



Hochschule **RheinMain**
University of Applied Sciences
Wiesbaden Rüsselsheim Geisenheim

Prof. Dr. Lorenz JARASS, M.S. (Stanford. Univ. / USA)
FB DCSM - Business Administration

L:\2009\Energie\FB-Tag DCSM, 03.11.2009, v1.1.doc
Wiesbaden, 02. November 2009

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21

Fachbereichstag des FB DCSM am 03.11.2009

Optimierung der Stromversorgung bei hohen Windenergieanteilen

Die Forschungsarbeiten wurden zusammen mit Prof. Dr. G.M. OBERMAIR, Universität Regensburg und Staatssekretär a.D. W. VOIGT, Kiel durchgeführt.

Die Ergebnisse sind mittlerweile auch als wissenschaftliches Fachbuch verfügbar:

Jarass/Obermair/Voigt:
Windenergie - Zuverlässige Integration in die Energieversorgung.
Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, Juni 2009.

1	Gliederung	
2	1. System von Stromnachfrage und Stromerzeugung	4
3	1.1. Ausgangssituation: Installierte Leistung und Stromerzeugung 2007.....	4
4	1.2. Zielvorgaben der Bundesregierung für die deutsche Kraftwerksstruktur	
5	ab 2020.....	7
6	2. Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage bei hohen	
7	Windenergieanteilen	9
8	2.1. Schwankungen von Stromangebot und von Stromnachfrage	9
9	2.2. Ausgleich von Windenergieschwankungen.....	10
10	2.3. Speicher für elektrische Energie	12
11	3. Entwicklung des Kraftwerkssystems bei über 50 GW Windleistung	13
12	3.1. Nachfragedeckung bei hohem Windenergieanteil: Welche	
13	konventionellen Kraftwerke werden zukünftig noch gebraucht?	13
14	3.2. Windenergieanlagen versus Grundlastkraftwerke: ein Entweder-Oder.....	16
15	4. Zusammenfassung	19
16	Literaturverzeichnis	20
17		
18	Liste der Abbildungen	
19	Abbildung 1.1 : Tagesgang der Stromnachfrage – Beispiel E.ON-Regelzone 2007.....	5
20	Abbildung 1.2 : Jahresgang der Stromnachfrage – Beispiel E.ON-Regelzone 2007	6
21	Abbildung 1.3 : Installierte Leistungen zur Stromerzeugung für Deutschland, 2000-2050	7
22	Abbildung 1.4 : Stündliche Mittelwerte aller deutschen Windkraftwerke – Beispiel Mai	
23	2008	10
24	Abbildung 3.1 : Windenergieeinspeisung als Prozentsatz der Netzhöchstlast in der E.ON-	
25	Regelzone in 2006, gemittelt über 1 Stunde	13
26	Abbildung 3.2 : Windenergieeinspeisung und Nachfrage in der E.ON-Regelzone am	
27	Extremtag 14. Januar 2007, viertelstündliche Werte.....	14
28	Abbildung 3.3 : Tagesgang der Stromnachfrage und ihre Deckung ohne und mit	
29	Windenergie (schematische Darstellung).....	15
30	Abbildung 3.4 : Jahresgang der Stromnachfrage und der Windenergieproduktion.....	16
31	Abbildung 3.5 : Tagesgang der Stromnachfrage und ihre Deckung ohne und mit	
32	Windenergie in der E.ON-Regelzone, durchschnittliche Tagesleistung,	
33	Januar - Juni 2008.....	17
34	Liste der Tabellen	
35	Tabelle 1.1 : Anteile einzelner Energieträger an der installierten Leistung und an der	
36	Stromerzeugung 2007	4
37	Tabelle 1.2 : Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken in Deutschland bis zum Jahr 2023.....	8
38	Tabelle 2.1 : Schwankungen des natürlichen Windenergieangebots und Maßnahmen zum	
39	Ausgleich	11

1

2 **Vorwort**

3 Im Jahr 1981 erschienen im Springer-Verlag meine ersten beiden Bücher zur Wind-
4 energie [Jarass 1981, Jarass 1981a] als Ergebnis eines für die Internationale Energieagen-
5 tur durchgeführten Forschungsvorhabens. Überraschend viele Ergebnisse des damali-
6 gen (noch mit Lochkartentechnologie ausgewerteten) Simulationsmodells zur Integrati-
7 on von Windenergie in die Stromversorgung wurden durch Untersuchungen der letzten
8 Jahre bestätigt, insbesondere

- 9 • zur Höhe und Art der Brennstoffeinsparung,
- 10 • zur Problematik von reinen Windenergiespeichern und
- 11 • zur unabdingbaren Notwendigkeit der Einbindung der Windenergie in das gesamte
12 Stromversorgungssystem.

13 Noch nicht absehbar waren damals zwei Kontroversen:

- 14 • Umfang und Kosten des erforderlichen Ausbaus des Stromnetzes, einer der Schwer-
15 punkte meiner Arbeiten, auf den ich heute aber nicht eingehen will;
- 16 • erforderlicher Umbau des gesamten Kraftwerkssystems, der Schwerpunkt meines
17 heutigen Vortrags.

18 Ich werde dabei zuerst Struktur und Entwicklung des bestehenden Kraftwerksparks er-
19 läutern und Zielvorgaben und Szenarien für seine weitere Entwicklung darstellen. An-
20 schließend werde ich die Strukturveränderungen des Kraftwerkssystems skizzieren, die
21 sich aus dem von der Bundesregierung beschlossenen Ausbau der Windenergie auf
22 über 50 GW bis 2030 zwingend ergeben.

1. System von Stromnachfrage und Stromerzeugung

1.1. Ausgangssituation: Installierte Leistung und Stromerzeugung 2007

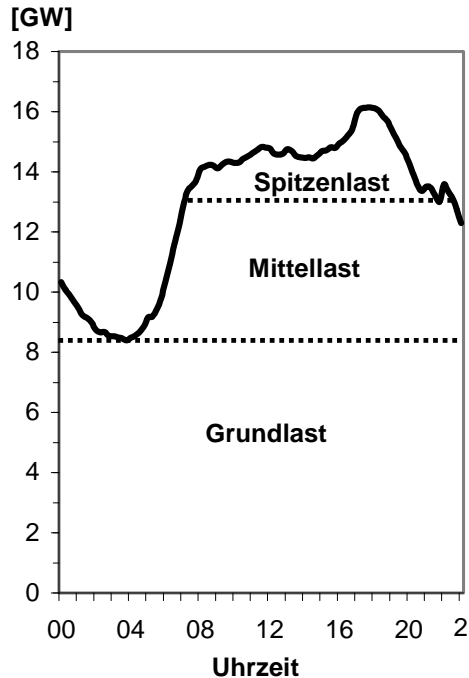
Tab. 1.1 zeigt einen Vergleich der jeweiligen Anteile an der installierten Nennleistung (GW) und an der jeweils erzeugten Energie (TWh) für 2007.

Tabelle 1.1 : Anteile einzelner Energieträger an der installierten Leistung und an der Stromerzeugung 2007

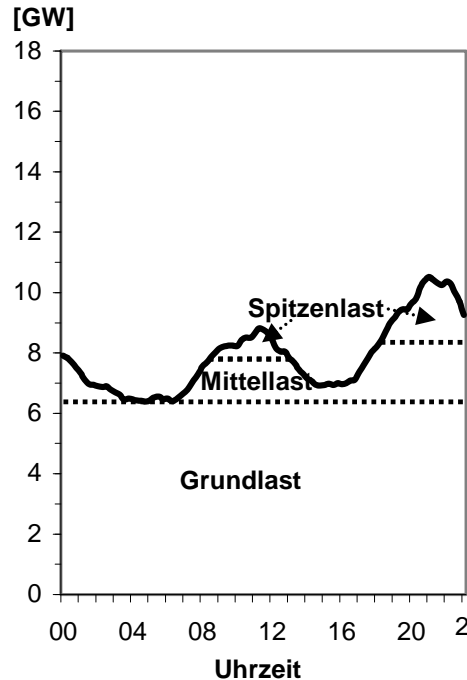
	(1)	(2)
	Installierte Leistung	Bruttostromerzeugung
(1) Kernenergie	15%	22%
(2) Fossile Energieträger	54%	60%
(2.1) Braunkohle	15,3%	24,7%
(2.2) Steinkohle	20,0%	22,3%
(2.3) Mineralöl	3,8%	1,3%
(2.4) Gase	15,5%	11,6%
(3) Erneuerbare Energieträger	31%	18%
(3.1) Wind	15,5%	6,4%
(3.2) Sonne	2,7%	0,6%
(3.3) Wasser (inkl. Pumpsp.)	7,1%	4,3%
(3.4) Biomasse	2,3%	3,1%
(3.5) Müll	3,0%	1,3%
(3.6) Sonstige in Z. 3.5 enthalten		2,3%
(4) Gesamt	100%	100%

Die privaten Stromverbraucher bestimmen bis heute weitgehend autonom, d.h. unabhängig vom momentanen Energieangebot bzw. den momentanen Gestehungskosten, den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage. Anders ist das bei gewerblichen Großkunden, die Zeitfenster für hohe und für niedrige Leistungsabnahmen vereinbaren können. Aus der statistischen Überlagerung des Verbrauchs von Millionen Einzelkunden ergibt sich ein typischer Tagesgang (Tag/Nacht), Wochengang (Werktag/Wochenende) und Jahresgang (Winter/Sommer) der in einer Regelzone zu deckenden Nachfrage, mit gewissen wetterbedingten Variationen und kurzfristigen Schwankungen im Promillebereich.

Abb. 1.1 zeigt beispielhaft für die E.ON-Regelzone die Nachfrage an einem typischen Werktag im Winter und an einem typischen Sonntag im Sommer.

1 **Abbildung 1.1 : Tagesgang der Stromnachfrage – Beispiel E.ON-Regelzone 2007**2 **a) Werktag, Winter**3 **Di, 16.01.2007**b) **Wochenende, Sommer**

So, 26.08.2007

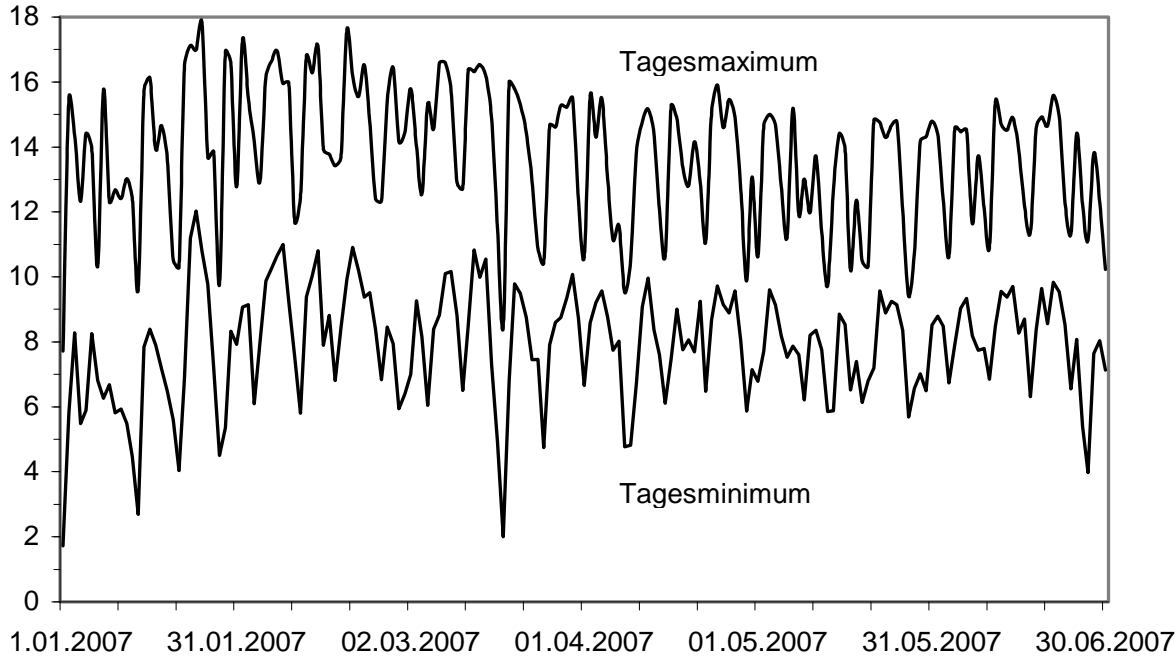


- 4 **Spitzenlast:** Gasturbinen und Pumpspeicher;
 5 **Mittellast:** Steinkohle-, Öl- und Gaskraftwerke;
 6 **Grundlast:** Kern-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke.
 7
 8 Quelle: [E.ON-Netz 2008b].

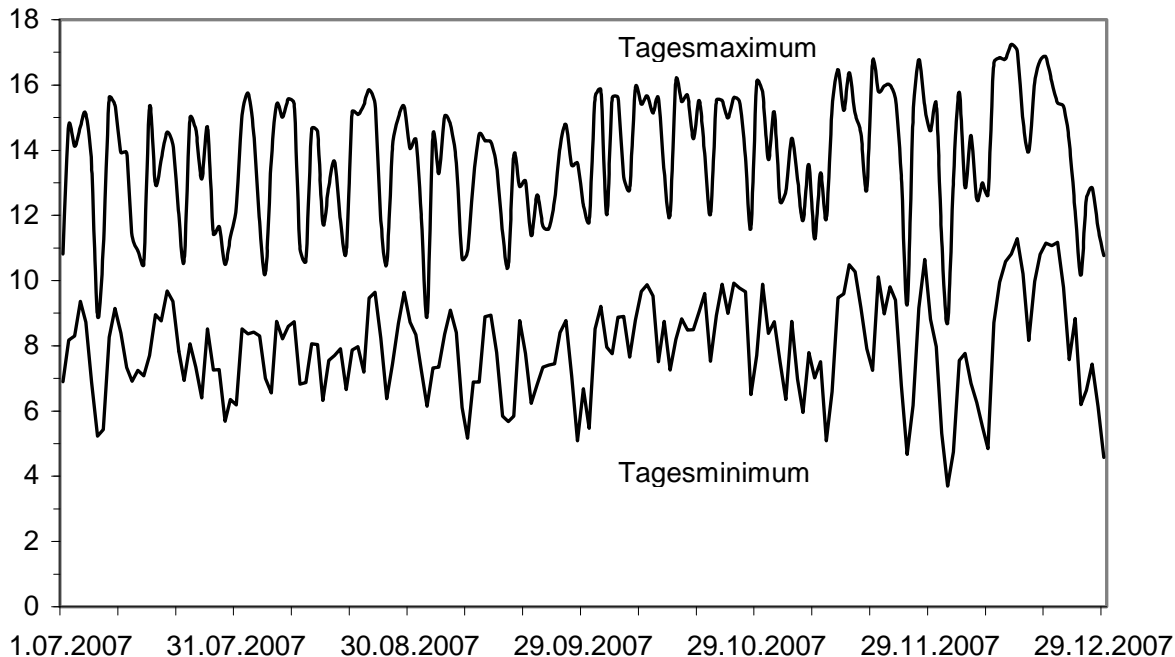
9 Die Tagesmaxima und Tagesminima der Stromnachfrage in der E.ON-Regelzone sind
 10 für das ganze Jahr 2007 in Abb. 1.2 angetragen. Der Kurvenverlauf gibt ein eindrucks-
 11 volles Beispiel von der Amplitude der Nachfrageschwankungen. So beträgt etwa ein
 12 Nachtminimum von Sonntag auf Montag im Dezember mit rund 4 GW Nachfrage nur
 13 rund ein Viertel des Maximums von gut 16 GW des direkt darauf folgenden Montags.

1 **Abbildung 1.2 : Jahresgang der Stromnachfrage – Beispiel E.ON-Regelzone 2007**2 **a) Januar bis Juni 2007**

[GW]

3 **b) Juli bis Dezember 2007**

[GW]



7
8
9
10

Quelle: [E.ON-Netz 2008b], Tagesmaximum und Tagesminimum viertelstündlich gemessen.

Die gesetzlich geregelte sichere Versorgung aller ans Netz angeschlossenen Kunden erfordert, dass das Angebot an elektrischer Energie den oben dargestellten Nachfragekurven im Zeitverlauf genau nachgeführt wird. Das Gesamtsystem der in ein Netz einspeisenden Kraftwerke muss also so ausgelegt sein, dass durch entsprechende Rege-

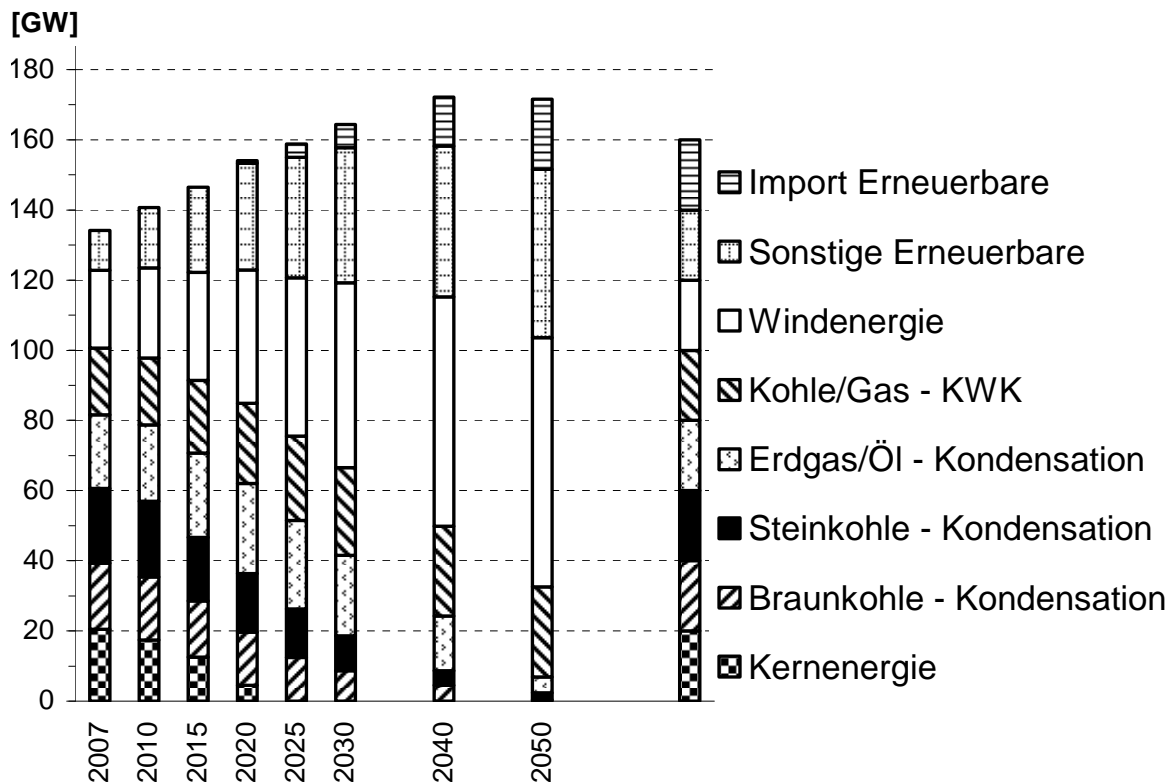
1 lung der abgegebenen Leistung der verschiedenen Kraftwerke die nachgefragte Ge-
2 samtleistung gerade zustande kommt.

3 1.2. Zielvorgaben der Bundesregierung für die deutsche Kraftwerksstruktur 4 ab 2020

5 Über viele Jahrzehnte hat sich die Stromerzeugung in Richtung technologische Groß-
6 kraftwerke entwickelt: Dominanz von Braun- und Steinkohle und seit 40 Jahren von
7 Uran, Dominanz starker 380-kV-Leitungen als Verbindung der Großkraftwerksstandorte.

8 Die hier v.a. interessierende mögliche Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks hat
9 das Bundesumweltministerium in einer umfangreichen Leitstudie dargelegt [BMU 2007a;
10 BMU 2008c]. Abb. 1.3 zeigt die Struktur der Kraftwerksbruttolistung im Leitszenario 2008
11 nach Energiequellen und Kraftwerksarten. Dabei ist berücksichtigt, dass wegen des
12 steigenden Anteils von erneuerbaren Energien ein erhöhter Regelbedarf im konventionellen
13 Teil der Stromversorgung entsteht, der in diesem Szenario vorzugsweise mit
14 Gaskraftwerken abgedeckt werden soll.

15 **Abbildung 1.3 : Installierte Leistungen zur Stromerzeugung für Deutschland,**
16 **2000-2050**



17

18 Quelle: [BMU 2007a, S. 36; BMU 2008c].

1 Tab. 1.2 zeigt die gesetzlich festgelegte Beendigung der Kernenergienutzung bis 2023
2 [Atomausstieg 2002; Atomausstieg 2008].

3 **Tabelle 1.2 : Außerbetriebnahme von Kernkraftwerken in Deutschland bis zum**
4 **Jahr 2023**

5	Biblis A	2008	Grohnde	2018
6	Brunsbüttel	2009	Gundremmingen B	2018
7	Neckarwestheim 1	2009	Philippsburg 2	2018
8	Isar 1	2011	Brokdorf	2019
9	Biblis B	2012	Isar2	2019
10	Philippsburg 1	2012	Gundremmingen C	2020
11	Unterweser	2012	Neckarwestheim 2	2022
12	Grafenrheinfeld	2015	Emsland	2023
13	Krümmel	2011		

14 Biblis A und Brunsbüttel haben wegen einer Vielzahl von Störfällen in 2007/2008 und
15 dadurch bedingten Stillständen noch Restlaufzeiten bis 2009/2010.

16 Quelle [UBA 2008, S. 3].

17 Die neue Bundesregierung will die Restlaufzeiten von „sicheren“ Kernkraftwerken ver-
18 längern und einen Teil der dadurch resultierenden Zusatzgewinne von den Kraftwerks-
19 betreibern zugunsten von erneuerbaren Energien und für Strompreissenkungen nutzen.
20 Schau mer mal ...

21

2. Ausgleich von Stromangebot und Stromnachfrage bei hohen Windenergieanteilen

Die Elektrizitätsversorgung in Europa hat sich im Lauf des 20. Jahrhunderts von einem eher dezentralen System zu einem engmaschig vernetzten Verbund mit zentraler Erzeugung gewandelt. Alle Teilnetze innerhalb dieses Verbundes müssen synchron arbeiten, um einen reibungslosen Austausch elektrischer Energie innerhalb des Gesamtsystems zu gewährleisten.

2.1. Schwankungen von Stromangebot und von Stromnachfrage

Das Angebot von elektrischer Energie im Verbundnetz unterliegt schon heute, mehr noch bei massiv erhöhtem Anteil von erneuerbarer Energie, sehr starken Schwankungen:

- Die größte nicht prognostizierbare Schwankung besteht im ungeplanten Ausfall eines Großkraftwerks der Grundlastversorgung, ein Abfall von bis zu 1,5 GW innerhalb weniger Sekunden.
- Schwankungen der Windenergieerzeugung, verursacht von großräumigen Flauten und großräumigen Starkwindfronten erreichen in ihrer Amplitude bis etwa die Hälfte der insgesamt in einer Regelzone installierten Windleistung, also in 2008 schon bis zu etwa 5 GW, die allerdings, im Gegensatz zu den ungeplanten Ausfällen eines Kraftwerks, für einige Stunden bis zu etwa einem Tag ziemlich genau prognostizierbar und damit einplanbar sind.

Auch die Stromnachfrage weist starke zeitliche Variationen im Tages-, Wochen- und Jahresrhythmus auf, vgl. Abb. 1.2. Aufgrund langjähriger, gesicherter Erfahrungswerte sind diese Variationen jedoch – im Gegensatz zum Windenergieaufkommen – relativ genau prognostizierbar.

Differenzen zwischen Stromnachfrage und Stromangebot müssen sofort (‘instantan’) ausgeglichen werden durch geeignete Maßnahmen auf der Erzeugungs- und auf der Verbrauchsseite.

Kleine Abweichungen im Sekundenbereich zwischen der grundsätzlich autonomen Stromnachfrage und der Stromproduktion werden automatisch durch Spannungsschwankungen ausgeglichen. Zum Ausgleich von größeren und länger andauernden Abweichungen müssen Kraftwerksreserven vorgehalten werden. Sie dienen der Netzregelung und werden als Regelleistung oder Regelernergie bezeichnet.

Vorübergehende größere Abweichungen (im Minutenbereich) zwischen der grundsätzlich autonomen Stromnachfrage und der Stromproduktion werden aus Spitzenlastkraftwerken, wie Gas- oder Pumpspeicherkraftwerken, ausgeglichen, in Zukunft vermutlich auch durch neue Speichersysteme wie große Druckluftspeicher [dena 2008a, S. 234ff.; Zunft 2005] oder Millionen von Batterien in Hybrid- oder reinen Elektrofahrzeugen [Elektromobilität 2008].

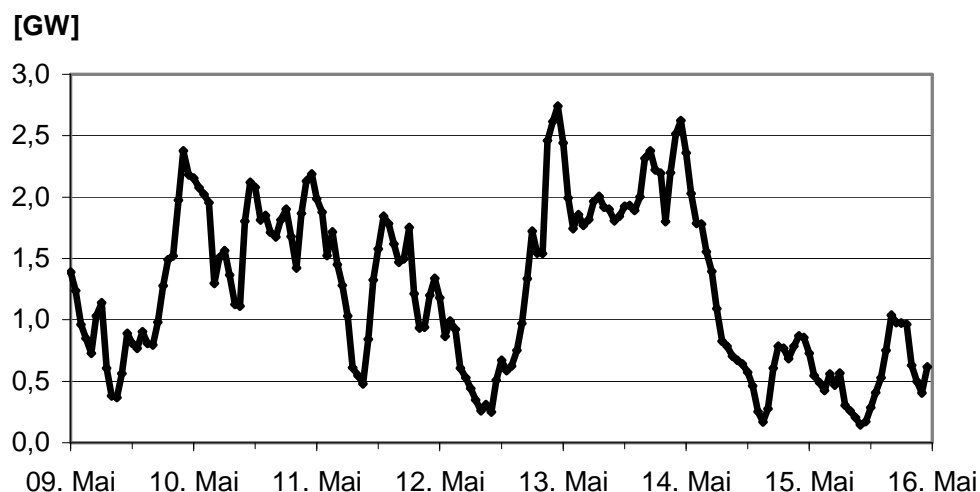
1 Auch schon vor der Integration hoher Anteile stark fluktuierender Windenergie musste
2 also das Stromversorgungssystem gegen allzu starke Schwankungen gesichert sein.

3 **2.2. Ausgleich von Windenergieschwankungen**

4 Der Anteil der Windenergie an der installierten Leistung betrug 2007 rund 15%, an der
5 Stromerzeugung aber nur gut 6%, ein Faktor von 0,4. Windenergieanlagen arbeiten
6 zwar mit einem kostenlosen Betriebsstoff, dessen Zufuhr aber drastischen und unbeein-
7 flussbaren Schwankungen unterliegt. Ihre Volllaststundenzahl beträgt onshore deshalb
8 nur rund 1.500 Stunden für Binnenstandorte und bis über 2.000 Stunden für sehr gute
9 Küstenstandorte (über 2.000 Stunden zukünftig vielleicht auch im Binnenland bei neuen
10 Anlagen mit Turmhöhen über 130 m). Für die zukünftigen Offshore-Windkraftwerke
11 rechnet man mit rund 4.000 Volllaststunden.

12 Die Energieerzeugung nicht etwa nur einzelner Windenergieanlagen, sondern aller in
13 eine Regelzone des Netzes (etwa die Vattenfall-Regelzone, die die neuen Bundeslän-
14 der umfasst) einspeisenden Windparks ist zwar im Minuten- und Stundenbereich durch
15 die Zusammenschaltung vergleichmäßig, steigt aber häufig von Tag zu Tag rasch von
16 geringen Werten auf hohe Werte, etwa bis zur halben insgesamt installierten Windleis-
17 tung; Werte darüber werden nur in Ausnahmefällen erreicht, um dann innerhalb weniger
18 Stunden wieder auf deutlich geringere Werte zu sinken, vgl. Abb. 1.4. Diese für Nordeu-
19 ropa charakteristischen Schwankungen entstehen beim Durchzug großräumiger Wetter-
20 fronten.

21 **Abbildung 1.4 : Stündliche Mittelwerte aller deutschen Windkraftwerke –**
22 **Beispiel Mai 2008**



25 Nun waren der Kraftwerkspark und das Netz, also das gesamte Stromversorgungssys-
26 tem, auch im 20. Jahrhundert schon auf rasche Nachfrageänderungen eingestellt, wie
27 sie etwa durch das Zu- und Abschalten sehr großer Verbraucher oder durch simultane
28 Entscheidungen vieler Kleinkunden zustande kommen. Bis hinauf zur Ebene der Fern-
29 übertragungsnetze, in die die Kraftwerke einspeisen, beträgt die Amplitude solcher un-

1 vorhergesehenen Verbrauchsschwankungen aber in aller Regel höchstens einige Pro-
2 zent der momentan nachgefragten Leistung in dem betreffenden Netz. Diese Schwan-
3 kungen werden durch eine Erhöhung oder Absenkung der Netzspannung instantan
4 ausgeglichen, Schwankungen im Minutenbereich werden durch die schnell regelbaren
5 Reserve- und Ausgleichskraftwerke des Spitzenlastbereichs ausgeglichen. Größere
6 Nachfrageschwankungen zwischen Tag und Nacht sowie zwischen Winter und Sommer
7 sind sehr gut vorhersehbar und können damit auch durch entsprechende Kraft-
8 werkseinsatzplanung ausgeglichen werden.

9 Bei der Windenergieeinspeisung ist eine hinreichend genaue Vorhersage bisher nur im
10 Stundenbereich gelungen. Im Tagesbereich kommt es nach wie vor zu erheblichen Ab-
11 weichungen von der Prognose, da sich die meteorologische Situation in der Klimazone
12 der großräumigen atlantischen Wirbel innerhalb von 24 bis 48 Stunden überraschend
13 ändern kann. Allerdings zeichnen sich in der letzten Zeit hinsichtlich der Prognosege-
14 nauigkeit erhebliche Fortschritte ab [Greenpeace 2007a, S. 85 ff.].

15 Das natürliche Windangebot schwankt also zeitlich sehr stark auf allen Zeitskalen von
16 Sekunden bis Jahren. Tab. 2.1 zeigt die Schwankungen des natürlichen Windenergie-
17 angebots und Maßnahmen zu ihrem Ausgleich.

18 Schwankungen der Windenergieproduktion im Minuten- bis Stundenbereich können
19 durch Zusammenschalten vieler Windenergieanlagen stark geglättet werden. Großräu-
20 mige Starkwind- und Flautenfronten von mehreren Tagen bis Wochen können durch
21 das Zusammenschalten vieler Windenergieanlagen, die möglichst in unterschiedlichen
22 Klimazonen stehen sollten, zwar geglättet, aber keinesfalls ausgeglichen werden [Green-
23 peace 2008].

24 **Tabelle 2.1 : Schwankungen des natürlichen Windenergieangebots und** 25 **Maßnahmen zum Ausgleich**

26 **(1) Kurzfristige Schwankungen: Sekunden bis Minuten**

27 Automatischer Ausgleich kleinerer Schwankungen durch Spannungsänderung im Netz;
28 Schwungradeneffekt der Einzelanlage; Zusammenschaltung von vielen Einzelanlagen zu
29 Windparks oder Gruppen von Windparks.

30 **(2) Mittelfristige Schwankungen: Stunden bis zu 1 Tag**

31 Windangebotschwankungen in einer gesamten Regelzone mitteln sich für mehrere Stun-
32 den teilweise gegenseitig aus; Windangebot ist für maximal 1 Tag noch annähernd prognos-
33 tizierbar; für die verbleibenden Schwankungen müssen Regelkraftwerke eingesetzt werden,
34 wofür Bereitstellungskosten für potenziell notwendige Regelenergie anfallen.

35 **(3) Langfristige Schwankungen: Mehrere Tage bis Wochen**

36 Großräumige Starkwind- und Flautenfronten kaum prognostizierbar; erheblicher Aufwand für
37 Reserveenergie.

38 **(4) Sehr langfristige Schwankungen: Monate und Jahre**

39 Schwankungen von Monat zu Monat und von Jahr zu Jahr; erheblicher Aufwand für Reser-
40 veenergie.

2.3. Speicher für elektrische Energie

Es wäre wunderbar, wenn Strom so leicht und kostengünstig wie herkömmliche Brennstoffe gespeichert werden könnte: Dann könnte bei hohem Windenergieangebot und niedriger Stromnachfrage Windenergie in einen Speicher übertragen werden, bei niedrigem Windenergieangebot und hoher Stromnachfrage würde die Windenergie dann wieder ins Netz eingespeist werden – ein verlustarmer und sehr kostengünstiger Speicher für elektrische Energie, davon träumt jeder Windenergieproduzent. Die Realität sieht leider anders aus: Speicher für elektrische Energie sind sehr teuer und deshalb, wenn überhaupt, nur bei hohen Benutzungsdauern wirtschaftlich, zudem gehen zwischen 20% und 50% des eingespeicherten Stroms durch physikalisch bedingte Umwandlungsverluste verloren.

Im großtechnischen Einsatz werden als Speicher für elektrische Energie fast ausschließlich hydraulische Pumpspeicher genutzt [Jarass 1981a, Kap. 2.5; dena 2008a, S. 245 f.]. Das größte und modernste dieser Art, das Pumpspeicherwerk Goldisthal im Thüringer Wald, weist mit einer Höhendifferenz von Oberbecken zu Unterbecken von rund 300 m und rund 10 Mio. m³ Fassungsvermögen eine Speicherkapazität von etwa 8,5 GWh auf und kann über seine Pumpmotoren eine maximale Leistung von gut 1 GW einspeisen und im Generatorbetrieb wieder ins Netz ausspeisen [Goldisthal 2007].

Als Batteriespeicher stand bis vor Kurzem nur der althergebrachte Bleiakkumulator zur Verfügung, der in jedem Automobil seine Dienste tut, aber im elektrischen Energieversorgungssektor wegen hoher Kosten und hohem Wartungsaufwand nur für kleine Anlagen im reinen Inselbetrieb Anwendung findet, z.B. auf Berghütten, dort neuerdings häufig in Kombination mit photovoltaischen Anlagen. Erst in jüngster Zeit beginnt sich das zu ändern mit der Entwicklung der Lithium-Ionen-Batterie, die zunächst in Laptops und Handys Verwendung fand, nun aber in den ersten Großserien von Hybrid-Automobilen ihre Dienste tut. Große Flotten von Hybrid-Automobilen könnten zukünftig eine Rolle als Stromspeicher spielen. Allerdings gibt es nach wie vor keine langlebigen Batterien mit ausreichend hoher Kapazität. Der Toyota Prius z.B. hat nur eine Batteriekapazität von 1,3 kWh für den Ausgleich kurzzeitiger Leistungsüberschüsse und kann rein elektrisch nur 3 km weit fahren [Prius 2008].

3. Entwicklung des Kraftwerkssystems bei über 50 GW Windleistung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist als politisches Ziel ebenso gesetzt wie der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Die Einhaltung der Klimaschutzziele impliziert, dass bis 2030 etwa die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung von dann bis zu 160 GW aus erneuerbaren Ressourcen erbracht wird. In Verbindung mit dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung und den ebenfalls vereinbarten Zielen zur Stromeinsparung führt diese Planung dazu, dass der Bedarf an Grundlastkraftwerken drastisch sinken wird. Die installierte Kraftwerksleistung wird gegenüber heute zwar erheblich steigen, aber die Volllaststundenzahl aller, auch der verbleibenden oder neu gebauten konventionellen Kraftwerke wird wesentlich niedriger sein als heute [IEA 2008c].

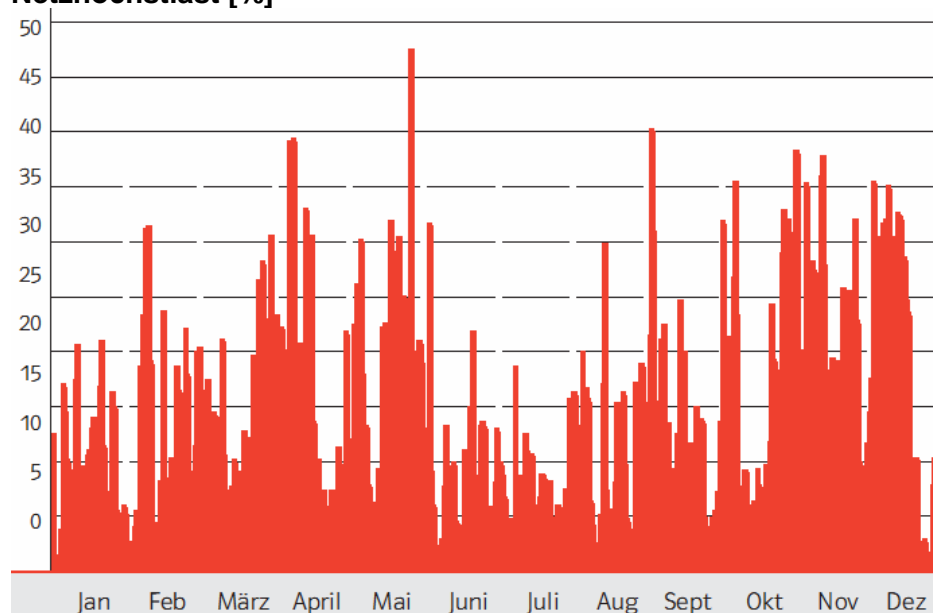
3.1. Nachfragedeckung bei hohem Windenergieanteil:

Welche konventionellen Kraftwerke werden zukünftig noch gebraucht?

Abb. 3.1 zeigt den hohen Anteil, den die Windenergieeinspeisung an der Stromnachfrage bereits im Jahr 2006 hatte und vermittelt so einen klaren Eindruck von der Höhe, aber auch der Kurzzeitigkeit der Spitzen der gesamten in die E.ON-Regelzone eingespeisten Windenergie im Windjahr 2006. Insgesamt waren in 2006 gut 8 GW Windleistung in der E.ON-Regelzone installiert. Die Windenergieeinspeisung erreichte bereits in 2006 an mehr als 30 Tagen ein Viertel der Netzhöchstlast im E.ON-Netz, an einigen Tagen über ein Drittel.

Abbildung 3.1 : Windenergieeinspeisung als Prozentsatz der Netzhöchstlast in der E.ON-Regelzone in 2006, gemittelt über 1 Stunde

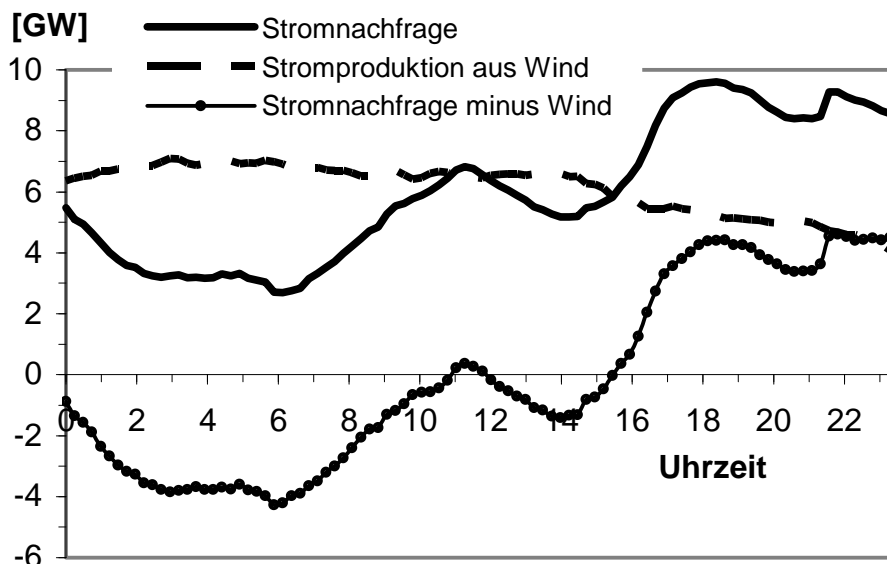
Windenergieeinspeisung pro Netzhöchstlast [%]



Quelle: [E.ON-Netz 2007a].

1 Die schon heute möglichen Folgen solcher Ereignisse für die Stromnachfragedeckung
2 zeigt Abb. 3.2. An einem Tag mit einem extrem hohen und stetigen Windenergieange-
3 bot überstieg für über 12 Stunden die Windenergieeinspeisung sehr erheblich die von
4 E.ON-Netz an Weiterverteiler und Endverbraucher in der Regelzone gelieferte Leistung,
5 für mehrere Stunden sogar um ca. 4 GW. Mindestens in diesem Umfang musste E.ON-
6 Netz also an diesem Tag Leistung an die angrenzenden Netzbetreiber abgeben; dies ist
7 möglich, solange die Nachbarn nicht selbst einen Überschuss an EEG-Strom haben
8 [EEG 2008, § 14(1)]. Solche Situationen mit 'negativem Bedarf' an konventionell erzeugter
9 Energie werden bei wachsender Windenergieeinspeisung und zugleich wachsender
10 Einspeisung aus anderen erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung
11 (KWK) immer häufiger vorkommen.

12 **Abbildung 3.2 : Windenergieeinspeisung und Nachfrage in der E.ON-Regelzone**
13 **am Extremtag 14. Januar 2007, viertelstündliche Werte**



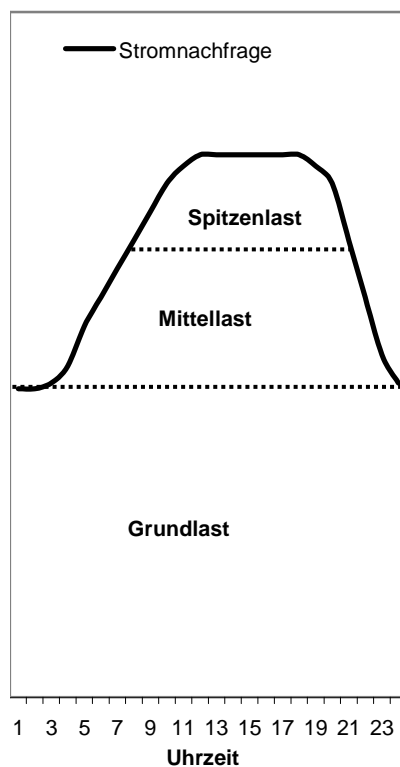
14

15 Quelle: [E.ON-Netz 2008a; E.ON-Netz 2008b].

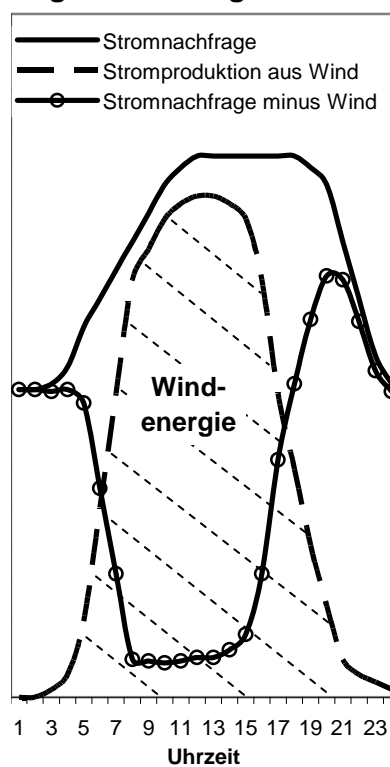
- 1 Abb. 3.3 betrachtet einen typischen Tagesgang der Stromnachfrage und ihre Deckung
 2 für das gesamte Bundesgebiet:
- 3 • einmal für das Jahr 2000, mit einer installierten Windleistung von 6 GW,
 - 4 • zum anderen im Jahr 2030, wenn nach den Beschlüssen und Planungen der Bun-
 5 desregierung mindestens 50 GW Windenergie am Netz sind, davon knapp die Hälfte
 6 offshore mit hohen Benutzungsdauern.
- 7 Zum Vergleich: 2007 betrug die Höchstlast der Stromnachfrage rund 74 GW, die
 8 Schwachlast rund 37 GW, bis 2030 soll der Stromverbrauch laut Planung sinken.

9 **Abbildung 3.3 : Tagesgang der Stromnachfrage und ihre Deckung ohne und mit**
 10 **Windenergie (schematische Darstellung)**

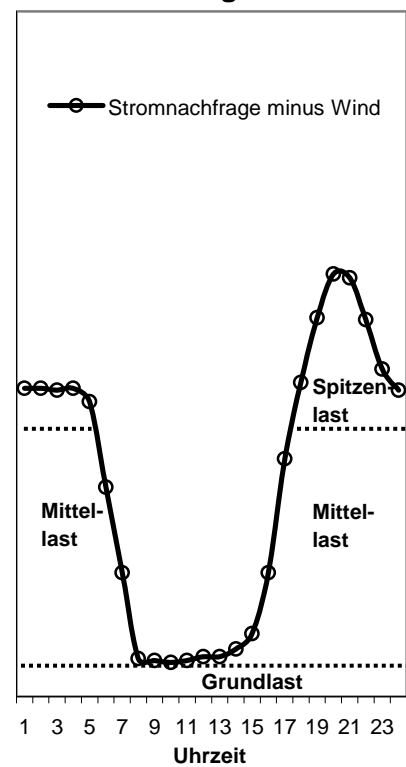
11 **a) Vor 2000**
 12 **ohne Wind**



11 **b) 2030**
 12 **guter Windtag**



11 **c) 2030, nach Abzug von Wind**
 12 **noch benötigte Kraftwerksleistung**



- 13 **Spitzenlast:** Gasturbinen und Pumpspeicher, in 2030 auch KWK, evtl. neue Speicher;
 14 **Mittellast:** Steinkohle-, Öl- und Gaskraftwerke;
 15 **Grundlast:** Kern-, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke, in 2030 nicht mehr einsetzbar.

17 In Abb. 3.3a wird ein typischer Wintertag zugrunde gelegt, an dem in der Vergangenheit
 18 eine hohe, Tag und Nacht anfallende Nachfrage durch Grundlastkraftwerke abgedeckt
 19 wurde. Die nach Einspeisung von Windenergie (gestrichelt in Abb. 3.3b) verbleibende
 20 Nachfragekurve in Abb. 3.3c lässt offenbar fast keine Deckung durch Grundlastkraft-
 21 werke mehr zu, nur noch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke sind in der Lage, diese nach
 22 Windenergieeinspeisung verbleibende Restnachfrage abzudecken.

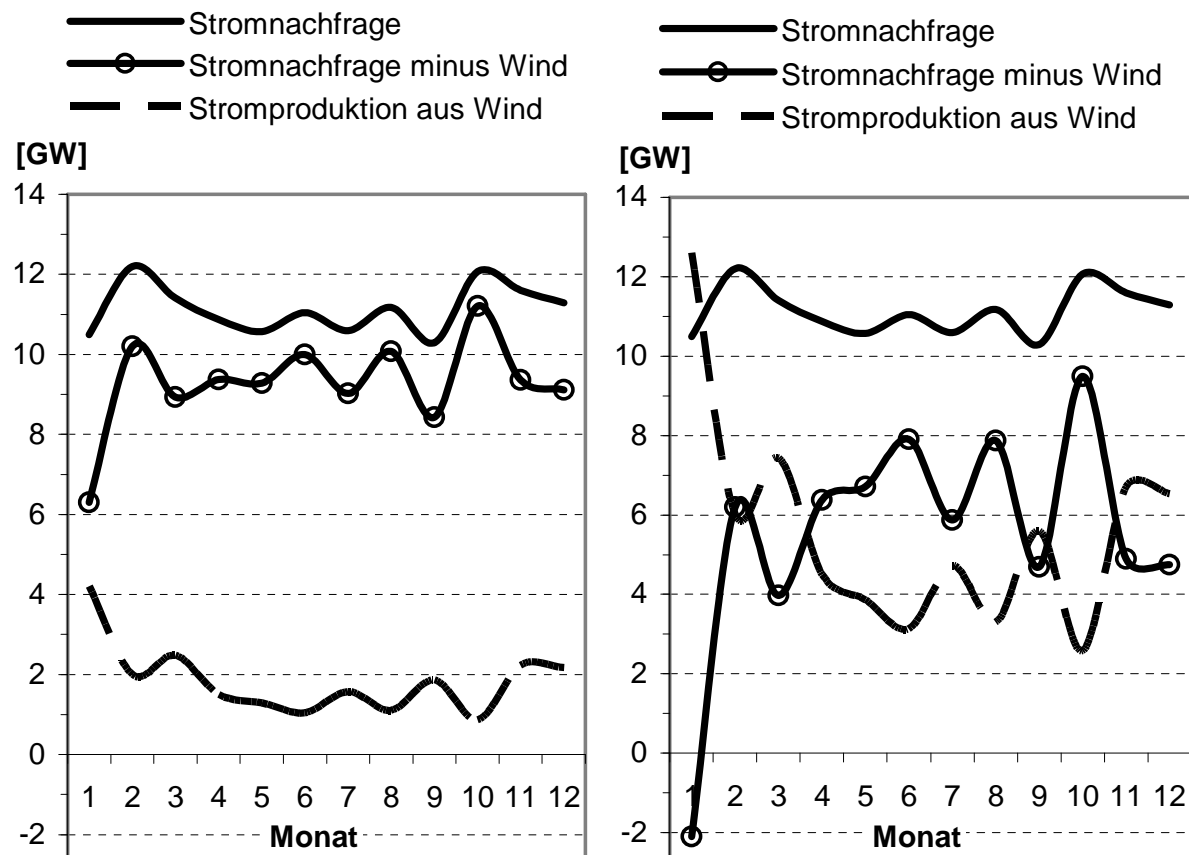
3.2. Windenergieanlagen versus Grundlastkraftwerke: ein Entweder-Oder

Während Abb. 3.3 einen schematisch vereinfachten typischen Tagesgang der Stromnachfrage und der Windenergieproduktion zeigt, ist der in Abb. 3.4a dargestellte Jahresgang der Monatsmittelwerte von Stromnachfrage und Windstromproduktion direkt den Veröffentlichungen der E.ON-Netz für 2007 entnommen. Für die Projektion 2030 in Abb. 3.4b sind die Werte der Windstromproduktion gegenüber der Abb. 3.4a verdreifacht. Dies ist eher eine Unterschätzung der für 2030 projektierten Einspeisung, da mit der Verdreifachung der installierten Leistung von gut 20 GW in 2008 auf rund 60 GW in 2030 auch eine Erhöhung der Volllaststundenzahl einhergeht, onshore wegen deutlicher Erhöhung der Türme durch Repowering, aber auch im Neubau, und offshore wegen der dort generell höheren und stetigeren Windgeschwindigkeiten.

Abbildung 3.4 : Jahresgang der Stromnachfrage und der Windenergieproduktion

a) E.ON 2007

**b) Projektion 2030
Windenergieproduktion
verdreifacht**

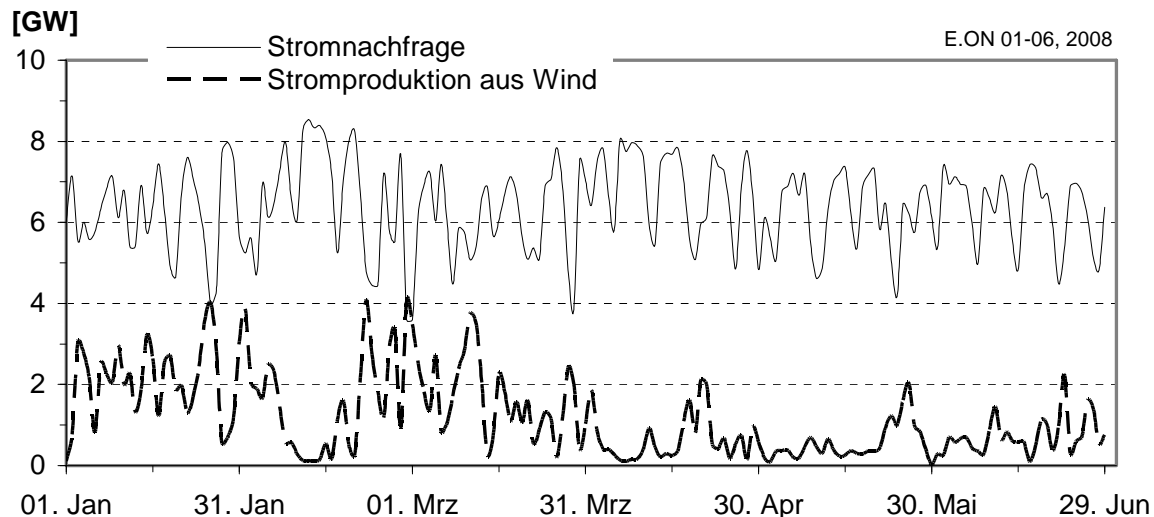


Quelle: [E.ON-Netz 2008a; E.ON-Netz 2008b].

1 Abb. 3.5a zeigt die Tagesmittelwerte der Stromnachfrage und der Windenergieeinspei-
 2 sung. Dabei wurden wiederum Originaldaten für die E.ON-Regelzone im 1. Halbjahr
 3 2008 verwendet.

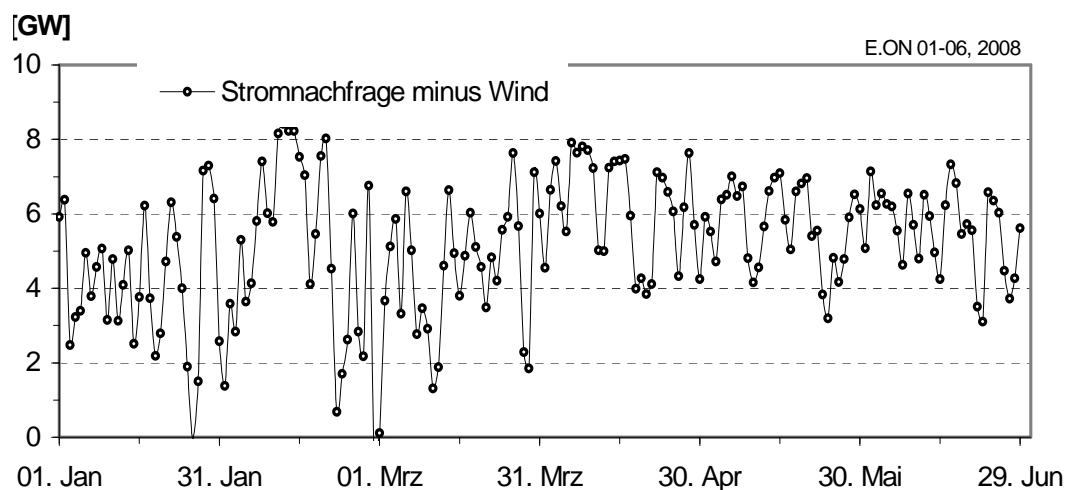
4 **Abbildung 3.5 : Tagesgang der Stromnachfrage und ihre Deckung ohne und mit**
 5 **Windenergie in der E.ON-Regelzone, durchschnittliche Tageslei-**
 6 **stung, Januar - Juni 2008**

7 **a) Stromnachfrage und Stromproduktion aus Wind**



9 Abb. 3.5b zeigt die nach Abzug der Windenergieeinspeisung verbleibende Stromnach-
 10 frage.

11 **b) Stromnachfrage minus Stromproduktion aus Wind**



13 Quelle: [E.ON-Netz 2008a; E.ON-Netz 2008b].

14 Es ist deutlich zu sehen, dass die 'Stromnachfrage minus Wind' schon in 2008 mehr-
 15 fach gegen Null geht und im Übrigen mit beinahe täglichen Fluktuationen von etwa ± 2
 16 GW um einen Mittelwert von etwa 5 GW schwankt. Nach Berücksichtigung der Einspei-
 17 sung weiterer erneuerbarer Energien, wie Strom aus Biomasse und Fotovoltaik, sowie
 18 von Kraft-Wärme-Kopplung und prozessgesteuerten Kraftwerken verbleibt eine noch

1 deutlich kleinere 'Restnachfrage'. Zumindest in dieser Regelzone können Grundlast-
2 kraftwerke schon heute nur noch betrieben werden, weil bei hoher Einspeisung erneuer-
3 erbarer Energien die dann überschüssige Grundlastenerzeugung in andere Regionen ex-
4 portiert werden kann.

5 Hingegen besteht ein wachsender Bedarf an gut regelbaren Reservekraftwerken, die
6 auch bei niedrigen Volllaststunden wirtschaftlich betrieben werden können. Vorausset-
7 zung hierfür sind relativ niedrige spezifische Investitionskosten. Ausschließlich Kraft-
8 werke auf Gasbasis sind in dieser Kategorie verfügbar und technologisch weit entwi-
9 ckelt.

10 Nach neueren Untersuchungen kann ein Kohlekraftwerk unter diesen Umständen seine
11 Investitionskosten nur dann wieder erwirtschaften, wenn es mindestens 6.000 Volllast-
12 stunden genutzt werden kann [Hamburg-Moorburg 2007; Kiel 2008a; Kiel 2008b]. Bezeichnen-
13 derweise werden in den zitierten Studien keine Berechnungen für deutlich unter 6.000
14 Volllaststunden durchgeführt, weil man ganz automatisch von einer sehr hohen Auslas-
15 tung ausgeht. Wenn aber die Einspeisung von Windenergie, von anderen erneuerbaren
16 Energien sowie von Kraft-Wärme-Kopplung eine Nutzung von Grundlastkraftwerken in
17 immer weniger Fällen erlaubt, so sinken deren Volllaststunden weit unter 5.000 ab.

18 Diese Situation wird voraussichtlich schon um 2020 eintreten, wenn die in 2008 geplan-
19 ten und frühestens in 2012/2015 in Betrieb gehenden neuen Grundlastkraftwerke bei
20 Realisierung gerade einige wenige Jahre in Betrieb wären. Damit sind solche neuen
21 Grundlastkraftwerke nicht mehr wirtschaftlich betreibbar, weil sie ihre Zins- und Til-
22 gungszahlungen nicht mehr erwirtschaften können. Nur voll abgeschriebene ältere
23 Kraftwerke und im Neubau v.a. in der Investition sehr viel günstigere gasbefeuerte Gas-
24 und Dampf-Kraftwerke (GuD) zum Mittellastausgleich und Gasturbinen und Speicher
25 zum Spitzenlastausgleich sind also auf der Seite der konventionellen Stromerzeugung
26 noch wirtschaftlich betreibbar.

27

4. Zusammenfassung

Bis etwa 2000 bestand in Deutschland eine Dominanz von Großkraftwerken auf Kohle- und Uranbasis. Diese Grundlastkraftwerke machten zwei Drittel der installierten Leistung aus und lieferten mehr als vier Fünftel der elektrischen Energie. Die von der Bundesregierung vorgegebenen, großteils gesetzlich festgeschriebenen Ziele des Klimaschutzes und einer verringerten Abhängigkeit von fossilen und nuklearen Brennstoffen sehen schon für die nächsten 20 Jahre schrittweise einen drastischen Wandel vor:

Bis 2023 soll das letzte Kernkraftwerk abgeschaltet sein, Erzeuger erneuerbarer Energien sollen bis 2025 die Hälfte der installierten Generatorleistung ausmachen (davon wiederum die Hälfte Windenergie), in 2050 über 80%, weitere 15% sollen dann auf dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung entfallen. Diesen v.a. von den konventionellen Stromversorgern angezweifelten Projektionen wird in zahlreichen Untersuchungen unabhängiger Experten Realisierbarkeit attestiert.

Im Energieprogramm der Bundesregierung ist eine Erhöhung der installierten Leistung von Windenergieanlagen von rund 25 GW in 2008 auf knapp 50 GW in 2025 und bis zu 70 GW in 2040 festgeschrieben. Dadurch wird Zug um Zug eine durchgreifende Änderung des gesamten Kraftwerkssystems notwendig. Erforderlich ist v.a. der Ausgleich der raschen und starken Schwankungen des Windenergieangebots durch Nachfrage- und Angebotssteuerung und den Einsatz einer großen Anzahl von kleinen und mittelgroßen rasch regelbaren neuen Reserve-Kraftwerken, zu deren Betrieb neben Erdgas zunehmend auch ins Gasnetz eingespeistes Biogas beitragen kann. Bewährte und neue Speicher für elektrische Energie werden dabei eine wachsende Rolle spielen.

Erneuerbare Energien können zusammen mit dem vorgesehenen hohen Anteil an Kraft-Wärme-Kopplung schon ab 2025 häufig für Stunden oder gar Tage annähernd die gesamte Stromnachfrage in Deutschland abdecken. Insbesondere das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die CO₂-Zertifikate werden dafür sorgen, dass der Markt die notwendige Umwandlung des gesamten Kraftwerkssystems in den nächsten 20 Jahren vorantreiben wird. Als Folge dieser notwendigen Entwicklung wird für große Grundlastkraftwerke nur noch ein sehr geringer Bedarf – etwa zur Frequenzstabilisierung – bestehen. Wegen der daraus resultierenden immer kürzeren Nutzungsdauern werden die derzeit geplanten Neubauten von Grundlastkraftwerken unwirtschaftlich und zu großen betriebswirtschaftlichen Verlusten für die Investoren führen.

Literaturverzeichnis

[Atomausstieg 2002]

Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität. 22. April 2002.

<http://www.bgblportal.de/BGBl/bgbl1f/BGBl102026s1351.pdf>

abgerufen am 11.7.2007

[Atomausstieg 2008]

Halbzeit beim Atomausstieg. BfS veröffentlicht Jahresbilanz 2007 der Reststrommengen deutscher Kernkraftwerke. Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), Pressemitteilung 005 vom 10.04.2008.

<http://www.bfs.de/de/bfs/presse/pr08/pr0805.html>

abgerufen am 12.9.2008

[BMU 2007a]

Leitstudie 2007 – Ausbaustrategie Erneuerbare Energien, Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Nitsch J in Zusammenarbeit mit der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung des DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, Februar 2007, aktualisiert im Sept. 2008 [BMU 2008c].

<http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007.pdf>

abgerufen am 2.7.2008

[BMU 2008c]

Leitstudie 2008 – Ausbaustrategie erneuerbare Energien vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Nitsch J in Zusammenarbeit mit der Abt. Systemanalyse und Technikbewertung des DLR – Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, September 2008.

[dena 2008a]

Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020. Konsortium DEWI / EnBW TNG / E.ON Netz / EWI / ISET / RWE TSO Strom / VE-T. Zwischenbericht. Durchgeführt im Auftrag der Deutschen Energieagentur – dena, Berlin, 13. März 2008.

[EEG 2008]

Gesetz für den Vorrang Erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Verabschiedet vom Deutschen Bundestag, 6.6.2008.

http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40508.php

[Elektromobilität 2008]

Expertenworkshop Energiewirtschaftliche Potenziale und Konsequenzen der Elektromobilität am 11.04.08 in Berlin. Veranstaltet von IFEU– Institut für Energie- und Umweltforschung gGmbH, Heidelberg, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Bundeswirtschaftsministeriums.

[E.ON-Netz 2007a]

Daten und Fakten zur Integration der Windkraft 2006/2007. E.ON Netz GmbH, Bayreuth.

http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/ENE_Windreport_Integration2006.pdf

abgerufen am 2.9.2008

[E.ON-Netz 2008a]

Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung. E.ON Netz GmbH, Bayreuth.

http://www.eon-netz.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-netz.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset_german/law/law_eeg/law_eeg.jsp

abgerufen am 2.9.2008

[E.ON-Netz 2008b]

Netzkennzahlen – vertikale Netzlast. E.ON Netz GmbH, Bayreuth.

http://www.eon-netz.com/frameset_german/main_frameset_reloader.phtml?top=http://www.eon-netz.com/Ressources/frame_head.jsp&bottom=http://www.eon-netz.com/frameset_german/law/law_eeg/law_eeg.jsp

abgerufen am 2.9.2008

- 1 [Goldisthal 2007]
2 Pumpspeicher-Kraftwerk Goldisthal. Vattenfall Europe Generation AG & Co KG, Goldisthal Flyer vom
3 04/2007.
4 http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/Bergbau_und_Kraftwerke/Kraftwerk_Goldi
5 [sthal.pdf](http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192vatt/Bergbau_und_Kraftwerke/Kraftwerk_Goldisthal.pdf)
6 abgerufen am 4.9.2008
- 7 [Greenpeace 2007a]
8 Klimaschutz: Plan B. Nationales Energiekonzept bis 2020. Erarbeitet von Eutech Energie und Mana-
9 gement, Aachen, Greenpeace Deutschland, 21.3.2007.
10 http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Klimaschutz_PlanB.pdf
11 abgerufen am 1.5.2008
- 12 [Greenpeace 2008]
13 Offshore: Energielieferant der Zukunft. Energierevolution auf dem Meer; siehe auch Offshore-Studie:
14 North Sea Electricity Grid Revolution. Greenpeace Hamburg, 03.09.2008
15 http://www.greenpeace.de/themen/energie/nachrichten/artikel/offshore_energielieferant_der_zukunft/
16 abgerufen am 4.9.2008
- 17 [Hamburg-Moorburg 2007]
18 Das Steinkohle-Kraftwerk Hamburg Moorburg und seine Alternativen. ifeu – Institut für Energie- und
19 Umweltforschung gGmbH (Pehnt M, Franke B, Hertle H, Kauertz B, Otter P), Heidelberg; arrhenius-
20 Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg (Groscurth H-M, Boßmann T, Kasten P). Im Auftrag des
21 Bunds für Umwelt und Naturschutz e. V. (Mey J), Heidelberg, Hamburg, November 2007.
22 http://www.arrhenius.de/fileadmin/redaktion/pdf/IFEU_Arrhenius__2007__-_BUND_Alternativkraftwerk_final.pdf
23 abgerufen am 14.4.2008
- 24 [IEA 2008c]
25 Empowering Variable Renewables: Options for Flexible Electricity Systems. In Support of the G8 Plan
26 of Action. International Energy Agency, Paris, 2008.
- 27 [Jarass 1981]
28 Jarass L, Hoffmann L, Jarass A, Obermair G M: Windenergie - eine systemanalytische Bewertung des
29 technischen und wirtschaftlichen Potentials für die Stromerzeugung der Bundesrepublik Deutschland.
30 Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York, 1980; berichtigter Nachdruck 1981.
31 Das Buch ist auch in englischer und in russischer Sprache erschienen.
- 32 [Jarass 1981a]
33 Jarass L: Strom aus Wind – Integration einer regenerativen Energiequelle. Heidelberger Taschenbü-
34 cher Nr. 209, Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York, 1981.
- 35 [Jarass 2005a]
36 Marktgemäße Netznutzungsentgelte statt Nettosubstanzerhaltung. In: InfrastrukturRecht, Beck-Verlag,
37 Heft 7/2005, S.146-149.
- 38 [Jarass 2005b]
39 Netzeinbindung von Windenergie: Erdkabel oder Freileitung?
40 In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6/2005, S. 398-403. Der Ausbau der Windenergie in
41 Deutschland erfordert 110-kV-Netzverstärkungen an der Küste. Hierfür sind Erdkabel technisch
42 gleichwertig mit Freileitungen und normalerweise wirtschaftlich zumutbar.
- 43 [Jarass 2005c]
44 Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien.
45 In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1/2005, S. 47-54.
46 Dieser Beitrag befasst sich mit der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare
47 Energien. Es werden für die wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien
48 einfache und klare Regeln entwickelt, die einen technisch und wirtschaftlich sinnvollen Netzausbau si-
49 cherstellen und gleichzeitig unnötige Ausbauten verhindern.
- 50 [Jarass 2006]
51 Improved Allocation through Environmental Taxes? Theory and Reality: The Example Germany.
52 Published in: Social Costs and Public Action in Modern Capitalism. Essays inspired by Karl William
53 Kapp's theory of social costs, p. 126-135. Edited by Wolfram Elsner, Pietro Frigato and Paolo Rama-
54 zotti. Routledge Frontiers of Political Economy, London and New York, 2006.

- 1 [Jarass 2009a]
2 Mehr Übertragungsleistung in Höchstspannungsnetzen. Optimierung geht vor Verstärkung und Neu-
3 bau – Dena-Netzstudie I ist überholt. Energy20, Februar 2009, S. 53-55 (auch abrufbar unter
4 www.energy20.net).
- 5 [Jarass 2009b]
6 Upgrading the Grid for Wind Energy – Optimization Before Reinforcement Before Building New Lines.
7 Workshop Proceedings, Session CG3: Transmission of Wind Power. European Wind Energy Confer-
8 ence 2009, Marseille, 16-19 March 2009.
- 9 [Jarass 2009c]
10 Erdkabel statt Freileitung - Kooperation zwischen Stadt Plettenberg und SEWAG.
11 Deutscher Städte- und Gemeindebund aktuell, Stadt und Gemeinde, Heft 6/2009, S. 238-239.
12 Statt einer ursprünglich geplanten 110-kV-Freileitung durch das Stadtgebiet von Plettenberg wird nun
13 eine Erdkablösung realisiert.
- 14 [Kiel 2008a]
15 Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel – Technische, wirtschaftliche und öko-
16 logische Bewertung, Ergebnispräsentation vom 4.2.2008. Durchgeführt im Auftrag der Stadtwerke
17 Kiel. Öko-Institut, Freiburg Berlin, Enerko, Aldenhoven, 4.2.2008.
18 <http://www.stadtwerke-kiel.de/unternehmen/GKK/Ergebnispräsentation.pdf>
19 abgerufen am 6.5.2008
- 20 [Kiel 2008b]
21 Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel – Technische, wirtschaftliche und öko-
22 logische Bewertung, Endbericht. Durchgeführt im Auftrag der Stadtwerke Kiel. Öko-Institut, Freiburg
23 Berlin, Enerko, Aldenhoven, 4.2.2008.
24 http://www.stadtwerke-kiel.de/unternehmen/GKK/Endbericht_GKK.pdf
25 abgerufen am 6.5.2008
- 26 [Prius 2008]
27 Hybrid-Batterie – Technische Daten, Prius II. Wikipedia, 2008.
28 <http://www.priuswiki.de/wiki/Hybrid-Batterie>
29 abgerufen am 7.10.2008
- 30 [UBA 2008]
31 Atomausstieg und Versorgungssicherheit. Loreck C, Umweltbundesamt, Dessau, März 2008.
32 <http://www.umweltbundesamt.de/uba-info-presse/hintergrund/atomausstieg.pdf>
33 abgerufen am 12.4.2008
- 34 [Windenergiereport-REISI 2007]
35 Windenergiereport-REISI. Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. – ISET, Universität Kas-
36 sel, 2007.
37 http://reisi.iset.uni-kassel.de/pls/w3reisiwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=353
38 abgerufen am 13.08.2008
- 39 [Zunft 2005]
40 Zunft C, Tamme R, Nowi A, Kajiell C: Adiabate Druckluftspeicherkraftwerke – Ein Element zur netzkon-
41 formen Integration von Windenergie. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 55. Jg. Heft 7, S. 254-258.
- 42

- 1
- 2 Sehr geehrter Herr Dekan, sehr geehrte Kolleginnen und Kollegen!
- 3 Haben Sie nochmals herzlichen Dank für Ihre großzügige Unterstützung meiner For-
- 4 schungsarbeiten, die zusammen mit Prof. Dr. G.M. OBERMAIR, Universität Regens-
- 5 burg und Staatssekretär a.D. W. VOIGT, Kiel durchgeführt wurden.
- 6 Die Ergebnisse sind mittlerweile auch als wissenschaftliches Fachbuch verfügbar:
- 7 **Jarass/Obermair/Voigt:**
- 8 **Windenergie - Zuverlässige Integration in die Energieversorgung.**
- 9 **Springer-Verlag Berlin/Heidelberg/New York, Juni 2009.**
- 10