stromverbrauch im Industriesektor deutlich unter dem Bundesdurchschnitt und mit 22,3 % (2003) im selben Bereich wie im ebenfalls ländlich dominierten Schleswig-Holstein (27,6 % in 2003). Daher wurde davon ausgegangen, dass bei den Haushalten der Vergleichswert von Schleswig-Holstein angesetzt werden

kann. Für den Verkehrssektor wurde dagegen der Wert für den Bundesdurchschnitt angenommen, der Rest des Stromverbrauchs wurde dem Sektor GHD zugeordnet.²

Mit diesen Annahmen ergibt sich für die untersuchte Region der fünf norddeutschen Bundesländer die in Tabelle 2 dargestellte Verteilung des Stromverbrauchs auf die Sektoren.

Tabelle 2: Anteil der Sektoren am Endenergieverbrauch Strom in den fünf norddeutschen Bundesländern

Sektor	Prozent. Anteil (Norddeutschland)	Anteil Stromverbrauch Norddeutschland (2005, in GWh)	Prozent. Anteil (Bundesdurchschnitt)
Industrie	42,6 %	37.990	50,7 %
Verkehr	3,4 %	2.985	3,3 %
Haushalte	31,9 %	28.480	29,1 %
GHD	22,1 %	19.750	16,9 %
Summe	100,0 %	89.205	100,0 %

Vergleicht man die Verteilung des Stromverbrauchs auf die Sektoren mit dem Bundesdurchschnitt, findet man die größten Abweichungen bei den Sektoren „Industrie“ und GHD mit Unterschieden von ca. 8 % bzw. 5 %.

3.2 Bestand und Entwicklung der Stromerzeugung 2020

Für die Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung im Zeitraum 2005 bis 2020 wurden vier Aspekte untersucht:

- Ermittlung der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten,
- Wegfall konventioneller fossiler Kraftwerkskapazitäten,
- Abschalten von Kernkraftwerken entsprechend den Vorgaben des Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität vom 22. April 2002,
- Zubau fossiler Kapazitäten.

Neben der konventionellen Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken und Kernkraftwerken spielt im Betrachtungszeitraum auch Strom aus erneuerbaren Energien eine immer bedeutendere Rolle in den fünf norddeutschen Ländern. Auf diesen Aspekt wird im weiteren Verlauf der Untersuchung noch im Detail eingegangen.

² Übernimmt man für Mecklenburg-Vorpommern für die Sektoren Haushalte und Verkehr die Werte von Schleswig-Holstein, so ändert sich der durchschnittliche prozentuale Anteil dieser Sektoren in der untersuchten Region Norddeutschland nicht.



3.2.1 Bestehende Stromerzeugungskapazitäten in Norddeutschland

Für die Zusammenstellung der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten wurden zunächst folgende Quellen ausgewertet:

- Jahrbuch 2007 der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft [Jahrbuch, 2007]
- Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes (UBA)
- Daten vom Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA)
- Angaben der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW)
- eigene Kraftwerksdaten und Projektergebnisse
- diverse Publikationen der Energieversorger

Darauf aufbauend erfolgten in Zweifelsfällen verifizierende Einzelrecherchen bei den größten Kraftwerken. Es kann kein eindeutiger Stichtag für die im Folgenden angegebenen Werte angegeben werden, da sich die Quellen in dieser Hinsicht unterscheiden. Bei der Kapazitätsangabe ist deshalb jeweils der aktuellste verfügbare Wert angegeben.

In Einzelfällen weisen verschiedene Quellen differierende Kapazitätsangaben auf. Zum Teil liegt das an unterschiedlichen Darstellungsarten (Ausweisung von Blöcken oder Gesamtangaben für einen Standort), ggfs. sind die Abweichungen durch Betriebsänderungen bedingt. Insbesondere kommt es regelmäßig vor, dass in unterschiedlichen Quellen identische Werte für die Netto- und die Bruttoleistung angegeben sind. Dies ließ sich im Rahmen dieses Projektes nicht abschließend klären, da in einigen Fällen sogar vom Betreiber an verschiedenen Stellen uneinheitliche Werte genannt werden. Die verbleibenden Unsicherheiten sind aber gegenüber der Kapazitätssumme vernachlässigbar.

Um den Aufwand sinnvoll zu begrenzen, wurden zunächst nur Kraftwerke mit einer Leistung mindestens 100 MW_{el} netto erfasst. Sie sind in der nachfolgenden Tabelle 3 zusammengestellt.

Tabelle 3: Kraftwerke mit mindestens 100 MW_{el} in Norddeutschland

KW-Name / Standort	Betreiber / Unternehmen	Bundesland	Leistung netto (MW)	Brennstoff
Emsland	KLE GmbH	NI	1.400	Kernenergie
Grohnde	KWG GmbH	NI	1.360	Kernenergie
Unterweser	E.ON Kernkraft GmbH	NI	1.345	Kernenergie
Petershagen/Heyden IV	E.ON Kraftwerke GmbH	NI	865	Steinkohle
Emsland-Lingen B+C	RWE Power AG	NI	820	Erdgas
Wilhelmshaven	E.ON Kraftwerke GmbH	NI	747	Steinkohle
Mehrum 3 (C)	E.ON / StW Hannover / Braunschweiger Versorgungs AG	NI	690	Steinkohle
Landesbergen/Robert Frank	E.ON Kraftwerke GmbH	NI	487	Erdgas
Buschhaus	BKB AG	NI	350	Braunkohle
Huntorf	E.ON Kraftwerke GmbH	NI	290	Erdgas
Stöcken 1 + 2 / GWK Hannover	GKH Gemeinschaftskraftwerk Hannover GmbH	NI	265	Steinkohle
Wolfsburg West (VW) 1+2	VWK GmbH	NI	260	Steinkohle
Hallendorf / Salzgitter 1	Preussag Stahl	NI	253	Erdgas
Erzhausen	E.ON Wasserkraftwerke GmbH	NI	220	Wasserkraft
Stade	Dow Chemical GmbH	NI	148	Erdgas
Wolfsburg Nord Süd (VW)	VWK GmbH	NI	136	Steinkohle
Hannover-Linden GKL	Stw. Hannover AG	NI	100	Erdgas
Hannover-Herrenhausen HKW	Stw. Hannover	NI	100	Erdgas
Brokdorf	E.ON Kernkraft GmbH	SH	1.370	Kernenergie
Krümmel	KKK GmbH	SH	1.260	Kernenergie
Brunsbüttel	KKB GmbH	SH	771	Kernenergie
Kiel-Ost	GWK Kiel GmbH	SH	323	Steinkohle
Brunsbüttel	Vattenfall Europe Generation	SH	268	Erdgas
Wedel	Vattenfall Europe Generation	SH	260	Steinkohle
Flensburg	Stw. Flensburg GmbH	SH	177	Steinkohle
Geesthacht	Vattenfall Europe Generation	SH	120	Wasserkraft
Wedel	Vattenfall Europe Generation	SH	102	Erdgas
Bremen/Hafenkraftwerk 5+6	Stw. Bremen AG	HB	440	Steinkohle
Bremen-Farge	E.ON Kraftwerke GmbH	HB	345	Steinkohle
Bremen-Mittelsbüren	Stw. Bremen AG	HB	338	Erdgas
Bremen-Hastedt 14	Stw. Bremen AG	HB	170	Erdgas
Bremen-Hastedt 15	Stw. Bremen AG	HB	130	Steinkohle
Rostock	Kraftwerk- und Netzgesellschaft KNG	MV	509	Steinkohle
Rostock (Marienehe)	Stw. Rostock	MV	120	Erdgas
Hamburg/Tiefstack	Vattenfall Europe Generation	HH	162	Steinkohle
Gesamt:			16.701	

Insgesamt sind also aktuell Kapazitäten von 16,7 GW_{el} in den fünf norddeutschen Bundesländern zu verzeichnen. Tabelle 4 verdeutlicht, welche Anteile auf die einzelnen Länder entfallen. Erwartungsgemäß repräsentiert Niedersachsen mit 59 % die Mehrheit der Kapazitäten, während Mecklenburg-Vorpommern mit 4 % und Hamburg mit 1 % nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Tabelle 4: Verteilung der Kapazitäten auf die Länder

Bundesland	Leistung netto (MW)	Anteil Leistung
Niedersachsen	9.836	59 %
Schleswig-Holstein	4.651	28 %
Bremen	1.423	8 %
Mecklenburg-Vorpommern	629	4 %
Hamburg	162	1 %
Gesamt:	16.701	100 %

Die eingesetzten Primärenergieträger verteilen sich (in Bezug auf die Kapazitäten) wie in Tabelle 5 dargestellt:

Tabelle 5: Anteil der Primärenergieträger an der Kraftwerkskapazität (> 100 MW)

Primärenergie	Anteil Leistung Norddeutschland	Anteil Leistung Bundesdurchschnitt
Kernenergie	45 %	19,6 %
Steinkohle	32 %	27,0 %
Erdgas	19 %	23,9 % ¹⁾
Braunkohle	2 %	20,1 %
Wasserkraft	2 %	9,4 %

¹⁾: inkl. Heizöl

Fast die Hälfte der Kapazität findet sich demnach in Kernkraftwerken. Daraus lässt sich direkt ablesen, dass durch den geplanten Ausstieg aus der Kernenergie der norddeutsche Energieträgermix in den nächsten Jahren ganz erheblich verschoben wird. Auf die Steinkohle entfällt aktuell ein Anteil von rund einem Drittel.

Im Vergleich zu den gesamtdeutschen, kapazitätsbezogenen Werten weicht Norddeutschland bei den Anteilen von Steinkohle und Erdgas nur geringfügig ab; der Anteil der Wasserkraft ist aufgrund der topografischen Gegebenheiten natürlich geringer als in Gesamtdeutschland. Deutliche Unterschiede ergeben sich bei der Kernenergie: Hier liegt der Anteil in den fünf betrachteten Bundesländern mehr als doppelt so hoch wie im Bundesdurchschnitt. Hingegen ist der Anteil der Braunkohle in Norddeutschland etwa um den Faktor 10 geringer. Dies erklärt sich durch die Tatsache, dass Braunkohle lagerstättennah verbraucht wird - und die großen Braunkohletagebaue befinden sich nicht in den norddeutschen Bundesländern.

In der obigen Aufstellung nicht enthalten ist ein erdgasbetriebenes E.ON-Kraftwerk in Emden (NI) mit einer Kapazität von 430 MW_{el}; dieses befindet sich in Kaltreserve.

In der Kraftwerksdatenbank des Umweltbundesamtes sind zudem alle Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) in Deutschland enthalten. Da diese Einzeldaten jedoch nur im Rahmen eines anderen Projektes intern genutzt werden durften, ist in Tabelle 6 lediglich eine summarische Darstellung der Kapazitäten der KWK-Anlagen ab 1 MW_{el} in den fünf relevanten Bundesländern enthalten (in dieser Datenbank sind die Kapazitäten als Brutto-Leistungen erfasst). Es ist klar, dass es bei der großen Menge von kleineren Anlagen kontinuierlich zu Betriebsänderungen und In- und Außerbetriebsnahmen kommen kann, die in der Datenbank nur in regelmäßigen Updates erfasst sind. Insofern stellt diese Kapazitätssumme nur eine ausreichend genaue Darstellung der kleineren KWK-Anlagen in Norddeutschland dar. Da diese Anlagen jedoch nur eine Gesamtkapazität von etwa 6% der Gesamtleistung der großen Kraftwerke (> 100 MW) aufweisen, ist die erzielte Genauigkeit im Kontext der vorliegenden Untersuchung hinreichend.

Tabelle 6: KWK-Anlagen mit 1 -100 MW_{el} in Norddeutschland

Bundesland	Anlagenzahl	Anteil Anlagenzahl	Leistung brutto (MW)	Anteil Leistung
Niedersachsen	27	39 %	429	40 %
Schleswig-Holstein	14	20 %	346	20 %
Mecklenburg-Vorpommern	19	28 %	216	28 %
Hamburg	8	12 %	81	12 %
Bremen	1	1%	4	< 1 %
Gesamt:	68	100 %	1.072	100 %

Tabelle 6 zeigt, dass in 68 Anlagen zusätzliche KWK-Erzeugungskapazitäten von insgesamt rund 1 GW_{el} zu verzeichnen sind mit einem Schwerpunkt von etwa 40 % in Niedersachsen. Die Verteilungen der Anlagen und der Kapazitäten können ebenfalls der Tabelle entnommen werden. In Bremen sind keine mittelgroßen KWK-Anlagen registriert.

Die Primärenergieträgeranteile (in Bezug auf die Kapazitäten) berechnen sich für diese Anlagen wie in Tabelle 7 zusammen gestellt:

Tabelle 7: Anteil der Primärenergieträger an der KWK-Kapazität (1 - 100 MW)

Primärenergie	Anteil Leistung
Steinkohle	31 %
Erdgas	28 %
Biomasse	22 %
Abfall	19 %

Es zeigt sich ein relativ gleichmäßiger Energieträgermix mit einem relativ hohen Anteil von Biomasse-Anlagen. Diese befinden sich schwerpunktmäßig in Niedersachsen.



3.2.2 Abschalten bestehender Kraftwerke bis 2020

Im betrachteten Zeitraum bis 2020 wird eine große Zahl der aufgeführten Anlagen außer Betrieb gehen. Dies ist zum einen bedingt durch das Alter bestehender konventioneller fossiler Kraftwerke, andererseits durch die Abschaltung von Kernkraftwerken, wie sie im Energiekonsens zwischen Bundesregierung und der Energiewirtschaft vereinbart und in der Atomrechtsnovelle [Atomrecht, 2002] festgeschrieben wurde.

Aussagen über die Außerbetriebnahme von Kraftwerken können im Kontext dieser Studie nur bezüglich der größeren Kraftwerke (>100 MW) getroffen werden. Dies ist im Wesentlichen bedingt durch die Tatsache, dass die erforderlichen Daten für die große Menge von kleineren Anlagen nur mit hohem Aufwand ermittelt werden könnten, da die verfügbaren Informationen insbesondere durch die kontinuierlichen Veränderungen (In- und Außerbetriebnahmen) unvollständig sind. Es wird daher im Weiteren für die Abschätzung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten davon ausgegangen, dass der unter Kapitel 3.2.1 ermittelte Bestand kleiner Anlagen bis 2020 konstant bleibt. Die Erschließung weiterer KWK-Potenziale sowie die Entwicklung der Stromerzeugung erneuerbarer Energien werden im weiteren Verlauf der Studie noch gesondert betrachtet.

Für die in Tabelle 3 aufgeführten großen Kraftwerke wurde zunächst durch Internet-Recherchen, Auswertung verfügbarer Datenbanken (siehe Kapitel 3.2.1), eigener Erfahrungen sowie in Einzelfällen gezielte Nachfragen bei den Betreibern der Zeitpunkt der Inbetriebnahme, bzw. grundlegender Modernisierungen ermittelt. Für die Kernkraftwerke wurden Berechnungen zur verbleibenden Restlaufzeit auf der Basis der Restmengen sowie der durchschnittlichen jährlichen Energieerzeugung (Durchschnitt der Jahre 2000 – 2006) gemäß den Angaben des Bundesamtes für Strahlenschutz durchgeführt [BFS, 2007]. Bei modernisierten Kraftwerken wurden dabei entweder die vom Betreiber genannte Laufzeitverlängerung oder, sofern hierzu keine Angaben vorlagen, die volle Lebensdauer angesetzt. In Tabelle 8 sind die Ansätze dargestellt.

Tabelle 8: Annahmen durchschnittliche Lebensdauern der Kraftwerkstypen

Kraftwerkstyp	Lebensdauer
Steinkohle/Braunkohle	40 Jahre ¹
Gaskraftwerke	30 Jahre ¹
Volllaststunden < 1.000 h	40 Jahre
Kernkraftwerke	entsprechend der verbleibenden Restenergiemenge (Basis: BFS, 2007)
Wasserkraftwerke (Pumpspeicherwerke)	Betrieb bis mindestens 2020, bzw. darüber hinaus

¹[Pffaffenberger, 2004]

Unter Zugrundelegung der in Tabelle 8 aufgeführten Lebensdauern wurde die Restlaufzeit, bzw. der voraussichtliche Abschaltzeitpunkt für die in Tabelle 3 gelisteten Kraftwerke ermittelt. Bei den Kernkraftwerken wurde auf Basis der in [BFS, 2007] genannten Reststrommengen und den in den Jahren 2000 bis 2005 erzeugten Strommengen für jedes Kraftwerk das Jahr der voraussichtlichen Abschaltung ermittelt. Das Ergebnis für die Kernkraftwerke ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Erwartete Abschaltung der Kernkraftwerke in Norddeutschland

Kraftwerk	Jahr der Abschaltung
Brunsbüttel	2009
Unterweser	2012
Krümmel	2017
Grohnde	2018
Brokdorf	2019
Emsland	2020

Die Prognose für die zeitliche Entwicklung des derzeit bestehenden Kraftwerksparks in Norddeutschland stellt sich dann wie in Abbildung 2 gezeigt dar.

Kapazitäten (Bestand) nach Energieträgern

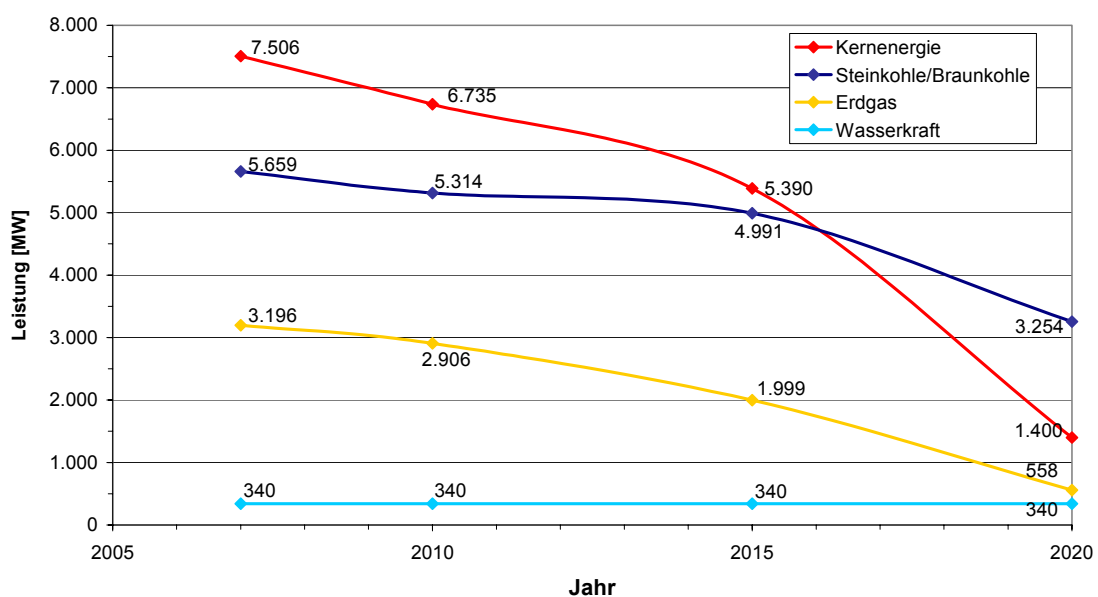


Abbildung 2: Entwicklung der Gesamtleistung des derzeit bestehenden Kraftwerksparks (= Kraftwerksbestand) bis 2020

Von der derzeit in Betrieb befindlichen Kraftwerksleistung (> 100 MW) von insgesamt 16.700 MW werden bis 2020 zwei Drittel abgeschaltet und nur noch ca. 5.500 MW in Betrieb sein.

Neben der Entwicklung der Leistung des derzeit bestehenden Kraftwerksparks in Norddeutschland wurde auch die in diesen Bestandskraftwerken jährlich erzeugte Strommenge abgeschätzt. Dies ist erforderlich für den Vergleich mit dem in Kapitel 3.1 abgeleiteten Strombedarf. Bei dieser Abschätzung wurden entweder verfügbare Daten zur Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerke zugrunde gelegt oder die erzeugte Strommenge an-



hand der in Tabelle 10 genannten typischen Volllaststunden verschiedener Kraftwerkstypen bewertet. Die Entwicklung zeigt Abbildung 3.

Tabelle 10: Volllaststunden verschiedener Kraftwerkstypen [Prognos 2005]

Kraftwerkstyp	Volllaststunden
Braunkohlekraftwerk	6.800 h/a
Steinkohlekraftwerk	4.430 h/a
Gaskraftwerke	2.196 h/a
Wasserkraftwerke (Pumpspeicherwerk)	836 h/a
Kernkraftwerke	Durchschnitt entsprechend der Angabe in [BFS 2007]
Sonstige (sonst. gasförmige u. feste Brennstoffe einschl. Biomasse u. Mineralölprodukte)	5.186 h/a

Stromerzeugung (Bestand)

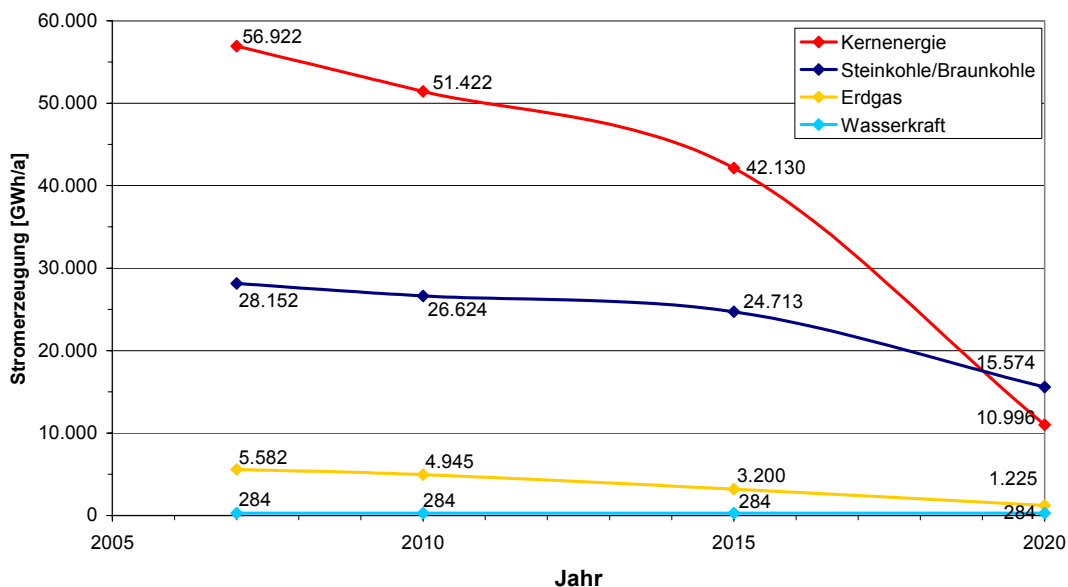


Abbildung 3: Entwicklung der Stromerzeugung in Bestandskraftwerken bis 2020

Die in den Bestandskraftwerken erzeugte Strommenge wird bis 2020 auf 30 % der derzeitigen Stromerzeugung abnehmen. Diese Abnahme ist noch drastischer als die Reduktion in der Kraftwerksleistung, da es sich bei einem großen Teil der abgeschalteten Kraftwerkskapazität um Kernkraftwerke mit hohen Volllaststunden und damit einer hohen jährlichen Stromerzeugung handelt.

3.2.3 Anlagen im Bau oder in Planung

Die Anlagen, die in Norddeutschland im Bau sind oder sich in Planung befinden, sind in Tabelle 11 zusammengestellt. Als Quellen für die Recherche dienten vor allem die Zusammenstellungen in [WEC, 2006] und [Jahrbuch, 2007]. Die Ergebnisse wurden dann abgeglichen mit eigenen Daten, Verbandsangaben, Unternehmensdarstellungen, Presseberichten sowie Ankündigungen in der Fachpresse.

Tabelle 11: Im Bau und in Planung befindliche Kraftwerke in Norddeutschland

KW-Name / Standort	Betreiber / Unternehmen	Bundesland	Leistung netto (MW)	vorausstl. Inbetriebn.	Brennstoff
Stavenhagen	Nehlsen Entsorgung GmbH	MV	46	2007	Biomasse
Lubmin I	Concord Power	MV	1.200	2007	Erdgas
Hamburg-Tiefstack neu	Vattenfall Europe Generation	HH	125	2007	Erdgas
Bremen Hafen	swb Erzeugung	HB	30	2008	Müll
Rostock	Vattenfall Europe Generation	MV	20	2008	Müll
Braunschweig	Braunsch. Versorgungs AG	NI	400	2008	Erdgas
Lingen	RWE Power	NI	875	2009	Erdgas
Niederaussem	RWE Rheinbraun AG	NI	940	2009	Braunkohle
Emsland-Lingen 1 neu	RWE Power AG	NI	580	2009	Erdgas
Emsland-Lingen 2 neu	RWE Power AG	NI	580	2009	Erdgas
Hamburg Hafen	Vattenfall Europe Generation	HH	750	2010	Steinkohle
Brunsbüttel	Electrabel	SH	800	2010/11	Steinkohle
Stade	Electrabel	SH	800	2011	Steinkohle
Wilhelmshaven	Electrabel	NI	800	2011	Steinkohle
Bremen Mittelbüren	swb Erzeugung	HB	800	2011	Steinkohle
Hamburg Moorburg neu	Vattenfall Europe Generation	HH	1.640	2012	Steinkohle
Lubmin	Dong Energy, DK	MV	1.600	2012	Steinkohle
Lubmin II	Concord Power	MV	1.200	offen	Erdgas
(Standort noch offen)	EON Energie/Stw. Hannover	?	1.100	2015	Steinkohle
		Gesamt:	14.286		

Enthalten sind hier Anlagen ab 100 MW_{el} netto, in [WEC, 2006] sind jedoch auch kleinere Müll- bzw. Biomasseanlagen aufgeführt; die hier der Vollständigkeit halber auch mit dargestellt sind.

Die Anteile der fossilen Energieträger verteilen sich (in Bezug auf die Kraftwerksleitungen) bei den oben angeführten Anlagen wie in Tabelle 12 gezeigt:

Tabelle 12: Anteil der Primärenergieträger an den Anlagen in Bau und Planung

Primärenergie	Anteil Leistung
Steinkohle	58 %
Erdgas	35 %
Braunkohle	7 %
Biomasse + Müll	1 %

Steinkohle soll demnach mehr als die Hälfte der oben angeführten, geplanten Kapazitäten befeuern. Auch dieser Anteil wird sich noch verschieben; er ist derzeit sicher auch ein Ausdruck für die starke Preisanstiege und Volatilitäten bei der Erdgaspreisen einerseits (hohes Investitionsrisiko) und die beginnende Liberalisierung der Gasmärkte andererseits: Unternehmen berichten darüber, dass es derzeit kaum möglich ist, langfristige und ihren Preisvorstellungen entsprechende Gaslieferverträge abzuschließen. Als Reaktion ist dann tendenziell ein Ausweichen auf Steinkohle als Primärenergieträger zu verzeichnen.

Ein paar wichtige Anmerkungen sind zur richtigen Interpretation der Daten erforderlich. Die Realisierung der Projekte ist in vielen Fällen keinesfalls sicher, da diese von Rahmenbedingungen abhängen, die sich noch entscheidend ändern können³. Teilweise kann es sich auch um Alternativplanungen handeln; in anderen Fällen kann es noch zu Standortverschiebungen - ggfs. in hier nicht relevante Bundesländer - kommen. So ist im letzten ausgewiesenen Projekt von E.ON Energie / Stw. Hannover der Standort derzeit noch unsicher, aber vermutlich in Norddeutschland. Weiterhin kann sich die Höhe der installierten Kapazität verschieben. Trotz dieser Unsicherheiten werden die in Tabelle 11 aufgeführten Angaben als Orientierung für die Abschätzung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten bis 2020 zugrunde gelegt.

Für eine vollständige Erfassung der derzeitigen und zukünftigen Stromerzeugungskapazitäten müssten auch die vielen (KWK-)Kleinanlagen berücksichtigt werden, für die es keine systematische Erfassung gibt und die zu den oben genannten Kapazitäten hinzukommen. Auch solche Anlagen hängen in hohem Maße von den konkreten Randbedingungen und deren Entwicklung ab, etwa der möglichen Fortschreibung des KWK-Gesetzes - die Planungs- und Realisierungszeit ist hier zudem deutlich kürzer.

In Abbildung 4 ist die zeitliche Entwicklung des Kraftwerkszubaues bis 2020, differenziert nach den unterschiedlichen Primärenergieträgern dargestellt. Da für die Zeit nach 2015 noch keine standortspezifischen Kraftwerksplanungen bekannt sind, musste eine pauschale Annahme (Zubau von weiteren 3.000 MW) getroffen werden.

³ Die Norddeutsche Affinerie AG hat beispielsweise soeben bekanntgegeben, dass sie den eigentlich für 2008 geplanten Bau des EBS-Kraftwerks (100 MW_{el}, Brennstoffe Müll + Biomasse) in Hamburg aufgibt und sich stattdessen durch eine (virtuelle) Kraftwerksscheibe am Steinkohle-Kraftwerk der Vattenfall Europe AG in Hamburg-Moorburg beteiligt (Pressemitteilung vom 4. Mai 2007).

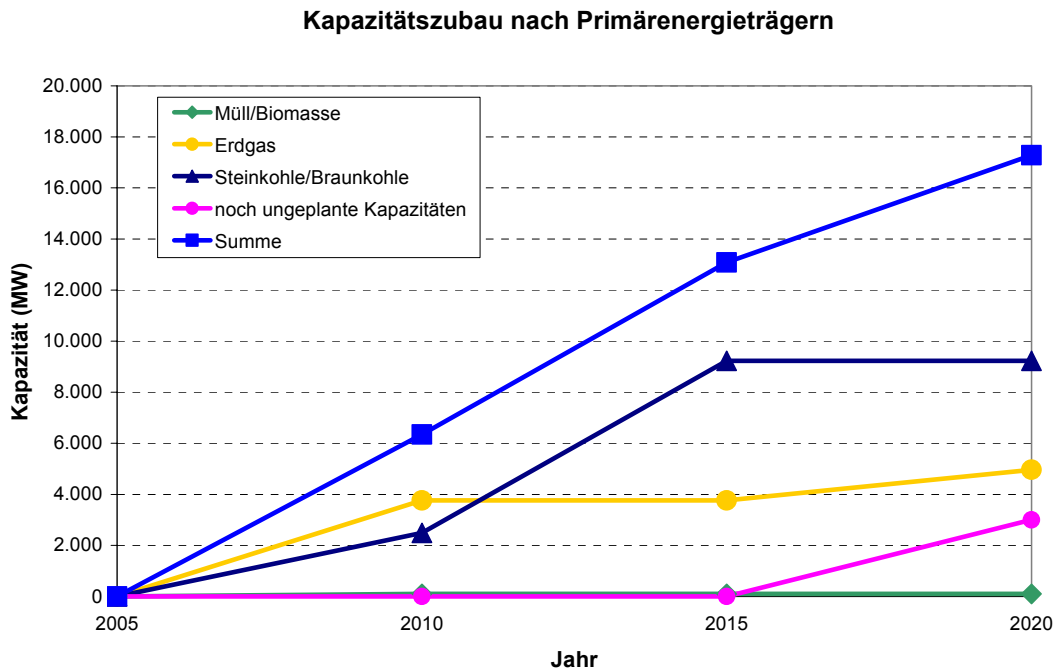


Abbildung 4: Kraftwerkszubau (konventionell) bis 2020 getrennt nach Primärenergieträgern

3.2.4 Entwicklung des Kraftwerksbestands bis 2020 – Bestandsanlagen, Zu- und Abbau

Die Entwicklung des Kraftwerksparks in den fünf betrachteten Bundesländern ergibt sich aus dem in Abbildung 2 aufgezeigten Abbau des derzeitigen Kraftwerksbestands und dem in Abbildung 4 dargestellten Zubau an Kraftwerken. Die in der betrachteten Region installierte Kraftwerksleistung wird sich demnach wie in Abbildung 5 gezeigt entwickeln.

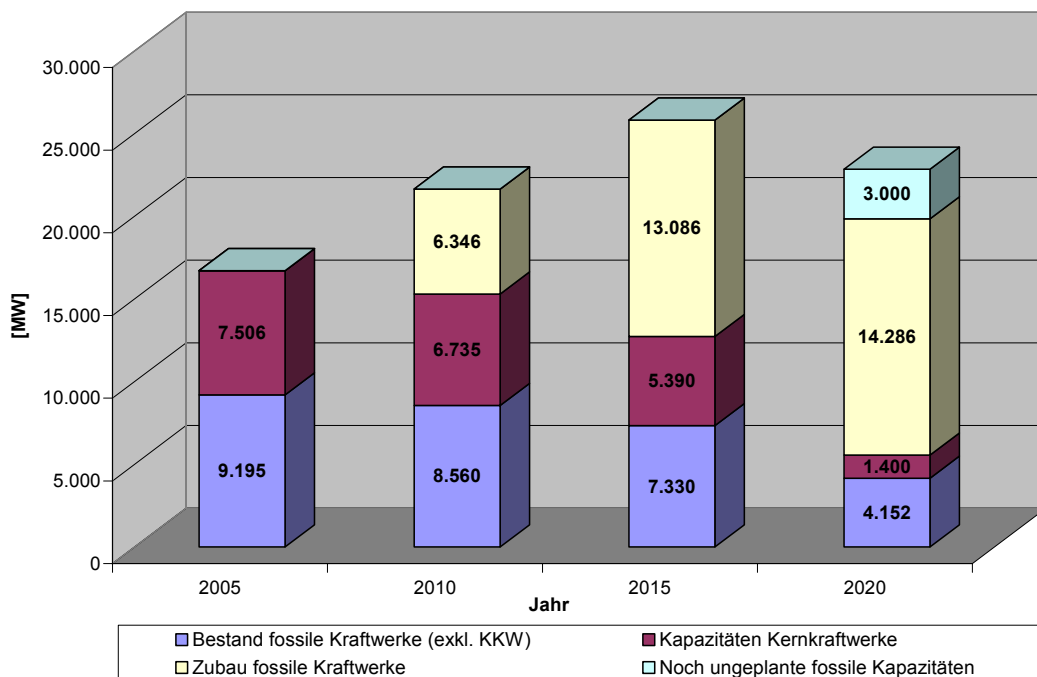


Abbildung 5: Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Norddeutschland bis 2020

Der starke Zubau wird bis 2015 zu einem deutlichen Anstieg der Kraftwerkskapazitäten gegenüber dem derzeitigen Stand führen. Sofern gegenüber dem jetzigen Planungsstand nicht noch weitere nennenswerte Kraftwerkskapazitäten errichtet werden, wird die Gesamtleistung der Kraftwerke in 2020 dann wieder in etwa dem Niveau von 2010 entsprechen. Diese Aussage beschränkt sich jedoch auf die konventionellen Kraftwerke und ist, wie bereits erwähnt ab 2015 mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Die Entwicklung der erneuerbaren Energie wird noch gesondert betrachtet.

Erkennbar ist, dass nach dem derzeitigen Planungsstand die Kernenergie bei der Stromerzeugung in Norddeutschland zukünftig eine deutlich geringere Rolle spielen wird. Dagegen wird die Steinkohle mit einem Anteil von rund 50 % an den konventionellen Kraftwerken in 2020 in Norddeutschland eine noch größere Rolle in der Stromerzeugung spielen als heute (Anteil rund 30 %). Dies wird auch erhebliche Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen in der betrachteten Region haben. Diese konnten jedoch im Rahmen der vorliegenden Studie nicht untersucht werden.

Für den Vergleich mit der Entwicklung des Stromverbrauchs wurde auch eine Prognose für die Stromerzeugung bis 2020 getroffen. Hierfür wurden wieder die in Tabelle 10 zusammengestellten durchschnittlichen Volllaststunden der verschiedenen Kraftwerkstypen zugrunde gelegt, bzw. bei den Kernkraftwerken die jeweilige durchschnittliche jährliche Stromerzeugung. Es ergibt sich eine Entwicklung gemäß Abbildung 6.

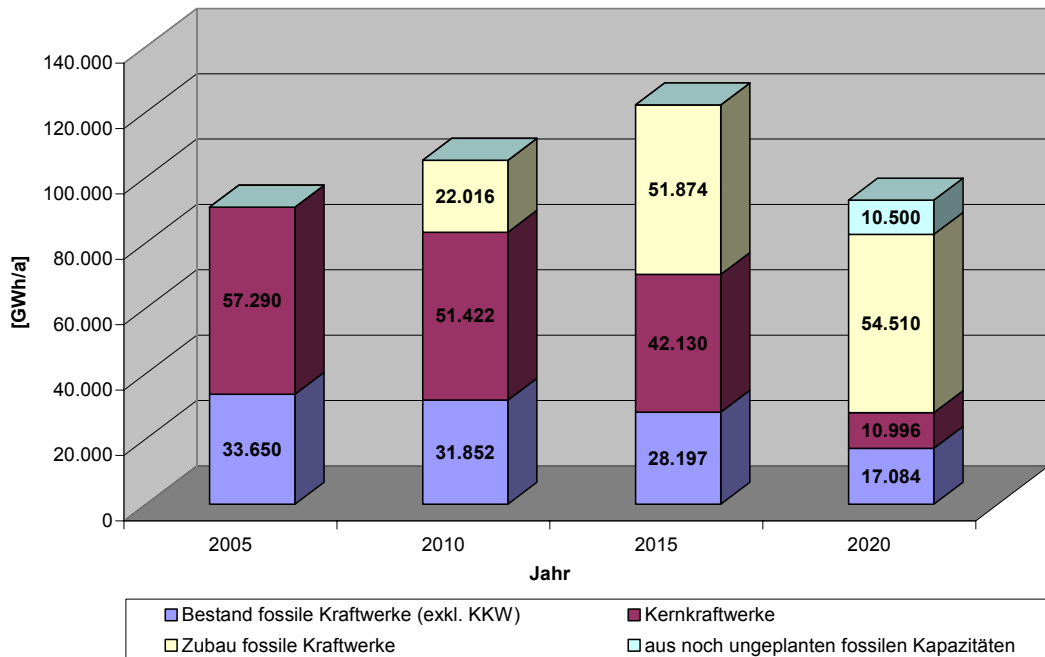


Abbildung 6: Prognose für die Stromerzeugung in den fünf norddeutschen Bundesländern bis 2020

Vergleicht man Abbildung 5 und Abbildung 6, so fällt auf, dass in 2020 trotz der gegenüber 2005 um knapp 40 % höheren installierten Gesamtleistung von gut 22.800 MW die Stromerzeugung nur geringfügig höher ausfällt als in 2005. Grund hierfür ist, dass vor allem nach 2015 mit den Kernkraftwerken der Kraftwerkstyp mit den höchsten Volllaststunden wegfällt, der Zubau aber bei Steinkohle und Erdgaskraftwerken erfolgt. Diese weisen deutlich niedriger Volllaststunden auf.

Hierbei ist allerdings zu bedenken, dass hier noch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere aus Windkraftanlagen, fehlt.

3.3 Vergleich Verbrauch und Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken

Die Ergebnisse der in Kapitel 3.1 ermittelt Entwicklung des Endenergieverbrauchs an Strom sind in Abbildung 7 der prognostizierten Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken gegenüber gestellt.

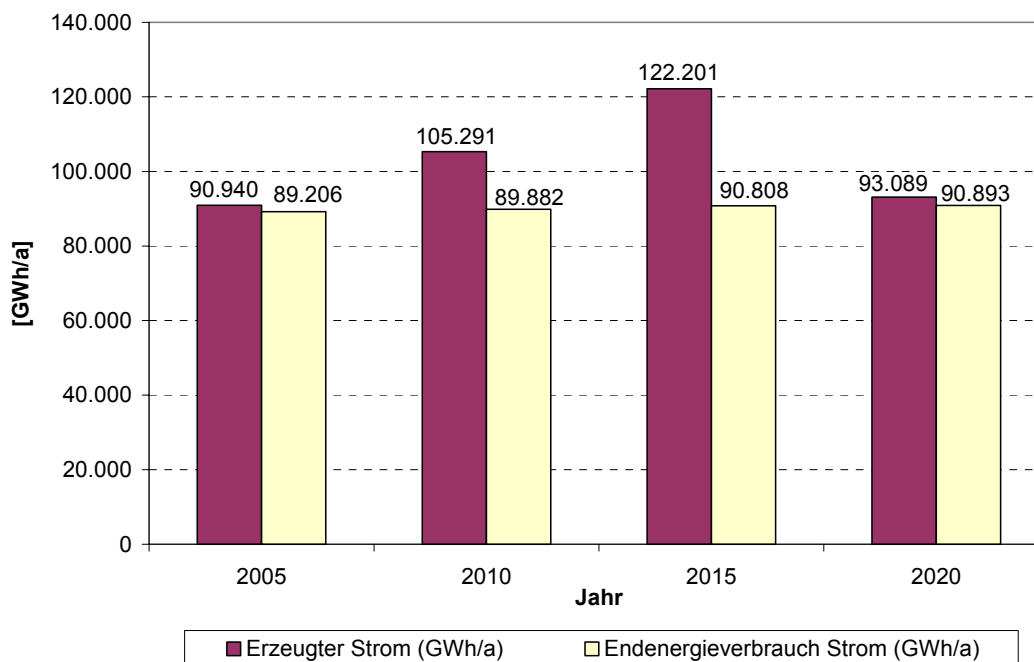


Abbildung 7: Vergleich des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung in Norddeutschland bis 2020

Man erkennt deutlich, dass derzeit der Stromverbrauch in Norddeutschland fast genau mit der in dieser Region in konventionellen Kraftwerken erzeugten Strommenge übereinstimmt. In den kommenden zehn Jahren wird diese Region durch den geplanten starken Zubau fossiler Kraftwerkskapazitäten zu einer Stromexportregion werden. Dagegen wird nach 2015 durch die Abschaltung der Kernkraftwerke und einer ganzen Reihe weiterer fossiler Kraftwerke eine Lücke zwischen der in Norddeutschland in konventionellen Kraftwerken erzeugten und der in dieser Region verbrauchten Strommenge in Höhe von ca. 30.000 GWh/a klaffen.

Im weiteren werden die laufenden Untersuchungen zeigen, in welchem Maß bereits bestehende und geplante Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energiequellen, Energieeinsparung und ggfs. weiterer Zubau regenerativer Stromerzeugungskapazitäten dazu beitragen können, diese Lücke zu schließen.

Beinhaltet der Strommix höhere Beiträge von Strom aus erneuerbaren Energien, werden auf Grund der fluktuierenden Stromerzeugung Speicherkapazitäten und größerer Aufwand für Regenergie erforderlich. Hierauf wird in Kapitel 7 eingegangen.



4. Wirtschaftliche KWK-Potenziale in Norddeutschland

Die im Folgenden angeführten Aussagen zu den KWK-Potenzialen in Norddeutschland beruhen auf den Ergebnissen der Analyse der nationalen KWK-Potenziale, welche das bremer energie institut vor kurzem im Auftrag des BMWi in Zusammenarbeit mit der DLR Stuttgart durchgeführt hat. In [Eikmeier et al., 2006] ist die Vorgehensweise detailliert dargestellt; an dieser Stelle wird deshalb nur eine Zusammenfassung der wesentlichen Randbedingungen und der grundsätzlichen Vorgehensweise zur Ermittlung der Potenziale gegeben.

Bei den Potenzialbetrachtungen ist der Nutzwärmebedarf der Ausgangspunkt der Analyse, die Stromseite ergibt sich aus dem wirtschaftlichen Betrieb von Neuanlagen mit einer entsprechend guten Stromkennzahl.

Die Bearbeitung erfolgte „Bottom-up“, d. h. ausgehend von einer feingliedrigen Auflösung des Nutzwärmebedarfs wurde untersucht, welcher Nutzwärmebedarf sich aus rein technologischer Sicht durch eine KWK-Technik befriedigen lässt. Nur so lassen sich vorhandene Strukturen wie die bestehenden Verteilnetze angemessen berücksichtigen. Im zweiten Schritt war dann zu prüfen, welcher Teil dieses Potenzials sich unter verschiedenen Randbedingungen auch wirtschaftlich darstellen lässt. Die Stromseite ergibt bzw. errechnet sich aus dem wirtschaftlichen Betrieb von Neuanlagen mit einer entsprechend guten Stromkennzahl im Vergleich zum Bestand.

Die Prüfung der Wirtschaftlichkeit erfolgt für alle Techniken ohne die Berücksichtigung bzw. Fortschreibung von Förderungen. Solche Zuschüsse haben natürlich einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und damit die Höhe der Potenziale; diese Randbedingungen können sich jedoch schnell ändern. Es sollte in der KWK-Potenzialstudie deshalb nicht über die Entwicklung der Förderbedingungen spekuliert werden.

Die Höhe der wirtschaftlichen Potenziale hängt natürlich von den jeweiligen Randbedingungen und gewählten Eingangsparametern ab. In [Eikmeier et al., 2006] sind verschiedene Szenarien dokumentiert. Ihr Vergleich zeigt jedoch nur erstaunlich geringe Unterschiede, so dass für Norddeutschland im Folgenden der so genannte *Referenzfall* aus der Potenzialstudie Verwendung findet. Er ist durch eine betriebswirtschaftliche Betrachtung mit einem Zinssatz von 8 % gekennzeichnet. Der Betrachtungszeitraum ist 2005 bis 2020. Es wird ein Energiepreisszenario definiert, welches auf den Preisentwicklungen basiert, die im Energiereport IV [Energiereport IV, 2005] vorhergesagt werden. Diese sind angesichts der Preisanstiege in der jüngeren Vergangenheit jedoch als zu moderat einzuschätzen und wurden deshalb mit einem 50 %igen Aufschlag versehen. Tabelle 13 zeigt die wichtigsten Preise als finanzmathematische Durchschnittswerte.

Aus methodischen Gründen ist es sinnvoll, getrennt nach Anwendungsfeldern Teilpotenziale zu erarbeiten. Die betrachteten Teilpotenziale untergliedern sich wie folgt:

- leitungsgebundene Wärmeversorgung von Wohngebäuden und dem Bereich GHD - Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (Fernwärme-KWK),
- KWK für die aufgabenbezogene Objektversorgung in Nichtwohngebäuden,
- industrielle KWK,
- nicht wärmeleitungsgebundene Kleinst-KWK in Wohngebäuden,
- Biomasse-KWK.

Tabelle 13: Angesetzte Energie- und Strompreise

Alle Preise in EURO(2000)/MWh	Finanzmathematischer Durchschnitt 2005 - 2020
Kraftwerksbedarf	
Erdgas	17,25
Kraftwerkskohle	8,38
Braunkohle	3,60
Erdgaspreise für KWK-Anlagen (Auswahl)	
220 MW _{el}	18,25
90 MW _{el}	18,75
5 MW _{el}	22,35
Erdgaspreise für Endverbraucher	
Industrie	28,23
Haushalte (incl. MwSt.)	62,13
Referenzkosten der Stromerzeugung in Großkraftwerken (bei 10 €/t CO₂)	52,87

Diese Teilpotenziale können sich teilweise überlappen, da beispielsweise eine Objektlösung oder eine Nahwärmelösung den Anschluss an einen Fernwärmeverbund ersetzen kann. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Versorgung eines Einzelobjektes oder einer kleinen Wärmeinsel regelmäßig zu höheren Kosten führt als eine Integration dieser Nachfragemenge in ein großes, leitungsgebundenes System. Aus diesem Grund sind die sich überlappenden Teilmengen in den Fernwärmepotenzialen enthalten - es geht hier vor allem um das richtige Gesamtpotenzial und nicht um die Teilmengen von technischen Einzellösungen.

Die beiden letztgenannten Teilpotenziale – Einzelobjektversorgung bzw. kleine Wärmeinsel – ergeben bei bundesweiter Betrachtung kein Potenzial in einer relevanten Größenordnung, so dass diese für Norddeutschland nicht gesondert betrachtet werden. Die Kleinst-KWK ist im Regelfall ohne Förderung heute noch deutlich von einer Wirtschaftlichkeit entfernt. Im Fall der Biomasse ergeben sich wirtschaftliche Potenziale nur dann, wenn durch flankierende politische Maßnahmen (EEG und andere Förderungen) günstige Randbedingungen gegeben sind. Diese führen jedoch nur zu einer relativen, nicht aber zu einer „echten“ Wirtschaftlichkeit ohne Förderung, was der einheitliche Bemessungsmaßstab für alle Techniken sein soll. Aus diesem methodischen Grund ergibt sich kein wirtschaftliches Biomasse-KWK-Potenzial. Der mögliche Beitrag von Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse wird in Abschnitt 5.2 diskutiert.

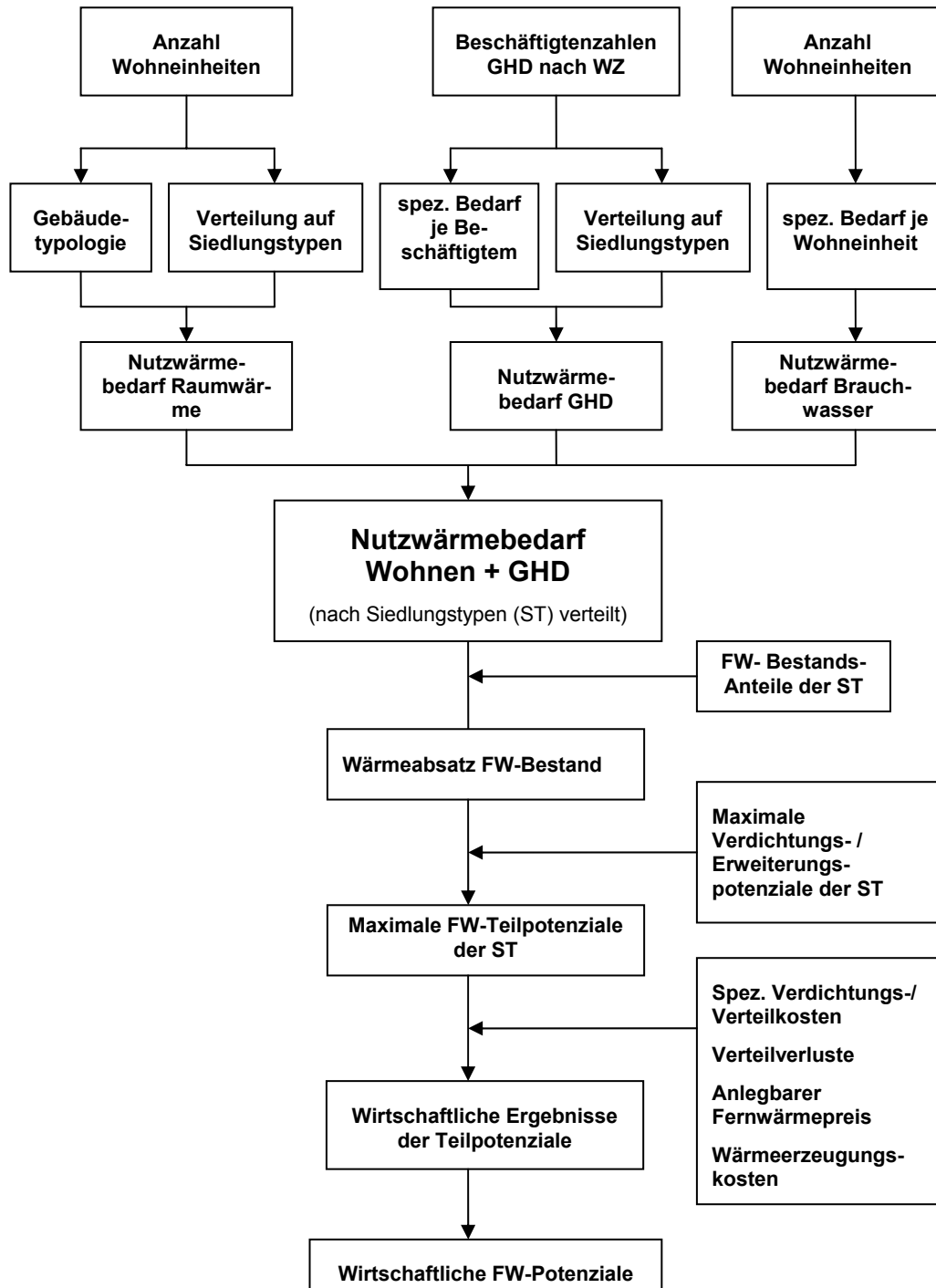
Die ausgewiesenen KWK-Mengen beinhalten jeweils den dazugehörigen Spitzenkessel. Der Anteil an der Arbeit, die auf den Spitzenkessel entfällt, variiert mit den Einsatzbedingungen und liegt üblicherweise bei rund 15 %.

4.1 Fernwärme-KWK

Die untersuchten Fernwärme-Potenziale beziehen sich auf den Wohngebäudebestand und den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD), dessen Gebäude regelmäßig im Wohngebäudebestand integriert zu finden sind (die Nichtwohngebäude wurden als eige-



nes Teilpotenzial in der Studie getrennt betrachtet, da hier die statistische Datengrundlage erheblich schlechter ist). In Abbildung 8 ist schematisch der Berechnungsablauf zur Ermittlung des Fernwärme-Potenzials mit den wichtigsten der einfließenden Datensätzen dargestellt. Es ist nachfolgend näher erläutert.



GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen WZ: Wirtschaftszweige ST: Siedlungstyp

Abbildung 8: Schema des Modells zur Ermittlung der KWK-Fernwärmepotenziale

Zunächst wird der Nutzwärmebedarf im Bereich Wohngebäude (Raumwärme und Brauchwasser) sowie für den Sektor GHD möglichst feingliedrig erfasst. Dies geschieht in einem auf mehreren Ebenen abgestuften Verfahren, welches städtebaulich ähnliche Städte in Kategorien zusammenfasst. Für diese werden Siedlungstypenanteile ermittelt, die dann zur konkreten Verteilung der Wohneinheiten führen. Ein Siedlungstyp repräsentiert dabei eine bestimmte städtebauliche Struktur (z. B. historische Altstadt, Reihenhaussiedlung, Zeilenbebauung) und bringt die dazugehörigen, strukturtypischen Daten in die Rechnung ein (Leitungslängen, Verlegekosten, Verteilverluste etc.). Eine ausführliche Dokumentation hierzu findet sich in [Eikmeier et al., 2004].

Zur Ermittlung des Raumwärmebedarfs der Wohngebäude sind die Wohneinheiten mit einer detaillierten Gebäudetypologie hinterlegt. Dieser umfasst 4 Gebäudetypen und bis zu 9 Baualtersklassen und gibt für diese Kombinationen die durchschnittlichen Wohnflächen und den Nutzwärmebedarf an. Dieser „digitale Wärmeatlas“ Deutschlands erfasst auf der untersten Ebene städteweise aufgelöst den jeweiligen Gebäudebestand von 614 Städten (mit mindestens 2.000 Wohnungen in großen Mehrfamilienhäusern bzw. 20.000 Einwohnern) mit Stand 2005 und wird für diese Untersuchung auf die 5 relevanten Bundesländer reduziert. Die Abbildung des Brauchwasserbedarfs erfolgt über den Ansatz von personen- und wohneinheitsspezifischen Werten.

Der Bereich GHD wird über beschäftigtenspezifische Bedarfswerte entsprechend der Klassifizierung der Wirtschaftszweige (WZ) abgebildet, die dann auf die jeweiligen Beschäftigtenzahlen in den 12 Wirtschaftszweigen in den einzelnen Städten angewendet werden.

Für jeden Siedlungstyp konnten anhand der detaillierten Auswertung einer größeren Zahl von Städten einerseits die durchschnittlichen Fernwärmebestandsanteile, andererseits die maximalen Teilpotenziale für eine Verdichtung und Erweiterung der bestehenden Netze ermittelt werden. Der Fernwärmebestand kann per Definition als wirtschaftliches Potenzial angesehen werden, da er zum Einen sonst nicht bestehen würde und zum Anderen die bereits zum größten Teil abgezahlten Netze zu erheblich geringeren Wärmeverteilungskosten führen als neu verlegte Systeme.

Aus dem Repräsentanzprinzip resultiert eine Einschränkung für die Belastbarkeit von Ergebnissen für Teilmengen, wie in diesem Fall für Norddeutschland. Die Fernwärme-Bestands- und Verdichtungs-/Erweiterungsanteile schwanken in einzelnen Städten natürlich erheblich um den für diese Stadtkategorie ermittelten Durchschnittswert für Deutschland. Je kleiner eine Teilmenge ist, umso größer können die Abweichungen von der Realität einer Stadt oder Stadtgruppe ausfallen. Dies gilt in der vorliegenden Untersuchung insbesondere für die Länder Hamburg und Bremen. Eine detailliertere Einzelanalyse einer Stadt oder Teilmenge könnte zu besseren Ergebnissen führen; dies ist im Rahmen dieses Projektes allerdings nicht möglich. Die dargestellten Potenziale stellen daher eine für Norddeutschland insgesamt belastbare Größenordnung dar; **sie sollten jedoch nicht als ein Abbild der lokalen Realitäten fehlinterpretiert werden!**

Die Berechnung der wirtschaftlichen Fernwärme-Ausbaupotenziale erfolgt siedlungstypenweise je Stadt nach der Vorgabe, dass die Summe aus den spezifischen Fernwärmeerzeugungskosten und -verteilungskosten maximal so groß sein darf wie der spezifische, anlegbare Fernwärmepreis. Dieser resultiert aus einem Vollkostenvergleich der Beheizung und Warmwasserbereitung mit Erdgas.

Die berechneten Fernwärme-Potenziale der 5 Bundesländer sind in Tabelle 14 zusammengestellt. Vom Zubaupotenzial in Höhe von 25,4 TWh/a entfallen 3,9 TWh/a (15 %) auf



die Verdichtung der bestehenden Netze, für die verbleibenden 21,5 TWh/a (85 %) sind Netzerweiterungen und -neubauten erforderlich. Abbildung 9 verdeutlicht die Anteile.

Tabelle 14: Fernwärme-Potenziale in Norddeutschland

	Nutzwärme Potenzial [TWh/a]
FW-Bestand	12,4
Verdichtung	3,9
Erweiterung	21,5
Gesamtpotenzial	37,7
Nicht FW geeignet	43,0

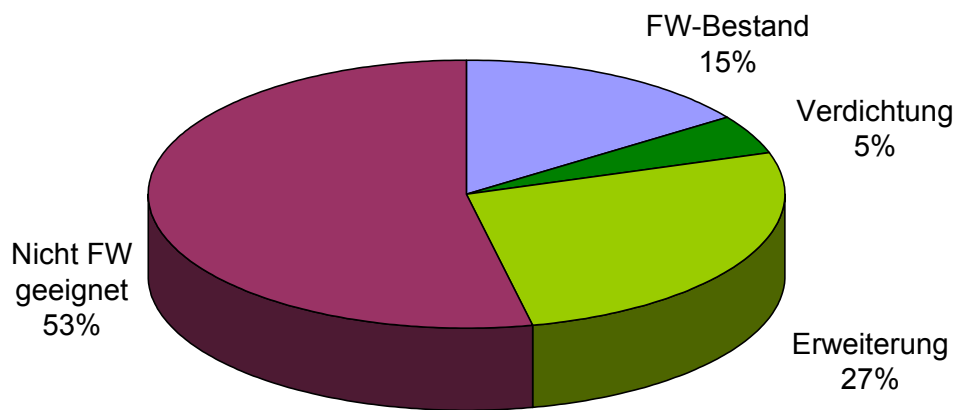


Abbildung 9: Fernwärme-Potenziale in Norddeutschland

Knapp die Hälfte des Nutzwärmebedarfs in Höhe von 80,7 TWh/a stellt ein wirtschaftliches FW-Potenzial dar. Davon wiederum ist rund ein Drittel Bestand, etwa die doppelte Menge könnte durch einen Zubau (Netzverdichtung und -erweiterung) hinzukommen.

Ein Nutzwärmebedarf von 43 TWh/a ergibt unter den hier angesetzten Randbedingungen keine Wirtschaftlichkeit für eine leitungsgebundene Wärmeversorgung. Der Hauptgrund hierfür ist eine zu geringe Wärmedichte, wie sie vor allem in den ländlichen Regionen und den kleinen Städten und Gemeinden auftritt. Dieses Potenzial steht grundsätzlich für eine nicht-leitungsgebundene KWK-Lösung (Objektlösung) zur Verfügung – jedoch ist auch hier stets die Frage der Wirtschaftlichkeit zu stellen.

Grundsätzlich kann zur Fernwärmeerzeugung stets eine KWK-Anlage eingesetzt werden, so dass die hier dargestellten FW-Potenziale den KWK-Potenzialen gleichzusetzen sind. Im Bestand der Alten Bundesländer kommt die Fernwärme zu 82 % aus Heizkraftwerken, zu 17 % aus Heizwerken und zu 1 % handelt es sich um industrielle Abwärme [AGFW, 2004]. In den Neuen Bundesländern ist der Anteil der Wärme aus Heizkraftwerken mit 80 % nur unwesentlich geringer. Dies zeigt, dass unter Berücksichtigung des unvermeidlichen Spitzenkesselanteils nur noch ein sehr geringer Anteil von Nicht-KWK-Anlagen installiert ist.

Aufgeteilt auf die Bundesländer ergibt sich eine Differenzierung gemäß Abbildung 10. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die unvermeidlichen Ungenauigkeiten durch die Anwendung des Repräsentanzprinzips für die Stadtstaaten Hamburg und Bremen deutlich ansteigen. Hier müssten lokale Einzelbetrachtungen angestellt werden, um zu belastbaren Einzelergebnissen zu kommen.

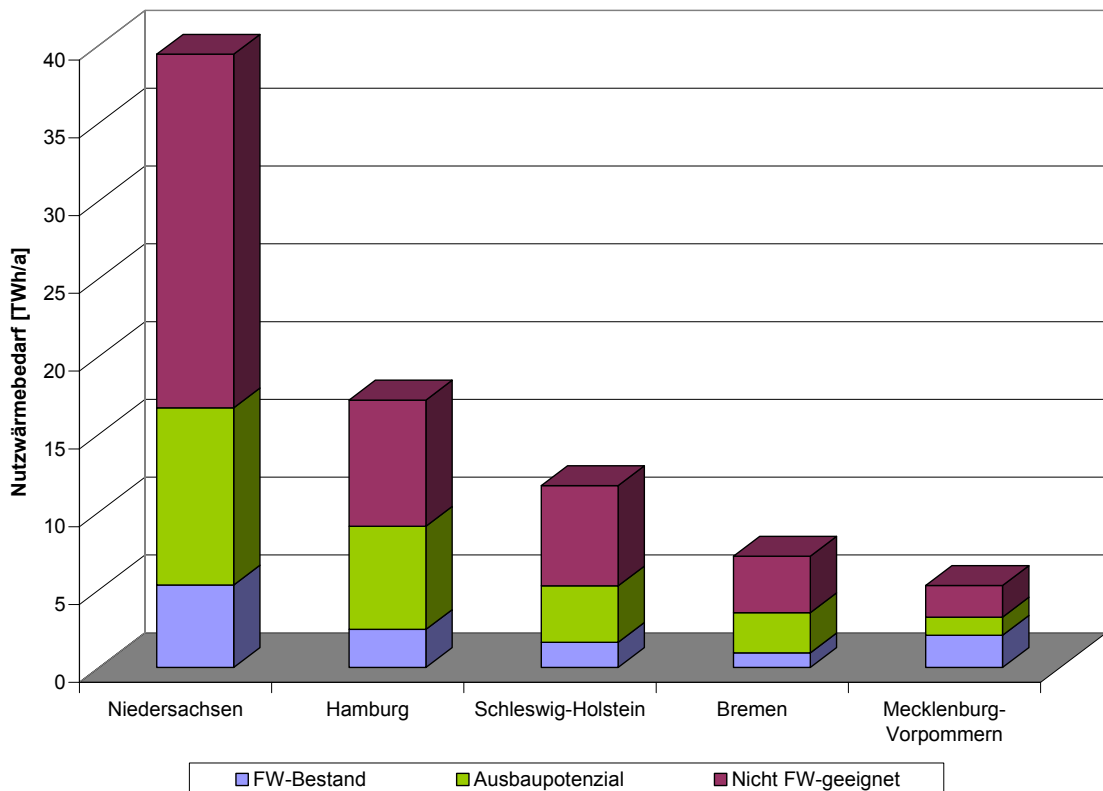


Abbildung 10: Fernwärme-Potenziale nach Bundesländern

Niedersachsen repräsentiert aufgrund der Größe des Bundeslandes auch die größten Potenziale. Es soll an dieser Stelle darauf hingewiesen werden, dass sich die Ergebnisse für Mecklenburg-Vorpommern von den vier anderen Bundesländern deutlich unterscheiden. In den Neuen Bundesländern ist traditionell ein viel höherer Bestandsanteil zu verzeichnen, was das Ausbaupotenzial entsprechend verringert. Das Verhältnis Ausbaupotenzial zu Bestand beträgt hier nur rund 1:2, während in den anderen vier Ländern ein Verhältnis von rund 2,5:1 zu verzeichnen ist.⁴

Abbildung 11 zeigt, wie sich die FW-Ausbaupotenziale auf die fünf norddeutschen Länder verteilen. Wiederum entfallen auf Niedersachsen und Hamburg die größten Ausbaupotenziale (Im Fall von Hamburg wieder mit einer erhöhten Unsicherheit). Aufgrund der guten Bestandssituation entfallen auf Mecklenburg-Vorpommern hingegen nur etwa 5 %.

⁴ Auch bei Industrie und Nicht-WG wäre eine solche Aufteilung prinzipiell möglich. Da aber das erforderliche Datenmaterial nicht vorliegt, würde dies einen hohen Ermittlungsaufwand erfordern. In Anbetracht der Tatsache, dass sowohl das KWK-Potenzial als auch das Zubaupotenzial in diesen Bereichen deutlich kleiner ist als bei Fernwärme wurde auf detaillierte Darstellung im Folgenden verzichtet.

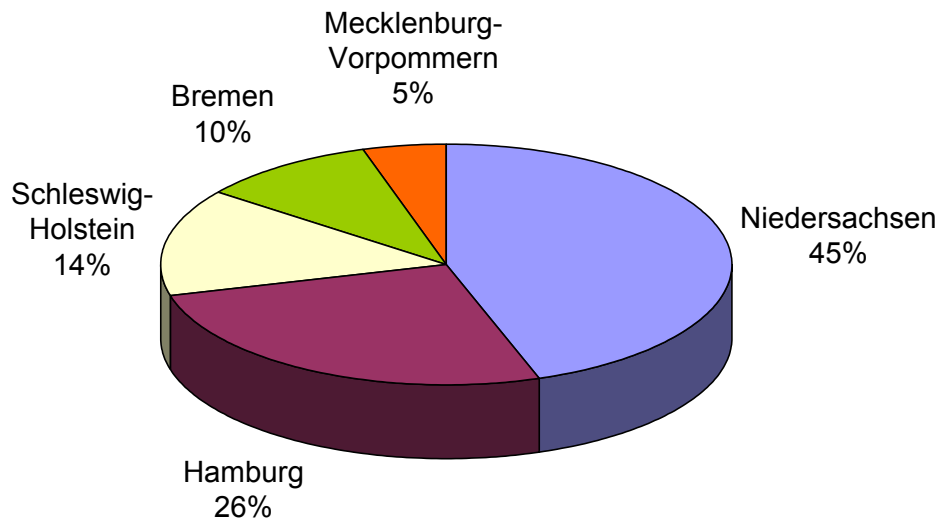


Abbildung 11: Fernwärme-Ausbaupotenziale nach Bundesländern

Die zu den FW-Potenzialen gehörenden KWK-Strompotenziale ergeben sich zweistufig. Zunächst könnte durch eine Modernisierung der Bestandsanlagen ein deutlicher Zuwachs erzielt werden. Nach dem AGFW-Hauptbericht (Stand 2003) [AGFW, 2004] liegt die mittlere Stromkennziffer im Bestand nur bei rund 0,48; diese könnte sich auf einen Wert von etwa 1,1 entwickeln, vor allem, wenn es zu einer Verschiebung in Richtung Erdgas kommt. Das entspricht dann einer Steigerung der jährlichen Strommenge von derzeit 5,9 TWh auf rund 13,9 TWh. Kommt oben aufgeführter FW-Zubau hinzu, ergeben sich für das Teilpotenzial der leitungsgebundenen Wärmeversorgung der Wohngebäude und GHD in der Summe 42,2 TWh/a.

4.2 KWK-Potenziale in Nichtwohngebäuden im GHD-Sektor

Im Unterschied zu den Wohngebäuden liegen für den Bestand an Nichtwohngebäuden (NWG) kaum statistische Daten vor, so dass in der Potenzialstudie das erforderliche Mengengerüst aus anderen Daten abgeleitet bzw. abgeschätzt werden musste. Daraus ergibt sich in der Folge auch, dass mangels Datenbasis keine differenzierte Untersuchung für Norddeutschland erfolgen kann. Dies ist aber auch nicht erforderlich, da die Potenziale in diesem Teilbereich ohnehin so gering sind, dass sie keine aufwändige Vorgehensweise rechtfertigen. Als Anteilsfaktor der norddeutschen Bundesländer im Verhältnis zum nationalen Potenzial dient der Flächenanteil der Wohnflächen in Wohn- und Nichtwohngebäuden, welcher sich zu 18,5 % ergibt [DESTATIS, 2006]. Analysen haben gezeigt, dass sich das Verhältnis von Zubau an Nutzfläche in NWG zum Zubau an Wohnfläche in WG als nahezu konstant bei 0,7 ergibt; deshalb kann das Wohnflächenverhältnis mit ausreichender Genauigkeit auf die NWG übertragen werden – zumal vor dem Hintergrund der sehr geringen Werte, die sich für dieses Teilpotenzial ergeben.

Die Aufteilung der Nutzflächen auf kleine, mittlere und große NWG erfolgte in Anlehnung an ältere Untersuchungen [DLR, 1994]. Aus einem Abgleich mit der Energiebilanz für 2002 und einem mittleren Jahresnutzungsgrad für die Wärmeerzeuger von 81 % ergibt sich ein mittlerer Wert für den spezifischen Raumwärmebedarf von 153 kWh/m²a (klimabereinigt) und ein mittlerer spezifischer Nutzwärmebedarf für Warmwasser von 10 kWh/m²a. Der spezifische Raumwärmebedarf hängt bei größeren Gebäuden zune-

mend von den Lüftungsverlusten und damit vom Nutzerverhalten ab; eine Abnahme der Energiekennwerte mit zunehmender NWG-Größe ist aus anderen Untersuchungen kaum erkennbar.

Weiterhin zu berücksichtigen ist der Prozesswärmebedarf im Sektor GHD, der teilweise in NWG anfällt und durch KWK gedeckt werden kann. Der Fachliteratur folgende Abschätzungen lassen den Schluss zu, dass jeweils etwa 30 % dieses Prozesswärmebedarfs dem Warmwasserbedarf bzw. dem Raumwärmebedarf zugeschlagen werden können. Da das industrielle Potenzial der KWK gesondert behandelt wird, müssen hier die vom Sektor Industrie genutzten NWG abgetrennt werden.

Benachbarte Gebäude, welche dem gleichen Arbeitgeber zuzuordnen sind, können leicht über ein Nahwärmenetz miteinander verbunden werden mit dem Vorteil, dass anstelle mehrerer kleiner ein größeres BHKW einsetzbar ist. Aus der damit verbundenen Kostensenkung und der gleichzeitigen Erhöhung der Stromproduktion resultiert eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Modellhaft wird dies über vier Wärmeverbundgrößen abgebildet. Umgekehrt eignen sich aus strukturellen Gründen etwa 15 % der Gebäude nicht für eine Beheizung mit BHKW z. B. wegen fehlender zentraler Wärmeverteilung.

Die BHKW werden in der Potenzialstudie wärmegeführt ausgelegt. Dabei wird ein Deckungsanteil der KWK-Anlagen am Wärmebedarf des betreffenden Objektes von 80 % angesetzt (der Rest aus Spitzenkesseln). Acht Anlagengrößen im Leistungsbereich von 3,0 - 1.680 kW_{el} bilden die Grundlage der Berechnungen.

Anschließend ist eine Abgrenzung erforderlich, da rund zwei Drittel des ermittelten Potenzials durch Fernwärme erschließbar ist und deshalb bereits im vorangegangenen Teilpotenzial erfasst wurde.

Für Norddeutschland errechnet sich so ein KWK-Wärmepotenzial in Höhe von 4,3 TWh/a sowie ein KWK-Strompotenzial von 3,0 TWh/a, was einer mittleren Stromkennzahl der berücksichtigten BHKW von rund 0,7 entspricht.

4.3 Industrielle KWK

Für die Umrechnung des gesamtdeutschen industriellen KWK-Potenzials auf Norddeutschland muss wie zuvor ein geeigneter Faktor genutzt werden, da die zur Ermittlung erforderlichen Daten nicht in der notwendigen Feinauflösung auf Landesebene vorliegen. Hier wird der Anteil der Beschäftigten im verarbeitenden Gewerbe angesetzt, welcher sich für Norddeutschland im Verhältnis zu den Vergleichszahlen im gesamten Bundesgebiet zu 14,3 % ergibt [DESTATIS, 2006]. Dies unterstellt eine Gleichverteilung der Industriezweige in Deutschland proportional zu den Beschäftigtenzahlen.

Etwa 61 % der Beschäftigten in Norddeutschland und damit auch der im Folgenden angeführten Potenziale entfallen auf Niedersachsen, gefolgt von Schleswig-Holstein (15 %) und Hamburg (11 %).

Ein großer Teil des Bedarfes an Nieder- und Mitteltemperaturwärme in der Industrie (Warmwasser, Raumwärme und Prozesswärme unter 500 °C) lässt sich durch KWK decken, während KWK-Anlagen für die Bereitstellung von Prozesswärme auf höherem Temperaturniveau in der Regel nicht geeignet sind.

Im Vergleich zu Wohngebäuden ist die Industrie allerdings durch sehr heterogene Energiebedarfsstrukturen gekennzeichnet, mit spezifischen Anforderungen in den unterschiedlichen Wirtschaftszweigen und in einzelnen Unternehmen. Da keine ausreichenden Daten

auf Unternehmensebene vorliegen, wurde auf der Basis branchenspezifischer Kennwerte das wirtschaftlich erschließbare KWK-Potenzial in der Industrie in drei Schritten bestimmt.

1. Schritt: Zunächst wurde für sechs beispielhafte Konfigurationen industrieller KWK-Anlagen im Leistungsspektrum von 300 kW_{el} bis 220 MW_{el} unter verschiedenen Randbedingungen die jeweils notwendige Vollbenutzungsdauer ermittelt, die einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage ermöglicht. Es ergeben sich als untere Grenze Werte in der Bandbreite zwischen rd. 1.500 - 2.000 h/a für große GUD-Anlagen und rd. 3.800 - 5.800 h/a für kleine BHKW.
2. Schritt: Es schloss sich die Ermittlung des Bedarfs an Nieder- und Mitteltemperaturwärme je Wirtschaftszweig in verschiedenen Unternehmensgrößenklassen auf der Basis branchenspezifischer Kennwerte an. Die Grundlage für die Erstellung des industriellen Wärmebedarfsinventars bildeten beschäftigungsspezifische Energiekennwerte, die den Wärmebedarf, unterteilt nach Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme auf verschiedenen Temperaturniveaus, je Beschäftigten und Jahr für die verschiedenen Wirtschaftszweige angeben. Die dabei verwendeten Kennwerte wurden von [Wagner et al., 2002] in einer Studie für Nordrhein-Westfalen ermittelt und inzwischen mehrfach validiert, auch hinsichtlich der Übertragbarkeit der Daten auf ganz Deutschland.
3. Schritt: Für jede Unternehmensgrößenklasse in jedem Wirtschaftszweig war dann zu prüfen, ob für den Betrieb verschiedener KWK-Varianten ein ausreichender Wärmebedarf besteht und ob die jeweiligen Vollproduktionsstunden einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlage erlauben.

Als Ergebnis dieses Abgleichs weist Tabelle 15 das wirtschaftlich erschließbare industrielle KWK-Potenzial für Norddeutschland aus. Die mittleren und großen Heizkraftwerke (Größenklasse > 50 MW_{el}) können unter den vorgegebenen Randbedingungen schon bei einer relativ niedrigen Vollbenutzungsdauer wirtschaftlich betrieben werden, so dass für diese Anlagen die im Unternehmen nachgefragte Wärmemenge der limitierende Faktor für die KWK-Nutzung ist. Auch bei den KWK-Anlagen in der Größenklasse 10 bis 50 MW_{el} ist vor allem die nachgefragte Wärmemenge die begrenzende Größe. Bei den BHKW mit einer Leistung unter 10 MW_{el} wird das KWK-Einsatzpotenzial weniger durch die in einem Unternehmen nachgefragte Wärmemenge, sondern eher durch die erreichbare Vollbenutzungsdauer begrenzt.

Tabelle 15: Potenziale für Industrie-KWK in Norddeutschland

	Wärmepotenzial [TWh/a]	Strompotenzial [TWh/a]
Mittlere u. große HKW (> 50 MW _{el})	3,6	4,3
Kleine HKW (10-50 MW _{el})	5,0	5,3
BHKW (1-10 MW _{el})	3,4	3,3
BHKW (< 1 MW _{el})	0,0	0,0
Gesamtpotenzial	12,0	12,9

Dieses Industrie-Teilpotenzial kann bei steigenden CO₂-Zertifikatspreisen weiter anwachsen: bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 20 €/t CO₂ statt des Wertes im Referenzfall in Höhe von 10 €/t CO₂ liegen die Potenziale um rund 9 % höher. Dies liegt an der verringerten, erforderlichen Mindestvolllaststundenzahl, die mit höheren Zertifikatspreisen einhergeht. Je niedriger diese Werte sind, umso mehr Einsatzpotenziale ergeben sich.



4.4 Gesamtpotenzial der KWK in Norddeutschland

In Tabelle 16 sind die Teilpotenziale für Norddeutschland zusammengestellt. Sie liegen wärmeseitig bei rund 54 TWh/a und stromseitig bei rund 58 TWh/a. Die leitungsgebundene Wärmeversorgung repräsentiert den größten Teil des Gesamtpotenzials, gefolgt von der Industrie. Wie bereits angesprochen, ist durch den derzeitigen Bestand bereits ein gewisser Teil ausgeschöpft, welcher wärmeseitig bei etwa 46 % (rd. 25 TWh/a), stromseitig aufgrund der schlechten Stromkennziffern nur bei etwa 17 % liegt (rd. 10 TWh/a). Die Erschließung des KWK-Gesamtpotenzials ergibt sich deshalb aus zwei Maßnahmen:

- Modernisierung der KWK-Bestandsanlagen (Erhöhung der Stromkennzahl; diese wird entsprechend des Ausbaupotenzials angesetzt),
- Neubau von KWK-Anlagen (Nutzung neuer Wärme- und Strompotenziale).

Tabelle 16: KWK-Potenziale in Norddeutschland

	Wärmepotenzial [TWh/a]	Strompotenzial [TWh/a]	Installierte Leistung [GW _{el}]
Fernwärme-KWK (WG + GHD)	37,7	42,2	10,0
Industrielle KWK	12,0	12,9	3,8
KWK in NWG im Sektor GHD	4,3	3,0	0,6
Gesamtpotenzial	54,0	58,1	14,5

Die installierte KWK-Leistung wurde näherungsweise errechnet. Dazu wurden jeweils die Teilpotenzial-Anteile, die sich für Norddeutschland im Verhältnis zu Gesamtdeutschland ergeben, mit den für Gesamtdeutschland abgeschätzten KWK-Potenzialen multipliziert. In der Summe entspricht das wirtschaftliche KWK-Potenzial in Norddeutschland einer Erzeugungskapazität von 14,5 GW_{el}. Es sei darauf hingewiesen, dass diese Zahl auch die bereits bestehenden KWK-Kapazitäten einschließt.

Abbildung 12 verdeutlicht die Ergebnisse noch einmal grafisch und zeigt die Anteile der Teilpotenziale. Gut zwei Drittel des KWK-Potenzials liegen demnach in der leitungsgebundenen KWK-Versorgung vor allem der privaten Haushalte. Auf die Industrie entfällt ein knappes Viertel des norddeutschen KWK-Potenzials.

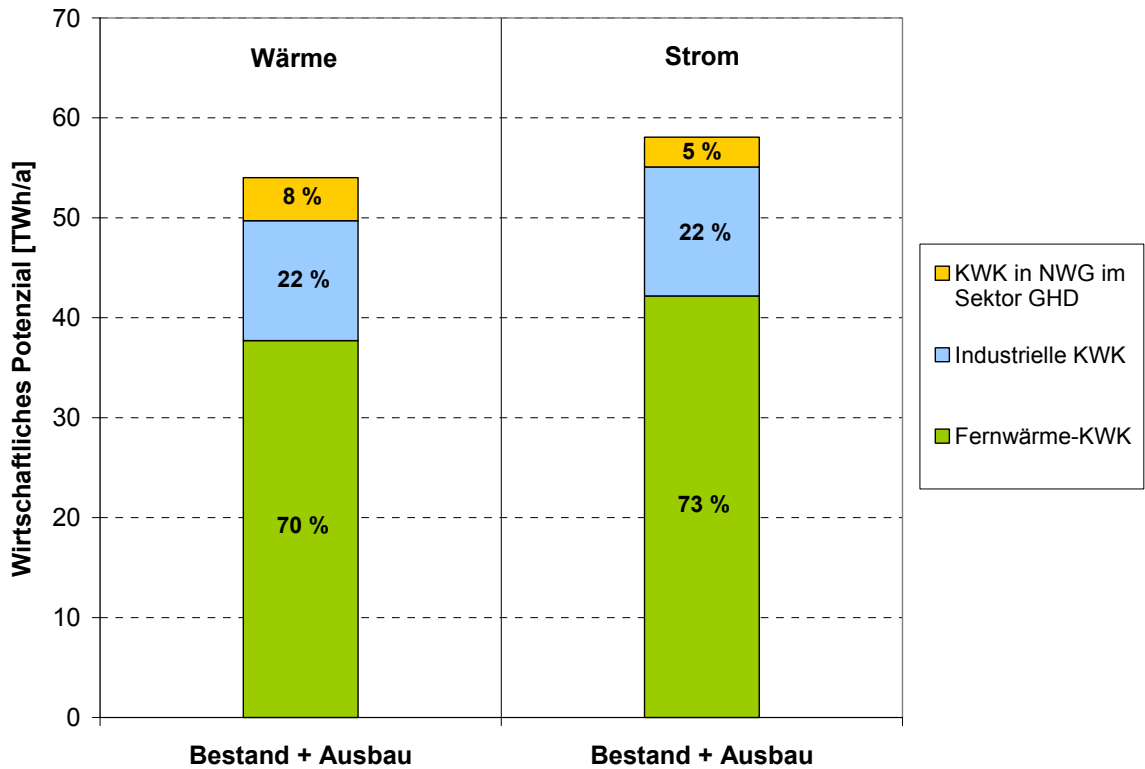


Abbildung 12: KWK-Potenziale in Norddeutschland (erst teilweise ausgeschöpft)

Die Aufteilung der norddeutschen, wirtschaftlichen KWK-Potenziale auf die Länder ist der Abbildung 13 zu entnehmen. Die Anteile sind in Bezug auf KWK-Strom und KWK-Wärme gleich groß. Fast genau die Hälfte des Potenzials entfällt auf Niedersachsen; es folgt Hamburg mit einem Anteil von 22 %.

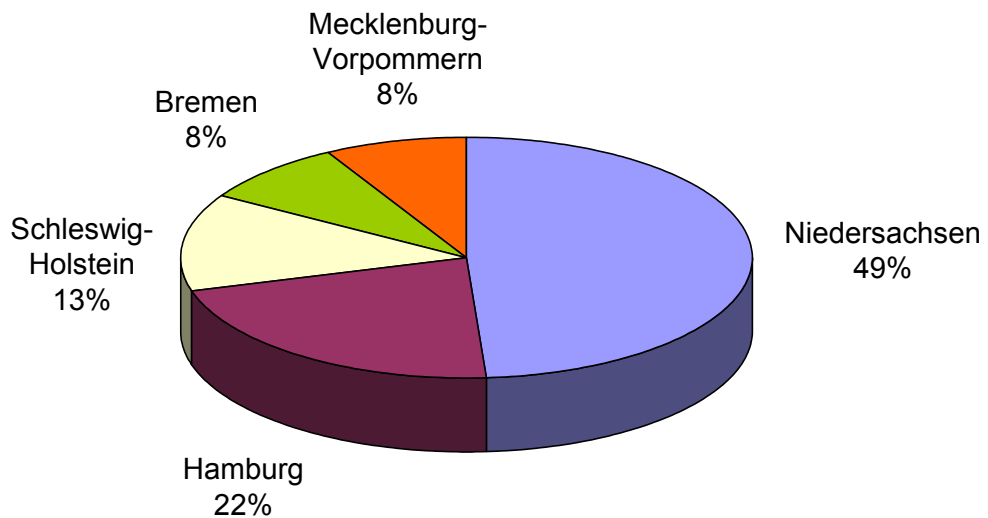


Abbildung 13: Aufteilung der KWK-Potenziale auf die fünf norddeutschen Länder



4.5 Ausbaupfad der KWK-Potenziale

Die mögliche Ausbaugeschwindigkeit der hier als wirtschaftlich ausgewiesenen KWK-Potenziale hängt von sehr vielen Faktoren ab und kann nur geschätzt werden. Dabei handelt es sich um Hemmnisse, die nicht unmittelbar monetär zu bewerten sind, u. a. können marktstrukturelle Behinderungen, Überkapazitäten, Unsicherheit über künftige Rahmenbedingungen, überzogene Rendite- bzw. Amortisationserwartungen, bessere Alternativinvestitionen, Erschließung der Wärmesenken, mangelnde Motivation, andere Geschäftsschwerpunkte und vieles mehr die Realisierung von eigentlich wirtschaftlichen Potenzialen bremsen oder verhindern. Auch bei der Abschätzung eines Entwicklungspfades ist zwischen der Bestandsmodernisierung und dem Neubau von KWK-Anlagen zu unterscheiden.

Die Bestandsmodernisierung der bestehenden KWK-Anlagen wird einerseits aus der Sterbelinie der bestehenden Großanlagen abgeleitet, andererseits mit einem kapazitätsproportionalen Anteil der kleineren KWK-Anlagen (mit einer Kapazität zwischen 1 und 100 MW_{el}, vergleiche Tabelle 6). Über letztere liegen keine Detaildaten vor, so dass ein gleichmäßiger Erneuerungszyklus entsprechend der mittleren Lebensdauer von 20 Jahren angesetzt wird. Bei den Großanlagen ist davon auszugehen, dass nicht alle Anlagen modernisiert bzw. durch Neuanlagen ersetzt werden. Aus einer Bestandsanalyse [Blesl, 2007] sowie den für Norddeutschland vorliegenden Detaildaten ist ersichtlich, dass sich im Bestand noch Anlagen finden, die ihre technische Lebensdauer bereits deutlich überschritten haben bzw. mit einer eigentlich unwirtschaftlich kleinen Stundenzahl betrieben werden. Dies ist nur möglich, weil diese Anlagen bereits lange abgeschrieben sind und zu Grenzkosten betrieben werden können. Deshalb wird ein 25%iger Abschlag auf die zunächst ermittelten Quoten aus der Strebelinie angesetzt.

Es ergibt sich insgesamt eine Entwicklung gemäß Tabelle 17. Bis zum Jahr 2020 wird also rund ein Drittel des KWK-Bestandes modernisiert bzw. durch Neuanlagen ersetzt. Durch die deutliche Verbesserung der Stromkennzahl sind bei einer gleich bleibenden Wärmekapazität höhere elektrische Kapazitäten und höhere Jahresstrommengen zu verzeichnen.

Tabelle 17: Verlauf der Modernisierungsanteile am KWK-Bestand

Jahr	Modernisierter Anteil an bestehender KWK-Kapazität [% von GW _{el}]
2005	0,0
2010	7,5
2015	20,2
2020	32,9

Für die KWK-Anlagen, die einen echten Ausbau unter Erschließung von zusätzlichen Wärmesenken darstellen, wird eine Entwicklung von 2 %/a in Bezug auf das maximale Ausbaupotenzial angesetzt. Zwischen 2007 und 2020 (= 14 Jahre) kann demnach aufgrund der Hemmnisse nur ein Anteil von 28 % des wirtschaftlichen Potenzials erschlossen werden. Dieser Wert kann sich natürlich deutlich erhöhen, wenn wesentliche Hemmnisse abgebaut oder zusätzliche Fördermittel bereitgestellt werden; über die Entwicklung sol-



cher zumeist politisch bedingten Rahmenbedingungen soll hier jedoch nicht spekuliert werden.

Aus diesen beiden Teilentwicklungen ergibt sich eine abgeschätzte Gesamtentwicklung, die in Abbildung 14 für die Erzeugungskapazität und in Abbildung 15 für die KWK-Strommenge dargestellt ist. Die konkreten Werte enthält Tabelle 18. Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich hierbei nicht um die KWK-Gesamt mengen handelt, sondern nur um die Mengengerüste modernisierter bzw. neu hinzugekommener KWK-Anlagen. Der sich sukzessive verringernde, unverändert laufende KWK-Bestandsrest ist in den Bestandszahlen aus Kapitel 3.2 enthalten.

Der Anteil der KWK an der installierten elektrischen Leistung in Norddeutschland liegt bei rund 30 % (in Tabelle 3). Dies entspricht sehr gut dem entsprechenden Anteil in Deutschland, der sich zu 28 % ergibt (2005: installierte KWK-Leistung: 32,9 GW_{el} [Blesl, 2007], gesamte Kraftwerksleistung im Inland: 119,4 GW_{el} [VDN, 2006]).

In der KWK-Gesamtbilanz in Deutschland in 2005 weist [Blesl, 2007] eine KWK-Stromproduktion von 68,3 TWh_{el}/a aus, woraus sich eine Jahresstundenzahl von lediglich 2.076 h/a berechnen lässt. Daraus ergibt sich, dass diese Bestandszahlen nicht direkt mit den als Bestand bezeichneten, stromseitigen Anteilen aus der Potenzialstudie gleichzusetzen sind, da sich hier rund doppelt so hohe Jahresstunden ergeben, um einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb sicherzustellen.

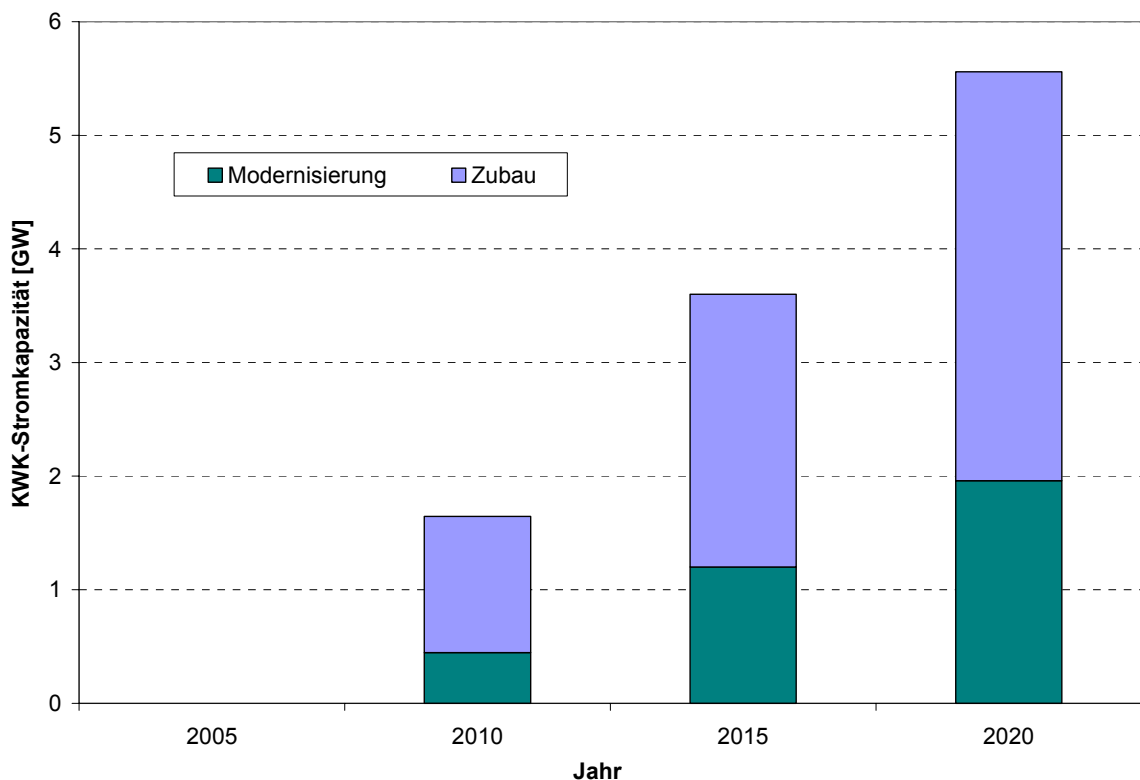


Abbildung 14: Entwicklung der modernisierten und zugebauten KWK-Kapazitäten

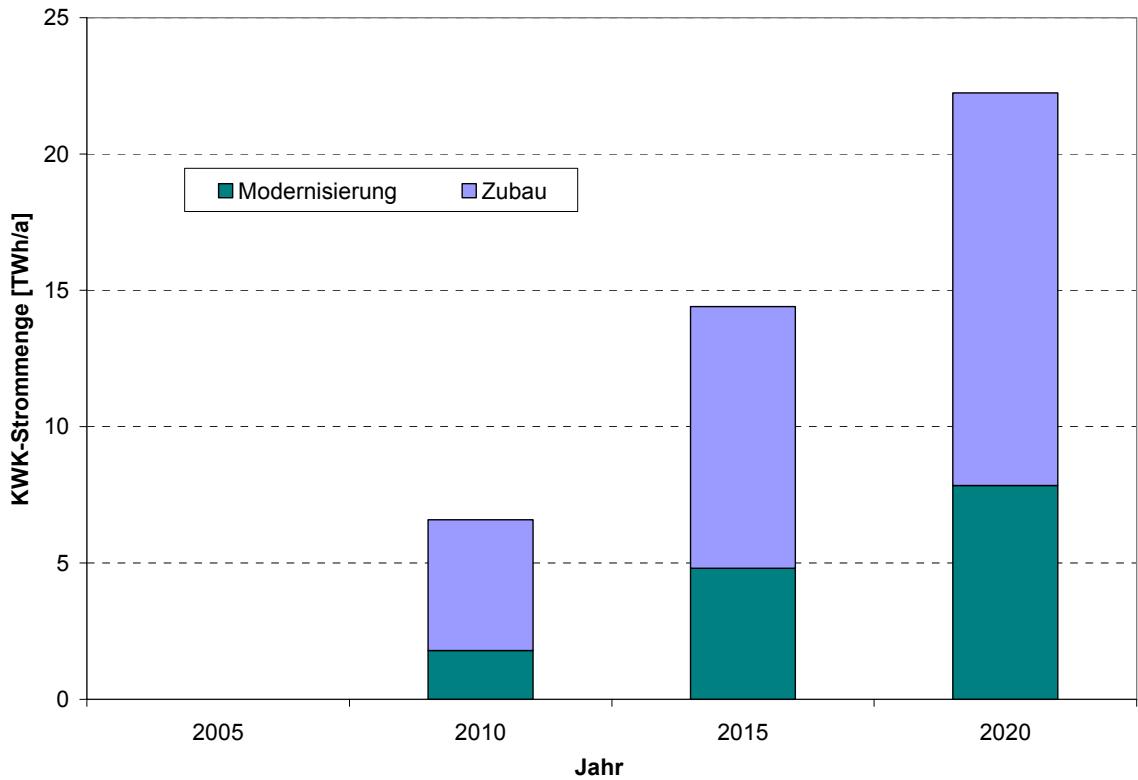


Abbildung 15: Entwicklung der KWK-Strommengen durch Modernisierung und Zubau

Tabelle 18: Entwicklung der KWK-Kapazitäten und -strommengen durch Modernisierung und Zubau

Jahr	Modernisierte und zugebaute KWK-Kapazität [GW _{el}]	KWK-Strommenge durch Zubau und Modernisierung [TWh _{el} /a]
2005	0,0	0,0
2010	1,6	6,6
2015	3,6	14,4
2020	5,6	22,2

Bis zum Jahr 2020 sind gemäß dieser Schätzung insgesamt 5,6 GW_{el} an modernisierter und neu zugebauter KWK-Kapazität zu verzeichnen; diese Anlagen produzieren dann jährlich 22,2 TWh/a Strom.



5. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

5.1 Windenergie

Im Jahr 2005 war in Deutschland insgesamt eine Windkraftleistung in Höhe von 18.430 MW installiert. Davon entfielen insbesondere auf die fünf untersuchten norddeutschen Länder mit 8.370 MW gut 45% [BWE, 2007]. Bei der in 2005 installierten Windkraftleistung handelt es sich ausschließlich um Onshore-Anlage.

Ausgangspunkt für die Prognose des Ausbaus der Windenergie im Untersuchungsgebiet sind die Angaben in [BWE, 2007] für das Jahr 2005. Für die Prognose sowohl der Onshore-Leistung als auch des ab 2010 erwarteten intensiven Ausbaus der Offshore-Leistung wird das Szenario WA (= Wahrscheinlicher Ausbau) der Untersuchung von [DLR et al., 2005] zugrunde gelegt.⁵ Bei diesem Szenario wurde davon ausgegangen, dass die Rahmenbedingungen des EEG in der jetzigen Form erhalten bleiben, bis der überwiegende Teil der Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien unter den dann herrschenden marktwirtschaftlichen Bedingungen weitgehend konkurrenzfähig sind. Das bedeutet, dass davon ausgegangen wurde, dass die Wachstumstendenzen der einzelnen Technologien über einen längeren Zeitraum erhalten bleiben und Beschränkungen im Wachstum nur durch strukturelle Rahmenbedingungen (z.B. Flächenverfügbarkeit, Zeitdauer von Genehmigungsverfahren, etc.) bedingt sind.

Bezüglich der Onshore-Kapazitäten wird der in [DLR et al., 2005] – Szenario WA prognostizierte Ausbau bis 2020 auf Basis des Bestands in 2005 auf die Untersuchungsregion projiziert. Hinsichtlich des Ausbaus von Offshore-Windkapazitäten wird angenommen, dass der gesamte, für Deutschland angenommene Ausbau in der Untersuchungsregion erfolgt.

Zwei Ausnahmen von der geschilderten Vorgehensweise werden gemacht: Zum einen wird für Bremen als Ausgangswert für die Prognose der Bestand von 2006 genommen, da zwischen 2005 und 2006 in diesem Bundesland ein prozentual starker Ausbau der Windkraft erfolgte, i.e. von 52 MW auf 64 MW (+ 23%). Für Hamburg wird die von [Marr, Wehner, 2005] erarbeitete Prognose für den Ausbau der Windkraft angesetzt. Das Resultat für den untersuchten norddeutschen Raum wird von diesem Abweichen von einer konsequenten Übertragung der Prognose gemäß [DLR et al., 2005] nur marginal beeinflusst: Der Unterschied liegt unter 1%.

Der erwartete Ausbau der Windenergie im Bereich der untersuchten fünf norddeutschen Bundesländer stellt sich damit wie in Abbildung 16 bzw. Tabelle 19 gezeigt dar. Bis 2010 werden Offshore-Anlagen nur in sehr geringem Umfang realisiert, während im Onshore-Bereich, auch durch Repowering, noch ein deutlicher Zuwachs zu erwarten ist. Danach werden kaum noch Anlagen Onshore errichtet, dagegen setzt ein starker Ausbau von Offshore-Windparks ein. In 2020 beträgt die insgesamt im Untersuchungsgebiet installierte Leistung 22.730 MW. Dies ist gegenüber 2005 ein Anstieg um mehr als einen Faktor 2,5. Etwa die Hälfte der Leistung entfällt dann jeweils auf Onshore- und Offshore-Anlagen. In Norddeutschland wären dann fast 64 % der gesamten in Deutschland installierten Windkraftleistung angesiedelt.

⁵ Vergleich man die Ergebnisse des zugrunde gelegten Szenarios mit den Ergebnissen einer aktuellere Studie [DLR, 2007], so sind die Differenzen hinsichtlich des Gesamtausbaus mit 35,6 GW nach [DLR, 2005] gegenüber 37,3 GW entsprechend [DLR, 2007] mit weniger als 5% gering.



Tabelle 19: Prognose des Ausbaus der Windenergie in Norddeutschland bis 2020

	Installierte Leistung (MW)			
	2005	2010	2015	2020
Onshore	8.360	10.450	10.730	10.730
Offshore	0	1.100	5.000	12.000
Summe	8.360	11.550	15.730	22.730

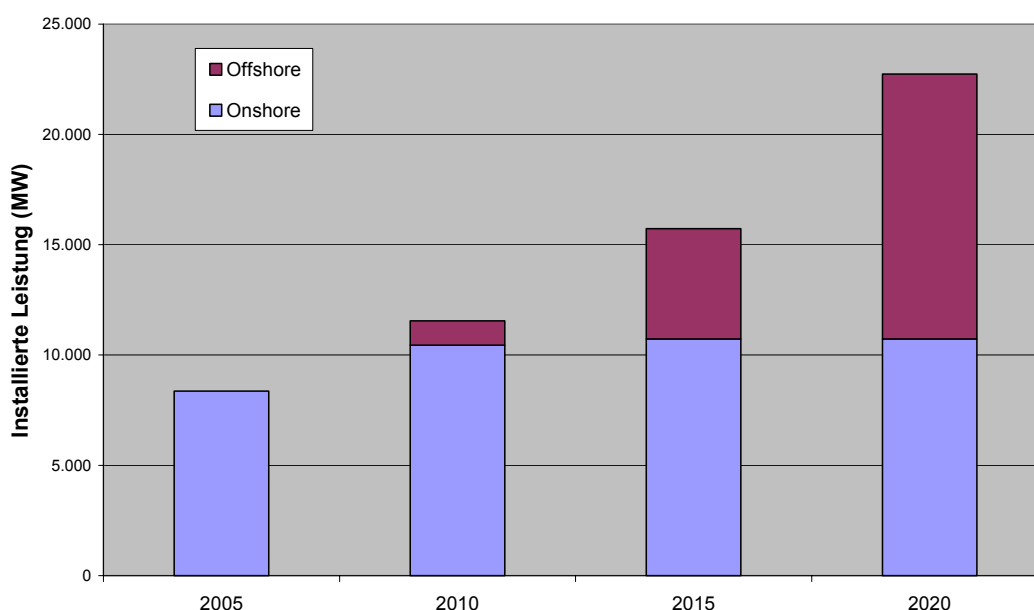


Abbildung 16: Prognose für den Windenergieausbau in der Untersuchungsregion bis 2020.

Auf der Basis der Angaben zu durchschnittlichen Volllaststunden in Norddeutschland für 2006 sowie unter Zugrundelegung der Volllaststunden aus dem Szenario WA aus [DLR et al., 2005] wird die durch Windkraftanlagen erzeugte Strommenge abgeschätzt (Tabelle 20 und Abbildung 17). Insgesamt würden dann in 2020 die im Untersuchungsgebiet installierten Anlagen jährlich fast 60.000 GWh erzeugen. Dies entspräche nahezu 2/3 des Stromverbrauchs in der Region.

Es fällt auf, dass in 2020 die Offshore-Anlagen bei fast gleicher installierter Leistung jährlich etwa doppelt so viel Energie erzeugen wie die Onshore-Anlagen. Dies ist bedingt durch die deutlich höhere durchschnittliche Zahl von Volllaststunden: ca. 3.330 h/a Offshore gegenüber ca. 1.810 h/a Onshore. Bezüglich der Offshore-Anlagen sei angemerkt, dass angenommen wurde, dass ihre Volllaststundenzahl nicht für den gesamten Betrachtungszeitraum konstant angesetzt wurde, sondern von einem Anstieg von 1.820 h/a in 2005 auf 3.330 h/a in 2020 ausgegangen wurde. Hierdurch wurde berücksichtigt, dass insbesondere in den ersten Jahren des Offshore-Ausbaus noch mit Anlaufschwierigkeiten zu rechnen ist.



Tabelle 20: Prognose Energieerzeugung aus Windkraftanlagen in Norddeutschland bis 2020

	2005	2010	2015	2020
Windkraft Onshore	15.142	18.899	19.392	19.392
Windkraft Offshore	0	2.780	16.200	40.000
Volllaststunden Offshore	1.818	2.527	3.240	3.333

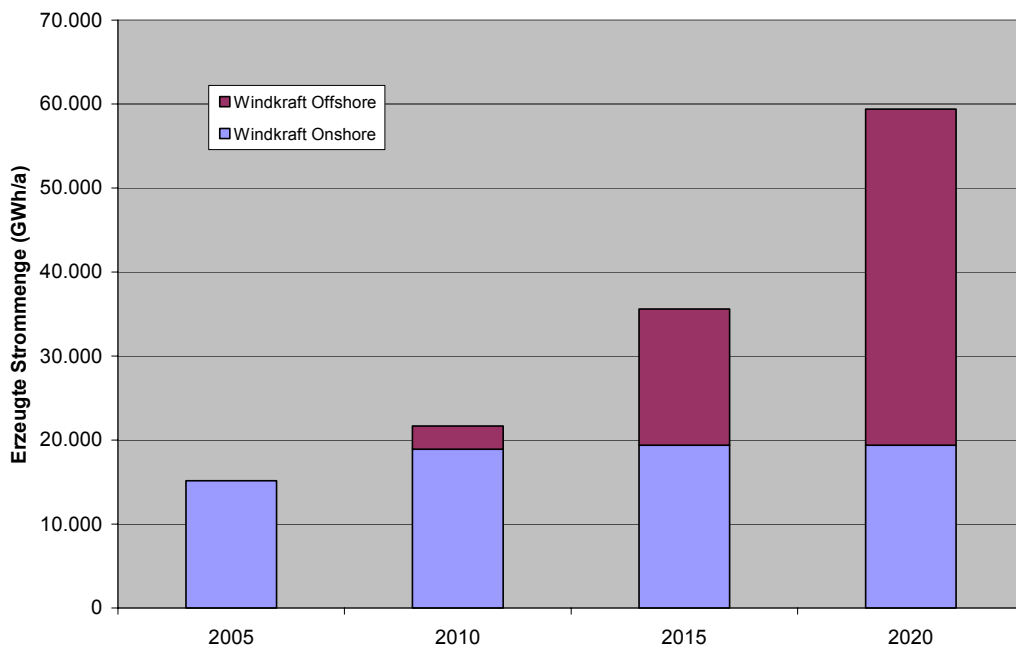


Abbildung 17: Prognose Stromerzeugung aus Windkraftanlagen in Norddeutschland bis 2020



5.2 Biomasse

Zur Ermittlung des Bestandes an Biomasseanlagen im Untersuchungsgebiet werden zwei Quellen herangezogen: die Angaben des Bundeswirtschaftsministeriums zu Biomasse zur Stromerzeugung (Stand 2005, [BMWl, 2007]) für Deutschland sowie der Anteil von Biomasseanlagen zur Stromerzeugung in den untersuchten Bundesländern nach [IFE, 2004]. Nicht einbezogen in die Betrachtung wird die Stromerzeugung aus biogenen Anteilen des Abfalls sowie aus Deponie- und Klärgasen.

Nach [IFE, 2004] betrug der Anteil der Biomasseanlagen (ohne Stromerzeugung aus biogenen Anteilen des Abfalls sowie aus Deponie- und Klärgasen) im Untersuchungsgebiet im Jahr 20% des bundesweiten Bestandes, sowohl bei Leistung als auch Erzeugung. Daher wird im Weiteren davon ausgegangen, dass auch in 2005 20% der nach [BMWl, 2007] vorhandenen Biomasseanlagenleistung, bzw. der daraus erzeugten Energie auf das Untersuchungsgebiet entfällt. Demnach wird für 2005 für die Biomasse von einer installierten Leistung von 438 MW ausgegangen. Auf eine detaillierte Analyse hinsichtlich der Beiträge der einzelnen Bundesländer wird in Anbetracht des betrags- und anteilmäßig geringen Beitrags der gesamten Biomasse zur Strombereitstellung im Untersuchungsgebiet verzichtet.

Für die Prognose des Ausbaus der Biomasse wird die im Leitszenario in [Nitsch, 2007] skizzierte Entwicklung für Deutschland bis 2020 auf das Untersuchungsgebiet projiziert. Hierbei wurde nur der Ausbau der Biomasse Stromerzeugung aus biogenen Anteilen des Abfalls sowie aus Deponie- und Klärgasen berücksichtigt.⁶

Das Ergebnis der Analyse des möglichen Beitrags der Biomasse zur Stromerzeugung in Norddeutschland bis 2020 ist in Tabelle 21 und Abbildung 18 zusammengefasst. Sowohl die installierte Leistung als auch die Stromerzeugung durch Biomasseanlagen ist demnach bis 2020 um einen Faktor 3,5 größer als in 2005. Dennoch bleibt der absolute Beitrag zur Stromerzeugung im Untersuchungsgebiet gering (siehe Kapitel 8). Auch im Vergleich mit dem Stromverbrauch in Höhe von rund 90.000 GWh/a stellt sich die Erzeugung aus Biomasse von 7.905 GWh/a eher gering dar.

Tabelle 21: Prognose Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse in Norddeutschland bis 2020

	2005	2010	2015	2020
Installierte Leistung Biomasse (MW)	438	931	1.258	1.530
Erzeugte Strommenge aus Biomasse (GWh/a)	2.100	4.594	6.440	7.905
Prognose prozentualer Zuwachs (%)				
installierte Leistung	--	112 %	187 %	249 %
erzeugte Strommenge	--	199 %	206 %	277 %

⁶ [Nitsch, 2007] betrachtet auch die Entwicklung der Stromerzeugung aus Deponie- und Klärgasen sowie aus biogenen Abfällen. Der absolute Anteil beider Komponenten an der gesamten Stromerzeugung aus Biomasse liegt bei gut 5.000 GWh/a und verändert sich im Betrachtungszeitraum kaum bzw. nimmt leicht ab. Ihr relativer Anteil an der Biomasse sinkt dagegen von 38 % in 2005 auf knapp 14 % in 2020.

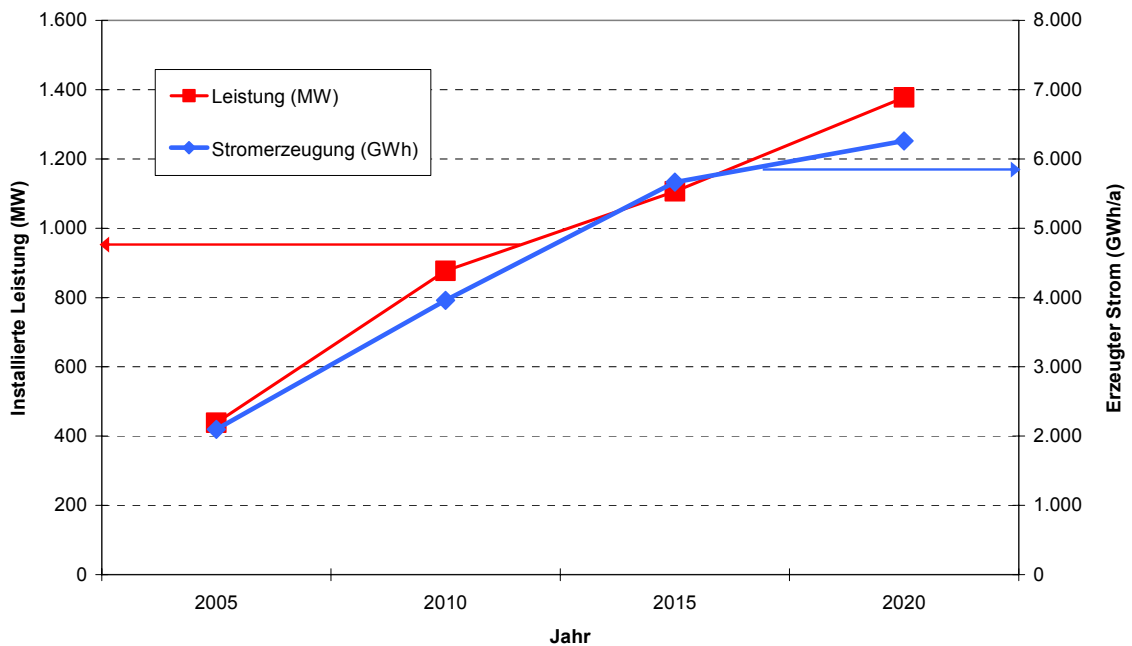


Abbildung 18: Prognose Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse bis 2020

5.3 Photovoltaik

Für die Ermittlung der in 2005 in den fünf norddeutschen Bundesländern installierten Leistung (siehe Abbildung 19) wurde die Erhebung der Fachzeitschrift Photon herangezogen [Photon, 2007]. Photon erhebt durch die Befragung aller deutschen Stromnetzbetreiber eigene Zahlen zur Installation von Solarstromanlagen in Deutschland. Für das Jahr 2005 basieren die Angaben auf Daten von 875 Netzbetreibern, die insgesamt 89,4 % des deutschen Strommarktes repräsentieren. Autarke PV-Anlagen wurden nicht berücksichtigt, da der von ihnen erzeugte Strom nicht in das Versorgungsnetz eingespeist wird und zudem ihre Zahl und Leistung gegenüber den netzgekoppelten Anlagen vernachlässigbar ist.⁷

In den untersuchten Bundesländern waren demnach netzgekoppelte Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) mit einer installierten Leistung von insgesamt 167 MW_{peak} registriert. Fast zwei Drittel der installierten Leistung befindet sich in Niedersachsen, gefolgt von Schleswig-Holstein mit einem Anteil von 24 %. Erwartungsgemäß ist der Anteil der PV-Anlagen in den Stadtstaaten Bremen und Hamburg gering. Abbildung 19 stellt die Details dar.

⁷ Zudem ist auf Grund der durch das EEG gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auch in Zukunft nicht mit einem Ausbau autarker PV-Anlagen zu rechnen.

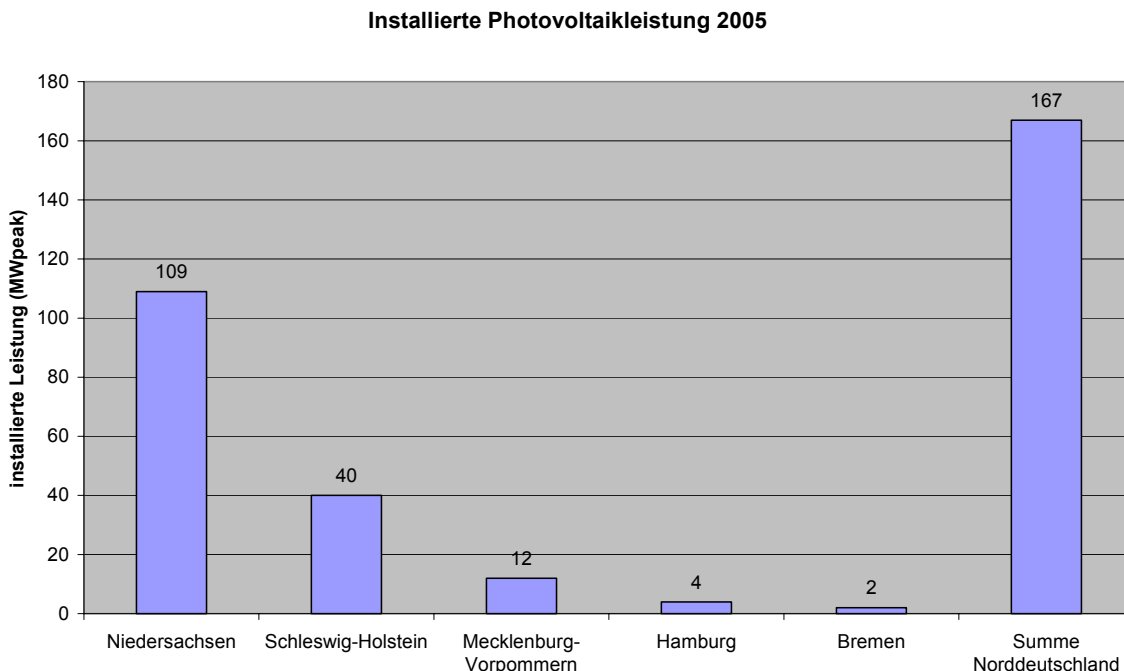


Abbildung 19: Installierte Photovoltaikleistung im Untersuchungsgebiet (2005)
 Quelle: [Photon, 2007]

Für die Prognose des Ausbaus der Photovoltaikleistung wurde analog zur Biomasse vorgegangen. Auch hier wurde die Prognose des Ausbaus für Deutschland gemäß [Nitsch, 2007] auf die norddeutsche Region übertragen. Danach wird bis 2020 ein Anstieg der installierten Leistung bei über 1.200 MW liegen und damit um mehr als einen Faktor sieben über dem Niveau von 2005.

Für die Abschätzung der jährlich erzeugten Strommenge aus PV-Anlagen wurden die Angaben von [SFV, 2007] Stromertragsdaten von PV-Anlagen ausgewertet und für den spezifischen Ertrag in der Untersuchungsregion ein Durchschnittswert von 895 kWh/kWpeak angesetzt. Für die Folgejahre wurde angenommen, dass eine Effizienzsteigerung der Anlagen von 0,5 %/a erreicht werden kann. Auf Grund des auch in 2020 noch geringen Beitrags der PV-Anlagen an der Stromversorgung wurde auf eine detaillierte Betrachtung der erzeugten Energie mit einer Differenzierung nach Einstrahlungsdaten in den untersuchten Bundesländern verzichtet. Tabelle 22 zeigt die Resultate.

Tabelle 22: Prognose der installierte PV-Leistung in Norddeutschland bis 2020

	2005	2010	2015	2020
Installierte Leistung (MW)	167	509	869	1.226
Erzeugte Strommenge (GWh/a)	149	467	817	1.180



Mit den genannten Annahmen ergibt sich die in Abbildung 20 dargestellte Entwicklung der Strommengen aus Photovoltaikanlagen. Trotz der deutlichen Zunahme der installierten Leistung wird auch in 2020 die Energieerzeugung aus PV-Anlagen nur ca. 1,3 % des Verbrauchs in 2020 betragen und somit nur eine untergeordnete Rolle bei der Energieversorgung in der untersuchten norddeutschen Region spielen.

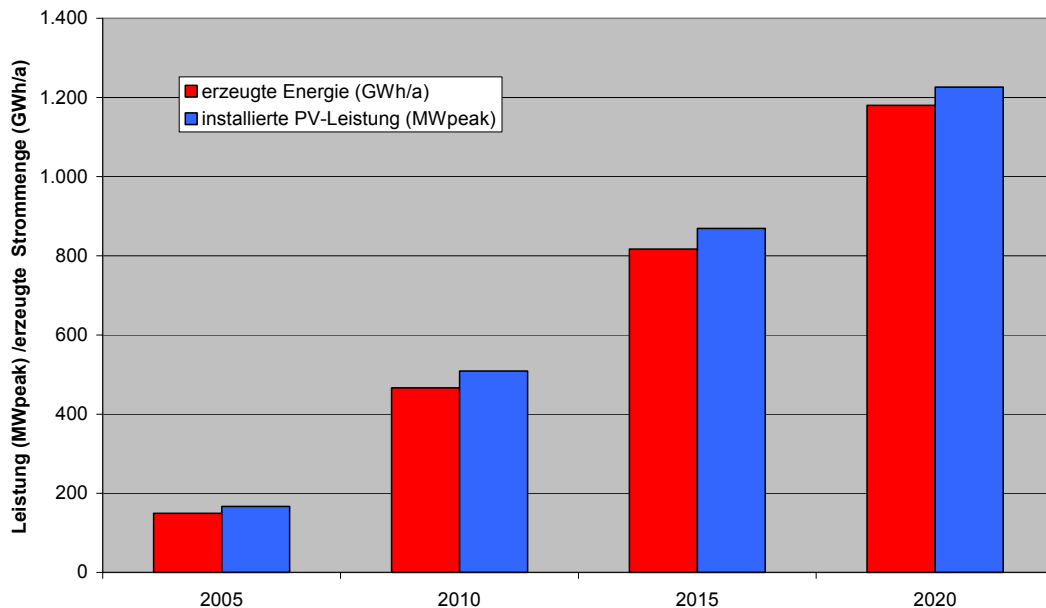


Abbildung 20: Entwicklung der Photovoltaik in Norddeutschland in 2020

5.4 Geothermische Stromerzeugung

Die Geothermie ist in jüngster Zeit wieder stärker in den Fokus der Öffentlichkeit gerückt; eine größere Zahl von Pilotvorhaben und Projekten ist zu verzeichnen. Zudem gibt es eine größere Anzahl von Studien und Untersuchungen zu diesem Thema; teilweise beziehen sich diese auch gezielt auf einzelne Regionen, wie etwa [Schneider et al., 2003] auf das Bundesland Bremen.

Das theoretische Potenzial ist ganz erheblich, wie weiter unten im Text noch konkreter aufgezeigt wird. Zudem handelt es sich bei der Geothermie um eine Nutzung der erneuerbaren Energien, die nicht mit dem großen Problem der täglichen und saisonalen Schwankungen des Energieangebots belastet ist.

Lagerstättentemperaturen ab etwa 100 °C bilden die technische Voraussetzung, um geothermisch Strom zu erzeugen. Dabei kann das Thermalwasser direkt als Arbeitsmittel oder indirekt unter Übertragung der Wärme auf ein zweites, in der Regel organisches Arbeitsmittel genutzt werden. Verwendete Prozesse sind der *Organic Rankine Cycle* (ORC) und der *Kalina-Prozess*.

Die Potenziale der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland sind in [Paschen et al., 2003] dokumentiert. Die norddeutschen Bundesländer fallen bei der räumlichen Zuordnung zu den geothermischen Regionen in Deutschland zu einem großen Gebiet, wel-



ches mit *Norddeutsches Becken* bezeichnet wird. Das technische Gesamtpotenzial an geothermisch erzeugtem Strom in Deutschland wird in dieser Studie unter der Berücksichtigung von Umwandlungswirkungsgraden mit rund 1.200 EJ/a angegeben, was rund 330.000 TWh/a und damit dem 500fachen der Bruttostromerzeugung in Deutschland entspricht. Rund 73 EJ/a bzw. rund 20.000 TWh/a entfallen davon auf das norddeutsche Becken. Diese gewaltigen Größenordnungen zeigen, dass das vorhandene Potenzial keinen in irgendeiner Weise einschränkenden Faktor darstellt – auch nicht vor dem Ansatz, dass dieses Potenzial über 1.000 Jahre erschlossen werden kann. Dies würde für Deutschland bedeuten, dass bereits nach einem Jahr, also mit einem Tausendstel des Angebotspotenzials der komplette Grundlastanteil an der deutschen Brutto-Stromproduktion, der etwa 50 % beträgt und aus Sicht der Anlagenlaufzeiten dem technischen Nachfragepotenzial entspricht, gedeckt wäre. Gleiche Überlegungen gelten für Norddeutschland.

Es stellt sich somit nur die Frage der Wirtschaftlichkeit. Für einen so genannten Referenzfall, der sich in dieser Studie auf das Norddeutsche Becken bezieht, sind die Stromgestehungskosten mit 22 ct/kWh angegeben, für eine KWK-Nutzung mit gut 18 ct/kWh. Dies ist weit von einem konkurrenzfähigen Betrieb entfernt. Diese Werte werden in Zukunft sicher sinken; allerdings darf ohne die Einbeziehung einer hohen Förderung im hier relevanten Betrachtungszeitraum bis 2020 keine Wirtschaftlichkeit erwartet werden. Die bestehenden Projekte sind entsprechend auch noch als Pilot- und Testprojekte anzusehen. Diverse Studien stimmen in dieser Einschätzung überein; in [DLR, 2004] wird ein nennenswerter Beitrag der Geothermie frühestens ab 2030 erwartet.

Für die Betrachtung der Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland bedeutet dies, dass die geothermische Stromerzeugung nicht betrachtet wird, weil bis 2020 kein wirtschaftlich konkurrenzfähiger Beitrag (ohne Förderung) zu erwarten ist.

5.5 Zusammenfassung Beiträge Erneuerbarer Energien

Die Ergebnisse der Prognosen für den Ausbau der erneuerbaren Energien aus den vorangegangenen Abschnitten sind in Tabelle 23 und Tabelle 24 zusammengefasst. Demnach wird die installierte Leistung erneuerbarer Energie⁸ bis 2020 fast auf das Dreifache ansteigen (Tabelle 23). Dabei entfallen fast 90 % der in 2020 installierten Leistung erneuerbarer Energien auf die Windenergie, davon etwas mehr als die Hälfte im Offshore-Bereich. Die Leistungsbeiträge von Biomasse und Photovoltaik lägen ähnlicher Größenordnung bei 6 % bzw. knapp 5 %.

Tabelle 23: Prognose Entwicklung installierte Leistung erneuerbarer Energie in Norddeutschland

Installierte Leistung (MW)	2005	2010	2015	2020
Wind	8.360	11.550	15.730	22.730
Biomasse	438	931	1.258	1.530
Photovoltaik	167	509	869	1.226
Summe	8.965	12.990	17.857	25.486

⁸ Der Bestand an Wasserkraft wird hier nicht aufgeführt, da diese Anlagen (Pumpspeicherwerke) schon im Kraftwerksbestand, der in Kapitel 3.2 behandelt wurde, enthalten sind.



Betrachtet man die aus erneuerbaren Energien jährlich erzeugte Strommenge, so dominiert auch hier in 2020 mit einem Anteil von rund 87 % die Windenergie. Der Beitrag der Biomasseanlagen ist auf Grund der deutlich höheren Jahresbetriebsstunden mit gut 11 % wiederum größer als die Stromerzeugung der Photovoltaikanlagen, auf die weniger als 2 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entfällt. Hinzuzufügen ist, dass sich diese Anteile im Laufe des Betrachtungszeitraums nur sehr geringfügig ändern.

Tabelle 24: Prognose Entwicklung Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Norddeutschland

Erzeugte Strommenge (GWh/a)	2005	2010	2015	2020
Wind	15.142	21.679	35.592	59.392
Biomasse	2.100	4.594	6.440	7.905
Photovoltaik	149	467	817	1.180
Summe	17.391	26.740	42.903	68.477

Anzumerken ist auch, dass die Erzeugung aus erneuerbaren Energie - insbesondere der Windkraft, im Jahr 2020 in der Größenordnung von drei Vierteln des Stromverbrauchs liegt. Da diese Stromproduktion jedoch zeitlich stark schwankt, sind auch in 2020 noch erheblich Kapazitäten im konventionellen Bereich oder enorme Speicherkapazitäten erforderlich. Auf letztere wird in Kapitel 7 detailliert eingegangen.



6. Endenergieeffizienz

Neben dem effizienten Einsatz der Ressourcen bei der Stromproduktion kommt der effizienten Verwendung auf der Nachfrageseite eine mindestens ebenso große Bedeutung zu. Und obwohl seit langem bekannt ist, dass entsprechende Einsparungen bei der Endenergie in großem Umfang wirtschaftlich möglich sind, ist es in der Vergangenheit nicht gelungen, dieses Potential zu realisieren. Vor diesem Hintergrund wurde die „Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungsrichtlinie“ verabschiedet, die im letzten Jahr in Kraft getreten ist [EU, 2006].⁹

6.1 Ziel und Berechnungsbasis

Nach dieser Richtlinie haben die Mitgliedsstaaten das Richtziel, ihren Endenergieverbrauch beginnend ab 2008 bis zum Jahr 2016 um insgesamt 9 % zu senken¹⁰. Die Bezeichnung „Richtziel“ macht bereits deutlich, dass es sich nicht um ein rechtlich verbindliches Ziel handelt. Als Bezugsbasis für das Ziel ist der durchschnittliche Endenergieverbrauch der letzten 5-Jahresperiode zu wählen, für die offizielle Daten verfügbar sind, beispielsweise also der Zeitraum 2000 bis 2004. Dieser Verbrauch ist dann um den genannten Prozentsatz zu mindern. Da es sich um ein absolutes Ziel handelt, können die tatsächlich notwendigen Einsparungen deutlich größer sein, da der regelmäßig mit Wirtschaftswachstum einhergehende steigende Endenergieverbrauch zusätzlich durch entsprechend hohe Einsparungen kompensiert werden muss.

Für die Zielerreichung erlassen die Mitgliedsstaaten „kostenwirksame, praktikable und angemessene Maßnahmen...“ [EU, 2006, Art. 4 (1)], wobei bereits implementierte Maßnahmen, deren Wirkung über das Jahr 2008 hinausgeht, berücksichtigt werden können (sog. early actions). Für die Berechnung des Endenergieverbrauchs sind in Anhang II der Richtlinie die Energiegehalte von 20 ausgewählten Brennstoffen angegeben. Der im Rahmen dieser Studie relevante „Brennstoff“ elektrische Energie kann bei der Berechnung der Einsparungen mit einem Faktor von 2,5 berücksichtigt werden, womit ein durchschnittlicher Wirkungsgrad der Anlagen von 40% unterstellt wird. Diese, wie auch andere etwas unscharf formulierten Vorgaben, werden im Komitologieausschuss von EU Parlament, Kommission und Rat noch konkretisiert werden müssen, so dass für diese Studie nachfolgend geeignete Annahmen getroffen werden.

Das genannte Ziel richtet sich zunächst an die Mitgliedstaaten und weder an einzelne Regionen noch an einzelne Endenergiearten. Für die vorliegende Studie wird zum einen unterstellt, dass die fünf norddeutschen Bundesländer dieses Ziel übernehmen und den Endenergieverbrauch nach Vorgabe der Richtlinie verringern. Zum anderen wird angenommen, dass alle Endenergiearten das gleiche Reduktionsziel erhalten, d.h. der Verbrauch der „elektrische Energie“ ist um den gleichen Prozentsatz zu senken wie alle anderen Endenergiearten. Dies muss nach der Richtlinie nicht der Fall sein. So könnte beispielsweise ein ggf. sogar steigender Stromverbrauch nach derzeitigem Stand durch

⁹ Von dieser Richtlinie zu unterscheiden ist der sog. „Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potential ausschöpfen“ [KOM, 2006], der im März 2007 vom EU Rat angenommen wurde und auf den Primärenergieeinsatz zielt.

¹⁰ Wörtlich heißt es: „Die Mitgliedstaaten legen für das neunte Jahr der Anwendung dieser Richtlinie einen generellen nationalen Energieeinsparrichtwert von 9 % fest, der aufgrund von Energiedienstleistungen und anderen Energieeffizienzmaßnahmen zu erreichen ist, und streben dessen Verwirklichung an...“, Art. 4 (1).



eine entsprechende Übererfüllung des Ziels bei der Raumwärmeversorgung (Heizöl etc.) kompensiert werden.

Schließlich wird das Ziel linearisiert und über den Zeithorizont der Richtlinie in gleicher Form fortgeschrieben, so dass die in Abbildung 21 dargestellte Entwicklung beim Stromverbrauch angenommen wird. Für 2020 ergibt sich eine Reduktion um insgesamt 13 %.

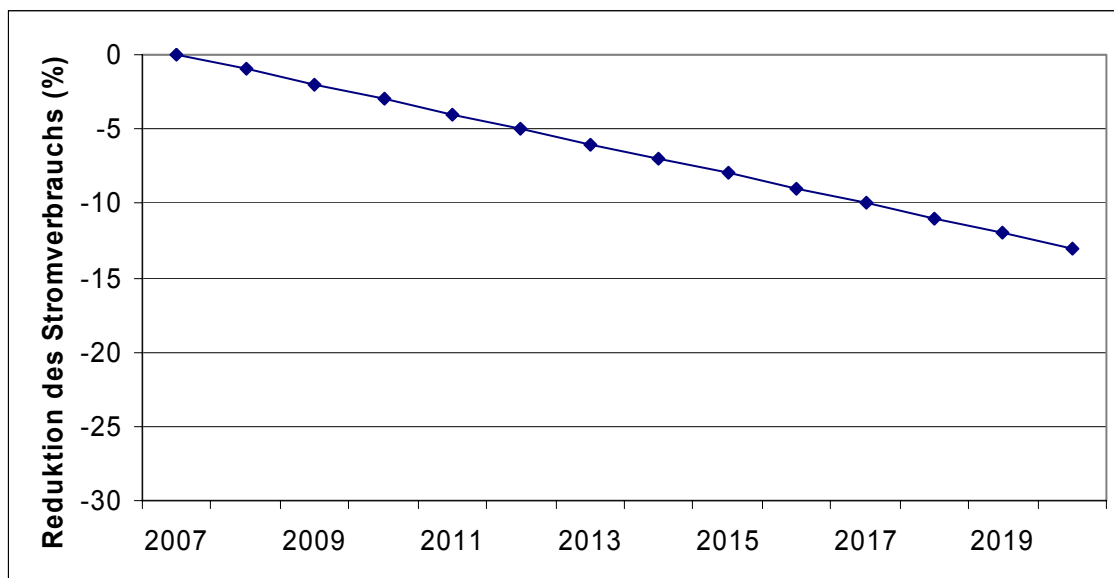


Abbildung 21: Angenommene Reduktion des Stromverbrauchs in Prozent zum Bezugszeitraum (5-Jahresdurchschnitt)

6.2 Maßnahmen

Von den o. g. Zielen sind die Maßnahmen zu deren Erreichung zu unterscheiden, die in den einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedlich ausgestaltet werden können. Die Richtlinie gibt vor, dass der öffentliche Sektor eine Vorbildfunktion übernehmen soll und benennt Schritte zur Förderung der Endenergieeffizienz und Energiedienstleitungen (Art. 6 bis 13) wie z. B.:

- die Verfügbarkeit von Informationen,
- Finanzinstrumente,
- Fonds oder
- Energieaudits.

Zu prüfen ist ferner, ob nicht in einzelnen Bereichen ordnungsrechtliche Vorgaben sinnvoll sind, um die Realisierung wirtschaftlicher Potenziale sicher zu stellen¹¹.

Im Hinblick auf den in der Studie untersuchten Stromverbrauch sind in Anhang III der Richtlinie beispielhafte Bereiche zur Implementierung von Maßnahmen zur Orientierung genannt, darunter:

¹¹ In der politischen Diskussion könnte dies schwierig durchzusetzen sein, da Kritiker derartiger staatlicher Interventionen argumentieren, dass mit der Endenergieeffizienzrichtlinie gerade erst ein neues Instrument eingeführt wurde, deren Wirkung nun erst einmal abzuwarten bleibt.



- Warmwasser (Installation neuer Geräte z. B. Waschmaschinen),
- Beleuchtung,
- Kochen und Kühlen,
- Fertigungsprozesse,
- Motoren und Antriebe,
- Lüfter, Regelantriebe und Lüftung,
- Bedarfsmanagement,
- Hocheffiziente KWK.

Ob die bisher implementierten bzw. diskutierten Maßnahmen ausreichen, die Ziele zu erreichen, bleibt abzuwarten.¹² Den fünf untersuchten Bundesländern bietet sich hier die Möglichkeit, zusammen mit anderen Institutionen wie der DENA, eine Zielerreichung wie in Abbildung 21 dargestellt durch eigene Maßnahmen voranzutreiben.

¹² So wird z. B. das häufig diskutierte japanische „top-runner“ Programm von der Kommission nicht als geeignetes Instrument für die EU angesehen. [Brisaer, 2006]



7. Energiespeicher und Lastmanagement

Um eine dauerhafte Stromversorgung sicherstellen zu können, sind Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht zu halten. Andernfalls drohen Brown-outs oder Black-outs. Die Nachfrage schwankt dabei erheblich sowohl über einen Tag als auch über das Jahr gesehen (siehe Abbildung 22). Ist die Nachfrage zu einem bestimmten Zeitpunkt größer als die aktuelle Leistung auf der Angebotsseite, stehen grundsätzlich zwei Handlungsoptionen zur Verfügung:

1. Erhöhung der Leistung bestehender Kraftwerke
2. Abschaltung bestehender Lasten

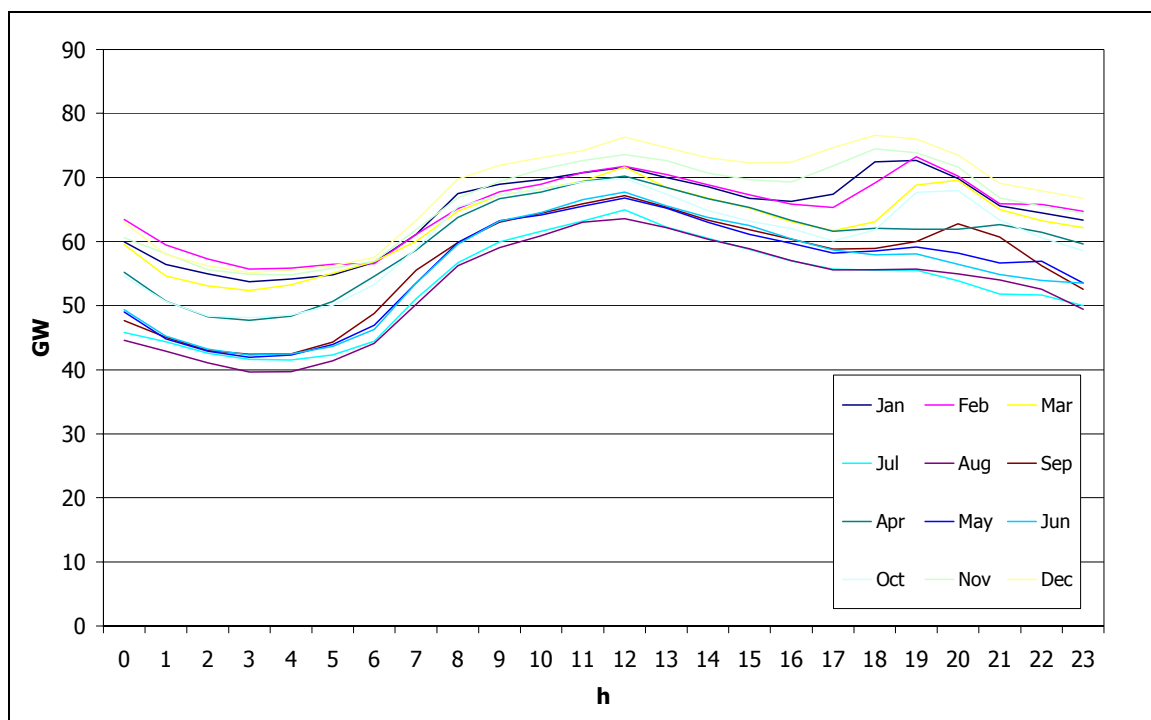


Abbildung 22: Täglicher Lastverlauf in Deutschland in verschiedenen Monaten (Quelle: [UCTE, 2005])

Für die erste Option können neben konventionellen Kraftwerken auch Stromspeicher bzw. Speicherkraftwerke eingesetzt werden. Diese werden in Zeiten schwacher Nachfrage aufgefüllt, um dann bei einem Nachfrageüberhang entleert zu werden. Eine derartige Speicherung kann ökonomisch sinnvoll sein, da konventionelle Kraftwerke am effizientesten Strom produzieren, wenn sie 8.760 Stunden im Jahr im Betriebsoptimum, d. h. bei gleicher Leistung, betrieben werden.

Der Einsatz von Energiespeichern und Lastmanagement ist somit grundsätzlich unabhängig von der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu prüfen bzw. wird bereits seit langem praktiziert, wo dies ökonomisch sinnvoll ist. Mit der zunehmenden Stromproduktion aus erneuerbaren Energien könnten Speicher und Lastmanagement eine wichtigere Rolle spielen als bisher und Alternativen zum Einsatz konventioneller Kraftwerke als Reserve und für die Regelung darstellen.



7.1 Energiespeicher

Als Speicher in der elektrischen Energieversorgung stehen verschiedene Optionen zur Verfügung (siehe Tabelle 25). Im Rahmen der vorliegenden Studie wird nur eine Auswahl genauer betrachtet:

- Pumpspeicher,
- Druckluftspeicher,
- Batteriespeicher (in Verbindung mit Elektroautos).

Bei den im Folgenden nicht betrachteten Speichern erscheinen die technischen Charakteristiken (Speicherkapazität und Leistung) oder die Kosten als zu große Hindernisse auf dem Weg zum großflächigen Einsatz im Untersuchungszeitraum dieser Studie.

**Tabelle 25: Speicher in der elektrischen Energieversorgung
(in Anlehnung an Fabian 1996)**

Energieform	Speichertyp	Speichermedium
mechanisch	Schwungradspeicher	rotierende Masse
	(Pump)speicher	Wasser
	Druckluftspeicher	Luft
thermisch	Wärme-/Kältespeicher	z.B. Wasser
chemisch	Batteriespeicher	z.B. Blei-Säure
	Wasserstoffspeicher	Wasserstoff
elektrisch	Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES)	Magnetisches Feld
	Kondensator	Elektrisches Feld

7.1.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke gehören zu den wichtigsten und am weitesten verbreiteten Speicherkraftwerken überhaupt. Die Betriebserfahrungen reichen bis in die 20er Jahre des letzten Jahrhunderts zurück. Ihre Leistung reicht von wenigen Megawatt bis zu mehr als einem Gigawatt. Tabelle 26 gibt hierzu einen Überblick. Die gesamte installierte Leistung beträgt mehr als 6.000 MW [Lönker 2005]. Wie zu sehen, liegt die Mehrzahl der Kraftwerke im Bereich unter 500 MW, größere Kraftwerke sind dagegen die Ausnahmen. Die beiden größten Speicherkraftwerke befinden sich in Thüringen bzw. Sachsen und haben ihren Ursprung in der DDR. Das Pumpspeicherwerk Goldisthal in Thüringen ist mit 1.060 MW das größte seiner Art in Deutschland. Es hat eine Speicherkapazität von 8.480 MWh [Crotogino 2006] und kann damit Städte mittlerer Größe über mehrere Stunden versorgen.



Tabelle 26: Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland nach Größenklasse (Quelle: wikipedia)

Leistung [MW]	Anzahl
> 1000	2
500 - 1000	1
100 - 500	15
10 - 100	9
< 10	6

In Zeiten überschüssiger Leistung wird Wasser aus einem unteren Speicherbecken in ein Oberbecken gepumpt. Von dort wird es bei Bedarf (in Spitzenlastzeiten) wieder abgelassen und somit Strom erzeugt. Der Wirkungsgrad derartiger Anlagen liegt bei ca. 75 %, so dass die Anlagen eine der günstigsten Speicherformen darstellen. Ein weiterer Vorteil liegt in der sehr schnellen Veränderbarkeit der Leistung (s.u.).

Die beschriebene Funktionsweise zeigt auch einen Nachteil auf. Pumpspeicherkraftwerke erfordern verfügbares Wasser sowie einen Höhenunterschied, der regelmäßig nur im Gebirge in ausreichendem Umfang, nicht dagegen im Untersuchungsgebiet vorhanden ist. Problematisch sind ferner die bei solchen Anlagen notwendigen massiven Eingriffe in die Umwelt, insbesondere beim Bau von Ober- und Unterbecken. Potential könnte es dagegen noch bei der Optimierung bestehender Anlagen geben [Lönker 2005].

Das Ausbaupotential für Pumpspeicher in den fünf norddeutschen Bundesländern kann als vernachlässigbar eingeschätzt werden.¹³

7.1.2 Druckluftspeicherkraftwerke

Druckluftspeicherkraftwerken wird ein größeres Einsatzpotential im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zugesprochen. Bei genauerem Hinsehen müsste man eigentlich von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken sprechen. Die in Zeiten von schwacher Nachfrage in unterirdischen Hohlräumen komprimierte Luft wird für die spätere Stromproduktion in Spitzenlastzeiten in die Brennkammer einer Gasturbine geleitet, in der gleichzeitig Erdgas verbrannt wird. Dadurch wird die sonst für die Verdichtung des Gases notwendige Energie eingespart. Als Hohlräume eignen sich insbesondere für größere Speichervolumina Salzkavernen, weniger dagegen in Aquiferformationen und aufgelassene Bergwerke [Crotogina 2006].

Der Wirkungsgrad derartiger Anlagen liegt derzeit bei ca. 50 % [DENA 2007] und damit deutlich unter denen der Pumpspeicherkraftwerke. Die Erfahrungen mit größeren Speichern im kommerziellen Einsatz beschränken sich bisher auf zwei Druckluftspeicher:¹⁴

¹³ Die Analyse der Einbindung von (Pump-)speichern in Skandinavien, die nach einem entsprechenden Netzausbau möglich wäre, geht über den Umfang dieser Untersuchung hinaus und wäre ggf. separat und eingehender zu prüfen.

¹⁴ Kleinere, nicht kommerzielle Anlagen werden auch aus Italien (25 MW) und Israel (3x100 MW) berichtet. In den USA ist eine größere Anlage von bis zu 2.500 MW in Entwicklung [Cheung et al. 2003].

- Ein 110 MW Kraftwerk in McIntosh, USA, das seine Leistung über 26 Stunden abgeben und damit mehr als ein reines Regelkraftwerk sein kann (Inbetriebnahme 1991).¹⁵
- Ein 290 MW Kraftwerk in Farge, Deutschland, das die Leistung über 2 Stunden abgeben kann und das 1978 in Betrieb genommen wurde.¹⁶

Dort wo geeignete geologische Formationen verfügbar sind, können Druckluftspeicher-Kraftwerke bei Leistungen von 50 bis 300 MW Energie sicher und über lange Zeiträume (mehr als ein Jahr) ohne große Verluste speichern.

Ungünstig wirkt sich bei diesen Speichern aus, dass die Kompressoren beim Verdichten der Luft gekühlt werden müssen, um eine Überhitzung zu verhindern. Beim Entspannen hingegen wird wie bereits erwähnt Erdgas zugefeuert, damit die Turbinen nicht vereisen. Derzeit wird intensiv an einer Weiterentwicklung gearbeitet, bei der die Kompressionswärme gespeichert wird, um sie dann bei der Entspannung der Luft wieder dem Prozess zuzuführen, ohne dass zusätzliche Brennstoffe verfeuert werden müssen. Derartige adiabate Druckluftspeicherwerke, die Wirkungsgrade von 70-75 % aufweisen können, sind aber noch weit davon entfernt, Stand der Technik zu sein. EnBW plant für 2011 die Inbetriebnahme eines Druckluftspeichers in Norddeutschland mit „weitgehendem Forschungscharakter“. Mit der Serienreife rechnen Experten frühestens 2015, da noch einige technische Herausforderungen gemeistert werden müssen [Honsel 2006]. Die grundsätzliche technische und wirtschaftliche Machbarkeit wird aber bejaht [Zunft et al. 2005].

Neben der Meisterung dieser Herausforderungen sollte parallel damit begonnen werden, potentielle Standorte für Druckluftspeicher in Norddeutschland systematisch zu erkunden (Kataster), damit gleichzeitig mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in dieser Region die Möglichkeiten für den Einsatz von Druckluftspeicher-Kraftwerken bestimmt werden können. Sollte keine ausreichende Kavernenkapazität für die Speicherung der Luft zur Verfügung stehen, müsste ggf. nach anderen Speichermöglichkeiten gesucht oder verstärkt auf fossil befeuerte Regelkraftwerke zurückgegriffen werden. Zu prüfen ist ferner, ob es im Zusammenhang mit der immer häufiger diskutierten und auch eingesetzten CO₂-Ablagerung in geologischen Formationen zu Nutzungskonflikten kommen kann¹⁷.

7.1.3 Batterien

Wie in Tabelle 25 zu sehen, könnte überschüssiger Strom auch in Batterien gespeichert werden. Der Einsatz großer stationärer Batterien zur umfangreichen Speicherung scheint jedoch nicht praktikabel. Eine Möglichkeit könnte dagegen in der Einbindung evtl. ohnehin vorhandener Batterien sein, namentlich in den Akkus von Elektroautos. Im Zuge der Reduktion von Treibhausgasen und Minderung der Abhängigkeit von Öl als Treibstoff wird der Einsatz derartiger Fahrzeuge immer häufiger diskutiert. Zurzeit gewinnen Hybridfahrzeuge wie der Toyota Prius bereits kontinuierlich Marktanteile.

¹⁵ Für mehr Informationen siehe <http://www.caes.net/mcintosh.html>

¹⁶ Vor der Inbetriebnahme wurden über einen Zeitraum von 2 Jahren 2 Kavernen ausgesolt, d.h. das Salz wurde ausgelöst und über die Hunte in die Nordsee geleitet.

¹⁷ Das CO₂ wird dabei zunächst in industriellen Anlagen im Produktionsverlauf abgeschieden und dann zu einer unterirdischen Lagerstätte transportiert. Für einen Überblick der Technologie siehe [IPCC 2006], für eine Diskussion weiterer möglicher Wechselwirkungen mit erneuerbaren Energien [Bode, 2007].



Der Ansatz bestünde darin, für diese Fahrzeuge eine Infrastruktur aufzubauen, mit der es ermöglicht wird, nicht nur überall zu tanken, sondern auch überall Strom aus der Autobatterie in das Netz einzuspeisen. Insbesondere Arbeitnehmer, die nur morgens und abends mit dem Wagen zur Arbeit fahren, könnten über derartige Ansätze in den Lastspitzen über die Mittagszeit ggf. wertvolle Leistung bzw. Arbeit bereitstellen.

Allerdings ist die Speicherkapazität eines einzelnen Autos sehr begrenzt. Das Gewicht eines herkömmlichen Bleiakkus für die Speicherung einer kWh liegt bei ca. 30 kg, für neuere Lithiumakkus kann dieser Wert auf 10 kg sinken. Zu Speicherung signifikanter Strommengen wäre daher die Einbindung einer großen Anzahl von Autos notwendig mit entsprechend notwendigen Investitionen in die Infrastruktur. Zu bedenken ist auch, dass der durchschnittliche Benutzer vermutlich eine Mindestreserve im Akku vorhalten möchte, um ggf. auch kurzfristig mobil sein zu können. Eine derartige Mindestreserve würde die Anzahl notwendiger Autos zur Speicherung einer bestimmten Energiemenge entsprechend erhöhen.

Begrenzend für diese Speicherform könnte auch das Entladetempo sein, das im Gegensatz zu den beiden vorgenannten Optionen nicht beliebig schnell sein kann. Der innere elektrische Widerstand des Akkus führt bei der Entladung zu einem Aufheizen des Akkus. Der Effekt ist umso größer je höher die Entladestromstärke ist: Eine Verdopplung des Entladestroms führt zu einer Vervierfachung der thermischen Verluste. Der Einsatz von Elektroautos insbesondere im Rahmen der (Primär-) Regelenergie bedarf ausführlicherer Untersuchungen.

Hinzu kommt ferner der zusätzliche Aufwand für Transport und Regelung der ständig hin- und her geschobenen Strommengen.

7.2 Lastmanagement

Lastmanagement (englisch: Demand-side management) wurde in den 80er und 90er Jahren im Zuge der sog. integrierten Ressourcenplanung intensiv diskutiert (vgl. z.B. EIA, 1995). Ziel war es dabei vor allem, die Last so zu verstetigen, dass selten genutzte und damit kostenintensive Spitzenkapazitäten verringert werden können. Dies gilt sowohl für den Bereich der Spitzenlastkraftwerke als auch die Netzkapazitäten. Unterstellt wurde bei diesen Überlegungen ein übergreifend agierender Planer, wie er in der Welt der horizontal und vertikal aggregierten Versorgungsunternehmen vorstellbar war.

Durch die Liberalisierung des Strommarktes ist die Diskussion zur integrierten Ressourcenplanung weitgehend zum Erliegen gekommen, und es ist nun zu prüfen, welche Möglichkeiten und Anreize es im wettbewerblich organisierten Strommarkt für Lastreduzierungen und -verschiebungen gibt. Daher wird heute in diesem Zusammenhang eher von Nachfrage-Anpassung (Demand-side response) gesprochen [DOE, 2006].

Der Strompreis für Sondervertragskunden mit Leistungsmessung (d. h. Kunden mit größeren Abnahmemengen) setzt sich neben staatlich induzierten Abgaben und Steuern aus dem Preis für die Energielieferung und dem Netzentgelt zusammen. Letzteres ist wiederum aufgeteilt in eine leistungsabhängige Komponente, die sich an der größten im Abrechnungszeitraum bezogenen Leistung orientiert, und einem arbeitsabhängigen Anteil. Die relative Größe dieser drei Komponenten schwankt je nach Kundensegment erheblich.

Generell könnte ein Lastmanagement von drei verschiedenen Seiten aus angestoßen werden:



- von den Stromproduzenten (Kraftwerksbetreibern);
- von den Netzbetreibern;
- von den Stromnutzern selbst.

Unabhängig davon, wer es initiiert, muss das Lastmanagement technisch gesehen immer beim Verbraucher stattfinden.

7.2.1 Anstoß durch Stromproduzenten bzw. Betreiber konventioneller Kraftwerke

Um zu untersuchen, wann Stromproduzenten einen Anreiz zum Lastmanagement haben, muss man zunächst verstehen, wie der Strompreis am Spot-Markt der Börse zustande kommt.

Jeder Betreiber muss für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Menge Strom, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Der angebotene Preis wird für konventionelle Kraftwerke fast vollständig durch den Brennstoffpreis und den Wirkungsgrad des Kraftwerks bestimmt. Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die so genannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“.

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 Kraftwerks, 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.

Wenn ein Stromproduzent eine Lastreduktion in einer Stunde mit besonders hoher Nachfrage anstößt, so sinkt der Strompreis für alle Anbieter. Damit sinken die Erlöse aller Anlagen, die in dieser Stunde in Betrieb sind. Die Leistung, die er verkauft, muss aber nicht unbedingt sinken. Sie wird nur dann geringer, wenn er selbst das Grenzkraftwerk betreibt. Umgekehrt steigt der Strompreis in der Stunde, in die die Last verschoben wird. Der Betreiber aus unserem Beispiel profitiert vom höheren Preis für die Leistung, die er ohnehin verkauft, und, wenn er das neue Grenzkraftwerk stellt, von zusätzlich verkaufter Leistung. Letzteres ist allerdings nicht notwendigerweise gegeben, sondern hängt von der jeweiligen Angebotssituation an der Börse ab. Ein Kraftwerksbetreiber hat also dann einen Anreiz, Lastmanagement zu betreiben, wenn der Umsatzverlust durch Lastreduzierung in der Spitzenlaststunde geringer ist als die Umsatzsteigerung in der Niedriglaststunde. Die Vorhersage dieser Werte ist aber nicht trivial, da die Merit order nicht-linear und nicht stetig verläuft. Außerdem kann das Handeln der anderen Akteure im Markt die Bilanz beeinflussen.

Es erscheint daher eher unwahrscheinlich, dass sich Kraftwerksbetreiber aus eigenem Interesse im Lastmanagement engagieren werden. Durchaus denkbar ist dagegen, dass sie dies im Auftrag eines Netzbetreibers tun. Gerade in den immer noch weitgehend integrierten Unternehmen obliegt der Betrieb von Regelkraftwerken, die die Netzbetreiber benötigen, dennoch den Kraftwerksgesellschaften. Es ist daher anzunehmen, dass diese auch Pump- und Druckluftspeicher-Kraftwerke betreiben würden.



7.2.2 Anstoß durch Netzbetreiber

Solange Last nur verschoben, aber nicht grundsätzlich reduziert wird, ändert sich das Entgelt für die transportierte Arbeit nicht. Die lastabhängige Komponente ist für die Netzbetreiber jedoch von großer Bedeutung, da es ihnen auf diese Weise möglich ist, sich auch selten genutzte Kapazitäten von ihren Kunden bezahlen zu lassen. Bei einem bestehenden Netz haben Netzbetreiber kein Interesse, Lastverschiebungen zu induzieren und haben sich in der Vergangenheit meist auch so verhalten.

Ein solches Interesse besteht erst dann, wenn dadurch teure Investitionen in eine Erweiterung des Netzes vermieden werden können, genauer, wenn die entgangenen Erlöse kleiner sind als die Kosten für die Neuinvestition. Da die Netzbetreiber ihre Kosten über die Netzentgelte auf die Kunden abwälzen, wird die Option „Lastmanagement“ aber meist nur dann verfolgt, wenn sich die Preisaufsicht (früher) bzw. der Regulator (heute) dafür einsetzen.

7.2.3 Anstoß durch Stromverbraucher

Tabelle 27 zeigt die verschiedenen Optionen des Lastmanagements für Stromverbraucher. Grundsätzlich haben sie zwei Möglichkeiten: die Verlagerung von Last aus teuren in günstigere Stunden und die ersatzlose Reduzierung der Last. Dabei müssen sie sowohl die Preiskomponente für die Stromerzeugung als auch die Netzentgelte im Auge behalten.

Tabelle 27: Möglichkeiten des Lastmanagements bei derzeitiger Tarifstruktur¹⁸

	Verlagerung der Last von Periode t_1 nach t_2			ersatzlose Reduzierung der Last		
	wenn Summe aus Netzentgelt und Strompreis in Periode t_2 geringer als in t_1			Verzicht auf Dienstleistung	wenn Einsparung bei Netzentgelt und Strompreis größer als Erlöse aus Produktverkauf	
	kleine Verbraucher	mittl. Verbraucher	große Verbraucher	kleine Verbraucher	mittl. Verbraucher	große Verbraucher
Netzentgelt						
Leistungskomponente [€/MW]	-	+	+	-	+	+
Arbeitskomponente [€/MWh]	-	-	-	-	+	+
Strompreis [€/MWh]	-	-	+	+	+	+

+: möglich / -: nicht möglich

Für kleine Verbraucher (Haushalte, kleine Gewerbebetriebe) ohne Leistungsmessung gibt es nur die Möglichkeit, auf einzelne Dienstleistungen zeitweise zu verzichten und so die Kosten für die entsprechenden Kilowattstunden zu sparen. Eine Verlagerung ist meist nicht zweckmäßig, da der von ihnen zu zahlende Strompreis in der Regel zu allen Zeiten gleich hoch ist. Eine Ausnahme bilden nur die gelegentlich noch angebotenen Tag-/Nachttarife. Das Netzentgelt ist pauschal in der Grundgebühr enthalten und kann nicht beeinflusst werden.

¹⁸ Die Tabelle behandelt nur das reine Lastmanagement. Die Option, nicht nur den Arbeitspreis, sondern auch Netzentgelte durch Investition in effizientere Technik zu reduzieren, besteht natürlich unabhängig vom Lastmanagement ebenfalls. Dies wäre jedoch eher unter „Energieeffizienz“ als unter „Lastmanagement“ zu subsumieren.

Für mittelgroße Verbraucher mit Leistungsmessung kann es sehr vorteilhaft sein, in der/den Stunde(n) maximaler eigener Last anzusetzen, denn die Leistungskomponente des Netzentgelts wird durch die höchste erreichte Last im Jahr bestimmt. Durch die Absenkung dieser Spitzenlast können Fixkosten in erheblichem Maß reduziert werden.¹⁹ Da der Strompreis für diese Kunden zeitlich konstant ist, gibt es hier keinen Ansatzpunkt für eine Verlagerung von Last. Die Arbeitskomponente des Netzentgeltes spielt ohnehin keine Rolle. Ein Verzicht auf die Stromnutzung kommt für diese Gruppe von Unternehmen eher nicht in Frage, weil der Stromverbrauch nicht direkt mit der Produktion gekoppelt ist, sondern für Beleuchtung, Klimatisierung etc. benötigt wird.

Lediglich sehr großen Verbrauchern steht schon heute die Möglichkeit offen, Schwankungen der Strompreise für sich zu nutzen. Sie können entweder selbst am Spotmarkt handeln oder einen Dienstleister damit beauftragen. Sie können dann ihre Produktion (innerhalb definierter, meist sehr eng gefasster Grenzen) an die Strompreise anpassen. Allerdings besteht neben der Möglichkeit, Phasen günstiger Strompreise zu nutzen, auch das Risiko, dass in Phasen hoher Strompreise zusätzliche Kosten anfallen (Borenstein 2007). Dem kann durch entsprechendes Risikomanagement („Hedging“) begegnet werden.

Abbildung 23 zeigt den Stromverbrauch im Untersuchungsgebiet nach industriellen Sektoren. Unternehmen der Eisenindustrie und der chemischen Industrie kommen demnach zuerst für ein Lastmanagement in Frage.

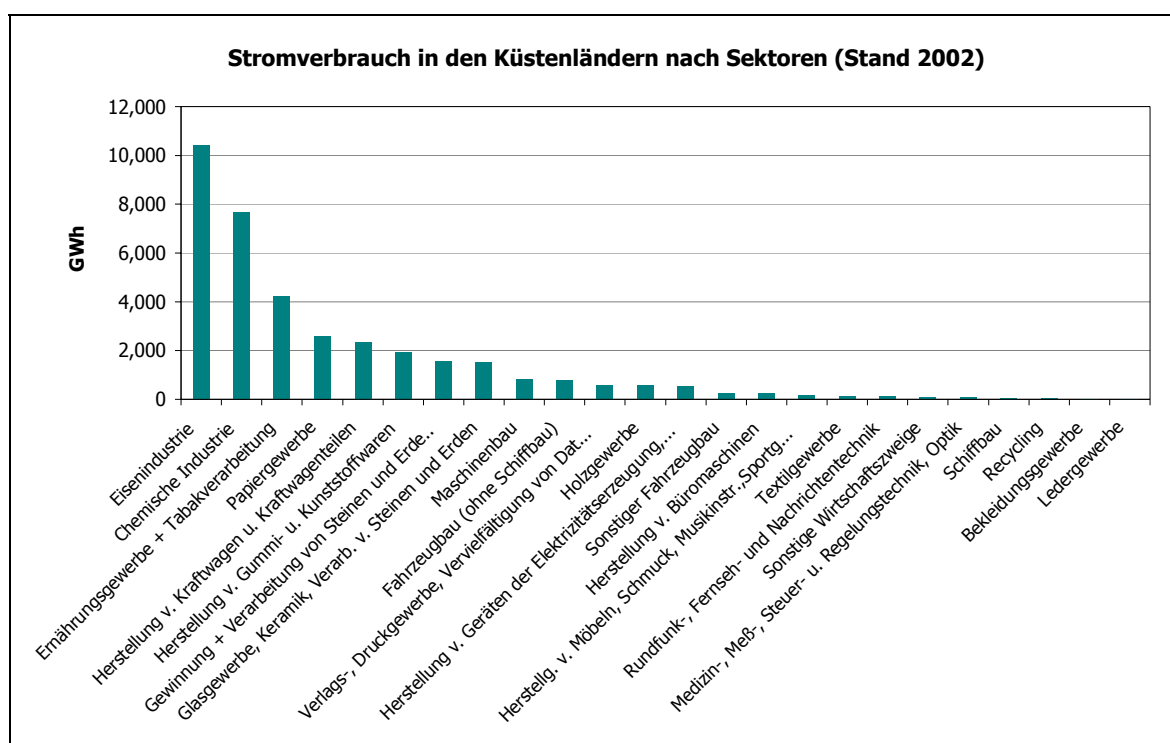


Abbildung 23: Stromverbrauch in den Küstenländern nach Sektoren (Quelle: Energiebilanzen der Bundesländer)

¹⁹ Diese Art von Lastspitzenreduzierung ist meist gemeint, wenn heute von „Lastmanagement“ gesprochen wird. Im Zuge dieser Studie wird von einem weiter gefaßten Lastmanagement ausgegangen, das generell eine Anpassung der Nachfrage an wechselnde Strompreise zum Ziel hat.



Eine telefonische, allerdings nicht repräsentative Stichprobe bei Unternehmen im Untersuchungsgebiet hat gezeigt, dass das klassische Lastmanagement, bei dem die Jahreshöchstlast begrenzt wird, am weitesten verbreitet ist. Die Norddeutsche Affinerie beteiligt sich darüber hinaus an einem sog. virtuellen Regelkraftwerk. Dieses ermöglicht es größeren Stromkunden, sich auch beim Strompreis eine Leistungskomponente für den Lastabwurf zu sichern (s. Kap. 7.2.4). Eine kontinuierliche Anpassung der Produktion an die Strompreise war nirgends anzutreffen.

Wenn Last in den Stunden maximaler Nachfrage im Gesamtsystem reduziert wird, sinkt ferner auch der Strompreis, wovon alle Verbraucher profitieren. Wird die Last nicht vermieden, sondern zeitlich verschoben, steigt der Preis in der entsprechenden Stunde. In der Regel ist dieser Anstieg aber geringer als die Reduzierung in der Spitzenlaststunde. Im Gegensatz zur Situation der Kraftwerksbetreiber liegen hier Einsparung und zusätzliche Kosten in einer Hand.

In Zeiten sehr hoher Strompreise kann sogar der Fall eintreten, dass eine Einstellung der Produktion sinnvoll ist, nämlich dann, wenn die Grenzkosten der Produktion größer werden als die Grenzerlöse.

FAZIT: Die heutige Tarifwelt bietet nur eingeschränkte Möglichkeiten für ein kontinuierliches Lastmanagement, wie es benötigt wird, um die Stromnachfrage an die Verfügbarkeit von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen anzupassen.

Für kleine und mittlere Verbräuche sind Tarife mit zeitlich variablen Preisen notwendig. Allerdings existiert bisher weder bei den Zählern noch bei den Endgeräten eine Infrastruktur, um solche Tarife auch tatsächlich nutzen zu können.

Generell sind die Möglichkeiten für ein automatisiertes Lastmanagement durch die Fortschritte der Kommunikationstechnik heute viel besser als noch vor einigen Jahren. Es ist ohne weiteres vorstellbar, online Preisinformationen von der Strombörse zu beziehen und Prozesse und Maschinen in Abhängigkeit vom Strompreis zu betreiben. Auch private Haushalte könnten per Internet oder Mobilfunk den Betrieb von Geräten wie Kühlschränken und Klimaanlage preissensibel gestalten.

In Italien, Kanada, Australien und Kalifornien sind bereits mehrere hunderttausend sog. intelligenter Stromzähler installiert, die die Voraussetzungen für ein Lastmanagement bieten. Allerdings werden sie bisher eher dazu eingesetzt, das Verbraucherbewusstsein zu schärfen als für automatisiertes Lastmanagement.

Einen ersten Ansatz in diese Richtung machte jetzt die EnBW, die für 1.000 Pilotkunden neuartige, internetfähige Zähler und einen variablen Tarif ankündigte (EnBW 2007).

Für mittlere und große Verbraucher könnten gezielte Dienstleistungsangebote wie das virtuelle Regelkraftwerk der STEAG-Tochtergesellschaft SaarEnergie (siehe Abschnitt 7.2.4) künftig von verstärktem Interesse sein.

7.2.4 Lastmanagement als Dienstleistung

Die STEAG-Tochtergesellschaft SaarEnergie bietet kleineren, unabhängigen Kraftwerken, aber auch abschaltbaren Lasten die Möglichkeit, sich an einem Regelenergiepool für Minutenreserve zu beteiligen, der als virtuelles Regelkraftwerk bezeichnet wird ([Strese, 2003 a+b], vgl. auch www.steag-saarenergie.de).

Voraussetzungen für die Teilnahme sind u. a. eine Mindestleistung bzw. ein Mindestlastabwurf von 1 MW, sowie deren Verfügbarkeit innerhalb von 7,5 Minuten und für mindes-

tens 4 Stunden. Im Gegenzug für die Bereitschaft, Last abzuwerfen, erhalten die Beteiligten eine leistungsabhängige Prämie. Die Minutenreserve wird Regelzonen-übergreifend vermarktet (siehe Abbildung 24).

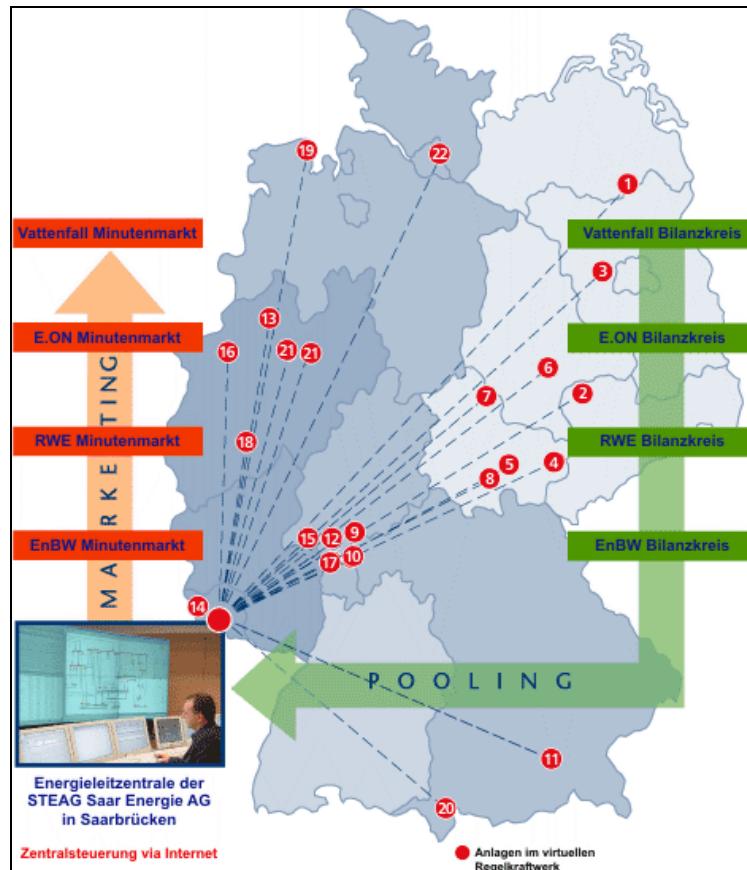


Abbildung 24: Das virtuelle Regelkraftwerk der STEAG-Saarenergie

Die Norddeutsche Affinerie in Hamburg, einer der größten Stromverbraucher in Norddeutschland, ist an diesem Regelkraftwerk mit einem Lastabwurf von bis zu 20 MW beteiligt. Allerdings erwartet man hier, dass die Inanspruchnahme des Abwurfs die Ausnahme bleibt, weil sie mit erheblichen Eingriffen in den kontinuierlichen Produktionsablauf verbunden ist.

Das virtuelle Kraftwerk zielt ausschließlich auf den Regelenergiemarkt. Es handelt nicht am Spotmarkt. Vorstellbar wäre durchaus eine ähnliche Konstruktion, die Strom bzw. Lastabwurf für die Stunden des nächsten Tages an der Strombörse in Leipzig (EEX) anbietet. Ein solches virtuelles Kraftwerk würde immer dann zum Einsatz kommen, wenn die Wetterprognosen eine geringe Einspeisung von Windstrom vorhersagen und somit hohe Spotmarktpreise zu erwarten sind. Allerdings bevorzugen die Teilnehmer am virtuellen Kraftwerk derzeit die Regelenergievariante, bei der der Lastabwurf nur im Ausnahmefall tatsächlich abgerufen wird.

Ferner ist das virtuelle Kraftwerk auch nur für die kurzfristige Leistungsanpassung gedacht, nicht aber als Ersatz für Speicher zur Lastverlagerung über längere Zeiträume.



7.3 Energiespeicher und Lastmanagement im Kontext erneuerbarer Energien

Nach der allgemeinen Vorstellung von Stromspeicherung und Lastmanagement ist nun die Frage zu stellen, ob und inwieweit diese Optionen in der Lage sind, die Fluktuationen des Angebots bei einigen der erneuerbaren Energien zu reduzieren.

Bei der Analyse der Einsatzmöglichkeiten von Speichern und Lastmanagement sind im Zusammenhang des Ausbaus der erneuerbaren Energien zwei Arten zu unterscheiden:

- grundlastfähige Technologien (wie z. B. Biomasse oder Laufwasserkraftwerke);
- intermittierende Technologien (wie z. B. Wind, PV).

Grundlastfähige Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energien kommen in ihrer Wirkung konventionellen Kraftwerken gleich. Ihre Leistung kann beliebig und aktiv vom Betreiber gesteuert werden. Die Leistung ist damit grundsätzlich planbar und bekannt. Das Einsatzpotential für Energiespeicher und Lastmanagement wird bei einem Ausbau der Kapazität im Grunde nicht beeinflusst. Grundlastfähige Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien ersetzen somit eher konventionelle Anlagen.

Dies ist bei den Technologien mit intermittierendem Energieangebot anders. Die Leistung der Anlagen wird von Faktoren bestimmt, die vom Betreiber nicht beeinflusst werden können, und kann im Prinzip zwischen 0 und 100 % der Nennleistung liegen. Eine Größe, die in diesem Zusammenhang regelmäßig genannt wird, ist die sog. gesicherte Leistung oder auch Leistungskredit genannt (siehe Abbildung 25)²⁰. Die gesicherte Leistung schwankt über das Jahr verteilt und ist auch von der installierten Windenergieleistung abhängig. Generell gilt, dass die gesicherte Leistung umso höher ist, je stärker die Anlagen auf ein größeres Gebiet verteilt sind. Tabelle 28 zeigt dies für ausgewählte Zeiträume.

Tabelle 28: Gesicherte Leistung der Windkraftanlagen in Prozent der installierten Kapazität

	2003	2007	2010	2015
Winter	8,3	6,9	6,5	6,0
Frühling	8,6	7,2	6,9	6,4
Sommer	6,1	5,2	5,4	5,1
Herbst	7,2	6,1	5,9	5,5

Quelle: [DENA 2005, S. 250]

²⁰ Der Leistungskredit für Windenergie ist derjenige Anteil der insgesamt installierten Leistung, der jederzeit zur Verfügung steht. Um diese Größe kann die konventionelle Leistung verringert werden, die benötigt wird, um die Jahreshöchstlast zu decken.

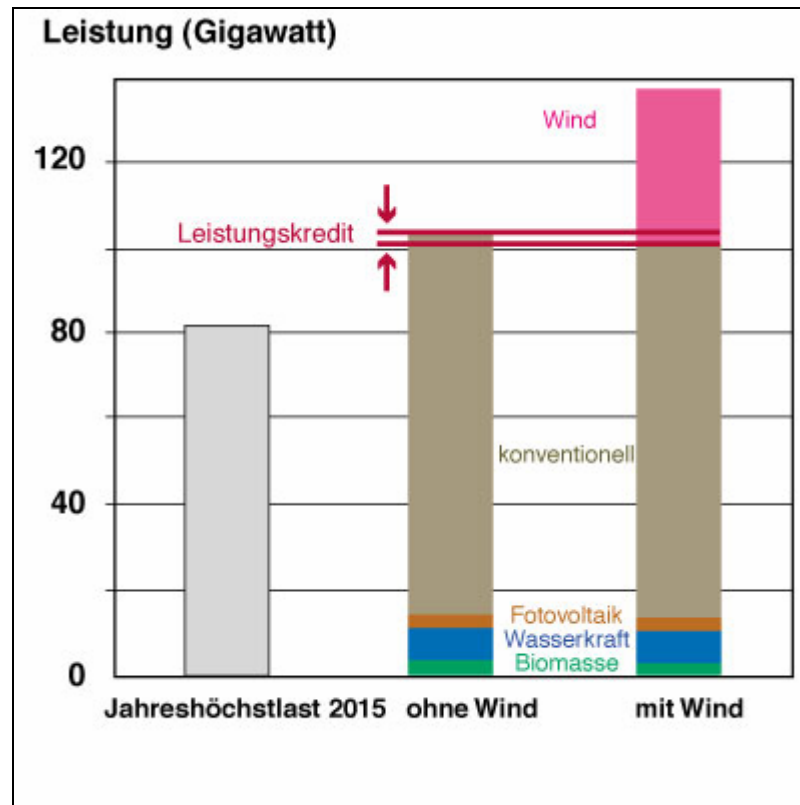


Abbildung 25: Prinzip des Leistungskredits für Windenergie [MPI 2005]²¹

Zwar sind immer bessere Prognosen für die Einspeisung der nächsten Stunden / Tage möglich, allerdings kommt es regelmäßig auch zu Prognoseabweichungen. Dementsprechend ändern sich die Anforderungen an die Regelernergie bzw. das Lastmanagement. Auch das Potential für den Einsatz von Energiespeichern ändert sich mit einem Ausbau der intermittierenden Energien.

Als Determinanten für die geänderten Anforderungen bei einem verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien bzw. für die Handlungsoptionen (Einsatz zusätzlicher konventioneller Kraftwerke, Lastmanagement, Energiespeicher) sind folgende Punkte zu nennen:

1. die größte Differenz zwischen Last und der prognostizierten Leistung der Stromspeisung aus erneuerbaren Energien in MW; hier können sich Wind und PV ggf. ergänzen;
2. die zeitliche Verteilung von Überschuss- und Mangelleistung in MWh;
3. die (größte) Änderungsrate der Differenz in MW/Zeiteinheit.

Diese Determinanten sind wichtig, da die möglichen Kraftwerke unterschiedliche technische Charakteristiken haben, die ihre Einsetzbarkeit bestimmen (siehe Tabelle 29 und Abbildung 26).

²¹ Die gezeigten Daten beziehen sich in der Studie des MPI auf ganz Deutschland. Die Grafik soll hier jedoch nur das Prinzip des Leistungskredits erläutern.

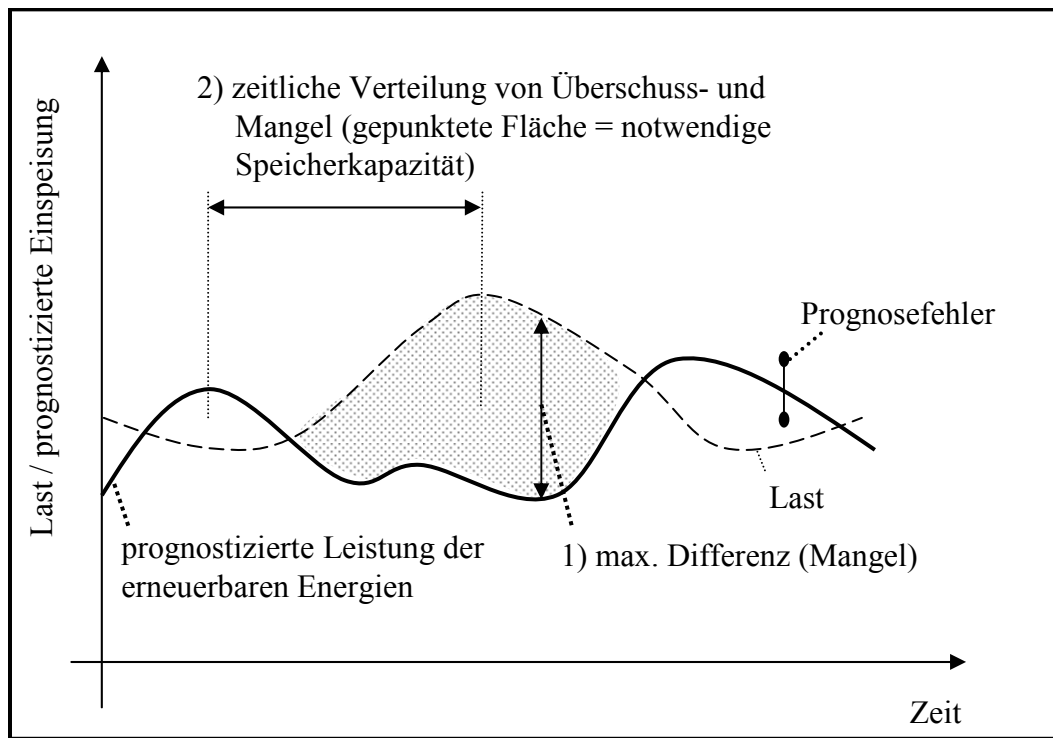


Abbildung 26: Determinanten der Handlungsoptionen zur Integration von erneuerbaren Energien (eigene Darstellung)

1. Die maximale Differenz zwischen gesicherter Leistung und Last muss in Kraftwerken mit planbarer Leistung als Reserve bereitgestellt werden. Die Last kann dabei durch entsprechendes Management zu einem gewissen Grade beeinflusst werden. Steht im Untersuchungsgebiet nicht genügend Potential für Energiespeicher zur Verfügung, so muss auf konventionelle Kraftwerke oder Stromim- und export zurückgegriffen werden.
2. Die zeitliche Verteilung von Überschuss und Mangelleistung wirkt insofern begrenzend auf die Einsatzmöglichkeiten von Energiespeichern und Lastmanagement, als dass erstere in der Regel nur über eine begrenzte Regelarbeitszeit verfügen. Früher oder später ist das Speicherbecken leer bzw. der Druck im Speicher derart gering, dass kein Strom mehr produziert werden kann und konventionelle Kraftwerke eingesetzt werden müssten. Auch können Lasten nicht beliebig lange abgeschaltet werden.
3. Die Änderung der gesicherten Leistung bestimmt die möglichen Kraftwerkstypen, die zum Einsatz kommen können (vgl. Tabelle 29).²² Insbesondere bei hohen Änderungs-raten eignen sich Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke.

²² Änderungen der Last (inkl. Prognosefehler) sind hierbei nicht berücksichtigt, da diese unabhängig von der Zusammensetzung der Angebotsseite auftreten.



Tabelle 29: Ausgewählte Kraftwerkseigenschaften im Vergleich
(Quellen: [EnBW 2005, S. 75], Internet)

	Pump- speicher	Druckluft- speicher	Gasturbinen	Gas-Kombi-/ ölthermische Kraftwerke	Kernkraft- werke
Anfahrtszeit (Min.)	1 - 4	1 - 5	8 - 10	10 - 180	75 - 300
Leistungsänderungs- geschwindigkeit (MW/Min.)	100	ca. 50	1 - 11	10	10

7.4 Analyse der Fluktuationen bei der Erzeugung von Strom aus Windenergie

Um den Bedarf für und Anforderungen an Energiespeicher und Lastmanagement abschätzen zu können, wird der Verlauf der Last und der Erzeugung von Strom aus Windenergie analysiert. Die dazu erforderlichen Daten stehen für das Jahr 2006 für alle vier Regelzonen bzw. ganz Deutschland mit einer Auflösung von 15 Minuten bzw. 1 Stunde zur Verfügung und können auf den Internet-Seiten der Netzbetreiber abgerufen werden. Spezifische Daten für das Untersuchungsgebiet „Norddeutschland“ bestehend aus Schleswig-Holstein, Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern liegen jedoch nicht vor.

7.4.1 Annahmen

Als Näherung wird daher wie folgt vorgegangen:

- Betrachtet werden die Daten der Regelzonen von E.ON und Vattenfall Europe (VE).
- Die Windenergieeinspeisung wird im Verhältnis der in den jeweiligen Bundesländern der Regelzonen installierten Kapazitäten skaliert.
- Die Last in der VE-Zone wird im Verhältnis des Stromverbrauchs der betreffenden Bundesländer skaliert.
- Die Last in der E.ON-Zone wird so skaliert, dass in der Summe die vom bremer energie institut berechnete elektrische Arbeit erreicht wird. Eine Skalierung nach Bundesländern ist hier nicht möglich, da Niedersachsen sowohl von E.ON als auch von RWE versorgt wird.
- Als Näherung für den Verlauf der Last wird die Summe aus der von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten, vertikalen Netzlast in der Regelzone plus die Einspeisung von Strom aus Windenergie herangezogen. Die vertikale Netzlast beschreibt die Abgabe von Strom aus dem Höchstspannungsnetz an Verteilnetze und Verbraucher. Da Windkraftanlagen zu 90 % auf der Mittelspannungsebene einspeisen, sind sie in der vertikalen Netzlast noch nicht erfasst. Ihre Stromproduktion muss daher addiert werden, um die tatsächliche Strommenge abzuschätzen.



7.4.2 Ergebnisse für 2006

Die Ergebnisse in diesem Kapitel beziehen sich auf die in 2006 im Untersuchungsgebiet installierte Windenergieleistung von 9.000 MW. Für die Abschätzung der Kapazitäten an Speichern und Lastmanagement sind, wie oben gezeigt, folgende Größen von Bedeutung:

- der Prognosefehler für die Einspeisung von Strom aus Windenergie (MW);
- die Länge von Zeitspannen mit Unterdeckung bzw. Überdeckung des Bedarfs durch Strom aus Windenergie sowie die damit verbundene maximale Leistung und Energiemenge (MWh);
- die Änderung der Einspeisung bzw. der Last von einem Zeitintervall zum nächsten (MW / Zeiteinheit).

Während die Prognosen im Mittel von guter Qualität sind und Abweichungen von weniger als 5 % der maximalen Leistung aufweisen, liegen die Extremwerte der Fehler bei 2,7 - 4,4 GW (Tabelle 30). Das entspricht rund 40 - 65 % der maximal aufgetretenen Leistung²³.

Tabelle 30: Prognosefehler bei der Erzeugung von Strom aus Windkraft 2006
(Quellen der Rohdaten: Internet-Seiten von VDN, E.ON, Vattenfall Europe)

Viertelstundenwerte	E.ON-Zone	VE-Zone	Untersuchungsgebiet
mittlere Abweichung [MW]	- 306	- 324	- 79
in % der max. Leistung	- 4,5 %	- 4,7 %	- 1,1 %
größte Mindereinspeisung [MW]	- 3.426	- 3.791	- 3.276
in % der max. Leistung	- 50 %	- 53 %	- 48 %
größte Mehreinspeisung [MW]	4.362	2.732	4.034
in % der max. Leistung	64 %	38 %	59 %

Wenn man die durch Prognosefehler ausgelöste Mindereinspeisung durch Speicher auffangen will, muss man nicht nur die erforderliche Leistung kennen, sondern auch die Dauer, über die ein Ausgleich erforderlich ist. Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen die größte positive und negative mittlere Leistungsabweichung sowie die fehlende bzw. überschüssige Energiemenge in Abhängigkeit von der Länge der Periode von 1 bis 50 Stunden. Während die mittlere Leistungsabweichung sich nach 20-30 Stunden auf +/- 1 GW einpendelt, steigt die erforderliche Speicherkapazität bereits nach 5 Stunden auf 14.000 MWh an. Bei einer Pufferung über 50 Stunden sind bereits rund 70.000 MWh Speicher-

²³ Die hier angeführten Prognosefehler für die Stromerzeugung entstehen nicht nur durch die prinzipiell fehlerbehaftete Vorhersage der Windgeschwindigkeiten, sondern auch durch das Abschaltung von Windkraftanlagen durch den Netzbetreiber aus Gründen der Netzstabilität. Für den Umgang mit dem grundsätzlichen Problem der Abweichung zwischen Vorhersage und Einspeisung ist deren Ursache aber nicht von Belang.



kapazität erforderlich. Zum Vergleich: Das größte deutsche Pumpspeicher-Kraftwerk Goldisthal fasst knapp rund 8.500 MWh.

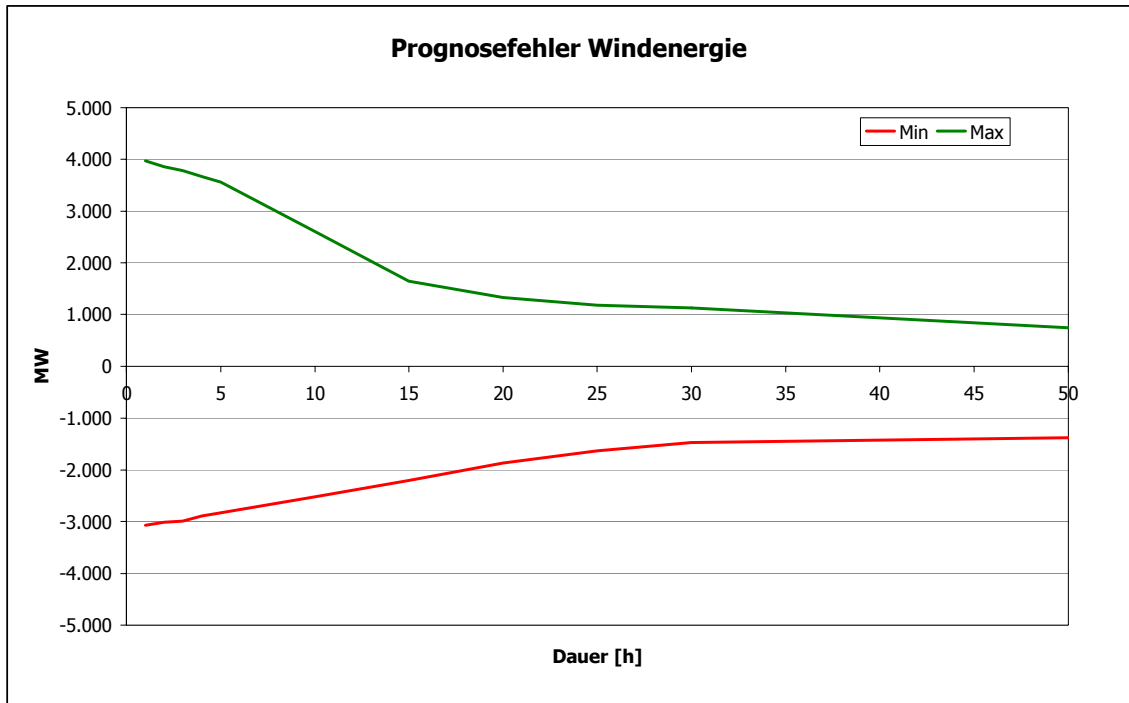


Abbildung 27: Größte positive und negative Abweichung der über die betrachtete Periode gemittelten eingespeisten Windenergieleistung von der Prognose in Abhängigkeit von der Länge der betrachteten Periode (eigene Berechnung für das Untersuchungsgebiet in 2006)

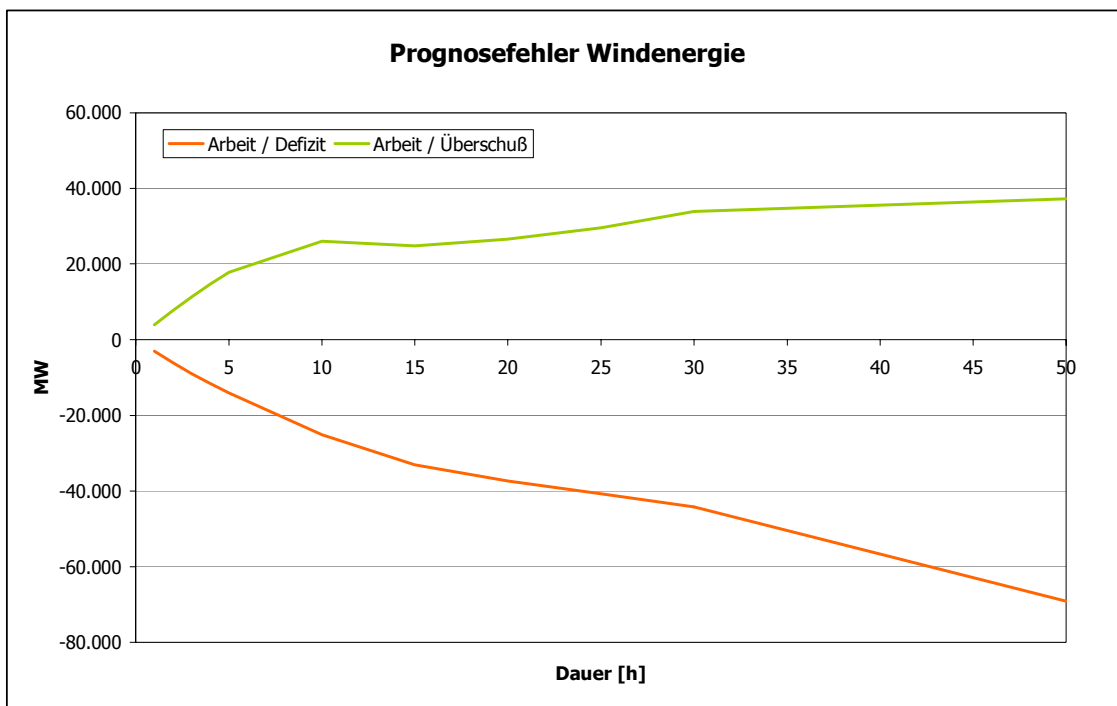


Abbildung 28: Größter Überschuss und größtes Defizit der Windenergieeinspeisung (Arbeit) gegenüber der Prognose in Abhängigkeit von der Dauer der betrachteten Periode (eigene Berechnung für das Untersuchungsgebiet in 2006)

Wie Tabelle 31 zeigt, liegt die Schwankung der Last zwischen zwei Stunden in einer Größenordnung von +/- 2 GW. Die Windenergieeinspeisung kann sich innerhalb einer Stunde um +/- 1 GW ändern.

Tabelle 31: Zeitliche Schwankungen von Last und Windenergieeinspeisung im Untersuchungsgebiet (eigene Berechnung)

Stundenwerte	Last	Windenergie	Restlast (Last - Windenergie)
max. Abnahme [MW]	- 1.588	- 955	- 1.627
max. Zunahme [MW]	2.108	1.028	2.047

Anmerkung: Die Extremwerte für Last und Windenergie treten nicht gleichzeitig auf. Daher ergeben sich die Maxima für die Restlast nicht als Summe der beiden anderen Werte.

Abbildung 29 zeigt die Verteilung der kurzfristigen Fluktuationen von Last und Windenergie. Mit „delta Last“ ist dabei die Differenz der Last in Periode t+1 und derjenigen in Periode t bezeichnet. Gleiches gilt für die Windenergieeinspeisung (WE) und die Rest-Last (Last - WE). Die Grafik zeigt, wie häufig die jeweilige Lastsituation im Laufe eines Jahres mit insgesamt 8.760 Stunden auftritt.

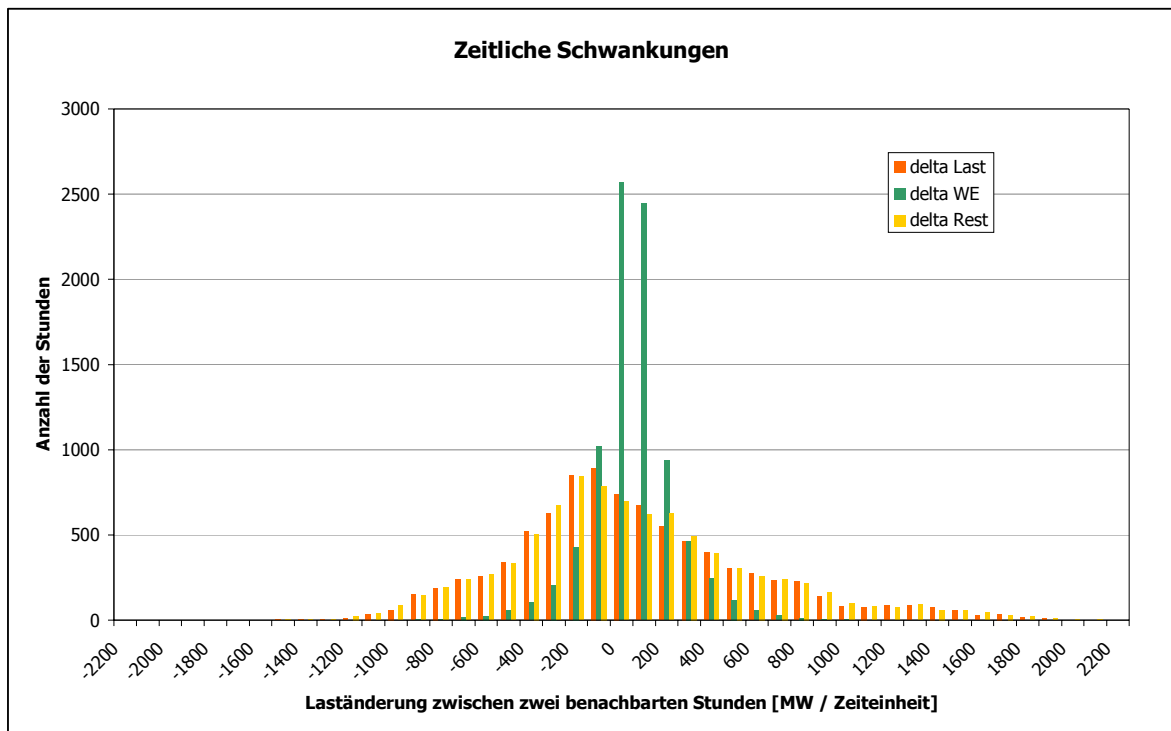


Abbildung 29: Verteilung der Änderung von Last und Windenergieeinspeisung von einer Stunde zur nächsten im Untersuchungsgebiet (eigene Berechnung)

Dabei fällt auf, dass die Schwankungen der Last deutlich größer sind als die Fluktuationen der Windenergie. Selbst die synthetischen Lastkurven aus Abbildung 22 weisen Veränderungen von einer Stunde zur nächsten von -5 bis $+7$ GW auf. Trotzdem stellen die der Schwankungen der Windenergie eine technische Herausforderung dar, weil diese oft unvorhergesehen auftreten, während die Laständerungen in vielen Fällen vorhersehbar sind. Besonders kritisch sind dabei Zeiten sehr starken Windes, weil ab einer kritischen Grenze u. U. alle Windkraftanlagen einer Region mehr oder weniger gleichzeitig vom Netz genommen werden müssen, um mechanische Schäden zu vermeiden. In diesen Situationen könnte schnell reagierenden Pumpspeicherwerken eine besondere Bedeutung zukommen, deren Ausbaupotential jedoch beschränkt ist. Für Druckluftspeicher steht wie erwähnt eine Potentialanalyse noch aus. Darüber hinaus wird von Seiten der Windkraftindustrie darauf hingewiesen, dass eine Überarbeitung der Netzanschlusskriterien einen deutlichen Beitrag zur Lösung des Problems leisten könnte.

Abbildung 30 zeigt die Verteilung von Last und Windenergieeinspeisung im Untersuchungsgebiet. Die Grafik zeigt, wie häufig die jeweilige Lastsituation im Laufe eines Jahres mit insgesamt 8.760 Stunden auftritt. Dabei fällt auf, dass in nahezu 50 % aller Stunden des Jahres 2006 weniger als 10% der installierten Windenergiekapazität verfügbar war. Allerdings konnte die Windenergie die Leistungsspitzen um rund 2 GW reduzieren. Insgesamt wurden 15% des Stroms im Untersuchungsgebiet durch Windkraft erzeugt.

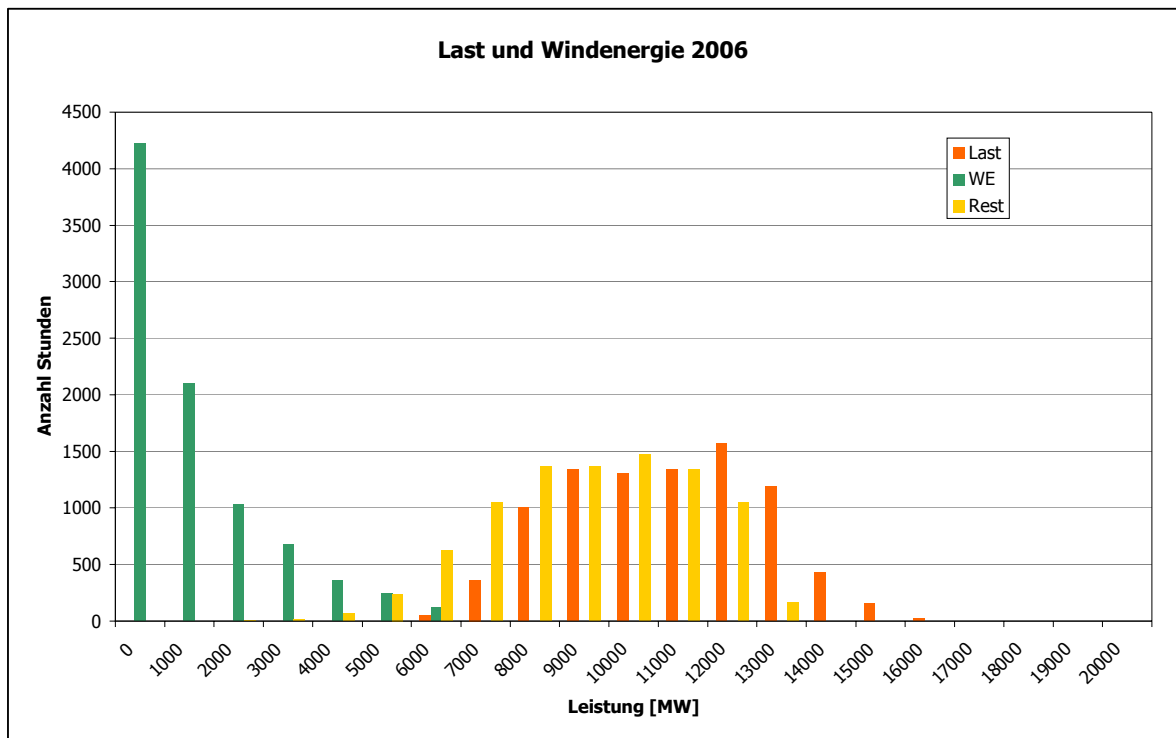


Abbildung 30: Verteilung von Last und Windenergieeinspeisung im Untersuchungsgebiet in 2006 (eigene Berechnung)

7.4.3 Ergebnisse für 2020

Es wird erwartet, dass die onshore installierte Windkraft-Kapazität von 9 GW in 2006 bis 2020 lediglich auf 10,7 GW anwächst. Bei der Analyse der Fluktuationen werden die Daten zur Stromproduktion aus dem Jahre 2006 daher mit dem Faktor 1,2 skaliert.

Für die in 2020 erwartete offshore-Leistung von 12 GW ist die Vorgehensweise wie folgt: Mit Hilfe von Prognose-Daten des DWD wurden die Windgeschwindigkeiten für den Offshore-Windpark Borkum-West in 2006 rekonstruiert. Mit Hilfe des Strommarkt-Modells „deeco-s“ wurde der Output der Windkraftanlagen simuliert, wobei eine Enercon Anlage mit 4,5 MW zugrunde lag.

Die Prognosefehler konnten nicht untersucht werden, da dem DWD keine entsprechenden Messdaten vorlagen.

Abbildung 31 zeigt, dass die Verteilung der Laständerungen zwischen zwei benachbarten Stunden deutlich breiter wird als in Abbildung 29, d.h. es wird erheblich mehr Regelenergie benötigt. Es gilt: $\Delta x = x(t+1) - x(t)$.

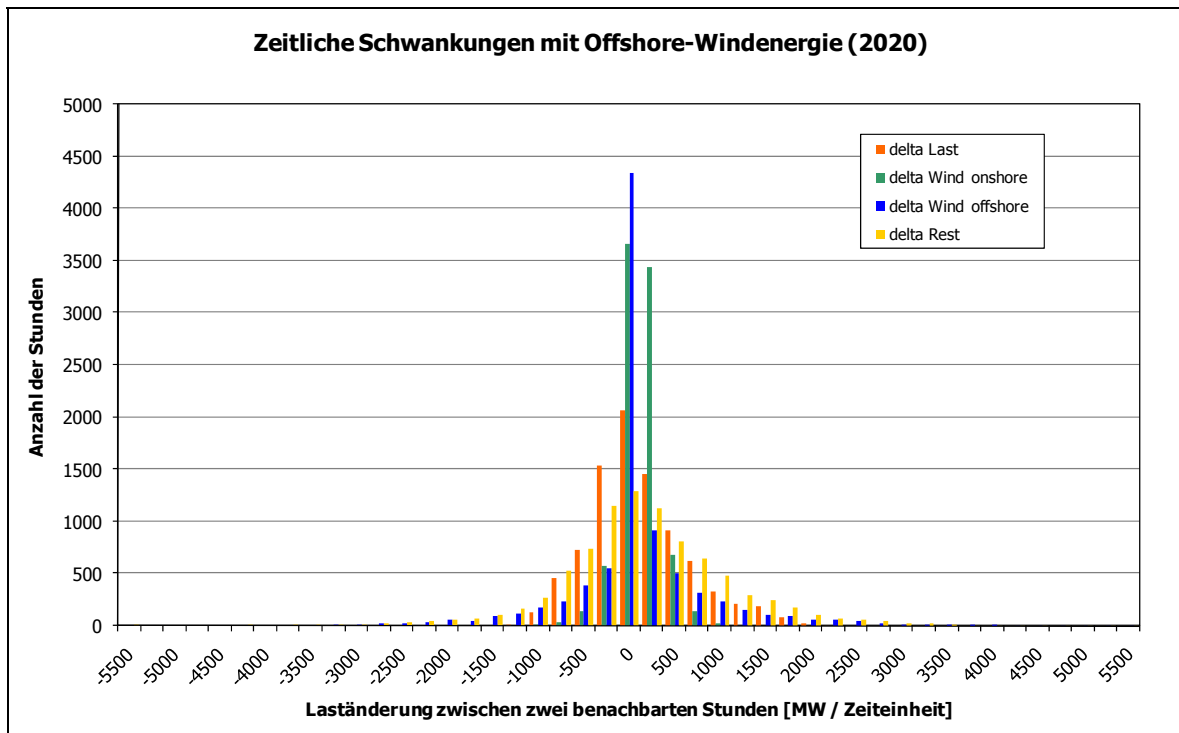


Abbildung 31: Zeitliche Schwankungen der Einspeisung aus Windenergie und der Last in 2020 (eigene Berechnungen)

Abbildung 32 zeigt die Verteilung von Last und Windeinspeisung im Jahr 2020 mit den oben genannten Kapazitäten für die Windenergie. Es gibt dabei rund 1.900 Stunden, in denen die Stromerzeugung aus Windenergie die Nachfrage im Untersuchungsgebiet übersteigt. Dabei treten Werte von bis zu 7 GW auf. Weiterhin gibt es immer noch mehr als 2.000 Stunden mit sehr geringer Windeinspeisung.

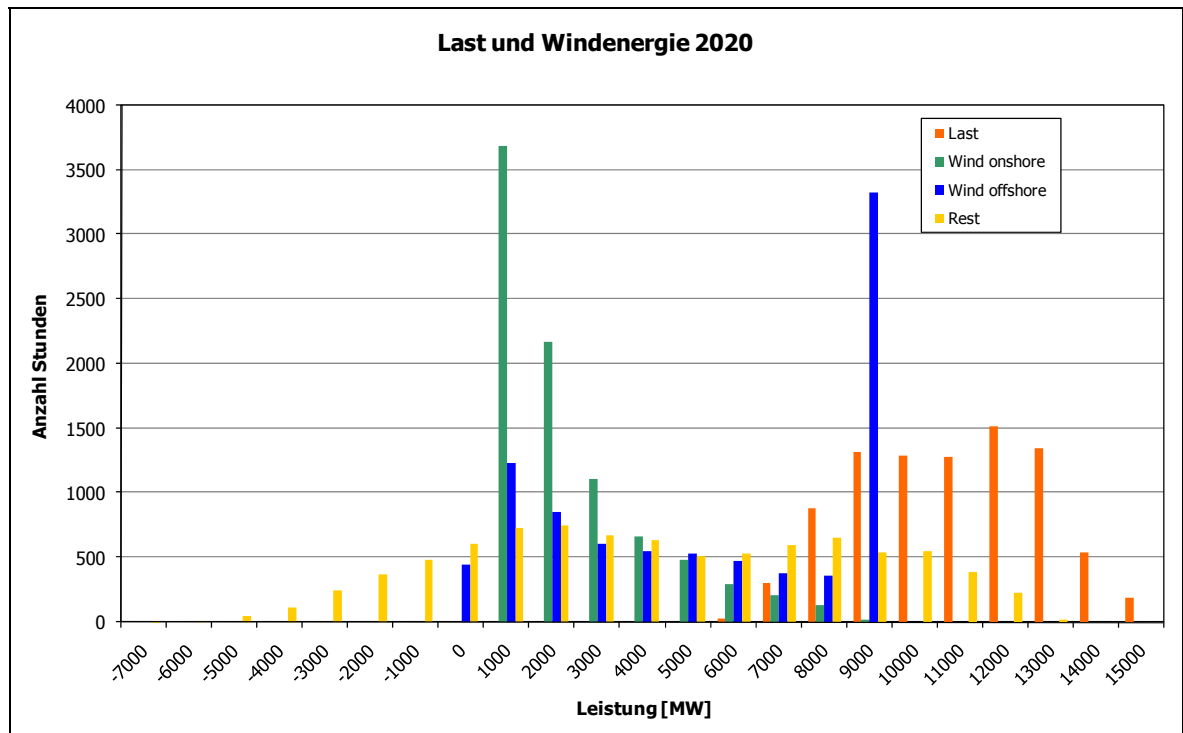


Abbildung 32: Verteilung der Windenergieeinspeisung und der Last im Jahr 2020 (eigene Berechnung)

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung des Speicherbedarfs in Abhängigkeit von der installierten Windenergiekapazität, wenn der Strom aus Windkraft ausschließlich im Untersuchungsgebiet genutzt werden würde und die Anlagen nicht abgeregelt werden sollten. Alle Kurven setzen auf der heute installierten Leistung von 9 GW onshore auf.

Dabei ist zu erkennen, dass mit der Kapazität von 9 GW im Jahr 2006 noch keine Probleme auftreten. Kurz nach diesem Punkt werden jedoch in zunehmendem Maße Speicher erforderlich. Dabei wächst die Ladekapazität linear während das Speichervolumen quadratisch mit der installierten Leistung ansteigt, da es sich aus dem Integral der Leistung über die Zeit ergibt.

Zunächst verlaufen die Kurven für das Speichervolumen sowohl für onshore- als auch für offshore-Anlagen sehr flach, um dann drastisch anzusteigen. Die dabei scheinbar entstehenden Knickstellen in den Kurven ergeben sich aus der Tatsache, dass die zugrunde liegende Parabel hier nur durch eine Reihe von Stützpunkten beschrieben wird. Es bleibt festzuhalten, dass für offshore Windkraft das erforderliche Speichervolumen bereits kurz nach Erreichen der für 2020 erwarteten installierten Leistung von 12 GW sehr stark ansteigt. Für onshore Windkraft wird dieser Punkt erst bei ca. 18 GW zusätzlicher Leistung gegenüber 2006 erreicht.

Um den Überschuss an Windenergie im Untersuchungsgebiet im Jahr 2020 zu speichern, wären Speicher mit dem 15-fachen Volumen des Pumpspeicherwerks Goldisthal erforderlich. Bei einem weiteren Ausbau um 50% oder 6 GW würde das benötigte Speichervolumen bereits mehr als das 300-fache desjenigen von Goldisthal betragen.

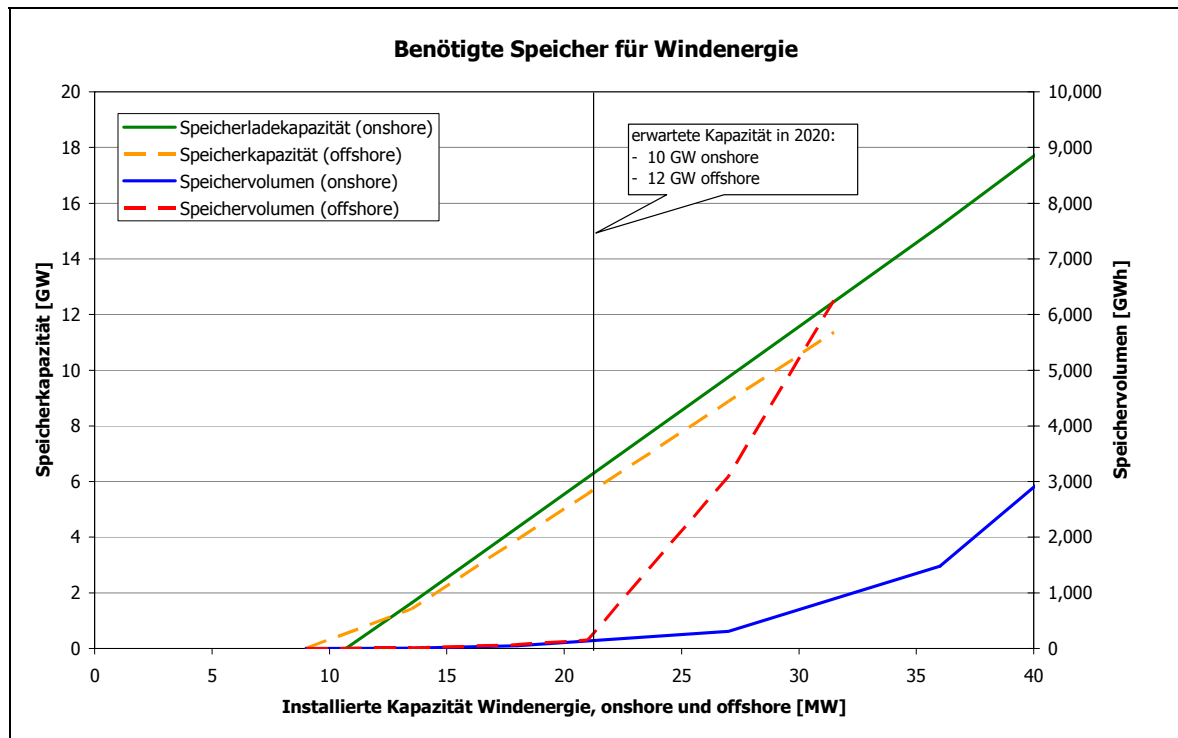


Abbildung 33: Benötigte Speicherladeleistung und -kapazität in 2020 (eigene Berechnung)

7.5 Schlussfolgerungen

Bei einem weiteren Ausbau der Windenergie im Untersuchungsgebiet wird es zu Situationen kommen, in denen das Stromangebot die Nachfrage deutlich übersteigt. In der Realität würde der Überschuss ins Landesinnere exportiert, sofern die Leitungskapazitäten dafür ausreichen. Die DENA-Netz-Studie hat den Ausbaubedarf im Netz für verschiedene Szenarien bestimmt (DENA 2005). Es sei jedoch an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass mit dem Netzausbau wegen der langen Vorlaufzeiten umgehend begonnen werden muss, wenn die Kapazitäten rechtzeitig zur Verfügung stehen sollen.

In dieser Studie sollte jedoch überlegt werden, ob eine Nutzung des Stroms aus erneuerbaren Energien im Untersuchungsgebiet selbst möglich ist.

Wenn die Leistungs- und Arbeitsüberschüsse und -defizite über Speicher ausgeglichen werden sollen, sind dafür sehr große Speichervolumina erforderlich, die – neben der Frage, ob es dafür ausreichend technisches Potential gibt – mit sehr hohen Investitionen verbunden wären. Ob diese im Vergleich zu konventionellen Alternativen wirtschaftlich wären, bedarf der weiteren Untersuchung.

Gleichzeitig wird sich die Situation bei der gesicherten Leistung nicht entscheidend verbessern. Ohne Speicher sind hier konventionelle Reservekapazitäten vorzuhaltend. Wenn diese ohnehin vorhanden wären, können sie auch zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen herangezogen werden. Dabei ist darauf zu achten, dass genügend Anlagen verfügbar sind, deren Leistung sich schnell anpassen lässt. Dies spricht eher für den Ausbau von Gas- als von Kohlekraftwerken.



Probleme können bei sehr schnellen Änderungen der Einspeisung auftreten. Diese müssen über sehr schnell reagierende Regelkapazitäten abgefangen werden. Dafür kommen insbesondere Pumpspeicher und Druckluftspeicher, aber auch Lastmanagement in Frage. Die erforderlichen Kapazitäten bewegen sich in der Größenordnung von einigen GW und sind teilweise bereits vorhanden. Je nachdem wo die Speicher errichtet werden können, ist außerdem eine Verstärkung der Netzkapazitäten erforderlich. Das Potential für Pumpspeicher im Untersuchungsgebiet ist vernachlässigbar. Die Möglichkeiten zur Einrichtung von Druckspeichern in Norddeutschland sollten durch Erstellung eines entsprechenden Katasters genauer untersucht werden. Außerdem sollte geprüft werden, ob die Einbeziehung von PV-Anlagen und Biomasse- bzw. Biogas-Kraftwerken die Ergebnisse deutlich verändert. Durch die stärkere Sonneneinstrahlung im Sommer, in dem der Wind im Jahresvergleich am schwächsten weht, könnten PV-Anlagen hier wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Biomasse und Biogas sind prinzipiell speicherbar. Allerdings werden sich die Betreiber nur dann auf einen Beitrag zum Lastmanagement einlassen, wenn der Einsatz ihrer Kraftwerke durch die Verfügbarkeit des Brennstoffes ohnehin begrenzt ist. Ansonsten werden sie versuchen, ihre Kraftwerke so häufig wie nach den Regeln des Marktes möglich zu betreiben. Es sollte außerdem überlegt werden, ob und wie das oben diskutierte kontinuierliche Lastmanagement eine größere Rolle spielen könnte.



8. Zusammenfassende Diskussion der Gesamtentwicklung

8.1 Erzeugungskapazitäten und erzeugte Strommengen

Werden die in den vorherigen Kapiteln diskutierten Einzelentwicklungen zusammen gebracht, so ergibt sich die Gesamtprognose für Norddeutschland. In Abbildung 34 ist die Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten, in Abbildung 35 die der Stromerzeugung differenziert nach Energieträgern bzw. Techniken dargestellt.

Es sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass sich aus methodischen Gründen unter den nach Energieträgern differenziert dargestellten Bestandskapazitäten auch diejenigen KWK-Bestandsanlagen, die im Betrachtungszeitraum nicht außer Betrieb genommen oder modernisiert werden. Umgekehrt gibt es Erdgas- und Kohle-Kapazitäten bei den modernisierten bzw. neu gebauten KWK-Anlagen sowie den noch ungeplanten fossilen Kapazitäten, da hier nicht nach Energieträgern differenziert werden konnte.

Weiterhin wird über die möglichen bzw. zu erwartenden Wechselwirkungen, die der Ausbau der einzelnen Techniken untereinander verursachen kann, nicht in der Form spekuliert, dass einzelne Prognosewerte herauf- oder herabgesetzt sind; stattdessen erfolgt eine Bewertung der Gesamtprognose in den folgenden Textpassagen. Aber es ist klar, dass es vielfältige Abhängigkeiten gibt, die sich aus der Konkurrenzsituation ergeben, aber auch aus dem jeweiligen Effekt im Grund-, Mittel- und Spitzenlastbereich.

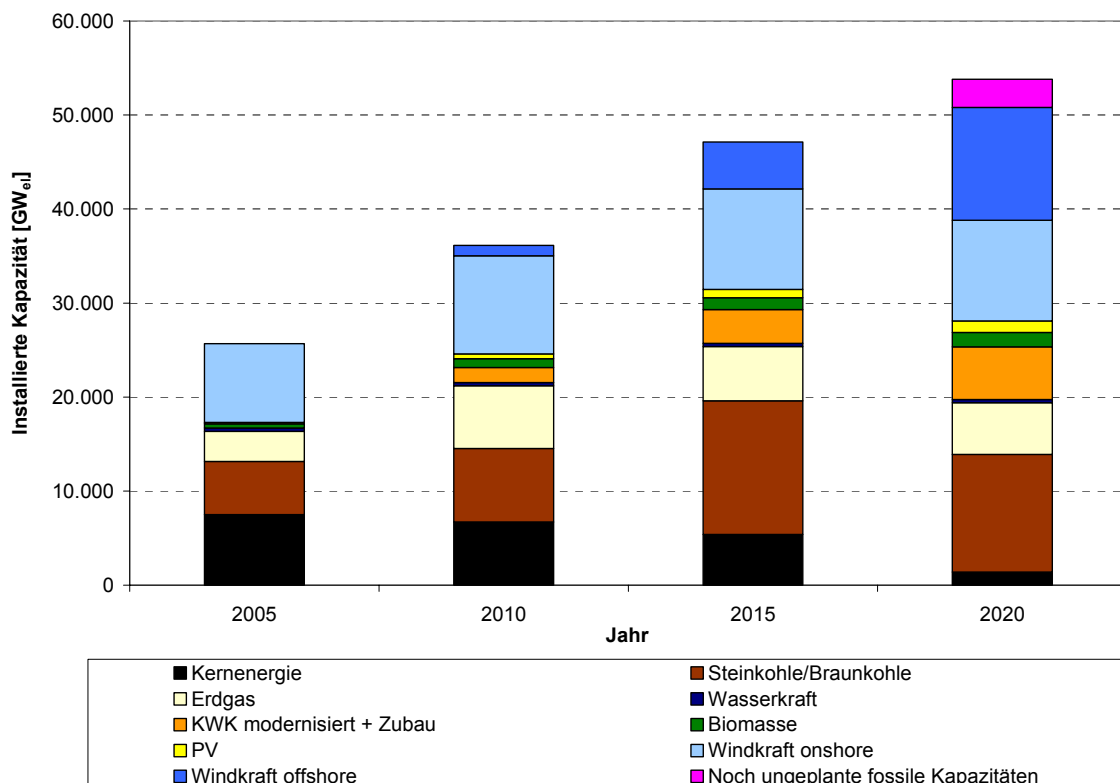


Abbildung 34: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten in Norddeutschland

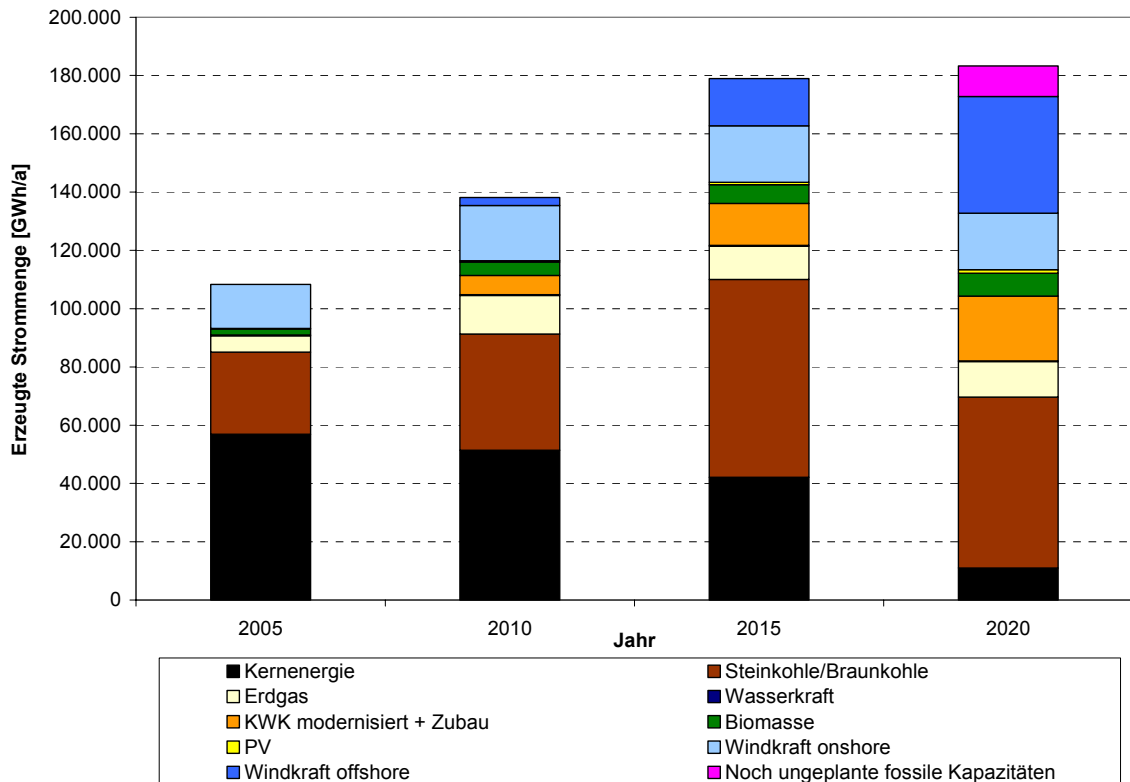


Abbildung 35: Entwicklung der Stromerzeugung in Norddeutschland

Zunächst lassen sich aus den dargestellten Entwicklungen folgende Merkmale herausarbeiten:

- Die in Norddeutschland installierten Stromerzeugungskapazitäten steigen enorm an. Im Jahr 2020 sind nach diesem Szenario mehr als doppelt so hohe Kapazitäten zu verzeichnen wie im Jahr 2005.
- Verbunden mit dieser Entwicklung ist eine erhebliche Vergrößerung der erzeugten Strommenge; sie steigt zwischen 2005 und 2020 um etwa 69 % an.
- Der Anteil der Kapazitäten, die sich aus regenerativen Energiequellen speisen, erhöht sich deutlich. Während er in 2005 noch bei rund 36 % liegt, errechnet er sich für 2020 bereits zu rund 48 %. In 2020 repräsentieren allein die Windkraftanlagen bereits 42 % der vorhandenen Kapazitäten - sie beeinflussen also die Entwicklung ganz maßgeblich.
- Aus dieser Entwicklung ergibt sich ein erhöhter Bedarf an Regelenergie. Der Anlagenmix in 2020 wirft zumindest bei dieser lokalen Betrachtung die Frage auf, ob die Zusammenstellung der sicher verfügbaren Kapazitäten geeignet ist, um den hohen Anteil an fluktuierenden Strommengen, speziell der Windkraftanlagen, mit einer ausreichenden Regelbarkeit ausgleichen zu können.
- In diesem Zusammenhang wird auch der Bedarf an Speichermöglichkeiten erheblich zunehmen. Das Potential, diese aus neuen Pumpspeicherwerken zu beziehen, ist im Untersuchungsgebiet vernachlässigbar. Das Potential für Druckluftspeicher sollte näher untersucht werden. Damit Lastmanagement einen Beitrag zur Regelung leisten kann, sind neue Anreizstrukturen erforderlich.



- Der Anteil der aus regenerativen Energiequellen gespeisten Kapazitäten an der erzeugten Strommenge wächst noch stärker: von rund 16 % in 2005 auf rund 38 % in 2020, also auf mehr als das Doppelte. Entsprechend ist auch hier der Windstrom dominierend (33 % an der Gesamtstrommenge).
- Ein wesentlicher Grund für die zuletzt genannte Entwicklung ist der deutliche Rückgang der aus Kernkraftwerken stammenden Strommenge. Aufgrund der sehr hohen Volllaststunden wirkt sich dieser Rückgang bei den Strommengen spürbar stärker aus als bei den Kapazitäten. Umgekehrt ist es bei den Windkraftanlagen: diese weisen deutlich geringere Volllaststundenzahlen als konventionelle Anlagen aus, woraus ein höherer Kapazitäts- als Mengenanteil resultiert.
- Demzufolge geht die mittlere Volllaststundenzahl aller installierten Kapazitäten im Betrachtungszeitraum von ca. 4.220 h/a auf 3.410 h/a zurück.

8.2 Vergleich der erzeugten mit den verbrauchten Strommengen

Zur Erweiterung der Beurteilungsmöglichkeiten ist in Abbildung 36 die Stromerzeugung einerseits der Prognose der Stromnachfrage in Norddeutschland gemäß Kapitel 3 und andererseits nach Umsetzung der Endergieeffizienzrichtlinie gemäß Kapitel 6 gegenübergestellt.

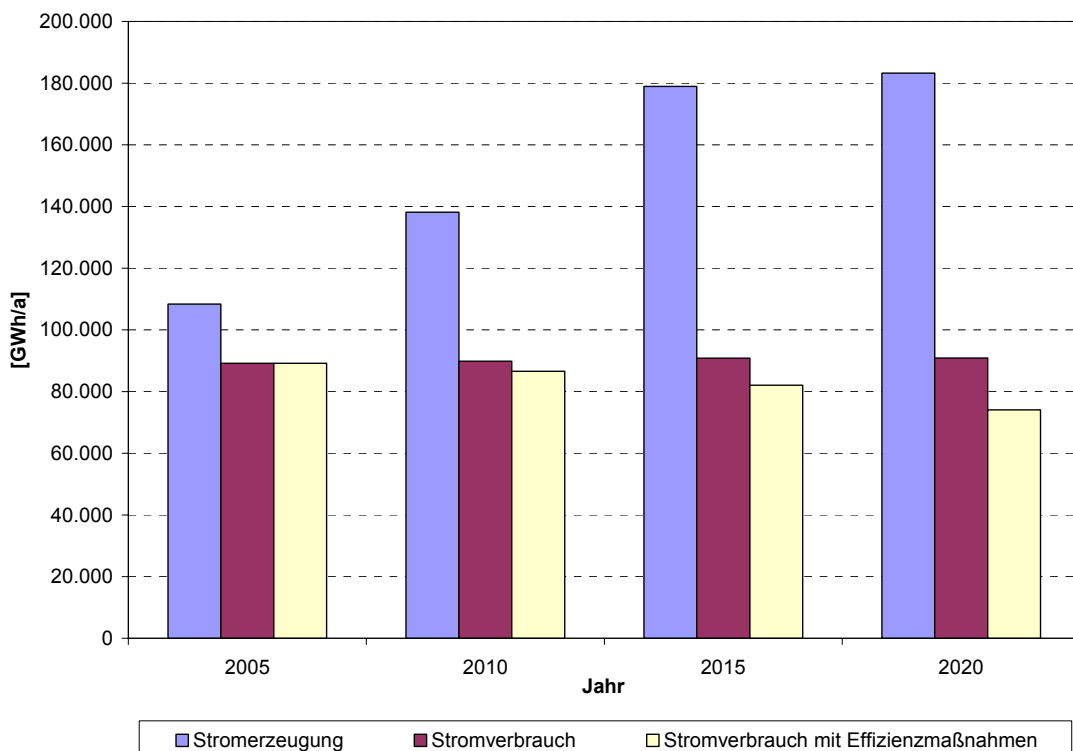


Abbildung 36: Entwicklung von Stromerzeugung und -nachfrage in Norddeutschland



Ergänzend sind jetzt folgende Aspekte festzuhalten:

- Im Gegensatz zu der steigenden Stromproduktion bleibt die -nachfrage zwischen 2005 und 2020 fast konstant bzw. sie sinkt sogar um 13 %, wenn die Endenergieeffizienzrichtlinie umgesetzt wird.
- Bereits in 2005 ist eine Überproduktion von Strom in Höhe von etwa 21 % zu verzeichnen. Diese steigt sukzessive an und erreicht in 2020 einen Wert von rund 102 %; d. h., es wird dann in Norddeutschland doppelt so viel Strom erzeugt wie regional benötigt wird. Bereits in 2015 beträgt die Überdeckung rund 97 %. Dabei ist eine Verbrauchsreduktion durch die Energieeffizienzrichtlinie noch nicht berücksichtigt. Wird alternativ dieser Pfad zum Vergleich herangezogen, so beträgt die Überdeckung in 2010 bereits 60 %, in 2020 wird sogar das 2,5fache der benötigten Strommenge produziert.
- Der Anteil der aus Windkraftanlagen bereitgestellten Strommenge entspricht mengenmäßig im Jahr 2020 etwa zwei Drittel des gesamten Stromverbrauches in Norddeutschland.

8.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen

Im Rahmen dieses Gutachtens werden nur die CO₂-Emissionen betrachtet, die sich durch die Stromerzeugung ergeben. Eine Ausnahme stellt die KWK dar, für die Wärmegutschriften zu berücksichtigen sind.

Die Struktur des Kraftwerksbestandes im Norddeutschen Raum wird sich bis 2020 hinsichtlich der Anteile verschiedener Primärenergieträger grundlegend verändern:

- Der größte Teil derjenigen Kernkraftwerkskapazitäten, die vergleichsweise geringe CO₂-Emissionen aufweisen, nämlich der Kernenergie, werden bis 2020 vom Netz gehen.
- Es werden in erheblichem Umfang fossile Kraftwerksleistungen zugebaut, nach dem derzeitigen Planungsstand überwiegend auf Basis von Steinkohle (knapp 60 %) und Erdgas (ca. 35 %).
- Andererseits werden die aus erneuerbaren Energien gespeisten Kapazitäten, die mit geringen CO₂-Emissionen behaftet sind, stark anwachsen, insbesondere die Windenergie.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie sich diese Veränderungen des Kraftwerksparks auf die CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung auswirken werden. Auf der Basis der in Abschnitt 8.1 dargestellten Stromerzeugung werden hierzu unter Berücksichtigung der Emissionsfaktoren der verschiedenen Primärenergieträger und Wandlungstechniken die CO₂-Emissionen im Zeitraum bis 2020 abgeschätzt. Dabei werden als Emissionsfaktoren die Angaben von [Öko-Institut, 2007] sowie eigene Berechnungen zugrunde gelegt. Die benutzten spezifischen Emissionsfaktoren sind in Tabelle 32 zusammengestellt und beinhalten die Prozesskette.

Die Prozesskette wird mit bilanziert, damit einerseits alle CO₂-Emissionen vollständig erfasst sind und u. a. die Kernenergie angemessen, d. h. nicht als emissionsfrei berücksichtigt wird. Damit werden die Emissionen aus den Vorketten, die zumeist an anderen Orten anfallen, gedanklich nach Norddeutschland importiert. Diese machen allerdings bei den für die CO₂-Emissionen dominierenden Energieträgern Braun- und Steinkohle (vergleiche



Abbildung 38 weiter unten im Text) nur rund 3,5 % bzw. 8 % aus, sind also sehr klein gegenüber den aus der Stromerzeugung direkt resultierenden Emissionen.

Tabelle 32: Spezifische CO₂-Emissionen verschiedener Stromerzeugungsoptionen (inkl. vorgelagerter Prozesse und Stoffeinsatz zur Anlagenherstellung)

Strom aus:	CO ₂ -Emissionen [g/kWh _{el}]
AKW (Uran nach Importmix)	31
Import-Steinkohle-Kraftwerk	897
Import-Steinkohle-Heizkraftwerk	508
Braunkohle-Kraftwerk	1.142
Braunkohle-Heizkraftwerk	703
Erdgas-GuD-Kraftwerk	398
Erdgas-GuD-Heizkraftwerk	116
Biomasse (Durchschnitt) *	0,5
Wind Park onshore	23
Wind Park offshore	22
Wasser-Kraftwerk	39
Solarzelle (multikristallin)	89
KWK-Zubau *	422
Müll *	530

Quellen: [Öko-Institut, 2007], * eigene Berechnungen

Wie in Abschnitt 4.5 (Ausbaupfad der KWK) dargestellt, findet sich im fossilen Kraftwerksbestand auch ein Anteil an KWK-Erzeugung. Dieser wurde bei der Abschätzung der CO₂-Emissionen entsprechend der eingesetzten Primärenergieträger gemäß den Emissionsangaben aus Tabelle 32 für die verschiedenen KWK-Anlagen einbezogen. In der zeitlichen Entwicklung wird somit auch das Ausscheiden alter KWK-Kapazitäten berücksichtigt.

Der Ausbau der KWK-Kapazitäten erfolgt zum einen durch Zubau von KWK-Anlagen, zum anderen durch Bestanderneuerung (siehe Abschnitt 4.5). Da die Wärme (es handelt sich dabei vor allem um Raumwärme, Warmwasserbereitung; Prozesswärme nur auf niedrigem Temperaturniveau), lokal/regional genutzt und damit eine alternative Wärmeenergieerzeugung und die damit verbundenen Emissionen verdrängt, sind diese in Form einer Wärmeergutschrift mit zu bilanzieren.

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen emissionsrelevanten Faktoren wird für den Ausbau der KWK ein durchschnittlicher spezifischer Emissionsfaktor wie folgt ermittelt:

1. Beim Zubau von KWK-Anlagen wird angenommen, dass diese zu 70 % mit Erdgas und zu 30 % mit Steinkohle betrieben werden. Für die Wärmeergutschriften wird für



die alternative Wärmebereitstellung in modernen Heizanlagen von einem Anteil von 65 % Erdgas und 35 % Heizöl ausgegangen²⁴.

2. Bei der Bestandserneuerung werden Altanlagen durch neue Anlagen mit deutlich verbesserter Stromkennzahl ersetzt. Dadurch werden bei einer gleich bleibenden Wärmekapazität höhere elektrische Kapazitäten und höhere Jahresstrommengen erreicht. Der Wegfall der Altanlagen (und der ihnen zugeordneten Wärmegutschriften) ist bereits bei der Abschätzung der Entwicklung der CO₂-Emissionen aus Bestandsanlagen berücksichtigt. Für die Ermittlung der CO₂-Emissionen aus den neuen Ersatzanlagen wird angenommen, dass aufgrund der fortgesetzten Nutzung der bestehenden Energieträger-Infrastruktur bei der Hälfte der Anlagen der Energieträgermix des Bestandes beibehalten wird (rund 2/3 Steinkohle und 1/3 Erdgas), beim Rest Neuanlagen im oben aufgeführten, zu Erdgas verschobenen Mix zum Einsatz kommen. Die Berechnung der Wärmegutschrift erfolgt entsprechend des oben dargestellten Verhältnisses von Referenz-Heizanlagen.

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Mengenanteile von „Zubau“ und „Bestandserneuerung“ (siehe Abbildung 14) ergibt sich so ein durchschnittlicher spezifischer CO₂-Emissionsfaktor 422 g/kWh für den KWK-Ausbau, der im Betrachtungszeitraum nur sehr gering schwankt.

Für die bis 2020 zugebauten Biomasseanlagen können derzeit noch keine Aussagen über die eingesetzte Technik – und damit über die genauen Emissionsfaktoren – gemacht werden. Daher wird hier ein Durchschnittswert für die bei GEMIS [GEMIS, 2004] berücksichtigten Techniken angesetzt. Die hiermit verbundenen Ungenauigkeiten sind jedoch in Anbetracht des auch in 2020 noch geringen Beitrags der Biomasse (< 5 % an der Stromerzeugung) in Kombination mit den extrem niedrigen Emissionsfaktoren im Rahmen der vorliegenden Untersuchung vollkommen vernachlässigbar.

Die Abschätzung der CO₂-Emissionen aus Stromerzeugung auf Basis von Müll ist problematisch, da bei den meisten Anlagen nicht nur biogener Müll, sondern eine Mischung aus biogenen und nicht-biogenen Müllfraktionen eingesetzt wird. Diese Anteile können von Anlage zu Anlagen deutlich variieren. Angaben zur Stromerzeugung aus Müll sowie dem Anteil des biogenen Mülls und den hierdurch erzielten CO₂-Reduktionen liegen für eine Anlage der swb AG vor [swb Erzeugung, 2006]. Demnach kann von spezifischen CO₂-Emissionen von 530 g/kWh_{el} ausgegangen werden. Dieser Wert wird bei der Abschätzung der Emissionen zugrunde gelegt; auf eine detailliertere Untersuchung kann verzichtet werden, da der in der Studie berücksichtigte Anteil der Stromerzeugung aus Müll sehr gering ist (< 0,5 %).

Mit den in Tabelle 32 genannten spezifischen Emissionsfaktoren sowie den Ergebnissen für die Entwicklung der Stromerzeugung in der untersuchten Region ergibt sich die in Abbildung 37 dargestellte Entwicklung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung in Norddeutschland bis 2020.

²⁴ Derzeit hat Erdgas einen Anteil von 45,4 % an der Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser, Heizöl von 33,4 %. Der Rest entfällt auf Fernwärme (8,5 %), Strom (4,1 %), Kohle (1,9 %) und sonstige Energieträger (6,7%) (Stand 2005). [BMWI, 2007] Es wird erwartet, dass bei neuen Heizanlagen, die durch Fernwärme ersetzt werden könnten, in Zukunft verstärkt Erdgas zum Einsatz kommt und der Anteil des Erdöls zurückgehen wird. Neben Erdgas und Heizöl werden bei der Berechnung der Wärmegutschrift keine weiteren Energieträger berücksichtigt, da diese eine untergeordnete Rolle spielen und die relativ große Unsicherheit, die der Ausbauprognose implizit anhaftet, eine genauere Rechnung nicht rechtfertigt.

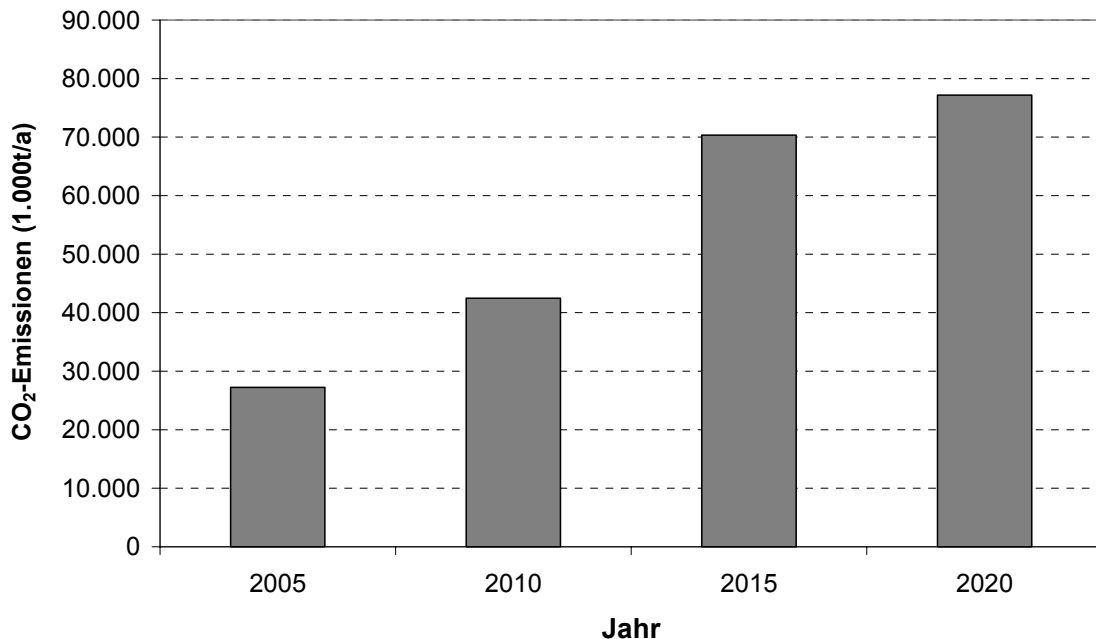


Abbildung 37: Entwicklung der CO₂-Emissionen in Norddeutschland bis 2020

Erwartungsgemäß steigen die CO₂-Emissionen im Betrachtungszeitraum deutlich an. Jedoch ist der Anstieg noch erheblich größer als die Zunahme der Stromerzeugung: Während die Stromerzeugung im Untersuchungsgebiet von 108.330 GWh (2005) auf 183.270 GWh (2020) um ca. 70 % zunimmt, sind die CO₂-Emissionen in 2020 fast dreimal so hoch wie in 2005 (+ 182 %). Dies ist bedingt durch den starken Ausbau fossiler Kraftwerkskapazitäten und hier vor allem der Steinkohlekraftwerke.

Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass durch den Export von Strom aus Norddeutschland nach Mittel- und Süddeutschland anteilig auch CO₂-Emissionen exportiert werden, die von der hier dargestellten Bilanz wieder abzuziehen wären. Da es für die Region Norddeutschland kein eigenes CO₂-Reduktionsziel gibt, ist eine Verlagerung von Emissionen aus Süddeutschland nach Norden für sich allein kein Problem, denn es geht aus bundespolitischer Sicht weniger um die Region der Entstehung von Emissionen als um die Gesamtbilanz für Deutschland. Dieser Abzug von Emissionsmengen unterbleibt aber an dieser Stelle, da nicht darüber spekuliert werden soll, in welchem Maße ein Stromexport nach Mittel- und Süddeutschland oder die angrenzenden Nachbarstaaten erfolgt; dies hängt auch erheblich davon ab, ob die geplanten Kapazitäten auch tatsächlich so realisiert werden.

Abbildung 38 zeigt den Einfluss der verschiedenen Energieträger auf diesen dramatischen Anstieg der Emissionen im Untersuchungsgebiet.

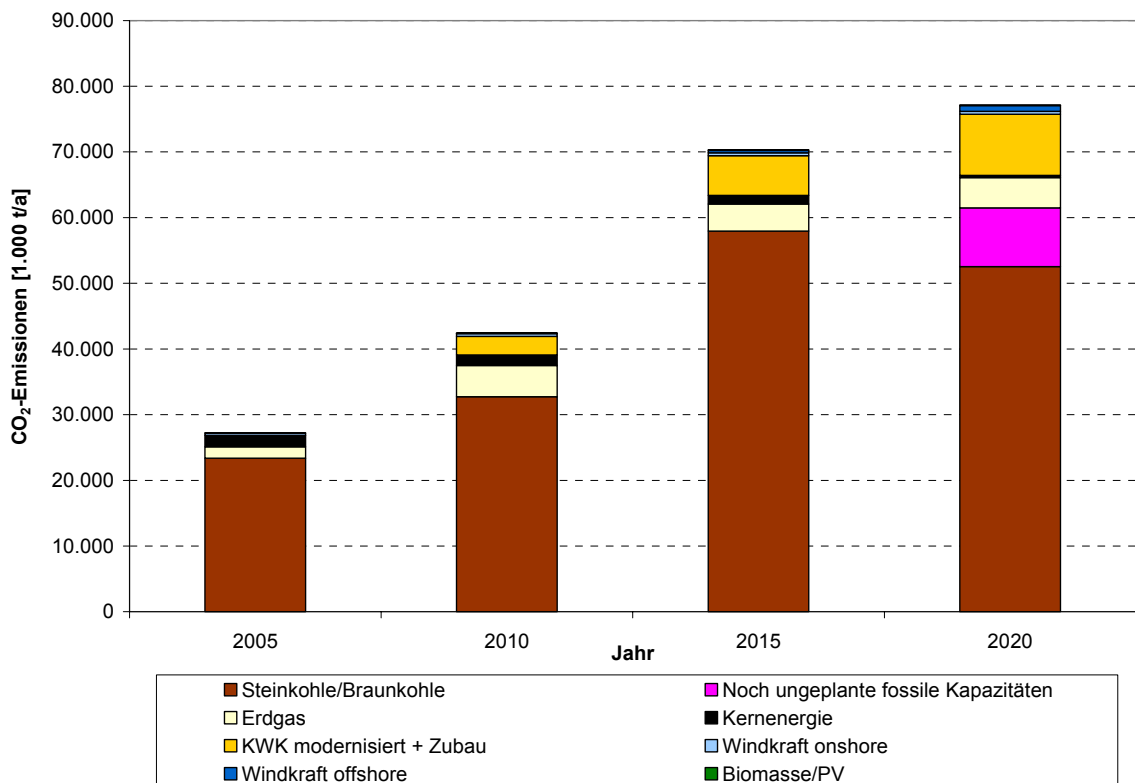


Abbildung 38: CO₂-Emissionen in Norddeutschland nach Energieträgern

Die Grafik belegt die dominante Rolle des Energieträgers Kohle, der sich anteilig auch noch in der KWK sowie den noch ungeplanten fossilen Kapazitäten findet. Aber auch der Ausbau der mit Erdgas gefeuerten Kraftwerke und KWK-Anlagen trägt nennenswert zur Zunahme der CO₂-Emissionen bei. Erneuerbare Energieträger spielen erwartungsgemäß bei der Entwicklung der CO₂-Emissionen keine Rolle.

Mit Blick auf den CO₂-Zertifikatehandel kann argumentiert werden, dass der Bau von Kohle-Kraftwerken in Ordnung ist, solange die Zertifikate am Markt gekauft werden und somit anderswo entsprechende Emissionsmengen einsparen. Dies entspricht dem Grundgedanken des Systems – jedoch sind die genaue Ausgestaltung, der Gesamtumfang der ausgegebenen Zertifikate und die vielen Sonderregelungen von erheblicher Bedeutung. Zudem ist bei einer so massiven Kohle-Ausbauplanung mittel- bis langfristig mit einem sehr starken Anstieg der Zertifikatepreise zu rechnen, weil es dann keine kostengünstigen Minderungsoptionen in ausreichendem Maße gibt. Dies wird sich zunehmend restriktiv auf den Ausbau speziell von Kohlekraftwerken auswirken.

Dennoch stellt ein massiver Zubau von Kohlekraftwerken mit den entsprechend langen Laufzeiten ein Problem dar. Dieser ist vielleicht mit den derzeit formulierten Klimaschutzzielen noch in Einklang zu bringen, aber wohl kaum mit weitergehende Zielen, etwa den Weg einer 50 -80 %igen Reduktion, wie er von der Wissenschaft für erforderlich gehalten wird.



8.4 Fazit und Schlussfolgerungen

Was resultiert aus diesen Fakten nun für die Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland?

1. Norddeutschland kann nicht als Region isoliert betrachtet werden. Vor allem der Ausbau der Offshore-Windparks führt, wenn er wie geplant bzw. prognostiziert verläuft, zu einem so deutlichen Überangebot an Strom in dieser Region, dass eine regionale Lösung ausgeschlossen ist. Die Entwicklung macht klar, dass es einen erheblich wachsenden Stromtransport aus Norddeutschland in die angrenzenden Regionen (Mittel- und Süddeutschland) oder die europäischen Nachbarländer geben muss.
2. Die bestehende Netzstruktur kann durchaus den neuen Herausforderungen, die sich insbesondere durch den Ausbau der Windkraftanlagen ergeben, angepasst werden. Angesichts der langen Genehmigungs-, Planungs- und Umsetzungszeiten, die (zumindest bis heute) für den Bau von Hoch- und Höchstspannungsleitungen erforderlich sind, stellt sich allerdings die Frage des Windstromabsatzes schon heute mit großer Dringlichkeit. Hierzu müssen sehr schnell Konzepte und Lösungen entwickelt werden – nicht erst zu einem Zeitpunkt, wenn die Offshore-Windparks im großen Stil errichtet werden.
3. Für einen verstärkten Stromtransport ins Ausland stellen die verfügbaren Kopplstellen einen limitierenden Faktor bzw. einen Engpass dar. Erweiterungen befinden sich allerdings in der Planung und zum Teil auch schon in der Umsetzung. Derzeit werden im Gesamtsaldo etwa 7.600 GWh/a aus Norddeutschland exportiert, schwerpunktmäßig in die Niederlande. Bei einem grenzübertretenden Stromtransport stellt sich allerdings zusätzlich die zentrale Frage der Wirtschaftlichkeit: Kann der in Norddeutschland erzeugte Strom preislich mit den Nachbarregionen konkurrieren? Falls nicht, könnten in Zukunft wachsende Stromimporte etwa aus Skandinavien für zusätzliche Strommengen in Norddeutschland führen. Hinzu kommt, dass in vielen Nachbarländern Norddeutschlands auch erhebliche Offshore-Windkapazitäten aufgebaut werden, die zu vergleichbaren, grenznahen regionalen Überproduktionen führen können.
4. Die zu erwartende Überproduktion von Strom in Norddeutschland und die daraus resultierende Perspektive einer Strom exportierenden Region stellt allein aus diesem Grund aber kein Problem dar. Die Schwierigkeiten bzw. Herausforderungen liegen in den zuvor dargestellten, erheblich ausbaubedürftigen Transportkapazitäten. Erst wenn dies nicht in dem erforderlichen Tempo geschieht oder die Wettbewerbssituation einen Export begrenzenden Faktor darstellen, ist die Entwicklung problematisch zu bewerten.
5. Die Überkapazitäten werfen die Frage auf, wie der Markt insgesamt und die Marktakteure im Einzelnen auf diese sich schnell verändernden Randbedingungen reagieren werden, speziell dann, wenn den Herausforderungen des Stromtransportes nicht schnell und zufrieden stellend entsprochen werden kann. Es darf mit Spannung abgewartet werden, ob alle geplanten Kraftwerkskapazitäten in der jeweiligen Größe und an den geplanten Standorten wirklich realisiert werden oder ob es zu einem verringerten Ausbau der fossilen Kapazitäten kommt. Durch die wachsende Konkurrenzsituation kann es – nicht zuletzt durch die Vorrangregelung für Windstrom – zu schlechteren Betriebsbedingungen und damit zu einer anderen Einschätzung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage kommen. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass die einzelnen Erzeugungstechniken nicht un-



abhängig voneinander sind, da sie ihren spezifischen Einfluss auf die Zusammensetzung des Kraftwerks- bzw. Erzeugungsparks und die Erzeugungsbereiche Grund-, Mittel- und Spitzenlast haben.

6. In diesem Zusammenhang kommt der volkswirtschaftlichen Betrachtung der Standortfrage speziell bei den Kohlekraftwerken eine wachsende Bedeutung zu. Werden neue Kohlekraftwerke zunehmend in Norddeutschland gebaut, um geringe Transportkosten für die Importkohle zu erzielen, ergibt sich das aufgezeigte Problem der Überkapazitäten, welches einen deutlich zunehmenden Stromtransport induziert. Dieser führt zu Mehrkosten, die allerdings nicht der Kraftwerksbetreiber zu zahlen hat, sondern über steigende Netzkosten auf alle Verbraucher abgewälzt werden. Andere Länder (Großbritannien, Schweden, Norwegen) reagieren auf das Problem der möglichen Divergenz zwischen Stromerzeugungs- und -nachfrageregion mit einer Aufteilung der Netzkosten zwischen Erzeugern und Verbrauchern [ETSO, 2005]. Der Netzkostenanteil des Erzeugers liegt umso höher, je größer die Überkapazität im Bilanzkreis, in den eingespeist wird, ausfällt und umgekehrt. Damit wird ein Anreiz geschaffen, neue Kapazitäten verstärkt dort zu errichten, wo die Nachfrage hoch und das bestehende Angebot niedrig ist.
7. Die wachsenden Überkapazitäten belegen außerdem, dass sich der vermehrte Einsatz von regenerativen Energien und von KWK in keinem Fall aufgrund eines marktgetriebenen Mangels oder einer Verbesserung der Wettbewerbssituation ergeben wird – es gibt in der Zukunft höchstens aus umweltpolitischen Erwägungen einen Druck, vermehrt auf sie zu setzen. Diese Techniken können nur dann einen wachsenden Marktanteil erobern, wenn sie mit oder ohne Förderung wirtschaftlich konkurrenzfähig sind. Es werden erhebliche Anstrengungen erforderlich sein, in dieser Konkurrenzsituation die in den Abbildungen dargestellten Entwicklungspfade tatsächlich zu realisieren. Allerdings gelten vergleichbare Anmerkungen ebenfalls für die neu zu installierenden fossilen Kapazitäten: Auch sie müssen sich im wachsenden Konkurrenzdruck wirtschaftlich behaupten. Es ist anzunehmen, dass der Kostendruck, der sich aus dem CO₂-Emissionshandel ergibt, zukünftig weiter steigen wird, was eine zunehmende Belastung insbesondere für die Kohlekraftwerke darstellt. Auch ist nicht sichergestellt, dass der Markt verzerrende Vorteil der voll auf die Kunden umlegbaren Netzkosten erhalten bleibt.
8. Ähnliche Überlegungen gelten für alle Konzepte, die Energieeffizienzsteigerungen und -einsparungen adressieren. Auch hier wird ein Mangel an produziertem Strom in absehbarer Zeit kein Grund sein, über solche Optionen nachzudenken. Der Treiber für solche Maßnahmen muss sich aus ökologischen und/oder ökonomischen Rahmenbedingungen ergeben. Bei der Umsetzung der Endenergieeffizienzrichtlinie in Deutschland können die fünf betrachteten Bundesländer durch Übernahme der Umweltziele aktive und messbare Beiträge zum Umwelt- und Ressourcenschutz leisten.
9. Das Ausmaß der Entwicklung der CO₂-Emissionen zeigt deutlich, dass eine Umsetzung des hier zugrunde liegenden, geplanten Ausbaus fossiler Erzeugungskapazitäten die Erreichung jedweder CO₂-Reduktions-Ziele verhindern wird, wenn diese nur auf die untersuchte Region, also den Entstehungsort bezogen werden und Gutschriften durch eine vermiedene Stromproduktion in anderen Regionen oder Ländern zunächst unberücksichtigt bleiben. Ohne andere, CO₂ emittierende Sektoren in Norddeutschland im Detail bilanziert zu haben, gilt diese Aussage prinzipiell auch für eine alle Sektoren umfassende, regionale Gesamt-



emissionsbilanzen, da bereits in 2005 die Energiewirtschaft einen Anteil von rund 40 % an den CO₂-Gesamtemissionen in Deutschland hat. Mit anderen Worten: Es ist nicht ersichtlich, wie für Norddeutschland dieser Emissionszuwachs bei der Stromerzeugung durch Einsparungen in anderen Sektoren (Industrie, Verkehr etc.) kompensiert werden könnte. Aus Sicht des Klimaschutzes spielt es jedoch kaum eine Rolle, in welcher Region in Deutschland die CO₂-Emissionen entstehen; eine Verlagerung von Emissionen nach Norden ist für die Gesamtbilanz in Deutschland unerheblich. Jedoch ist der massive Zubau von Kohlekraftwerken kritisch zu sehen, weil dieser ein ganz erhebliches Hemmnis für weitergehende Klimagasreduktionsziele in den nächsten Jahren und Dekaden darstellt.



Literatur

- [AGFW, 2004] Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2003, Arbeitsgemeinschaft für Wärme- und Heizkraftwirtschaft (AGFW), Frankfurt, 2004
- [AGFW, 2006] persönliche Informationen
- [BFS, 2007] http://www.bfs.de/kerntechnik/Strommenge_07.pdf
Energieerzeugung der Kernkraftwerke bis einschließlich Juli 2006, verbleibende Reststrommenge, Bundesamtes für Strahlenschutz, Zugriff: 07. März 2007
- [Blesl, 2007] M. Blesl: Modernisierungspotenzial und CO₂-Minderung - KWK-Anlagenbestand: Potenziale für weitere Modernisierungen, EuroHeat&Power, Heft 4/2007, S. 40-44.
- [BMWi, 2007] BMWi Zahlen und Fakten - Energiedaten: Erneuerbare Energie Deutschland, Energiedaten, Tabelle 20, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.xls>, Zugriff: 15.03.2007
- [Bode, 2007] CO₂-Abscheidung und -Ablagerung: Bedeutung von Systemgrenzen für Wettbewerb und Nachhaltigkeit, in: energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5.
- [Borenstein, 2007] Customer Risk from Real-Time Retail Electricity Pricing: Bill Volatility and Hedgability, The Energy Journal, Vol. 28, No.2, 2007.
- [Brandenburg, 2005] Energiebilanz und CO₂-Bilanz im Land Brandenburg 2003 - Strombilanz Brandenburg, Landesbetrieb für Datenverarbeitung und Statistik, Potsdam, Potsdam 2005
- [Bremen, 2006] Energiebilanzen Bremen 2003, Statistisches Landesamt Bremen, Bremen 2006
- [Brisaer, 2006] Main reasons why the Japanese "Top Runner" approach is not appropriate as a legal instrument for market transformation in the EU, Präsentation von Andre Brisaer, DG TREN D3, Berlin 29. 6. 2006
- [BWE, 2007] Bundesverband Windenergie, Installierte Windenergieleistung in Deutschland <http://www.windenergie.de/de/statistiken/charts/365/1/?type=78>, Zugriff: 03.04.2007
- [Cheung et al., 2003] Large-Scale Energy Storage Systems, Cheung, K., Cheun, S. de Silva, N. et al., erhältlich unter: http://www.doc.ic.ac.uk/~matti/ise2grp/energystorage_report/node7.html
- [Crotogino, 2006] Kavernen als Energiespeicher, in: Kali und Steinsalzheft 1/2006.
- [DNA, 2005] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Köln 2005.

Literatur

- [DESTATIS, 2006] Statistisches Jahrbuch 2006 für die Bundesrepublik Deutschland, Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2006, ISBN 3-8246-0773-5
- [DLR, 1994] Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg, Untersuchung der DLR im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, Juni 1994
- [DLR, 2004] Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsprojekt von DLR/ifeu/WI im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; FKZ 90141803, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, Februar 2004
- [DLR et. al, 2005] Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020, DLR/ZSW/Wuppertalinstitut im Auftrag Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Dezember 2005
- [DOE, 2006] U.S. Department of Energy, Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them, Washington D.C. 2006.
- [EIA, 1995] Energy Information Administration, U.S. Electric Utility Demand-Side Management 1994, Washington D.C. 1995.
- [Eikmeier et al., 2004] B. Eikmeier, W. Schulz: Teil 3 Digitale Wärmekarte Deutschlands, Aufbereitung, Konvertierung und Ergänzung von Gebäude- und Siedlungsdaten durch ein auf Statistiken und örtlichen Daten beruhendes Verfahren, Methodische Vorgehensweise und Ergebnisse, in: Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien, AGFW-Hauptstudie - Zweiter Bearbeitungsschritt, Band 1: Wirtschaftliche Rahmendaten - Räumlich verteilter Energiebedarf - Digitale Wärmekarte, ISBN 3-89999-004-8, 2004
- [Eikmeier et al., 2006] B. Eikmeier et al.: Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH, Herrsching 2006, ISBN 3-933283-42-6
- [EnBW, 2005] Wasser ist Energie – Wasserkraft bei der EnBW, EnBW AG Karlsruhe 2005
- [EnBW, 2007] Der „intelligente“ Stromzähler, Pressemitteilung der EnBW vom 13.4.2007, Karlsruhe
- [EU, 2006] Richtlinie 2006/32/EG vom 5. April 2006, Amtsblatt der Europäischen Union vom 27. 4. 2006, S. L114/64 ff.
- [Energierreport IV, 2005] Energierreport IV - Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose Schlussbericht, Energiewirtschaftliches Institut an der Uni-

Literatur

- versität zu Köln (EWI) und Prognos AG, Basel, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, Berlin, April 2005
- [ETSO, 2005] European Transmission System Operator (ETSO): Tariff Task Force: Comparison on transmission pricing in Europe: Synthesis 2004, April 2005
- [Fabian, 1996] Energiespeicher zur Integration von Windkraftanlagen in elektrischen Energieversorgungssystemen, Fabian, T., Dissertation, Universität Dortmund, S. 23, 1996.
- [GEMIS, 2004] GEMIS 4.2, Stand Oktober 2004
- [Hamburg, 2007] Energiebilanz Hamburg 2004, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hrsg.: Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt der Freien und Hansestadt Hamburg, Hamburg, 2007.
- [HEA, 2007] http://www.hea.de/40000_statistik/40302_content.htm
Stromverbrauch nach Kundengruppen, Fachverband Energie-Marketing und -Anwendung (HEA) e.V., 2007
Zugriff: 08.03.2007.
- [Honsel, 2006] Wind auf Vorrat, in: Technology Review, Honsel, G., 15. 6. 2006, erhältlich über www.heise.de
- [IFE, 2004] Fortschreibung der Daten zur Stromerzeugung aus Biomasse, IFE, März 2004
- [IPCC, 2006] Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, IPCC Special Report, (Summary for Policy Makers); erhältlich unter: www.ipcc.ch
- [Jahrbuch, 2007] Jahrbuch 2007 der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft, VGE Verlag GmbH, 114. Jahrgang, Essen, 2007, ISBN 3-7739-1355-9
- [LAK, 2007] http://www.lak-energiebilanzen.de/sixcms/media.php/4071/E_2_2_7.xls: Endenergieverbrauch von Strom seit 1990
Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2007
Zugriff: 06.03.2007.
- [LAK, 2007] http://www.lak-energiebilanzen.de/sixcms/media.php/4071/E_2_2_1.xls
Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland
Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2007
Zugriff: 08.03.2007.
- [Lönker, 2005] Ö. Lönker: Zukunftsspeicher, in: Neue Energie, Heft 4, 2005.
- [KOM, 2006] Aktionsplan für Energieeffizienz: Das Potential ausschöpfen, Mitteilung der Kommission, KOM(2006)545, vom 19.10.2006
- [Marr, Wehner, 2005] M. A. Marr, S. Wehner, Möglichkeiten einer nachhaltigen Energieversorgung für eine deutsche Großstadt am Beispiel von Hamburg, März 2005

Literatur

- [MPI, 2005] Studie zum Windstrom-Ausbau, in: Energieperspektiven, 01/2005, erhältlich unter: http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200501/0105_dena.html
- [Nitsch, 2007] J. Nitsch: Leitstudie 2007 Ausbaustrategie Erneuerbare Energien - Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Stuttgart, 2007
- [Öko-Institut, 2007] Öko-Institut, Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung - Arbeitspapier, März 2007
- [Paschen et al., 2003] Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland - Sachstandsbericht, Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages, TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, Februar 2003
- [Pfaffenberger, 2004] W. Pfaffenberger, M. Hille: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Bremen, 2004
- [Photon, 2007] Photon, In Deutschland installierte Photovoltaikleistung 2005 http://www.photon.de/download/PV-Statistik_Tabelle_Netzbetreiber_2007-02-14.xls, Zugriff: 29.03.07
- [Prognos, 2005] Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose (Energiebericht IV), EWI, Prognos AG, Köln/ Basel 2005
- [Prognos, 2007] Auswirkung höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage – Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030, EWI, Prognos AG, Köln/ Basel 2007.
- [Sachsen-Anhalt, 2007] <http://www.lak-energiebilanzen.de/sixcms/media.php/4071/Energiebilanz2002spez.Einheiten.pdf>
Energiebilanz des Landes Sachsen-Anhalts für das Jahr 2002 in spezifischen Einheiten, Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, Zugriff: 09.03.2007.
- [Schleswig-Holstein, 2006] Energiebilanz für Schleswig-Holstein 2003, Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein, Hrsg.: Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr, des Landes Schleswig-Holstein, Kiel 2006.
- [Schneider et al., 2003] H. Schneider et al.: Bewertung der geologischen und verfahrenstechnischen Möglichkeiten einer praktischen Nutzung der Geothermischen Energie im Bundesland Bremen, Geothermie Neubrandenburg GmbH im Auftrag der Bremer Energie-Konsens GmbH, August 2003
- [SFV, 2007] Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV), Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen
http://www.pv-ertraege.de/pvdaten/sfvpv_main_entry.html
Zugriff: 11.04.2007
- [Strese, 2003a] Das virtuelle Regelkraftwerk, Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK), Nr. 10, 2003

Literatur



- [Strese, 2003b] Das virtuelle Regelkraftwerk, e m w, Nr. 6, 2003
- [swb Erzeugung, 2006] swb Erzeugung GmbH & Co. KG, Energetische Verwertung in einem Mittelkalorik-Kraftwerk – Integration bringt Sicherheit, ENTSORGA-Magazin 7-8/2006
- [UCTE, 2005] www.ucte.org.
- [VDN, 2006] Daten und Fakten - Stromnetze in Deutschland 2006, Verband der Netzbetreiber VDN, Berlin, April 2006
- [Wagner et al., 2002] H.-J. Wagner et al.: Validierung und kommunale Disaggregation des Expertensystems HERAKLES, Abschlussbericht, LEE, Universität Bochum, 2002
- [WEC, 2006] World Energy Council: Energie für Deutschland 2006 - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, herausgegeben von: Deutsches Nationales Komitee des Weltenergieerates e.V. (DNK), Berlin 2006
- [Zunft et al. 2005] Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke: Ein Element zur netzkonformen Integration von Windenergie, in: energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7, S. 254 ff.