CLIMATE CHANGE
20/2011

CO_2-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energienutzung in Deutschland

Umwelt Bundesamt

| CLIMATE CHANGE | 20/2011

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungskennzahl 3707 46 100
UBA-FB 001550

CO_2-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energienutzung in Deutschland

von

Marco Lanz, Barbara Fricke, Anette Anthrakidis, Mirjam Genter, Prof. Dr. Bernhard Hoffschmidt, Prof. Dr. Christian Faber
Solar-Institut Jülich der FH Aachen, Jülich

Eva Hauser, Dr. Uwe Klann, Prof. Dr. Uwe Leprich
IZES gGmbH, Saarbrücken

Dierk Bauknecht, Dr. Matthias Koch
Öko-Institut e.V., Freiburg

Stefan Peter
iSUSI, Markkleeberg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

UMWELTBUNDESAMT

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
http://www.uba.de/uba-info-medien/4195.html
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

ISSN 1862-4359

Durchführung der Studie:

Solar-Institut Jülich
der FH Aachen
Heinrich-Mußmann-Str. 5
52428 Jülich

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken

Öko-Institut e.V.
Merzhauser Str. 173
79100 Freiburg

iSUSI
Sustainable Solutions and Innovations
Gutsstr. 5
04416 Markkleeberg

Abschlussdatum: Juli 2010

Herausgeber:
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
E-Mail: info@umweltbundesamt.de
Internet: http://www.umweltbundesamt.de
http://fuer-mensch-und-umwelt.de/

Redaktion:
Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und Szenarien
Dr. Peter Pichl

Dessau-Roßlau, November 2011

Inhalt

1 Kurzfassung 1-6
1.1 Zusammenfassung 1-6
1.2 Summary 1-20
2 Einleitung 2-34
3 Stand der Energieversorgungs- und Netzstrukturen 35
3.1 Struktur der Stromversorgung 35
3.1.1 Stromnetz 35
3.1.2 Kraftwerkspark 38
3.1.2.1 Konventionelle Stromerzeugung 38
3.1.2.2 EE-Stromerzeugung 39
3.1.2.3 Virtuelle Kraftwerke (VK) 41
3.2 Struktur der Wärmeversorgung 43
3.2.1 Bedeutung des Wärmebedarfs in der Energieversorgung 2007 44
3.2.2 Vergleich des bundesweiten Wärmebedarfs 1996 und 2007 45
3.2.3 Wärmebedarf nach Sektoren 46
3.2.3.1 Wärmebedarf nach Energieträgern und Sektoren 47
3.2.3.2 Entwicklung des Wärmebedarfs nach Sektoren 48
3.2.4 Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor 49
3.2.5 Nah- und Fernwärmenetze 50
3.3 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) 52
3.3.1 Grundlagen der Kraft - Wärme - Kopplung 53
3.3.1.1 Technologiestand " 54
3.3.2 Ausbaupotenzial der Kraft-Wärme-Kopplung 56
3.3.3 CO_2-Minderungspotenzial 59
3.4 Gasversorgung 60
3.4.1 Erdgasverbrauch 60
3.4.1.1 Erdgasbedarf nach Sektoren und Anwendungsarten 61
3.4.2 Erdgasbezug 62
3.4.3 Erdgasspeicher 65
3.4.4 Netzstruktur 66
3.4.5 Veränderungen im Gasnetz durch eine dezentrale Stromversorgung 69
3.4.6 Biogaseinspeisung in das Gasnetz 70
4 Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen der dezentralen Erzeugung 72
4.1 Akteure der Energiemärkte und Auswirkungen der Akteursstruktur in Bezug auf die Umsetzung der dezentralen Energieerzeugung 72
4.1.1 Ausgangslage: die Hypothese einer marktbeherrschenden Stellung weniger Akteure 72

4.1.2 Räumliche Abgrenzung des relevanten Marktes im Stromsektor 76
4.1.3 Duopolistische Strukturen im deutschen Stromsektor 78
4.1.4 Der Gasmarkt in Deutschland 83
4.1.5 Zusammenfassung: Chancen der dezentralen Erzeugung in oligopolistisch geprägten Energiemärkten 87
4.2 Aktuelle politische Rahmenbedingungen für den Umbau der Energiewirtschaft 88
4.2.1 Das Integrierte Energie und Klimapaket (IEKP) der Bundesregierung 88
4.2.2 Ergebnisse der Leitstudie 2008 – Ausbaustrategie erneuerbare Energien ..89
4.2.3 Ausbauziele zur Nutzung der erneuerbaren Energien der Bundesregierung. 89
4.2.4 Änderungen der Rahmenbedingungen für dezentrale Energieumwandlung durch das EEG 2009 90
4.2.5 Die Regulierung der Strom- und Gasnetze 91
4.2.6 Vom passiven Verteilnetzbetreiber zum Systemdienstleister? - Leitbilder der Verteilnetzbetreiber vor dem Hintergrund der Anreizregulierung 92
4.3 Hemmnisse der dezentralen Erzeugung 94
4.3.1 Wärmeseitige Hemmnisse 96
4.3.1.1 Anschluss- und Benutzungszwang 97
4.3.1.2 Konzessionsabgaben vs. Gestattungsentgelte 99
4.3.1.3 Sonstige Hemmnisse für Wärmenetze 104
4.3.2 Stromseitige Hemmnisse 106
4.3.2.1 Netzintegration 107
4.3.2.2 Integration der EEG-Anlagen in die elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte 116
4.3.3 Zusammenfassung der Hemmnisse 119
4.4 Regelenergiemärkte als Beispiel der erforderlichen Anpassung an die dezentrale Stromerzeugung 122
4.4.1 Märkte zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung 122
4.4.2 Charakteristika der drei Regelenergiearten 125
4.4.2.1 Primärregelleistung (PRL) 127
4.4.2.2 Sekundärregelleistung (SRL) 127
4.4.2.3 Minutenreserveleistung (MRL) 127
4.4.3 Aktuelle Praxis der Beschaffung von Regelenergie 128
4.4.4 Ausgleichsenergie 131
4.4.5 Kriterien für die Teilnahme dezentraler Stromerzeuger an den Regelenergiemärkten 132
5 Dezentrale Energiesysteme 135
5.1 Gesamtanalyse der Anforderungen und Bedingungen zukünftiger dezentraler Energiesysteme 135
5.1.1 Systemintegration dezentraler Stromerzeugung: Betrachtungsebenen 135
5.1.2 Systemintegration durch Smart Grids 137

5.1.3 Flexibilität durch Speicherung 140
5.2 Ökologische und ökonomische Aspekte der Integration dezentraler Einspeisung in das Stromsystem 141
5.2.1 Strukturierung der Effekte 141
5.2.2 Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Effekte 146
5.2.3 Möglichkeiten der Modellierung 149
5.3 Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage 150
5.3.1 Flexibilisierung auf der Erzeugerseite 150
5.3.2 Flexibilisierung auf der Verbraucherseite 152
5.3.3 Lastmanagement im Sektor Haushalte 154
5.3.4 Lastmanagement im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 159
5.3.5 Lastmanagement im Sektor Industrie 162
5.4 Dezentralisierung des Stromsystems 163
5.4.1 Veränderungen der Aufgabenteilung zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern 163
5.4.2 Entwicklungen in Dänemark 164
5.4.3 Separate Einspeisenetze für dezentrale Erzeugung 165
6 Wege in die dezentrale Energieversorgung 168
6.1 Systemveränderungen durch dezentrale Einspeisung hoher Anteile erneuerbarer Energien 168
6.2 Simulation eines dezentralen Verbund-Energiesystems mit hohen Anteilen EE und KWK 170
6.2.1 Vorüberlegungen zur Modellierung 171
6.2.2 Annahmen für die Simulation 172
6.2.3 Strukturdaten und Gebietsgrenzen der untersuchten Region 173
6.2.4 Energiebedarfsdaten der untersuchten Region 175
6.2.5 Erzeugungstechnologien und installierte Erzeugungs- leistungen 179
6.2.6 Modellierungsansätze 182
6.2.7 Ergebnisse der Simulation 187
6.2.8 Zusammenfassende Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse 194
6.2.9 Fluktuierende Erzeugung und überregionaler Ausgleich 205
6.2.10 Einfluss der offshore Windenenergie auf die Stromversorgung 207
6.2.11 Fazit und Ausblick 208

1 Kurzfassung

1.1 Zusammenfassung

Unser heutiges Energiesystem ist in einem tiefgreifenden Wandel begriffen, angetrieben v.a. durch die Problematiken der Endlichkeit der fossilen Energieträger und der atomaren Brennstoffe sowie die zumeist ungelösten Probleme, die durch deren Nutzung bzw. die hierbei entstehenden Kuppel- und Abfallprodukte entstehen.

Eine bedeutende Zielsetzung dieses angestrebten und bereits eingeleiteten Wandels des Energiesystems ist die Minderung der Emissionen von Treibhausgasen, im Besonderen von Kohlendioxid, das als Kuppelprodukt im Rahmen der Bereitstellung der Nutzenergien Strom und Wärme anfällt.

Als Alternativen zu den konventionellen Brennstoffen sollen insbesondere erneuerbare Energieträger und in einer Übergangszeit noch dezentral genutzte fossile Energieträger dienen. Dabei stellt sich die Frage, inwieweit sich wesentliche Strukturmerkmale des bestehenden Energieversorgungssystems verändern sollten: Nicht nur die Bereitstellung von Strom, der bislang hauptsächlich in zentralen Großkraftwerken erzeugt wird, könnte dezentralisiert werden, sondern auch Regelungsinstanzen und elektrizitätswirtschaftliche Marktplätze, auf denen dezentral Nachfrage und Angebot koordiniert werden.

Diese Studie geht – auf der Basis einer ausführlichen Beschreibung der einzelnen Systemkomponenten, die die Grundlage der Modellierung eines spezifischen Verteilnetzes bilden - der Frage auf den Grund, inwieweit eine Dezentralisierung des Energiesystems zur Reduktion von CO_2-Emissionen beitragen kann. Dabei untersucht sie die Dimensionen einer möglichen Dezentralisierung und deren komplexes Wechselspiel untereinander:

- Zum einen wesentliche politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen dieser Dezentralisierung und zum Anderen die Teilmärkte des Stromsektors, die u.a. durch den Ausbau der fluktuierenden Erzeugung bereits in Bewegung geraten sind. Die Teilmärkte sollen in Zukunft eine wichtige Rolle spielen, um den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung zu bewerkstelligen.
- Fragen der Systemintegration der dezentralen und erneuerbaren Erzeugung, vor allem in Bezug auf deren Netz- und Systemintegration
- Die Potenziale möglicher CO_2-Emissionsminderungen durch die Vernetzung und Flexibilisierung der Verbraucher- und der Erzeugerseite einerseits und die Forcierung des Ausbaus dezentraler Kraftwerkskapazitäten andererseits.

Bedeutung der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Bereits bei der Untersuchung der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zeigt sich ein zweigeteiltes Bild: Obwohl sich die EU und die Bundesrepublik ehrgeizige Ziele zur (partiellen) Dekarbonisierung ihres Energieversorgungssystem gesetzt haben, existieren auf vielen Ebenen Hemmnisse oder die Regelungen widersprechen einander. Prägnante Beispiele hierfür sind z.B.:

- Das im Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung festgelegte und im KWK-Gesetz (KWK-G 2009) fixierte Ziel eines 25%-igen Anteils an Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung an der gesamten Stromerzeugung und die geplante Schlechterstellung von Wärme aus KWK gegenüber Einzelheizungen ab der 3. EU-Emissionshandelsperiode. Gemäß der durch das EU-Energiepaket vom 17.12.2008 geänderten Richtlinie zum EU-Emissionshandel 2003/87/EG sollen die der Wärmeproduktion zugeschriebenen Emissionen betroffener Kraftwerke in den Emissionshandel einbezogen werden, während die ungekoppelte Wärmeproduktion z.B. in Gasthermen von Wohn- und Gewerbegebäuden hiervon ausgeschlossen bleibt. Hierdurch entsteht eine doppelte strukturelle Benachteiligung der KWK, da unterschiedliche Formen von Nutzwärmebereitstellung ungleich monetär belastet werden. Hiermit können sinkende Investitionsanreize für den Ausbau von KWK entstehen, da diese auf den Aufbau von Wärmenetzen angewiesen sind.
- Die fehlende begriffliche Klärung bzw. Hierarchisierung der Tatbestände des Engpassmanagements gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz und des Einspeisemanagements des Erneuerbare-Energien-Gesetzes: Einerseits fehlt im EnWG eine klare Aussage dazu, dass zuerst alle anderen netz- und marktbezogenen Maßnahmen durch den Netzbetreiber durchzuführen sind, bevor es zur Abschaltung von EEG-Anlagen kommt. Andererseits besteht ein Problem mit KWK-G-Anlagen, da diese zwar dem Einspeisemanagement unterliegen, aber nicht der Anforderung, eine Ausrüstung installiert zu haben, die es dem Netzbetreiber ermöglicht, die aktuelle Einspeisung abrufen zu können und die Anlage fernzusteuern.
- Auch Kommunen, die willens sind, in ihrem Gebiet KWK ausbauen wollen, stecken bei ihren Handlungsmöglichkeiten in einer Zwickmühle: Wenn sie ein Gestattungsentgelt auf die Fernwärme erheben, können sie ähnliche Einnahmen wie durch die Konzessionsabgabe einer Erdgaslösung erzielen. Sie verteuern damit allerdings die Fernwärme für die Letztverbraucher. Auch mit einem An-

schluss- und Benutzungszwang für neue Wärmenetze stehen sie vor einem Dilemma: Sprechen Kommunen einen solchen aus, können gemäß MAP[1]-Richtlinie 14.1.4.3 Hausübergabestationen nicht mehr gefördert werden, was wiederum die Kosten des Wärmenetzes für die Beteiligten ansteigen lässt.

- Die Anreizregulierung neutralisiert die Netzkosten der dezentralen Erzeugung nicht vollständig und sie bietet auch keinen Anreiz nach dezentralen Optionen anstelle eines Netzausbaus zu suchen. Beides sollte in der Anreizregulierung geändert werden.

Doch nicht nur im rechtlichen Bereich bestehen Hemmnisse für den Ausbau der dezentralen Erzeugung. Die Sektoren der Gas- und der Stromwirtschaft sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt oligopolistisch organisiert und weisen eine vermachtete Marktstruktur auf, d.h. dass auf allen Marktstufen dieser Wirtschaftssektoren die gleichen Unternehmen agieren und zumeist beherrschend sind. Damit besitzen diese Unternehmen die Möglichkeit, die bestehenden oligopolistischen Strukturen aufrecht zu erhalten. Eine Dezentralisierung des Energiesystems, die mit einem Marktmachtverlust der Oligopolisten einhergeht, wird dadurch zusätzlich erschwert. Daher sind, wenn der notwendige Wandel der Energieversorgung weiter gewünscht und betrieben wird, flankierende Maßnahmen von gesetzgeberischer und staatlicher Seite (z.B. durch die Kontrollorgane für freien Netzzugang oder die Wettbewerbsaufsicht, aber auch bei der Setzung oder Anpassung von Regeln für die verschiedenen Energiemärkte) nötig.

Die Setzung von Marktregeln beeinflusst einerseits maßgeblich die Chancen dezentraler Energieerzeuger, in den Märkten für Energie gleichberechtigt teilzunehmen, andererseits kann sie auch eine Rolle beim Einsatz unterschiedlich CO_2-intensiver Kraftwerkstypen spielen.

Dies wird in dieser Studie exemplarisch illustriert am Beispiel der Regelenergiemärkte. Die drei Teilmärkte für Primär-, Sekundär- und Minutenreserve waren bis zur Neufassung des EnWG im Jahre 2005 von oligopolistischen Strukturen geprägt. Seither geraten diese nicht nur durch die im EnWG festgeschriebene Forderung nach einem transparenten und diskriminierungsfreien Marktzutritt unter Druck. Vielmehr ist es auch die stetig ansteigende Menge von Strom aus (fluktuierenden) erneuerbaren Energien, die das Marktgefüge der Regelenergiemärkte und das der weiteren kurzfristigen Märkte des Stromsektors verändert. Im Rahmen des bis Ende 2009 geltenden EEG-Wälzungsmechanismus hatten die ÜNB Monatsbänder aus dem EEG-Strom erstellt.

[1] Marktanreizprogramm

Diese wurden an die Lieferanten weitergereicht, die sie an ihre Kunden weitergeben mussten. Im Zuge dieser Bandwälzung handelten die ÜNB die EEG-Strommengen, die Abweichungen von den Monatsbändern bzw. die Fehlmengen ihrer Prognosen in vielfältigen Formen an den diversen Strommärkten, so z.B. mittels der sogenannten EEG-Reserve. Durch diese Handelsstrukturen blieb die Vermarktung für Außenstehende wenig transparent. Seit dem Inkrafttreten der AusglMechV[2] wurden die Monatsbänder im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus abgeschafft und der ausschließliche Verkauf sämtlicher EEG-Mengen im Day-ahead- und Intraday-Markt vorgeschrieben. Durch die präzisierende AusglMechAV[3] hat die Bundesnetzagentur vorgeschrieben, dass die Abweichungen zwischen EEG-Prognosen und den veräußerten Strommengen im Day-ahead-Markt spätestens ab 2011 nur noch über den Intraday-Markt gehandelt werden dürfen. Damit findet der vor einem Lieferzeitpunkt absehbare Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung über die börslichen Handelsplätze und außerhalb der Regelenergiemärkte statt. Die börslichen Kurzfristmärkte gewinnen so größere Bedeutung, während die Regelenergiemärkte wieder stärker auf die Funktion der Frequenzhaltung nach einem eingetretenen Frequenzungleichgewicht zurückgeführt werden.

Diese von der Bundesnetzagentur unternommenen Änderungen des Marktgefüges schaffen für dezentrale und regelbare Stromerzeuger neue Chancen, ihren Strom einfacher zu vermarkten, als dies an den Regelenergiemärkten möglich war. Gleichzeitig haben die börslichen Märkte, die ohne eine Bereitstellungskomponente funktionieren, den Vorteil, dass nur die erzeugte Arbeit kontrahiert und vergütet wird. Damit fällt die Notwendigkeit einer Stand-by-Stellung, die je nach Regelenergiemarkt sogar einen Monat dauern kann, dezentraler Erzeugungsanlagen weg, die dazu führen könnte, dass in der Summe weniger umweltfreundlich erzeugter Strom ins Netz eingespeist wird.

Bei der laufenden Neugestaltung der Regelenergiemärkte sollte damit nicht per se im Vordergrund stehen, wie bestimmte Typen von Stromerzeugungsanlagen in diese Märkte integriert werden können. Stattdessen sollte vor allem ein hohes Maß an Allokationseffizienz und die Vermeidung von THG-Emissionen im Vordergrund stehen und andererseits ein langfristig nachhaltiger Umbau des Energiesystems angestrebt werden.

Generell sollte die Rolle von Markt gestaltenden Änderungen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen neben der technischen Betrachtung möglicher aktueller und zukünftiger Einsparpotenziale stärker in das energiewirtschaftliche und politische Blickfeld rücken.

[2] Ausgleichsmechanismusverordnung, siehe Glossar
[3] Ausgleichsmechanischmusausführungsverordnung, siehe Glossar

Abwägung zwischen Nachfrageflexibilisierung und mehr Effizienz notwendig

Auch die Integration der dezentralen Erzeugung in das aktuell bestehende Stromsystem ist von hoher Bedeutung bei der Umsetzung gegenwärtiger und künftiger Klimaschutzmaßnahmen. Steigende Anteile dezentraler Erzeugung bedeuten auch die Notwendigkeit von Systemanpassungen bis hin zur späteren Systemtransformation. Die Modalitäten dieser Systemtransformation, aber auch die Schwierigkeiten, die sich im heutigen Energiesystem ergeben, wurden analysiert. Dabei stand die Frage im Mittelpunkt, welche Grenzen für die Aufnahme dezentraler Erzeugung im System bestehen und wie die Aufnahmefähigkeit des Systems insbesondere für die fluktuierende Erzeugung erhöht werden kann. In einem Überblick wurde gezeigt, mit welchen Maßnahmen die Aufnahmefähigkeit des Systems erhöht und die negativen Systemeffekte reduziert werden können und wie sich die ökonomische und ökologische Bilanz der dezentralen Stromerzeugung dadurch insgesamt weiter verbessern lässt. Dabei wurde auch ein entsprechender Modellierungsansatz zur Bewertung dieser Effekte skizziert.

Näher untersucht wurden in diesem Zusammenhang verschiedene Komponenten des Smart Grid Konzepts, d.h.

- einerseits die Fragestellung nach einer möglichen Flexibilisierung der Anbieter- und Nachfrageseite, um sowohl Last als auch Erzeugung an die Gegebenheiten v.a. der fluktuierenden Erzeugung anzupassen,
- andererseits wurden auch einige notwendige Aspekte einer Dezentralisierung der Netz- bzw. der Systemsteuerung erläutert.

Im Rahmen der ersten Fragestellung wurden besonders die Aspekte der Flexibilisierung der Verbraucherseite untersucht. Im Fokus der öffentlichen Debatte steht hier besonders häufig der Stromverbrauch der Haushalte, der mit rund 140 TWh jährlich etwas mehr als ein Viertel des gesamten Nettostromverbrauchs ausmacht. Hiervon nehmen vor allem Stromwärmeanwendungen (Stromheizungen und Wärmepumpen sowie elektrische Warmwasserbereitung ebenso wie Wasch- und Geschirrspülmaschinen und Wäschetrockner) mit rund 40% an der gesamten Nutzung einen bedeutenden Platz ein. Mit weiteren 17% folgen die Verbräuche von Kühl- und Gefriergeräten. Diesen Anwendungen wird aus zwei Gründen eine bedeutende Rolle bei der Flexibilisierung des Verbrauchs der Haushalte zugeschrieben:

- Die Anwendungen, die den Strom nutzen, um ihn in thermische Energie umzuwandeln - korrekterweise eigentlich abwerten, da thermische Energie eine geringere exergetische Wertigkeit als Strom aufweist - besitzen auf Grund der Speicherfähigkeit der thermischen Energie eine zeitliche Pufferfähigkeit. Dadurch können Strombezug und Nutzung der damit gewonnenen thermischen

Energie begrenzt von einander entkoppelt werden.

- Haushaltsgeräte zum Waschen und Spülen besitzen eine hohe elektrische Anschlussleistung, die in erster Linie für das Aufheizen des Nutzwassers benötigt wird. Ihr Betrieb ist (bei Akzeptanz und aktiver Mithilfe bzw. informationstechnischer Unterstützung) in gewissen Proportionen zeitlich verschiebbar.

Die mögliche Nutzung dieser Flexibilisierungspotenziale der Haushaltskunden im Rahmen einer Systemintegration der dezentralen Erzeugung und der Anpassung an die fluktuierende Erzeugung wird jedoch aus vielfältigen Gründen zumeist überschätzt, auch wenn die theoretischen Potenziale als hoch gelten können:

- Die Kunden müssen diese Technologien und die damit verbundenen Verhaltensänderungen akzeptieren und gegebenenfalls aktiv mitmachen (können). Inwieweit die Bereitschaft hierzu vorhanden ist, ist aktuell Gegenstand zahlreicher Studien, aber bisher kein gesellschaftliches Faktum.
- Selbst bei vorhandener Umsetzbarkeit und Bereitschaft funktionieren viele dieser Flexibilisierungsmechanismen nur, wenn auch die notwendige Technik zur Informationsübermittlung und zeitlich passenden Ansteuerung der Geräte vorhanden und für massenhafte Anwendungen erschwinglich ist. Gleichzeitig müssen auch die notwendigen energiewirtschaftlichen Instrumente existieren, mittels derer die Akteure die Last an die jeweils gegebene Menge an fluktuierender Erzeugung anpassen.
- Selbst wenn diese technischen und energiewirtschaftlichen Voraussetzungen gegeben wären, bleibt abzuwägen, inwieweit die hierfür notwendige Neuanschaffung von Haushaltsgeräten die mögliche Lastverschiebung
    - auf Grund der Substitution von Stromwärmeanwendungen durch energetisch effizientere Wärmebereitstellungstechniken (die z.B. wie der Ersatz von Stromheizungen staatlich gefördert werden) teilweise überflüssig macht oder
    - durch die zu erzielenden Effizienzfortschritte (durch technischen Fortschritt, Ökodesign-Richtlinie u. ä.) der neuen Geräte überkompensiert oder wirtschaftlich unattraktiv wird.
- Auch sollte beachtet werden, dass der Aufbau einer kapitalintensiven Infrastruktur zur Verschiebung der Haushaltsstromlasten durch technische bzw. Effizienzinnovationen gegebenenfalls zwar den ‚first movers' Vorteile bringen kann, diese Vorteile aber langfristig abnehmen bzw. stagnieren könnten.
- Verstärkte Anstrengungen zur Erzielung absoluter Effizienz (d.h. Substitution

von Stromwärme, großflächiger Ersatz alter, ineffizienter Haushaltsgeräte) böten den Vorteil, dass der Bedarf an Lastverschiebepotenzialen reduziert wird und der Aufbau einer kapitalintensiven Infrastruktur zum ‚Einsammeln' kleiner Lastmengen vermieden werden könnte. Zusätzlich wären weniger Investitionen in den generellen Aufbau dezentraler bzw. erneuerbarer Kraftwerkskapazitäten notwendig.

- Nicht zuletzt ist auch nicht gewährleistet, dass die verschiebbaren Lasten der Haushaltskunden zeitlich und mengenmäßig mit den Überschüssen von oder dem fehlendem Dargebot an fluktuierender Erzeugung korrelieren. Bei hohem Dargebot an PV-Strom im Sommer ist der Wärmebedarf der Haushalte eher gering, so dass hier möglicherweise nicht ausreichend verschiebbare Lasten zur Verfügung stehen. Andererseits können gerade im Winter bei stabilen Wetterlagen mit wenig Wind und eisigen Temperaturen sehr hohe Lastspitzen (unter anderem verursacht durch Stromwärmeanwendungen!) entstehen, die gerade nicht durch hohe Mengen an Windstrom aufgefangen werden können. Eine einfache Verzahnung von Strom- und Wärmesystem wird aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften beider Energieformen - Strom als hochwertige, aber nur zu hohen Kosten speicherbare Exergie und (Niedertemperatur)-Wärme als geringwertige, aber relativ gut speicherbare Energie – daher kaum erfolgen können.

Diese ungewisse Deckungsgleichheit von jeweiligem Dargebot an stochastischer Erzeugung und den auf relative Konstanz angewiesenen Stromwärmeanwendungen (gerade zur Raumheizung und zur Warmwasserbereitung) spricht auch klar gegen eine zukünftige forcierte Nutzung von Wärmepumpen oder Nachtspeicherheizungen. Die meisten Haushalte nutzen auf Grund der hohen Anfangsinvestitionen nur eine Wärmeerzeugungstechnik. Gleichzeitig sind große thermische Speicherkapazitäten eher die Ausnahme. Eine Verschiebung der Nutzungszeiten in Korrelation zum Aufkommen an fluktuierender Stromerzeugung ist unter diesen Bedingungen nicht möglich. Damit könnte der angestrebte positive Effekt zur Unterstützung der dezentralen Erzeugung pervertiert werden, da durch eine forcierte Stromwärmenutzung die Spitzenlast eher erhöht als gesenkt werden könnte.

Insgesamt sollte bei einer angestrebten Nutzung der Lasten privater Haushalte als Flexibilisierungspotenzial im Rahmen einer Systemintegration der dezentralen und fluktuierenden Energieträger eine klare Hierarchisierung der Maßnahmen danach erfolgen, dass Maßnahmen zur Umsetzung energetischer und ökologischer Effizienz in diesem Segment stets oberste Priorität haben.

Ein weitaus differenzierteres Bild zeichnet sich hingegen bei den Maßnahmen zur Fle-

xibilisierung der Nachfrageseite bei Lasten in den Sektoren GHD und der Industrie ab. Hier kommen z.B. gewerbliche und industrielle Kühl- und Gefriergeräte, Klimatisierungs- und Belüftungsinstallationen sowie größere Verbraucher in Kläranlagen oder in der öffentlichen Wasserversorgung in Frage.

Diese Sektoren sind zwar heterogener, weisen aber in vielen Bereichen hohe verschiebbare Lasten auf. In diesen Sektoren bestehen auch je Gerät höhere verschiebbare Lasten, wodurch mit geringeren spezifischen Investitionen höhere Effekte erzielt werden können. In Teilen besteht hier auch bereits die notwendige informationstechnische Anbindung und Erfahrung mit Lastmanagement bzw. variablen Tarifen.

Damit zeigt sich in Bezug auf die Flexibilisierung der Nachfrageseite und ihren möglichen Beiträgen zur Emissionsminderung ein sehr differenziertes Bild. Während der bestehende Kraftwerkspark in der Bundesrepublik so strukturiert ist, dass Lastverschiebungen zu Kosteneinsparungen führen könnten und theoretisch Potenziale an Lastverschiebung bestehen, sind diese unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Bedingungen und der heutigen Situation der fluktuierenden Erzeugung hauptsächlich bei größeren Verbrauchern und in der Industrie realisierbar.

Insgesamt zeigen diese Überlegungen die Notwendigkeit absoluter Effizienz, aber auch die der Flexibilisierung des bestehenden Kraftwerksparks bzw. des Aufbaus neuer, flexibler Kapazitäten. Dabei muss aus der Perspektive der Systemintegration darauf geachtet werden, dass neue Strukturen zur Dezentralisierung der Systemverantwortung entstehen.

Möglichkeiten und Grenzen eines dezentralen Energiesystems

Ein weiterer Teil dieser Studie widmet sich der Frage, welchem Dezentralitätsgedanken der weitere Ausbau der dezentralen Erzeugung folgen sollte. Dazu wurde eine Modellierung entwickelt, in der die Systemveränderungen durch hohe Anteile vor allem erneuerbarer Energien in einem ausgewählten Verteilnetz untersucht wurden.

Ziel war es, eine stark auf dezentrale Unabhängigkeit gerichtete Umstrukturierungsmöglichkeit eines einzelnen Verteilnetzes (als bislang kleinste aktive Netzsteuerungseinheit) näher zu betrachten. Damit sollen Möglichkeiten und Grenzen dezentraler Erzeugungsleistung sowie regionaler Installation und Koordination von Leistung zur Bereitstellung von Komplementär- und Regelenergie untersucht werden.

Durch Simulationsrechnungen wurde überprüft, in welchem Umfang bei zwei Szenarien eines deutlichen Ausbaus dezentraler PV- und Windstromerzeugung eine regional ausgerichtete Stromversorgung möglich ist. Es wurde auch untersucht, wie sich Stromaustausch, Leistungsbedarf und Leistungsrückspeisung über die Regionsgrenzen hinweg verändern. Dabei wurden drei Situationen unterschieden:

- Referenzszenario mit Werten von 2007 als Ausgangsbasis,
- Szenario I: „lineare Extrapolation" bis 2020 (Fortschreibung des aktuellen Zubaus an PV-, Wind- und Biogasanlagen),
- Szenario II: „Forcierter Wind- und PV-Ausbau" (Ausbau von PV-, Wind- und Biogasanlagen unter möglichst hoher Ausschöpfung räumlicher, technischer und gesellschaftlicher Potenzialgrenzen).

Zur ungeregelten Erzeugung wurden hier auch Biomassekraftwerke als ausschließlich wärmegeführte Erzeugungsanlagen gezählt. Ergänzt werden muss die fluktuierende Stromerzeugung durch regelbare Leistungseinheiten. Diese sollten im Rahmen des regionalen Potenzials ebenfalls auf erneuerbaren Energien basieren (Biogas). Ergänzend werden hocheffiziente regelbare fossile Kraftwerke kleiner bis mittlerer Leistung vorgesehen, die ausnahmslos in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Die dezentralen KWK-Anlagen sollen einen signifikanten Beitrag zum Ausgleich des fluktuierenden Angebots erneuerbarer Energien leisten. Diese KWK-Erzeugungseinheiten werden rein stromgeführt betrieben. Ihre nicht zeitgleich im Nahwärmeversorgungssystem benötigten Wärmemengen werden in saisonale Speicher eingespeist. Zu einer Ausbalancierung von Erzeugungshoch/Schwachlast-Situationen sollen zentral geregelte Wärmepumpen beitragen, die als Senke dienen, wenn bereits die ungeregelte Erzeugung die gesamte Last im Verteilnetz übersteigt. Für beide Wärmebereitstellungsoptionen wird angestrebt, dass diese in der Modellierung vollständig die individuelle Wärmeerzeugung durch gebäude- oder wohnungsgebundene Heizkessel bzw. Gasthermen ersetzen sollen.

Der Modellierungsansatz verfolgt als erste Priorität eine versorgungssichere Strombereitstellung. Die Wärmebereitstellung durch KWK und Wärmepumpen wird aus dieser Perspektive als Nebenprodukt betrachtet. Um sicher zu stellen, dass die im Modell erzeugte „Abwärme" der an der stochastischen Erzeugung orientierten BHKW- und Wärmepumpennutzung nicht über einem zukünftig noch notwendigen Mindestwärmebedarf liegt, wird ein Minimal-Bedarf an Raum- und Warmwasserwärmeversorgung für die privaten Haushalte und Sektor Gewerbe/ Handel/ Dienstleistung abgeschätzt. Dies ermöglicht, dass die in den modellierten EE-KWK-Wärmepumpen-Verbundsystemen erzeugte Wärmemenge den realen Wärmebedarf auch bei mittelfristig deutlich zurückgehendem Wärmebedarf nicht übersteigt. Zum anderen ermöglicht die fortlaufende Bilanzierung von Wärmebedarfsverlauf und erzeugter Wärmemenge eine grobe Abschätzung der notwendigen Speicherdimensionierung.

In das regional ausgerichtete Modell ist keine Möglichkeit zur Stromspeicherung integriert, da bislang auf dezentraler Ebene keine Möglichkeiten zur langfristigen Stromspeicherung, die vor allem über die Umwandlung in Wasserstoff und Rückwandlung in

Strom umsetzbar wäre, als realisierbar gelten. Dies ist einerseits eine Beschränkung des Modells, erweist sich aber als Vorteil, da durch diese bewusste Auslassung die Grenzen einer Verzahnung von Strom- und Wärmesystem umso genauer herausgearbeitet werden können.

Eine weitere bewusste Auslassung besteht darin, dass in der Modellierung kein Rückgang des Stromverbrauchs modelliert wird. Obwohl die Reduktion des Stromverbrauchs und die Steigerung der Energieproduktivität zu den Zielen der Bundesregierung gehören, lässt sich in den vergangenen Jahren keine durchgreifende Tendenz in Richtung einer Senkung des absoluten Stromverbrauchs erkennen. Daher wird davon ausgegangen, dass ohne forcierte Anstrengungen der Politik in Bezug auf eine absolute Stromverbrauchsminderung kaum Erfolge in dieser Richtung zu verzeichnen sein werden. Damit eröffnet die Simulation aber auch die Möglichkeit, die Konsequenzen einer Unterlassung ernsthaften Einsparbemühungen gerade für den Ausbau der dezentralen Erzeugung zu modellieren.

Die wichtigsten Ergebnisse der beiden Szenarien werden hier kurz wiedergegeben und sind auch aus Tabelle 1-1 sowie Abbildung 1-1 und Abbildung 1-2 ersichtlich. Anhand der Simulationsergebnisse können die Veränderungen der CO_2-Emissionen berechnet und der Größenordnung der Emissionen in 2007 gegenübergestellt werden.

Tabelle 1-1 Gegenüberstellung der Ergebnisse für die Stromversorgung: Deckungsanteile, Erzeugung und installierte Leistungen für das Referenzszenario (2007), Szenario I und Szenario II.

	2007			Lin. Extrapolation			Forc. Wind u. PV		
	[MW]	[MWh]	[%]	[MW]	[MWh]	[%]	[MW]	[MWh]	[%]
Wind	77,2	141.330	15,5	160,0	292.912	32,0	230,0	421.061	46,1
PV	5,1	3.919	0,4	84,0	65.044	7,1	172,2	133.341	14,6
Deponie	1,4	4.169	0,5	1,4	4.169	0,5	1,4	4.169	0,5
Biomasse	2,0	7.207	0,8	6,3	22.474	2,5	6,3	22.474	2,5
Biogas BHKW	-	-	-	1,9	15.275	1,7	2,3	15.356	1,7
Erdgas BHKW	-	-	-	100,0	511.810	56,0	100,0	394.579	43,2
Bezug	162,5	757.946	82,9	59,6	23.742	2,6	59,2	14.919	1,6
Rückspeisung	11,0	145	0,0	59,6	6.011	-0,7	96,6	15.609	-1,7
Wärmep.	-	-	-	28,1	-14.986	-1,6	65,0		-8,3

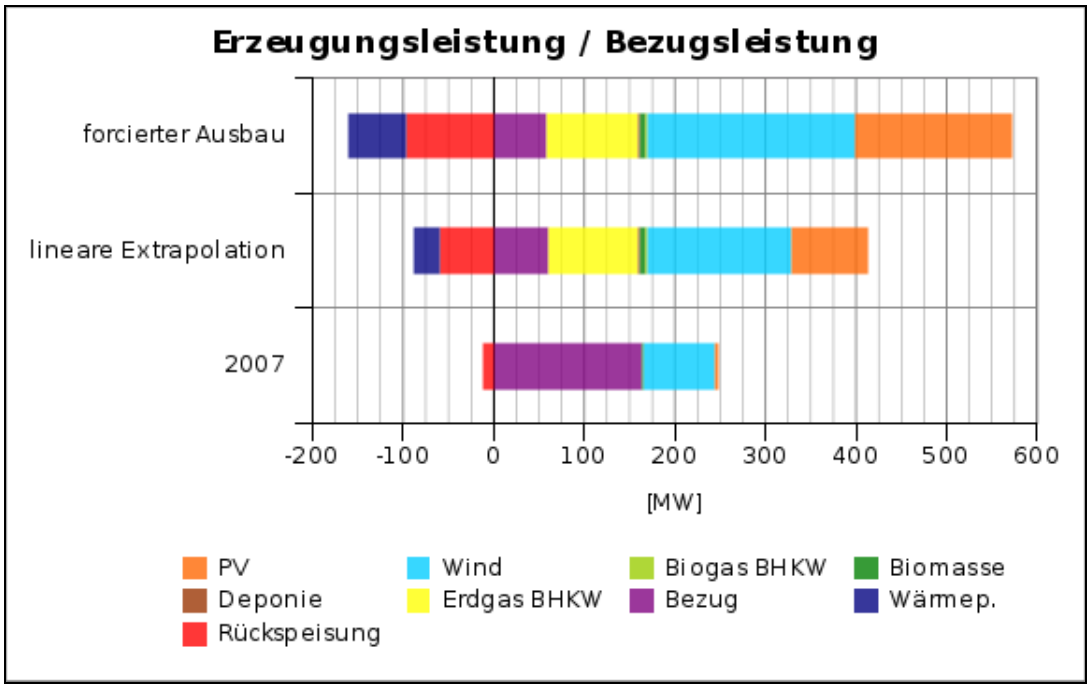


Abbildung 1-1: Gegenüberstellung der drei Szenarien – (installierte) Leistungen

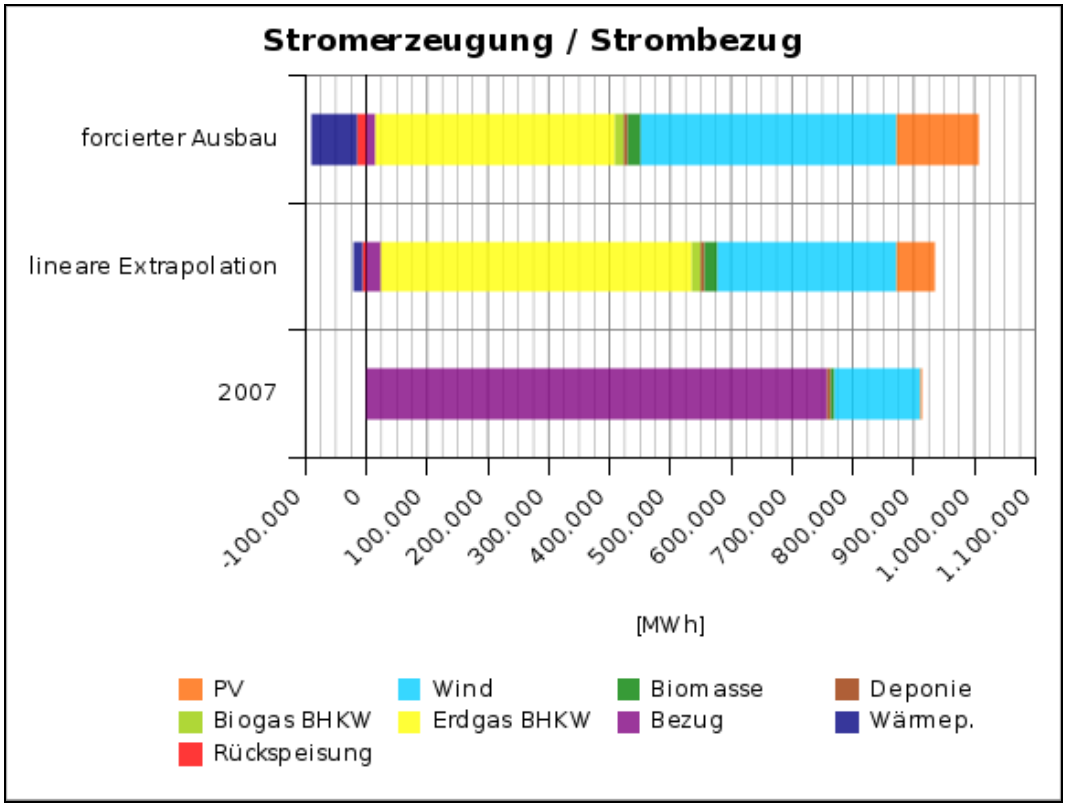


Abbildung 1-2: Gegenüberstellung der drei Szenarien –erzeugte/ bezogene elektrische Arbeit

- Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromdeckung betrug in 2007 insgesamt 17,2 %. Dieser Anteil steigt in Szenario I auf 43,8% und in Szenario II auf 65,4%. Parallel dazu fällt der Anteil, der durch Bezug aus der vorgelager-

ten Netzebene gedeckt werden muss, von 82,9% in 2007 auf 2,6% in Szenario I und auf 1,6% in Szenario II. Wird auch die Rückspeisung in das vorgelagerte Netz berücksichtigt, so müssen in Szenario I noch 1,9% des Strombedarfs durch Bezug von extern gedeckt werden, während der Bezug in Szenario II von der Rückspeisung kompensiert wird.

- Durch den Aufbau an KWK-Kapazitäten kann in Szenario I etwas mehr als der angesetzte Mindestwärmebedarf aus KWK Anlagen und Wärmepumpen gedeckt werden. Faktisch stammt jedoch fast die gesamte Wärmeerzeugung aus Erdgas befeuerten KWK-Anlagen. In Szenario II wird jedoch, im Gegensatz zu Szenario I, keine vollständige Wärmedeckung erreicht. Alternativ kann erneuerbare Wärmebereitstellung z.B. durch Solarkollektoren in die vorhandenen Wärmenetze mit eingespeist werden, um den hier angenommenen Mindestwärmebedarf vollständig zu decken.
- Da die Netzgebiete der regionalen Gas- und Stromnetzbetreiber nicht identisch sind, wird der in der Modellregion angenommene Gasbezug abgeschätzt. Danach beträgt der Gasbezug der Modellregion zur Deckung des Raumwärmebedarfs rund 1.174 GWh (Ho). In Szenario I („Lineare Extrapolation 2020") liegt der Gasbedarf der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung bei 1.744 GWh (plus 48% gg. 2009), in Szenario II bei 1.322 GWh („Forcierter Wind- und PV Ausbau", plus 13% gegenüber 2009).
- Vergleicht man die gesamten CO_2-Emissionen der drei Szenarien ist festzustellen, dass deutliche Reduktionen gegenüber der heutigen Situation zu verzeichnen sind. Fallen im Referenzszenario 2007 (REF) CO_2-Emissionen von insgesamt 673.647 Tonnen pro Jahr an, sinkt dieser Wert in Szenario I auf 342.155 t/a (Reduktion um ca. 49 Prozent gegenüber REF) und im Szenario II auf insgesamt 270.502 t/a, was eine Reduktion um ca. 60 Prozent gegenüber dem Referenzszenario bedeutet.

Die Ergebnisse beider Szenarien werfen die Frage auf, inwieweit eine Dezentralisierung der Energieversorgung im Sinne einer regionalen Energie-Autarkie möglich sein kann, ohne allerdings damit die Frage zu beantworten, ob dies energiewirtschaftlich, ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist. Wenn man z.B. die in beiden Szenarien notwendigen installierten Leistungen an Erdgas-BHKW auf der Basis des Anteils der Modellregion am bundesdeutschen Stromverbrauch (Basis 2007) hochrechnet, würde dies bedeuten, dass bundesweit rund 60 GW an installierter Leistung solcher Gas-Kraftwerke vorhanden sein müssten, wenn (ceteris paribus) in jeder Region eine ähnliche Priorität auf einen zeitgleichen Ausgleich von regionaler Erzeugung und Last gelegt würde.

Allerdings werden durch diesen forcierten regionalen Bezug keine Synergien in der Bereitstellung von Komplementär- und Regelenergie auf bundesdeutscher Ebene (z.B. durch andere dezentrale erneuerbare Energien oder durch die offshore-Windkraftanlagen) ausgeschöpft. Auch die Nutzung von erneuerbaren Energien im europäischen Verbundsystem wird hierbei trotz hoher bestehender Potenziale vollständig ausgeklammert. Damit wird das Risiko einer regionalen Überausstattung mit Kapazitäten zur Bereitstellung von Komplementär- und Regelenergie eingegangen, während diese Kapazitäten möglicherweise mit umso geringeren Auslastungs- und Wirkungsgraden operieren müssen. Auch zeigt ein Blick auf die in der Simulation erzielten CO_2-Emissionen, dass diese Lösung nicht langfristig umgesetzt werden kann, da hiermit die langfristig notwendigen Treibhausgas-Minderungsziele nicht erzielt werden können.

Eine Dezentralisierung der Energieversorgung sollte deshalb nicht mit einer ausschließlichen Dezentralisierung der fluktuierenden Erzeuger und der Kapazitäten zur Bereitstellung der ergänzenden Komplementär- und Regelenergie verwechselt werden. Sowohl in der Forschung als auch in der Energiepolitik sollte das Augenmerk vielmehr darauf gelegt werden, dass zwar die regionale Ebene als die Ebene gestärkt wird, in der die Teilnahme der Bürger an zukunftsfähigen Energieprojekten am besten genutzt werden kann. Demnach sollten solche regionalen Projekte immer als Teil der Umwandlung des gesamten Energiesystems begriffen und auf deren Einbettung in das gesamte bundesdeutsche, wenn nicht sogar europäische Verbundnetz geachtet und somit die gesamte Systemtransformation gefördert werden.

Ebenso stellt sich im Rahmen der Ergebnisse dieser Modellierung die Frage, wie in der Zukunft sowohl Strom- als auch die Wärmeversorgung optimiert und wie sie gegebenenfalls effizient miteinander verzahnt werden können. Die in dieser Studie gewählte alleinige Fokussierung auf die Nutzung von Wärmepumpen als Stromsenke im Fall eines ausschließlich regionalen Überschusses von Strom zeigt exemplarisch die Problematik einer rein technischen Verzahnung von Strom- und Wärmesystem auf, die nicht gleichzeitig die energiewirtschaftlichen und ökologischen Folgen für ein optimiertes Gesamtsystem in das Kalkül einbezieht.

Durch das stochastische Anfallen dieser „Überschüsse", (denen im gesamtdeutschen Kontext sehr wohl ein zeitgleicher Bedarf gegenüberstehen kann,) könnten ebenso lokale Überkapazitäten an saisonalen thermischen Speichern notwendig werden. Da die Zeiten hohen oder niedrigen Dargebots fluktuierender Energieträger weder planbar sind, noch mit denen höherer Wärmebedarfe korrelieren, kann es weder regional noch bundesweit eine Lösung sein, gleich hohe Kapazitäten zur Speicherung der zu thermischer Energie herabgestuften elektrischen Energie aufzubauen. Dies ist weder volkswirtschaftlich vertretbar, noch wird es der hohen exergetischen Wertigkeit des Stro-

mes gerecht.

Es sollte vielmehr angestrebt werden, den hochwertigen Strom, der in alle anderen Nutzenergieformen umgewandelt werden kann, auch hochwertig zu nutzen, während gleichzeitig gerade die Erzeugung von Niedertemperaturwärme mittels energetisch effizienterer Verfahren angestrebt oder mittels passiver Maßnahmen weitgehend vermieden werden sollte.

Last but not least zeigen die Verwendung der hohen Stromverbrauchswerte des Jahres 2007 und das Ausblenden zusätzlicher Maßnahmen zur absoluten Stromverbrauchsminderung umso stärker die Notwendigkeit einer intelligenten Verzahnung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien auf. Perspektivisch betrachtet scheint es - gerade in Anbetracht der begrenzten Potenziale regelbarer erneuerbarer Erzeugung und der klimapolitisch notwendigen Begrenzung fossiler Ressourcen - dringend notwendig, Effizienzpotenziale rasch und beherzt zu heben, um damit zum Abbau der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern beizutragen und letztlich im Sinne der Ressourcenschonung und des Klimaschutzes ganz auf diese verzichten zu können.

1.2 Summary

The German energy system is currently in a state of extensive transformation, which is primarily driven by the set of problems stemming from fossil energy sources and nuclear fuels being a finite resource and the largely unsolved problems arising from their use and the waste products and by-products that are generated through this use.

An important goal of the pursued transformation of the German energy system, which has already been set in motion, is to reduce greenhouse gas emissions – in particular carbon dioxide, which is a by-product of the provision of the effective energies electricity and heat.

Renewable energy sources and – in a transitional phase – decentralised fossil energy sources are to be used as alternatives to conventional fuels. But the question arises of the extent to which basic structural characteristics of the existing energy supply system should change: not only could the provision of electricity in Germany, which has been produced in large centralised power plants up to now, be decentralised, but also regulatory entities and the power marketplaces on which decentralised demand and supply are coordinated.

This analysis examines – on the basis of a comprehensive description of the different system components on which the modelling of a specific distribution grid is based – the extent to which decentralisation of the German energy system can contribute to the reduction of CO_2 emissions. To this end the dimensions of a possible decentralisation and their complex interactions are examined:

- Basic framework conditions of policy and the energy industry for this decentralisation and the sub-markets of the electricity sector, which have already started to change, partly as a result of the increasing share of fluctuating production. In future the sub-markets are to play an important role in equalising fluctuating production;
- Questions related to the integration of decentralised and renewable production, above all in terms of their integration in the grid and energy system; and
- The potentials of possible CO_2 emission abatements brought about by the interweaving and flexibilisation on the part of consumers and producers, on the one hand, and promotion of the expansion of decentralised power plant capacities on the other hand.

Importance of energy policy and energy business related regulations

However, dichotomies already emerge in the analysis of the framework conditions of policy and the energy industry: Although the EU and the German government have set

ambitious targets for the (partial) decarbonisation of their energy supply systems, barriers exist on many levels or the regulations contradict one another. Key examples are for instance:

- The fixed target of increasing the share of electricity from combined heat and power (CHP) to 25% within total electricity production, as laid down in the Integrated Energy and Climate Program of the German government and the German CHP Act of 2009[4], and the planned downgrading of heat from CHP compared to individual heating systems from the third EU trading period onwards. In accordance with the EU Emissions Trading Directive 2003/87/EG which was revised as part of the EU energy package on 17 December 2008, the heat production emissions of affected power plants are to be incorporated in emissions trading while the "uncombined" heat production in, for example, gas-fired geysers of residential and commercial buildings remain excluded. As a result CHP is at a double structural disadvantage since different forms of useful heat provision are unequally economically burdened. In this way investment incentives for increasing CHP can decrease as these incentives are dependent on the development of heat grids.
- The lack of conceptual clarity or hierarchisation of the elements of shortage management resulting from the German Energy Industry Act (EIA)[5] and feed-in management as laid down in the German Renewable Energy Sources Act (RESA)[6]: On the one hand there is no clear statement in the EIA on all other network- and market-based measures having to be carried out by the network operators before the RESA plants are switched off. On the other hand there is a problem with power plants covered by the German CHP Act because they are subject to feed-in management but are not required to install the appropriate equipment which enables the network operator to retrieve the current feed-in and control the plant remotely.
- Also municipalities which intend to increase CHP in their area are caught in a double bind in terms of the possible action they can take: If they levy a permission fee for district heat, they can generate revenues similar to those achieved by the concession levy for natural gas. However, district heat is thereby made more expensive for the end consumer. If connection to and use of new heat grids is made compulsory, they also face a dilemma: If imposed by municipalities, district heating sub-stations can no longer be promoted in ac-

[4] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2009 (KWK-G 2009).
[5] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).
[6] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

cordance with Directive 14.1.4.3 of the German Market Incentive Program[7], which in turn increases the costs of the heat grid for those involved.

- The German Incentive Regulation does not fully neutralise the network costs of decentralised production and also does not provide an incentive for implementing decentralised options rather than network expansion. Both aspects should be changed in the regulation.

Barriers for increasing decentralised production are not only to be found in regulation. The German gas and electricity industry sectors are currently organised oligopolistically with a market structure characterised by companies with large market power, i.e. the same companies are operating on all market levels of the industry sectors and dominate in most cases. For this reason these companies have the opportunity to continue perpetuating existing oligopolistic structures. A decentralisation of the energy system whereby the oligopolists lose market power is made more difficult as a result. Thus if the transformation of energy supply in Germany continues to be desired and realised, flanking measures from legislators and the state (e.g. by the controlling bodies for open network access or the German office of fair trading, but also by setting or adapting rules for the different energy markets) are necessary.

Setting market rules substantially influences, on the one hand, the opportunities of decentralised energy producers to participate in the energy markets on an equal footing. On the other hand, it can also have an impact on the use of power plant types which have different CO_2 intensities.

In the analysis this is illustrated by the example of reserve energy markets. The three segments of primary, secondary and tertiary reserve were composed of oligopolistic structures up to the new German Energy Industry Act of 2005. Since that time, they are coming under pressure – and not only as a result of the requirement that entrance to the market is transparent and free of discrimination, as laid down in the EIA. A greater role is in fact played by the continually increasing quantity of electricity from (fluctuating) renewable energies, which changes the structure of reserve energy markets and other short-term markets of the electricity sector. Within the framework of the RESA distribution mechanism[8] that was in force until the end of 2009, transmission system operators (TSOs) had produced monthly supply bands of electricity from renewables. These were passed on to the suppliers who had to deliver them to their customers. In the course of this practice, the TSOs traded the quantities of electricity

[7] Marktanreizprogramm-Richtlinie (MAP).
[8] EEG-Wälzungsmechanismus.

produced in accordance with the RESA, the deviations from the monthly supply bands, and/or the deficient volumes from their forecasts in varied forms to the diverse electricity markets, by means of, for example, the RESA reserve[9]. As a result of these trading structures there was a substantial lack of transparency in marketing for outsiders. Since the German Equalisation Scheme Execution Ordinance[10] came into force, the monthly supply bands generated within the framework of the RESA distribution mechanism were discontinued and the subsequent sale of all quantities of RESA electricity on the day-ahead and intraday markets was prescribed. In the more specific Equalisation Ordinance the German Federal Network Agency has made it a requirement that the differences between the RESA forecasts and the electricity quantities sold in the day-ahead market are traded on the intraday market only from 2011 at the latest. In this way, the equalisation of fluctuating production that is foreseeable prior to delivery is traded on the spot market and not within the reserve energy markets. As a result the short-term spot markets gain in importance while the reserve energy markets are more strongly returned to their function of maintaining frequency when an imbalance has occurred.

The changes to market structures undertaken by the German Federal Network Agency create new opportunities for decentralised and flexible electricity producers to market their electricity more simply than is the case on reserve energy markets. At the same time trading on the spot market takes place without an availability component and has therefore the advantage that only produced electricity is contracted and compensated. As a consequence, stand-by (in which the plant can be for a whole month, depending on the reserve energy market) is no longer necessary in the case of decentralised production plants, which may lead to less environmentally friendly electricity being fed into the grid overall.

During the re-organisation of the reserve energy markets in Germany, which is already underway, the specific types of electricity production plants that can be integrated in these markets should not necessarily be prioritised. Rather, a high degree of allocation efficiency and the abatement of GHG emissions should be prioritised and a re-design of the energy system that is sustainable in the long term should be pursued.

In general the role of market-shaping changes occurring as a result of GHG emission abatement should – along with technical consideration of current and future possible saving potentials - be higher up the policy and energy industry agenda.

[9] EEG-Reserve.
[10] Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung VO (AusglMechAV).

Weighing up demand flexibilisation and increased efficiency

Moreover, the integration of decentralised production in the current electricity system in Germany is very important in the implementation of current and future climate measures. Increasing shares of decentralised production also mean that it is necessary to adjust and in future transform the system. The modalities of this transformation and the difficulties found in the current German energy system have been analysed. The key focus of this analysis was to determine the boundaries for the uptake of decentralised production in the system and how this uptake in the system can be increased, particularly in the case of fluctuating production. An overview showed which measures can be used to increase the uptake in the system, to reduce negative system effects. It was determined how the economic and ecological balance of decentralised electricity production can be further improved overall as a result of these measures. A modelling approach for assessing these effects was described.

In this context a closer analysis was made of various components of the smart grid concept:

- The possibilities of flexibilising supply and demand in order to adjust both the load and the production to specific circumstances, especially those relating to fluctuating production, were examined.
- Some of the aspects necessary to a decentralisation of grid or system control were also elucidated.

In addressing the first question, the aspects relating to flexibilisation on the part of consumers were analysed. Public debate on this subject in Germany often concentrates on the power consumption of households, which makes up just over a quarter of the total net power consumption in Germany (approx. 140 TWh/a). Of this, electrical heating appliances (electrical heaters, heat pumps, electrical supply of hot water, washing machines, dishwashers and washer-dryers) are significant, making up approx. 40% of total consumption. A further 17% comes from the use of refrigerators and freezers. These applications feature significantly in flexibilisation of the electricity consumption of households for two reasons:

- Applications which use electricity to convert it into thermal energy (strictly speaking they actually devalue it since thermal energy has a lower exergy rating than electricity) have a time buffer because of the storage capacity of

thermal energy. On this basis the purchased electricity and the use of the thermal energy that is gained from it can be decoupled within certain limits.

- Household appliances for washing and rinsing have a high electrical power rating, which is first and foremost used to heat the process water. The times of their operation can (with acceptance and active assistance of the household and with IT support) be shifted within certain proportions.

However, the possible use of the flexibilisation potentials of households as part of the integration of decentralised production in the energy system and adjustment to fluctuating production has generally been overestimated for various reasons, even when the theoretical potentials are regarded as high:

- The customers have to accept these technologies and the changes to behaviour they involve and, if necessary, (be able to) actively participate. The extent to which customers are prepared to do this is currently still the subject of manifold papers, but is not a social fact.
- Even when it is a practicable option and the consumer is willing, many of these flexibilisation mechanisms only function when the necessary technology for information transfer and for controlling the applications at the appropriate times is in place and affordable for mass applications. At the same time certain instruments of the energy industry are necessary, by means of which the participants adjust the load to the quantity of fluctuating production in each case.
- Even when these technical and energy industry requirements are met, it still needs to be determined whether the possible load shift
    - is sometimes made redundant due to the substitution of electrical heating applications by more energy-efficient heat supply technologies (which receive governmental support like, for example, the replacement of electrical heaters), or
    - is overcompensated or becomes economically unattractive as a result of the improved efficiency which the new appliances are to achieve (e.g. by means of technical progress orrcodesign directives).
- It should also be taken into account that a development of capital-intensive infrastructure for shifting electricity loads of households by means of technical or efficiency innovations can bring about benefits for the "first movers", but these benefits could decrease or stagnate in the long term.
- Increased efforts for achieving absolute efficiency (i.e. substitution of electrical heating, large-scale replacement of old, inefficient household appliances)

would provide the benefit that the demand for load shift potentials is reduced and development of a capital-intensive infrastructure for "collecting" small load quantities could be avoided. In addition, fewer investments in the general development of decentralised or renewable power plant capacities would be necessary.

- Last but not least, it is not guaranteed that the shiftable loads of households will correlate in timing and quantity with the surplus or the lack of available electricity from fluctuating production. While the availability of electricity from photovoltaics is high in summer, the heat demand of households tends to be low, with the result that the shiftable loads that are available may not be sufficient. However in winter, during stable weather conditions with little wind and freezing temperatures there can be very high load peaks (caused, for example, by electrical heating applications!), which cannot be covered by high quantities of electricity from wind. Therefore a simple dovetailing of the electricity and heat systems will scarcely be possible because of the different characteristics of the two energy forms – electricity being a high-quality exergy which can only be stored at high cost and (low temperature) heat being a low-quality energy which can, however, be relatively well stored.

The uncertain congruence of available stochastic production and the electrical heating applications which require a relatively stable electricity supply (especially for space and water heating) is also a clear argument against future promotion of the use of heat pumps or night storage heaters. Most German households use one heat production technology only, due to the high early investments. At the same time large thermal storage capacities tend to be the exception. Shifting operating times in correlation with available fluctuating electricity production is not possible under these conditions. In this way the intended positive effect of supporting decentralised production could be perverted since peak load may tend to be increased rather than decreased by promotion of the use of electrical heating.

Overall there should be a clear hierarchisation of the measures for using the loads of households as a flexibilisation potential within the scope of integration of decentralised and fluctuating energy sources in the German energy system, if this path is pursued. Measures for implementing energy and ecological efficiency in this segment should always be the first priority.

In contrast, there is much more differentiation regarding measures for flexibilising demand using loads in the tertiary sector and industry. For example, commercial and industrial cooling and freezer appliances, air conditioning and ventilation installations and more large-scale loads in wastewater treatment plants or the public water supply

could be used.

These sectors are more heterogeneous but have high shiftable loads in many cases. Depending on the appliance, there are even higher shiftable loads in these sectors, by means of which higher effects can be achieved with lower specific investments. In some areas in these sectors the necessary IT connection is already in place and experience has already been gathered with load management or variable tariffs.

As can be seen, flexibilisation of demand and the possible contributions it can make to emission reduction are very varied. While the current power plant mix in Germany is structured in such a way that load shifts could lead to cost savings and the load shifting potentials are there in theory, they can – under the given conditions of the energy industry and the current situation in fluctuating production – chiefly be realised in practice in industry and with higher loads.

Overall these considerations show that absolute efficiency is necessary, as is the flexibilisation of the existing power plant mix or development of new, flexible capacities. At the same time the development of new structures for the decentralisation of system responsibilities should be considered from the perspective of system integration.

Possibilities and boundaries of a decentralized energy system

A further part of this analysis focuses on the question of which notion of decentrality should be pursued to further increase decentralised production. Modelling was carried out to this end in which changes to the energy system arising from high shares of (above all) renewable energies were analysed for a chosen distribution grid.

The goal was to consider more closely the re-structuring of a chosen distribution grid (as the smallest active network control unit to date), the process of which is strongly geared to decentralised independence. In this way opportunities and boundaries of decentralised production capacity and the regional installation and coordination of back-up capacity can be examined.

By means of simulation calculations the extent to which local electricity supply was possible in two scenarios with significant increases in decentralised PV and wind electricity production was tested. The effects on the exchange of electricity, the capacity demand and capacity recovery beyond the boundaries of the region was also examined. Three situations were distinguished:

- Reference scenario using 2007 levels as a base
- Scenario I: “Linear extrapolation” up to 2020 (continuing the current building of additional PV, wind and biogas plants)
- Scenario II: “Promoted increase of wind and PV” (expansion of PV, wind and

biogas plants while exhausting spatial, technical and social potentials as much as possible).

In terms of non-flexible production, biomass power plants were counted as exclusively heat-controlled production plants. Fluctuating electricity production has to be supplemented by flexible unit sizes. These should also be based on renewable energies (biogas) within the scope of the regional potential. In addition, highly efficient flexible fossil-fuelled power plants of small or medium capacity which are to be exclusively operated as CHP plants are planned. The decentralised CHP plants are to make a significant contribution to equalising the fluctuating production from renewable energies. These CHP units will be operated driven by electricity demand only. The heat quantities not needed in the local heat supply system at the same time are fed into seasonal storage. Centrally controlled heat pumps are to contribute to balancing out situations where production is high/load is weak and act as a sink when inflexible production already exceeds the total load in the distribution grid. The objective of both options is to fully replace individual heat production in the model with boilers or gas-fired geysers connected to buildings or flats.

The modelling approach pursues a secure electricity supply as its top priority. The provision of heat from CHP and heat pumps is regarded as a by-product from this perspective. In order to ensure that the "waste heat" produced in the model from the use of heat pumps and block heat and power plants geared to stochastic production does not exceed a minimum heat demand still needed in the future, a minimal demand for the supply of space heating and hot water is estimated for households and the tertiary sector. This prevents the heat quantities produced in the integrated systems of renewable energies, CHP, and heat pumps of the model exceeding the real heat demand, even when in the medium term heat demand significantly decreases. On the other hand the continual balancing of heat demand and quantities of produced heat enables a rough estimate to be made of the quantity which needs to be stored.

In the regional-based model, an opportunity for electricity storage has not been integrated since long-term electricity storage on a decentralised level (which could above all be implemented by conversion to hydrogen and re-conversion to electricity) has not been regarded as realisable up to now. This is, on the one hand, a limitation of the model but it ultimately proves to be beneficial as the boundaries for integrating electricity and heat systems can be more precisely elaborated as a result.

There is one further intentional omission in the model: a decrease in electricity consumption has not been incorporated. Although the reduction of electricity consumption and the increase of energy productivity are amongst the targets of the German government, no far-reaching tendency towards decreasing absolute electricity consump-

tion in recent years can be detected. Therefore the model assumes that barely any progress can be achieved when no political effort is being made to reduce absolute electricity consumption. As a result the simulation provides an opportunity for modelling the consequences of excluding important saving measures, particularly with regard to increasing decentralised production.

The most important results of the two scenarios are summarised and are also evident from Table 1-2, Figure 1-3 and Figure 1-4. On the basis of the simulation results the changes in CO_2 emissions can be calculated and compared to the emission levels of 2007.

Table 1-2 Comparison of results for electricity supply: Shares for meeting demand, production and installed capacity for the reference scenario (2007), scenario I and scenario II.

	2007			**Linear extrapolation**			**Promotion of wind and PV**		
	[MW]	**[MWh]**	**[%]**	**[MW]**	**[MWh]**	**[%]**	**[MW]**	**[MWh]**	**[%]**
Wind	77.2	141,330	15.5	160.0	292,912	32.0	230.0	421,061	46.1
PV	5.1	3,919	0.4	84.0	65,044	7.1	172.2	133,341	14.6
Landfill	1.4	4,169	0.5	1.4	4,169	0.5	1.4	4,169	0.5
Biomass	2.0	7,207	0.8	6,3	22,474	2.5	6.3	22,474	2.5
Biogas CHP	-	-	-	1.9	15,275	1.7	2.3	15,356	1.7
Natural gas CHP	-	-	-	100.0	511,810	56.0	100.0	394,579	43.2
Purchase	162.5	757,946	82.9	59.6	23,742	2.6	59.2	14,919	1.6
Recovery	11.0	145	0.0	59.6	6,011	-0.7	96.6	15,609	-1.7
Heat pumps	-	-	-	28.1	-14,986	-1.6	65.0		-8.3

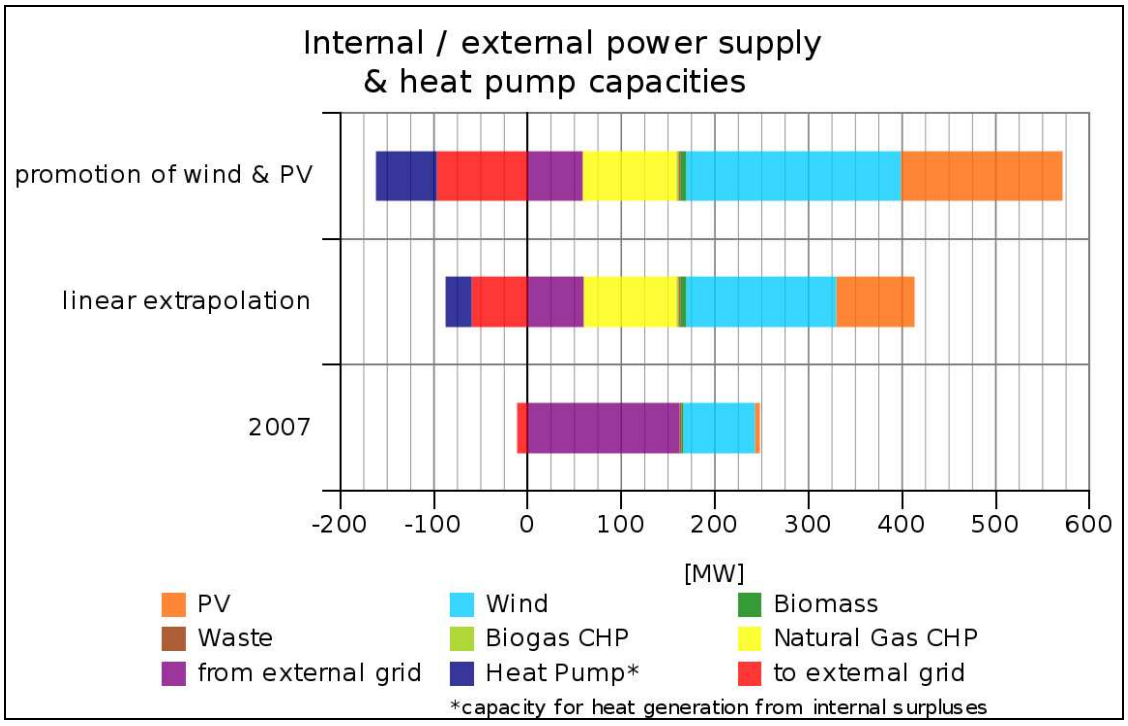


Figure 1-3: Comparison of the three scenarios – (installed) capacities

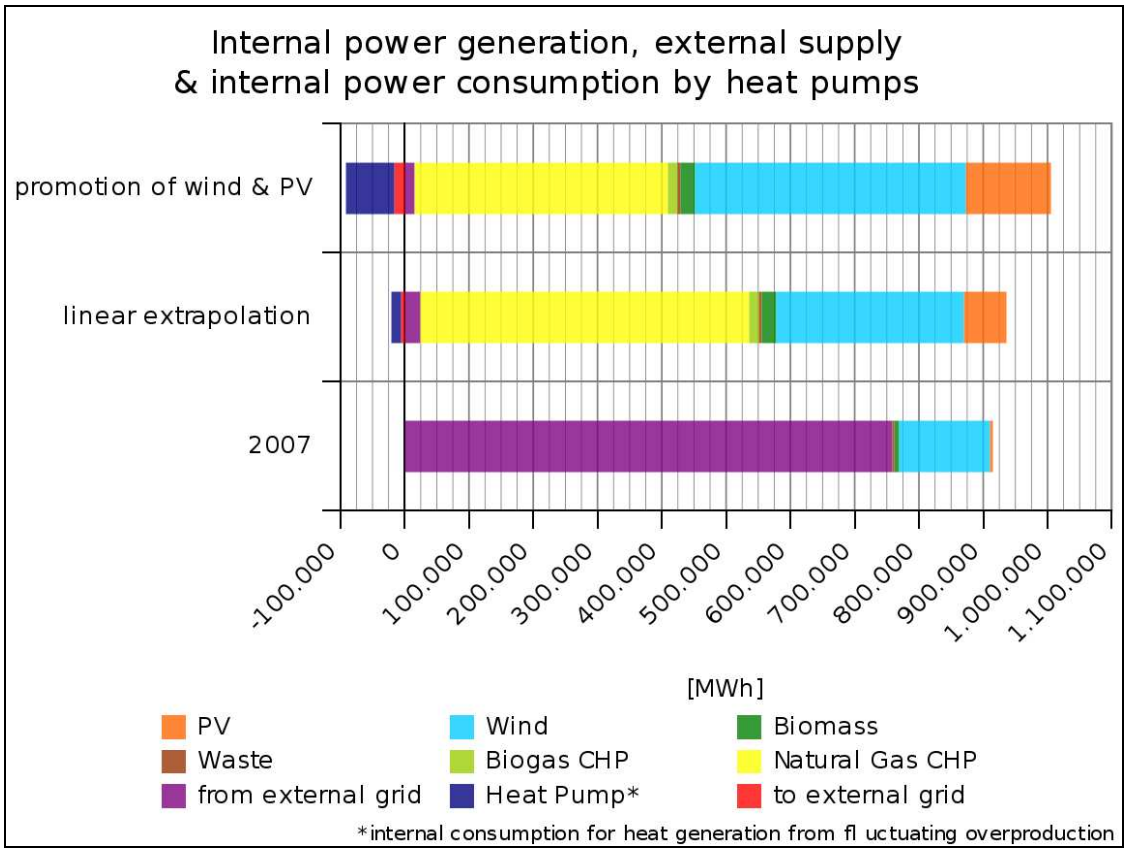


Figure 1-4: Comparison of the three scenarios – produced/purchased electricity

- The share which renewable energies contributed to meeting the electricity demand in 2007 amounted to 17.2 % overall. In scenario I this share increases to 43.8% and to 65.4% in scenario II. In parallel, the share which has to be met by purchase from the previous grid level, falls from 82.9% in 2007 to 2.6% in scenario I and to 1.6% in scenario II. If recovery to the previous grid level is taken into account, 1.9% of the electricity demand still has to be purchased externally in scenario I while the purchase in scenario II is compensated by the recovery.
- By developing CHP capacities, somewhat more than the fixed minimum demand from CHP plants and heat pumps can be met in scenario I. Almost all the total heat production comes from natural gas-fired block heat and power plants. However, in contrast to scenario I, the minimum heat demand is not fully covered in scenario II. As an alternative, heat supply from renewables (e.g. using solar collectors) can be fed into the existing heat grids in order to cover the minimum heat demand assumed in this case.
- Since the areas of the regional gas and electricity grid operators are not identical, the assumed gas purchase is estimated for the region used in the model. According to this estimation, the gas purchase to cover the space heating demand amounts to approx. 1,174 GWh (HHV[11]) for this region. In scenario I ("Linear extrapolation 2020") the gas demand of combined electricity and heat production amounts to approx. 1,744 GWh (plus 48% compared to 2009); in scenario II it amounts to 1,322 GWh ("Promoted increase of wind and PV", plus 13% compared to 2009).
- If the total CO_2 emissions of the three scenarios are compared, it can be seen that the emission reductions are significant in comparison to the current situation. If CO_2 emissions amount to a total of 673,647 tonnes per annum in the reference scenario 2007 (REF), this level falls to 342,155 t/a (reduction of approx. 49 % compared to REF) in scenario I and to 270.502 t/a overall in scenario II, which corresponds to a 60 % reduction compared to the reference scenario.

The results of both scenarios raise the question of the extent to which a decentralisation of the energy supply in terms of a regional energy autarchy would be possible without thereby answering the question of whether it is economically and ecologically

[11] higher heating value

reasonable. If, for example, the installed capacities of natural gas-fired block heat and power plants needed in both scenarios are used to make a national projection based on the share of the model region in the total German electricity consumption (using 2007 levels), there would have to be approx. 60 GW of installed capacity of such gas-fired power plants on a national level if (ceteris paribus) a simultaneous equalisation of regional production and load was similarly prioritised in every region.

However, synergies in the provision of back-up energy on a national level (e.g. from other decentralised renewable power plants or offshore wind power plants) are not exhausted by the promotion of regional purchase. Also the use of renewable energies in the European integrated system is – despite the high potentials – thereby excluded. The risk of regional over-supply is addressed using back-up capacities while these back-up capacities may have to operate with much lower load factors and efficiencies. Looking at the CO_2 emission levels in the simulation shows that this option cannot be implemented in the long term as it would not be possible to meet the necessary GHG reduction targets as a result.

A decentralisation of energy supply should therefore not be confused with an exclusive decentralisation of fluctuating producers and back-up capacities. Both in research and energy policy, attention should be directed instead to strengthening the regional level as the level on which the participation of citizens in future-oriented energy projects can be best utilised. Accordingly such regional projects should always form part of the transformation of the total energy system and their integration in the overall national - if not European – integrated network should be pursued, thereby promoting the transformation of the total energy system.

In terms of the model results the question also arises as to how both electricity supply and heat supply can be optimised in future and how they can be efficiently integrated where appropriate. The chosen focus of this analysis on the use of heat pumps for electricity storage when there is an exclusively *regional* surplus of electricity provides an example of the set of problems associated with a purely technical integration of electricity and heat systems when the energy industry and ecological consequences for an optimum system overall are not taken into consideration.

By the stochastic incurrence of these "surpluses" (which may well be countered nationally by a simultaneous demand) an excess of local capacities of seasonal thermal storage could also be necessary. Since the periods in which the availability of fluctuating energy sources is high or low can neither be planned nor correlated with higher heat demands, the solution regionally or nationally cannot be to develop just as high capacities for the storage of electrical energy that has been downgraded to thermal energy. It would be neither economically reasonable, nor would it be able to meet the

high exergetic value of electricity.

Rather the goal should be to use high-value electricity which can be converted into all other forms of useful energy in a high-value way while at the same time more energy efficient procedures are used to produce low temperature heat or should largely be avoided by means of passive measures.

Last but not least applying the high electricity consumption levels of 2007 and excluding additional measures for reducing absolute electricity consumption shows even more strongly the need for "smart" integration of energy efficiency and renewable energies. In the future, there seems – particularly in the light of the limited potentials of flexible renewable production and the restriction of the use of fossil resources necessitated by climate policy – to be an urgent need to increase efficiency potentials quickly and ambitiously in order to contribute to reducing dependency on fossil energy sources and ultimately to be able to refrain from using them altogether for the purposes of resource conservation and climate protection.

2 Einleitung

Das Projekt **CO_2-Emissionsminderung durch Ausbau, informationstechnische Vernetzung und Netzoptimierung von Anlagen dezentraler, fluktuierender und erneuerbarer Energieerzeugung in Deutschland** dient der Untersuchung der Anforderungen an die Energieversorgung – in den Bereichen Erzeugung, Transport, Verteilung und Verbrauch -, die sich aus der Ausweitung dezentraler Erzeugung ergeben und der Untersuchung von Ansätzen, an denen sich der sukzessive Umbau der Energieversorgungsstruktur in Richtung mehr regenerative Energien und stärkere Dezentralität orientieren kann.

Durch die Untersuchung und Darstellung des Zusammenspiels der verschiedenen Ebenen der Energieversorgung soll die Wissensgrundlage für anstehende Entscheidungen auf allen Ebenen der Energiewirtschaft erweitert werden.

Thematisch und methodisch ist die Studie in vier Bereiche gegliedert: Zunächst wird die Struktur der drei Teilbereiche Strom-, Wärme- und Gasversorgung im gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Systems dargestellt. Im zweiten Schritt werden die erfassten Systeme analysiert und sich abzeichnende technische, ökonomische und rechtliche Schwierigkeiten für die Entwicklung einer verstärkt dezentralisierten Energieversorgung erläutert. Im dritten Schritt erfolgt die Entwicklung eines dezentralen Modellsystems unter Berücksichtigung der Vernetzung der Subsysteme Strom- und Wärmeversorgung. In Schritt vier werden die entwickelten Ansätze für eine integrierte dezentrale Energieversorgung anhand der Versorgungsnotwendigkeiten in Simulationsrechnungen überprüft und optimiert.

Anhand der Simulationsergebnisse der dezentral orientierten Strom- und Wärmeversorgung einer Beispielregion werden Möglichkeiten und Grenzen einer stark dezentral orientierten Versorgung diskutiert und Notwendigkeiten des zukünftigen Forschungsbedarfs skizziert.

3 Stand der Energieversorgungs- und Netzstrukturen

3.1 Struktur der Stromversorgung

In diesem Kapitel erfolgt ein kurzer Abriss der aktuellen Stromnetzstruktur und des Kraftwerkparks. Diese Bestandsaufnahme der gegenwärtigen Situation dient dem Verständnis der technischen Herausforderungen einer Umgestaltung der Stromversorgung mit einem stärker dezentralisierten, vor allem auf regenerativen Energien basierenden Ansatz.

3.1.1 Stromnetz

Um die Verbraucher mit elektrischer Energie zu versorgen, ist es notwendig, Leitungen von den Stromerzeugungsanlagen zum Verbraucher zu installieren. Dazu werden Stromnetze mit verschiedenen, aber festgelegten Spannungen und bei Wechselstrom auch mit festgelegten Frequenzen eingesetzt (vgl. Abbildung 3-1. Für größere Distanzen wird in Deutschland die

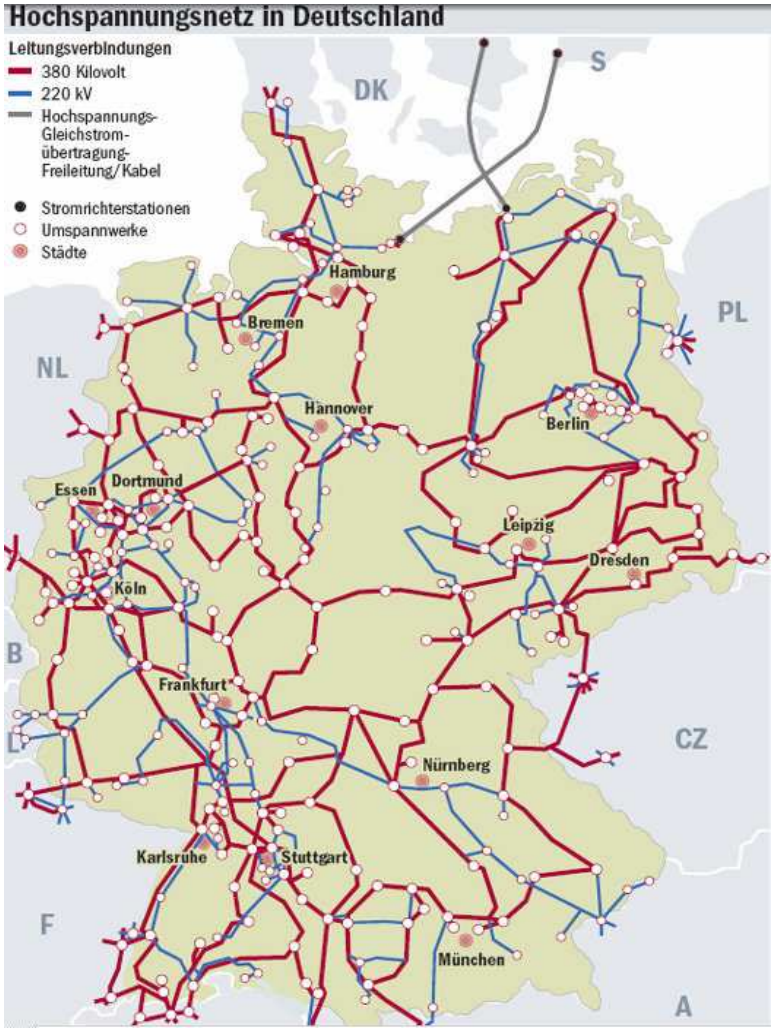


Abbildung 3-1: Verlauf des deutschen Transportnetzes

Energie mittels Dreiphasenwechselstrom mit einer Netzfrequenz von 50 Hz und einer Netzspannung von bis zu 380 kV übertragen. Erst in der Nähe des Verbrauchers wird sie auf eine Niederspannung mit einem Effektivwert von 230 V (Einphasenwechselstrom) bzw. 400 V (Dreiphasenwechselstrom) transformiert.

Aufbau des Netzes - Spannungsebenen

Das Höchstspannungsnetz (380 kV und 220 kV) ist ein Übertragungsnetz. Es transportiert die derzeit größtenteils von Kraftwerken mit der größten Erzeugungsleistung bereitgestellte Energie landesweit. Eingespeist wird über Transformatoren, die nahe an den Verbrauchsschwerpunkten liegen. Das deutsche Netz ist über sog. Kuppelleitungen an das internationale Verbundnetz angeschlossen.

- Das Hochspannungsnetz (110 kV) sorgt für die Grobverteilung von elektrischer Energie. Leitungen führen hier in verschiedene Regionen, Ballungszentren oder große Industriebetriebe. Abgedeckt wird ein Leistungsbedarf von 10 bis 100 MW.
- Das Mittelspannungsnetz (20 kV und 10 kV) verteilt den Strom an die Transformatorstationen des Niederspannungsnetzes oder an größere öffentliche Einrichtungen. Stadtwerke, die ebenfalls Kraftwerke oft auch mit Kraft-Wärme-Kopplung betreiben, speisen ihren Strom ebenfalls in dieses Netz.
- Die Niederspannungsnetze sind für die Feinverteilung zuständig. Die Mittelspannung wird auf 400 V bzw. 230 V transformiert und damit werden Haushalte, Gewerbe und Verwaltungen versorgt.

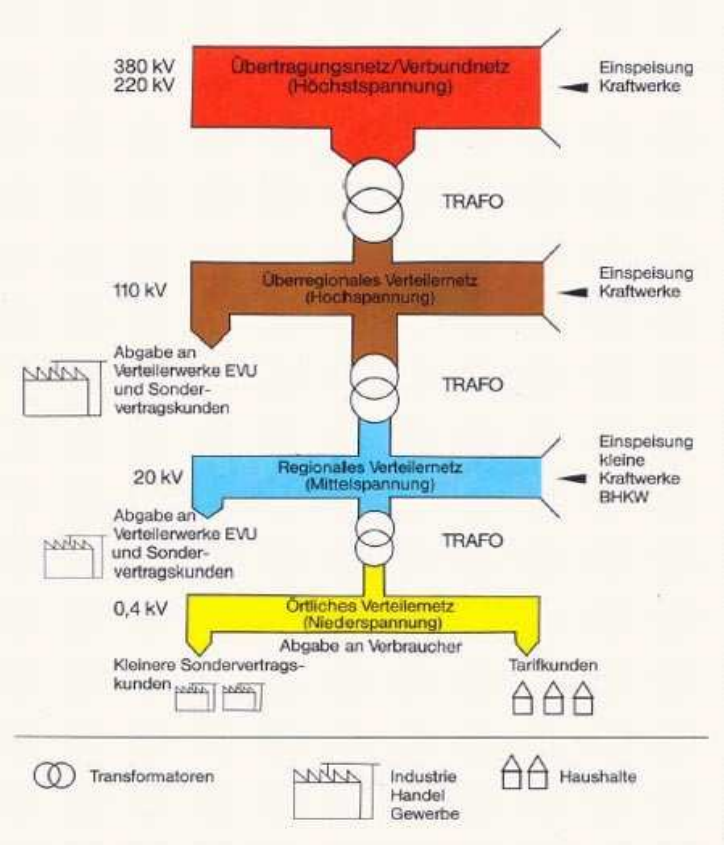


Abbildung 3-2: Aufbau des Stromnetzes - Darstellung der einzelnen Spannungsebenen

Die Verbindung von Stromnetzen mit unterschiedlichen Spannungsebenen erfolgt über Transformatoren, die in Umspannanlagen installiert sind. Der Stromfluss durch die Netze und zu Netzen mit gleicher Spannungsebene erfolgt über Schaltanlagen. Eine wichtige Kenngröße für die Stabilität des Netzes ist die Netzfrequenz. Starke Unregelmäßigkeiten sowohl bei der Verbraucher- als auch bei der Erzeugerseite bewirken Frequenz- bzw. Spannungsschwankungen. Idealerweise liegt die Netzfrequenz bei 50 Hz. Bei zu starker Abweichung drohen Versorgungsunterbrechungen oder -ausfälle. Daher müssen starke Laständerungen oder auch Erzeugungsspitzen ausgeglichen werden.

Das Netz ist in vier Regelzonen unterteilt, die wiederum in verschiedene Bilanzkreise unterteilt sind (vgl. Abbildung 3-3[12]). Im neu gebildeten Netzregelverbund aller Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist es eine der Aufgaben der ÜNB, für eine permanente, ausgeglichene Bilanzierung zwischen Erzeugung und Verbrauch zu sorgen. Die Betreiber nutzen dazu so genannte Lastprofile, die es ihnen ermöglichen, die benötigte Leistung für einen gewissen Zeitraum im Voraus zu planen.

[12] http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Regelzonen_deutscher_%C3%9Cbertragungsnetzbetreiber_neu.png

Der Kraftwerkspark ist derzeit in drei Bereiche (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) aufgeteilt. Kurzfristige Änderungen (starke Fluktuationen durch Verbraucherlastwechsel im Sekundenbereich oder fluktuierende erneuerbare Energie-Erzeugung) werden über das Regelenergiemanagement ausgeglichen. Bei einer unausgeglichenen Energiebilanz wird dazu entweder elektrische Energie verkauft oder entsprechend eingekauft. Die Bereitstellung der Energie erfolgt hier über thermische Kraftwerke oder Speicherkraftwerke. Sie sind in der Lage, kurzfristig ihre Leistung zu ändern und fehlende Energie zur Verfügung zu stellen. Der Austausch von überschüssiger oder fehlender Energie kann dabei auch zwischen einzelnen Regelzonen erfolgen.

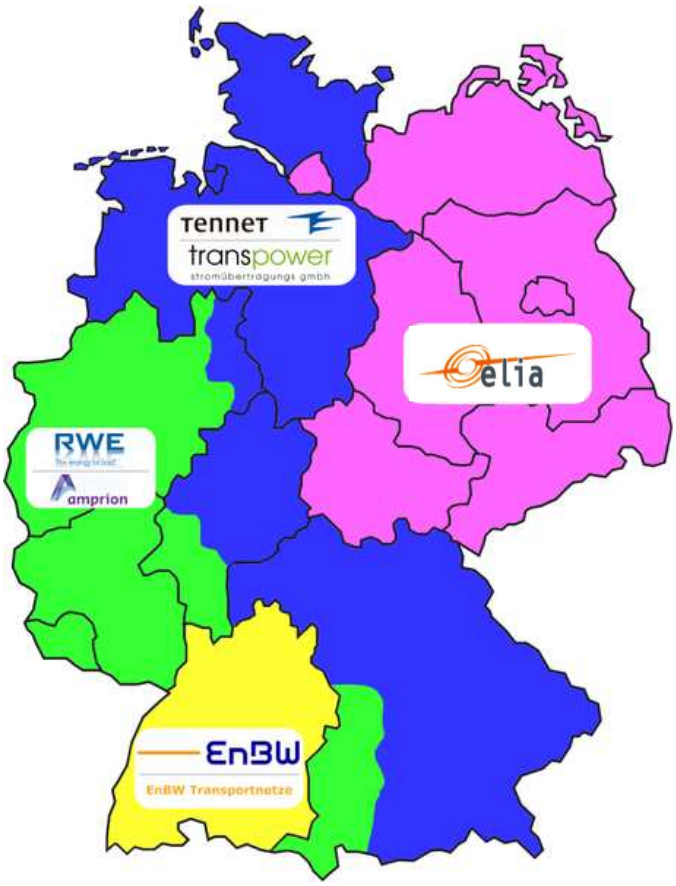


Abbildung 3-3 Die vier Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber[12]

3.1.2 Kraftwerkspark

3.1.2.1 Konventionelle Stromerzeugung

Der schwankenden Stromnachfrage und der erhöhten Anforderung an Komplementär- und Regelleistungsbereitstellung[13] durch fluktuierende Erzeuger können konventionelle Kraftwerke in einem begrenzten Bereich „hinterherfahren" (Lastfolgebetrieb). Die aus technischer Sicht bestimmenden Parameter sind hierbei die Anfahrzeit, Mindestleistung sowie die Laständerungsgeschwindigkeit der Kraftwerke (siehe Tabelle 3-1).

[13] Detaillierte Erläuterung zur Komplementär- und Regelleistungsbereitstellung vgl. Kapitel 4.4

Tabelle 3-1: Anfahrzeiten, Mindestleistung und Laständerungsgeschwindigkeiten konventioneller Kraftwerke[14]

Stromerzeugungs-technologie	Leistung Pges (MW)	Anfahrzeit (h)	Laständerungs-rate (% Pges/min)	Mindestleistung (% Pges)
Steinkohlekraftwerk	200-600*	2-5	4-6	35
Braunkohlekraftwerk	400-800*	2-5	2-3	35
Gaskraftwerk	80-600	0,5-2	8-10	20
Gasturbine	40-200	0,1-0,4	8-20	55
Kernkraftwerk	900-1300	3-25	5-10	30[15]-50

*Ergänzung zur verwendeten Quelle: neue Steinkohlekraftwerksblöcke bis 800 MW, aktuelle Planungen für neue Kraftwerke bis 1100 MW, neue Braunkohlekraftwerksblöcke bis 1100 MW (Neurath, BoA 2 und 3)

Die anfallenden Startkosten sind dabei von der vorhergehenden Stillstandzeit der Anlage und damit der Auskühlung abhängig. Mit zunehmender Stillstanddauer erhöhen sich die Kosten des Anfahrens bis sie die Kosten für einen Kaltstart erreichen. Für den Anfahrvorgang werden für einen Braunkohleblock mit 36 % Wirkungsgrad je nach Stillstandzeit 70 – 120 % des Energiebedarfs einer Volllaststunde genannt.

Aufgrund der möglichen Bevorratungsmöglichkeit der Energieträger Uran, Kohle und Gas ist die Verfügbarkeit und damit die gesicherte Leistung der damit befeuerten Kraftwerke sehr hoch. Zusätzliche Regelleistung wird nur zu Spitzenlastwechselzeiten benötigt, wenn die zeitlichen Bedarfsschwankungen durch die Regeländerungsgeschwindigkeit des Kraftwerksverbunds nicht abgefangen werden können oder die maximale Erzeugungsleistung erreicht ist.

Braun-, Steinkohle- und Atomkraftwerke werden dabei nach Möglichkeit in der Grundlastdeckung betrieben. Grund hierfür sind die hohen Fixkosten und relativ dazu günstigen Rohstoffkosten. Gaskraftwerke und neuere Steinkohlekraftwerke operieren aufgrund der höheren spezifischen Brennstoffkosten und im Vergleich dazu geringen Fixkosten (durch eine geringere Anlagengröße) vorrangig im Mittel- und Spitzenlastbereich.

3.1.2.2 EE-Stromerzeugung

Bei der Stromerzeugung aus EE muss grundlegend zwischen zwei Varianten unterschieden werden, welche sich v.a. hinsichtlich ihrer Erzeugungscharakteristika und der daraus folgenden Auswirkungen auf das Stromnetz und den restlichen Kraftwerkspark unterscheiden. Die Erzeu-

[14] Rosen (2008): Rosen, J., The future role of renewable energy sources in European electricity supply, Dissertation, Universitätsverlag Karlsruhe, 2008

[15] In *Hundth et al (2009): Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S, Voß, A.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio - Technische und ökonomische Aspekte, IER der Universität Stuttgart im Auftrag der e.on Energie AG, Stuttgart, Oktober 2009* werden folgende Angaben gemacht: Leistungsänderungsgeschwindigkeit 3,8 bis 5,2% der Nennleistung pro Minute, Mindestleistung 50% der Nennleistung

gung aus Wind und solarer Strahlung (Photovoltaik - PV) unterliegt nicht vermeidbaren, wetterabhängigen Schwankungen und kann daher nur bedingt planbar gesteuert werden. Die Erzeugung durch Wind und PV kann in ihrem zeitlichen Verlauf "fluktuieren". Daher werden diese Kraftwerkstypen auch unter dem Begriff "fluktuierende Erzeuger" zusammengefasst.

Problematisch sind in einem vor allem auf erneuerbaren Energien basierenden zukünftigen Stromversorgungssystem vor allem längere Flauten von Wind und/oder solarer Strahlung. Diese müssen entweder durch Stromspeicher (diese werden dazu vorab durch anfallende Überschussenergie beladen) oder durch zusätzliche Reserveleistungsbereitstellung überbrückt werden. Jedoch ist die Speicherung von elektrischer Energie in großen Maßstäben derzeit mit sehr hohen Kosten verbunden und nur begrenzt nutzbar. Die Speicherkapazität derzeitiger Back-up-Systeme wie z.B. Batterien ist zu gering, um längere Zeiträume zu überbrücken. Die gesichert verfügbare Leistung fluktuierender Erzeuger entspricht daher nicht der installierten Leistung, wodurch für das zukünftige System Kraftwerkskapazitäten zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung oder Stromspeicher notwendig werden.

Demgegenüber steht die regelbare Erzeugung aus Biomasse und Geothermie - Wasserkraft ist eingeschränkt regelbar. So fluktuiert die Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken aufgrund des veränderlichen Pegelstands des Gewässers. Meist liegt jedoch über Zeiträume von mehreren Tagen bis Wochen eine durchschnittliche Mindesterzeugungsleistung an.

Für die regelbaren EE kann die Schwierigkeit der direkten Stromspeicherung durch die Speicherbarkeit des Primärenergieträgers (z.B. Biomasse/Biogas) umgangen werden. Dadurch kann über einen planbaren Zeitraum (abhängig von Speichervolumen und Verfügbarkeit des Energieträgers) eine bestimmte Menge an Erzeugungsleistung sichergestellt werden. Auch Pumpspeicher- oder Speicherwasserkraftwerke bieten diese Möglichkeit. Die durch Geothermie-Kraftwerke genutzte Erdwärme steht hingegen konstant zur Verfügung (variiert lediglich aufgrund der regionalen Verfügbarkeit von Erdwärme und der verbauten Anlagengröße) und könnte grundsätzlich variabel genutzt werden - ohne eine zusätzliche Notwendigkeit der Speicherung oder Bevorratung.

Die regelbaren EE-Kraftwerke können aufgrund ihrer planbaren und steuerbaren Verfügbarkeit sowohl an der Grundlastdeckung wie auch an der Regelleistungsbereitstellung teilnehmen. Besonders Biogas- und Pumpspeicherkraftwerke sind äußert flexibel in ihrer Erzeugung und sind innerhalb kürzester Zeit mit ihrer Maximalleistung im Netz abrufbar. Somit kann auch die Bereitstellung konventioneller Regelleistung durch z.B. Gaskraftwerke reduziert werden.

3.1.2.3 Virtuelle Kraftwerke (VK)[16]

EEG-Anlagen sind aufgrund der derzeitigen Gesetzeslage (Vergütung nach EEG- bzw. KWK-Gesetz) vom Energiemarkt noch weitestgehend abgekoppelt, d.h. sie werden nicht den am Markt wirksamen Bilanzkreisen zugeordnet, sondern bilden innerhalb ihrer Regelzone einen separaten Bilanzkreis. Die mittel- und langfristige Prognostizierbarkeit des Erzeugungsverlaufs eines solchen Bilanzkreises ist jedoch schwierig, da die Erzeuger zum Teil von nicht beeinflussbaren Primärenergieträgern abhängig sind wie z.B. Sonne oder Wind. Die Folge sind Prognoseabweichungen der Übertragungsnetzbetreiber, die kurzfristig durch Regelenergie ausgeglichen werden müssen, (sofern sie in einem zukünftigen System nicht durch andere Effekte z.B. Demand Side Management ausgeglichen werden).

Nach vollständiger Ausschöpfung aller Regelungsmöglichkeiten des fossil-nuklearen Kraftwerkparks (wie es auch die AusglMechAV vorschreibt) ist es wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll, fluktuierende, steuer- und vorhersagbare regenerative Erzeuger im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks zu verbinden und somit sowohl eine Bilanzierung von Fahrplänen als auch eine Echtzeitkompensation von Fahrplanabweichungen zu realisieren. Diese im virtuellen Kraftwerk verbundenen Erzeuger agieren somit im weitesten Sinne wie ein Großkraftwerk.

„Als virtuelles Kraftwerk wird ein interaktives, zentral steuerbares Netzwerk von dezentralen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verstanden, welche hinsichtlich der technologiespezifischen Einspeise- und Lastcharakteristik aufeinander abgestimmt sind.“[17] Für ein virtuelles Kraftwerk sind also nicht nur die Hardwarekomponenten wie Energieanlage oder Speichersystem wichtig, sondern auch die Software (z.B. Optimierungsprogramme) und die Kommunikationssysteme. Bei der Verschaltung eines virtuellen Kraftwerks ist noch keine typische Struktur zu erkennen, allerdings ist die bidirektionale Verschaltung Grundlage aller Systeme. Auch ist es sinnvoll, kleine Erzeugungseinheiten zu kaskadieren und diese Erzeugergruppen wiederum in einer Ebene zusammenzufassen. So findet nur ein Informationsfluss zwischen den einzelnen Ebenen statt und nicht zwischen allen Anlagen, was einen höheren Aufwand und damit höhere Kosten für die Informationsleittechnik darstellen würde.

[16] M. Genter (2009): "Erfassung und Analyse des CO_2-Minderungspotenzials durch dezentrale Energieversorgungsstrukturen in Deutschland bei einem Energiemix aus erneuerbaren und konventionellen Energien", Solarinstitut Jülich der FH-Aachen, Jülich 2009

[17] H. Auer et al. (2006): Faire Wettbewerbsbedingungen für virtuelle Kraftwerke, 2006

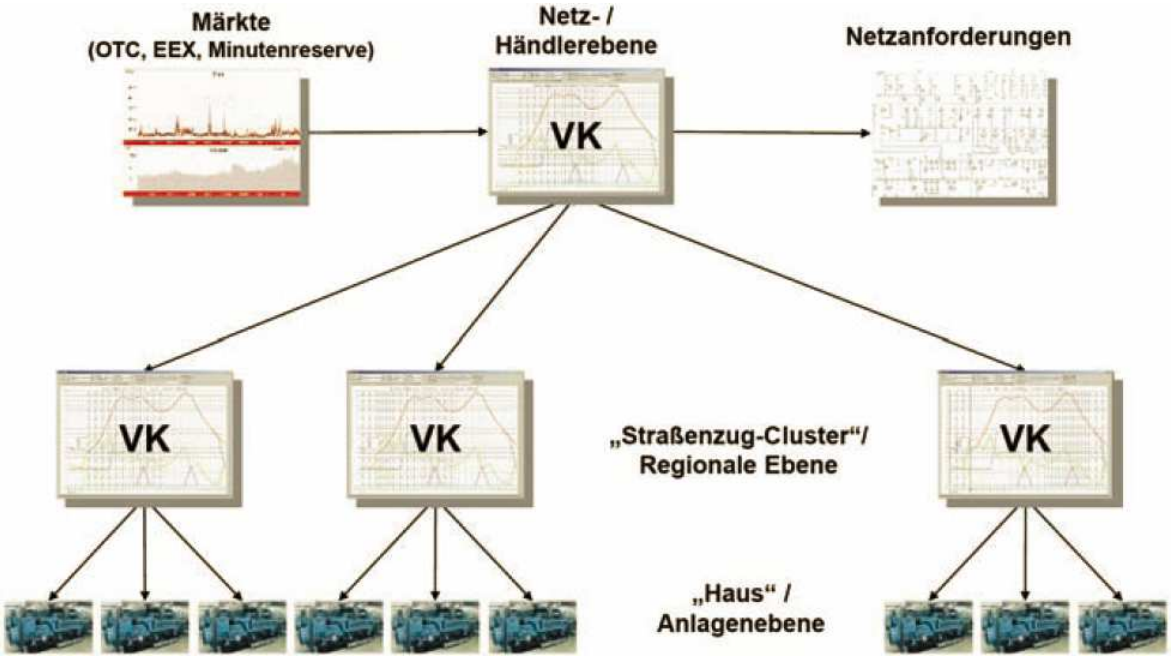


Abbildung 3-4: Kaskadierter Ansatz eines virtuellen Kraftwerks[18]

Die meisten virtuellen Kraftwerke in Deutschland befinden sich noch im Forschungsstadium. Allerdings gibt es zwei Konzepte, die schon seit mehreren Jahren erfolgreich sind. Zum einen das virtuelle Kraftwerk der Stadtwerke Unna, das seit 2005 einen Teil des Strombedarfs der Region abdeckt, und zum anderen das virtuelle Regelkraftwerk der Steag Saar AG.

Einen Überblick der Forschungsprojekte der letzten Jahre gibt die Tabelle in Anhang A1.

Vorteile durch ein virtuelles Kraftwerk sind:

- Optimierter und verbesserter Ausnutzungsgrad der Anlagen im Voll- und Teillastbereich im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken (Dadurch ist eine CO_2-Ausstoß-Minderung und ein effizienterer Kraftstoffeinsatz möglich.)
- Bessere Einbindungsmöglichkeiten regenerativer Energien
- Strom- und Wärmeerzeugung der Anlagen erfolgt nach optimiertem Nutzungsgrad (KWK), besser als bei getrennter Erzeugung
- Ersatz von konventionellen Großkraftwerken durch virtuelle Kraftwerke möglich
- Schnellere Leistungsanpassung an den Bedarf
- Reduktion der Regel- und Ausgleichsenergiekosten

[18] VDE Studie (2008a): Energietechnische Gesellschaft des VDE, Buchholz et al: Smart Distribution 2020, Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen – Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, Herausgeber VDE, Frankfurt, Juli 2008

- Höhere Versorgungssicherheit bei steigendem EEG-Anteil
- Verbrauchernahe Erzeugung – geringerer Energieverteilungsaufwand

Nachteile/ Hemmnisse eines virtuellen Kraftwerks sind:

- Die echtzeitfähige Kommunikation zwischen den einzelnen Komponenten ist zur Zeit noch mit hohen Kosten verbunden.
- Die Netzbetreiber stehen den virtuellen Kraftwerken skeptisch gegenüber, da sie für sich keinen Nutzen sehen.
- Die zentrale Steuerung ist technisch und organisatorisch sehr aufwändig und noch nicht ausgereift genug (keine bis wenig Standards).
- Das EEG- und das KWK- Gesetz bieten bislang noch keine Anreize für virtuelle Kraftwerke.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie fördert im Rahmen des Projekts E-Energy sechs Modellregionen. Diese Modellregionen sollen zeigen, wie groß das Optimierungspotenzial der Informations- und Kommunikationstechnologie hinsichtlich einer besseren Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit der Stromversorgung ist.

Die sechs Modellregionen sind tabellarisch in Anhang A1 aufgelistet.

3.2 Struktur der Wärmeversorgung

Im ersten Teil des folgenden Kapitels werden für Struktur und Energiebedarf der Wärmebereitstellung der aktuelle Stand und die Entwicklung innerhalb des letzten Jahrzehnts (aufgrund der Datenverfügbarkeit 1996 und 2007) dargestellt. Dabei beziehen sich alle aktuellen Angaben auf das Jahr 2007, da neuere Daten zur Wärmeversorgung im Frühjahr 2010 nicht verfügbar waren. Der aktuelle Stand der Nutzung erneuerbarer Energieträger wird anhand der Angaben der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbarer Energien-Statistik angegeben und die Entwicklungsprognosen des Nutzungsausbaus anhand der politischen Zielsetzung und zweier Ausbauszenarien beispielhaft dargestellt. Der aktuelle Stand der Nutzung von netzgebundener Wärme und Möglichkeiten des weiteren Ausbaus stellen den Hintergrund für zukünftig mögliche Umstrukturierungsansätze der Wärmeversorgung in diesem Bereich dar.

In Kapitel 6 wird auf dieser Basis das Modell einer mit der Stromversorgung gekoppelten und stärker regional orientierten Wärmeversorgung entwickelt.

3.2.1 Bedeutung des Wärmebedarfs in der Energieversorgung 2007

Auf die Versorgung mit Wärme entfielen im Jahr 2007 rund 45% des Primärenergiebedarfs[19] (siehe Abbildung 3-5, Primärenergieverbrauch gesamt 13870 PJ), die höchsten Primärenergiemengen benötigte die Prozesswärmebereitstellung der Industrie mit 2067 PJ sowie die Raumwärmeversorgung der Haushalte mit 1997 PJ. Der Anteil der Wärmeversorgung am Endenergieverbrauch betrug 2007 mit 4653 PJ rund 54 Prozent (vgl. Abbildung 3-6, Endenergieverbrauch gesamt 8585 PJ in 2007[20], die Angaben der Energietabellen des BMWi und der Angaben der FfE zum Endenergieverbrauch 2007 weisen methodisch bedingt geringe Abweichungen auf). Davon entfielen rund 26% auf den Raumwärme- und rund 28% auf den Prozesswärmebedarf.

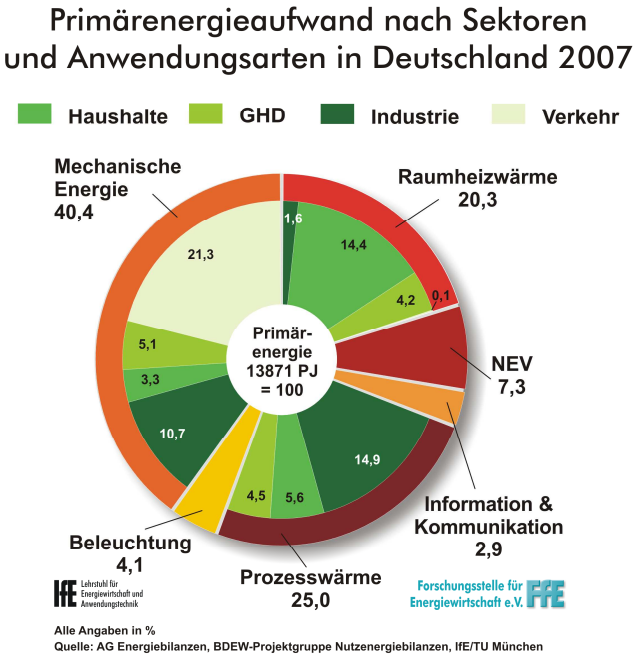


Abbildung 3-5 Darstellung des Primärenergiebedarfs 2007 nach Anteilen von Sektoren und Anwendungsbereichen[19] (Alle Angaben in %)

[19] Gubler (2009): Gubler, A., Vogler, G.: Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München 2009

[20] Gubler (2009): Gubler, A., Vogler, G.: Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München 2009

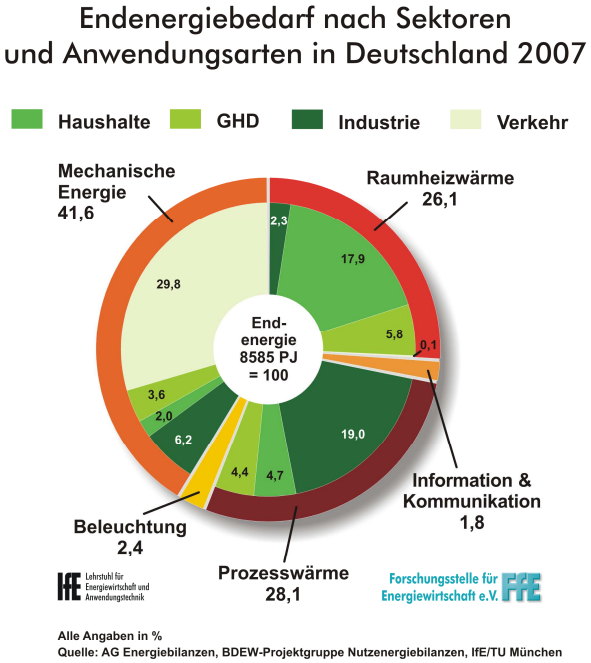


Abbildung 3-6 Darstellung des Endenergiebedarfs 2007 nach Anteilen von Sektoren und Anwendungsbereichen[21] (Alle Angaben in %)

3.2.2 Vergleich des bundesweiten Wärmebedarfs 1996 und 2007

Abbildung 3-7 zeigt die Abnahme des Gesamtwärmebedarfs sowie des Wärmebedarfs der Wärme-Verwendungsbereiche zwischen 1996 und 2007[22]. Der Endenergieverbrauch an Wärme ist um gut 12 Prozent zurückgegangen. Dabei hat der gesamte Raumwärmebedarf mit gut 37 Prozent am stärksten abgenommen, der Endenergieverbrauch für Wasser ging um 16 Prozent zurück. Im Prozesswärmebereich ist der Endenergiebedarf dagegen um 3,5 Prozent angestiegen.

[21] Gubler (2009): Gubler, A., Vogler, G.: Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München 2009
[22] eigene Darstellung nach Angaben in BMWi (2008a): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I und II, Tabelle 7 und 7a, Stand 11.12.2008

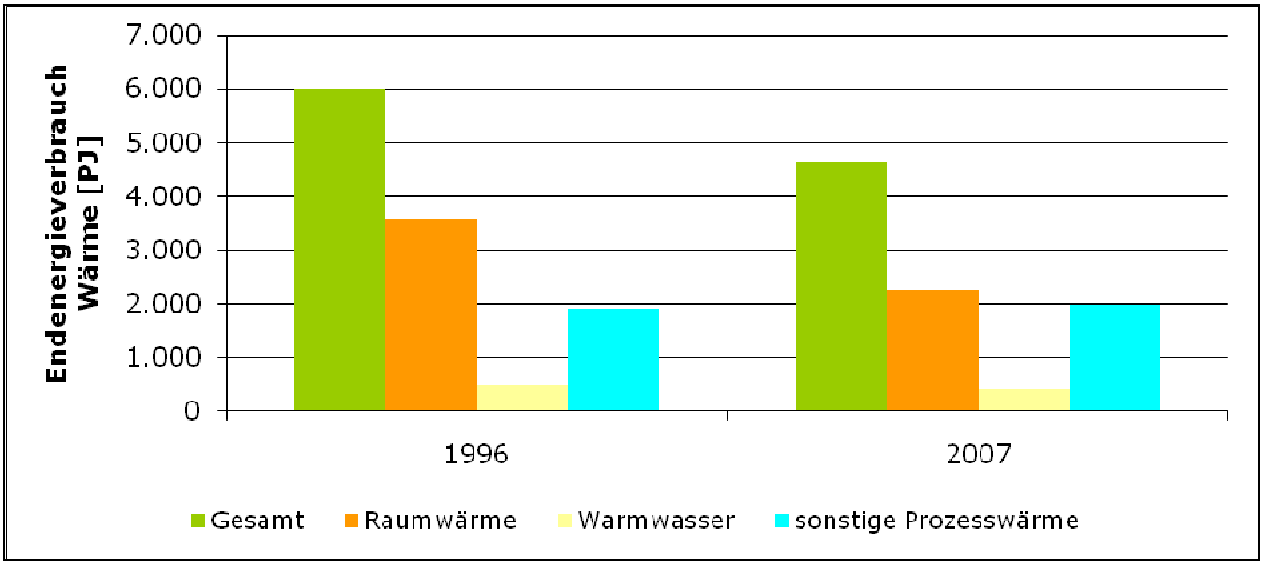


Abbildung 3-7 Entwicklung des Wärmebedarfs in Deutschland, eigene Darstellung nach Energietabellen 7 und 7a des BMWi[23]

3.2.3 Wärmebedarf nach Sektoren

In Abbildung 3-8 ist anteilig der Bedarf an Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme für die Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und private Haushalte (HH) am Endenergieverbrauch des Jahres 2007 dargestellt. Aus der Abbildung wird deutlich, dass wesentliche Anteile des Endenergieverbrauchs auf den Raumwärmebedarf von Haushalten und GHD (zusammen rund 23% des gesamten Endenergiebedarfs) sowie den Prozesswärmebedarf des industriellen Sektors (rund 19% des Endenergiebedarfs) entfallen. Aufgrund der hohen Anteile der Raumwärme von Haushalten und GHD sowie Prozesswärme des Industriesektors am gesamten Primär- und Endenergiebedarf liegt hier der Bereich mit dem höchsten Energie- und CO_2-Reduktionspotenzial.

[23] eigene Darstellung nach Angaben in BMWi (2008a): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I und II, Tabelle 7 und 7a, Stand 11.12.2008

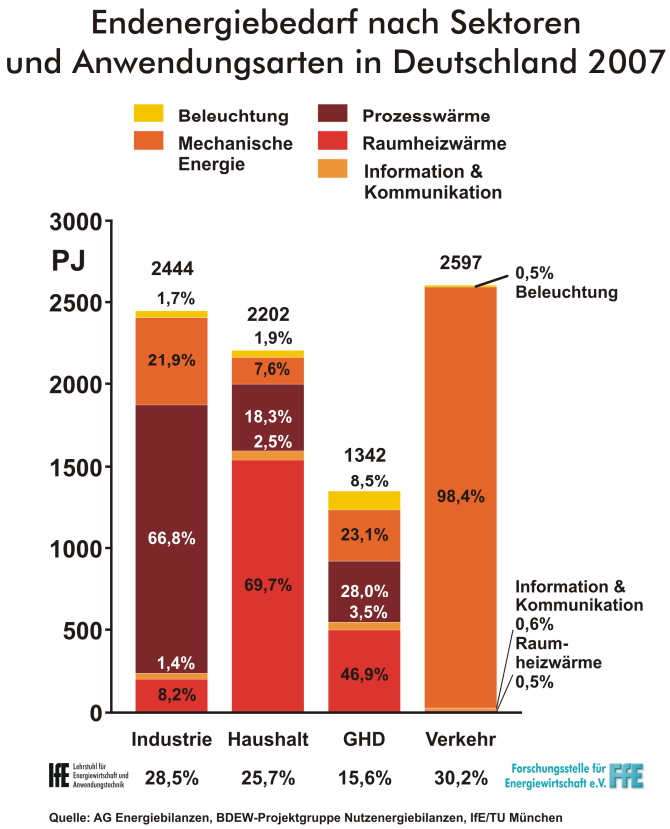


Abbildung 3-8 Endenergie nach Anwendungsbereichen in 2007[24]

3.2.3.1 Wärmebedarf nach Energieträgern und Sektoren

Die höchsten Beiträge zur Wärmeversorgung liefert mit rund 46 Prozent der Energieträger Erdgas (Abbildung 3-9). Im Versorgungsbereich Raumwärme trägt Erdgas in allen Sektoren die höchsten Anteile zur Wärmebereitstellung bei. Auch in der industriellen Prozesswärmeversorgung und bei der Prozesswärmeversorgung des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen entfällt auf Erdgas zwischen 40 und 45 Prozent der Wärmebereitstellung der jeweiligen Teilbereiche. Wesentliche Beiträge zur Wärmeversorgung liefert im Bereich industrieller Prozesswärme vor allem Kohle mit rund 26 Prozent des Teilbereiches und Heizöl mit einem Anteil von ebenfalls rund 26 Prozent an der Raumwärmeversorgung der Haushalte[25].

[24] Gubler (2009): Gubler, A., Vogler, G.: Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München 2009, in der Grafik ist die Angabe 46,9% Raumheizwärme durch 36,9% zu ersetzen (persönliche Auskunft von Frau Gubler, FfE, am 17.5.2010)

[25] Alle Prozentangaben berechnet nach Tzeutschler, P., Nickel, M. Wernicke, I., Buttermann, H.G.: Energieverbrauch in Deutschland, Stand 2007, Daten, Fakten, Kommentare, BWK, Bd. 61 (2009), Nr. 6

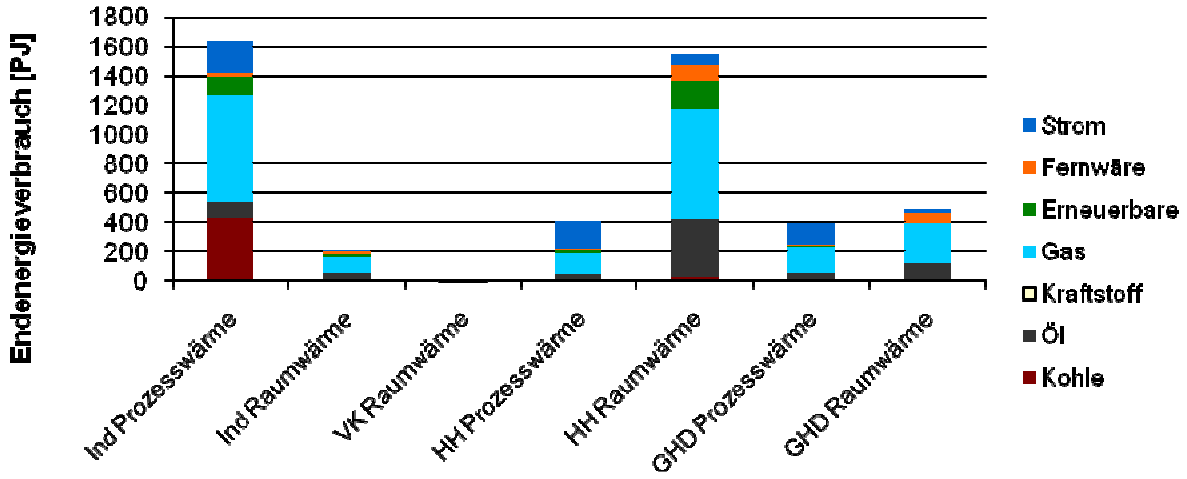


Abbildung 3-9 Energieträger der Wärmeversorgung nach Sektoren, eigene Darstellung nach [Tzeutschler et al 2009][26]

3.2.3.2 Entwicklung des Wärmebedarfs nach Sektoren

Die Verbrauchshöhe von Energieträgern zur Deckung des Raumwärmebedarfs sowie des Prozesswärmebedarfs aller Sektoren (ohne Warmwasser, da hier keine nach Energieträgern differenzierten Angaben vorliegen) hat sich zwischen 1996 und 2007 deutlich verändert (Abbildung 3-10). Der Heizölverbrauch ist am stärksten zurückgegangen, auch der Bedarf an Gas, Kohle und Fernwärme hat abgenommen.

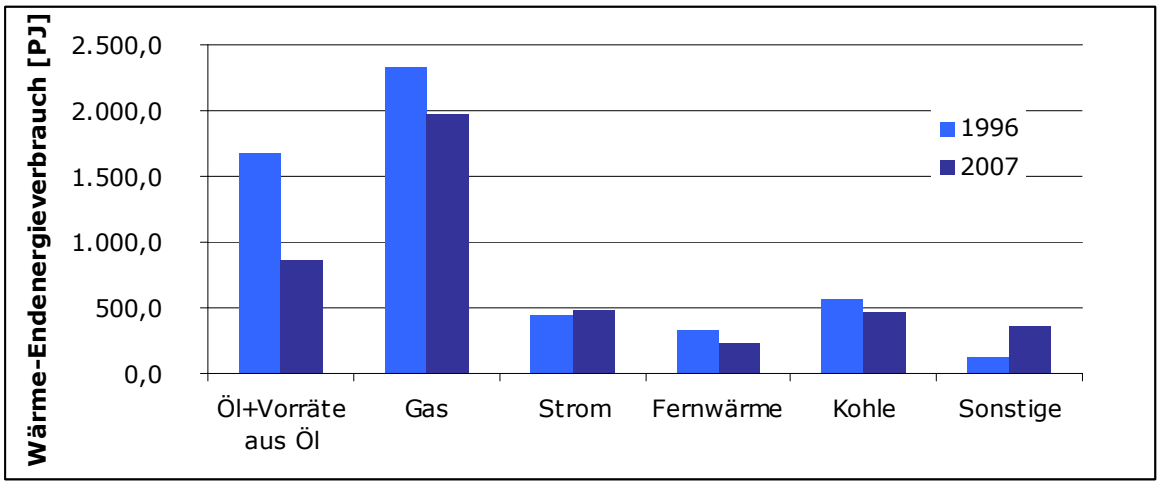


Abbildung 3-10 Verwendung der Energieträger zur Wärmebereitstellung 1996 und 2007, eigene Berechnung und Darstellung auf Basis der Energietabellen 7 und 7a des BMWi[27]

Dagegen ist die Wärmebedarfsdeckung durch die Verwendung sonstiger Energieträger, zu der

[26] Tzeutschler, P., Nickel, M. Wernicke, I., Buttermann, H.G.: Energieverbrauch in Deutschland, Stand 2007, Daten, Fakten, Kommentare, BWK, Bd. 61 (2009), Nr. 6
[27] BMWi (2008a): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I und II, Tabelle 7 und 7a, Stand 11.12.2008

die erneuerbaren Energien zählen, um etwa das Vierfache angestiegen. Ebenfalls leicht angestiegen ist die Wärmebedarfsdeckung aus Strom.

3.2.4 Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor

Der Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmesektor bietet Schutz vor schnell steigenden Öl- und Gaspreisen und reduziert die Importabhängigkeit Deutschlands im Energiebereich. Wie in

Abbildung 3-11 dargestellt, stieg der Anteil erneuerbarer Energieträger an der endenergetischen Wärmebereitstellung zwischen 1998 und 2009 von 3,6 auf 8,4 Prozent[28].

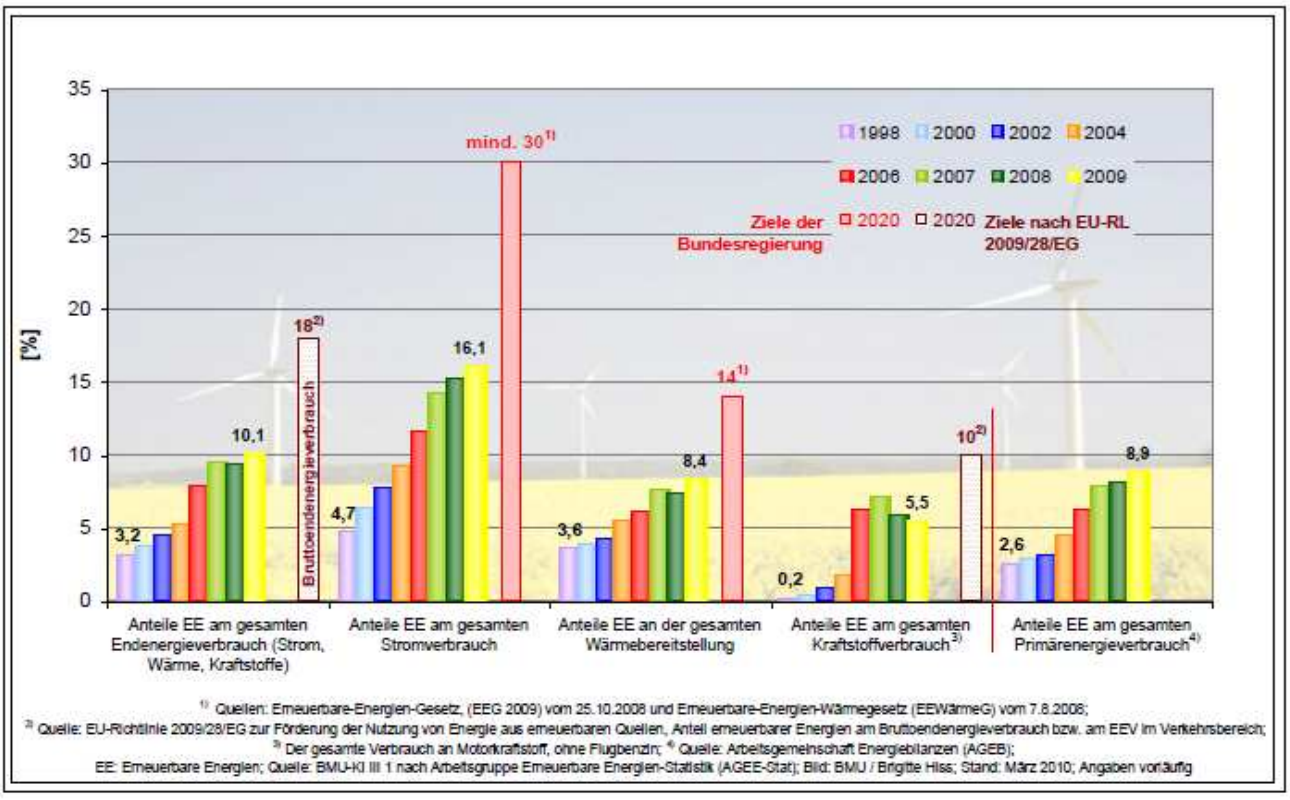


Abbildung 3-11 Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Wärmebereitstellung der BRD zwischen 1998 und 2009

Den bei weitem höchsten Anteil an der regenerativ basierten Wärmeerzeugung hat mit rund 91% die Biomasse, gefolgt von solar- und geothermischer Wärmebereitstellung mit Anteilen von 4,3 und 5 Prozent (vgl. auch Abbildung 3-12).

[28] AGEE (2010): Arbeitsgemeinschaft Statistik der Erneuerbaren Energien: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, Hrsg. BMU, Stand März 2010

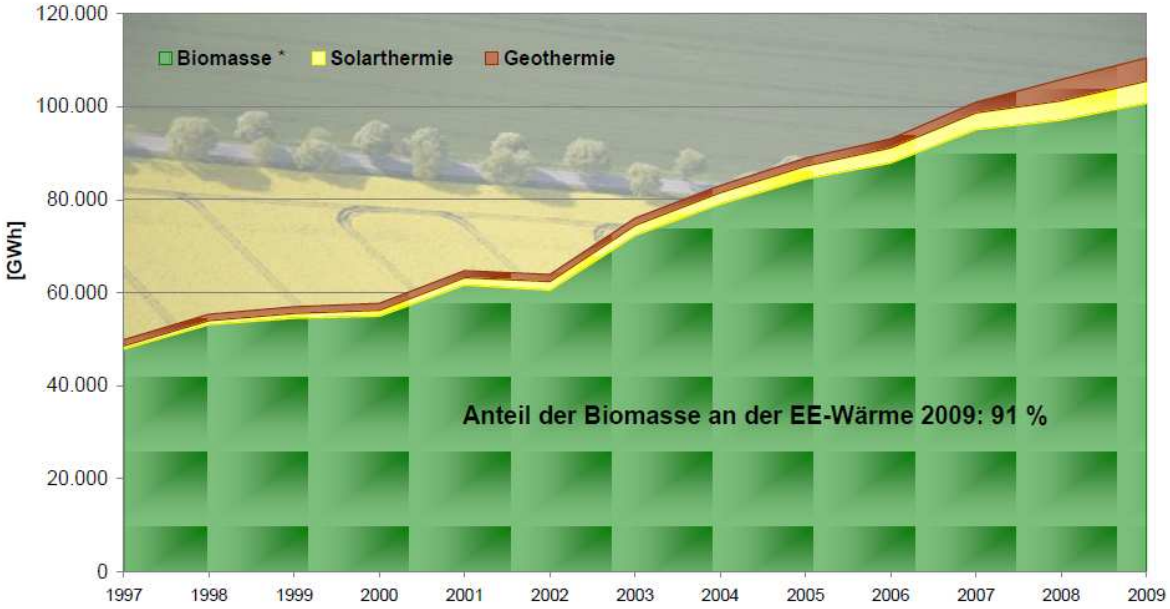


Abbildung 3-12 Beitrag der erneuerbaren Energien zur Wärmebereitstellung in Deutschland 1997 – 2009[29]

In der Biomassenutzung dominiert die feste Biomasse mit rund 75 Prozent, darin enthalten sind auch die biogenen Anteile des Abfalls und die Scheitholz-Feuerungsanlagen. Der Verbrauch an Holzpellets erhöht sich stetig, von 2008 auf 2009 stieg der Bedarf von 0,9 auf 1,1 Megatonnen. Gasförmige biogene Brennstoffe erreichten 2009 einen Anteil von 9 Prozent an der gesamten regenerativen Wärmebereitstellung, flüssige Biomasse trug mit 7 Prozent dazu bei. Der Beitrag aus Wärmepumpen stieg in 2009 auf rund 4 Prozent an[29].

3.2.5 Nah- und Fernwärmenetze

Da keine allgemeingültige Definition der Begriffe Fern- und Nahwärme existiert, werden die Begriffe hier in Anlehnung an die in der Studie „Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020[30]“ festgelegten Unterscheidungskriterien verwendet. Danach ist unter dem Begriff Fernwärme Wärmeenergie zu verstehen, die nicht am Ort des Verbrauchs direkt erzeugt, sondern aus einer zentralen Wärmequelle über Verteilnetze transportiert wird. Der Transport erfolgt durch hoch gedämmte Rohrleitungssysteme. Zur Wärmeerzeugung werden vorwiegend Heizkraftwerke, große Heizwerke und ein geringer Anteil industrielle Abwärme eingesetzt. Von Nahwärme spricht man, wenn die Wärmeversorgung über geringe Transportentfernungen (Orientierungsmarke etwa ein Kilometer) erfolgt. Diese Art der netzgebundenen Wärmeversorgung ist besonders gut für die Nutzung der Abwärme von Blockheizkraftwerken und Wärme aus erneuerbaren Energien geeignet. Das Ausbaupotenzial der

[29] AGEE (2010): Arbeitsgemeinschaft Statistik der Erneuerbaren Energien: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, Hrsg. BMU, Stand März 2010
[30] UBA (2007): Fischedick, M. et al: Climate Change: Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, Wuppertal Institut, DLR, ie Leipzig im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dezember 2007

Nahwärmeversorgung wird für die BRD deutlich höher eingeschätzt als das der der Fernwärme. An der Entwicklung in Dänemark zeigt sich, dass Nahwärmeversorgungsnetze auch bei geringer Besiedelungsdichte sinnvoll und wirtschaftlich eingesetzt werden können. Von der Fern- und Nahwärmenutzung zu unterscheiden ist noch die Objektversorgung, in der die dezentrale KWK-Wärme zur Versorgung einzelner Gebäude oder gewerblicher Verbraucher genutzt wird (z.B. Krankenhäuser). Die Kosten für Nah- und Fernwärmenetze könnten durch flexible Rohrleitungen, neues Einbettungsmaterial und Rohrformen sowie eine effizientere Schadensüberwachung deutlich gesenkt werden[31].

Nah- und Fernwärme wird bisher nur in geringen Mengen zur Wärmeerzeugung in Deutschland genutzt. 2007 wurden 5,5 % des Raum- und Prozesswärmebedarfs mittels Fernwärme bereitgestellt (231 PJ). Davon entfielen etwa 80 % auf das Anwendungsgebiet Raumwärme[32].

Der Anschlusswert der Fernwärme hat sich trotz sinkenden Wärmebedarfs von 51 GW im Jahr 2004 auf 57 GW im Jahr 2006 erhöht. Ebenfalls hat die Erzeugung in KWK-Anlagen deutlich zugenommen. So wurden 2007 etwa 84 % der Nah- und Fernwärme in KWK-Anlagen erzeugt. Bei der Nah- und Fernwärmeerzeugung werden jedoch bislang vorwiegend fossile Energieträger eingesetzt. Erdgas und Steinkohle stellen zusammen fast 80 % des netzgebundenen Wärmeversorgungsanteils[33].

Das Nah- und Fernwärmenetz in Deutschland umfasst ca. 100.000 km in rund 1500 Heißwasser- und Dampfnetzen. Aufgrund der abnehmenden Wärmedichte (demografische Veränderungen, verändertes Heizverhaltens und Dämmmaßnahmen) ist in Zukunft in den bisher nicht mit Fernwärme versorgten Gebieten der Bau neuer Fernwärmenetze kaum noch wirtschaftlich darstellbar. Ausbaupotenziale der Fernwärme resultieren vor allem aus einer Netzverdichtung (Erhöhung der Anzahl an das Netz angeschlossener Abnehmer) bzw. dem Ausbau in Randgebieten. Durch diese Maßnahmen bleibt die ausreichende Auslastung der bestehenden Netze erhalten. Insgesamt wird im Branchenreport der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme für 2007 ein Trassenneubau von drei Prozent (rund 3000 km) angegeben.[33]

Insbesondere zur Realisierung des politisch gewünschten und aus Klimaschutzsicht sinnvollen Ausbaus der Wärmenutzung aus KWK-Anlagen müsste die Nutzung der netzgebundenen Wärmeversorgung zunehmen. Um den von der Bundesregierung geforderten Ausbau der KWK umsetzen zu können, wird neben der oben beschriebenen Verdichtung von Fernwärmenetzen vor allem ein deutlicher Aus- und Neubau von Nahwärmenetzen notwendig sein. Die Ergebnisse der Studie „Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in

[31] UBA (2007): Fischedick, M. et al: Climate Change: Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, Wuppertal Institut, DLR, ie Leipzig im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dezember 2007
[32] Angaben nach BMWi (2008a): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I und II, Tabelle 7 und 7a, Stand 11.12.2008

[33] AGFW: AGFW Branchenreport 2007

Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020" weisen auf Ausbaupotenziale vor allem im Bereich Nahwärmeversorgung, Inselnetze, der Erschließung von Neubaugebieten und der objektgebundenen Versorgung hin. Ausreichendes Potenzial für diesen Zubau zeigten die Studienergebnisse auch für schwächer besiedelte Regionen. Bei detaillierter Betrachtung von Regionen im Westen der Bundesrepublik zeigt sich beispielsweise die Einbindung von BHKW-Einheiten in Nahwärmenetze als sinnvolle Option[34]. Dieses Studienergebnis spiegelt sich auch in den Modellierungsansätzen in Kapitel 6 wieder.

In den jährlich aktualisierten Leitstudien und Leitszenarien des DLR werden die Möglichkeiten des Umbaus der Gesamtenergieversorgung zur Einhaltung des CO_2-Minderungsziels bis 2050 unter energiewirtschaftlichen und ökonomischen Aspekten ermittelt. Nach den dort veröffentlichten Ergebnissen ist trotz eines Rückgangs des Wärmebedarfs auf rund 3000 PJ bis 2050 die Zunahme netzgebundener Wärmeversorgung auf rund 1000 PJ vor allem im Bereich Objektversorgung und Nahwärmenutzung sinnvoll und anzustreben (vgl. dazu auch Abbildung 3-13). Energieträgerbasis der KWK ist mit leicht steigendem Verbrauch bis 2020 zunächst vor allem Erdgas, dessen Anteil nach 2020 allmählich wieder sinkt. Ausgeglichen wird dieser Rückgang durch die Zunahme der z.T. ebenfalls in KWK genutzten erneuerbaren Energien. Bis 2050 fällt der Anteil fossiler KWK-Wärmenutzung unter den aktuellen Stand, der Anteil netzgebundener Wärmenutzung vor allem aus Biomasse, Solarthermie und Geothermie steigt auf rund 45 Prozent des dann im Vergleich zu heute deutlich geringeren Wärmebedarfs an[35].

(Zu Ausbaupotenzialen der netzgebundenen Wärmenutzung in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung siehe auch Abschnitt 3.3.2 des Kapitels zur Kraft-Wärme-Kopplung)

3.3 Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme ermöglicht in einem zukünftigen Energieversorgungssystem sowohl eine effizientere Brennstoffausnutzung als auch die Bereitstellung von Regelleistung zum Ausgleich fluktuierender Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien. Im Folgenden werden die technischen Grundlagen und der aktuelle Stand der Technik dargestellt sowie die unterschiedlichen Aussagen zum Ausbaupotenzial dargestellt. Auf Basis der hier dargestellten Fakten und Einschätzungen sowie der entsprechenden Erläuterungen zu Wärmenetzen in Abschnitt 3.2.5 erfolgt die Einbindung der Blockheizkraftwerk-KWK in die Modellierung der regional orientierten Energieversorgung einer Verteilnetzregion in Kapitel 6.

[34] UBA (2007): Fischedick, M. et al: Climate Change: Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, Wuppertal Institut, DLR, ie Leipzig im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dezember 2007
[35] Leitstudie (2009): J. Nitsch, Wenzel, B.: Leitszenario 2009 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, August 2009

3.3.1 Grundlagen der Kraft - Wärme - Kopplung

In Deutschland wird Strom und Wärme noch zum größten Teil getrennt erzeugt. Dies bedeutet, dass Strom zentral in einem Großkraftwerk und die Wärme am Verbrauchsstandort z.B. mittels Kesselanlage erzeugt werden. In diesen zentralisierten Großkraftwerken wird die Abwärme, die bei der Stromerzeugung entsteht, nicht genutzt, sondern an die Umgebung abgegeben.

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung hingegen wird die bei der Stromerzeugung entstehende Abwärme zur Erzeugung von Fernwärme, Heizwasser oder Prozessdampf genutzt und ermöglicht somit einen höheren Brennstoffausnutzungsgrad des Kraftwerkprozesses im Vergleich zur getrennten Erzeugung. Durch teilweise oder vollständige Substitution der Kesselanlage, die alternativ zur Wärmeerzeugung eingesetzt würde, wird eine Ressourcenschonung und damit verbunden eine CO_2-Einsparung erreicht.

Damit die Abwärme ein ausreichendes Temperaturniveau besitzt, wird bei Dampfkraftanlagen der Dampf entweder auf ein höheres Druckniveau als zur reinen Stromproduktion notwendig entspannt (Gegendruckturbine), oder es wird aus einem Turbinenteil Dampf mit einem höheren Druckniveau entnommen (Entnahmekondensationsturbine). Der elektrische Wirkungsgrad einer Dampfkraftanlage mit KWK ist daher niedriger als der einer Dampfkraftanlage zur reinen Stromerzeugung.

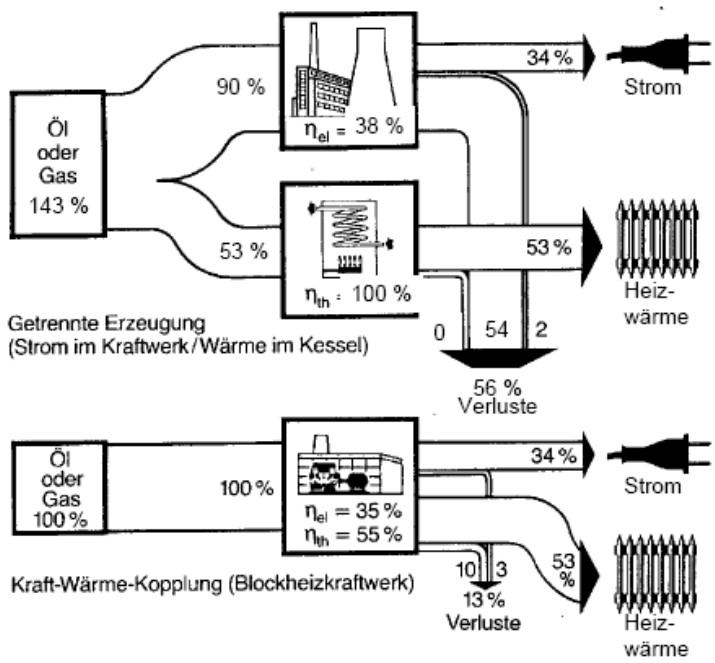


Abbildung 3-13: Energiefluss für getrennte und gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung[36]

[36] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch ASUE: Blockheizkraftwerke in Krankenhäusern, Berlin

Die Kraft-Wärme-Kopplung eignet sich besonders für die dezentrale Erzeugung, da ein Wärmetransport über lange Strecken weniger wirtschaftlich ist. Bei einer Wärmeversorgung mittels Fernwärme geht man von einem wirtschaftlichen Versorgungsradius von 10 km aus.[37]

3.3.1.1 Technologiestand [38,39,40]

Fahrweise

Grundsätzlich wird bei KWK-Anlagen zwischen stromgeführten Anlagen und wärmegeführten Anlagen unterschieden. Dies bedeutet, dass sich bei der Auslegung bzw. bei Betrieb der Anlage entweder an dem Wärme- oder Strombedarf des Verbrauchers/ der Verbraucher orientiert wird. Eine wärmegeführte Anlage wird meist nicht zur gesamten Wärmebedarfsdeckung ausgelegt, sondern mit einem zusätzlichen Spitzenlastkessel kombiniert.

Ein Wechsel zwischen strom- und wärmeorientiertem Betrieb ist möglich, allerdings erfolgt dies in der Praxis eher selten. Für einen wechselnden Betrieb wird zunächst das Kraftwerk für eine wärmegeführte Fahrweise ausgelegt und anschließend überprüft, ob unter diesen Bedingungen eine stromorientierte Fahrweise möglich ist.

Soll eine KWK-Anlage in ein virtuelles Kraftwerk (siehe Kapitel 3.1.2.3) integriert werden, so ist eine stromgeführte Betriebsweise vorzuziehen, da somit eine Steuerung der Stromeinspeisung ermöglicht wird.

Anlagentypen und Kennzahlen

Primär kann bei den verschiedenen KWK-Technologien zwischen Blockheizkraftwerken (BHKW) und Heizkraftwerken (HKW) unterschieden werden.

In der BRD liegt die Leistungsgröße bestehender BHKWs aufgrund eines bis 2009 gültigen Vergütungssprunges im EEG häufig im Bereich bis zu 500 kW_{el}. Dieselmotor- BHKWs sind in Leistungsgrößen bis 10 MW_{el} am Markt verfügbar, Klein-BHKWs gibt es ab 1 kW. Das Temperaturniveau der Nutzwärme liegt für Dieselmotor BHKWsbeträgt unter 100 °C, in Ausnahmefällen ist eine maximale Temperatur von 130 °C möglich.

In einem Heizkraftwerk werden Gas- und/ oder Dampfturbinen (GuD) zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Sie weisen deutlich höherere Leistungsbereiche als Blockheizkraftwerke

[37] Hasche, Barth, Swider (2006): Bernhard Hasche, Rüdiger Barth, Derk Jan Swider: Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem, AP 1.1 im Projekt NetMod, IER, April 2006
[38] Dielmann, Kuperjans (2008): Prof. Dr. Dielmann, Dr. Kuperjans: Kraft-Wärme-Kopplung I, Skript WS 2008/2009, FH Aachen, Abteilung Jülich
[39] Schmitz et al (2005): Schmitz, K.W., Schaumann, G.: Kraft-Wärme-Kopplung, 3. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, 2005
[40] Nitsch (2002): Dienhart, J. Nitsch: Ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung, 2002

auf. Gasturbinen liegen in einem Leistungsbereich von 1 MW_{el} bis 200 $MW_{el.}$ Dabei sind Nutzwärmetemperaturen von bis zu 450 °C möglich. Die größte in naher Zukunft am Markt verfügbare Gasturbine von Siemens verfügt über eine Leistung von 340 $MW_{el,}$ im GuD-Einsatz soll laut Firmenangaben ein Wirkungsgrad von 60% erreichbar sein.

Dampfkraftwerke beginnen ab Leistungen von 3 MW_{el}, GuD Anlagen ab 100 MW_{el}. Die größten Dampfheizkraftwerke weisen obere Leistungen von 700 MW_{el} - 800 MW_{el} auf. Die Temperatur der Nutzwärme liegt zwischen 100 °C und 300 °C.

Auf Grund der Leistungsunterschiede dieser zwei Oberklassen werden BHKWs meist an Nahwärmenetze und Heizkraftwerke an Fernwärmenetze angeschlossen - sofern keine Wärmeabnahme vor Ort erfolgen kann. Wärmenetze weisen je nach Länge und Siedlungsdichte Verluste zwischen 3 % und 20 % absolut auf.[41]

Tabelle 3-2 gibt einen Überblick über typische Kennzahlen der KWK-Technologien. Nicht enthalten ist die Mikrogasturbine als Alternative zum herkömmlichen Verbrennungsmotor, da diese Anlagenform sich bisher nicht am Markt etablieren konnte. Durch ihren Einsatz lassen sich dezentrale KWK-Anlagen ab 30 kW_{el} realisieren. Das Abgastemperaturniveau liegt bei 250 °C - 300 °C.

Brennstoffzellen werden derzeit vorwiegend zu Forschungszwecken eingesetzt oder im Feldtest erprobt. Sie sind noch nicht kommerziell verfügbar.

[41] BMU, IZES (2005): Kleine Kraft-Wärme-Kopplung für den Klimaschutz, jeder kann Energie doppelt nutzen, Berlin, März 2005

Tabelle 3-2: Kennzahlen typischer KWK - Prozesse/Quelle: KWK 1, FH Aachen Abt. Jülich, Prof. Dr. Dielmann/ Dr. Kuperjans

KWK-Anlage	Stromkennzahl[42]	η_{el}	η_{ges}
Blockheizkraftwerk			
- **Gasmotor**	0,30 - 0,80	0,25 - 0,35	0,80 - 0,95
- **Dieselmotor**	0,60 - 1,2	0,40 - 0,45	0,85 - 0,98
Gasturbine mit Abhitzenutzung	0,30 - 0,70	0,15 - 0,33	0,70 - 0,85
Dampfkraftwerk			
- **Gegendruckturbine**	0,30 - 0,60	0,20 - 0,33	0,82 - 0,90
- **Entnahme-Kondensationsturbine**	0,80 - 2,50	0,32 - 0,36	0,55 - 0,65
GuD - Kraftwerk			
- **Gegendruckturbine**	0,70 - 0,85	0,35 - 0,40	0,80 - 0,89
- **Entnahme-Kondensationsturbine**	1,50 - 2,70	0,35 - 0,42	0,60 - 0,75
Brennstoffzelle	1,50 - 6,00	0,40 - 0,60	0,75 - 0,83

3.3.2 Ausbaupotenzial der Kraft-Wärme-Kopplung

Für das Jahr 2007 betrug die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen 77,5 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 12,2 % an der Bruttostromerzeugung. Die Wärmeerzeugung betrug 633,4 PJ (176 TWh).[43]

Die gewünschte Effizienzsteigerung auf der Erzeugungsseite macht einen Ausbau der KWK notwendig. Die Frage, bis zu welchem Maße der Ausbau möglich ist und durch welche Faktoren er begrenzt wird, wird unterschiedlich beurteilt.

Nach Angaben der Deutschen Energie Agentur (dena) liegt das Limit der KWK bei einer jährlichen Stromerzeugung von 140 TWh bzw. einer installierten Leistung von rund 25 GW_{el} (siehe Abbildung 3-14 und Abbildung 3-15). Als Hemmnis zur Erreichung der Obergrenze wird der Netzausbau genannt, gemeint ist hier vermutlich der aus wirtschaftlicher Sicht noch sinnvolle

[42] Stromkennzahl = Elektrische Leistung/ Heizleistung- gibt das Verhältnis von Stromausbeute zu Wärmeausbeute an
[43] Eurostat (2009): Eurostat: Combined Heat and Power (CHP) in the EU, Turkey and Norway – 2007 data, European Communities, 2009

Ausbau der Fernwärmenetzte (vgl. Erläuterungen in Abschnitt 3.2.5).[44]

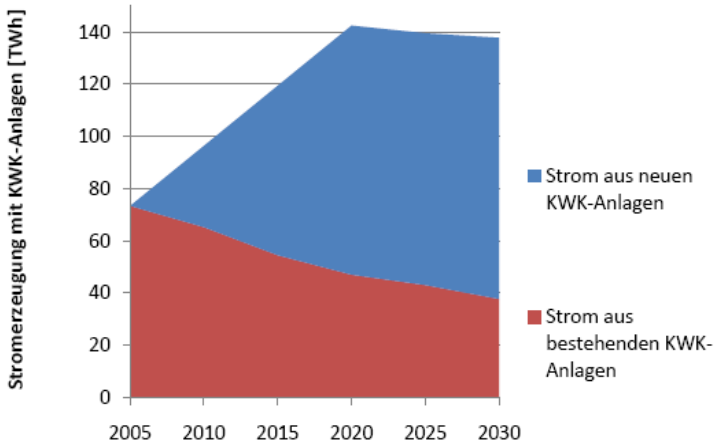


Abbildung 3-14: Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK – Anlagen[44]

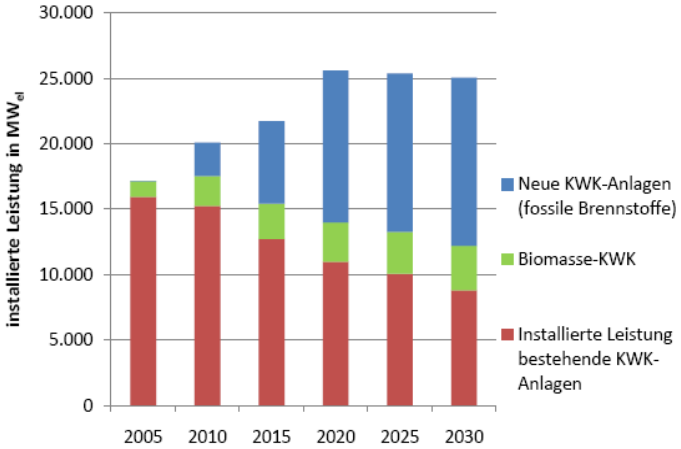


Abbildung 3-15: Prognose der installierten Leistung von KWK - Anlagen[44]

Nach einer Studie des Bremer Energieinstituts und des Deutschen Instituts für Luft und Raumfahrt (DLR) im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums liegt das wirtschaftlich umsetzbare Potenzial des KWK-Ausbaus mit 351 TWh bei bis zu 57 Prozent der gesamten bundesweiten Stromerzeugung. Besonders hohe Potenziale für einen wirtschaftlich günstigen Ausbau hat nach diesen Ergebnissen der Ausbau der Fernwärme- und Industrie-KWK. Als Hemmnis dieses Ausbaus sieht die Studie den geplanten Neubau konventioneller Kraftwerke.[45]

[44] dena (2008): Kohler, S.: Das Gesamtenergiesystem heute und in Zukunft, Vortrag der Abschlussveranstaltung GermanHy, Berlin, 28.6.2008, Folie 23
[45] Krewitt et al (2006): Krewitt, W., Nast, M., Eikmeier, B., Gabriel, J., Schulz, W.: Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Studie im Auftrag des BMWi, DLR e.V., Bremer Energieinstitut, Stuttgart, 2006

Tabelle 3-3 zeigt den nach Aussage des Leitszenarios 2009 möglichen KWK-Ausbau bis 2050[46]. Hier wird vor allem von einem starken Ausbau der KWK im Bereich der Nahwärme und einem etwas moderateren Ausbau der industriellen KWK ausgegangen. Dies wird mit dem bereits weitgehend ausgeschöpften Potenzial der Fernwärmenutzung aus Großanlagen-KWK begründet (vgl. dazu auch die Ergebnisse zum Ausbaupotenzial der Nahwärmenutzung in Abschnitt 3.2.5).

Das im KWKG für 2020 angestrebte 25 Prozent-Ziel (KWK Anteil an der Bruttostromerzeugung) wird nach diesem Szenario erst im Jahrzehnt zwischen 2020 und 2030 erreicht, bis 2050 wird noch Potenzial für darüber hinaus gehenden Zubau auf 25,8 Prozent bis 2050 gesehen.

Tabelle 3-3: Ausbaupotenzial der Kraft-Wärme-Kopplung nach dem Leitszenario 2009[46]

TWh/a	2008	2010	2020	2030	2040	2050
KWK gesamt	84	91	125	141	146	153
-Fernwärme (HKW)	32	33	39	38	36	33
- Nahwärme, Objekte (BHKW)	14	17	33	47	53	63
- Industrie (HKW, BHKW)	38	41	53	56	57	57
Anteil Bruttostromerzeugung [%]	13,3	14,5	22,4	26,5	26,5	25,8

In einer Veröffentlichung im Auftrag des Umweltbundesamtes[46] wird anhand Untersuchungen der Bedarfs- und Strukturvoraussetzungen der bundesdeutschen Gemeinden eine durch netzgebundene Bereitstellung zusätzlich zu verteilende Wärmemenge von 75 TWh_{th}/a ermittelt (Stand Fernwärmeabnahme 2006 180 TWh_{th}/a). Die dazu neu zu installierende Trassenlänge wird mit 50.000 km angegeben. Die notwendigen Anstrengungen dieses Infrastrukturausbaus werden aus technischer wie wirtschaftlicher Sicht gerade auch im Vergleich zum Ausbaustand in Dänemark, Schweden, Österreich und Finnland als unproblematisch bewertet. Eine Herausforderung stellt unter anderem die notwendige Überzeugungsarbeit der deutschen Bürger dar. Vergleiche dazu auch die Ausführungen im Kapitel 4.3.1.

Das KWK-Ausbaupotenzial ist ausschließlich wärmeseitig begrenzt (abhängig vom Sektor und der örtlichen Wärmedichte). In diesem Zusammenhang können Speichertechnologien durch zeitliche Verschiebung des Wärmeprofils weitere KWK-Wärmepotenziale eröffnen. Um den zu-

[46] Leitstudie (2009): J. Nitsch, Wenzel, B.: Leitszenario 2009Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, August 2009

künftigen Entwicklungen im Strom- und Wärmemarkt gerecht zu werden, sind ein hoher elektrischer Wirkungsgrad und eine vermehrt stromorientierte Auslegung der Anlagen anzustreben.

Die Hemmnisse des KWK-Ausbaus werden in Kapitel 4.3 ausführlich behandelt.

3.3.3 CO_2-Minderungspotenzial

Die Substitution bestehender Wärme- und Stromtechnologien durch KWK-Systeme ist nur dann sinnvoll, wenn dies zu einer Emissionsminderung führt. Tabelle 3-4 zeigt die möglichen CO_2-Einsparungen verschiedener KWK-Systeme im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung. Dabei wird zwischen der Stromerzeugung in einem Kohlekraftwerk (η_{el} = 42 %) und einem GuD Kraftwerk (η_{el} = 53 %) unterschieden. Bei der Wärmeerzeugung findet die Unterscheidung zwischen Gas- und Ölheizung, die jeweils einen Wirkungsgrad von 85 % bzw. 98 % aufweisen, statt. Es ist ersichtlich, dass sich der Einsatz gasbetriebener KWK auf Grund verminderter Emissionen lohnt. Allerdings führt ein Kohleheizkraftwerk im Vergleich zu einer Kombination aus GuDKraftwerk (Strom) und Gas- bzw. Ölheizung (Wärme) zu vermehrten Emissionen.[47] [48]

Der in der KWK eingesetzte Brennstoff spielt für das mögliche CO_2-Minderungspotenzial eine entscheidende Rolle. Daher ist es sinnvoll besonders den Einsatz von Erdgas und erneuerbaren Energieträgern zu fokussieren, da diese im Vergleich zu konventionellen Energieträgern geringere Emissionswerte aufweisen.

[47] Nitsch (2002): Dienhart, J. Nitsch: Ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung, 2002
[48] Smolka, T. (2008): Smolka, T.: Ökologisch-technische Auswirkungen dezentraler Energieversorgungsszenarien mit Blockheizkraftwerken in elektrischen Verteilnetzen, Dissertation, 9. Dezember 2008

Tabelle 3-4: CO_2 - Einsparungen typischer KWK - Systeme verglichen mit Kondensationskraftwerk und Heizkessel[47]

Getrennte Strom- und Wärmeversorgung	Kohle-Kraftwerk Wirkungsgrad 42%				GuD-Kraftwerk Wirkungsgrad 53%			
	Gas-Einzelheizung		Öl-Einzelheizung		Gas-Einzelheizung		Öl-Einzelheizung	
	Wirkungsgrad		Wirkungsgrad		Wirkungsgrad		Wirkungsgrad	
	85%	98%	85%	98%	85%	98%	85%	98%
Gekoppelte Strom- und Wärmeversorgung + Gasspitzenkessel	Reduktion der CO_2-Emissionen im Systemvergleich der verschiedenen Varianten [%]							
BHKW 50-1200 kW_{el}	40-45	35-40	45-52	39-43	10-20	3-12	26-34	20-28
GT-HKW 8 MW_{el}	36	32	45	40	8	0	25	18
GuD-HKW 50-300 MW_{el}	48-52	46-51	53-56	50-54	15-20	10-15	29-30	23-26
Kohle DT-HKW 100-200 MW_{el}	6	1	18	12	-40	-50	-15	-25

Der in diesem Kapitel beschriebene Stand der Technik gasgefeuerter Kraftwärmekopplungsanlagen sowie die erläuterten Potenziale des Nahwärmeausbaus bilden den Hintergrund für die Modellierung der dezentral orientierten gekoppelten Energieversorgung eines Verteilnetzgebietes in Kapitel 6.

3.4 Gasversorgung

In diesem Kapitel werden die charakteristischen Einsatzgebiete von Erdgas sowie die Erdgasversorgungsstruktur in Deutschland dargestellt. Der Stand der Erdgasnutzung dient dabei auch als Hintergrundinformation für die in der Modellierung aufgegriffene Möglichkeit der Umstellung von der vorrangig dezentralen Nutzung für Heizzwecke zur dezentralen Nutzung in KWK-Anlagen. Der Ausbaustand der Gasnetze ist von Bedeutung für die Frage möglicher Infrastrukturengpässe bei einem hohen Zubau dezentraler gasbasierter KWK-Anlagen.

Angerissen wird auch die mögliche Größenordnung einer zunehmend steigenden Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Auch dieser Aspekt dient als Hintergrundwissen zu den Randbedingungen der Modellierung in Kapitel 6.

3.4.1 Erdgasverbrauch

Von 2007 bis 2009 sank der Erdgasverbrauch in Deutschland von 867 TWh auf rund 807 TWh. Zwischen 2007 und 2008 entspricht das einer Verbrauchsminderung um knapp zwei Prozent, zwischen 2008 und 2009 um nochmals rund fünf Prozent. Der Erdgasanteil am deutschen Pri-

märenergieverbrauch lag 2009 bei 21, %, damit ist Erdgas nach Erdöl der zweitwichtigste Primärenergieträger.[49]

Erdgas wird zu einem großen Teil zur Bereitstellung von Heizwärme eingesetzt. Da der Wärmebedarf in den Sommermonaten abnimmt, ist in diesen Monaten auch ein deutlich geringerer Erdgasverbrauch zu verzeichnen. Dieser typische Verlauf spiegelt sich in Abbildung 3-16 wieder.

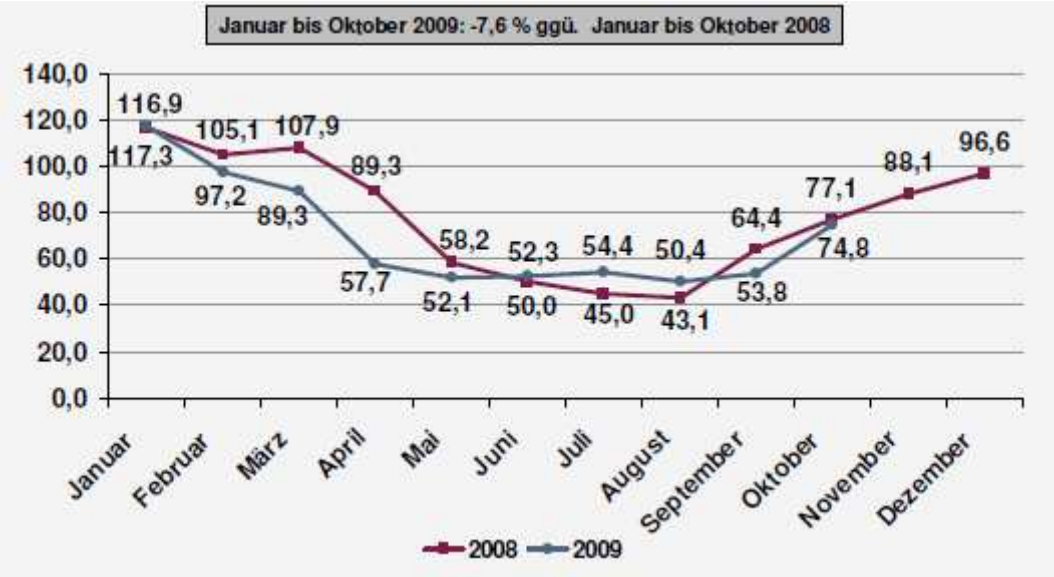


Abbildung 3-16 Gasverbrauch im Jahresverlauf für 2008 und 2009, Angaben in TWh[50]

3.4.1.1 Erdgasbedarf nach Sektoren und Anwendungsarten

Vom bundesdeutschen Erdgasbedarf entfielen 2007 nach Berechnungen des FfE und des IfE[51] jeweils etwa 40 Prozent auf die Sektoren Industrie und Haushalte, während der Anteil des Sektors Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 20 Prozent und der des Sektors Verkehr nur 0,3 Prozent beitrugen (vgl. Abbildung 3-17). Im Sektor Haushalte wird Erdgas vor allem zur Bereitstellung von Heizenergie eingesetzt, nur etwa 15 Prozent entfallen auf Prozesswärme (Kochen und Warmwasser). Im Bereich Industrie betrug 2007 der Anteil der Erdgasnutzung zur Bereitstellung von Prozesswärme dagegen knapp 87 Prozent. Zu diesem Bedarf gehört auch der Erdgaseinsatz im Kraftwerksbereich. Der Gas-Anteil der Bruttostromerzeugung nahm von 2006 bis 2008 von 11,5 Prozent auf 13,6 Prozent zu. Diese Zunahme lässt sich vor allem auf

[49] AGEB (2009): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen - Auswertungstabellen September 2009, Primärenergieverbrauch der BRD nach der Wirkungsgradmethode, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=6

[50] AGEB (2009a): Hertner, T.: Erdgasdaten 2009, Veröffentlichung der AGEB, 17. Dezember 2009, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65, letzter Zugriff Mai 2010

[51] Gubler (2009): Gubler, A., Vogler, G.: Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München 2009

den vermehrten Einsatz von Erdgas in KWK-Anlagen zurückführen.[52] [53]

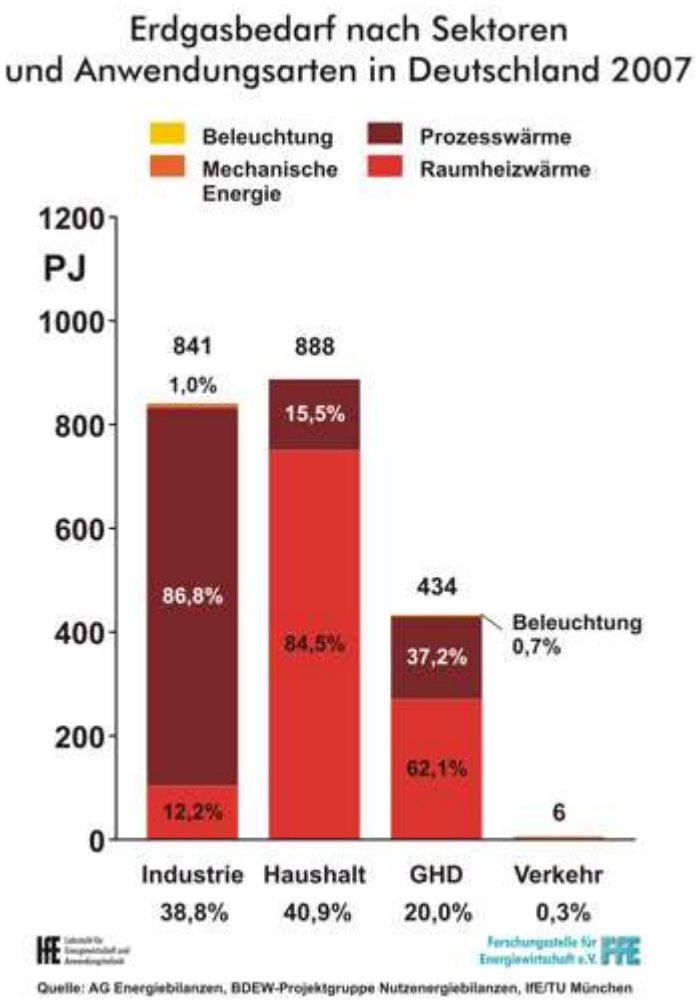


Abbildung 3-17 Verteilung des Erdgasbedarfs auf Sektoren und Anwendungsarten[54]

3.4.2 Erdgasbezug

Deutschland bezog im Jahr 2009 sein Erdgas zu 13 % aus inländischer Förderung und zu 87 % aus Importen.

[52] E.ON (2006): E.ON Ruhrgas: Branchenreport 2006, online veröffentlicht unter http://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-1B8BDFFE-4CD11D53/er-corporate/hs.xsl/679.htm, letzter Zugriff Juni 2010
[53] BMWi (2010a): BMWi Energiestatistiken: Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, online veröffentlicht unter http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180894.html, letzter Zugriff Juni 2010
[54] Gubler (2009): Gubler, A., Vogler, G.: Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München 2009

Tabelle 3-5: Erdgasbezug Deutschland [55, 56]

Bezugsquelle	Land	2006	2009
Import	Russland	35 %	32 %
	Norwegen	27 %	29 %
	Niederlande	18 %	20 %
	Großbritannien, Dänemark, Sonstige	5 %	6 %
Inländische Förderung	Deutschland	15 %	13 %

Tabelle 3-5 zeigt, dass etwa 68 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus deutschen und westeuropäischen Quellen stammen.

Im Vergleich zu den Vorjahren nimmt die inländische Förderung stetig ab, so dass im Ausgleich dazu die Gasimporte erhöht werden müssen. So wurden 2006 noch 15 % aus inländischer Förderung und 85 % aus Gasimporten bezogen.

Der Import von Erdgas nimmt auf Grund des sinkenden Bedarfs in den Sommermonaten ab, allerdings nicht so deutlich wie der Verbrauch, da in den Sommermonaten der Überschuss genutzt wird, um die Erdgasspeicher zu füllen. Tabelle 3-6 zeigt die Erdgasimporte für das Jahr 2008.

[55] E.ON (2006): E.ON Ruhrgas: Branchenreport 2006, online veröffentlicht unter http://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-1B8BDFFE-4CD11D53/er-corporate/hs.xsl/679.htm, letzter Zugriff Juni 2010
[56] BDEW(2010): BDEW Daten: Erdgasbezugsquellen Deutschland, online veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Druckvorlage_Erdgasbezugsquellen_Deutschlands/$file/Erdgasbezugsquellen%202009.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

Tabelle 3-6: Erdgasimporte 2008[57]

Monat	Importmenge in TWh
Januar	102,9
Februar	97,1
März	102,8
April	94,2
Mai	76,8
Juni	73,5
Juli	61,7
August	53,0
September	64,8
Oktober	78,4
November	75,0
Dezember	83,1
Summe	963,3

Für Deutschland spielen Erdgasimporte eine große Rolle. Diese Importabhängigkeit wird sich künftig verstärken, da die Erdgasreserven aus inländischer Förderung sehr begrenzt sind. Besonders Importe aus Russland werden für Deutschland immer wichtiger werden.

Bis zum Jahr 2036 sind bereits jetzt ein Teil der Erdgaslieferungen an Deutschland durch Verträge gesichert. [58]

Insgesamt gibt es nach einer Schätzung vom BDEW von 2007 noch Erdgasreserven in Höhe von 175.000 Mrd. m^3. Bei Annahme eines konstanten weltweiten Erdgasverbrauchs von 2900 Mrd. m^3, würden diese Reserven für circa 60 Jahre reichen. Nach Angaben von E.ON reichen die vorhandenen Reserven zuzüglich der derzeit angenommenen Ressourcen voraussichtlich für eine weltweite Erdgasversorgung von 200 Jahren aus. Allerdings ist die Förderung der Erdgasressourcen mit hohen Explorations- und Produktionskosten verbunden.[59]

[57] AGEB (2009a): Hertner, T.: Erdgasdaten 2009, Veröffentlichung der AGEB, 17. Dezember 2009, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65, letzter Zugriff Mai 2010
[58] BDEW (2009): Gas-Versorgungssicherheit: Fakten, warum ist Erdgas sicher? – Zahlen, Fakten und mehr, veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Gas-Versorgungssicherheit?open, letzter Zugriff Juni 2010
[59] VDI (2006): VDI-GET: Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit, 2006, VDI-Berichte, Band 1929, Hansch (2006): Dr. Matthias K.T. Hansch, E.ON Ruhrgas AG Dorsten: Gasinf-

Im Jahr 2008 ist die inländische Erdgasförderung um 9 % auf 15,5 Mrd. m^3 bzw. 151,5 TWh (bei einem durchschnittlichen Heizwert von 10 kWh/m³) zurückgegangen. Die Gründe sind zum einen die zurückgehenden Produktionskapazitäten älterer Felder, die nur teilweise durch neue Bohrungen ersetzt werden können, und zum anderen eine stärkere Verwässerung der Fördergebiete als zunächst angenommen wurde, was zu einer veränderten Produktion und einer geminderten Reserveentwicklung geführt hat.[60] [61]

Für Deutschland geht man von einer sicheren Erdgasreserve in Höhe von 119,6 Mrd. m^3 aus. Darüber hinaus sind weitere Ressourcen in der Größenordnung von 60 Mrd. m^3 wahrscheinlich. Es wird davon ausgegangen, dass die Erdgasvorkommen in Deutschland in 12 Jahren erschöpft sein werden. Reserven befinden sich noch in der Deutschen Nordsee, westlich der Ems, im Thüringer Becken, im Alpenvorland und in Gebieten zwischen Elbe und Weser sowie zwischen Weser und Ems. Über 90 % des Erdgases wird in Niedersachsen gefördert.

3.4.3 Erdgasspeicher

Grundsätzlich unterteilt man Gasspeicher in Übertage- und Untertagespeicher. Zu den Übertagespeichern zählen Kugel- und Röhrenspeicher sowie LNG[62] Speicher. Bei den Untertagespeichern unterscheidet man zwischen Poren-, Kavernen- und Aquiferspeichern.

In Untertagespeichern wird Erdgas in großen Mengen gespeichert bzw. entnommen. Dies ermöglicht eine optimale Auslastung des Leitungssystems durch gleichmäßig große Durchflussmengen und vermeidet Engpässe bei hohen Schwankungen zwischen Angebot und Nachfrage. Die gezielte Nutzung gespeicherter Erdgasreserven bei hohen Erdgaspreisen bzw. die Speicherung größerer Mengen bei niedrigen Preisen kann zur Preisstabilisierung genutzt werden.[63]

Die Speicher dienen auch der Erdgasversorgungssicherheit.

Deutschland weist weltweit das viertgrößte und europaweit das größte Speichervolumen auf. In 46 Speichern ist eine Speicherung von bis zu 20 Mrd. m^3 Erdgas möglich, wobei die drei größten Untertagespeicher allein einen Anteil von über 80 % stellen.

Die Erdgaswirtschaft investierte im Jahr 2008 in die Erweiterung und den Bau von Erdgasspeichern 330 Mio. €.[64] [65]

---

rastruktur und Anforderungen an die Einspeiser, VDI-Berichte: erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen; Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit: Tagung Berlin, 7. und 8. Februar 2006

[60] AGEB (2009a): Hertner, T.: Erdgasdaten 2009, Veröffentlichung der AGEB, 17. Dezember 2009, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65, letzter Zugriff Mai 2010

[61] BNA (2009): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, Bonn 2009, veröffentlicht unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

[62] LNG: Liquified Natural Gas; bei -162°C wird Erdgas verflüssigt und kann durch die Verringerung des Ursprungvolumens um den Faktor 600 platzsparend gespeichert werden z.B. um es per Schiff zu transportiert

[63] BDEW (2009): Gas-Versorgungssicherheit: Fakten, warum ist Erdgas sicher? – Zahlen, Fakten und mehr, veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Gas-Versorgungssicherheit?open, letzter Zugriff Juni 2010

[64] BDEW (2009): Gas-Versorgungssicherheit: Fakten, warum ist Erdgas sicher? – Zahlen, Fakten und mehr, veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Gas-Versorgungssicherheit?open, letzter Zugriff Juni 2010

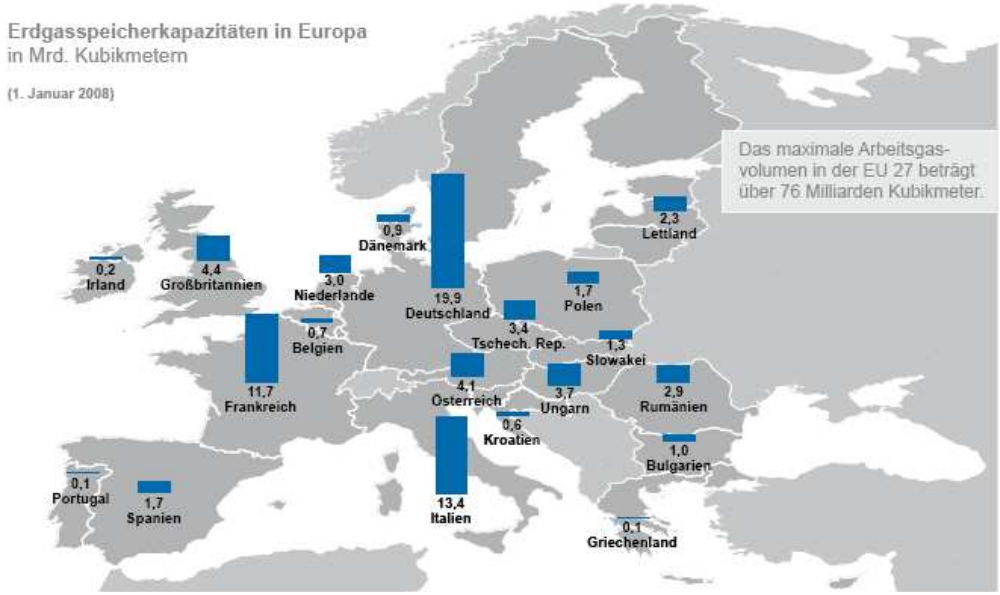


Abbildung 3-18: Erdgasspeicherkapazitäten in Europa/Quelle: Eurogas

Die Nachfrage nach Speicherkapazitäten ist groß, und es gibt erste Anzeichen dafür, dass demnächst die Nachfrage die Speicherkapazitäten überschreiten wird. So stehen bis 2010 nur noch 0,4 Mio. m^3 Arbeitsgasvolumen frei zur Verfügung und danach 33 Mio. m^3 im Zeitraum 2011 bis 2014, da die restlichen Speicherkapazitäten bereits heute von den Unternehmen gebucht sind. [65]

Geologische Formationen, die sich für die Erdgasspeicherung eignen, sind ebenfalls für die Speicherung von Kohlendioxid und für Druckluftspeicher von großem Interesse. Ob diese Technologien zukünftig eine Nutzungskonkurrenz für Erdgasspeicher darstellen, ist bisher noch nicht absehbar.

3.4.4 Netzstruktur

In Deutschland werden der Import von Erdgas und die inländische Verteilung mittels Pipelinenetz realisiert. Die Gesamtlänge des Deutschen Erdgasnetzes beträgt ca. 425.000 km (siehe Abbildung 3-19), wobei sich für 2006 folgende Aufteilung ergab:[66]

- 27 % Hochdruckleitungen (1- 100 bar)

[65] BNA (2009): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, Bonn 2009, veröffentlicht unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

[66] VDI (2006): VDI-GET: Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit, 2006, VDI-Berichte, Band 1929, Dr. Matthias K.T. Hansch: Gasinfrastruktur und Anforderungen an die Einspeiser

- 38 % Mitteldruckleitungen (100 mbar - 1bar)
- 35 % Niederdruckleitungen (bis 100 mbar)

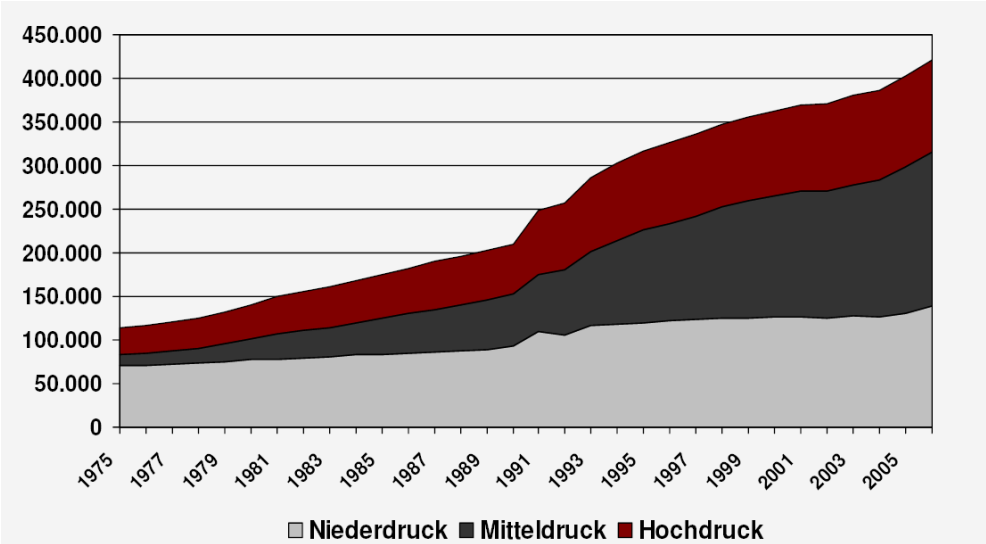


Abbildung 3-19: Gasnetzentwicklung in Deutschland zwischen 1975 und 2005 in Kilometer[67]

Nach der Förderung wird das Erdgas verdichtet und zum Teil bis zu mehrere 1000 Kilometer weit transportiert. Um den Druck in den Rohrleitungen aufrecht zu erhalten werden alle 100 – 200 Kilometer Verdichterstationen benötigt. Deutschland zählt 37 Transportverdichterstationen, die insgesamt einen Leistungsbedarf von 900 MW haben.[66] Durch die Betreiber der Fernleitungen, die Fernnetzbetreiber, werden nur die Abnehmer mit einer hohen jährlichen Gasabnahme direkt versorgt (z.B. Gaskraftwerke).

Die größte Anzahl an Verbrauchern wird durch die Verteilnetze versorgt. Typische Durchmesser für einen Hausanschluss sind 50 mm. Um den Druck des Gases den örtlichen Leitungsdrücken anzupassen, werden Reduzierungsanlagen eingesetzt, in denen die Druckreduzierung zur Stromerzeugung genutzt werden kann. Insgesamt wird angenommen, dass der Eigenverbrauch der Gasnetze 2 % bis 3 %, gemessen an der gesamten Gasabgabe an Letztverbraucher, nicht überschreitet.[68]

Insgesamt umfasst das deutsche Gasnetz 70 Netzkoppelpunkte von Fernleitungen, 5460 Einspeisepunkte von Verteilnetzbetreibern und 9,1 Millionen Ausspeisepunkte an Letztverbraucher[68]. Wie in Tabelle 3-7 dargestellt, wurden 2008 über die Verteilnetze rund 70 Prozent der gesamten Ausspeisemengen an die Letztverbraucher abgegeben.

[67] BDEW (2009a): BDEW Daten: Entwicklung des deutschen Erdgasnetzes, online veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7RCCGC_Energie?Open&s1=11, letzter Zugriff Juni 2010
[68] BNA (2009): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, Bonn 2009, veröffentlicht unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

Tabelle 3-7: Ausspeisemengen an Letztverbraucher 2008[68] (VNB = Verteilnetzbetreiber, FNB =Fernnetzbetreiber)

Kategorie	Ausspeisemenge VNB [TWh]	Ausspeisemenge FNB [TWh]	Summe VNB + FNB [TWh]
≤ 300 MWh/a	326,49	0,01	326,50
> 300 ≤ 10.000 MWh/a	115,26	1,10	116,36
>10.000 ≤ 100.000 MWh/a	87,87	9,28	97,15
> 100.000 MWh/a	85,67	194,58	280,25
Gaskraftwerke	69,76	87,73	157,49
Gastankstellen	1,59	0,06	1,65
Summe	686,64	292,76	979,40

Es gibt eine hohe Nachfrage nach Erdgasdurchleitungskapazitäten, allerdings gibt es auf Grund von vertraglichen Engpässen fast keine freien Kapazitäten für die kommenden Jahre. Es stehen zwar physikalisch genügend Kapazitäten zur Verfügung, diese werden vertraglich aber bereits von großen Gasimporteuren genutzt. Dies hemmt die Reaktionsmöglichkeit anderer Marktteilnehmer auf Gaspreisänderungen, da künstliche Engpässe geschaffen werden.

Es wird also weiterhin ein steigender Umfang an Netzinvestitionen notwendig sein. Dabei müssen auch die sich ändernden Importströme berücksichtigt werden. So ist zu erwarten, dass zukünftig größere Mengen Erdgas über Deutschland nach Dänemark und Großbritannien weitergeleitet werden und kaum noch inländische Förderung existiert.

Im Jahr 2008 investierten die Fernleitungsnetzbetreiber insgesamt rund 800 Mio. Euro in den Neubau und Ausbau sowie in die Wartung und Instandhaltung des Fernleitungsnetzes. Im Bereich der Gasverteilnetze wurden Investitionen in Höhe von 1,5 Mrd. € realisiert. [69]

Detaillierte Informationen zur Struktur der Netze mit Suchmaske z.B. nach Netzbetreiber sind im Internet auf der Internetseite http://www.gasnetzkarte.de zu finden.

[69] BNA (2009): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, Bonn 2009, veröffentlicht unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

3.4.5 Veränderungen im Gasnetz durch eine dezentrale Stromversorgung

Eine stärkere Dezentralität der Stromversorgung ist vor allem durch den vermehrten Einsatz von KWK und erneuerbaren Energien gekennzeichnet.

Tabelle 3-8 zeigt, dass die Verstromung von Erdgas an Bedeutung gewinnt, allerdings ist der Anteil am gesamten Erdgasverbrauch immer noch gering.

Tabelle 3-8: Erdgasverstromung[70]

	2006	**2007**	**2008**
Gesamter Erdgasverbrauch [TWh]	907	868	851
Erdgasverbrauch zur Stromerzeugung [TWh]	172	177	191
Anteil Erdgasverstromung am Gasverbrauch [%]	19,0	20,4	22,4

Durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 4) ist ein deutlicher Anstieg der Kraft-Wärme-Kopplung und somit auch ein Anstieg gasbetriebener BHKWs und Mikrogasturbinen zu erwarten. Außerdem wird bei einem weiteren Anstieg fluktuierender Stromerzeuger eine erhöhte Flexibilität des Kraftwerkparks benötigt, für die sich der Einsatz von Erdgas besonders eignet.

Die Entwicklungen in den anderen Bereichen, z.B. sinkender Wärmebedarf, wirken sich stärker auf den Erdgasverbrauch aus, so dass es insgesamt zu einem sinkenden Verbrauch kommt. Neubaugebiete mit einem geringen Wärmebedarf werden heute zum Teil schon nicht mehr an das Erdgasnetz angeschlossen, da dies unwirtschaftlich wäre. Die aus der Nutzungskonkurrenz zwischen Gasverteilnetz und Wärmenetz entstehenden Schwierigkeiten und Hemmnisse für den Ausbau von KWK und netzgebundener Wärmeversorgung werden in den Abschnitten 4.3.1, 4.3.1.1 und 4.3.1.2 näher erläutert.

In der im Modell des Kapitel 6 betrachteten, eher ländlich geprägten Region ist das Gasnetz für die Versorgung dezentraler BHKW-Einheiten ausreichend ausgebaut. In der betrachteten Region gibt es in sechs der sieben Gemeinden insgesamt 13 Netzkoppelpunkte, nahe der Grenze der nicht mit einem eigenen Koppelpunkt angeschlossenen Gemeinde liegen 3 Koppelpunkte an verschiedenen Standorten in angrenzenden Gemeindegebieten.

[70] Eigene Berechnungen auf Grundlage von AGEB (2009): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen - Auswertungstabellen September 2009, Primärenergieverbrauch der BRD nach der Wirkungsgradmethode, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=66 und AGEB (2009a): Hertner, T.: Erdgasdaten 2009, Veröffentlichung der AGEB, 17. Dezember 2009, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65, letzter Zugriff Mai 2010

3.4.6 Biogaseinspeisung in das Gasnetz

Für Biogas besteht grundsätzlich die Möglichkeit dieses in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage einzusetzen oder in das Erdgasnetz einzuspeisen. Bei Verwendung vor Ort wird es meist in einem BHKW zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzt. Dies ist aber nur sinnvoll, wenn die im BHKW erzeugte Wärme abgenommen werden kann (siehe Kapitel 3.3 KWK). Ist dies nicht möglich oder unwirtschaftlich, ist eine Einspeisung in das Erdgasnetz sinnvoll.

Es wird davon ausgegangen, dass die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz für die Gaswirtschaft an Bedeutung gewinnen wird. Nach den Angaben der Bundesnetzagentur stieg die Anzahl der Anfragen auf Netzzugang zur Einspeisung von Biogas von 2005 bis 2008 von 43 auf 309. Dabei fielen 2/3 der Anfragen auf die Verteilnetzbetreiber und 1/3 auf die Fernnetzbetreiber. Nur in 8 Fällen musste wegen zu geringer Gasqualität eine Verweigerung erteilt werden. Die Einspeisung von Biogas erfolgte zu 70 % als Austauschgas[71] und zu 30 % als Zusatzgas. [72] [73] [74]

Für das gesamte Erdgasnetz wird von einer Aufnahmekapazität für Biogas von 212 TWh/a (763 PJ/a) ausgegangen. Allerdings ist immer eine Einzelfallprüfung erforderlich, da das Gasnetz regionale Unterschiede hinsichtlich der Kapazität aufweist. Im Jahr 2008 lag die Biogaseinspeisung bei 42 Mio. m^3, dies entspricht bei einem unteren Heizwert für Biogas von H_u = 22,5 MJ/m^3 einer Energiemenge von 1 PJ. Für das Jahr 2009 sind 24 neue Projekte mit einer durchschnittlichen Einspeisung von 860 m^3/h geplant. Es wird angestrebt bis zum Jahre 2020 eine Einspeisemenge von 6 Mrd. m^3/a (135 PJ/a) zu erreichen und bis 2030 langfristig eine Einspeisemenge von 10 Mrd. m^3/a (225 PJ). Da selbst bei maximaler Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz das Aufnahmepotenzial von 212 TWh/a bei weitem nicht erreicht wird, ist nicht davon auszugehen, dass die Struktur des Erdgasnetzes ein Hemmnis für die Biogaseinspeisung darstellt und im Gegenzug der Ausbau von Biogas keinen massiven Einfluss auf das Erdgasnetz hat. [75] [76]

Es ist für die nächsten Jahre nicht zu erwarten, dass durch die Einspeisung von Biogas, die

---

[71] Austauschgas hat eine Gasqualität zu erbringen, die dem des Erdgasnetzes entspricht. Es kann sich hinsichtlich Zusammensetzung und brenntechnischer Grunddaten unterscheiden, muss aber das gleiche Brennverhalten aufweisen. Einspeisung von Austauschgas ist somit unproblematisch.[11]

[72] Zusatzgas kann nur begrenzt eingespeist werden, da sich seine Zusammensetzung und brenntechnischen Grunddaten wesentlich von der im Netz vorhandenen Erdgasqualität unterscheidet. Das Brennverhalten des Grundgases darf nicht über seine erlaubte Schwankungsbreite hinaus verändert werden.[11]

[73] VDI (2006): VDI-GET: Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit, 2006, VDI-Berichte, Band 1929, Dr. Matthias K.T. Hansch: Gasinfrastruktur und Anforderungen an die Einspeiser

[74] BNA (2009): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, Bonn 2009, veröffentlicht unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

[75] VDI (2006): VDI-GET: Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit, 2006, VDI-Berichte, Band 1929, Dr. Matthias K.T. Hansch: Gasinfrastruktur und Anforderungen an die Einspeiser

[76] BNA (2009): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, Bonn 2009, veröffentlicht unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

Abnahme der inländischen Förderung ausgeglichen werden kann, da das maximale Biogaspotenzial für Deutschland abhängig von den Nutzungspfaden der verschiedenen Biomassearten bei etwa 203 PJ liegt[77] und somit deutlich unter der derzeitigen inländischen Förderung von 545 PJ. Es wird also nur ein teilweiser Ausgleich der abnehmenden inländischen Förderung durch Biogas möglich sein.

[77] Energiestudie M. Lanz et al (2009): Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger - Energiestudie, Zwischenbericht des BMU geförderten Forschungsprojekts des SIJ der FH Aachen und iSUSI, Jülich, September 2009, Tabelle 15, veröffentlicht unter https://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/zwischenbericht_stromstudie.pdf

4 Politische und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen der dezentralen Erzeugung

Der Ausbau der dezentralen Stromerzeugung vollzieht sich nicht unabhängig von bereits bestehenden politischen, marktwirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen. Vielmehr bedingen und beeinflussen sich diese gegenseitig. Eine gelungene zukünftige Integration der dezentralen Erzeugung in das bestehende Stromsystem, möglicherweise aber auch die Anpassung des Stromsystems an die Gegebenheiten der dezentralen Erzeugung, setzen eine Analyse der bestehenden Rahmenbedingungen und ihre Wechselwirkungen untereinander voraus und bedingen unter Umständen auch die Änderung bestehender Rahmenbedingungen.

Daher sollen im folgenden Kapitel einige wesentliche Rahmenbedingungen für den Ausbau der dezentralen Erzeugung dargestellt werden, wobei der Schwerpunkt darauf liegt, v.a. prägnante Hemmnisse aufzuzeigen. Zielsetzung ist es, Kenntnisse hierüber zu gewinnen und gegebenenfalls die Überwindung bestehender Hemmnisse durch die Politik anzuregen.

4.1 Akteure der Energiemärkte und Auswirkungen der Akteursstruktur in Bezug auf die Umsetzung der dezentralen Energieerzeugung

4.1.1 Ausgangslage: die Hypothese einer marktbeherrschenden Stellung weniger Akteure

Im Beschluss des Bundesgerichthofes vom 11. November 2008[78] wurde die Übernahme der Stadtwerke Eschwege GmbH durch die E.ON Mitte AG untersagt. Das OLG Düsseldorf erklärte somit die Verfügung des Bundeskartellamt, das den Zusammenschluss bereits im September 2003 untersagte[79], für rechtens und wies die Rechtsbeschwerde von E.ON als unbegründet ab. Es wurde dabei ausgeführt, dass der E.ON- und der RWE-Konzern in den Märkten der Belieferung von Weiterverteilern und Großkunden mit Strom ein marktbeherrschendes Duopol bilden, was durch die Übernahme verstärkt würde. Im Detail wurde belegt, dass sowohl zwischen den Konzernen E.ON und RWE als auch zwischen dem Duopol und den anderen Akteuren kein funktionsfähiger Wettbewerb existiert.

Gemäß § 19 Abs. 2 GWB[80] ist ein Unternehmen auf dem jeweils sachlich und räumlich relevan-

[78] BGH (2008): Bundesgerichthof, Beschluss KVR 60/07, Düsseldorf 2008
[79] Bundeskartellamt (2003): Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung – B 8- Fa – 21/03, Beschluss vom 12.09.2003 [„E.ON – Stadtwerke Eschwege“)
[80] Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, in der Fassung vom 26.08.1998

ten Markt marktbeherrschend, wenn es „eine im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat“[81]. Nach § 19 GWB ist hierbei unter anderem sein Marktanteil, sein Zugang zu den Beschaffungs– oder Absatzmärkten, die Verflechtung mit anderen Unternehmen und der tatsächliche oder potenzielle Wettbewerb mit anderen Unternehmen zu berücksichtigen.

Dies gilt ebenfalls für zwei oder mehrere Unternehmen, wenn „zwischen ihnen […] ein wesentlicher Wettbewerb nicht besteht“[82]. Zudem kann anhand der sogenannten Konzentrationsrate die Marktmacht der einzelnen Teilnehmer oder Gruppen von Teilnehmern überprüft werden. Eine marktbeherrschende Stellung ist im Sinne des § 19 Abs. 3 GWB dann zu vermuten, wenn der Marktanteil von drei oder weniger Unternehmen bei 50 % oder höher liegt bzw. von fünf oder weniger Unternehmen, wenn deren Marktanteil über zwei Dritteln liegt.

Um entscheiden zu können, ob das Duopol E.ON/RWE eine marktbeherrschende Stellung im Stromsektor einnimmt, sind im Sinne des § 19 Abs. 2 GWB folgende Punkte zu prüfen:

- Welches ist jeweils der sachlich und räumlich relevante Markt?
- Besteht ein wesentlicher Wettbewerb zwischen E.ON und RWE? Wenn ja, wie ist der Marktanteil, der Zugang zu den Beschaffungs- und Absatzmärkten, die Verflechtung mit anderen Unternehmen und der tatsächlich oder potenzielle Wettbewerb mit anderen Unternehmen zu bewerten?

Zum Nachweis einer marktbeherrschenden Stellung bestehen mehrere Möglichkeiten: Diese können je nach den unterschiedlichen (Güter-)märkten, in denen sie anwendbar sein sollen, variieren. Aber auch in gleichen Gütermärkten können unterschiedliche theoretische Annahmen getroffen werden, die sowohl die methodische Herangehensweise als auch den notwendigen Aufwand zum Nachweis einer marktbeherrschenden Stellung bedingen.

Im Stromsektor wird vom Bundeskartellamt zur sachlichen Marktabgrenzung das sog. ‚Bedarfsmarktkonzept’ angewandt. Danach sind dem relevanten (Angebots-) Markt alle Produkte zuzurechnen, die aus der Sicht der Nachfrager nach Eigenschaft, Verwendungszweck und Preislage zur Deckung eines bestimmten Bedarfs austauschbar sind.[83] Damit ermittelt das Bundeskartellamt zwei sachlich relevante Strom-Marktstufen: die Stromletztverbraucherstufe, auf der sich einerseits die per Standardlastprofil belieferten Kleinkunden und die leistungsgemessenen industriellen und gewerblichen Kunden befinden. Darüber liegt die Marktstufe der Belieferung von Weiterverteilern (die Distributionsstufe) und die darin agierenden Anbieter, nämlich die inländischen Stromerzeuger und die Stromimporteure. An dieser Unterteilung in zwei Marktstufen und der qualitativen Anwendung des Bedarfsmarktkonzeptes übt vor allem

[81] § 19 Abs. 2 Satz 1 GWB (1998): Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, in der Fassung vom 26.08.1998
[82] § 19 Abs. 2 Satz 2 GWB (1998): Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, in der Fassung vom 26.08.1998
[83] BGH (2008): Bundesgerichthof, Beschluss KVR 60/07, Düsseldorf 2008, S. 7

die Monopolkommission Kritik.[84] Diese plädiert für

- eine Berücksichtigung der Märkte für Regelenergie (vgl. hierzu 4.4)
- die Nutzung quantitativer Verfahren zur Marktabgrenzung, die die Identifikation weiterer sachlich und räumlich relevanter Märkte ermögliche. Hier rät die Monopolkommission zur Nutzung des hypothetischen Monopolistentests zur Identifikation bzw. Abgrenzung weiterer Teilmärkte des Stromsektors und der darin wirkenden Wettbewerbskräfte.[85] Im Fokus der Monopolkommission steht hier (neben den Regelenergiemärkten) die eigenständige Betrachtung der Distributionsstufe, die räumliche Abgrenzung des Großkundensegments (das ggf. auf die 4 Regelzonen eingeengt werden könnte oder um den österreichischen Stromsektor ergänzt werden könnte) oder die eigenständige Betrachtung bzw. Interdependenz der Märkte für Standardlastprofilkunden und leistungsgemessene Kunden.

Im Falle der wettbewerblichen Wirkungen der Distributionsstufe sieht das Bundeskartellamt die Marktstufe der Belieferung von Weiterverteilern als die für die Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung maßgebliche Stufe an. Trotz der Dynamik, die die Distributionsstufe seit der Entscheidung des Bundeskartellamtes vom September 2003 verzeichnen kann, bestätigte der Bundesgerichtshof diese Sichtweise. Eine Marktabgrenzung bzw. die Festlegung einer Handelsstufe im Stromsektor solle danach vorgenommen werden, wer die gesamte Strommenge in den Verkehr bringt (d.h. inländische Erzeugung und in geringen Mengen auch der Import). Durch die besondere Eigenschaft des Gutes Strom, der kaum (oder nur unter energetischen und monetären Verlusten) gespeichert werden kann, ist es den Unternehmen der Distributionsstufe weder möglich, das Gut Strom zu speichern noch ist es ihnen aufgrund der begrenzten Importkapazitäten möglich, mit zusätzlichem Strom, der nicht von der Erzeuger-/Importeurstufe in den Verkehr gebracht wurde, zu handeln. Damit entscheiden im Wesentlichen die auf den Erstabsatzmarkt gebrachte Strommenge und der hier von den Anbietern durchgesetzte bzw. durchsetzbare Preis über das Preisniveau auf dem Weiterverteilermarkt.[86]

Die Spielräume, die den unabhängigen Stromhändlern verbleiben, sind die sog. ‚intransparenten' „verwaltungsmäßigen Betriebskosten" bzw. gegebenenfalls die disziplinierende Wirkung solcher unabhängigen Wettbewerber auf die Gestaltung der Letztverbraucherpreise der hori-

[84] Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG, S. 41-45

[85] Der hypothetische Monopolistentest untersucht im Rahmen eines Gedankenexperiments, inwieweit für den Produzenten eines Gutes eine dauerhafte, geringfügige, aber signifikante Preiserhöhung profitabel wäre, wenn er hypothetisch eine Monopolstellung für dieses Produkt hätte. Die Analyse wird ausgehend vom „engsten" Markt schrittweise um angrenzende Gebiete oder Produkte erweitert. In jedem Schritt wird geprüft, ob eine Preiserhöhung (meist zwischen 5 und 10 %) für einen hypothetischen Monopolisten profitabel ist. Wird diese Frage mit „Nein" beantwortet, so können weitere Gebiete oder Produkte zum relevanten Markt zählen, da anscheinend enge Substitutionsbeziehungen bestehen. Vgl. Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG, S. 44.

86 BGH (2008): Bundesgerichthof, Beschluss KVR 60/07, Düsseldorf 2008, 7f

zontal vorwärtsintegrierten Duopolisten.[87]

Gegen die Einbeziehung der Distributionsstufe in die Beurteilung einer marktbeherrschenden Stellung und generell einer positiven Wettbewerbswirkung der Distributionsstufe sprechen jedoch mehrere Punkte:

- Der Anteil der Verwaltungskosten am Strompreis ist relativ gering und somit auch die Preissenkungspotenziale durch die unabhängigen Stromhändler.
- Eine positive Wettbewerbswirkung muss sowohl die schiere Zahl als auch die Absatzzahlen der von den Duopolisten unabhängigen Stromhändler, das heißt der Unternehmen, an denen diese weder Minder- noch Mehrheitsbeteiligungen halten, beachtet werden. Gleichzeitig bestätigt die Tatsache, dass eigens gegründete Handelsunternehmen der Duopolisten ebenso auf der Distributionsstufe vorhanden sind, eher die Annahme einer marktbeherrschenden Stellung als das sie diese widerlegen würde.
- Die Unternehmen auf der Distributionsstufe können trotz der sich hier entwickelnden Dynamik keine relevanten wettbewerblichen Impulse auf die stromerzeugenden und –importierenden Unternehmen ausüben, da sie nicht in der Lage sind, mit zusätzlichen bzw. gespeicherten Strommengen Druck auf die Anbieter auszuüben.

Im Fall der **Regelenergiemärkte,** deren wettbewerbliche Kontrolle ohne Zweifel wünschenswert ist, führt die Monopolkommission als Argument im Wesentlichen die asymmetrische Substituierbarkeit der auf dem Regelenergiemärkten gehandelten Strommengen an, bei denen sie davon ausgeht, dass diese auch im Großhandelsmarkt gehandelt werden könnten und damit eine „Verbundenheit der Märkte zumindest denkbar"[88] wäre. Hierbei übersieht die Monopolkommission jedoch, dass in den Märkten für Sekundär- und Minutenreserve hohe Anreize bestehen, vor allem Erlöse aus der Bereitstellung dieser zwei Regelenergiearten zu erzielen, ohne dass es zu einem reellen Abruf der Reservearbeit kommen muss. Die Menge de facto abgerufener Sekundärreserve liegt im Jahr 2007 bei rund 7,75 TWh und die de facto abgerufene Minutenreserve bei gesamt 0,36 TWh. Bei einer ins Netz der ‚allgemeinen Versorgung' eingespeisten Nettoelektrizitätsmenge von 513,5 TWh beläuft sich die abgerufene Regelarbeit auf knapp 1,6% der Nettostromerzeugung, wobei hier durchaus Effizienzpotenziale durch das Vermeiden des ‚Gegeneinanderregelns' gehoben werden könnten. Beim unternehmerischen Kalkül der Regelenergieanbieter steht daher tendenziell die Frage im Vordergrund, wie die Gebotsgestaltung so erfolgen kann, dass der Regelenergieabruf vermieden werden kann (oder zumindest so hoch wie möglich bezahlt) und weniger das Kalkül der Angebotssubstitution der Regelenergiearbeit in unterschiedlichen Teilmärkten des Stromsektors.

87 Auch diese Feststellung des Bundeskartellamtes von 2003 wird durch den Entscheid des BGH vom November 2008 bestätigt; vgl. BGH (2008): Bundesgerichthof, Beschluss KVR 60/07, Düsseldorf 2008, 15ff
88 Vgl. Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG, S. 43

Einen weiteren Vorteil der Anwendung quantitativer ökonometrischer Methoden sieht die Monopolkommission in Bezug auf die **räumliche Marktabgrenzung** des Großkundensegmentes; dieser sei aussagekräftiger als die auf die ‚nachgewiesenen Lieferbeziehungen abstellende Marktabgrenzung' des Bundeskartellamtes. Hier greife das Bundeskartellamt generell auf die zu beobachtenden Nettostromimporte (als Saldi der Im- und Exporte) zurück, während die Monopolkommission argumentiert, dass dies z.B. im Falle Österreichs ungerechtfertigt sein könnte. Dies ließe sich tendenziell durch eine Einzelbetrachtung der Importkapazitäten und –mengen jedes Nachbarlandes der Bundesrepublik lösen, ohne dass damit unbedingt die Nutzung ökonometrischer Methoden gerechtfertigt würde.

Generell ist anzumerken, dass zur Einschätzung einer marktbeherrschenden Stellung, die das Bundeskartellamt qua Amt vornehmen muss, die Stellung, die ein Unternehmen (ein Duopolist/ Oligopolist) einnimmt, in der Tat gemäß dem Entscheid des BGH auf der Erzeugerstufe zu treffen ist. Die Nutzung quantitativer ökonometrischer Methoden birgt hingegen die große Gefahr, dass einerseits die Aspekte der horizontalen Vorwärtsintegration der Duopolisten, die wesentlich zu dieser Machtstellung beitragen, vollends aus dem Blickfeld geraten, während gleichzeitig der Nachweis einer marktbeherrschenden Stellung bereits aufgrund des immensen Arbeits- und Personalaufwands der ökonometrischen Methoden nicht mehr zu leisten wäre.[89] Die Nutzung dieser quantitativen Methoden könnte wegen dieses hohen Mehraufwands und der wissenschaftlich schwierigen und vielfach angreifbaren Nachweisführung letztendlich dazu führen, dass nicht gegen die von der Monopolkommission durchaus zu recht bemängelten Wettbewerbshemmnisse vorgegangen werden kann.

Im Folgenden sollen daher die vom BGH im November bestätigten Erkenntnisse und Entscheidungen des Bundeskartellamts vorgestellt und als Grundlage benutzt werden.

4.1.2 Räumliche Abgrenzung des relevanten Marktes im Stromsektor

Ob der Erstabsatzmarkt für Strom räumlich auf Deutschland abzugrenzen ist oder ob tatsächlich ein europaweiter Wettbewerb stattfindet, lässt sich in Betracht der In- und Exportströme von Strom schnell erkennen. Ein funktionsfähiger europaweiter Wettbewerb würde einen regen Austausch von Strom zwischen Deutschland und den angrenzenden Ländern auslösen. Insbesondere müsste der Importstrom aus Ländern mit niedrigen Strompreisen hoch sein. Abbildung 4-1 veranschaulicht den grenzüberschreitenden Handel mit Deutschland und setzt ihn in Beziehung zu den bestehenden grenzüberschreitenden Transportkapazitäten.

[89] Christiansen, A. (2006): Der „more economic approach" in der EU-Fusionskontrolle – eine kritische Würdigung, Hrsg.: db research, working paper series, research notes 21, Frankfurt am Main, 24. Januar 2006: Vgl. zur methodischen Kritik an diesem auch ‚more economic approach' genannten Ansatz

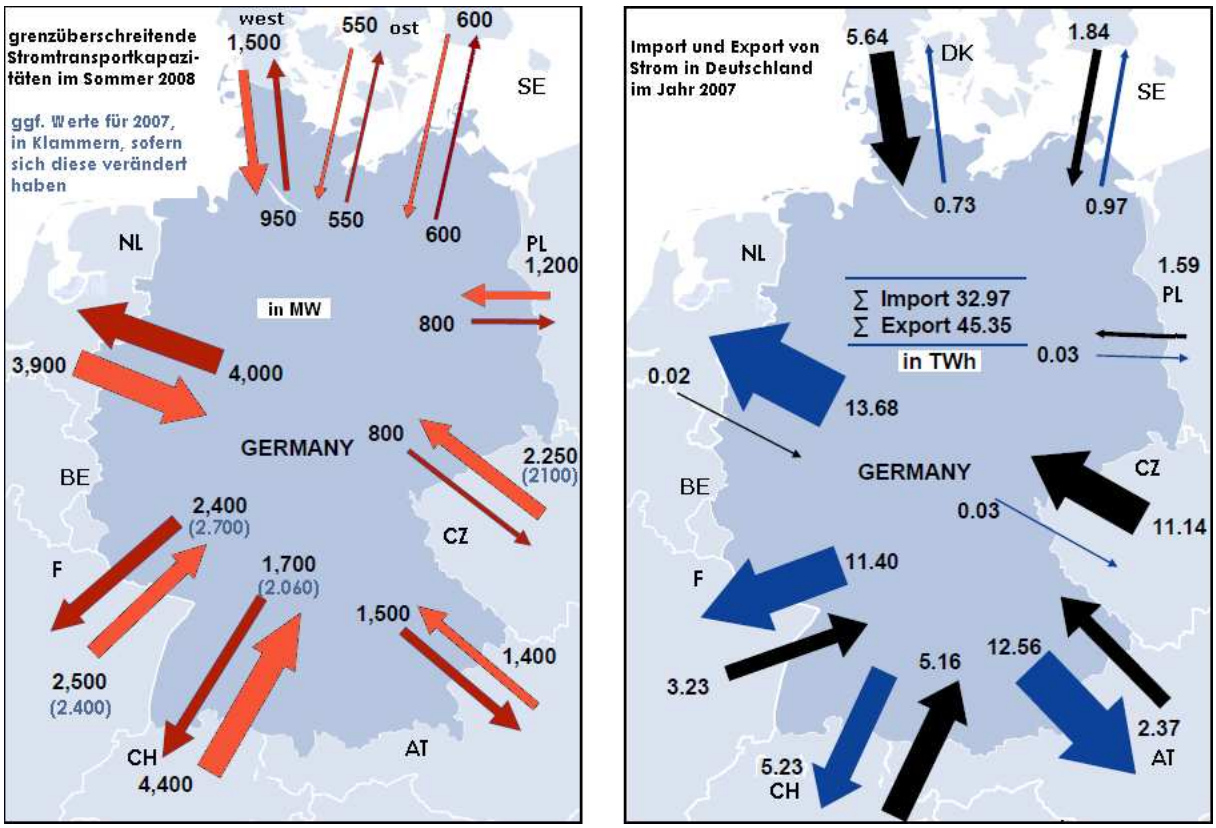


Abbildung 4-1: Grenzüberschreitende Transportkapazitäten für Strom (Sommer 2008) und Summe der Ex- und Importströme von Strom in TWh 2007[90]

Die Summe des importierten Stroms im Jahr 2007 belief sich auf 45,35 GWh. Dem gegenüber steht ein Stromverbrauch in Deutschland von rd. 541.000 GWh[91]. Demnach stammt knapp 8,4% des in Deutschland verbrauchten Stroms von ausländischen Erzeugern.

Des Weiteren wird deutlich, dass gerade die aus Polen importierte Strommenge mit 1,59 TWh im Vergleich zu anderen Ländern sehr gering ist, und dies obwohl die Großhandelspreise für Strom dort deutlich niedriger liegen als in der BRD. Diese offensichtlichen Missstände beim grenzüberschreitenden Stromhandel legen offen, dass europaweit kein funktionsfähiger Wettbewerb existiert. Die ausgetauschte Strommenge wird nicht von den unterschiedlichen Großhandelspreisen für Strom zwischen den Ländern bestimmt, sondern von den unzureichenden[92] Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen. Diese sind seit 2005 mit rd. 17 GW stabil geblieben, wohingegen die installierte Erzeugungsleistung seit Jahren ansteigt und damit der Indikator für die Bedeutung der Stromim- und -exporte, der sog. Verbundgrad, sinkt.

[90] RWE (2008): Facts & Figures 2008 (Updated October 2008), Folien 136f. Dabei zeigt sich, dass die Variation zwischen 2007 und 2008 in Bezug auf die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten sowohl absolut als auch im Vergleich zu den gesamten Erzeugungskapazitäten in Deutschland von untergeordneter Bedeutung ist, was auch RWE selbst folgendermaßen beschreibt:" Transmission capacities between Germany and its neighbouring countries are small compared to capacities installed in Germany." (vgl. ibid., Folie 137)

[91] www.bmwi.de

[92] Bundesentzagentur (2008): Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2008, Bonn, September 2009, S. 38: Mit Ausnahme Österreichs liegen an allen Grenzen Deutschlands Engpässe im Bereich der Stromübertragung vor.

Tabelle 4-1: Verbundgrad der deutschen Stromversorgung 2005 - 2007[93]

	Importkapazität	Inst. Kraftwerksleistung in D	Verbundgrad in %
2005	17 GW	119,4 GW	15%
2006	17 GW	124,3 GW	14%
2007	17 GW	129,2 GW	13%

Ein europaweiter Wettbewerb könnte also nur dann entstehen, wenn die Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen erweitert würden. Im Beschluss vom 11. November 2008 legt der BGH fest, dass der räumliche Erstabsatzmarkt deutschlandweit abzugrenzen ist und beruft sich auf die begrenzten Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen. Denn weder könnte ein ausländischer Händler nennenswerte Strommengen zu deutlich günstigeren Preisen anbieten, noch könnte ein in Deutschland ansässiger Wettbewerber sich auf Grund der beschränkten Kapazitäten bei einem ausländischen Erzeuger eindecken, sondern er müsste die Strommengen in Deutschland beziehen und ist somit an die inländischen Preise des Erstabsatzmarktes gebunden.

4.1.3 Duopolistische Strukturen im deutschen Stromsektor

Die Bestätigung der Entscheidung des OLG Düsseldorf durch das BGH im November 2008, d.h. 5 Jahre nach der Verkündung des OLG-Urteils, verdeutlicht, dass das Problem der hohen Konzentration im Stromerzeugungsmarkt nichts von seiner Aktualität verloren hat: Der Markt wird von vier Unternehmen geprägt (RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall). Insbesondere die beiden größten Unternehmen RWE und E.ON dominieren den Erzeugungsmarkt, weswegen das Bundeskartellamt von einer duopolistischen Marktbeherrschung durch diese beiden Unternehmen ausgeht. In den Jahren 2003 und 2004 ging das Kartellamt von einem Anteil an der Erzeugungskapazität von jeweils 57 und 59% aus. Im Jahr 2007 lag dieser Wert bei knapp 57%.

Neben den hierzu von der Monopolkommission angestellten Berechnungen[94] verweist auch die in Abbildung 4-2 wiedergegebene Selbstdarstellung von RWE im Vergleich zu seinen Mitbewerbern darauf, dass E.ON und RWE zusammen einen Anteil von rund 51 % an der erzeugten Strommenge haben. Damit werden von zwei Seiten Indizien für eine marktbeherrschende Stellung des Duopols (sowohl in Bezug auf die Erzeugungskapazität als auch auf die erzeugte

[93] BNA (2006): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2006, Bonn, August 2006 (S. 9), BNA (2007): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2007, Bonn, 2007 (S.9) und BNA (2008b): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008, Bonn, September 2008 (S. 40)

[94] Vgl. Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007, S. 64-86, sowie „Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG" für den Wert von 2007. Dabei verweist die Monopolkommission darauf, dass vor allem die Betrachtung der tatsächlich erzeugten Mengen relevant bei der Untersuchung einer marktbeherrschenden Stellung sei: Einerseits werden nicht alle Kapazitäten tatsächlich abgerufen, andererseits gilt vor allem die Möglichkeit eines (Verbund-)Unternehmens, alle Laststufen abzudecken, als ein wesentliches Mittel, Marktmacht auszuüben.

Strommenge) angeführt.

Die nächst größeren Unternehmen EnBW und Vattenfall haben mit jeweils 12 % deutlich geringere Anteile an der Erzeugungskapazität (vgl. Abbildung 4-2).

Darüber hinaus hat die Monopolkommission für EnBW und Vattenfall zusammen nur 50 Minderheitsbeteiligungen an regionalen und kommunalen Stromversorgern festgestellt, E.ON und RWE sind insgesamt an 264 solcher Unternehmen beteiligt. Die Marktanteile von EnBW/Vattenfall sind demnach deutlich geringer als die von E.ON/RWE.[95]

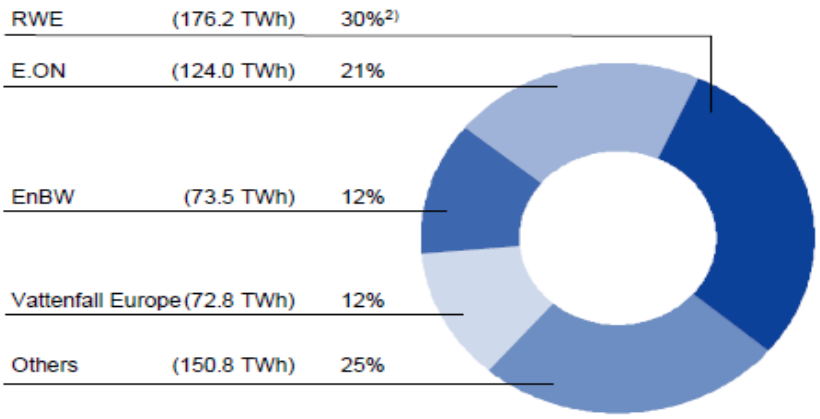


Abbildung 4-2: Anteile an der Stromerzeugung in der BRD 2007[96]

Die beiden Konzerne weisen zahlreiche strukturelle Gemeinsamkeiten auf, die ein wettbewerbsbeschränkendes Parallelverhalten begünstigen: Beide Unternehmen

- sind vertikal integriert,
- bieten Strom und Gas an,
- sind über den größten nationalen Kohlestromerzeuger – die Evonik Steag GmbH - und 13 Stromversorgungsunternehmen miteinander verflochten und
- ihre Stromerzeugungskapazitäten nutzen nahezu identischen Technologien

Somit ist auch die Kostenstruktur von E.ON und RWE sehr ähnlich und Anreize für einen Preiswettbewerb innerhalb des Oligopols bleiben aus, da Preissenkungen unter den Bedingungen eines Duopols fast identischer Wettbewerber nicht notwendigerweise zu Verschiebungen der Marktanteile führen. Würde eines der beiden Unternehmen seine Preise senken, könnte es

[95] Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007, S 66

[96] RWE Facts and figures, Update October 2008, Folie 180

deswegen mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit nicht mit einem höheren Marktanteil rechnen, denn das andere Unternehmen könnte auf Grund der fast identischen Struktur im gleichen Maße mit den Preissenkungen mitziehen, so dass die Marktanteile unverändert blieben, sich aber insgesamt ein niedrigeres Preisniveau einstellen würde, das nicht im Interesse der Duopolisten wäre. Selbst wenn das zweite Unternehmen seine Preise beibehielte, müsste das Preise senkende Unternehmen die gestiegene Nachfrage durch Zukäufe zu den ursprünglich höheren Preisen decken, was wiederum zu Verlusten führt.

Neben den Auswirkungen der duopolistischen Struktur auf die Preisgestaltung hat auch die sog. „vertikale Vorwärtsintegration" wettbewerbsbeschränkende Auswirkungen: Diese Unternehmen der nachgelagerten Handelsstufen können auf Grund der Möglichkeit zur Einflussnahme ihrer Anteilseigner nicht unbefangen zwischen den Anbietern des Erstabsatzmarktes wählen. Hinzu kommt, dass der Wettbewerb durch Verflechtungen von EnBW über zehn Stadtwerke und Regionalversorger mit E.ON/RWE und von Vattenfall mit E.ON über die Gemeinschaftskraftwerke Brunsbüttel, Brokdorf und Krümmel, erschwert wird.

Auch gegenüber den restlichen Kraftwerksbetreibern hat das Duopol eine überragende Marktstellung. Dabei handelt es sich um kleinere bis mittlere Unternehmen (vgl. Abbildung 4-2), die nicht als Einheit auftreten, über eher begrenzte Kapazitäten verfügen und daher keinen Wettbewerbsdruck aufbauen können.

Die Frage nach der marktbeherrschenden Struktur im deutschen Stromsektor bleibt auch nach dem Urteil des OLG auf der Tagesordnung. So gehen gegenwärtig die EU-Kommission und das Bundeskartellamt Vorwürfen über Preismanipulationen an der EEX (European-Energy-Exchange-Börse) nach.[97]

Nachdem die Kommission gegenüber E.ON die Vermutung der „missbräuchlichen Ausnutzung einer marktbeherrschenden Stellung" angemeldet hatte, hat E.ON mit der Abgabe von über 20% seiner Erzeugungskapazitäten und seines deutschen Übertragungsnetzes reagiert.[98] Dieses als „Ringtausch" bezeichnete Abkommen sollte die Möglichkeiten E.ONs zur Beeinflussung des Börsenpreisgeschehens schwächen. Tabelle 4-2 (auf der Grundlage der Geschäftsberichte von E.ON und RWE) zeigt die Veränderungen der Erzeugungskapazitäten im deutschen Elektrizitätssektor auf.

[97] Es wird vermutet, dass E.ON die Preise künstlich nach oben getrieben hat und so allein im Jahr 2007 drei Milliarden Euro zu viel von den Stromkunden kassierte. Vgl. www.fr-online.de

[98] Vgl. EU-Kommission (2008): Kartellrecht: Kommission öffnet deutschen Strommarkt für den Wettbewerb, Pressemitteilung Nr. IP/08/1774 vom 25.11.2008

Tabelle 4-2: Änderungen im Vergleich der Erzeugungskapazitäten zwischen RWE und E.ON in Deutschland durch den sog. ‚Ringtausch'

Alle Angaben in MW	RWE (Eigentum)	RWE (inkl. langfr. Verträge)	E.ON vor Ringtausch	Abgaben durch Ringtausch	E.ON nach Ringtausch
Kernkraft	6.295	6.295	8.548	- 700	7.848
Braunkohle	10.041	10.041	1.315	- 446	869
Steinkohle	3.076	9.583	7.466	- 878	6.588
Gas	4.179	4.179	4.219	- 967	3.252
Öl	264	2490	1.145	0	1.145
Wasser			3.153	- 394	2.759
Erneuerbare Energien & sonstige	804	2.490	412	-36	376
sog. Stromversorgungsvertrag (VPP) von 100 MW über 10 Jahre zwischen RWE und Statkraft				- 100	- 100
Summe	24.659	33.392	26.258	- 3.521	22.737

Quellen: RWE Facts and figures, Update Okt. 2008, Folien 183-188; Geschäftsbericht E.ON 2008 und Pressemitteilungen von E.ON[99]

[99] Pressemitteilungen von E.ON vom 12.10.2007, vom 24.07.2008 und vom 17.12. 2008, E.ON Netz (2009): E.ON: Nordic Market Unit, Düsseldorf 2009, E.ON_2009_Regelenergie_Kooperation.pdf, Pressemitteilung vom 07-01.2009

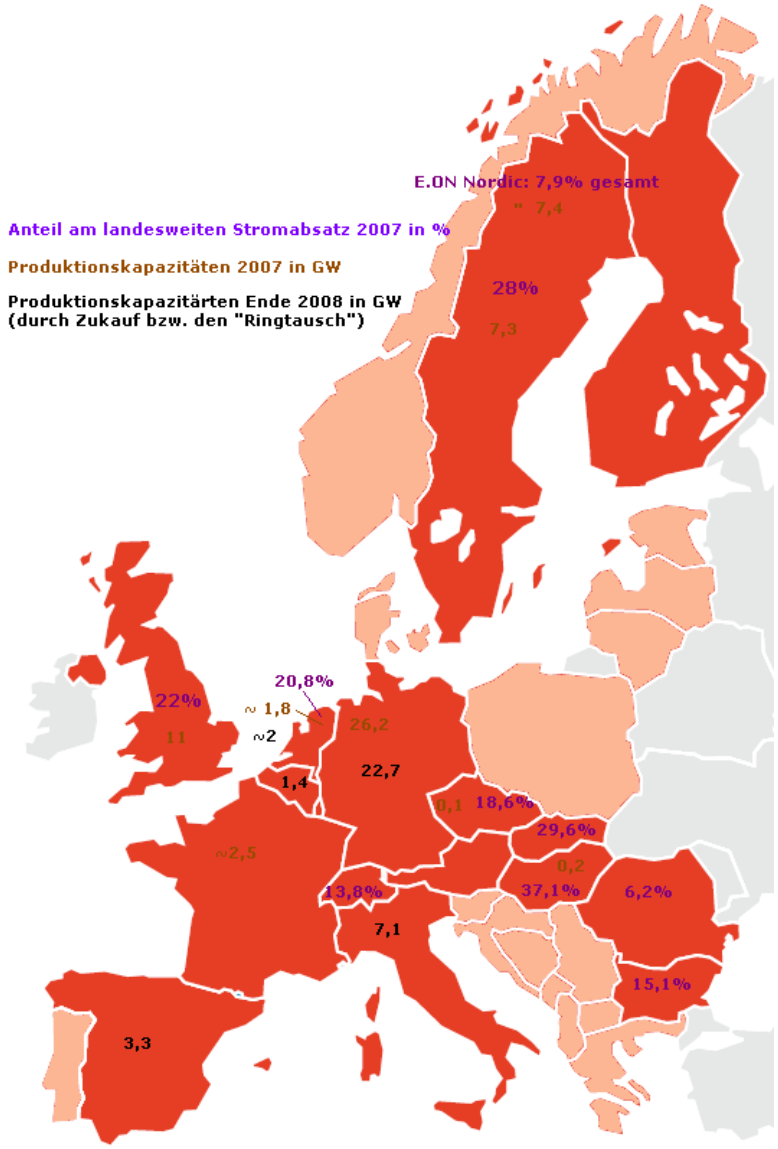


Abbildung 4-3: Produktionskapazitäten und Absatzzahlen E.ONs 2007 bzw. 2008[100]

Durch den sog. „Ringtausch" hat E.ON zwar deutschlandweit rund 3,5 GW an Produktionskapazität verloren. Dafür hat E.ON durch den Ringtausch jedoch seine Position in Europa generell gestärkt, indem es in Belgien Fuß gefasst und seine Position in Schweden durch die Übernahme der Anteile, die Statkraft an E.ON Sverige gehalten hat, dezidiert verstärkt hat. Gleichzeitig hat es durch Unternehmensaufkäufe in Spanien und Italien im Jahr 2008 rund 10,4 GW an neuen Kapazitäten erworben, wie die Abbildung 4-3 verdeutlicht.

Bemerkenswert ist, dass einerseits die vollständige Übernahme von E.ON Sverige zwischen E.ON und Statkraft bereits im Jahr 2007 durch ein ‚Memorandum of Understanding' besiegelt worden war und andererseits, dass alle am Ringtausch beteiligten Unternehmen (E.ON, EnBW,

[100] Darstellung auf der Basis der Geschäftsberichte von E.ON 2007 und 2008

Statkraft und GDF-Suez) diesen als strategischen Erfolg darstellen.[101]

Auch wenn durch den „Ringtausch" das Duopol RWE und E.ON geschwächt worden wäre, muss durch die Abgabe der Produktionskapazitäten an in ihren Heimatländern bereits fest etablierte Akteure nicht unbedingt mehr Wettbewerb im deutschen Stromsektor entstehen. Da es sich nicht um neue, nur deutschlandweit agierende Akteure handelt, behält E.ON die Trumpfkarte in der Hand, aufgrund seiner europaweit starken Stellung auf erhöhten Wettbewerbsdruck in Deutschland mit „Gegendruck" in den anderen Staaten zu reagieren.[102]

Das Beispiel des „Ringtausches" zeigt jedoch zusätzlich, dass einerseits eine isolierte Betrachtung marktbeherrschender Strukturen in nur einem EU-Staat den Strategien der europa- bzw. weltweit agierenden Konzerne nicht mehr gerecht wird. Andererseits bleibt durch diesen „Ringtausch" die Stellung des nicht minder marktbeherrschenden RWE unangetastet.

4.1.4 Der Gasmarkt in Deutschland

Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt ist die vertikale Integration der Wertschöpfungsebenen im Gasmarkt deutlich weniger ausgeprägt. Der Gasmarkt lässt sich grob in vier Stufen untergliedern (vgl. Abbildung 4-4).[103]

Die Produktions- und Importgesellschaften fördern inländisches Gas oder importieren es aus dem Ausland. In der Folge wird das Gas zu den regionalen und lokalen Verbraucherzentren weitergeleitet, um schließlich über die letzte Stufe –den Weiterverteilern- zu den Endverbrauchern zu gelangen.

Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt, wo auch Unternehmen der unteren Marktstufen (bspw. Stadtwerke) auf dem Erzeugungsmarkt tätig sind, wird das Gasaufkommen in Deutschland allein durch die überregionalen Ferngasunternehmen auf der ersten Stufe bestimmt. Nach Erhebung des Bundeskartellamtes sind dies derzeit sieben Unternehmen in Deutschland: E.ON Ruhrgas, Erdgasverkaufs GmbH, Exxon Mobil Gas Marketing Deutschland GmbH & Co. KG, RWE Energy, Shell Erdgas Marketing GmbH & Co. KG, Verbundnetz Gas AG und Wingas GmbH.[104] Da die Gasreserven in Deutschland sehr beschränkt sind, stammen die meisten in

---

[101] Vgl. EnBW (2009): Geschäftsbericht 2008, S. 6, oder Bernotat zitiert in der E.On-Pressemitteilung vom 17.12.2008: „Der Tausch mit Electrabel würde für E.ON den erfolgreichen Einstieg in den belgischen Stromerzeugungsmarkt bedeuten. Mit einem 2/2 Marktanteil von über 12 Prozent würden wir auf Anhieb die Nr. 3 in Belgien werden. Mit dem für 2014 geplanten Kohlekraftwerk in Antwerpen könnten wir diese Position dann weiter erheblich stärken. Mit dem Schritt nach Belgien setzen wir den Ausbau unserer Präsenz in Europa zügig fort. E.ON ist heute in 30 Ländern aktiv und damit so gut aufgestellt wie kein anderes Energieunternehmen in Europa."; Pressemitteilung von GDF Suez vom 17.12.2008 und von Statkraft vom 12.10.2007.

[102] Vgl. Geode (2008): GEODE (Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen): E.ON verpflichtet sich zum Verkauf des Höchstspannungsnetzes und von 4.800 MW Erzeugungskapazität, Pressemitteilung vom 27.11.2008. Statkraft weist in seiner Pressemitteilung explizit daraufhin, dass es durch den „Ringtausch" zum fünftgrößten Aktionär E.Ons würde. Dies lässt zusätzlich darauf schließen, dass sich hierdurch der Wettbewerb unter den verschiedenen Energieanbietern eben nicht verstärken sollte.

103 Vgl. Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007, S. 129, Ziffer 436.

104 Vgl. Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sonder-

Deutschland verfügbaren Gasmengen aus Importen (86 %). Lediglich 14 % des Erdgasbedarfs in Deutschland kann durch heimische Quellen gedeckt werden, wobei der Importanteil weiter steigt.

Auf der internationalen Transportebene sind die Ferngasgesellschaften durch langfristige Verträge, d.h. über eine Laufzeit von mehr als 20 Jahren, an die ausländischen Gasproduzenten gebunden. I.d.R enthalten diese Verträge sog. „Take-or-pay"-Klauseln, die die Abnehmer zu einer Mindestabnahmemenge verpflichten. Sie übernehmen dadurch das Mengenrisiko, während die ausländischen Lieferanten das Preisrisiko übernehmen.

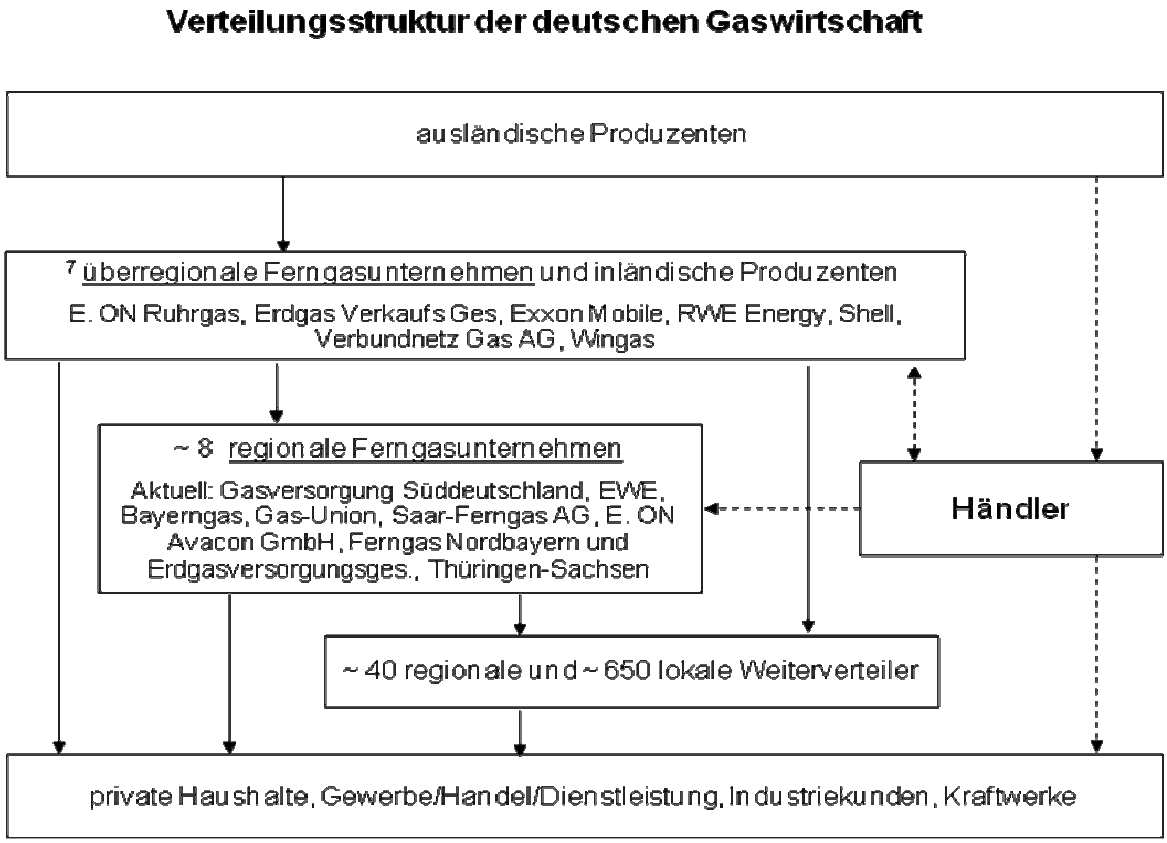


Abbildung 4-4: Der Gasmarkt in Deutschland - (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung Monopolkommission 2007, 156ff)

Der Gaspreis folgt dabei der sog. **„6/3/3"-Formel**, d.h. **sechs** Monate des Heizölpreises werden als Durchschnitt errechnet. Dieser Durchschnittspreis wird mit einer zeitlichen Versetzung von **drei** Monaten für einen Zeitraum von **drei** Monaten für den Gaspreis übernommen. Die Ölpreisbindung hat sich Ende der 1960er Jahre etabliert, als Erdgas in den Substitutionswettbewerb mit dem bis dahin dominierenden Brennstoff Öl trat. Mittlerweile wird diese Art der Gaspreisermittlung als unzeitgemäß betrachtet, da erstens die Erdölreserven deutlich begrenz-

gutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007, 156, Ziffer 450.

ter sind als Erdgasreserven und somit die Möglichkeit zu überhöhten Gewinnen besteht (Windfall-Profits), zweitens der Ölpreis unter dem politischen Einfluss der Erdöl fördernden Länder steht und drittens die Etablierung von Erdgas längst vollzogen ist.[105]

Die überregionalen Ferngasgesellschaften nehmen aber nicht nur auf Grund ihrer Macht über das Gasaufkommen in Deutschland eine bedeutende Marktstellung ein. Sie weisen zudem eine ausgeprägte Tätigkeit im Bereich Handel und als Betreiber der Ferngasnetze auf. Des Weiteren verfügen sie ihrerseits über eine Vielzahl von Mehr- und Minderheitsbeteiligungen an regionalen und lokalen Weiterverteilern.

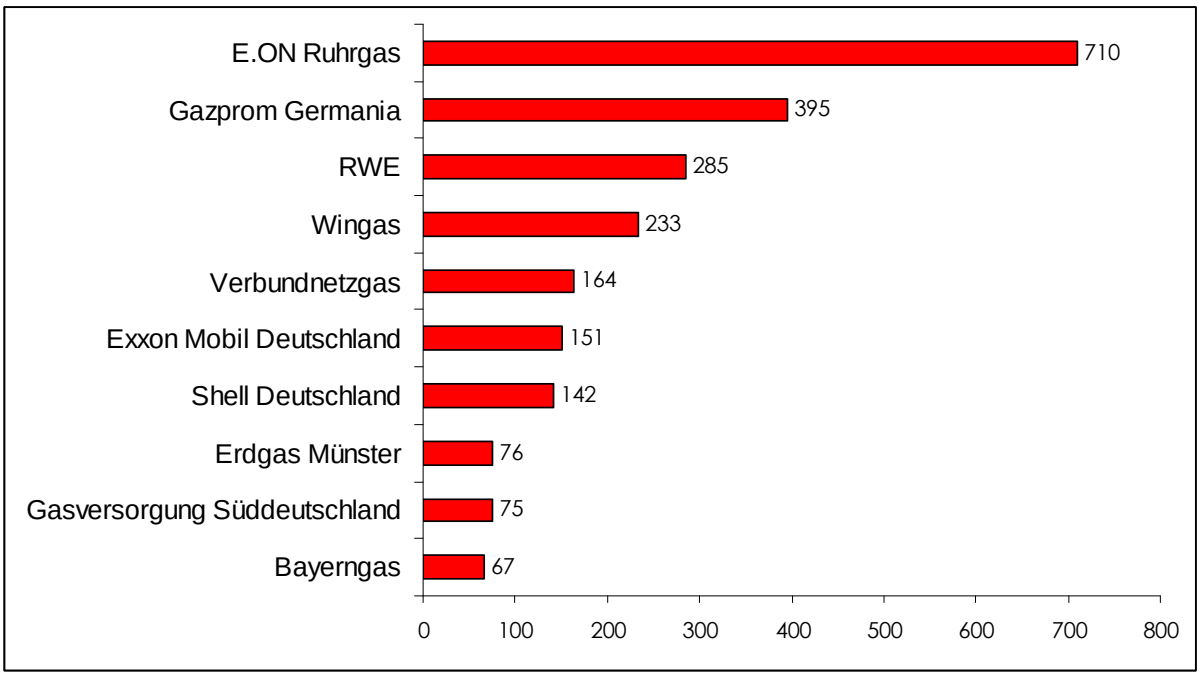


Abbildung 4-5: Gasunternehmen nach Gasabsatz in TWh (2006) - (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an Monopolkommission 2007, S. 161, Ziffer 460)

Die vier größten Unternehmen auf dem deutschen Gasmarkt (darunter E.ON und RWE) vereinen zusammen über 80 % der inländischen Förderkapazitäten und zwischen 90 und 100 % der Importmengen[106]. Demnach verfügen sie über 88 bzw. 96 % der gesamten Gasmenge in Deutschland (vgl. Abbildung 4-5).

Nahezu alle Orts- und Regionalgasunternehmen werden von überregionalen und regionalen Ferngasunternehmen beliefert. Die Versorgung der Endverbraucher erfolgt zu 72 % durch die letzte Stufe –den Orts- und Regionalgasunternehmen. Die restlichen Endkunden beziehen ihr

105 Vgl. Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007, S. 161, Ziffer 460
106 Vgl. Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007, S.158, Ziffer 454

Gas direkt von den überregionalen bzw. regionalen Ferngasunternehmen. Hierbei handelt es sich meist um Großkunden oder Kraftwerksbetreiber.

Genau wie im Elektrizitätsmarkt führt die vertikale Vorwärtsintegration dazu, dass die integrierten Unternehmen der nachgelagerten Handelsstufen ihren Gasanbieter nicht unabhängig wählen können. Die hohe Marktkonzentration im Gasmarkt, insbesondere durch E.ON Ruhrgas, birgt analog zum Strommarkt die Gefahr überhöhter Preise. Dies ermöglicht es den Gasunternehmen, Preissenkungen, die im Rahmen der Ölpreisbindung angebracht wären, nicht an die Kunden weiterzugeben, wie es Abbildung 4-6 verdeutlicht.

Die hohe Marktkonzentration im Gasmarkt impliziert aber auch im Strommarkt negative Auswirkungen. Insbesondere durch den CO_2-Zertifikatehandel gewinnt Gas immer mehr an Bedeutung auf dem Stromerzeugungsmarkt. Denn zum Einen entsteht bei der Verbrennung von Gas weniger CO_2 als bei der Verbrennung von Kohle und Erdöl, und zum Anderen verfügen moderne GuD-Kraftwerke über deutlich höhere Wirkungsgrade als moderne Braun- und Steinkohlekraftwerke. Für ein Unternehmen ist es aber nur sinnvoll, ein gasbefeuertes Kraftwerk zu bauen, wenn die Gasversorgung mit langfristigen Lieferverträgen und zu profitablen Konditionen sicher gestellt ist. Der begrenzte Zugang zur Ressource Erdgas kann daher eine bedeutende Markteintrittsbarriere für unabhängige Gas-Kraftwerksbetreiber darstellen.

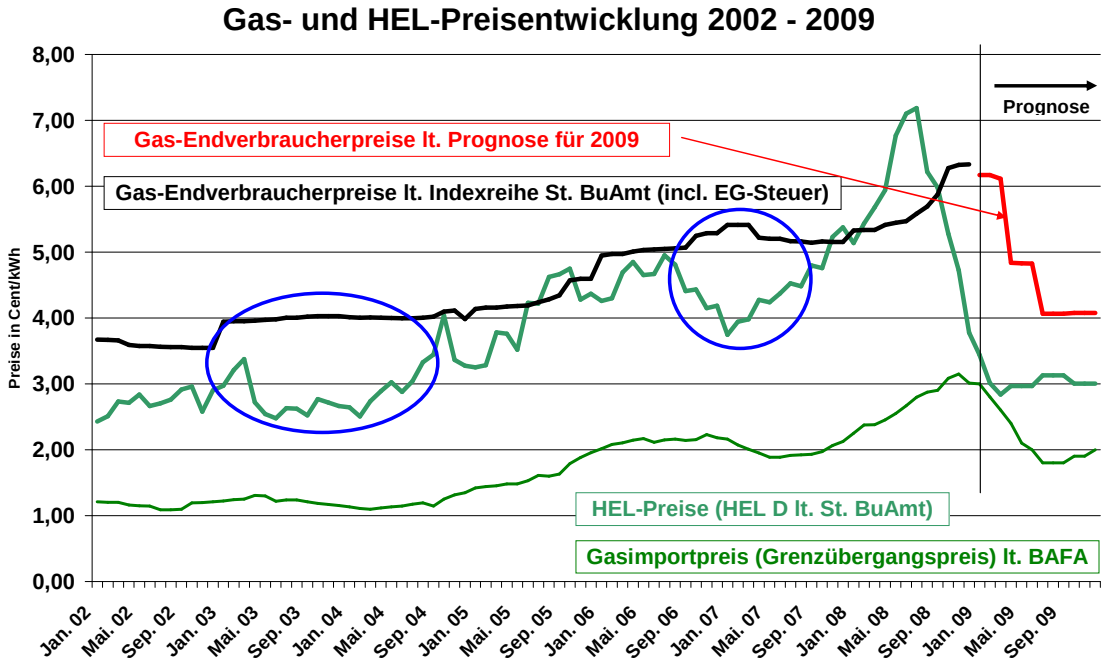


Abbildung 4-6: Unzureichende Weitergabe sinkender Gaspreise an Endkunden[107]

[107] Harms/ Leprich (2009), S. 7

4.1.5 Zusammenfassung: Chancen der dezentralen Erzeugung in oligopolistisch geprägten Energiemärkten

In Deutschland ist sowohl auf dem Strom- als auch auf dem Gasmarkt eine enorm hohe Marktkonzentration auf wenige Unternehmen festzustellen.

Der Strommarkt ist geprägt von vier großen Unternehmen, von denen allein zwei über die Hälfte der Erzeugungskapazitäten verfügen. Im Gasbereich ist die Konzentration noch intensiver, denn E.ON Ruhrgas nimmt hier eine alles überragende Stellung ein. Die negativen Auswirkungen dieser hohen Konzentration beschränken sich aber nicht nur auf die Gas- bzw. Strompreisbildung.

Die Monopolkommission spricht von einer „vermachteten Marktstruktur"[108] im Stromsektor, wobei dieser Begriff auch für den Gassektor seine Berechtigung hätte. Dieser bedeutet, dass die Präsenz marktbeherrschender Unternehmen auf allen Marktstufen die Verfestigung eben dieser Marktstrukturen zusätzlich begünstigt.

Für die dezentrale Erzeugung (sofern sie nicht von den großen Verbundunternehmen selbst vorangebracht wird, was in der Vergangenheit praktisch nie der Fall war – im Gegenteil war gerade der Widerstand gegen den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung kennzeichnend für die Unternehmen) bedeutet dies in aller Regel, dass sie sich häufig Marktzutrittsbarrieren oder explizit oder implizit schlechteren Wettbewerbsbedingungen ausgesetzt sieht.

Zur Unterstützung des Ziels eines Umbaus der Energieversorgung hin zu einem dezentralen, umweltfreundlichen System bedarf es also der Rahmensetzungen durch die Politik. Im folgenden Kapitel 4.2 werden daher die politischen Rahmenbedingungen dargestellt. Dabei sind diese verschiedenen Rahmenbedingungen nicht immer kohärent oder es existieren – von der EU bis hin zur kommunalen Ebene – sogar Regelungen, die die dezentrale Erzeugung behindern. Kapitel 4.3 beschäftigt sich daher ausführlich mit den Hemmnissen, die sich hieraus ergeben.

108 Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007, S. 84ff

4.2 Aktuelle politische Rahmenbedingungen für den Umbau der Energiewirtschaft

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden Ansätze weiter entwickelt, die eine Realisierung der bereits vorliegenden politischen Beschlüsse zum Umbau der Energiewirtschaft in Richtung Zukunftsfähigkeit ermöglichen. Im Folgenden wird der durch die politischen Grundlagen und Entscheidungen geschaffene Rahmen skizziert, in dem sich die hier bearbeitete Aufgabenstellung bewegt.

4.2.1 Das Integrierte Energie und Klimapaket (IEKP) der Bundesregierung

Die Bundesregierung hat in ihrer Regierungserklärung vom 26. April 2007 für Deutschland als Klimaschutzziel eine Verringerung der CO_2-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 40% gegenüber 1990 festgelegt und mit den Meseberger Beschlüssen vom 23.08.2007 detaillierte Aussagen zur Umsetzung dieses Planes gemacht. Das Umweltbundesamt in Dessau veröffentlichte im Oktober 2007 die Berechnung der möglichen Wirkung der in den Eckpunkten dieser Beschlüsse genannten Instrumente. Dabei werden wesentliche Anteile der CO_2-Reduktion u.a. in den Bereichen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien, Ausbau der Kraftwärmekopplung, Wärmeversorgung durch erneuerbare Energien und Stromeinsparung/Intelligente Messverfahren des Stromverbrauchs gesehen. KWK soll dabei laut dem KWK-Gesetz bis 2020 einen Anteil von 25% an der Stromproduktion erreichen. Durch das KWK-Gesetz wird auf Bundesebene der Bedeutung des CO_2-Minderungspotenzials durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme Rechnung getragen. Dagegen ist es erstaunlich, dass von Seiten der EU durch die Änderung der Emissionshandelsrichtline 2003/87/EG durch die Richtlinie 2009/29/EG eine Belastung der Wärmeproduktion in KWK Anlagen beschlossen wurde. Die Richtlinie enthält unter anderem Regeln für die Auktionierung und die kostenlose Vergabe von Zertifikaten. Demnach sind ab der 3. Handelsperiode Zertifikate für Emissionen aus Stromerzeugung zu 100% über Auktionierung zu erwerben. Für andere Bereiche, worunter auch KWK fällt, ist eine teilweise kostenlose Benchmark-Zuteilung vorgesehen, beginnend mit 80% in 2013, linear abschmelzend auf 30% bis 2020 und schließlich auf Null in 2027 (Artikel 10a, Absatz 11). Durch die Verpflichtung, ab 2013 zumindest teilweise Zertifikate für die Erzeugung von Wärme aus KWK zu erwerben, behindert der Emissionshandel den Ausbau von KWK. Die Wärmeerzeugung aus KWK konkurriert überwiegend mit Wärmeerzeugern im privaten oder gewerblichen Bereich, die aufgrund ihrer Größe nicht dem Emissionshandel unterliegen. Diese Ausgestaltung läuft der eigentlichen Zielsetzung des Emissionshandels entgegen, die Techniken mit den größten Treibhausgasemissionspotenzialen bzw. den effizientesten Herstellungsprozessen zu begünstigen. Um die Wettbewerbsverzerrung zu beheben, bestehen prinzipiell zwei Möglichkeiten. Erstens

könnten auch kleine Anlagen unter 20 MW in den Emissionshandel mit einbezogen werden. Dies würde allerdings einen erheblichen administrativen Aufwand erfordern, der nicht gerechtfertig erscheint. Die zweite Möglichkeit bestünde in der weiterhin kostenlosen Zuteilung der Zertifikate für den Teil der Wärmeerzeugung in KWK Anlagen. Diese Forderung hatte die Bundesregierung auch in die Verhandlungen im Ministerrat eingebracht, aber nicht durchgesetzt. Somit ergibt sich durch die EU-Richtlinie eine strukturelle Benachteiligung der Wärmeerzeugung durch KWK im Gegensatz zu getrennter Produktion in kleinen dezentralen Anlagen.

4.2.2 Ergebnisse der Leitstudie 2008 – Ausbaustrategie erneuerbare Energien [109]

Nach den Ergebnissen in der Leitstudie 2008 zum Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine Verdreifachung ihres Anteils am Primärenergieverbrauch von 2005 4,7% auf 16,2% bis 2020 und eine Verzehnfachung bis 2050 auf 47,6% möglich. Dabei steigt der Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien auf 30,4% im Jahr 2020 und auf 80,9% im Jahr 2050. Der regenerativ erzeugte Wärmeanteil am Endenergieverbrauch steigt bis 2020 auf 14,4%, bis 2050 auf 48,3%. Ähnlich deutlich steigt der regenerativ erzeugte Kraftstoffanteil. 2020 soll dieser laut Leitstudie 2007[110] bei 12,0%, 2050 bei 26,9% liegen.

Die Energieproduktivität steigt in dem in der Leitstudie vorgelegten Leitszenario 2006 bezogen auf 1990 um das Doppelte (2020) bzw. Vierfache (2050).

4.2.3 Ausbauziele zur Nutzung der erneuerbaren Energien der Bundesregierung

Laut Beschluss des integrierten Klima- und Energiepakets der Bundesregierung vom 5.12.2007 soll im Jahr 2020 ein Anteil von 25 – 30% der Endenergieform Strom, 14% der Endenergieform Wärme und 17% der Treibstoffe aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden. Mit dem novellierten EEG 2009 setzt sich die Bundesregierung bereits das Ziel, mindestens 30% des Stromverbrauchs bis 2020 aus regenerativen Quellen zu beziehen. Damit kann die BRD ihren Gesamtanteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch auf 18% erhöhen und damit den Verpflichtungen aus der geplanten EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien nachkommen.

---

[109] Leitstudie (2008): J. Nitsch: Leitstudie 2008, Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbarer Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Herausgeber Bundesumweltministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, August 2008 (Entwurfsfassung)

[110] **Leitstudie (2007)**: J. Nitsch: Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie erneuerbarer Energien" – Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, Februar 2007

Die Änderungen des KWK-Gesetzes, des EEG und das neue EEWärme-Gesetz haben nunmehr auch den Bundesrat passiert und liegen in endgültiger Form vor. Im EEWärme-Gesetz wird eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energien im Neubau festgeschrieben, die auch durch KWK oder u.U. durch Anschluss an ein Wärmenetz erfüllt werden kann. In der Förderung für EE im Wärmebereich, die im Gesetz vorgesehen ist, ist auch eine Unterstützung für Wärmenetze verankert. Das Gesetz kann damit unmittelbar die dezentrale Stromerzeugung fördern.

Für Anlagen nach dem KWK-Gesetz gilt nun die gleiche Vorrangregelung wie für EEG-Anlagen. Dadurch umfasst das Einspeisemanagement nunmehr KWK-G- und EEG-Anlagen gemeinsam. Zudem wird nun ebenfalls der Ausbau von Wärmenetzen für fossile KWK gefördert.

4.2.4 Änderungen der Rahmenbedingungen für dezentrale Energieumwandlung durch das EEG 2009

Die EEG-Novelle[111] enthält etliche Neuerungen einerseits in Bezug auf die netzseitige Einbindung der EEG-Anlagen und andererseits in Bezug auf die Direktvermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen. Weiterhin erhält die Bundesregierung durch Verordnungsermächtigungen (d.h. ohne eine Zustimmung des Bundesrats) nicht unerhebliche Möglichkeiten, grundlegende Mechanismen des EEG abzuändern bzw. neue zu schaffen.

- Es gibt nun eine klare Vorgabe für Netzbetreiber, auf Verlangen von Einspeisewilligen ihre Netze zu optimieren, um Abnahme und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen. Diese Verpflichtung besteht jedoch nur dann, wenn der Ausbau von Netzen für den Netzbetreiber wirtschaftlich zumutbar ist (§9 EEG).
- Alle neu zugebauten Anlagen über 100 kW müssen für den Netzbetreiber regelbar sein (§6 EEG). Ansonsten erhalten die Anlagen keine Vergütung nach EEG. Für Windkraftanlagen gelten besondere Bestimmungen, die in einer noch ausstehenden Verordnung geregelt werden.
- Im Falle eines Einspeisemanagements sind Netzbetreiber verpflichtet, AnlagenbetreiberInnen zu entschädigen (§12 EEG).
- Mittels Verordnungen kann die Bundesregierung ohne Zustimmung des Bundesrats weitere Anreize für eine verbesserte Netz- und Marktintegration von erneuerbaren Energien und zudem die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt schaffen (§64 EEG).
- Auch eine Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen ist nun möglich. EEG-

[111] **EEG:** Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, Erneuerbare – Energien – Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 28. März 2009 (BGBl. I S. 643)

Anlagenbetreiber können nach einmonatiger Vorankündigung zwischen Vergütung nach EEG und Direktvermarktung wählen. Im Falle einer Direktvermarktung können Anlagenbetreiber auch nur einen Teil des in der Anlage erzeugten Stroms vermarkten und für den verbleibenden Teil die EEG Vergütung beanspruchen. Der Prozentsatz des direkt vermarkteten Stroms muss jederzeit eingehalten und mindestens einen Monat lang außerhalb der EEG-Vergütung verkauft werden (§17). Im Jahr 2009 vermarkteten nur wenige Anlagenbetreiber ihren Strom außerhalb der EEG-Vergütung. Dies wird aus der Tabelle 4-6, Seite 103 deutlich.[112]

Einige Verordnungen wurden in diesem Rahmen bereits erlassen. Hierzu zählt etwa die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV), die im August 2009 in Kraft trat, einige Teile werden ab Januar 2010 in Kraft treten. Darin sind Nachhaltigkeitsforderungen an flüssige Biomasse zur Stromerzeugung formuliert. Auch die Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV) fällt in diesen Bereich. Hier wird die Bereitstellung von Blindstrom durch Windkraftanlagen über ein bereits im EEG verankertes Bonussystem geregelt. Weiterhin erwähnenswert sind in diesem Zusammenhang auch die Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichmechanismus (AusglMechV) und die im Februar 2010 in Kraft getretene Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechAV). Dieser regelt die zeitnahe Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen durch die ÜNB nach Teil 4 des EEG im Detail.

Mit der Novellierung des EEG sind Schwierigkeiten, die bei der Umsetzung des EEG 2004 auftraten, berücksichtigt und in Angriff genommen worden. Zu beachten ist jedoch, dass durch die Vielzahl an zusätzlichen Regelungen und Boni einerseits die Komplexität erheblich erhöht und die Vermittelbarkeit des Nutzens des EEG andererseits erschwert wird.

4.2.5 Die Regulierung der Strom- und Gasnetze

Am 01.01.2009 begann die erste Regulierungsperiode für die Strom- und Gasnetze nach der Anreizregulierung. Damit wurden die entsprechenden Vorschriften erstmals wirksam. Durch sie

[112] Das Leipziger Institut für Energie (IE 2009) GmbH führt die geringen Mengen direkt vermarkteten Stromes im Jahr 2009 einerseits auf die relativ niedrigen Preisen an den Stromtermin- und Spotmärkten und andererseits auf die aktuelle Rechtslage zurück. Unter Beibehaltung der gegebenen Rahmenbedingungen geht das IE davon aus, dass im Bestfall rund 7% der aktuellen EEG-Mengen direkt vermarktet werden würden, bei weiterhin geringen Börsenpreisen könnte dieser Wert bei 1% der EEG-Menge verbleiben. Offen bleiben im Rahmen dieser Verordnung allerdings zwei grundsätzliche Probleme einer Direktvermarktung fluktuierender Energieträger: Einerseits verursacht v.a. die hohe Einspeisung an Windstrom sinkende, in Zeiten generellen Überangebots (bzw. aufgrund der relativen Inflexibilität vieler konventioneller Kraftwerke) sogar negative Börsenpreise, die die Ertragsaussichten gerade der fluktuierenden Energieträger in Besonderen schmälern, andererseits können die auf der Verschiebung der merit order tendenziell sinkenden Börsenpreise dazu führen, dass sich Investitionen in neue Kraftwerke aufgrund der schwierigeren Refinanzierung in einem grenzkostenbasierten Börsensystem nicht mehr lohnen. Vgl. hierzu Leprich et al 2009: Leprich, Uwe/ Hauser, Eva/ Strese, Jörg: Marktregeln für flexiblen Lastausgleich, in Energie und Management, Nr. 15/16 2009 vom 15.08.2009, S. 28f und IE (2009): Leipziger Institut für Energie GmbH: Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010, Leipzig, September 2009

wird das Verhalten der Verteilnetzbetreiber (VNB) gegenüber dezentraler Erzeugung entscheidend geprägt, da sie bestimmt, welchen Einfluss Kosten und Nutzen dezentraler Erzeugung auf die Gewinne der VNB haben. Da die Anreizregulierung erst Anfang 2009 in Kraft getreten ist, steht gegenwärtig aussagekräftiges Zahlenmaterial noch nicht zur Verfügung, jedoch können qualitative Aussagen erfolgen. Die bestehenden Gesetze können ausgewertet und die Bedeutung verschiedener Verfahren der Anreizregulierung und Vorschriften zur Entflechtung abgeschätzt werden.

Der Schwellenwert für Stromnetzbetreiber, die ein vereinfachtes Verfahren wählen können, liegt nach §24 Abs. 1 ARegV bei weniger als 30.000 Kunden, die unmittelbar oder mittelbar an das Verteilnetz angeschlossen sind. Falls ein Verteilnetzbetreiber ein vereinfachtes Verfahren wählen kann, ist er gleichzeitig nur zur buchhalterischen und informatorischen Entflechtung verpflichtet (Schwellenwert: weniger als 100.000 Kunden). Das ist nach EnWG §54 Abs. 1 (Energiewirtschaftsgesetz) auch der Schwellenwert für die Zuständigkeit der Landesregulierungsbehörden, sofern das Netz nicht Landesgrenzen überschreitet. Nach den Angaben der Monopolkommission[113] erfüllen 75% der Stromnetzbetreiber die Bedingung nach §24 Abs. 1 AregV. Für ein vereinfachtes Verfahren finden sich auf der Homepage der Bundesnetzagentur 46 Anträge (letzte Aktualisierung: 17.01.2008). Diese Verfahren werden für die Bundesländer Berlin, Bremen, Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen, Niedersachsen und Schleswig-Holstein geführt. Das Bundesland Sachsen ist für die Regulierung von 30 Stromnetzbetreibern zuständig, davon haben 27 das vereinfachte Verfahren gewählt, in Hessen waren es 30 von 35. Nach Monopolkommission (S.137, Tabelle 4.5) ist die Bundesnetzagentur nur für 12% der Netzentgeltanträge zuständig. Demnach ist grob mit fast 90% der Unternehmen zu rechnen, die keinem rechtlichen und operationellen Unbundling unterliegen. Von diesen sind dann rund 83% klein genug, um das vereinfachte Verfahren wählen zu dürfen. Die Zahlen aus Hessen und Sachsen deuten darauf hin, dass ein Großteil dieser Unternehmen das vereinfachte Verfahren wählt.

4.2.6 Vom passiven Verteilnetzbetreiber zum Systemdienstleister? - Leitbilder der Verteilnetzbetreiber vor dem Hintergrund der Anreizregulierung

Stromverteilnetzbetreiber hemmen mitunter dezentrale Erzeugung, wofür aus betriebswirtschaftlicher Sicht u. a. folgende Gründe anzugeben sind[114]:

[113] Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, (S.159, Nr.598)
[114] OPTAN (2009): iSUSI et al, Stand der Arbeiten zur Studie „Zielsetzung des aktiven Verteilnetzbetreibers", München, 2009, (S. 182)

- die Verteilnetze und deren Betrieb sind auf die Aufnahme von Strom aus vorgelagerten Netzen und dessen Abgabe an Endkunden ausgerichtet. Die durch dezentrale Erzeugung zunehmende „Entsorgungsfunktion“[115] der Netze wird nicht ausreichend berücksichtigt,
- die Anreizregulierung bietet zu geringe Anpassungsmöglichkeiten der Erlösobergrenze aufgrund eines Zubaus von EEG-Anlagen während einer Regulierungsperiode.

Die Anforderung des EnWG zu einer Nichtdiskriminierung zwischen verschiedenen Erzeugungsanlagen ist deshalb ebenso gefährdet, wie die rechtlich geforderte Nichtdiskriminierung zwischen dezentraler Erzeugung und dem Ausbau von Netzkapazitäten nach §14 (2) EnWG.

Der Anschluss dezentraler Anlagen erfolgt nun zum Einen nicht unmittelbar vom Netzbetreiber beeinflusst. Er wird vielmehr durch die Förderung nach KWK-G, und EEG getrieben. Die Anreizstruktur des Netzbetreibers kann diesen Ausbau selbst hemmen oder eine nicht kosteneffiziente Integration von Netzbetrieb und Erweiterung der Netzkapazität auf der einen und Anschluss dieser dezentralen Anlagen auf der anderen Seite verursachen.

Zum Anderen können dezentrale Anlagen die Netzkosten verringern. Das sollte sich so im Anreizsystem widerspiegeln (vgl. hierzu Kapitel 4.3.2.1, Unterpunkt Netzzugang), wodurch die Verteilnetzbetreiber den Ausbau selbst fördern und die Anforderung nach EnWG §14 Abs. 2 erfüllen würden.

Um die Implikationen der rechtlichen Anforderung für die Anreizregulierung und die Geschäftsstrategie der Verteilnetzbetreiber zu verdeutlichen, wurden in OPTAN[116] idealtypische Netzbetreibertypen entwickelt[117]. Die Typen sind:

- der „passive Netzbetreiber“: Er folgt einem passiven Netzmanagement. Das heißt, er reagiert auf zusätzliche dezentrale Erzeugung mit Netzausbau und –verstärkung. Dabei sieht er nur zusätzliche Kosten, die ihm dezentrale Erzeuger bereiten und beachtet für seine geschäftlichen Entscheidungen nur die unmittelbaren Netzkosten. Diese will er minimieren,
- der „neutrale Netzbetreiber“: Er folgt ebenfalls einem passiven Netzmanagement. Im Gegensatz zum „passiven Netzbetreiber“ diskriminiert er dezentrale Erzeuger jedoch nicht im Vergleich zu anderer Stromerzeugung, sondern akzeptiert die politischen Vorgaben und ist innerhalb des passiven Managements bestrebt, die Kosten dezentraler Anlagen zu senken. Der Ansatz führt zu einer alleinigen Senkung der Anschlusskosten

[115] Dieser Terminus wird gewählt, um das Gegenteil von Versorgung, d.h. die Versorgung der Nachfrager mit Elektrizität, zu bezeichnen. Entsorgung bedeutet hierbei jedoch keine „Abfallverwertung“, sondern ausschließlichen Transport von Strom aus Gebieten mit hoher Erzeugungskapazität in Gebiete mit vergleichsweise höherer Nachfrage.
[116] IZES et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
[117] Die Typisierung erfolgt nur für den hier angegebenen Zweck. Zweifelsohne unterscheiden sich die Netzbetreiber auch hinsichtlich anderer Strategiebestandteile, z.B. ihrer Haltung zur Stromeinsparung.

unabhängiger dezentraler Erzeuger. Für diesen Typ von Verteilnetzbetreiber muss regulatorisch gewährleistet sein, dass die zusätzlichen Kosten dezentraler Erzeugung nicht den Verteilnetzbetreiber belasten,

- der „aktive Netzbetreiber": Er folgt einem aktiven Netzmanagement. Das heißt, er verwendet ein Lastmanagement, das mithilfe moderner Regelungs- und Steuertechnologien sowohl Verbraucher als auch dezentrale Erzeuger umfasst und bezieht diese auch in seine Investitionsentscheidungen ein. Dabei nimmt der „aktive Netzbetreiber" nur die durch KWK-G und EEG entstehende dezentrale Erzeugung auf, integriert diese aber in seine betriebswirtschaftliche Investitions- und Betriebsentscheidungen. Hierzu bedarf es regulatorisch nicht nur der Möglichkeit die unmittelbaren Anschlusskosten weiter zu wälzen. Zusätzlich müssen die Integrationskosten getragen werden, und es sollte ein Anreiz gegeben werden, diese Kosten zu minimieren.
- der „Systemdienstleister": Er folgt ebenfalls einem aktiven Netzmanagement. Dabei begreift er jedoch dezentrale Erzeugung als Option seine Netzprobleme zu verringern. Er handelt deshalb proaktiv und nimmt nicht nur die ohnehin entstehende dezentrale Erzeugung auf, wie der „aktive Netzbetreiber". Vielmehr sucht er darüber hinaus nach aus seiner Sicht erwünschten dezentralen Optionen und berücksichtigt diese Möglichkeit in seinen Planungen und Kostenrechnungen zum Netzbetrieb und den –investitionen. Erst mit dem Typ „Systemdienstleister" wird die Anforderung nach §14 Abs. 2 EnWG umgesetzt. Die Anreizregulierung müsste so gestaltet sein, dass die gesamten Kosten und Nutzen der dezentralen Erzeugung sich auch in den betriebswirtschaftlichen Kalkulationen des Verteilnetzbetreibers wiederfinden.

Diese Typisierung des Netzbetreibers nach Leitbildern wird verwendet, um ausgehend von der gegenwärtigen Situation, Anforderungen an die Regulierung und Systemintegration zu formulieren (vgl. hierzu die Ausführungen in Kapitel 4.3.2.1, Unterpunkt Netzzugang)[118]. Zusätzlich können Abläufe formuliert werden, wie man von dem heutigen Zustand ausgehend die Hemmnisse für dezentrale Erzeugung beseitigen kann, um schließlich zu einem System zu gelangen, das die Netzbetreiber zu einer aktiven Suche nach dezentralen Optionen für ihre Netzprobleme anreizt.

4.3 Hemmnisse der dezentralen Erzeugung

In diesem Kapitel werden Hemmnisse dezentraler Erzeugung von Strom und Wärme diskutiert. Im Wärmebereich wird versucht, die Hemmnisse über einen Literaturüberblick zu erfassen. Der

[118] Eine andere Möglichkeit der Typisierung bestünde darin, nur zwei Typen zu unterscheiden: Einen der dem gegenwärtigen und in naher Zukunft zu erwartenden Verhalten der Netzbetreiber entspricht und als zweites ein Idealtyp. Die hier gewählte Typisierung mit vier Typen hat den Vorteil, dass man die Übergänge besser erkennt. Hierdurch wird z.B. deutlich, dass ein aktives Netzmanagement noch nicht ausreicht, um einen Netzbetreiber zu schaffen, der den Anforderungen des §14 Abs. 2 EnWG voll gerecht wird.

Fokus wird jedoch auf die bisher wenig untersuchte Frage gerichtet, ob aus den Regelungen zur Konzessionsabgabe und zum Gestattungsentgelt Wettbewerbsnachteile für Wärmenetze entstehen. Zudem wird aufgrund aktueller gesetzlicher Änderungen untersucht, ob und unter welchen Bedingungen, ein Anschluss- und Benutzungszwang möglich ist. Im Strombereich werden diejenigen Hemmnisse genauer betrachtet, die sich auf aktuelle Gesetzgebungsverfahren beziehen. Sie haben vor allem mit dem Verhältnis von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zu tun.

Eine skizzenhafte Übersicht über das betrachtete System bietet Abbildung 4-7.

Netzgebundene Energieträger werden mit durchgezogenen Linien dargestellt, sonstige mit gestrichelten Linien. Erdgas ist blau gekennzeichnet, Wärme rot, Strom schwarz und andere Energieträger grün. Das Erdgas wird von den Fernnetzbetreibern an Gaskraftwerke geliefert. Ansonsten wird das Gas über die Verteilnetze zu den Letztverbrauchern oder der dezentralen Erzeugung transportiert. Die Letztverbraucher verwenden das Gas oder andere Energieträger, um die Nutzenergie Wärme zu erzeugen.

In der dezentralen Stromerzeugung werden Erdgas aus dem Verteilnetz oder andere Energieträger eingesetzt, um Strom und evtl. Wärme zu erzeugen. Der Strom kann ins Netz eingespeist oder selbst verbraucht werden. Sofern Strom eingespeist wird, geht er über Leitungen des Verteilnetzbetreibers (VNB) zu anderen Verbrauchern.[119] Er steht dort in Konkurrenz mit dem zentral aus Erdgas oder sonstigen Energieträgern erzeugten Strom, der vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an die Verteilnetze geliefert wird.

Analog wird die Wärme aus dezentraler KWK entweder über ein Wärmenetz zu den Verbrauchern transportiert oder sie wird vom Erzeuger selbst verbraucht.

Hemmnisse für dezentrale Erzeugung liegen auf der Wärme-, der Strom- oder der Inputseite (inklusive Investitionsgüter). Im Folgenden wird zuerst die Wärme-, dann die Stromseite betrachtet. Etwaige Hemmnisse auf der Inputseite werden dort jeweils subsumiert. Die Trennung der Hemmnisse dient nur der übersichtlichen Darstellung. Die Hemmnisse selbst wirken kumulativ.

119 Der Strom kann auch über die Übertragungsnetze und dann über andere Verteilnetze zum Verbraucher transportiert werden. Zur Vereinfachung ist diese Möglichkeit nicht eingezeichnet. Ebenso fehlt die Möglichkeit der Wärmeerzeugung mit Strom.

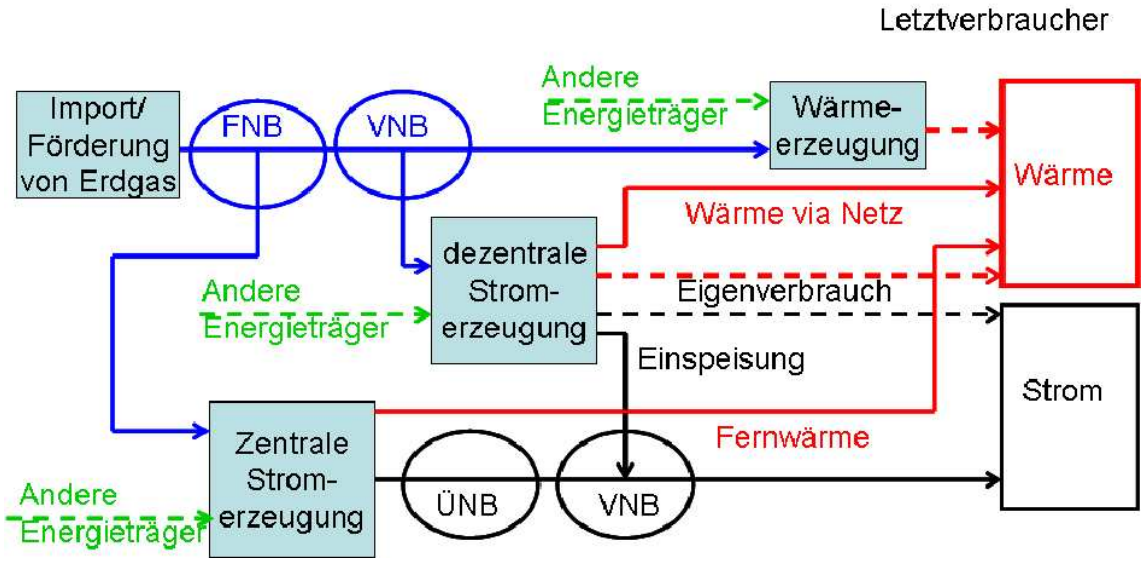


Abbildung 4-7: Skizze des betrachteten Systems

4.3.1 Wärmeseitige Hemmnisse

Die Wärmeseite ist in Abbildung 4-8 dargestellt. Im Kontext der dezentralen Stromerzeugung wird Wärme nur durch KWK erzeugt. Sie wird nachfolgend betrachtet. Zentral ist die Konkurrenz zwischen der Versorgung mit Nutzwärme durch eigene Heizungen oder durch Wärmenetze. Insbesondere die Konkurrenz mit Erdgas ist dabei von Bedeutung, da die langfristige Durchdringung des Wärmemarktes mit erneuerbaren Energien und erdgasbefeuerter KWK auf Netze angewiesen ist. Gleichzeitig treten bei einem Eigenverbrauch kaum Hemmnisse auf. Diejenigen, die auftreten, werden im Kontext der Hemmnisse für Wärmenetze besprochen. Die entscheidenden Akteure sind

- der dezentrale Erzeuger und Wärmenetzbetreiber,
- der Erdgashändler,
- der Betreiber des Gasverteilnetzes,
- der Letztverbraucher von Wärme,
- die Gemeinde, die Wärmenetze unterstützen kann und aus Gas- bzw. Wärmenetzen Einkommen erzielt,
- die Regulierungsbehörde für Gasnetze.

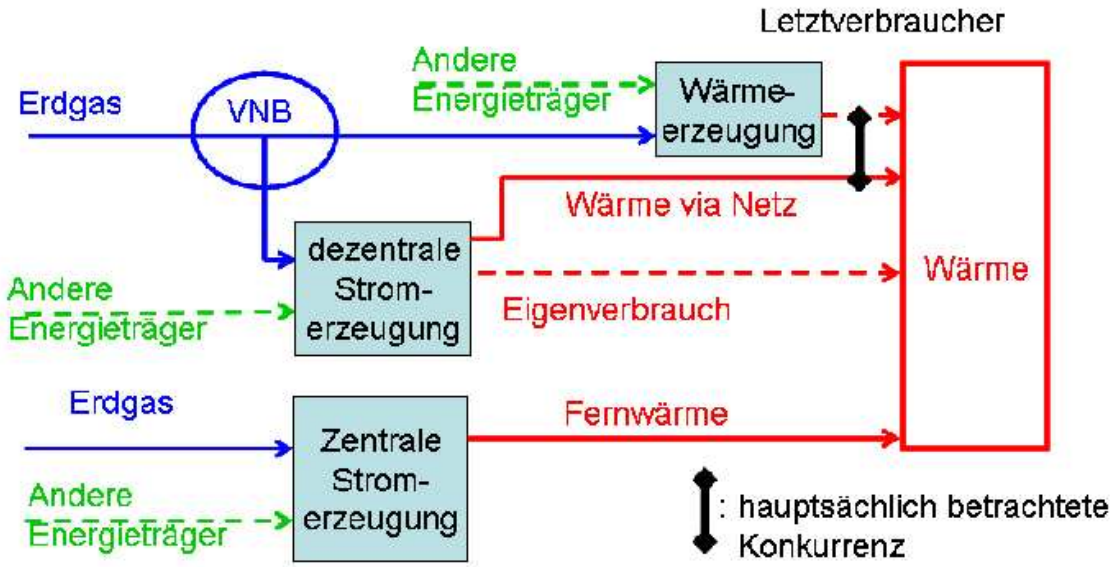


Abbildung 4-8: Skizze der Wärmeseite

4.3.1.1 Anschluss- und Benutzungszwang

Der Wettbewerb zwischen Einzelheizungen und Wärmenetzen kann durch einen Anschluss- und Benutzungszwang entschieden werden. Die Gemeinden können in einem Gebiet auf drei Arten ein Anschluss- und Benutzungsgebot für Nah- oder Fernwärme [120] aussprechen: [121]

- durch eine Satzung,
- durch ein Verbrennungsverbot (nach §9 Nr. 23 BauGB), das vor allem in stark belasteten Gebieten und Luftkurorten zum Einsatz kommt [122], oder
- durch privatrechtliche Verträge, die sich häufig beim Verkauf von Gemeindegrundstücken an Bauherren finden.

Der Anschluss- und Benutzungszwang, den die Gemeinden verhängen können, konnte außer in Baden-Württemberg, Schleswig-Holstein[123], Berlin und Hamburg nur schwierig, indirekt und rechtlich nicht unumstritten mit Klimaschutz begründet werden [124] (s. Tabelle 3-6). Diese Situ-

[120] Nah- und Fernwärme werden entsprechend der juristischen Nomenklatur im Weiteren nicht unterschieden (zur Definition s. DLR et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 64).
[121] Zu einer juristischen Einordnung und Diskussion s. Ekardt et al. (2008).
[122] AGFW (o.J.): Fernwärmesatzungen. Möglichkeiten der Gemeinden im Rahmen ihrer energiepolitischen Zuständigkeiten http://www.agfw.de/typo3conf/ext/naw_securedl/secure.php?u=0&file=fileadmin/dokumente/rec/Auswertung_AuB.pdf&t=1244719725&hash=ad9c91fa03846d9de60d8fd859467b37http://www.agfw.de/typo3conf/ext/naw_securedl/secure.php?u=0&file=fileadmin/dokumente/rec/Auswertung_AuB.pdf&t=1244719725&hash=ad9c91fa03846d9de60d8fd859467b37
[123] DLR et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Abschnitt 3.6.3
[124] In den drei Stadtstaaten läuft das nicht über Gemeindeordnungen. Berlin und Hamburg haben eine anderweitige gesetzliche Grundlage für einen Anschluss- und Benutzungszwang geschaffen (s. Tabelle 1).

ation hat sich durch das EEWärmeG[125], das nun einen Bezug auf den Klimaschutz erlaubt, grundlegend gewandelt. In allen Bundesländern bis auf Bremen – das über keine entsprechende Gemeindeordnung verfügt - ist nun ein Anschluss- und Benutzungszwang allein mit der Begründung des Klimaschutzes möglich, in Bayern und Hamburg [126](S. 67) allerdings allein im Neubau. In Berlin wird ein solcher Zwang durch das Berliner Energiespargesetz (BEnSpG) ermöglicht.

Nach einer Umfrage der AGFW[127] sind insgesamt in ca. 40% der Fernwärmenetze Gebiete mit Anschlusszwang zu finden. [128] In ihnen werden aber nur knapp 12% der Fernwärme verbraucht. Aufgrund der beiden Zahlen ergibt sich, dass im Durchschnitt jeweils nur in Teilen der Fernwärmenetze ein Anschluss- und Benutzungszwang herrscht. Von den 12% entfallen ca. 8,3 Prozentpunkte auf ein satzungsmäßiges Gebot, 2,5 Prozentpunkte auf privatrechtliche Vereinbarungen und 0,8 Prozentpunkte auf ein Verbrennungsverbot. Bezogen auf den gesamten Wärmemarkt sind ca. 1,4% der Wärmeenergie einer der drei Möglichkeiten zugunsten von Wärmenetzen unterworfen. Insgesamt gehen die Gemeinden mit dem Anschluss- und Benutzungszwang sehr behutsam um.[129]

Mit dem neuen Marktanreizprogramm (MAP) entsteht ein Konflikt zwischen Anschlusszwang und Förderung. Vorgesehen ist eine Förderung der Hausübergabestation mit 1.800 Euro pro Station, sofern die Wärme zu mindestens 50% aus erneuerbaren Energien oder zu mindestens 20% aus solarer Energie und der Rest fast ausschließlich aus hocheffizienter KWK stammt[130]. Im Falle eines Anschlusszwangs verlieren die anzuschließenden Haushalte die Möglichkeit der Förderung durch die KfW[131]. Insofern besteht ein Konflikt zwischen der Förderung und dem Anschlusszwang. Gemeinden, die aus erneuerbaren Energien gespeiste Netze fördern wollen, verbauen ihren Bürgern den Weg zur finanziellen Förderung ihrer Hausübergabestationen, sofern sie einen Anschlusszwang beschließen.

[125] EEWärmeG: Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich, Erneuerbare – Energien – Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658) zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1804)
[126] DLR et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 67
[127] AGFW (o.J.): Fernwärmesatzungen. Möglichkeiten der Gemeinden im Rahmen ihrer energiepolitischen Zuständigkeiten
128 Die Unternehmen, die geantwortet haben, vereinen etwa 70% des gesamten Fernwärmeabsatzes in Deutschland auf sich.
[129] AGFW (o.J.): Fernwärmesatzungen. Möglichkeiten der Gemeinden im Rahmen ihrer energiepolitischen Zuständigkeiten
[130] MAP (2009): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 20. Februar 2009, Abschnitt 14.1.4
[131] Ebda, Abschnitt 14.1.4.3

Tabelle 4-3: Gemeindlicher Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme durch Satzung

Bundesland	Rechtsgrundlage
Baden-Württemberg	GemO §11 Abs. 1, Fernwärme erwähnt , Klimaschutz als Begründung explizit enthalten
Bayern	Nur im Neubau und in Sanierungsgebieten „aus besonderen städtebaulichen Gründen oder zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen im Sinne des BImSchG" BayGO Art. 24 Abs. 1 Nr. 3
Berlin	BEnSpG §23 Abs. 1
Brandenburg	Fernwärme nicht explizit aufgeführt* (GO §15 Abs. 1)
Bremen	„Rechtsgrundlage kann kurzfristig geschaffen werden" (Senat, 2008, S.5)
Hamburg	Klimaschutzgesetz, nur Neubau
Hessen	HGO §19 Fernwärme erwähnt
Mecklenburg-Vorpommern	KV M-V §15 Abs.1 Fernwärme erwähnt
Niedersachsen	NGO §8 Nr. 2 Fernwärme erwähnt
Nordrhein-Westfalen	GO NRW §9 Fernwärme erwähnt
Rheinland-Pfalz	GemO §26 Abs. 1 Fernwärme erwähnt
Saarland	KSVG §22 Abs. 1 Fernwärme erwähnt
Sachsen	SächsGemO §14 Abs. 1 Fernwärme erwähnt
Sachsen-Anhalt	GO LSA §8 Nr. 2 Fernwärme erwähnt
Schleswig-Holstein	GO SH §17 Abs. 2 Fernwärme erwähnt
Thüringen	ThürKO §20 Abs. 2 Nr. 2 Fernwärme erwähnt

* nur „der Gesundheit dienende Einrichtungen". In Sachsen-Anhalt wird Fernwärme jedoch dem Wortlaut nach unter die der Gesundheit dienende Einrichtungen subsumiert.

4.3.1.2 Konzessionsabgaben vs. Gestattungsentgelte

Leitungen für Gas und Fernwärme nutzen öffentliche Flächen. Dafür kann die Gemeinde im Fall von Gas nach EnWG §§46 und 48 in Verbindung mit der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) eine Konzessionsabgabe verlangen. Eine Konzessionsabgabe für Fernwärme ist nicht vorgesehen. Damit könnten die Gemeinden Gas gegenüber Fernwärme vorziehen, da sie dann ein Einkommen erzielen. Gleichzeitig würde in diesem Fall Fernwärme im Vergleich zu Gas günstiger. Allerdings muss für Fernwärme ein Vertrag über die Nutzung öffentlicher Flächen abgeschlossen werden (Gestattungsvertrag), der für die Nutzung ein Entgelt (Gestattungsent-

gelt) vorsehen kann. Diese Verträge sind zu vergleichen mit den Regelungen zur Konzessionsabgabe. Eine Übersicht über den Vergleich bietet Tabelle 4-4.

Die Konzessionsabgabe für Erdgasleitungen fällt an die Gemeinde. Die Bemessungsgrundlage ist die Lieferung an die Letztverbraucher in Kilowattstunden. Auf diese wird die in Cent/kWh festgelegte Abgabe erhoben. Die KAV nennt die maximal zulässigen Abgabesätze für Erdgas (§2 Abs. 2,3,5). Für Tarifkunden sind es maximal pro Kilowattstunde (kWh):

„bei Gas ausschließlich für Kochen und Warmwasser in Gemeinden

bis 25.000 Einwohner 0,51 Cent,

bis 100.000 Einwohner 0,61 Cent,

bis 500.000 Einwohner 0,77 Cent,

über 500.000 Einwohner 0,93 Cent

bei sonstigen Tariflieferungen in Gemeinden

bis 25.000 Einwohner 0,22 Cent,

bis 100.000 Einwohner 0,27 Cent,

bis 500.000 Einwohner 0,33 Cent,

über 500.000 Einwohner 0,40 Cent."

Sondervertragskunden zahlen maximal 0,03 Cent/kWh. Falls sie mehr als 5 GWh pro Jahr abnehmen oder das Gas zu einem Preis unterhalb des Durchschnittspreises beziehen, entfällt die Konzessionsabgabe. Die Konzessionsverträge dürfen maximal 20 Jahre Laufzeit haben und müssen öffentlich ausgeschrieben werden.

Die durchschnittliche Konzessionsabgabe für Endkunden liegt bei 0,08 Cent/kWh [132] S.73), Haushaltskunden zahlen durchschnittlich 0,33 Cent/kWh[133]. Die Abgabe auf Erdgas erbrachte im Jahr 2007 insgesamt 0,74 Mrd. Euro.[134] [135] Die Nicht-Steuereinnahmen der Gemeinden betrugen im selben Jahr etwa 96,7 Mrd. Euro, die gesamten Einnahmen 169,3 Mrd. Euro[136]. Auf die Konzessionsabgabe entfällt folglich ein Anteil von rund 0,8% der Nicht-Steuereinnahmen und 0,4% aller Einnahmen der Gemeinden. Die Konzessionsabgabe für Gas ist damit im Durchschnitt von eher geringer Bedeutung für die gesamten Gemeindefinanzen.

[132] IE (2009a, S. 73).
[133] IE (2009a, S. 18).
[134] IE (2009a; S.88).
[135] Nach BDEW (2009) erbrachte die Konzessionsabgabe Gas in 2007 und 2008 je 0,68 Mrd. €.
[136] Statistisches Bundesamt (2008, S. 562).

Tabelle 4-4: Vergleich von Konzessionsabgabe und Gestattungsentgelt

	Konzessionsabgabe für Gas	**Gestattungsentgelt für Fernwärme**
Juristische Grundlage	EnWG[137] §§46,48, KAV[138]	Vertragsfreiheit
Verbreitung	Allgemein	„Gelegentlich" (AGFW[139] http://www.agfw.de/161.0.html?&no_cache=1&sword_list[]=Gestattungsentgelt)
Bemessungsgrundlage	EnWG §48 Abs.1, KAV §2: Lieferung an Letztverbraucher	Umsatz, Absatzmenge, Gewinn, Trassenlänge oder Pauschale
Dimension	EnWG §48 Abs. 2, KAV §2 Abs. 1: Cent/kWh	%, Cent/kWh, Cent/m oder €
Maximaler Satz	KAV §2 Abs.2 Nr. 2b*: <25000 Einwohner: 0,22 Cent/kWh >25000 Einwohner: 0,27 Cent/kWh >100000 Einwohner: 0,33 Cent/kWh >500000 Einwohner: 0,40 Cent/kWh Sondervertragskunden: 0,03 Cent/kWh	Kein maximaler Satz
Maximale Laufzeit	EnWG §46 Abs. 2: 20 Jahre	Keine
Öffentliche Ausschreibung Pflicht?	Ja	Nein
Verbilligte Lieferung an die Gemeinde möglich?	KAV §3, Abs. 1 Nr. 1: (bis 10% des Entgelts für den Netzzugang)	Ja
Steuerliche Behandlung	Kosten	Evtl. als verdeckte Gewinnabfuhr

* Tarifkundensätze für Kunden mit Gasheizung. Details siehe Text

Allerdings kann für einzelne Gemeinden der Anteil wesentlich höher ausfallen. Zudem stellt die Konzessionsabgabe eine Einnahme dar, die von der Gemeinde im Gegensatz zu z.B. dem Anteil

[137] Energiewirtschaftsgesetz
[138] Konzessionsabgabenverordnung
[139] AGFW (2008): AGFW Fernwärmestatistik, 2008

an der Umsatzsteuer selbst bestimmt wird und frei verausgabt werden kann. Zieht man hier zum Vergleich die Gewerbesteuer (netto) heran (33,2 Mrd. Euro)[140], so handelt es sich um gut zwei Prozent. Noch bedeutender wird die Konzessionsabgabe, wenn man bedenkt, dass ein Wegfall in die Ausgaben einschneidet, zu denen die Gemeinde nicht verpflichtet ist und die sie kurzfristig beeinflussen kann. Damit wäre der Kernbereich der gemeindlichen politischen Gestaltungsfreiheit betroffen. Fernwärme fällt nicht unter die für Gas einschlägigen Gesetze (hier: EnWG und KAV). Zur Nutzung der öffentlichen Flächen für Fernwärmeleitungen wird mit der Gemeinde ein Gestattungsvertrag geschlossen. Es gilt die Vertragsfreiheit. Der Vertrag kann – muss aber nicht - ein Gestattungsentgelt beinhalten.[141] Höhe und Ausgestaltung des Gestattungsentgelts sind nicht gesetzlich geregelt. Auch gibt es keine maximal zulässige Laufzeit.[142] Als Bemessungsgrundlage für ein mögliches Gestattungsentgelt dienen in der Praxis der Umsatz (36%), die Absatzmenge (26 %), der Gewinn (16%), die Trassenlänge (16%) oder eine feste Pauschale (6 %).[143] Hinsichtlich der Höhe gibt es Bedenken, dass die Gemeinden ihre Monopolstellung und die fehlenden Maximalpreise ausnutzen und ein überhöhtes Gestattungsentgelt festlegen, besonders da auch keine üblichen Sätze bekannt sind. In diesem Fall zieht eine Gemeinde aus finanzieller Sicht Fernwärme einer Gasversorgung vor. Die Kosten der Fernwärme würden jedoch zu stark erhöht, was aus Sicht der Letztverbraucher gegen Fernwärme spricht. Andererseits kann die fehlende gesetzliche Regelung auch die Häufigkeit von Gestattungsverträgen ohne Entgelt erhöhen. In diesem Fall ist die Fernwärme im Vergleich zum Gas begünstigt, die Gemeinde würde aber Gas vorziehen, da Gas höhere Einnahmen erbringt. Dies ist insbesondere für einen künftigen Rückbau des Gasnetzes ein Hemmnis (s. Tabelle 4-5).

[140] Stat. Bundesamt (2008): Statistisches Jahrbuch 2008 Für die Bundesrepublik Deutschland, Herausgeber Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, September 2008, S.573

[141] Ein Beispiel eines Gestattungsvertrags mit Gestattungsentgelt ist zu finden unter:http://ds2.donaueschingen.de/ds/sitzungen/Gemeinderat/GR_2004_02_03/TOP%205%20Anlage%201.pdf . Dort beträgt das Gestattungsentgelt 1% des Umsatzes. Hinzu kommt ein um 10% verbilligter Bezug für städtische Einrichtungen.

[142] Fricke (2008): Fricke, N.: Rechtliche Grundlagen für Gestattungsentgelte, Präsentation AGFW-Infotag „Gestattungsentgelte in der Fernwärme" am 18.09.2008.

[143] Die Prozentzahlen beziehen sich auf die Unternehmen, die in einer Umfrage der AGFW angaben, ein Gestattungsentgelt zu zahlen. Die Rücklaufquote betrug etwa 50% (Kraft (2008): Kraft, M.: Gestattungsentgelte in der Fernwärme, Präsentation AGFW-Infotag „Gestattungsentgelte in der Fernwärme" am 18.09.2008).

Tabelle 4-5: Finanzielle Vor- und Nachteile durch Gestattungsentgelte („Gestattungsentgeltdilemma")

		Aus Sicht des Letztverbrauchers		Aus Sicht der Gemeindefinanzen
		Andere Brennstoffe ohne Wärmenetz	Gasnetz vs. Wärmenetz**	
Gestattungsentgelt	Über Konzessionsabgabe Gas*	Zugunsten anderer Brennstoffe	Zugunsten Gasnetz	Wärmenetz vorteilhaft
	Unter Konzessionsabgabe Gas*		Zugunsten Wärmenetz	Gasnetz vorteilhaft
	Keines	Neutral		

***** unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads des Erdgaskessels.
** Wärmenetz wird nicht aus Erdgas verbrennenden Anlagen gespeist

Etwas anders stellt sich die Situation dar, wenn das Wärmenetz aus gasgefeuerter KWK beliefert wird. Hierbei sind zwei Fälle zu unterscheiden:

- es werden Nicht-Gasheizungen ersetzt oder
- es werden Gasheizungen ersetzt oder es wird als Alternative zur KWK eine Gasheizung erwogen.

Sofern Nicht-Gasheizungen ersetzt werden, steigt durch die KWK der Gasabsatz. Hierdurch steigen sowohl die Einnahmen eines Gashändlers, des Gas-Verteilnetzbetreibers, da sich die Zahl der Anschlusspunkte erhöht und die durchgeleitete Menge steigt, als auch die Einnahmen der Gemeinde aus der Konzessionsabgabe. In diesem Fall besteht auf Seite der Anbieter auf dem Gasmarkt und der Gemeinde eine Harmonie der finanziellen Interessen. Allerdings sind die zusätzlichen Einnahmen des Gasnetzbetreibers sehr gering, da sich die Anzahl der Anschlusspunkte eher geringfügig erhöhen dürfte.

Falls Gasheizungen ersetzt werden oder als Alternative zur KWK in Erwägung gezogen werden, steigt der Gasabsatz umso eher, je mehr Strom erzeugt wird und je höher der Nutzungsgrad der ersetzten Gasheizungen ist. Gerade im Fall einer alternativen Versorgung mit neuen Gasheizungen kann tendenziell eine Absatzerhöhung durch eine Versorgung mit KWK erreicht werden. Zu beachten sind des Weiteren unterschiedliche Preise und Konzessionsabgabesätze, da ein KWK-Anlagenbetreiber niedrigere Gaspreise und auch eine niedrigere Konzessionsabgabe als ein Haushalt bezahlt. Sofern die Absatzmenge steigt, könnte sie die niedrigeren Preise und Konzessionsabgaben kompensieren. Dann wäre wiederum eine Interessensharmonie auf Seiten der Gemeinde, der Gashändler und Gasverteilnetzbetreiber erreicht. Steigt die Absatzmenge nicht stark genug oder sinkt sie, dann sprechen die finanziellen Interessen mindestens eines

der Akteure gegen den KWK-Ausbau. Dabei ist im Falle eines Ersatzes bestehender Gasheizungen noch zu berücksichtigen, dass eine etwaige Gasnutzung für Herde auch nach der Umstellung auf KWK mitunter aufrechterhalten wird[144]. In diesem Fall erhöhen sich der Gaspreis und der Konzessionsabgabensatz für diejenige Gasmenge, die für das Kochen genutzt wird. Dies wirkt sich günstig auf die Einnahmenseite der Gashändler, Gasverteilnetzbetreiber und auf die Konzessionseinnahmen der Gemeinde aus. Die Wirkungen dürften allerdings eher gering sein.

Sind Fernwärmebetreiber und Gasversorger in ein Unternehmen integriert, dann muss die Fernwärme, um wirtschaftlich zu sein, auch die entgangenen Gewinne aus Gasverkauf und die Mehrkosten aus der geringeren Auslastung des Gasnetzes erwirtschaften.

Die Erfahrung zeigt, dass auf jeden Fall mit dem Gasversorger gesprochen werden muss, da er ansonsten gegen die Fernwärme zu opponieren droht.[145]

4.3.1.3 Sonstige Hemmnisse für Wärmenetze

Durch das Wärmenetz können aber im Gegensatz zur Gasversorgung Kunden langfristig gebunden werden. Denn zum einen besteht kein Wettbewerb im Wärmehandel im Gegensatz zum Gashandel. Zum anderen müssen die Wärmenetze im Gegensatz zu den Gasnetzen nicht im Zuge der Verlängerung von Konzessionsverträgen ausgeschrieben werden. Demgemäß entsteht durch eine Fernwärmeversorgung ein langfristiges Monopol, sowohl was die Bereitstellung der Leistung als auch die Belieferung mit Arbeit betrifft.

Der Fernwärmeversorger kann prinzipiell seine Marktstellung ausnutzen, um nach der Anschlussentscheidung höhere Preise durchzusetzen (ex post Opportunismus). Inwieweit dies gelingt, hängt von den ursprünglichen Verträgen ab. Gleichzeitig kann diese Möglichkeit auch erklären, warum der mitunter geforderte Ausbau eines Heizkessels ursprüngliche Interessenten an einem Anschluss zum Absprung bewegt[146] . Die nach der Anschlussentscheidung entstehende Monopolstellung der Fernwärmeversorger kann von diesen eventuell unterschiedlich gut ausgenutzt werden. Dies würde einen Beitrag für die Erklärung des hohen Verhältnisses von 1:3 von günstigstem zu teuerstem Anbieter leisten[147]. Durch die Ausgestaltung des langfristigen Liefervertrags kann eine solche Preiserhöhung vermieden werden. Und dadurch könnte auch eine Akzeptanz der Abhängigkeit vom Fernwärmeversorger auf Seiten der Wärmeverbraucher verbessert werden. Zudem sollte den potenziell Anschlusswilligen erklärt werden, dass ein Preisvergleich von z.B. Gas mit Fernwärme unter Berücksichtigung des Wirkungsgrads des Gaskessels erfolgen muss, da ansonsten nicht die Nutzenergie verglichen wird.

---

[144] **DLR et al. (2009):** Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S.48. Nach Auskunft von Hrn. Stüwe (Stadtwerke Jena-Pößneck) ist es im Allgemeinen jedoch kaum wirtschaftlich, ein Gasnetz ausschließlich für Gasherde zu betreiben.

[145] DLR et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S.48

[146] Ebda, S. 52

[147] Ebda, S.52

Eine dezentrale Anlage kann auch an ein bestehendes Wärmenetz angeschlossen werden. Hier sind die analogen Argumente wie zu Gas zu beachten. Darüber hinaus kann eine hohe Vorlauf- und Rücklauftemperatur ein Hemmnis sein, da „das Erzeugungstemperaturniveau bei vielen Regenerativ-Wärmerzeugern zu niedrig ist."[148]. Eine Einbindung unterhalb der Rücklauftemperatur ist nicht sinnvoll. Bei einer höher gelegenen Vorlauftemperatur muss evtl. ein fossil betriebener Dampferzeuger vorgeschaltet werden oder die Vorlauftemperatur muss gesenkt werden.

Die Heizkessel selbst können zu einem Hemmnis werden. Im Gebäudebestand sind Kessel unterschiedlicher Altersklassen zu finden. Für die Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmeprojekts ist ein schnell erreichter hoher Anschlussgrad von Bedeutung. Um ihn zu erreichen, müssen dann häufig auch relativ neue Kessel ersetzt werden. Besitzer eines relativ neuen Kessels rechnen aber für dessen restliche Lebenszeit nur noch mit den variablen Kosten der Wärmeerzeugung. Diese Kosten - ohne Kessel - sind von einem neuen Fernwärmeprojekt kaum zu unterbieten. Die Eigentümer derartiger Kessel haben deshalb keinen Anreiz, sich schnell an das Wärmenetz anschließen zu lassen. Erfolgt der Anschluss per Gebot, entstehen durch den Ersatz funktionsfähiger Kessel zusätzliche Kosten (stranded investment). Eine Preisdifferenzierung beim Wärmeverkauf könnte dieses Problem auffangen: Wer einen neueren Kessel hat, zahlt vorübergehend weniger für die Wärme. Allerdings sind hier Akzeptanzprobleme zu beachten, da man mitunter Hausnachbarn für die gleiche Leistung einen unterschiedlichen Tarif anbieten müsste. Deshalb erscheint diese Möglichkeit als schwer umsetzbar. Alternativ könnte der Fernwärmeversorger den potenziellen Kunden auch die Heizkessel zum Tageswert abkaufen. Dieser Ansatz wurde im Beispiel Pfaffenhofen realisiert[149].

Gebäudesanierungen und sinkende Bevölkerung werden häufig als Problem für Fernwärme genannt, da sie die Absatzmenge reduzieren.[150] Bei beiden handelt es sich aber um einen schleichenden Prozess, der durch einen allmählichen Netzausbau und eine Netzverdichtung aufgefangen werden können sollte.[151] [152]

Für Nahwärme aus erneuerbaren Energien ergeben sich spezielle Probleme. Zum ersten finden sich die Potenziale häufig im ländlichen Raum. Dort sind aber die Anschlussdichten sehr niedrig, wodurch hohe Netzverluste entstehen. Die geringe Anschlussdichte bedarf eines schnellen Wechsels möglichst vieler Anwohner auf Nahwärme um wirtschaftlich zu sein. Zum zweiten

[148] Ebda, S.49
[149] Bauer et al (2003): Bauer, H., Schäfer, V.: Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen, Abschlussbericht, November 2003
[150] s. z.B. http://www.fernwaermeforum.de/resources/Statement-GB-mit-Folien-von-2008-01-22.pdf, These 5; http://www.petrakellystiftung.de/fileadmin/user_upload/newsartikel/PDF_Dokus/Spangenberg_Tutzing101206.pdf, insbes. Folie 19; http://www.tu-dresden.de/stadtbau/stadtumbau/pdf/23-09-2006-Bautzen.pdf;
[151] So gehen VdW südwest/IWU (2007): Energieeffizienz im Wohngebäudebestand (S.19) davon aus, dass pro Jahr an etwa 2,5% der Gebäude größere Sanierungsmaßnahmen stattfinden.
[152] DLR et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 49ff.

sind die Vorlauftemperaturen mitunter niedrig, was bei den Abnehmern groß dimensionierte Heizflächen erfordert. Das führt zu Mehrkosten der Wärmeversorgung.

Außerdem haben die privaten Investoren in kleine Nahwärmenetze häufig keine Erfahrung, was zu Störungen führen kann, unter denen das Image der Nahwärme leidet. Konkret werden die Netze oft nachrangig behandelt. Besonders durch die herrschende Produktvielfalt werden dadurch technische Probleme oder Überteuerungen ausgelöst. Hier kann eine Informationskampagne helfen.

Sowohl Reserve- als auch Spitzenheizkessel sind aufgrund der geringen Vollbenutzungsdauer mit hohen Erdgaspreisen belastet. Dies kann einen Wärmepreis erforderlich machen, der für die Letztverbraucher unattraktiv ist. Mit Heizöl könnten geringere Kosten erreicht werden, jedoch ist dies aus ökologischen Gründen problematisch.[153]

4.3.2 Stromseitige Hemmnisse

Die Stromseite ist in Abbildung 4-9 dargestellt. Die dezentralen Erzeuger (DE) konkurrieren mit der zentralen Erzeugung. Sofern DE den Strom nicht selbst verbrauchen, speisen sie ins Verteilnetz ein. Das Verhältnis zu den Verteilnetzbetreibern ist deshalb von besonderer Bedeutung. Der Verteilnetzbetreiber wiederum unterliegt der Anreizregulierung. Gleichzeitig wird die dezentrale Erzeugung durch das EEG und KWKG gefördert. Diese Gesetze sowie die Anreizregulierung stehen deshalb im Mittelpunkt des folgenden Abschnitts. Gegliedert ist er nach Hemmnissen der Netzintegration und der Marktintegration.

Die Hauptakteure sind:

- der dezentrale Erzeuger,
- die zentralen Erzeuger,
- die Stromhändler,
- der Übertragungsnetzbetreiber,
- der Verteilnetzbetreiber,
- die Regulierungsbehörde.

Von besonderer Bedeutung sind im Strommarkt die Regulierung und die Verhaltensweisen der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Wiederum stehen dem Eigenverbrauch relativ wenige Hemmnisse entgegen.

[153] DLR et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S.47f.

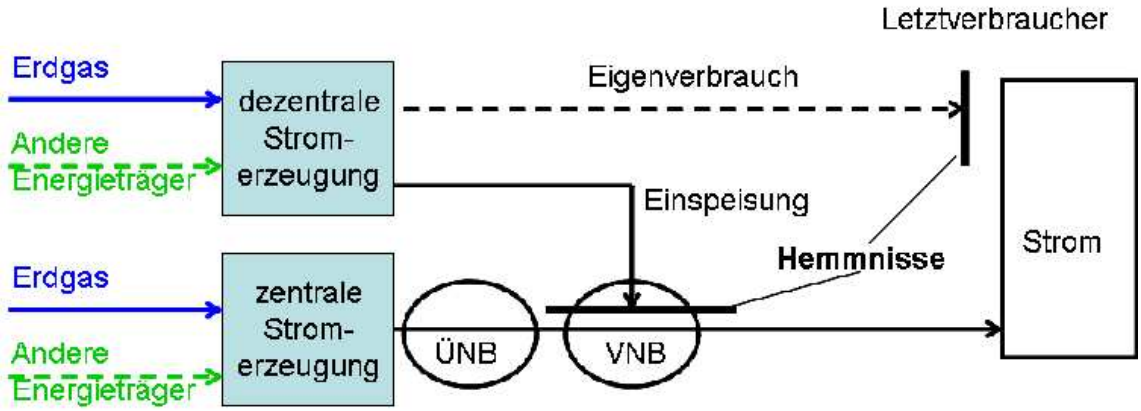


Abbildung 4-9: Die Stromseite

4.3.2.1 Netzintegration

Die Netzintegration setzt sich zusammen aus:[154]

- Netzanschluss,
- Netzzugang,
- Netzoptimierung und
- Netznutzung (geregelt durch die Anreizregulierung).

Ein **Netzanschluss** kann nach § 9 Abs. 3 EEG vom Netzbetreiber verweigert werden, sofern ein Netzausbau erforderlich wäre, der für wirtschaftlich unzumutbar erachtet wird. Der Begriff wirtschaftliche Zumutbarkeit wird im EEG nicht definiert. Zudem ist der Begriff auch im KWKG und im EnWG zu finden, wird aber uneinheitlich verstanden. Ein Verweis auf den Zumutbarkeitsbegriff des EnWG ist eine Möglichkeit den Begriff zu vereinheitlichen. Allerdings geht gerade mit der Vereinheitlichung des Begriffs verloren, dass das EEG zum klimapolitischen Ziel beiträgt. Über den Netzausbauanspruch für den Anschluss von EEG-Anlagen ist deshalb anders zu entscheiden als über den Netzausbauanspruch anderer Anlagen. Zudem würde keine Rechtssicherheit gewonnen, da das EnWG ebenfalls auf eine Definition des Begriffs verzichtet. Nach dem Verständnis der Kommentarliteratur ist für die wirtschaftliche Zumutbarkeit nach EnWG nur die individuelle Betroffenheit des Netzbetreibers ausschlaggebend. Insofern ginge durch einen Verweis auf das EnWG genau das öffentliche Interesse am Ausbau erneuerbarer Energien verloren. Ein Verweis auf das EnWG würde deshalb weder die Rechtssicherheit erhöhen noch dem besonderen öffentlichen Interesse am Ausbau der erneuerbaren Energien ge-

154 Eine ausführliche Diskussion zur Netz- und Marktintegration bietet IZES et al. (2008a): Strom aus erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Die folgende Übersicht folgt der dortigen Untersuchung.

recht werden.

Alternativ kann wirtschaftliche Zumutbarkeit im EEG explizit definiert werden. Dabei sind Anlagen, die künftig errichtet werden sollen, einzubeziehen und es kann klargestellt werden, dass sich die Ausbaupflicht auch auf vorgelagerte Netze erstreckt. Eine wirtschaftliche Zumutbarkeit könnte stets angenommen werden, sofern die Kosten über die Netznutzungsentgelte auf die Verbraucher abgewälzt werden können. Zudem kann explizit gefordert werden, dass der Beitrag zu den Gesetzeszielen mit den etwa beim Netzbetreiber verbleibenden Aufwendungen abgewogen werden. Diese rechtliche Formulierung und das entsprechende Verständnis ist in zahlreichen Vorschriften des öffentlichen Rechts zu finden, z.B. in den §§17 Abs. 2 und 41 Abs. 4 BImSchG.

Als weitere Möglichkeit kann eine explizite Definition des Begriffs der wirtschaftlichen Zumutbarkeit im §11 EnWG erwogen werden. In diesem Fall kann der Begriff entweder entsprechend der obigen Ausführung für EEG-Anlagen näher bestimmt werden. Damit würde sachlich eine äquivalente Lösung erreicht, die allerdings besser in das Fachgesetz passen würde als in das allgemeinere EnWG. Oder der Begriff der wirtschaftlichen Zumutbarkeit wird generell so erweitert, dass stets Gemeinwohlinteressen gegen die Wirtschaftsinteressen des Netzbetreibers abzuwägen sind. Aufgrund der allgemeinen Ziele des EnWG stehen dieser Lösung keine verfassungsrechtlichen Bedenken entgegen.

Des Weiteren könnte auf eine Definition des Begriffs verzichtet werden. Stattdessen könnte präzisiert werden, unter welchen Bedingungen eine wirtschaftliche Zumutbarkeit vermutet wird. Sie wird nur dann in Frage gestellt, wenn ein erheblicher Teil der Ausbaukosten nicht über die Netzentgelte überwälzt werden kann. Zwar ist die Frage der Zumutbarkeit dann besser zu entscheiden. Die Auslegung von „erheblicher Teil" bleibt allerdings offen. Zudem bleibt offen, ob die rechtliche Zulässigkeit einer Überwälzung ausschlaggebend ist oder die faktische Wiedererstattung der Kosten. Fachlich bestehen gegen diese Regelung Bedenken, weil sie die Ausbaupflicht abhängig macht von der Regulierungspraxis der Bundesnetzagentur und der Landesbehörden, die anderen Zielen folgt, und zudem gegenwärtig die Netzausbaukosten nicht unternehmensspezifisch über die Netzentgelte abgegolten werden können.

Schließlich könnte der Bundesnetzagentur die Aufgabe und Befugnis gegeben werden, zu prüfen, ob eine Zumutbarkeit vorliegt. Sie könnte auf Antrag eines Einspeisewilligen oder eines Netzbetreibers tätig werden. Durch den Verwaltungsvollzug könnte die Rechtsunsicherheit über die Auslegung beseitigt werden. Das setzt voraus, dass das Gesetz zumindest einen allgemein gehaltenen Maßstab nennt. Diese Lösung kann zu einem vereinheitlichten Maßstab führen und gleichzeitig zu einer erheblichen Verfahrensbeschleunigung beitragen. Die Aufgabe passt gut zu der im EEG vorgesehenen Tätigkeit der Bundesnetzagentur. Zudem ist die Bundesnetzagentur kompetent, Netzfragen zu bewerten.

Neben einer Definition des Begriffs „wirtschaftlich zumutbar" im EEG oder EnWG erscheint die-

ser Ansatz ebenfalls als eine praktikable und wirksame Lösungsmöglichkeit.

Der **Netzzugang** wird durch das Einspeisemanagement des EEG sowie durch das Engpassmanagement des EnWG geregelt. Problematisch ist das Verhältnis der Regelungen in den beiden Gesetzen (§13 EnWG; §11 Abs. 2 EEG).

Der Wortlaut der Gesetze kann so missverstanden werden, dass im Falle eines drohenden Engpassmanagements nach EnWG zuerst nach den EEG-Bestimmungen EE-Anlagen geregelt werden und erst danach eigene netz- oder marktbezogenen Maßnahmen nach §13 Abs. 1 EnWG vom Netzbetreiber eingeleitet werden. Dem kann durch eine Änderung des Wortlauts von § 11 EEG oder § 13 EnWG abgeholfen werden. In §11 EEG kann eingefügt werden, dass ein Einspeisemanagement erst in Frage kommt, wenn Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 nicht ausreichen. Zudem wäre in §11 Abs. 2 „§13 Abs. 1 und §14 Abs. 2" zu ersetzen durch „§ 13 Abs. 2"[155]. Alternativ kann in §13 Abs. 1 EnWG ergänzend klargestellt werden, dass Maßnahmen nach diesem Paragraphen vorrangig vor Maßnahmen nach §11 EEG zu ergreifen sind.

Nach dem EEG §11 Abs. 1 sind KWKG-Anlagen in das EEG-Einspeisemanagement integriert. Allerdings besteht für KWKG-Anlagen keine Verpflichtung einer Ausstattung mit fernsteuerbarer Regeleinrichtung. Um zu vermeiden, dass nicht ferngesteuert regelbare Anlagen in das EEG-Einspeisemanagement aufgenommen werden, kann im §11 Abs. 1 EEG die Fernsteuerbarkeit als Voraussetzung eingeführt werden. Damit könnten insbesondere kleinere KWKG-Anlagen aus dem Einspeisemanagement herausfallen. Für kleinere KWKG-Anlagen kann ein Einspeisemanagement aber ohnehin zu erheblichen Mehrkosten führen, da sie wärmegeführt fahren und nicht regelmäßig über Spitzenkessel verfügen, die die gesamte Wärmeleistung erbringen. Für derartige Anlagen fielen erhebliche Mehrkosten an, wenn sie ins Einspeisemanagement integriert würden. Will man KWKG-Anlagen ins Einspeisemanagement einbeziehen, dann sollten ins KWKG die gleichen technischen Anforderungen integriert werden, wie sie §6 Abs.1 des EEG vorschreibt, namentlich eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung und Abrufbarkeit der jeweiligen Ist-Einspeisung. Durch die Wahl der Mindestleistung für diese Ausstattungspflicht können kleine KWK-Anlagen vor den ansonsten anfallenden Mehrkosten bewahrt werden. Sofern eine solche Änderung des KWKG nicht umgesetzt werden kann, kann ersatzweise auch in den §11 Abs. 1 des EEG eine besondere, höhere Leistungsschwelle für KWK-Anlagen eingefügt werden.

Das EEG sieht zudem Informations-/Nachweispflichten sowie eine Überwachung durch die Bundesnetzagentur für ein Einspeisemanagement vor. Die Regelungen des EEG gehen jedoch

155 §13 Abs. 1 EnWG regelt marktbezogene und netzbezogene Maßnahmen von Übertragungsnetzbetreibern, die im Falle einer Gefährdung der Netzsicherheit oder –zuverlässigkeit vom Netzbetreiber zu ergreifen sind. §13 Absatz 2 enthält diejenigen Maßnahmen, die zu ergreifen sind, falls die Maßnahmen nach Absatz 1 nicht ausreichen. In §14 Absatz 1 wird die Regelung auch für Verteilnetzbetreiber verbindlich gemacht.

teilweise weniger weit als die des EnWG. Ein Einspeisemanagement nach EEG ist aber stets auch ein Engpassmanagement nach EnWG. Um nicht geringere Pflichten im Falle eines Einspeisemanagements festzulegen, kann in das EEG ein Verweis auf die Pflichten nach §13 Abs. 5 bis 7 EnWG eingefügt werden. Das gleiche sachliche Resultat lässt sich auch durch eine Einfügung in §13 Abs. 8 EnWG erreichen. Allerdings würde diese Regelung Anlagenbetreibern eher unbekannt bleiben, da sie vermutlich vornehmlich das EEG zu Rate ziehen, aus dem kein Hinweis auf die einschlägigen Pflichten zu erkennen wäre.

Im Falle eines Einspeisemanagements ist in §12 EEG eine Entschädigung der Anlagenbetreiber durch den Netzbetreiber vorgesehen. Wird im gleichen Fall ein Engpassmanagement nach §13 Abs. 2 gewählt, ist keine Entschädigung zu zahlen. Dadurch entsteht die Möglichkeit die Entschädigungsregelung zu umgehen. Durch eine Verstärkung der Informations- und Nachweispflicht nach §13 Abs. 5 EnWG wird diese Umgehungsmöglichkeit eingeschränkt.

Die Entschädigungsregelung selbst enthält keinen Anspruch für evtl. anfallende zusätzliche Anlagekosten für erneuerbare Energien nutzende KWK-Anlagen und für Folgeschäden aufgrund einer im Falle eines Einspeisemanagements möglicherweise verringerten Wärmeerzeugung, sofern keine ausreichenden Wärmespeicher oder Reservekessel vorhanden sind. Entsprechende Ergänzungen des §12 würden dies beheben. Schadensersatzansprüche werden jedoch nach §13 Abs. 4 im Falle eines Engpassmanagements nach § 13 Abs. 2 eingeschränkt. Ein Hinweis in § 13 Abs. 4, dass §12 EEG weiter anzuwenden sei, könnte dies beheben. Die Umgehungsmöglichkeit von § 12 EEG sowie die Einschränkung des Schadenersatzanspruchs könnte auch abgewendet werden, falls in § 11 Abs. 1 EEG eingefügt würde, dass die Entschädigung von EE-Anlagenbetreibern in allen Anwendungsfällen eines Engpassmanagements nach EnWG gelte. Die gesamten Beziehungen zwischen Engpassmanagement und Einspeisemanagement könnten auch in eine Neufassung des § 13 Abs. 5 und Abs. 8 EnWG aufgenommen werden.

In Verbindung mit der EG-VO Nr. 1228/2003 bestehen gewisse rechtliche Unsicherheiten. Nach hiesiger Auffassung ändert diese Verordnung nichts an dem dargelegten Bezug zwischen Engpass- und Einspeisemanagement. Allerdings könnten Netzbetreiber den Standpunkt einnehmen, dass EE-Anlagen nach dieser Verordnung dem marktorientierten Management unterliegen, womit der Übertragungsvorrang des EEG seine praktische Bedeutung verlieren würde. Auf nationaler Ebene kann die Frage jedoch nicht rechtssicher geklärt werden. Dafür ist eine europäische Rechtsprechung oder eine Klarstellung im europäischen Recht erforderlich.

Das EEG bietet keine ausreichende Regelung für eine **Netzoptimierung**. Der §9 Abs. 1 EEG legt die Verpflichtung eines Netzbetreibers fest, auf Verlangen eines Einspeisewilligen das Netz auszubauen, sofern dies erforderlich ist, um die Abnahme des Stroms zu sichern. Beim Ausbau größerer Übertragungsleitungen können erhebliche Zeitverzögerungen entstehen, da der §9 Abs. 1 EEG erst Anwendung findet, wenn dem Einspeisewilligen eine Genehmigung, Teilgenehmigung oder ein Vorbescheid erteilt wurde.

Das EEG regelt die Kapazitätssicherung neu. Es stellt Netzverstärkung oder Optimierung nun ausdrücklich einem Netzausbau gleich und schafft einen speziellen Schadensersatztatbestand des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber, falls dieser der Netzausbaupflicht nicht nachkommt. Entsprechende Informationsansprüche der Anlagenbetreiber begleiten den Tatbestand.

Allerdings ist der Anspruch der Einspeisewilligen auf kapazitätserhöhende Maßnahmen auf vorgelagerter Netzebene nach dem Wortlaut von §9 Abs. 1 EEG nicht gesichert. Dem kann durch eine explizite Einfügung der Netzausbaupflicht in §9 Abs. 1 EEG abgeholfen werden. Um die erforderliche Kapazitätserweiterung für EEG-Anlagen abzusichern, kann auch der Bundesnetzagentur eine Regulierungs- und Steuerungsbefugnis zur Vermeidung von Netzengpässen eingeräumt werden. In diesem Rahmen könnte sie Netzbetreibern, die keine ausreichende Netzkapazität bereitstellen, anordnen, spezielle Netzerweiterungsmaßnahmen durchzuführen. Diese Steuerungsbefugnis könnte der Bundesnetzagentur allgemeiner im EnWG eingeräumt werden. Dann erstreckten sich die Befugnisse der Bundesnetzagentur auf die Kapazitätssicherung des gesamten Stromnetzes und nicht allein auf die Sicherung für EEG-Anlagen.

Gegenwärtig wird von den Übertragungsnetzbetreibern alle zwei Jahre ein Bericht über den Netzzustand und die -ausbauplanung verlangt. Das Ziel, die Behörden in die Lage zu setzen, die Erfordernisse der Kapazitätssicherung zu beurteilen, verlangt konkrete und detaillierte Aussagen. Das spricht für Mindestanforderungen an den Inhalt. Die Berichtspflicht nach §12 Abs. 3a EnWG könnte demgemäß um die konkreten Maßnahmen zur Kapazitätssicherung mit zeitlichen Festlegungen und Realisierungsplänen ergänzt werden.

Grundsätzlich kann der Bundesnetzagentur auch die Aufgabe gestellt werden, einen Bedarfsplan aufzustellen und in ihm kapazitive Maßnahmen verbindlich vorzuschreiben. Europarechtlich ist eine solche Regelung zulässig und erwünscht, auch verfassungsrechtliche Probleme grundsätzlicher Art sind nicht ersichtlich. Der Ansatz dürfte allerdings aufwändige und langwierige Entscheidungsprozesse mit sich bringen und ohne weiteres keine dynamischen Anreize entfalten. Deshalb ist er aus umweltökonomischer Sicht zurückhaltend zu bewerten.

Ein generelles Hemmnis für den Netzausbau ist der lange Zeitraum für die Zulassung von oberirdisch geführten Hoch- und Höchstspannungsleitungen. In der Regel bestehen eine Planfeststellungspflicht, eine Pflicht einer Umweltverträglichkeitsprüfung (=UVP) sowie eine Pflicht zur Durchführung eines vorgelagerten Raumordnungsverfahrens.

Zur Beschleunigung könnten vordringliche Leitungsvorhaben auf eine gesetzliche Liste aufgenommen werden, die nach dem Infrastrukturplanungs-Beschleunigungsgesetz abgewickelt wird. Dadurch würde sich das Planfeststellungsverfahren beschleunigen. Für nicht UVP-pflichtige Vorhaben würde die Möglichkeit einer Plangenehmigung anstelle einer Planfeststellung erleichtert. Allerdings wird sich die Beschleunigung für die entscheidenden größeren Vorhaben in Grenzen halten, da eine Freileitung ohne UVP nicht möglich sein dürfte, und weiterhin ein Raumordnungsverfahren erforderlich ist. Auch eine generelle Beschleunigung sämtli-

cher Leitungsvorhaben ist nicht angezeigt, da sie die Beteiligungsrechte der Bürger reduzieren und zudem auch der politischen Akzeptanz schaden würde. Problematisch muss auch eine Änderung der Auslöseschwelle für die UVP-Pflicht nach Nr. 19, Anlage 1 zum UVPG erscheinen. Abgesehen von den umweltfachlichen Einwendungen würde in der Praxis auch kaum eine Beschleunigung resultieren, da die Vorprüfung für Freileitungen überwiegend zu dem Ergebnis führen dürfte, dass eine UVP erforderlich ist.

Schließlich könnte das Erfordernis für die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens durch eine Streichung des §1 Nr. 14 der Raumordnungsverordnung oder durch das Heraufsetzen des Schwellenwerts für Stromleitungen von 110 kV auf einen höheren Wert geschwächt werden. Falls dann kein Raumordnungsverfahren durchgeführt würde, entstünde in der Tat ein erheblicher Zeitgewinn. Allerdings können die Länder auch dann in einer Einzelfallprüfung entscheiden, ob ein Vorhaben raumbedeutsam ist. Entsprechend dürften sie bei größeren Freileitungsvorhaben in aller Regel entscheiden. Insofern ist eine bundesrechtliche Lösung nicht möglich.

Mit dem EnLAG (Energieleitungsausbaugesetz) liegt nun ein Gesetz vor, das für die enthaltene Liste prioritärer Verfahren („Bedarfsplan"), eine Beschleunigung erreichen soll. Inwieweit dies gelingt, kann gegenwärtig noch nicht abgeschätzt werden, da die Verfahren noch nicht abgeschlossen sind.

Erdkabel unterliegen weniger aufwendigen Genehmigungsanforderungen. Sie sind teils aber erheblich teurer als Freileitungen. Nach §21a EnWG werden die Mehrkosten für 110kV-Erdkabel, die nach §43 Satz 3 EnWG planfestgestellt worden sind, als nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne der Anreizregulierung betrachtet. Die Kosten können damit über die Netznutzungsentgelte weitergewälzt werden. Durch eine Ausdehnung dieser in § 43 geregelten Fälle der Antrags-Planfeststellung – besonders auf Leitungen, die in der Nähe eines oder durch ein Landschaftsschutzgebiet oder ein Wohngebiet verlaufen – können die Realisierungszeiträume dieser Leitungen mehr als halbiert werden[156]. Dem stehen Mehrbelastungen durch höhere Netzentgelte gegenüber, die sich durch den Landschafts- und Klimaschutz aber rechtfertigen lassen. Nach dem EnLAG können vier Teilstrecken der in dem Bedarfsplan genannten Höchstspannungsleitungen als Erdkabel verlegt werden. Sofern positive Erfahrungen gemacht werden, könnte eine Verkabelung von Höchstspannungsleitungen häufiger eingesetzt werden, was die Umsetzungsdauer von Leitungsprojekten deutlich reduzieren könnte.

Die **Netznutzung** und deren Entgelt sind nunmehr durch die Anreizregulierung geregelt.

Dezentrale Erzeugungsanlagen erhöhen die Kosten – z.B. Kosten für Anfrage, für zusätzliche

[156] IZES et al. (2008a): Strom aus erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 122

Messstellen, für die Abwicklung von Förderung, für die Betriebsführung und für Netzausbau - für den Verteilnetzbetreiber. Ihm können aber auch Einsparungen – z.B. Vermeidung von Netzverstärkungen oder Beiträge zur Reduktion der Spitzenlast – zu gute kommen [157](S.79ff.). Ein Hemmnis besteht dann, wenn der Netzbetreiber nicht alle möglichen Kosten und Einsparungen berücksichtigt, um zu einem effizienten Einsatz von dezentralen Anlagen zu kommen. Die Anreize hierfür werden durch die Anreizregulierung gegeben. Als Hemmnis wird dann angesehen, wenn die Regulierung nicht zu Anreizen führt, die Kosten und Nutzen einer Einbindung vollständig zu berücksichtigen. In der Typisierung der Netzbetreiber tut dies der „Systemoptimierer". Im Gegensatz dazu versucht der „passive Netzbetreiber" den Zubau von dezentralen Anlagen zu verhindern. Der „neutrale Netzbetreiber" schließt die dezentralen Anlagen an, bleibt aber beim passiven Netzmanagement. Der „aktive Netzbetreiber" reduziert die Zusatzkosten durch dezentrale Anlagen mittels eines aktiven Netzmanagements, setzt dezentrale Erzeugung aber nicht zur Lösung netzseitiger Probleme ein. (zur Typisierung s. Abschnitt 3.3.6.[158])

Zuerst ist zu fragen, inwieweit die Anreizregulierung den Netzbetreiber dazu veranlasst, akkommodierend auf den Zubau von dezentralen Anlagen zu reagieren („neutraler Netzbetreiber"), also ob und inwieweit die Kosten durch dezentrale Erzeuger in der Anreizregulierung berücksichtigt werden. Dabei ist zwischen dem normalen Verfahren und dem vereinfachten Verfahren zu unterscheiden. Das vereinfachte Verfahren können Stromnetzbetreiber, an deren Verteilnetze mittelbar oder unmittelbar weniger als 30.000 Kunden angeschlossen sind, wählen.

Im normalen Verfahren werden erst Kostendaten erhoben. Unter Berücksichtigung von Strukturparametern, die die Kosten für Verteilnetzbetreiber beeinflussen können, werden durch einen Vergleich effiziente Kosten bestimmt. Die dabei festgestellten Ineffizienzen müssen in der ersten Regulierungsperiode innerhalb zweier Regulierungsperioden abgebaut werden[159]. Bereinigt werden die Kosten um ein Qualitätsmaß und um einen Erweiterungsfaktor.

Die durch dezentrale Erzeugung verursachten Kosten können an vier Stellen erfasst werden:

- im Zuge des Effizienzvergleichs,
- im Erweiterungsfaktor,
- im Qualitätselement, zudem
- im Investitionsbudget und dem pauschalierten Investitionszuschlag.

Bei dem Effizienzvergleich werden Kostenunterschiede berücksichtigt, die durch die Anzahl der

[157] Ebda, S79ff.
[158] Vgl. auch IZES et al. (2008a): Strom aus erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und ReaktorsicherheitS. 87ff.
[159] Ab der zweiten Regulierungsperiode muss die Ineffizienz innerhalb einer Regulierungsperiode abgebaut werden.

Anschlusspunkte, Fläche des versorgten Gebietes, Leitungslänge und zeitgleiche Jahreshöchstlast zu erklären sind. Die Regulierungsbehörde kann auch die Anzahl und Leistungen von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und Sonnenenergie berücksichtigen. Ob sie es tut, hängt von ihrem Ermessen ab[160]. Zudem werden keine weiteren möglichen Kostentreiber im Zusammenhang mit dezentralen Anlagen verwendet, z.B. die tatsächliche Nutzungsdauer [161]. Deshalb ist zu erwarten, dass Zusatzkosten des Netzbetreibers durch dezentrale Einspeisung nicht oder zumindest nicht vollständig berücksichtigt und als Ineffizienzen des Verteilnetzbetreibers bewertet werden. Dann hat auch der Verteilnetzbetreiber einen Anreiz, den Anschluss von dezentralen Anlagen möglichst zu verhindern. Eine Lösung besteht darin, Anzahl und Leistung der dezentralen Anlagen als Kostentreiber zu berücksichtigen und weitere mögliche Kostentreiber zu identifizieren und in den Effizienzvergleich aufzunehmen.

Der Erweiterungsfaktor erfasst die Veränderung kostentreibender Elemente in einer Regulierungsperiode. Er greift, wenn sich die im Effizienzvergleich herangezogenen Faktoren nachhaltig ändern. Diese Faktoren erfassen aber die Kosten neu angeschlossener dezentraler Anlagen nur unzureichend. Insofern wird auch durch den Erweiterungsfaktor der Anreiz für die Verteilnetzbetreiber, den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen zu behindern, nicht kompensiert[162].

Das Qualitätsmaß erfasst Netzzuverlässigkeit und -leistungsfähigkeit. Üblich sind verschiedene Maße zur Unterbrechungshäufigkeit und –dauer. Besonders stochastische erneuerbare Energien in das Netz einzubinden, führt zu höheren Kosten, um die gleiche Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit zu erhalten. Diese Kosten werden aber nicht anerkannt. Deshalb resultiert aus der Qualitätsregulierung ein Anreiz der Netzbetreiber gegen dezentrale Erzeugung. Dem Anreiz kann man begegnen, indem man Service- und Dienstleistungen der Netzbetreiber für dezentrale Anlagen in die Qualitätsregulierung integriert. Darüber hinaus könnten Kennziffern für die Qualität der Integration dezentraler Anlagen eingeführt werden, die Anreize für eine optimale Integration dezentraler Anlagen setzen, z.B. die Reduktion der Bezugslast aus dem vorgelagerten Netz oder inwieweit dezentrale Optionen als Alternative zum Netzausbau gewählt werden [163]. Allerdings ist fraglich, ob die durch dezentrale Anlagen verursachten Kosten im Qualitätsausdruck aufzunehmen sind. Dies kann bei gleichzeitiger Berücksichtigung z.B. im Effizienzvergleich zu einer Doppelzählung von Kosten führen.

---

[160] In der ersten Regulierungsperiode wurde der Parameter „Installierte dezentraler Erzeugungsleistung" im Effizienzvergleich berücksichtigt (Bourwieg, 2010, Folie 6).
[161] IZES et al. (2008a): Strom aus erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 213f.
[162] Die Bundesnetzagentur erwägt Methoden einzusetzen, die neue dezentrale Anlagen im Erweiterungsfaktor berücksichtigen (Bourwieg (2010): Bourwieg, K.: Folien zum Vortrag anläßlich des Netzkongresses „Erneuerbare ins Netz" Workshop 4 Fortentwicklung der Anreizregulierung, 06. Mai, Folie 14)
[163] IZES et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 240f.

Kosten der Integration von Anlagen, die unter das EEG oder KWKG fallen, können im Investitionsbudget geltend gemacht werden, sofern sie einen Anteil von mindestens 0,5% der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten erreichen. Fraglich ist, ob einzelne Maßnahmen der Integration diesen Schwellenwert erreichen müssen oder ob Maßnahmen zusammengefasst werden können. Gerade im Ortsnetzbereich sind angefallene Kosten zudem häufig nicht einzelnen dezentralen Anlagen zuordenbar. Die Kosten, die anerkannt werden, beschränken sich allerdings auf Kapitalkosten. Höhere laufende Kosten bleiben also außer Betracht[164]. Das Investitionsbudget kann den Anreiz des Netzbetreibers gegen dezentrale Anlagen nur reduzieren aber nicht beseitigen.[165]

Im vereinfachten Verfahren für Netzbetreiber, an deren Netze mittel- oder unmittelbar weniger als 30.000 Kunden angeschlossen sind, entfällt:

- eine Bereinigung des Effizienzwertes aufgrund individueller Besonderheiten. Damit entfällt die im normalen Verfahren hier mögliche Berücksichtigung (Kann-Bestimmung) der Anzahl und Leistung von Windkraft- und PV-Anlagen;
- das Qualitätselement; eine etwaige Berücksichtigung dezentraler Anlagen in den Qualitätsmaßen würde im vereinfachten Verfahren ins Leere laufen;
- das Investitionsbudget ist für Teilnehmer am vereinfachten Verfahren nicht vorgesehen (§24 Abs. 3 ARegV); die Anrechnung des Kapitalkostenanteils der zusätzlichen Kosten aus der Integration von EEG- oder KWKG-Anlagen entfällt.

Im vereinfachten Verfahren sind die Anreize der Netzbetreiber gegen dezentrale Optionen mithin besonders stark. Bis zu 75% der Netzbetreiber konnten das vereinfachte Verfahren wählen[166]. Davon haben es nach Schätzungen des Verband kommunaler Unternehmen (VKU) etwa 90% gewählt [167]. Besonders für Unternehmen, die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, besteht die Gefahr, dass durch dezentrale Optionen verursachte Kosten als Ineffizienzen betrachtet werden. Diese Netzbetreiber haben deshalb einen Anreiz dezentrale Erzeugung zu verhindern und den Ausbau zu verzögern. Eine Bereinigung der Effizienzwerte aufgrund der Anzahl, Leistung und Art der dezentralen Einspeisung würde den Anreiz gegen dezentrale Anlagen reduzieren.

Um zukünftig einen Anreiz zu einer effizienten Integration dezentraler Erzeugung zu geben,

[164] Ebda, S.216
165 Ähnliche Argumente gelten für den pauschalierten Investitionskostenzuschlag, der zudem nach oben gedeckelt ist (IZES et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 217).
[166] Monopolkommission (2007, S.159)
[167] IZES et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S.218).

kann mit einer Kostenpauschalierung gearbeitet werden.[168] Dabei werden die Kosten für eine effiziente Integration dezentraler Erzeugung geschätzt. Die sich ergebenden Sätze können auf die Erlösobergrenze der Anreizregulierung aufgeschlagen werden. Da nicht die tatsächlichen Kosten, sondern nur Kosten effizienter Integration verwendet werden, besteht für die Netzbetreiber ein Anreiz die Kosten der Integration zu senken. Die Kosten pro Anlage wurden je nach Anlagentyp und –größe auf einmalige initiale Kosten zwischen 1.000 und 10.000 Euro geschätzt und auf laufende Kosten pro Jahr von 5-20% der initialen Kosten[169]. In Großbritannien ist bereits eine Regulierung mit derartigen Elementen in Kraft: Die Netzbetreiber können Kosten der Dezentralen Erzeugung zu 80% direkt an die Netzkunden weitergeben. Darüber hinaus erhöht sich ihre Erlösobergrenze für 15 Jahre um 1,5 Pfund pro kW, um eine höhere Rendite zu ermöglichen. Zusätzlich wird die Obergrenze noch um 1 Pfund pro kW erhöht, um die zusätzlichen Kosten von Netzbetrieb und -unterhalt zu berücksichtigen[170]. Für Deutschland sind derartige Pauschalen noch eigens genauer zu schätzen.

4.3.2.2 Integration der EEG-Anlagen in die elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkte

Für eine stärkere Marktintegration kommen vor allem drei Teilmärkte in Frage:[171]

- der Großhandelsmarkt
- der Verlustenergiemarkt
- der Regelenergiemarkt (s. Kap. 4.4)

Auf dem **Verlustenergiemarkt** kaufen die Netzbetreiber die physikalisch bedingten Netzverluste, um die sich die Einspeisung und die Entnahme aus dem Netz zu einem bestimmten Zeitpunkt unterscheiden. Zur Beschaffung liegt eine Festlegung der Bundesnetzagentur vom 21.10.2008 vor. Danach ist die benötigte Verlustenergie von Verteilnetzbetreibern mit mehr als 100.000 direkt oder indirekt angeschlossenen Kunden auszuschreiben. Die Ausschreibung soll getrennt nach einer langfristigen und kurzfristigen Komponente erfolgen. Es existieren außer der Führung eines (Unter-)bilanzkreises in der jeweiligen Regelzone keine Präqualifikationsanforderungen. Gleichzeitig wird durch Informationspflichten der Netzbetreiber eine Markttransparenz erzeugt. Regelungen, die zu großen Ausschreibungsmengen führen, bleiben als Hemmnisse für die Marktintegration von Erneuerbare-Energie-Anlagenbetreiber:

[168] Eine ausführliche Diskussion der verschiedenen Optionen bietet IZES et al. (2008): Abschnitt 4.3
[169] IZES et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, S. 229
[170] Ebda, S. 42
[171] Ebda, S.134ff.

- die maximale Losgröße von 50.000 MWh für die langfristigen Komponenten ist für Erneuerbare-Energie-Anlagenbetreiber sehr groß;
- kleinere Netzbetreiber sind gegenwärtig von der Ausschreibungspflicht befreit; eine Verringerung der de minimis-Regel[172] würde auch kleinere Ausschreibungsmengen auf den Markt bringen. Dadurch würde die Teilnahmemöglichkeit von Erneuerbare-Energie-Anlagenbetreibern verbessert.

Die Teilnahme am **Großhandelsmarkt** erfordert einen Zugang zur Strombörse oder zum OTC-Handel[173]. Dabei sind im börslichen Stromhandel hohe Sicherheiten und jährliche Anbindungs- und Teilnahmeentgelte zu erbringen. Die hohen Sicherheiten und Kosten für die Teilnahme am Großhandelsmarkt können durch die EE-Anlagenbetreiber überwunden werden, sofern sie für die Vermarktung kleinerer Mengen Händler in Anspruch nehmen.

[172] Nach der de minimis-Regel müssen Netzbetreiber, an deren Netz mittel- oder unmittelbar weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind, ihren Verlustenergiebedarf nicht ausschreiben.
[173] „Over the counter". Damit wird der Handel mit – im Gegensatz zur Börse – nicht standardisierten Produkten bezeichnet.

Tabelle 4-6: Leistung der EEG-Anlagen in der Direktvermarktung (§17 EEG) (in MW)

	Was-ser-kraft	Gase (Deponie, Klär- und Gruben-gas)	Biomas-se	Geotherm ie	Wind-energie onshore	Wind-energie offshore	PV	Summe
Jan 09	36	58	21	0	6	0	0	**121**
Feb 09	20	56	20	0	7	0	0	**103**
Mrz 09	20	54	20	0	11	0	0	**105**
Apr 09	25	10	2	0	10	0	0,01	**47**
Mai 09	23	13	0,4	0	9	0	0,02	**45**
Jun 09	44	15	0,4	0	7	0	0,02	**66**
Jul 09	32	4	20	0	8	0	0,07	**64**
Aug 09	35	4	0	0	30	0	0	**69**
Sep 09	22	1	0	0	10	0	0	**33**
Okt 09	28	1	0	0	34	0	0,1	**63**
Nov 09	30	3	0	0	38	0	0,02	**71**
Dez 09	41	50	0	0	35	0	0,01	**126**
∅ direkt vermarkte-te Leistung	30	22	7	0	17	0	0,02	**76**
gesamt installierte Leistung Ende 2008 (MW):	4.740		3.453	6,6	23.895		5.311	**37.406**
Prozent-satz der direkt vermarkte-ten Leis-tung	0,63		0,20	0,00	0,07	n.a.	0,00	**0,20**

Quelle:
http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7SVEVC_Angaben_zur_Direktvermarktung_nach_17_EEG_in_den_einzelnen_Monaten_des_Jahres_2009/$file/20090710_Angaben-zur-Direktvermarktung.pdf

Mit der neuen Regelung zur Direktvermarktung im §17 EEG existieren nun klare Vorgaben für einen Verkauf von in EEG-Anlagen erzeugtem Strom außerhalb der EEG-Vergütung. Die Regelung fordert eine mindestens einmonatige Vorankündigung einer Direktvermarktung mit der zusätzlichen Maßgabe, dass die Direktvermarktung für mindestens einen Monat erfolgen muss. Inwieweit diese Regelungen und die resultierende Praxis für EE-Anlagenbetreiber attraktiv sind, zeigt Tabelle 4-6. Dort ist die Leistung der Anlagen, die eine Direktvermarktung nach §17

betrieben, eingetragen. Bis jetzt ist die Direktvermarktung demnach vernachlässigbar. Ob sich dies mit zunehmender Erfahrung oder aufgrund der Vergütungsdegression ändert, bleibt abzuwarten.

4.3.3 Zusammenfassung der Hemmnisse

Die diskutierten Hemmnisse sind in Tabelle 4-7 zusammengefasst. Dabei wird unterschieden zwischen wärmeseitigen - die nur für KWK von Belang sind - und stromseitigen Hemmnissen. Darunter werden die Hemmnisse Akteuren zugeordnet. Für jedes Hemmnis wird eine mögliche Maßnahme skizziert. Genaueres ist jeweils im Text zu finden.

Wärmeseitig sind Gashändler und Gasnetzbetreiber zu beachten, die beide einen Anreiz haben können, gegen eine Wärmenetzlösung zu agitieren. Ein frühzeitiges Einbinden in die Planung wird empfohlen, zumal bei gasbefeuerter KWK der Absatz für Gashändler auch steigen kann. Die Gemeinde selbst steckt in einer Zwickmühle: Wenn sie ein Gestattungsentgelt erhebt, kann sie ähnliche Einnahmen wie mit einer Erdgaslösung erzielen. Sie verteuert damit aber die Fernwärme für die Letztverbraucher. Auch mit einem Anschluss- und Benutzungszwang steht sie vor einem Dilemma: Liegt ein Anschluss- und Benutzungszwang vor, dann werden Hausübergabestationen nicht mehr gefördert. Die Letztverbraucher stehen einem Anschluss an ein Wärmenetz mitunter ablehnend gegenüber, weil sie einen neueren Heizkessel[174] besitzen, und weil sie sich in Abhängigkeit vom Wärmenetzbetreiber begeben. Hier kann Information und die Vertragsgestaltung helfen. Als stärkstes Mittel bliebe der Gemeinde ein Anschluss- und Benutzungszwang. Schließlich kommt es zu technischen Fehlern oder überhöhten Kosten, weil die Planer oder Installateure über wenig Erfahrung mit Nahwärmelösungen verfügen. Weiterbildungs- und Informationsmaßnahmen können an dieser Stelle helfen.

[174] In Pfaffenhofen konnte das Hemmnis neuerer Heizkessel dadurch gelöst werden, dass der Wärmenetzbetreiber die Kessel zum Zeitwert kaufte. Die gebrauchten Heizkessel wurden u.a. als Interimslösungen verwendet, wenn z.B. bei Neukunden die geplante Fernwärmeleitung noch nicht zur Verfügung stand (s. Bauer et al (2003): Bauer, H., Schäfer, V.: Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen, Abschlussbericht, November 2003, S.19).

Tabelle 4-7: Übersicht über wesentliche Hemmnisse

Hemmnis durch	Hemmnis	Mögliche Maßnahme
WÄRMESEITIG		
Gasnetzbetreiber	Kampagnen gegen Wärmenetze	Einbinden in Planung, Informationen an Letztverbraucher
Gashändler		
Gemeinde	„Gestattungsentgeltdilemma"	Keine Lösung; rechtliche Festlegung bringt Planungssicherheit
Gemeinde	MAP-Förderung vs. Anschluss- und Benutzungszwang	Keine Lösung
Letztverbraucher	Monopolstellung des Wärmeversorgers nach Anschluss	Vertragsgestaltung, Information
Letztverbraucher	Geringe Anschlussquote	Information, Preisdifferenzierung, Anschluss- und Benutzungsgebot
Installateur/Planer	Erfahrungsmangel	Information und Weiterbildung
STROMSEITIG		
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Was ist „wirtschaftlich unzumutbarer" Ausbau?	Klärung in EEG oder zumindest allgemeine Maßgabe
VNB	Engpass- vs. Einspeisemanagement	Vorrang von Strom aus EE und KWK in Gesetzen klarstellen
VNB	Abwehr von DE, da keine volle Kostenanrechnung	Änderung ARegV
VNB	Fehlender Anreiz zur Prüfung dezentraler Optionen	Änderung ARegV
VNB und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Zeitverzögerung des Kapazitätsausbaus	Evtl. EnLAG und Erdverkabelung von Höchstspannungsleitungen
VNB und ÜNB	Zu große Losgrößen auf Verlustenergiemarkt	Kleinere Losgrößen, Verpflichtung zur Ausschreibung nach Tranchen, Verringerung des Schwellenwertes für Ausschreibungen
ÜNB	Ausbaupflicht erstreckt sich nicht auf vorgelagerte Netze	Änderung im EEG

Auf der Stromseite konzentrieren sich die betrachteten Hemmnisse auf die Netzbetreiber. Der Ausbau des Netzes für den Anschluss einer EEG-Anlage muss erfolgen, sofern er nicht „wirtschaftlich unzumutbar" ist. „Wirtschaftlich unzumutbar" sollte näher bestimmt werden, um Auseinandersetzungen und Verzögerungen zu vermeiden. Des Weiteren ist das Verhältnis von Engpassmanagement und Einspeisemanagement nicht klar. Es könnte so aufgefasst werden, dass das Einspeisemanagement in einer unnötig frühen Phase des Engpassmanagement herangezogen wird. Das kann durch eine Klärung der Begrifflichkeiten verhindert werden. Die Anreizregulierung neutralisiert die Kosten der dezentralen Erzeugung nicht und sie bietet auch keinen Anreiz nach dezentralen Optionen anstelle eines Netzausbaus zu suchen. Beides sollte in der Anreizregulierung geändert werden. Die Zeitverzögerung des etwa erforderlichen Kapazitätsausbaus durch VNB oder ÜNB aufgrund von staatlichen Prüfungen ist schwierig zu beheben, ohne andere Ziele, wie Umweltschutzziele, zu gefährden. Inwieweit das EnLAG für die dort aufgelisteten Vorhaben dieses Ziel erreicht, wird erst zukünftig festzustellen sein. Gleichzeitig werden im EnLAG einzelne Verkabelungen von Hochspannungsleitungen angeregt. Sofern sich zukünftig eine Erdverkabelung durchsetzt, könnte eine Beschleunigung erreicht werden. Auf dem Verlustenergiemarkt werden für die Beteiligung von EE-Stromerzeugern große Losgrößen ausgeschrieben. Diese Losgrößen zu senken, würde den Zugang von erneuerbaren Energien zum Markt erleichtern.

Als ein bedeutender Teilmarkt des Stromsektors, dessen Öffnung für dezentrale und Erneuerbare Energien beständig gefordert wird, gilt der Regelenergiemarkt. Dieser zeigt jedoch in exemplarischer Weise, dass die Strommärkte aus verschiedenen Gründen gegenwärtig im Wandel begriffen sind und weitere Anpassungen notwendig und sehr wahrscheinlich sind. Einerseits versucht vor allem die Bundesnetzagentur, bestehende oligopolistische Strukturen aufzubrechen, andererseits hat die bedeutende Zunahme der dezentralen und vor allem der fluktuierenden Erzeugung das Marktgefüge des Strommarktes bereits maßgeblich beeinflusst. Daher werden im folgenden Kapitel 4.4 diese Wechselwirkungen zwischen den existierenden Strommärkten und dem Anwachsen der dezentralen Erzeugung beschrieben. Auch wird die Frage nach zusätzlichen ökologischen Kriterien, die bei der Weiterentwicklung der Teilmärkte des Stromsektors eine Rolle spielen sollten, thematisiert.

4.4 Regelenergiemärkte als Beispiel der erforderlichen Anpassung an die dezentrale Stromerzeugung

Seit dem Inkrafttreten des EnWG 2005 haben sich die Beschaffungsprozeduren der sogenannten Ausgleichsleistungen, Verlust- und v.a. Regelenergie[175], die von den Netzbetreibern zu beschaffen sind, grundlegend geändert und sind auch 2010 noch im Wandel begriffen. Die Netzbetreiber müssen die Ausgleichsleistungen gemäß § 22, Abs. 1 EnWG *„nach transparenten, auch in Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren (…) beschaffen.*" Diese Gesetzesänderungen schaffen grundsätzlich die Basis dafür, dass neue Märkte in diesen Bereichen entstehen und sich neue Anbieter hier Geschäftsfelder erschließen, die ihnen vorher nicht offen gestanden haben. Zu den möglichen neuen Marktteilnehmern gehören auch die Anbieter dezentral erzeugter Elektrizität, darunter auch die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energieträgern. Ob und inwieweit die EE-Anlagen unter den gegenwärtigen Bedingungen hieran teilnehmen können und sollten, wird von drei Faktoren bestimmt:

- Wie sieht es mit der realen Umsetzung der im EnWG festgeschriebenen ‚transparenten und nichtdiskriminierenden' Beschaffung aus?
- Welche wirtschaftlichen und/oder technischen Aspekte sprechen für oder gegen eine Teilnahme dezentraler Stromerzeuger an den Märkten für die Ausgleichsleistungen?
- Welche CO2-Minderungspotenziale ergäben sich aus einer vermehrten Teilnahme dezentraler Stromerzeuger an diesen Märkten?

4.4.1 Märkte zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung

Der Begriff der „Regelenergie" wird gegenwärtig mit vielfachen Bedeutungen belegt. Vor allem im umgangssprachlichen oder populärwissenschaftlichen Sprachgebrauch wird „Regelenergie" oft mit Residuallast gleichgesetzt.[176] Gesetzlich definiert ist diese lt. § 2 der StromNZV als *„diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird*". Dabei gelten laut Transmission Code die Regelenergiearten Primärregel- und Sekundärregelleistung sowie die Minutenreserveleistung als Systemdienstleistungen im Rahmen der Frequenzhaltung[177]. § 7 der StromNZV sieht weiterhin auch *„sonstige beschaffte*

[175] §3,1 und §§ 22 und 23 des EnWG vom 25.10.2008

[176] vgl. z.B. Zeit Infografik „Strom auf Vorrat": „Je weiter die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunimmt, desto mehr Reserven an »Regelenergie« werden gebraucht.", DIE ZEIT vom 18.03.2010, S. 40

[177] VDN (2003a): Transmission Code 2003. Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003), VDN (2003b): Transmission Code 2003. Anhang D2: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003), VDN (2007): Trans-

und eingesetzte Regelenergieprodukte" vor, ohne diese genauer zu definieren.

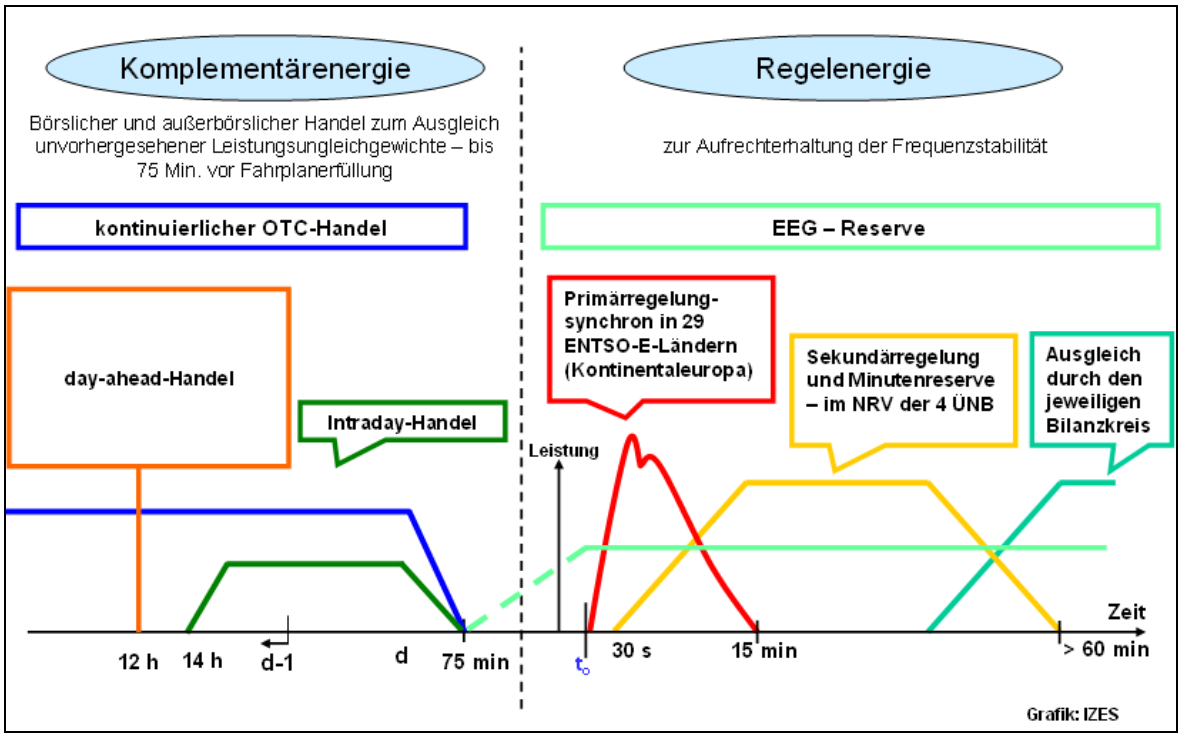


Abbildung 4-10 Regelenergie und Märkte zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung

Dabei zeichnen sich die zur Frequenzhaltung notwendigen ‚Regelenergieprodukte' Primär-, Sekundär- und Minutenreserve durch drei Charakteristika aus:

- Ihr Abruf erfolgt nach einer aufgetretenen Frequenzabweichung.
- Die Anbieter müssen im Rahmen einer Präqualifikation den Nachweis ihrer Fähigkeit zur gesicherten Leistungsbereitstellung erbringen.
- Die Vergütung der Regelenergieprodukte enthält mindestens eine Bereitstellungskomponente („Leistungspreis"), bzw. wird im Fall der Primärreserve nur über die Leistungsbereitstellung entlohnt.

Ein weiterer kurzfristiger Teilmarkt des Stromsektors weist ebenso großteils die oben genannten Charakteristika auf: die sog. „EEG-Reserve". Mit dem Inkrafttreten der AusglMechV und der dazu gehörenden Durchführungsverordnung (AusglMechAV, vom 22. Februar 2010) soll die EEG-Reserve dazu dienen, *„zur Abdeckung von Zeiten unzureichender Liquidität des untertägigen Spotmarktes eine zusätzliche Leistungsreserve … vorzuhalten*". Diese darf „ausschließlich zum Verkauf von Zusatzmengen gegenüber der Vortagsprognose oder zum Kauf von Fehlmengen ge-

genüber der Vortagsprognose eingesetzt werden."[178] Dabei wird auf §22 des EnWG verwiesen, der – sofern keine netztechnischen Restriktionen vorliegen - eine bevorzugte Nutzung der untertägigen Beschaffung vorsieht. Auch ist die Anwendung der EEG-Reserve gegenwärtig bis zum Ende des Jahres 2010 befristet.[179] Es ist daher davon auszugehen, dass auch zukünftige Verfahren zur Beschaffung von Energie für den kurzfristigen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung einen Schwerpunkt auf börsliche Handelsplätze und Verfahren ohne eine Leistungsbereitstellungskomponente legen werden.

Dies bedeutet eine Funktionstrennung der Märkte für Regelenergie, auf denen ausschließlich Produkte zur Stabilisierung der Netzfrequenz gehandelt werden sollen und die Beschaffung von Produkten, die zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung dienen sollen (der sog. „Komplementärenergie", vgl. Abbildung 4-10).

Diese Eingrenzung der Regelenergiemärkte auf die Funktion der Frequenzhaltung spiegelt sich in den vergleichsweise geringen hier gehandelten Mengen im Vergleich zu den börslichen Märkten wider, wie in Tabelle 4-8 ersichtlich. Die jeweils ausgeschriebenen Mengen sind selbst in der Summe über die 4 deutschen Regelzonen gering. Daher werden in Tabelle 4-8 auch die beiden anderen kurzfristigen Teilmärkte des Stromsektors, die generell für eine Vermarktung von EE-Strom in Frage kommen, dargestellt. In den beiden börslich gehandelten Teilmärkten des Stromsektors (day-ahead und intraday-Markt) sind sowohl die Volumina bedeutend höher als auch die Voraussetzungen für das Zustandekommen einer Stromlieferung wesentlich geringer.

[178] AusglMechAV, § 1, Abs. 4 und Abs. 4, Punkt 2 (Hervorhebung durch die Verfasser)
[179] Vgl. § 9, Satz 2, AusglMechAV vom 22.02.2010

Tabelle 4-8: Einige Charakteristika weiterer kurzfristiger Teilmärkte des Stromsektors

	Day-ahead-Markt	**Intra-day-Markt**	**EEG-Reserve**
Mindestmenge	0,1 MW	0,1 MW	15 MW
∅-Volumen/ h	~ 22.700 MWh	~ 1.000 MW[180]	15MW<Pos<150MW 30MW<Neg<240M[181]
Mindestzeitraum für Lieferung	1 h	1h	50 Hz und transpower: Mind. 30 min. mit 45 min. Vorlauf, (50 Hz: neg. nur in eigener Regelzone); EnBW TNG: mind. 1h mit 60 min. Vorlauf; Amprion: mind. 1h mit 45 min. Vorlauf, Poolung möglich
Nachfrager/ Handelsplatz	EPEX	EPEX	4 ÜNB
Marktzutritts-bedingungen	Börsenzulassung bzw. Vermarktung durch börsenzugelassenen Händler	Börsenzulassung bzw. Vermarktung durch börsenzugelassenen Händler	Erfolgreiche Teilnahme an Ausschreibung des ÜNB
Bezahlung nach	Gelieferten MWh	Gelieferten MWh	Leistungs- und Arbeitspreis-Komponente

Abzuwägen bleibt hierbei in jedem Einzelfall durch die Produzenten dezentraler Stromerzeugung, inwieweit einerseits die Einnahmen aus einer möglichen Leistungsvorhaltung die entgangenen Einnahmen aus dem Verkauf von KWK-Strom/ der EEG-Abnahme der geleisteten Arbeit überkompensieren und wie viel erneuerbarer bzw. KWK-Strom durch den Stand-by auf Grund der Leistungsvorhaltung nicht eingespeist werden kann.

Eine Fokussierung der dezentralen Erzeuger ausschließlich auf den Markteintritt in die Regelenergiemärkte erscheint aufgrund der oben geschilderten Entwicklung der verschiedenen Teilmärkte des Stromsektors als nicht zielführend.

4.4.2 Charakteristika der drei Regelenergiearten[182]

Die vier bundesdeutschen Übertragungsnetzbetreiber (Amprion, Transpower, EnBW TNG und 5o Hertz Transmission) haben die Aufgabe, ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung (Leistungsbereitstellung) und -abnahme (Last) in ihrer Regelzone aufrechtzuerhalten und

[180] Durchschnittswert der Monate Januar und Februar 2010, Berechnung IZES, Quelle: EEX
[181] Maximal- bzw. Minimalwerte der jeweils ausgeschriebenen bzw. bezuschlagten Leistungen (je nach Veröffentlichungsform des jeweiligen ÜNB) in den Monaten Januar – Mai 2010; Quellen.: Webseiten der ÜNB (jeweilige AGB bzw. Musterrahmenverträge für EEG-Reserve, Abrufe am 29.03.2010.
[182] Vgl. generell hierzu Röck et al (2006): Regel- und Ausgleichsenergie, in Praxishandbuch Energiebeschaffung, Kap. 2.6

damit einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Hierzu müssen die ÜNB Regelleistung und –arbeit beschaffen.

Ein tatsächlicher Bedarf an (und damit der Abruf von) Regelleistung entsteht grundsätzlich dann, wenn die Summe der aktuellen Kraftwerkseinspeisungen von der aktuellen Abnahme abweicht. Ursächlich können bspw. sein:

- Abweichungen von der Lastprognose
- Unvorhersehbare Einzelereignisse (Erzeugungsausfälle in Kraftwerken, störungsbedingte Produktionsausfälle bei Industriebetrieben)
- Prognosefehler der Einspeisung - in Bezug auf dezentrale bzw. erneuerbare Erzeugung

Die ÜNB sind verpflichtet, aufgetretene Ungleichgewichte von Erzeugung und Abnahme unverzüglich auszugleichen. Bei länger währenden Kraftwerksausfällen ist der jeweilige Kraftwerksbetreiber verpflichtet, die ausgefallene Leistung nach spätestens 60 Minuten in seinem Bilanzkreis auszugleichen.

Gegenwärtig verlaufen die Ausschreibungen mittels der gemeinsamen Internetplattform regelleistung.net. Die Mengen der Sekundärregelung und Minutenreserve werden wahrscheinlichkeitstheoretisch berechnet. Die Menge der Primärreserve ist proportional zum Anteil Deutschlands an der Netto-Stromerzeugung innerhalb der UCTE: Europaweit müssen 3000 MW vorgehalten werden (was dem Ausfall zweier großer Kraftwerkseinheiten entspricht), woran Deutschland einen jährlich neu zu berechnenden Anteil erbringen muss, der proportional zu der in den deutschen Regelzonen installierten Kraftwerksleistung ist. [183]

Man unterscheidet drei Arten von Regelenergie: Primär,- Sekundär- und Tertiärregelung (= respektive PRL, SRL und MRL), die im Folgenden kurz dargestellt werden.

Die Primärregelung greift ausschließlich auf Leistungsreserven der Turbinen großer Kraftwerke zurück, deren Regelungen die Frequenzänderung im Netz erkennen und die Rotationsgeschwindigkeit der Generatoren automatisch beeinflussen (sog. „rotierende Reserve"). Die Sekundärreserve und die Minutenreserven greifen sowohl auf die rotierende als auch auf die stehende Reserve zurück und bedienen sich schnell anlaufender Kraftwerke (Pumpspeicherkraftwerke oder vorgeheizter Gasturbinen).[184]

[183] Vgl. UCTE (2004): UCTE Operation Handbook, appendix1_v19, Version vom 16.06.2004, S. 3-12
[184] BET (2003): R-A-N Gutachten zu Kosten der Beschaffung und Abrechnung von Regel- bzw. Ausgleichsenergie mit Blick auf die kartellrechtliche Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG; im Auftrag der Stadtwerke Lippstadt, Aachen und Berlin, März 2003], S. 48 und Mailaustausch mit Herrn Dr.-Ing. Jörn Runge, RWE/ Amprion

4.4.2.1 Primärregelleistung (PRL)

Formal müssen in der Bundesrepublik alle Erzeugungseinheiten mit einer Nennleistung von über 100 MW zur Teilnahme an der Primärregelung fähig sein. Die Primärregelleistung wird automatisch bei den in den Ausschreibungen erfolgreichen Bietern abgerufen, wobei der Abruf nach Höhe des Leistungspreises erfolgt.

Die Ausschreibungen hierfür erfolgen monatlich gemeinsam für positive und negative[185] Regelleistung, d.h. Bieter müssen in der Lage sein, beide Arten zu erbringen und dies für einen gesamten Monat gewährleisten zu können, was die Anzahl der potenziellen Bieter durchaus einschränkt, auch wenn das Mindestgebot von +/- 5 MW prinzipiell die Teilnahme vieler Anlagen zulässt. Stochastische Erzeuger wären technisch heute zumeist in der Lage, Primärregelleistung zu erbringen, wenn in wesentlich kürzeren Zeitscheiben ausgeschrieben würde. Eine Leistungserbringung über einen Monat zu gewährleisten, bleibt gegenwärtig den nichtstochastischen Erzeugern vorbehalten.

4.4.2.2 Sekundärregelleistung (SRL)

Die Aktivierung erfolgt innerhalb von 5 Minuten; der abzudeckende Zeitrahmen beträgt 30s < t < 15 Minuten. Dies geschieht ebenfalls automatisch. Die gemeinsame Ausschreibung aller ÜNB für Sekundärregelleistung findet monatlich statt: Auch hier werden die ausgeschriebenen Mengen wahrscheinlichkeitstheoretisch berechnet. Weiterhin wird eine Differenzierung in zwei Zeitscheiben (d.h. NEG_HT + POS_HT: 8h – 20h an Wochentagen; NEG_NT + POS_NT: übrige Zeit und Wochenenden) unternommen. Das Mindestgebot liegt jeweils bei + 10 MW bzw. -10 MW. Die Vergabe erfolgt nach Leistungspreis, der Abruf erfolgt entsprechend den gebotenen Arbeitspreisen.[186]

4.4.2.3 Minutenreserveleistung (MRL)

Mit der Abschaffung der getrennt durchgeführten Minutenreserveausschreibung beschaffen die vier ÜNB seit Dezember 2006 die Minutenreserve gemeinsam über eine Internetplattform.

Die Minutenreserve wird telefonisch und fahrplanmäßig beim jeweiligen Kraftwerksbetreiber abgerufen. Im Unterschied zur Primär- und Sekundärregelleistung wird diese täglich ausgeschrieben. Dabei werden 6 Zeitscheiben à 4h, jeweils getrennt nach positiver bzw. negativer Regelleistung (Bsp. NEG_00_04 oder POS_16_20) unterschieden. Analog zur Sekundärregelleistung erfolgt die Vergabe nach Leistungspreis und der Abruf entsprechend den gebotenen

[185] Positive Regelenergie bedeutet, dass zusätzlich Leistung erbracht werden muss, d.h. dass Kraftwerke mehr Leistung bereitstellen müssen oder die Nachfrage heruntergefahren werden muss. Negative Regelleistung bedeutet analog, dass Leistung vom Netz gehen muss oder Verbraucher zugeschaltet werden müssen.
[186] Vgl. Bundesentzagentur (2010): Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zum Einsatz von Regelenergie …; Az: BK6-08-111, Bonn, 16.03.2010 (Beschluss vom 16.03.2010)

Arbeitspreisen. Die Mindestgebotsgröße liegt bei +15 MW bzw. -15 MW. Die Preise variieren dabei stark zwischen den jeweiligen Zeitscheiben und danach, ob es sich um positive oder negative Regelenergie handelt.

Die Bundesnetzagentur hat die ÜNB angewiesen, zum 1. Januar 2009 negative Arbeitspreise bei der Regelenergie zuzulassen, sodass beispielsweise für die Inanspruchnahme negativer Regelenergie nicht mehr wie bisher der Anbieter den ÜNB vergütet, sondern umgekehrt der ÜNB den Anbieter für die Aufnahme überschüssigen Stroms entgelten muss.[187]

Tabelle 4-9: Ausgeschriebene Mengen an Regelleistung 2008 und 2009 in MW

	PRL	**SRL**		**MRL**	
		Pos.	**Neg.**	**Pos.**	**Neg.**
2008	660-661	2.860-3.050	2.340-2.510	2.668-3440	1.559-2.090
2009	623	2.678-3.013	2.064-2.206	2.285-3508	2.073-3.238

Quellen: Bundesnetzagentur 2009, S.35 (Monitoringbericht 2009) und Bundesnetzagentur 2010, S. 6-10 (Beschluss vom 16.03.2010)

4.4.3 Aktuelle Praxis der Beschaffung von Regelenergie

Es ist angebracht, nicht von einem Regelenergiemarkt, sondern von Regelenergiemärkten zu reden, da zur Bereitstellung der jeweiligen Regelenergiearten unterschiedliche Kraftwerke herangezogen werden, jeweils unterschiedliche Anbieter(zahlen) vorzufinden sind und vor allem da jeweils eigene Markt- und Preisbildungsmechanismen gelten.[188] Um an den Ausschreibungen teilnehmen zu können, müssen die Anbieter zuerst Präqualifikationsverfahren durchlaufen, die dazu dienen sollen, ihre technische und organisatorische Befähigung zur Erbringung der verschiedenen Arten von Regelenergie nachzuweisen.

Die Teilnahme an den Ausschreibungen für Primärregelleistung ist gegenwärtig nur möglich, wenn die teilnehmende technische Einheit ein Primärregelband von 2% ihrer Nennleistung,

[187] Vgl. Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG, 157
188 Vgl. Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG, 153-155

aber mindestens von 2 MW erbringen kann.[189]

Der Markt für Sekundärreserve befindet sich seit Mitte 2008 in einem tiefgreifenden Wandlungsprozess. Im Rahmen eines Festlegungsverfahrens (Az. BK6-08-111) hat die Bundesnetzagentur im März 2010 die Schaffung eines die vier Regelzonen übergreifenden Netzregelverbundes angeordnet.

Ziel des Festlegungsverfahrens ist es, den Aufwand und die Kosten bei der Regelenergie u. a. durch die Vermeidung des gleichzeitigen, entgegen gerichteten Einsatzes von Regelenergie sowohl zwischen den einzelnen Regelzonen des Amprion-Regelblockes (das sog. Gegeneinander-Regeln) sowie durch die Senkung der vorzuhaltenden Regelleistung zu verringern. Weiterhin soll die Segmentierung des Marktes für Sekundärreserve, die entsteht, da die ÜNB zur Deckung des Regelleistungsbedarfs zuerst die erfolgreichen regelzoneninternen Angebote auswählen können, überwunden werden. Da in den einzelnen Regelzonen jeweils nur 2 bzw. in der Regelzone von Amprion 6[190] Anbieter registriert sind, kann der regelzoneninterne Bieterwettbewerb bislang als sehr beschränkt gelten.[191] Nach einer Übergangsphase seit Ende 2008, während derer die drei ÜNB transpower, EnBW und 50 Hertz einen gemeinsamen Netzregelverbund (=NRV) geschaffen haben[192], muss Amprion diesem Netzregelverbund im Lauf des Jahres 2010 beitreten. Die Umsetzung des Netzregelverbunds in allen vier deutschen Regelzonen umfasst folgende Einzelmaßnahmen, deren Umsetzung die Bundesnetzagentur bis zum 31.05.2010 verlangt hat:

In allen vier Regelzonen müssen Leistungsungleichgewichte nun übergreifend saldiert werden. Der Einsatz von Sekundär- und Minutenreserve ist dabei so zu koordinieren, dass ein Gegeneinanderregeln, d.h. ein entgegen gerichteter Einsatz von Regelenergie vermieden wird.

Die Höhe der vorzuhaltenden Sekundär- und Minutenreserveleistung ist für die Gesamtheit der vier Regelzonen zu bemessen und die entstehenden Reduktionspotenziale sind zu nutzen.

Damit ist nun ein deutschlandweit einheitlicher Markt für Sekundärreserve geschaffen worden,

---

[189] VDN (2003a): Transmission Code 2003. Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003)

[190] Telefonische Information von Gabriele Michell, Amprion GmbH, am 20.01.2010

[191] Vgl. Bundesentzagentur (2007): Beschluss vom 31.08.2007 im Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung, Az. BK6-06-066, S. 2 für den Beschluss bzgl. des Vorzugs regelzoneninterner Angebote und S. 28 zur Darstellung der Anbieterstruktur. Die Monopolkommission spricht wegen der fehlenden bundesweiten Ausschreibungen von beschränkten Monopsonen. Vgl. Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG, S. 157

[192] EnBW et al 2008**:** EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz, Vattenfall: „Gegeneinanderregeln" ist Vergangenheit, gemeinsame Presse-Information vom 17.12.2008; Vgl. TU Dortmund/ E-Bridge (2009): Wissenschaftliches Gutachten: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten für die Bundesnetzagentur, eingereicht von: Technische Universität Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft in Zusammenarbeit mit E-Bridge Consulting GmbH, Dortmund 31.08.2009 und Bundesentzagentur (2010): Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zum Einsatz von Regelenergie …; Az: BK6-08-111, Bonn, 16.03.2010

in dem die Anbieter aller vier Regelzonen im Wettbewerb miteinander stehen. Zur Teilnahme am deutschlandweiten Markt muss eine datentechnische Anbindung an die Leitwarte des eigenen Regelzonenbetreibers bestehen. Es erfolgt eine bundesweit einheitliche Ausschreibung von Sekundärreserve, bei der die Abrufe einheitlich nach der Höhe des Arbeitspreises erfolgen.

Durch den NRV unter Beteiligung der Amprion GmbH wird ein Einsparpotenzial von rund 95% des bislang bestehenden Gegeneinanderregelns angenommen.[193]

Zusätzlich haben die ÜNB im März 2009 neue Präqualifikationsunterlagen für die Sekundärreserve herausgegeben, die u.a. die Forderungen der Bundesnetzagentur nach Poolung mehrerer Erzeugungseinheiten umsetzen.[194] Die Auswirkungen dieser Neuerung auf die reelle Zahl der Sekundärreserveanbieter (im Januar 2010 bundesweit 9 [195]) sollten in der Zukunft aber weiterhin Objekt wissenschaftlicher Untersuchungen bleiben.

Heute bereits gängige Praxis ist die Poolung dezentraler Erzeugungseinheiten in der Minutenreserve. Hier sind bundesweit rund 25 Anbieter präqualifiziert und davon ungefähr 20 regelmäßig in den Minutenreserveauktionen aktiv.[196] Bis zum 30.09. 2010 soll weiterhin eine bundesweit einheitliche Abrufliste für Minutenreserve eingerichtet werden und auch hier ein Abruf nach der Höhe des Arbeitspreises erfolgen.[197]…

Mit diesen bedeutenden Veränderungen des Marktdesigns der Regelenergiemärkte hat die Bundesnetzagentur die rechtlichen Möglichkeiten dezentraler Anlagenbetreiber und neuer Marktteilnehmer zur Teilnahme mindestens an den Sekundär- und Minutenreservemärkten seit dem Inkrafttreten des EnWG 2005 rechtlich stark verbessert.

In der Praxis stellen die zu erfüllenden technischen Kriterien und die der Zeitverfügbarkeit, der verhältnismäßig größere Aufwand kleinerer Marktteilnehmer zur Erfüllung der administrativen und technischen Präqualifikationskriterien und das wirtschaftliche Risiko gescheiterter Anfangsinvestitionen dennoch durchaus ernst zu nehmende Markteintrittsbarrieren gerade für kleinere Anbieter dar.

Nach erfolgreicher Präqualifikation schließen der Anbieter und der jeweilige ÜNB einen Rahmenvertrag (je Regelleistungsart) ab. Erst nach Abschluss von Rahmenverträgen kann ein Anbieter an den jeweiligen Auktionen teilnehmen.

---

[193] TU Dortmund/ E-Bridge (2009): Wissenschaftliches Gutachten: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten für die Bundesnetzagentur, eingereicht von: Technische Universität Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft in Zusammenarbeit mit E-Bridge Consulting GmbH, Dortmund 31.08.2009, S. 29
[194] https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/praequalifikation_srl.jsp
[195] Telefonische Information von Gabriele Michell, Amprion GmbH, am 20.01.2010
[196] Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG, 156
[197] Bundesentzagentur (2010): Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zum Einsatz von Regelenergie …; Az: BK6-08-111, Bonn, 16.03.2010

Für eine ausführliche wissenschaftliche Bewertung dieses seit Dezember 2008 begonnenen „optimierten Netzregelverbunds“[198] ist es gegenwärtig noch zu früh.

Dabei dürften sich bei vollständig erfolgter Umsetzung des NRV vielfältige Wechselwirkungen ergeben, die in eine Bewertung dieser Maßnahmen einfließen müssten: Hierzu gehört unter anderem[199] die Vereinheitlichung des Marktes für Sekundärenergie und die der Präqualifikationsanforderungen, die die Grundlage für eine Vergrößerung der Anbieterzahl in diesem Teilmarkt geschaffen haben. Dies ist aus wettbewerblicher Sicht klar zu begrüßen, da sie Senkungen der Gebotspreise für Sekundärregelenergie ermöglichen kann.

4.4.4 Ausgleichsenergie

Durch die Liberalisierung des Strommarktes gibt es neben diesen technischen Abläufen eine kaufmännische Betrachtung. Jeder Stromhändler muss für jede Viertelstunde eines Tages im Voraus für seinen Bereich, den man „Bilanzkreis" nennt, festlegen, wie viel Strom er seinen Kunden liefern will und woher dieser Strom kommen soll. Er schließt Verträge mit Kunden und mit Kraftwerksbetreibern ab, beziehungsweise kauft Strom an der Börse und teilt diese „Fahrpläne" seinem ÜNB mit. Weicht der tatsächliche Verbrauch von der Planung ab, dann muss der ÜNB mehr oder weniger Strom für den Bilanzkreis bereitstellen. Diese „Ausgleichsenergie" wird den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) gemäß § 8, Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) in Rechnung gestellt.

Abbildung 4-11: Regel- und Ausgleichsenergie

Der Preis der Ausgleichsenergie, dessen Berechnung u.a. in § 8, Abs. 2 der StromNZV festgelegt wird, berechnet sich aus den Arbeitspreisen für positive und negative Sekundär- und Minu-

[198] So der offiziell verwendete Begriff hierfür, vgl. z.B. http://www.enbw.com/content/de-/netznutzer/strom/bilanzkreis/bilanzkreisabrechnung/index.jsp

[199] TU Dortmund/ E-Bridge (2009): Wissenschaftliches Gutachten: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten für die Bundesnetzagentur, eingereicht von: Technische Universität Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft in Zusammenarbeit mit E-Bridge Consulting GmbH, Dortmund 31.08.2009, Kap. 6 für eine erste Bewertung des möglichen gesamtwirtschaftlichen Nutzens der beiden Konzepte

tenreserveleistung.

Die drei ÜNB EnBW, transpower und VE-T haben im Rahmen des NRV seit Mai 2009 den „regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis" (den sog. „reBAP") eingeführt. Damit gilt gegenwärtig bereits für die drei am NRV beteiligten Regelzonen je 1/4h derselbe Ausgleichsenergiepreis. Diese Preise werden von den ÜNB im Internet veröffentlicht[200].

Generell kann somit nicht von einem Ausgleichsenergie"markt" gesprochen werden, da dieser im Wesentlichen sowohl in den Mengen als auch in den berechneten Preisen eine Funktion der abgerufenen Regelenergie darstellt. Zwar besteht durchaus die Möglichkeit, mit Bilanzkreisabweichungen Handel zu treiben. Dieser Handel bleibt jedoch gegenwärtig in seinen Mengen und Möglichkeiten beschränkt dadurch, dass er sich im Rahmen der am Vortag an die ÜNB gemeldeten Fahrpläne bewegen muss.

4.4.5 Kriterien für die Teilnahme dezentraler Stromerzeuger an den Regelenergiemärkten

Die obigen Ausführungen haben gezeigt, dass der Schwerpunkt der Arbeit der Bundesnetzagentur zu Recht derzeit auf der Umsetzung der „transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffung der Regelenergie" unter Berücksichtigung der zu gewährleistenden Netz- und Versorgungssicherheit liegt und nicht per se auf einer Teilnahme der dezentralen Energieerzeuger.

Die bisherigen Strukturen der Regelenergiemärkte und die geringe Anbieterzahl führten häufig zu hohen Gebotspreisen sowohl für Bereitstellungspreise als auch für die Arbeitspreise und zu einem strukturellen Anreiz, Gebote so zu bilden, dass die bezuschlagte Bereitstellung so hoch wie möglich vergütet wird und der Abruf tendenziell vermieden werden soll oder so teuer wie möglich vergütet wird.

Da die Kosten von Regel- und Ausgleichsenergie sowohl über die Netznutzungsentgelte als auch über die Ausgleichsenergiepreise in die Strompreise für Endkunden einfließen[201], müssen die eingeleiteten Veränderungen der Struktur der Regelenergiemärkte kurz- und mittelfristig vor allem daraufhin überprüft werden, ob ein echter Bieterwettbewerb entsteht und damit die überhöhten Preise für Regelenergie (und die daraus folgenden Preise für Ausgleichsenergie sowie erhöhte Netznutzungsentgelte und ein erhöhter Strompreis) auf ein gerechtfertigtes Niveau herunterkommen.

---

[200] Vgl. z.B. http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/bilanzkreis/bilanzkreisabrechnung/index.jsp

201 Dabei wird ein Anteil der Kosten der Regelenergie an den gesamten Netznutzungsentgelten von 40% genannt, wobei die genaue Zusammensetzung dabei nicht erläutert wird. [Dr. S. Parlasca, Bundeskartellamt; Workshop zum Energierecht am 31.05.2005, zitiert in: LBD (2008): Untersuchung des Einsparpotenzials bei der regelzonenübergreifenden Saldierung, Berlin, April 2008, S. 9]

Ebenso muss überprüft werden, ob durch die Einführung des Netzregelverbundes (NRV) von EnBW, transpower und VE-T und der nun von der Bundesnetzagnetur angeordnete Integration von Amprion hierin sowohl der Abruf von Regelenergie als auch die Bereitstellung von Regelleistung wie vorgesehen reduziert werden kann.

Diese seit dem EnWG 2005 begonnenen Umstrukturierungen der Regelenergiemärkte mit der Zielsetzung einer transparenten und wettbewerblicheren Ausgestaltung der Regelenergiemärkte sind eine unverzichtbare Grundlage für eine weitere Integration dezentraler Erzeuger in diese Teilmärkte des Elektrizitätssektors. Dabei sollte jedoch nicht vergessen werden, dass ein Großteil des zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung notwendigen Stroms bereits heute im Rahmen börslicher Handelsgeschäfte eingekauft wird. Hier ist davon auszugehen, dass diese Funktionstrennung beider Märkte (Regelenergiemärkte zur Frequenzhaltung, kurzfristige, börsliche ‚Komplementärenergiemärkte' zum Ausgleich fluktuierender Erzeugung) eher zu als abnehmen wird und somit die Volumina in den Regelenergiemärkten begrenzt bleiben sollten. Damit sollte der Schwerpunkt der Integrationsbemühungen vor allem der regelbaren dezentralen Erzeugung auf die börslichen Handelsplätze gelegt werden.

Die beschriebene wettbewerbliche Ausgestaltung der Regelenergiemärkte im Allgemeinen (im negativen Fall aber auch das Scheitern einer solchen Umstrukturierung) bietet dann die Chance, die Frage nach der Allokationseffizienz und dem emissionsmindernden Einsatz der hier eingesetzten Kapazitäten zu beantworten:

Wenn die Teilnahme der dezentralen Stromerzeuger an den Regelenergiemärkten wegen der notwendigen Leistungsbereitstellung (die zumeist mit einer verminderten Einspeisung einhergeht) eine Verringerung der Mengen regenerativ erzeugten Stromes bedeutete (und im Falle der KWK auch der damit verbundenen Wärmeerzeugung), könnte sie damit kontraproduktiv für die aktuellen Bemühungen der Politik sein. Diese Untersuchung kann aber nur geleistet werden, wenn die real zum Abruf von Regelenergie genutzten Kraftwerke einschließlich der genutzten Brennstoffe und der Wirkungsgrade ebenso transparent gemacht würden, wie es gegenwärtig mit den Marktmechanismen und Preisen geschieht.

Kurz- und mittelfristig muss bei der Erforschung und der Erbringung von Regelenergie (mit oder ohne Poolung) durch dezentrale Erzeuger das Ziel der Maximierung der Bereitstellung umweltfreundlich erzeugten Stroms (und Wärme) im Fokus stehen. Im Vordergrund der wissenschaftlichen Betrachtung sollte stehen, wie die dezentralen (und v.a. regenerativen) Erzeugungskapazitäten in einem zukünftigen Energiesystem, dessen Grundpfeiler die fluktuierende Erzeugung ist, einen optimalen Beitrag zu einer umweltfreundlichen und nachhaltigen Stromerzeugung leisten können.

Nach dieser Betrachtung der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und

der bereits bestehenden Interaktion der Energiemärkte mit Anwachsen der dezentralen Erzeugung werden im Kapitel 5 einige der Herausforderungen an den Umbau des Energiesystems in Bezug auf die dezentrale Erzeugung beleuchtet.

5 Dezentrale Energiesysteme

5.1 Gesamtanalyse der Anforderungen und Bedingungen zukünftiger dezentraler Energiesysteme

5.1.1 Systemintegration dezentraler Stromerzeugung: Betrachtungsebenen

Eine zentrale Zielsetzung des Ausbaus der dezentralen Kraftwerke ist, die negativen Umweltauswirkungen und insbesondere die CO_2-Emissionen der getrennten Stromerzeugung zu reduzieren. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sowie Kraftwerke, die mit erneuerbaren Energien betrieben werden, sind oft dezentrale Kraftwerke, die in das Verteilnetz einspeisen. Beide Kraftwerkstypen können die CO_2-Emissionen gegenüber fossilen Kraftwerken, die in der Regel nur Strom erzeugen und die entstehende Wärme nicht nutzen, verringern.

Bezogen auf die von dezentralen Kraftwerken erzeugte elektrische Arbeit und den dadurch verdrängten Strom aus fossilen Kraftwerken haben diese dezentralen Kraftwerke hinsichtlich der CO_2-Emissionen je nach Kraftwerkstyp Vorteile gegenüber dem konventionellen Kraftwerkspark (Braunkohlekraftwerke ca. 1200 g CO_2eq./kWh[203], Steinkohlekraftwerke ca. 1000 g CO_2eq./kWh[203], Erdgas-GuD-Kraftwerke ca. 450 g CO_2eq./kWh[203], PV-Anlagen ca. 60 g CO_2eq./kWh[203], Windkraftanlagen ca. 10 g CO_2eq./kWh[202], Holzkraftwerke ca. 50 g CO_2eq./kWh[203]).

Im vorliegenden Projekt geht es jedoch nicht vorrangig um den Vergleich der Umweltauswirkungen der einzelnen Kraftwerke und der in ihnen jeweils erzeugten elektrischen Arbeit. Vielmehr stehen Fragen der Systemintegration der dezentralen und fluktuierenden Stromerzeugung im Vordergrund.

Mit einem zunehmenden Anteil der dezentralen Stromerzeugung nehmen auch die damit verbundenen Auswirkungen auf das Gesamtsystem zu. Die neuen Erzeuger müssen in das Stromsystem integriert werden bzw. das System muss an die neue Kraftwerksstruktur angepasst werden. Dies ist notwendig, um die Umweltbilanz der dezentralen Erzeugung weiter zu verbessern, um die zusätzlichen Kosten der neuen Erzeugungsstruktur zu reduzieren und die Versorgungssicherheit trotz der sich verändernden Erzeugungsstruktur weiter zu gewährleisten.

Die Netz- und Marktintegration der dezentralen Stromerzeugung entwickelt sich dabei in einem stufenförmigen Prozess vom einfachen Anschluss an das Verteilnetz hin zu einer umfassenden System-Transformation.

[202] http://www.ecoinvent.org/database/

Tabelle 5-1: Vom Netzanschluss der dezentralen Erzeugung zur Systemtransformation

Anschluss	- Anschluss der dezentralen Erzeugung an das bestehende Verteilnetz - DE speist Elektrizität ein (ohne Fahrplan) - DE verursachen zusätzliche Kosten im Systemkontext (z.B. Netzausbau, Zunahme des Regelenergiebedarfs)
Integration	- Integration der DE in die bestehenden Netze und Märkte - DE speist Elektrizität ein und stellt zusätzlich Leistung und weitere Systemdienstleistungen zur Verfügung (z.B. über fahrplanbasierte Betriebsweise). - Zusätzliche Systemkosten der DE können reduziert werden, evtl. können DE auch zu einer Reduktion der Systemgesamtkosten beitragen
Innovation	- Siehe Integration - Außerdem: Entwicklung und Einsatz innovativer Konzepte auf Seiten der DE und auf Systemseite, mit denen DE besser in die Netze und Märkte integriert werden können (z.B. Active Network Management-Konzepte und virtuelle Kraftwerke).
System-Transformation	Transformation der Netz- und Marktstrukturen, die über eine Anpassung einzelner Elemente (z.B. Innovationen in einzelnen Verteilnetzen) hinausgeht und die gesamte Systemarchitektur verändert.

Wird der Blick von den einzelnen Kraftwerken auf die Systemintegration gerichtet, dann stellen sich die folgenden Fragen:

- Es ist zu klären, wie groß die Potenziale der dezentralen und fluktuierenden Kraftwerke aus der Systemperspektive sind, d.h. wie viel dezentrale Erzeugung überhaupt in das Stromsystem integriert werden kann. Hier geht es nicht um die Potenziale der dezentralen Erzeugung, wie sie zum Beispiel durch Primärenergie- oder Standortpotenziale beschränkt sind. Vielmehr ist zu ermitteln, wie die Kraftwerke im Kontext des Stromsystems betrieben werden können und wie hoch die tatsächliche Stromerzeugung ist, die sich aus einem bestimmten Anlagenprofil zusammensetzt. Daraus ergeben sich letztlich die konventionell erzeugte Strommenge sowie die dabei anfallenden CO_2-Emissionen, die durch dezentrale und regenerative Stromerzeugung substituiert werden können. Neben dem Erzeugungsprofil der Anlagen zählt hierzu zum Beispiel auch die Frage, inwieweit die Erzeugung aus dezentralen Kraftwerken durch Netzengpässe oder notwendige Regelenergievorhaltung begrenzt wird.
- Darüber hinaus ist zu klären, durch welche Effekte im Gesamtsystem dezentrale Erzeuger, neben positiven Auswirkungen auf die Treibhausgasbilanz durch die Substitution von fossilen Brennstoffen, auch ökologische und ökonomische Kosten verursachen können,

die ihnen in der Gesamtbilanz angerechnet werden müssen.[203]

- Schließlich stellt sich die Frage, mit welchen Maßnahmen der Systemintegration die Aufnahmefähigkeit des Systems nach I. erhöht und die negativen Systemeffekte nach II. reduziert werden können (vgl. dazu Tabelle 5-3: Systemeffekte in vier Bereichen und Erläuterungen auf Seite 142 ff.) und wie die Bilanz der dezentralen Stromerzeugung dadurch insgesamt verbessert werden kann.

Der dritte Aspekt steht im Mittelpunkt der folgenden Ausführungen, wobei insbesondere zwei Teilaspekte von Bedeutung sind:

- Eine stärkere Flexibilisierung der Erzeuger- wie auch der Nachfrageseite, die es diesen Akteuren ermöglicht, verstärkt auf Systemanforderungen zu reagieren und in das System integriert zu werden. Dies erfordert eine stärkere informationstechnische Vernetzung der entsprechenden Anlagen und Akteure. Darauf wird in Kapitel 5.3 näher eingegangen.
- Als Folge der Dezentralisierung der Erzeugung und einer Integration der (dezentralen) Nachfrage wird auch eine Dezentralisierung der Systemsteuerung erforderlich bzw. werden Mechanismen benötigt, mit denen dezentrale Akteure in eine zentrale Systemsteuerung integriert werden können.

5.1.2 Systemintegration durch Smart Grids

Smart Grids werden als Möglichkeit angesehen, die Integration der dezentralen Erzeugung zu unterstützen. Unter diesem Oberbegriff werden unterschiedliche Konzepte plakativ zusammengefasst, die an unterschiedlichen Stellen des Stromsystems Informations- und Kommunikationstechnologien (I&K) zum Einsatz bringen. Diese bilden die Grundlage für die informationstechnische Vernetzung der einzelnen Akteure und damit für eine bessere Steuerbarkeit der einzelnen Komponenten des Stromsystems.

Das Konzept umfasst folgende Aspekte und deren Vernetzung und Steuerung im Gesamtsystem:

- Dezentrale und fluktuierende Kraftwerke werden steuerbar und in das System integriert, sei es als Einzelanlagen oder zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschaltet.
- Lastmanagement erlebt eine Renaissance mit Hilfe neuer I&K-Technologien.
- Neue Speichermöglichkeiten gewinnen an Relevanz.
- Schließlich soll auch das Netz selbst, und vor allem das Verteilnetz „intelligent" werden,

[203] Pehnt et al (2008): Pehnt, M., Oeser, M. and Swider, D.J.: Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany, Energy, 33 (5), 747-759, 2008

d.h. über bessere Möglichkeiten der Steuerbarkeit des Netzbetriebs verfügen.

Smart Grids können sowohl die Netz- als auch die Marktintegration dezentraler Erzeuger unterstützen. Beides wird nachfolgend näher erläutert.

Insbesondere dezentrale Kraftwerke, die mit fluktuierenden erneuerbaren Energien betrieben werden, können weder zuverlässig nach einem vorgegebenen Fahrplan Strom erzeugen, wie zum Beispiel Kohlekraftwerke, noch flexibel auf eine schwankende Nachfrage reagieren, wie zum Beispiel Erdgaskraftwerke. Dieser Punkt betrifft nicht nur dezentrale Kraftwerke, sondern auch zentrale erneuerbare Kraftwerke, wie zum Beispiel Offshore-Windparks. Biomassebetriebene Kraftwerke könnten aufgrund der Lagerfähigkeit des Energieträgers je nach Anlagentyp die genannten Kriterien erfüllen, werden aber bislang nicht in diesem Sinne betrieben. Für Stromerzeugungsanlagen, die unter das EEG fallen, ist aufgrund der garantierten Einspeisevergütung ein möglichst kontinuierlicher und damit auch gleichmäßiger Anlagenbetrieb ökonomisch vorteilhaft. Biomasseanlagen sind aus diesem Grund in der Regel auf eine hohe jährliche Betriebsstundenzahl (z.B. 7 500 h/a) hin ausgelegt und geplant worden. Bei einer veränderten Nutzung in Richtung einer nachfrageorientierten Stromeinspeisung müssten daher auch die installierte elektrische Leistung sowie die Biomassespeicherkapazität (z.B. Biogasspeicher) dieser Anlagen erweitert werden.

Bei einem zunehmenden Anteil von Kraftwerken mit fluktuierender Stromerzeugung (z.B. WEA und PV) stellt sich die Frage, wie sich die Veränderung der Erzeugungsstruktur auf den Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage auf dem Strommarkt auswirkt, und wie dieser entsprechend angepasst werden kann.

Ein zweiter Aspekt betrifft die Netze. Sowohl durch die Dezentralisierung des Kraftwerksparks, die hier im Mittelpunkt steht, als auch durch die Verschiebung der regionalen Verteilung zentraler Großkraftwerke (Offshore-Windparks, zunehmende Erzeugungskapazität an der Küste) ändert sich die Anordnung der Kraftwerke im Netz.

Dezentrale Kraftwerke werden derzeit an das Verteilnetz angeschlossen, das bislang vor allem dafür ausgelegt war, Strom aus Großkraftwerken an die Verbraucher weiterzuleiten. Damit kommt es zunehmend auch zu einer sich ändernden Stromflussrichtung im Verteilnetz, wenn z.B. die Stromeinspeisung aus PV-Anlagen auf Hausdächern den Stromverbrauch im Verteilnetz übersteigt. Hiervon können insbesondere Netzabschnitte am Ende einer Stichleitung sowie Netzabschnitte mit Kleinstverbrauchern betroffen sein. Wird die Netzlast von größeren Verbrauchern dominiert, z.B. einer kompakten Wohnbebauung oder mittelständischen Gewerbebetrieben, ist dieser Effekt weniger ausgeprägt.

Tabelle 5-2 zeigt die Komponenten des Smart Grid Konzepts und dessen Auswirkungen auf die Bereiche Netz und Markt im Überblick.

Tabelle 5-2: Komponenten des Smart Grid Konzepts und ihre Effekte

	Netz	Markt (Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage)
Erschließung der Flexibilität von DE (z.B. durch Vernetzung in virtuellen Kraftwerken)	Beitrag zum Netzbetrieb In Einzelfällen können Netzinvestitionen im Verteilnetz ersetzt werden	Erhöht die Aufnahmefähigkeit des Systems für DE und EE Alternative zu konventionellen (Regel-) Kraftwerken
(Neue) Speichertechnologien		
Erschließung von Flexibilitäts-potenzialen bei Verbrauchern		
Intelligente Netze	Erhöht die Aufnahmefähigkeit der Netze für DE und EE, Alternative zu Investitionen im Verteilnetz	

Die beschriebenen Maßnahmen können sich ergänzen, sie können aber auch in Konkurrenz zueinander stehen. So kann die Flexibilität, die durch den Ausbau der fluktuierenden Erzeugung notwendig wird, entweder durch neue Speicher, durch verbrauchsseitiges Lastmanagement oder durch die Erschließung von Flexibilitätspotenzialen bei dezentralen Erzeugern bereitgestellt werden. Alle diese Maßnahmen können wiederum in Konkurrenz stehen zur Flexibilität konventioneller Kraftwerke.

Bei der Erschließung von Flexibilitätspotenzialen bei dezentralen Erzeugern und Verbrauchern sollte es vor allem darum gehen, die Flexibilität der einzelnen Anlagen soweit möglich dem System zur Verfügung zu stellen. Dezentrale Ausregelung durch technische Vernetzung flexibler und fluktuierender Anlagen kann dagegen nicht das vorrangige Ziel sein. Den Problemen fluktuierender dezentraler Erzeugung kann nicht damit begegnet werden, dass die Bereitstellung von „Regelenergie" individualisiert wird, indem z.B. jede fluktuierende Erzeugungsanlage mit verschiebbaren Lasten gekoppelt wird.

Die Umsetzung der Komponenten des Smart Grid Konzepts muss sich dabei jeweils sowohl auf der technischen Seite als auch der wirtschaftlichen Seite vollziehen. Im Bereich der privaten Haushalte werden beispielsweise Smart Meter zur Datenerfassung und zur Kommunikationsanbindung an das bestehende Verteilnetz eingesetzt. Über Strompreissignale oder zeitvariable Stromtarife können die Verbraucher dann auch ökonomisch von dem Smart Grid Konzept profitieren. Ähnliches gilt für DE, die beispielsweise durch die Stromerzeugung zu Spitzenlastzeiten höhere Stromerlöse erzielen können. EEG Anlagen müssen hierzu jedoch in den Status der Direktvermarktung wechseln, was in der Regel zu einer insgesamt geringeren Stromvergütung führt. Aus diesem Grund werden verschiedene Modelle zur Anpassung der Einspeisevergütung im EEG diskutiert. So könnte beispielsweise über die Einführung einer gleitenden Marktprämie die Anreizwirkung der Direktvermarktung weitgehend erhalten und gleichzeitig das Risiko für

EEG-Anlagen begrenzt werden.[204]

5.1.3 Flexibilität durch Speicherung

Durch die bessere Steuerbarkeit und Vernetzung der einzelnen Komponenten in Smart Grids wird es möglich, die Flexibilität der einzelnen Komponenten und damit die Flexibilität des Gesamtsystems zu erhöhen.

Ein zentraler Bestandteil von Flexibilität, die sich durch Lastverschiebung bei Stromerzeugern und Stromverbrauchern ergibt, ist die Speicherung von Energie.

Allgemein lassen sich Speicher über das spezifische Speichervolumen, die maximale Ein- und Ausspeicherrate und den Wirkungsgrad von Energieumwandlung und Speicherung beschreiben (Abbildung 5-1).

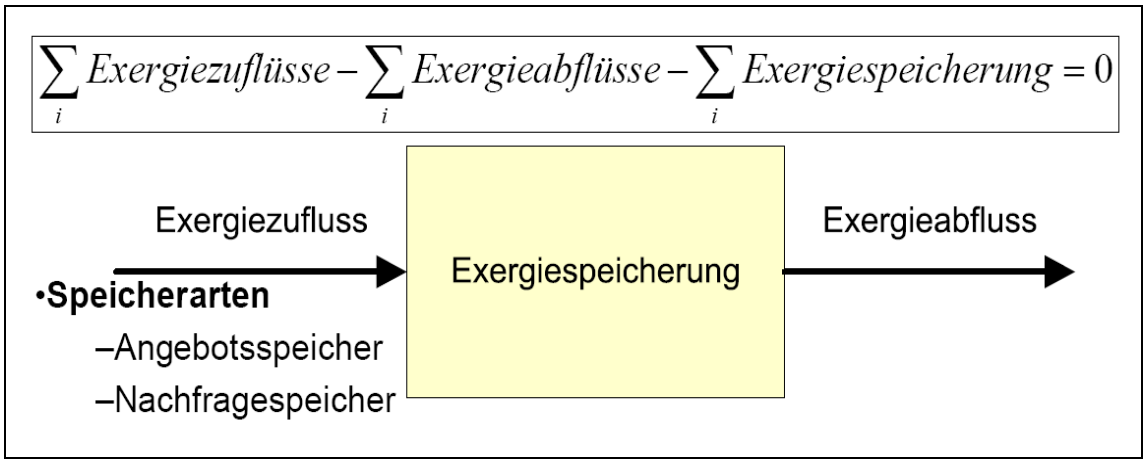


Abbildung 5-1: Allgemeine Darstellung von Speichern im Kontext der Flexibilisierung von Stromangebot und Stromnachfrage

Auf der Nachfrageseite kann zum einen der Stromverbrauch durch Speicherung von Energie, beispielsweise in Form von Prozesskälte (z.B. in Kühlhäusern und in Kühl- und Gefriergeräten der Haushalte, der Gastronomie und des Lebensmittelhandels) oder Prozesswärme (z.B. in Elektroboilern oder Stromheizungen), unterbrochen werden. Während der Unterbrechung der Stromaufnahme entlädt sich der Speicher, d. h. die Temperatur im Speichermedium steigt an oder fällt ab. Zu einem späteren Zeitpunkt wird dann durch eine erhöhte Stromaufnahme und Energieumwandlung der Speicher wieder befüllt. Die Speicherkapazität hängt in diesen Anwendungsfällen, neben der spezifischen Wärmekapazität, auch von dem möglichen Temperaturintervall des Speichermediums ab (z. B. 2°C – 6°C in einem Kühlschrank).

[204] Ragwitz und Sensfuß (2008): Ragwitz, M. und Sensfuß, F., Stellungnahme des Fraunhofer Instituts für System und Innovationsforschung zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, Karlsruhe, 2008

Neben der Speicherung von Energie kann Flexibilität auch über eine zeitliche Verlagerung der Nutzung stromverbrauchender Prozesse erreicht werden. Dies kann ebenfalls mit einem erweiterten Speicherbegriff abgebildet werden. Im Haushaltsbereich können beispielsweise Kunden über zeitvariable oder eventbasierte [205] Stromtarife zur Verlagerung des Einsatzes von Waschmaschinen, Spülmaschinen oder Wäschetrocknern animiert werden. In gleicher Weise eignen sich auch Industrieprozesse für eine Nutzungsverlagerung, so zum Beispiel Elektromotoren in Mühlen und Mahlwerken der Zementindustrie oder ein Elektrolichtbogenofen in der Eisen- und Stahlindustrie.

Nach diesen grundsätzlichen Überlegungen geben wir in den folgenden Abschnitten einen Überblick über die verschiedenen ökologischen und ökonomischen Aspekte der Integration dezentraler Erzeugung und Einspeisung in das Stromsystem. Im Anschluss betrachten wir die Potenziale zur Flexibilisierung auf der Erzeuger- und Nachfrageseite sowie Ansätze der Dezentralisierung der Systemsteuerung.

5.2 Ökologische und ökonomische Aspekte der Integration dezentraler Einspeisung in das Stromsystem

5.2.1 Strukturierung der Effekte

Wie oben dargestellt, ist bei der Betrachtung der ökologischen und ökonomischen Systemeffekte der dezentralen Einspeisung zwischen der Erzeugungscharakteristik der Kraftwerke und ihrem Standort im Netz zu unterscheiden. Beide Entwicklungen haben Auswirkungen auf den Betrieb der Netze und des Kraftwerksparks insgesamt und werden mittelfristig auch die Netz- und Kraftwerksinvestitionen beeinflussen.

Tabelle 5-3 zeigt im Überblick, in welchen Bereichen die Systemeffekte der dezentralen Kraftwerke und der oben genannten Komponenten des Smart Grid Konzepts berücksichtigt werden müssen. Die dargestellten vier Bereiche werden in den nachfolgenden Abschnitten nacheinander im Detail dargestellt:

[205] Ein eventbasierter Stromtarif informiert den Kunden über den aktuellen Stromtarif. So kann beispielsweise eine windstarke Periode zu einem Niedrigpreis Event führen.

Tabelle 5-3: Systemeffekte in vier Bereichen

	Auswirkungen auf CO_2-Emissionen und Kosten im Betrieb	Auswirkungen auf die Investitionen
Auswirkungen auf die Kraftwerke bzw. Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage	**Siehe I im folgenden Text**	**Siehe II**
Auswirkungen auf die Stromnetze	**Siehe III**	**Siehe IV**

I Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage: Kraftwerksbetrieb

Bezüglich der Wechselwirkung der dezentralen Anlagen mit dem Betrieb des Kraftwerksparks sind vor allem zwei Aspekte von Bedeutung: erstens der Bedarf an Regel- und Komplementärenergie, der durch den Kraftwerkspark bereitgestellt werden muss, und zweitens die Aufnahmefähigkeit des Systems für dezentrale Erzeugung.

Als Folge der zunehmenden fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien müssen andere Kraftwerke mehr Flexibilität bereitstellen. In der Folge erhöhen sich die Kosten und CO_2-Emissionen der Stromerzeugung durch die folgenden Effekte:

Um Regelkapazität vorhalten zu können, müssen konventionelle Kraftwerke auch als Warmreserve im Teillastbetrieb gefahren werden. Dadurch können sie i. A. nicht mit optimalem Wirkungsgrad betrieben werden. Durch den niedrigeren Wirkungsgrad erhöhen sich sowohl die Kosten als auch die spezifischen CO_2-Emissionen dieser Kraftwerke.

Zudem können die betroffenen Kraftwerke im Teillastbetrieb weniger Strom erzeugen, so dass andere, in der Merit Order nachgeordnete Kraftwerke einspringen müssen. Diese haben höhere variable Kosten, als die Kraftwerke im Teillastbetrieb, die Regelleistung vorhalten, und je nach Kraftwerkstyp auch höhere spezifische CO_2-Emissionen. Wenn dieser Effekt zu einer Verschiebung von Kohle- zu Gaskraftwerken führt, ist es allerdings auch möglich, dass zwar die Kosten der Stromerzeugung steigen, die CO_2-Emissionen jedoch sinken.

Ein zweiter Aspekt wird mit einem weiteren Ausbau der fluktuierenden Erzeugung zunehmend an Bedeutung gewinnen. Wenn zu einem gegebenen Zeitpunkt mehr Strom aus dezentralen Kraftwerken erzeugt wird als vom System aufgenommen werden kann, dann muss die CO_2-arme Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zumindest teilweise abgeregelt werden. Folglich steigen die CO_2-Emissionen gegenüber einem Szenario, in dem die Anlagen ihre maximale Erzeugung zur Verfügung stellen können.

Die Ursache dafür kann entweder darin liegen, dass die Erzeugung zeitweise die Nachfrage übersteigt. Oder aber die Regelkapazität wird zumindest teilweise durch Kraftwerke bereitge-

stellt, die nicht unterhalb einer Mindestleistung betrieben werden können. Diese Regelkapazität wird nicht zuletzt wegen der fluktuierenden Erzeugung benötigt. Dadurch verringert sich in Folge des Regelbedarfs, der durch fluktuierende Erzeugung entsteht, die Aufnahmekapazität des Systems für genau diese fluktuierenden Energien.

Diese Effekte können durch die genannten Flexibilitätspotenziale reduziert werden, wenn sich die Erzeugung stärker an Systemanforderungen orientiert, d.h. soweit möglich zeitlich verschoben wird, oder selbst Systemdienstleistungen erbringt. Alternativ kann die Regelkapazität auch über eine höhere Steuerbarkeit der Nachfrageseite bereitgestellt werden.

Vor allem auf der Nachfrageseite kann Flexibilität nicht nur zur besseren Integration der fluktuierenden Erzeugung genutzt werden (wodurch auch die Effizienz des konventionellen Kraftwerksparks erhöht werden kann), sondern auch unmittelbar zum effizienteren Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks. Durch eine Glättung der Lastkurve kann der Spitzenlastbedarf gesenkt werden. Das hat i.A. zur Folge, dass teure und teilweise auch ineffiziente Spitzenlastkraftwerke weniger häufig eingesetzt werden müssen, wodurch Kosten reduziert werden können. Profitieren würden vor allem fossile Grundlastkraftwerke und Kernkraftwerke. Bei geringeren Lastschwankungen müssen die konventionellen Kraftwerke auch weniger im Lastfolgebetrieb gefahren werden, wodurch sich ihr Wirkungsgrad insgesamt erhöht. Allerdings kann die Verschiebung hin zu Grundlastkraftwerken wiederum zu einer Verschiebung der Stromerzeugung von Gas- zu Kohlekraftwerken führen, mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die CO_2-Bilanz.

Insgesamt stellt sich die Frage, wofür die neu zu erschließenden Flexibilitätspotenziale genutzt werden: Für die Integration der dezentralen Kraftwerke oder zur Optimierung der Betriebsweise der konventionellen Kraftwerke.

Für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage ist auch die Interaktion mit dem Wärmesektor relevant. Vor allem für die Zeiten, in denen (zukünftig) die Stromproduktion die Nachfrage übersteigt, ist zu klären, ob und wie der Überschussstrom aus erneuerbaren Energien bei fehlenden Speicherkapazitäten auch zur Wärmeerzeugung genutzt werden kann. Dadurch könnte zum Beispiel die Wärmeerzeugung mit fossilen Brennstoffen ersetzt werden. Für KWK-Anlagen mit parallel verfügbaren Spitzenlastkesseln ist des Weiteren auch denkbar, die Stromproduktion aus KWK-Anlagen entsprechend zu reduzieren, wenn der erzeugte Strom aus erneuerbaren Energien die Nachfrage und Speichermöglichkeit im System übersteigt. Dadurch kann mit fossilen Brennstoffen erzeugter KWK-Strom zu bestimmten Zeiten durch EE-Strom mit geringeren spezifischen CO_2-Emissionen ersetzt werden, während die benötigte Wärme ungekoppelt erzeugt wird.

II Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage: Kraftwerksinvestitionen

Während im vorangegangenen Abschnitt die Auswirkungen auf den Kraftwerksbetrieb betrachtet wurden, hat die Zunahme der dezentralen und vor allem der fluktuierenden Erzeugung mittel- und langfristig auch Auswirkungen auf Kraftwerksinvestitionen und damit auf die Entwicklung des Kraftwerksparks. Mit der Zunahme der DE steigt insgesamt auch der Bedarf an Flexibilität im System. Folglich muss in Regelkapazität investiert werden, entweder in Form von regelfähigen Kraftwerken, Speichern oder dem Ausbau des nachfrageseitigen Lastmanagements.

Konventionelle Kraftwerke, die mit einer hohen Volllaststundenzahl betrieben werden müssen, wie beispielsweise Braunkohlekraftwerke und Kernkraftwerke, stehen damit zunehmend im Widerspruch zu den Anforderungen, die sich aus dem Ausbau einer dezentralen und fluktuierenden Stromerzeugung ergeben. Mit zunehmendem Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verlieren damit insbesondere unflexible Kraftwerkstechnologien an wirtschaftlicher Attraktivität, wenn sie aufgrund der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ihre Auslastung verringern müssen und auch nicht auf die fluktuierende Erzeugung reagieren können. Vor diesem Hintergrund ist von einem rückläufigen Ausbau unflexibler Grundlastkraftwerke auszugehen.

Im Bereich der Kraftwerksinvestitionen kann schließlich auch der folgende Mechanismus auf der Ebene der einzelnen DE-Anlagen von Bedeutung sein, insbesondere für KWK-Anlagen: Haben dezentrale Kraftwerke im Gegensatz zur bisherigen Art der Stromeinspeisung zusätzlich die Möglichkeit, ihre Stromerzeugung stärker an den Systemanforderungen auszurichten, können sie dadurch zusätzliche Produkte verkaufen und zusätzliche Einnahmen erzielen. Dadurch steigt ihre Wirtschaftlichkeit, wodurch der weitere Ausbau der dezentralen Erzeugung gefördert wird.

III Netzbetrieb

Dezentrale Erzeugungsanlagen speisen die elektrische Energie in die Verteilnetze ein, so dass der Ausbau DE sich insbesondere in dieser Netzebene auswirkt. Die Auswirkungen können je nach Netzsituation und Integration der dezentralen Anlagen sowohl positiv oder negativ sein.

Eine zentrale Frage ist, wie sich durch die neue Erzeugungsstruktur der Lastverlauf im Netz und die Lastspitzen verändern. Dies hat Auswirkungen auf die Verlustenergie im Netz, die bei zunehmender Last ansteigt, wodurch entsprechende Kosten und zusätzliche CO_2-Emissionen entstehen.

Relevant sind auch die Auswirkungen auf den Lastbezug aus der vorgelagerten Übertragungsnetzebene. Aus der bestehenden betriebswirtschaftlichen Sicht des Verteilnetzes ist es sinnvoll, die Bezugsspitzen zu senken und damit Kosten einzusparen, die dann in Form des Entgelts für vermiedene Netznutzung an die Erzeuger weitergegeben werden, die zur Reduktion der Last-

spitze beigetragen haben. Dies führt allerdings nicht unbedingt zu einer entsprechenden Kostenreduktion im übergeordneten Netz. Vielmehr entstehen volkswirtschaftliche Effekte vor allem dann, wenn durch die Reduktion der Bezugsspitzen ein Netzausbau im Verteilnetz vermieden werden kann.

IV Netzinvestitionen

Eine veränderte Erzeugungsstruktur erfordert mittel- und langfristig auch eine Anpassung der Netzstruktur. Die damit verbunden Investitionen sind u. a. notwendig, um Netzengpässe zu beseitigen, die

- innerhalb eines Verteilnetzes,
- bei der Kopplung zwischen dem Verteilnetz und dem übergeordneten Netz oder
- innerhalb des Übertragungsnetzes entstehen können.

Vor allem in den ersten beiden Fällen können dezentrale Kraftwerke nicht nur Netzinvestitionen notwendig machen, sondern sie können in einzelnen Fällen in der Kombination mit Lastmanagement auch dazu beitragen, Netzinvestitionen im Verteilnetz zu ersetzen oder zu verschieben.

Eine grundlegende Voraussetzung dafür ist, dass die Verteilnetze ‚intelligenter' werden, d.h. dass die Netzbetreiber im Vergleich zur heutigen Situation im Übertragungsnetz mehr Informationen über den Zustand ihrer Netze haben und verbesserte Steuerungsmöglichkeiten im Netz und bezüglich der Netzkunden einsetzen können. Die Kosten für die Installation und den Betrieb der I&K-Technologien sind jeweils abzuwägen mit den Kosten für den konventionellen Netzausbau.[206]

Die technischen Herausforderungen beim Aufbau einer Smart Grid Netzstruktur liegen zunächst beim Einsatz von hochauflösender Messtechnik in den Ortsnetzstationen auf der Verteilnetzebene (1-kV-Netz). Nur auf Basis dieser Messwerte kann eine Optimierung des Netzbetriebes hinsichtlich Spannung und Blindleistung (U-Q-Optimierung) sowie von Wirkleistung und Blindleistung (P-Q-Optimierung) erfolgen (Abbildung 5-2). Eine weitere Herausforderung stellt die installierte Schutztechnik an Kuppelstellen dar, die in der Regel richtungsgebunden eingebaut ist und bei bidirektionalen Lastflüssen nachgerüstet werden muss.[207] [208]

[206] Cao et al (2006): Cao, D.M., Pudjianto, D., Grenard, S., Martikainen, A.,Strbac, G.: Costs and Benefits of DG Connections to Grid System. DG-GRID project report, 2006
[207] Bretschneider (2010): Bretschneider, P., Seminar „Smart Grids", Fraunhofer-Anwendungszentrum für Systemtechnik, Ilmenau, 2010
[208] Bretschneider et al (2009): Brettschneider, P., Rüttinger, H., Intelligente elektrische Energiesysteme, Energie, Markt, Wettbewerb (e|m|w) Oktober 2009, S. 36ff

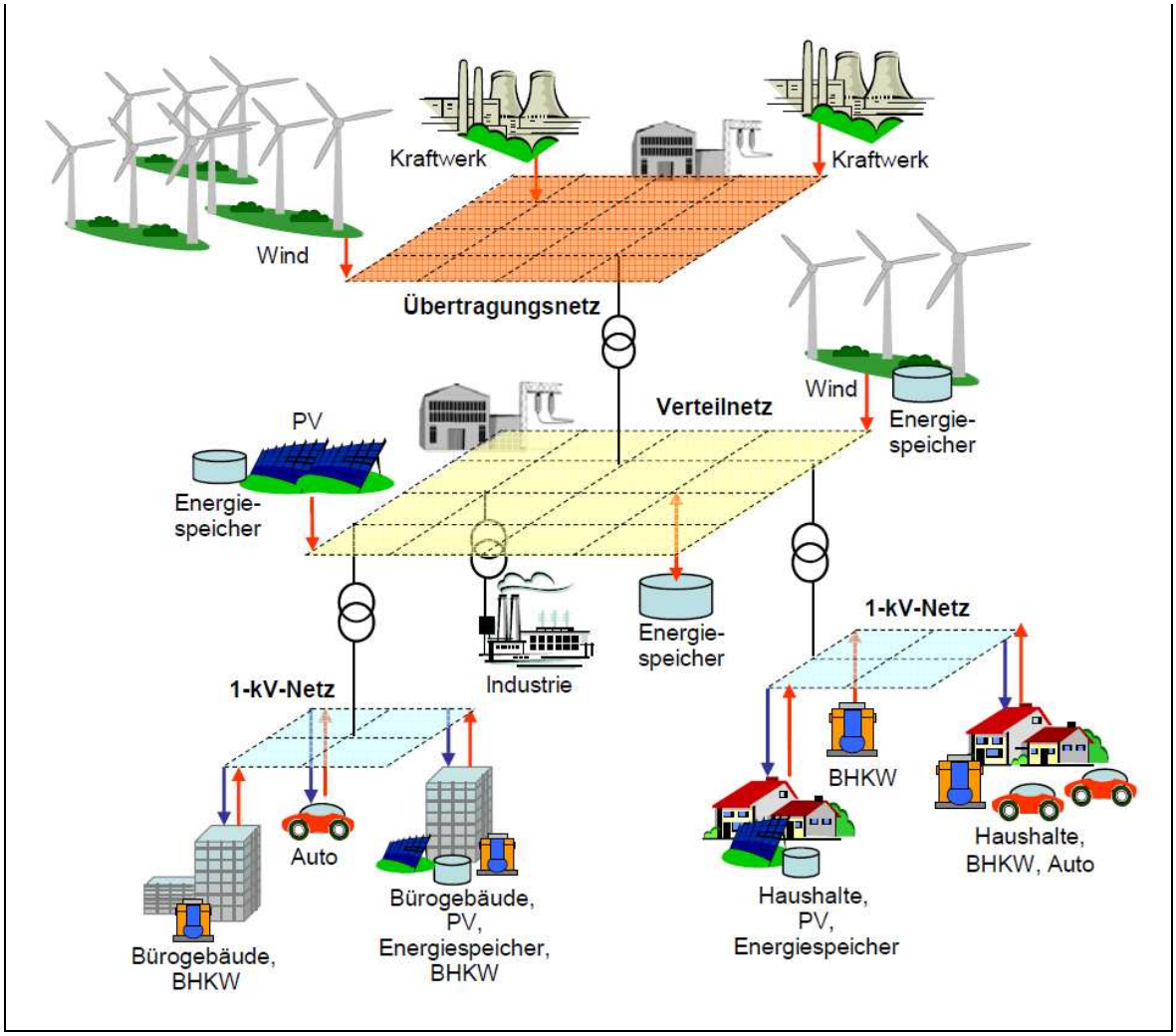


Abbildung 5-2: Schematische Darstellung der einzelnen Netzebenen und der Kuppelstellen in einem Smart Grid mit bidirektionalen Lastflüssen

5.2.2 Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Effekte

Bislang liegen kaum quantitative Analysen der ökonomischen und ökologischen Potenziale in den oben dargestellten Bereichen vor. Vor allem in den USA finden sich einzelne Studien, die eine Quantifizierung versuchen[209]. Allerdings werden dabei meist verschiedene Effekte vermischt. Die Ergebnisse sind entsprechend schwer nachzuvollziehen und können kaum den von uns identifizierten Primäreffekten zugeordnet werden. Hinzu kommt, dass die Untersuchungen bezüglich des Kraftwerksparks meist von der Zielsetzung ausgehen, diesen effizienter zu betreiben; vorrangiges Ziel ist also nicht eine bessere Integration der dezentralen Erzeugung und die Erschließung der damit einhergehenden CO_2-Reduktionspotenziale. Ein Schwerpunkt liegt

[209] Zum Beispiel Kannberg et al. (2003): Kannberg, L.D., Chassin, D.P.. DeSteese, J.G., Hauser, S.G., Kintner-Meyer, M.C., Pratt, R.G., Schienbein, L.A., Warwick, W.M., GridWiseTM: The Benefits of a Transformed Energy System, im Auftrag des U.S. Department of Energy, 2003

in der US-amerikanischen Diskussion zu Smart Grids im Gegensatz zu Deutschland zudem auf der Verbesserung der Versorgungssicherheit. Bezüglich der ökonomischen Effekte liegt der Fokus auf einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung und nicht auf einer Analyse der gesamtwirtschaftlichen Systemeffekte.

Auch in Deutschland liegen nur vereinzelt quantitative Analysen vor. In der vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegeben Studie „eEnergy" wurde beispielsweise mit Hilfe des multiagenten basierten Strommarktmodells Power-ACE die Bandbreite der zu erwartenden Einnahmen im Stromhandel berechnet. Stromverbraucher mit abschaltbaren und verschiebbaren Lasten können durch die Verlagerung des Stromverbrauchs in Schwachlastzeiten mit Niedrigpreistarifen die Strombezugskosten senken oder durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt zusätzliche Erlöse erzielen. Positive Regelenergie können Stromverbraucher bereitstellen, indem sie bei einem Unterangebot an elektrischer Energie ihren Stromverbrauch reduzieren (Lastabwurf). Im umgekehrten Fall liefern Stromverbraucher negative Regelenergie, wenn sie bei einem Überangebot an elektrischer Energie ihren Stromverbrauch erhöhen.

Für den Betrieb eines Kühl- oder Gefriergeräts ließen sich bei der in der Studie angenommen Lastverschiebung von einer Stunde maximal 0,50 €/a erzielen. Mit einer Wasch- oder Spülmaschine liegen die zusätzlichen Einnahmen zwischen 0,60 €/a und 3,80 €/a, für einen Wäschetrockner sind es 7,40 €/a bis 33,30 €/a.[210]

Die gerätespezifischen Einnahmen, die sich aus der Teilnahme am Reserveenergiemarkt ergeben, werden in der genannten Studie über einen durchschnittlichen Preis für positive Minutenreserve (215 €/MW) sowie für Primärreserveleistung (350 €/MW) abgeschätzt. Für Kühl- und Gefriergeräte sowie für Wasch- und Spülmaschinen werden damit gerätespezifische Einnahmen zwischen 2,10 €/a bis 4,20 €/a ausgewiesen, für Wäschetrockner sind es 29,30 €/a bis 47,80 €/a[210]. Aufgrund der, aus Verbrauchersicht, geringen gerätespezifischen Einnahmen ist unter Berücksichtigung zusätzlicher Kosten für die Umrüstung bzw. Neuanschaffung der Haushaltsgeräte unter diesen Bedingungen nicht von einem großflächigen Einsatz auszugehen.

Für größere Stromverbraucher im Sektor GHD und für stromintensive Industrieprozesse kann die Teilnahme am Lastmanagement hingegen ökonomisch interessant sein. Ein Elektrostahlofen, der eine Leistung von 30 MW innerhalb einer Zeitspanne von 4 h verschieben kann, kann beispielsweise im Rahmen der Modellsimulation im Stromhandel Einnahmen zwischen 23 000 €/a und 187 000 €/a erzielen. Für die Teilnahme am Reserveenergiemarkt werden Einnahmen zwischen 2,3 Millionen €/a und 3,8 Millionen €/a ausgewiesen.[211]

---

[210] Franz u.a. (2006): Franz, O., Wissner, M., Büllingen, F., Gries, C.-I., Cremer, C., Klobasa, M., Sensfuß, F., Kimpeler, S., Baier, E., Lindner, T., Schäffler, H., Roth, W., Thoma, M., Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bad Honnef, 2006 (S. 95 bzw. 96)

[211] Franz u.a. (2006): Franz, O., Wissner, M., Büllingen, F., Gries, C.-I., Cremer, C., Klobasa, M., Sensfuß, F., Kimpeler, S., Baier, E., Lindner, T., Schäffler, H., roth, W., Thoma, M., Potenziale der Informations- und Kommunikati-

Bezüglich der CO_2-Emissionen sind die größten Effekte im Bereich Kraftwerksbetrieb zu erwarten (siehe Tabelle 5-3). Die durch Smart Grids zu erwartenden Effekte hängen in diesem Bereich wesentlich vom vorhandenen Kraftwerkspark ab. Die Implementierung von Smart Grids beeinflusst umgekehrt zukünftige Investitionen in den Kraftwerkspark. Der Interaktion zwischen Kraftwerksbetrieb und Investitionen in den Kraftwerkspark kommt somit eine besondere Bedeutung zu. Dies gilt insbesondere für die Analyse zukünftiger Entwicklungspfade.

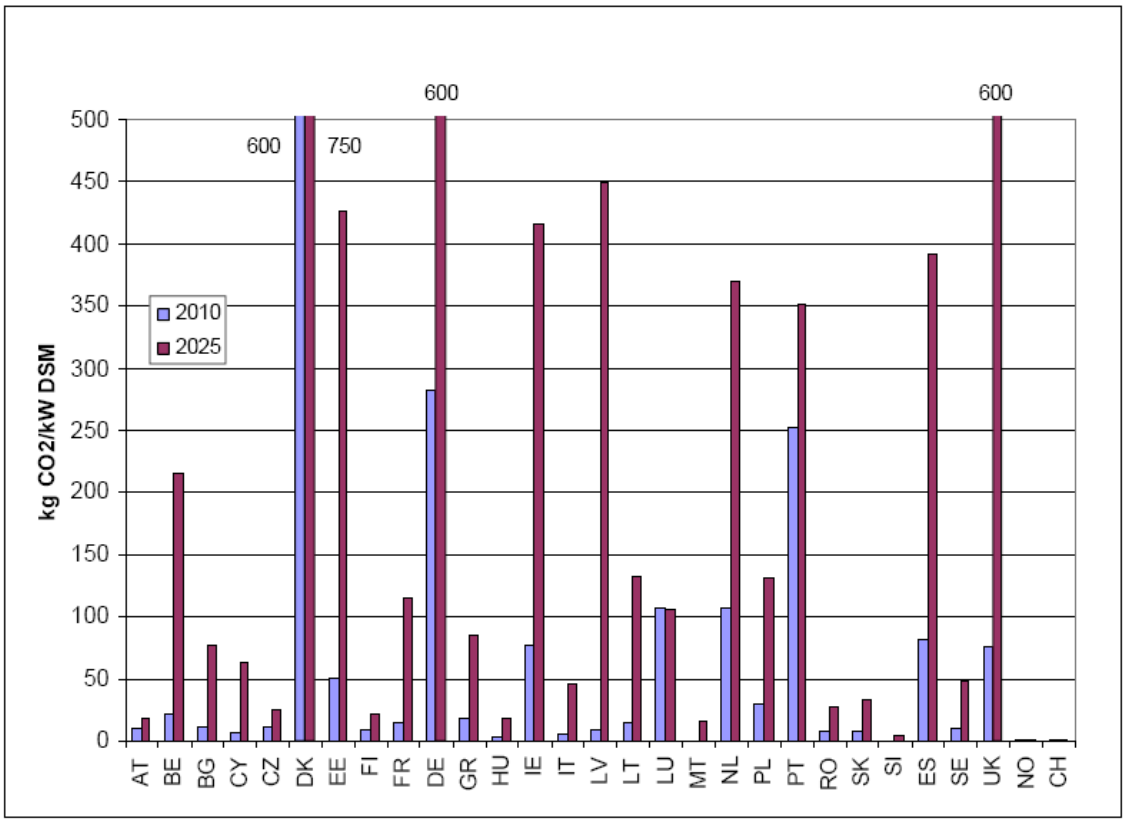


Abbildung 5-3: Reduktion der CO_2-Emissionen durch Lastmanagement

Eine ausführliche Bewertung der ökonomischen und ökologischen Potenziale der Lastverschiebung von Haushaltsgeräten wurde im Projekt Smart-A durchgeführt. Im Fokus dieser Analysen lagen die Auswirkungen auf die Regelenergiebereitstellung in konventionellen Kraftwerken, weil hier die größten Potenziale der nachfrageseitigen Flexibilität vermutet wurden.[212, 213] Die Einsparpotenziale sind stark systemabhängig und werden vor allem durch den Anteil der fluktuierenden Erzeugung sowie der Flexibilität des Kraftwerksparks bestimmt, der die benötigte Regelleistung ansonsten bereitstellen würde. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Abschätzung der spezifischen Einsparpotenziale in der EU. Es wird deutlich, dass in Deutschland relativ hohe CO_2-Einsparpotenziale bestehen, zumal zukünftig, wenn der Anteil der fluktuierenden

ons-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bad Honnef, 2006 (S.96)

[212] Seebach et al. (2009): D. Seebach, C. Timpe und D. Bauknecht; Costs and Benefits of Smart Appliances in Europe, a report from the Smart-A project, 2009

[213] Stamminger R. (2009): R. Stamminger (ed), G. Broil, C. Pakula, H. Jungbecker, M. Braun, I. Rüdenauer, C. Wendker; Synergy Potenzial of Smart Appliances, a report from the Smart-A project, Shaker Herzogenrath, 2009

Erzeugung weiter ansteigt.

In Ländern mit einem flexiblen Kraftwerkspark wie z.B. Österreich ist der Wert dagegen relativ gering. Die in der Grafik gezeigten Ergebnisse werden in der Größenordnung durch eine österreichische Studie bestätigt, in der ein Einsparungseffekt in Höhe von 40 g CO_2kWh ermittelt wurde.[214]

5.2.3 Möglichkeiten der Modellierung

Um die Auswirkungen, welche sich aus der Flexibilisierung von Stromerzeugung und Stromverbrauch und deren Steuerung über I&K-Technologien ergeben, in den zuvor beschriebenen vier Bereichen quantifizieren zu können, ist eine modellgestützte Simulation des Energiesystems erforderlich.

Zur Modellierung von Energiesystemen stehen verschiedene Methoden und Modelltypen zur Verfügung. Während Top-Down-Modelle durch einen hohen Aggregationsgrad und eine volkswirtschaftliche Gesamtbetrachtung gekennzeichnet sind, werden in Bottom-Up-Modellen Prozesse und Technologien eines volkswirtschaftlichen Sektors detailliert abgebildet (Partialmodelle). Für die Modellierung von Energiesystemen als Partialmodelle werden neben optimierenden Modellen auch Simulationsmodelle, wie z. B. Multi-Agenten Modelle oder System Dynamics Modelle, eingesetzt.[215]

In Optimierungsmodellen wird die zu minimierende oder maximierende Zielgröße mit Hilfe von Gleichungen bestimmt (Zielfunktion und Nebenbedingungen). Für die oben skizzierte Fragestellung kann das Energiesystemmodell als Kraftwerkseinsatzmodell konzipiert werden und setzt sich dann aus den Elementen Kraftwerkspark (Stromerzeugung), Stromverbraucher (Last) und Netzübertragung zusammen. Es lässt sich des Weiteren als gerichteter Graph darstellen, wobei die Knoten des Graphen Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsanlagen repräsentieren und die Kanten Stoff- und Energieflüsse abbilden. Innerhalb des jeweiligen Betrachtungszeitraums lassen sich dann sowohl kurzfristige Effekte, welche sich beispielsweise durch eine Lastverschiebung im Stundenbereich ergeben, als auch längerfristige, saisonal bedingte Effekte bestimmen.

Da die CO_2-Reduktionseffekte in erster Linie durch den unterschiedlichen Einsatz der mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke hervorgerufen werden, kommt insbesondere den Ei-

[214] Brauner (2006): Brauner, G., Verbraucher als virtuelles Kraftwerk - Potenziale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2006.
[215] Enzensberger (2003): Enzensberger, Norbert, Entwicklung und Anwendung eines Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor, VDI Fortschritt-Berichte, Reihe 16, Nr. 159, Düsseldorf, 2003 (S.42 ff.)

genschaften der großen Kraftwerksblöcke, wie An- und Abfahrverhalten und Teillastverhalten, eine besondere Bedeutung zu.

Neben der Flexibilität auf der Erzeugerseite spielen auch die Flexibilität auf der Verbraucherseite und damit die Möglichkeit zur Lastverschiebung eine entscheidende Rolle. Last kann auf Verbraucherseite sowohl durch eine geänderte Nutzung zeitvariabler Stromverbrauchstechnologien, wie z. B. Wasch- und Spülgeräte im Haushalt, als auch durch die Speicherung von Energie, z. B. als Prozesswärme oder Prozesskälte, verschoben werden. Die folgende Abbildung zeigt, an welchen Stellen Speicher für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage genutzt werden können.

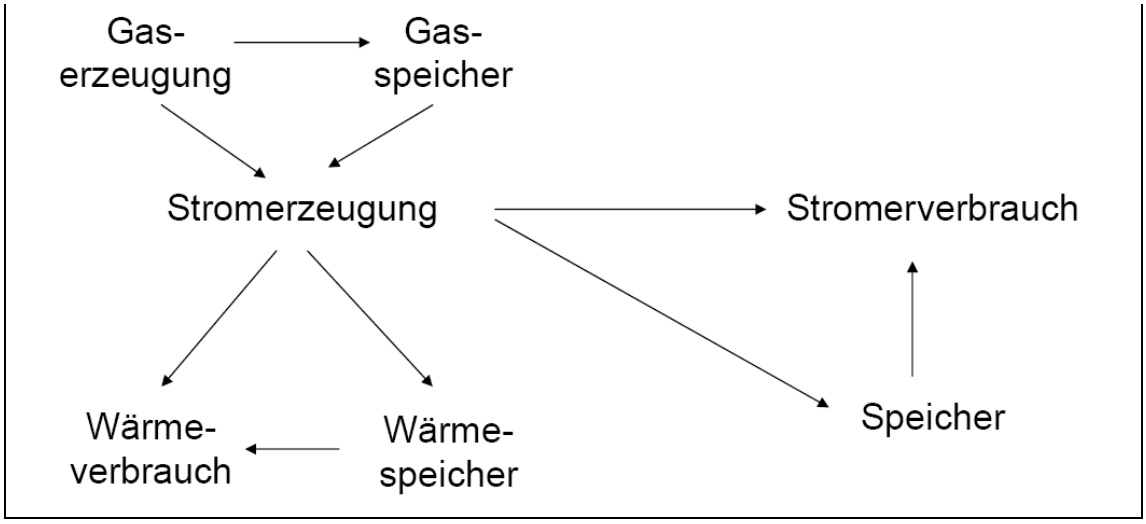


Abbildung 5-4: Nutzung von Speichern für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage

Die physikalisch-technische Modellierung von Stromnetzen stellt ein eigenes Themenfeld dar. Mit Hilfe spezieller Programme, wie z. B. DIgSILENT PowerFactory, können Lastflüsse detailliert auf unterschiedlichen Spannungsebenen simuliert und berechnet werden.[216] In dieser Detailschärfe kann das Stromnetz in einem übergeordneten energiewirtschaftlichen Modell nicht berücksichtigt werden, so dass Netzrestriktionen in diesem Fall häufig nur aggregiert betrachtet werden.

5.3 Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage

5.3.1 Flexibilisierung auf der Erzeugerseite

Neben der bedarfsgerechten Einspeisung von elektrischer Arbeit zur Deckung der sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal schwankenden Stromnachfrage stellen Stromerzeugungsanlagen im Kraftwerkspark elektrische Komplementär- und Regelenergie zur kurz- und mittelfristigen Lastanpassung zur Verfügung. Damit werden sowohl Fahrplanabweichungen im konventio-

[216] DIgSILENT PowerFactory Software: http://www.digsilent.de/

nellen Kraftwerkspark (z. B. Kraftwerksausfälle) als auch Prognoseabweichungen im Bereich der Stromnachfrage und der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windenergie- und Fotovoltaikanlagen ausgeglichen. Um auf Änderungen dieser Art reagieren zu können, ist eine gewisse Flexibilität der Stromerzeugungsanlagen erforderlich. Die einzelnen Stromerzeugungstechnologien sind dafür in unterschiedlichem Maße geeignet.

Die Flexibilität von Stromerzeugungsanlagen wird unter anderem durch die Zeitspanne für das An- und Abfahren, die maximale Laständerungsrate und die Mindestleistung des Kraftwerksbetriebs bestimmt (vgl. Tabelle 3-1). Bei thermischen Kraftwerken müssen beispielsweise beim Anfahren einzelne Komponenten im Dampfkreislauf zunächst vorgeheizt werden. Je nach vorhergehendem Betriebszustand[217] liegen die Anfahrzeiten zwischen 2 h und 5 h. Gasturbinen weisen im Gegensatz dazu mit 5 min bis 20 min deutlich geringere Anfahrzeiten auf. Gaskraftwerke und Gasturbinen sind auch hinsichtlich der möglichen Laständerungsrate flexibler als Kohle- oder Kernkraftwerke und werden entsprechend zur Deckung von Spitzenlast und zur Bereitstellung von Regelleistung eingesetzt[218] (vgl. auch Tabelle 4-1).

Dezentrale Stromerzeugungsanlagen nutzen zur Verbrennung von gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen meist Gas- oder Dieselmotoren (z. B. Biogas-BHKW, Pflanzenöl-BHKW). Grundsätzlich weisen Verbrennungsmotoren kurze Startzeiten auf und bieten die Möglichkeit zu einem modularen Aufbau. Die daraus resultierende hohe Flexibilität wird bei KWK-Anlagen jedoch durch die zur Verfügung stehende Kapazität des Wärmespeichers und der jeweiligen Wärmenachfrage wieder beschränkt. Bei biogas-, klärgas-, deponiegas- und grubengasbetriebenen BHKW-Anlagen stellen die Höhe der kontinuierlichen Gasproduktion, die Größe des Gasspeichers und die Leistung eines ggf. vorhandenen Spitzenlastkessels oder eines Wärmespeichers weitere limitierende Faktoren dar.

Auch unter diesen Restriktionen weisen dezentrale BHKW-Anlagen meist noch ein Verschiebepotenzial von mehreren Stunden auf, so dass sie dazu beitragen können, Schwankungen und Prognoseabweichungen von fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen auszugleichen. In der Folge sinkt damit auch der Bedarf an Komplementär- und Regelenergie konventioneller Kraftwerke. Auf regionaler Ebene lassen sich fluktuierende Stromerzeugungsanlagen, dezentrale BHKW und flexible Verbraucher auch zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenschließen. Die Regelfähigkeit von KWK-Anlagen und gasbetriebenen Anlagen mit kontinuierlicher Gasproduktion (z. B. Biogasanlagen) sowie die Prognoseabweichungen der fluktuierenden Stromerzeugung sind dabei entscheidende Größen. Die Vernetzung und Steuerung dieser Anlagen über eine IKT-Infrastruktur ist dafür eine essentielle technische Voraussetzung.

Aus wirtschaftlichen Gründen sind dezentrale BHKW-Anlagen, welche nach dem EEG vergütet

[217] Heißstart (letzter Betrieb am Vortag), Warmstart (letzter Betrieb vor wenigen Tagen / vor dem Wochenende) oder Kaltstart (z.B. nach einer Revision)
[218] Rosen (2008): Rosen, J., The future role of renewable energy sources in European electricity supply, Dissertation, Universitätsverlag Karlsruhe, 2008 (S. 55ff).

werden, auf eine möglichst kontinuierliche Stromerzeugung mit hoher Volllaststundenzahl ausgerichtet und geplant worden. [219] Für die Einbindung dieser BHKW-Anlagen in ein virtuelles Kraftwerk ist daher meist auch eine Erweiterung der BHKW-Kapazität erforderlich, um innerhalb weniger Stunden die angefallene Tagesmenge an Biogas, Klärgas, Grubengas oder Deponiegas verstromen zu können.

5.3.2 Flexibilisierung auf der Verbraucherseite

Zusätzlich zur Flexibilität auf der Erzeugerseite gewinnt insbesondere auch die Flexibilisierung des Stromverbrauchs bei der Integration dezentraler und fluktuierender Stromerzeugung an Bedeutung. Verbraucher können auf zwei Arten das Stromsystem beeinflussen:

- Der Stromverbrauch wird mit Hilfe von Effizienzmaßnahmen insgesamt gesenkt.
- Der Stromverbrauch wird mit Hilfe eines aktiven Lastmanagements zeitlich verschoben.

Während Effizienzmaßnahmen insgesamt von zentraler energiepolitischer Bedeutung sind, ist für die technische Integration der dezentralen und fluktuierenden Erzeugung vor allem das Lastmanagement relevant. Neue Ansätze des Lastmanagements unterscheiden sich von früheren Versuchen der Lastverschiebung, wie sie zum Beispiel mit speziellen Stromtarifen und Nachtspeicherheizungen unternommen worden sind. Dabei ging es vor allem darum, die Nachfragekurve tagsüber abzuflachen und verstärkt Strom in der Nacht zu verbrauchen. So sollte die Auslastung der Grundlastkraftwerke verbessert und der Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke verringert werden.

Durch den sich ändernden Kraftwerkspark und den gestiegenen Anforderungen, die sich aus der Zunahme dezentraler und fluktuierender Stromerzeugung ergeben, verschiebt sich der Bedarf in Richtung Lastmanagement. Die Integration der dezentralen und fluktuierenden Erzeugung erfordert vor allem eine zeitliche Verschiebung der Nachfrage, die soweit möglich der fluktuierenden Erzeugungsstruktur folgt und damit flexibel wird. Dies stellt eine Erweiterung des bisherigen Verständnisses von Energiesystemen dar, die ausschließlich durch die Anpassung der Versorgungskapazitäten die schwankende Nachfrage befriedigen (vgl. 5.3.1).

Innerhalb dieses erweiterten Energiesystems kommt den Verbrauchern somit auch eine aktive Rolle zu. In Abbildung 5-5 sind verschiedene Lastmanagementstrategien aufgeführt. Für die Integration der dezentralen und fluktuierenden Erzeugung ist in Zukunft vor allem ein „flexibles load shape" gefragt, bei dem die Nachfragekurve nicht nach einem ex-ante bestimmbaren

[219] In Deutschland waren in den Jahren 2006 und 2007 rund 6000 dezentrale Biomasseanlagen (Biogas, Pflanzenöl, Holz) mit einer installierten elektrischen Leistung von 3,5 GW sowie rund 1000 mit Klärgas, Deponiegas oder Grubengas betriebene BHKW mit zusammen 0,7 GW im Einsatz (FNR (2007): Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe, Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen, Gülzow, 2007, Bundesnetzagentur (2009): EEG-Statistikbericht 2007, Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2007 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Stand 31. Juli 2009).

Muster angepasst wird, sondern jeweils einer sich stochastisch ändernden Erzeugung folgt.

„Peak clipping", „valley filling" und „load shifting" verlieren dagegen mit der fluktuierenden dezentralen Erzeugung relativ an Bedeutung. Wird eine moderne Infrastruktur aufgebaut, durch die Lastmanagement ermöglicht und die Flexibilität auf der Nachfrageseite erhöht wird, kann dies aber selbstverständlich nach wie vor dazu genutzt werden, Spitzenlast zu reduzieren und die damit verbundenen positiven Effekte im Kraftwerkspark zu erzielen.

Nachfrageseitige Flexibilität kann damit sowohl für den Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage als auch für die Behebung von netzseitigen Engpässen genutzt werden.

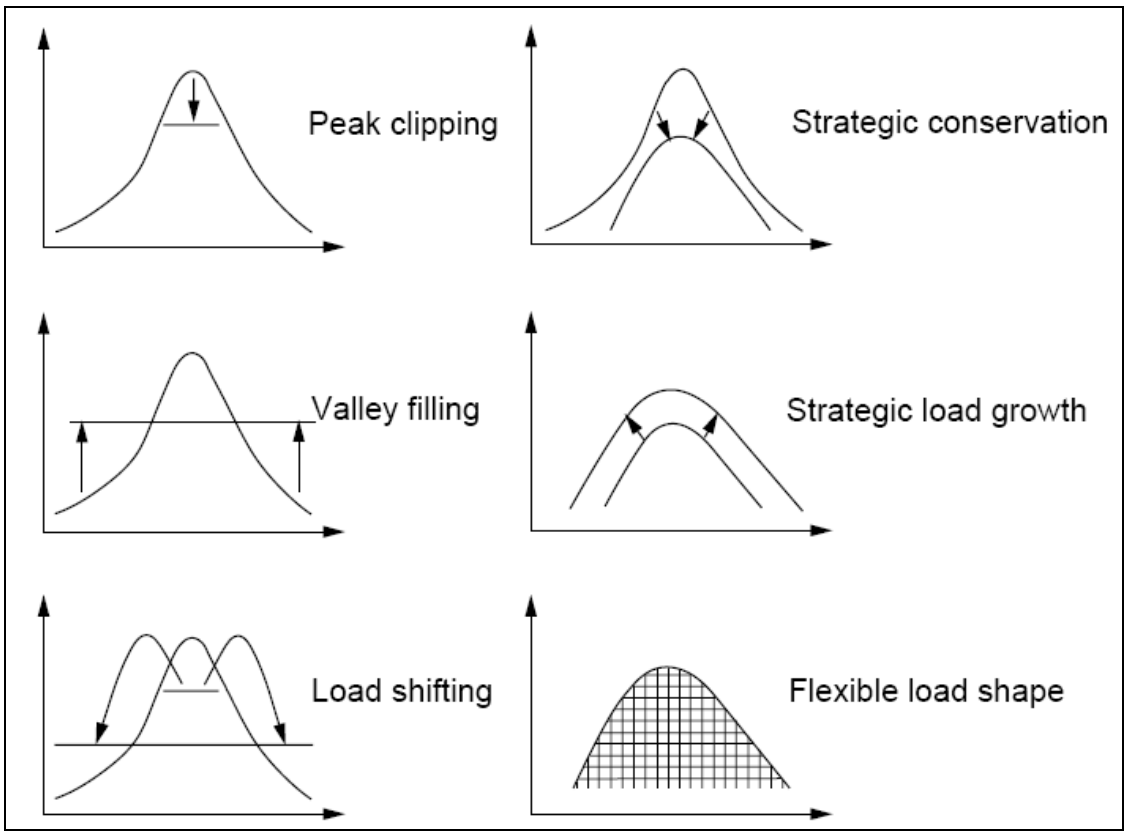


Abbildung 5-5: Mögliche Strategien zur Veränderung der Nachfragekurve [220]

Für die Teilnahme am Lastmanagement sind grundsätzlich alle Verbraucher in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und private Haushalte geeignet, deren Stromverbrauch unterbrechbar oder zeitlich verschiebbar ist. Diese Eigenschaft weisen Verbraucher auf, die die aufgenommene elektrische Energie zwischenspeichern können. Hierzu zählen beispielsweise Kühl- und Gefrierprozesse oder die Bereitstellung von Wärme (Raumwärme, Warmwasser). Die elektrische Energie wird in diesen Fällen in thermische Energie umgewandelt und kann in dieser Form dann auch gespeichert werden. Der Zeitpunkt des Strom-

[220] Abaravicius et al (2006): Abaravicius, J, Pyrko, J.; Load Management from an Environmental Perspective, Energy & Environment, 17 (4), 583-601, 2006

verbrauchs wird dadurch flexibel. Die Speicherkapazität des Stromverbrauchers wird über das zur Verfügung stehende Temperaturintervall, das Volumen und die spezifische Wärmekapazität des Speichermediums sowie den elektrischen Wirkungsgrad bestimmt. Im Gegensatz zu thermischen Speichern können Akkumulatoren, welche die aufgenommene elektrische Energie elektrochemisch speichern, diese auch wieder als Elektrizität abgeben und in das Stromnetz zurückspeisen. Elektrisch betriebene Fahrzeuge könnten zukünftig diese Eigenschaft bereitstellen und damit analog zu Pumpspeicherkraftwerken einen Beitrag zum Lastmanagement leisten.

Zeitvariable Verbraucher können auch ohne Speichermöglichkeit zum Lastmanagement beitragen, indem sie ihren Stromverbrauch durch eine geänderte Nutzung verschieben oder verändern. So könnte beispielsweise zukünftig der Betrieb von Wasch- und Spülmaschinen, innerhalb eines vom Benutzer vorgegebenen Zeitintervalls, von außen aktiviert werden. Diese Möglichkeit des Lastmanagements setzt somit eine aktivere Rolle des Stromkunden voraus.

Zur Ermittlung der Potenziale von Lastmanagement ist damit, neben den technischen Verschiebepotenzialen, auch die Bereitschaft der Kunden zum Lastmanagement zu betrachten. Hier entscheiden nicht zuletzt die ökonomischen Vorteile, die sich aus Kundensicht erzielen lassen, sowie die Einschränkungen in der Gerätenutzung, die sich für die Kunden ergeben, über das realisierbare Lastmanagementpotenzial.

Der Jahresstromverbrauch der einzelnen Technologien kann prinzipiell als Obergrenze und damit als maximales Verschiebepotenzial betrachtet werden. Diese maximale Obergrenze wird jedoch durch technische und gebrauchsabhängige Restriktionen verringert. Um das tatsächlich zur Verfügung stehende Lastmanagementpotenzial bestimmen zu können, muss der für das Lastmanagement zur Verfügung stehende Anteil bestimmt werden. Dieser Anteil ist mit einer hohen Unsicherheit behaftet, so dass im Folgenden nur der technologiespezifische Stromverbrauch als maximale Obergrenze des Verschiebepotenzials ausgewiesen wird.

5.3.3 Lastmanagement im Sektor Haushalte

Die Zahl der Privathaushalte lag in Deutschland im Jahr 2005 bei 39,4 Millionen.[221] Dieser Sektor hat im Jahr 2007 rund 140 TWh Strom verbraucht. Dies entspricht rund 27 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland.[222] Hauptstromverbraucher waren dabei Stromheizungen, Boiler und Durchlauferhitzer zur elektrischen Warmwassererzeugung, Kühl- und Gefriergräte, Koch- und Backgeräte, Waschmaschinen und Wäschetrockner, Geräte für Unterhaltungselektronik und Telekommunikation, Lampen und Beleuchtung sowie Infrastrukturgeräte (z. B. Heizungspumpen). Der Anteil dieser Gerätegruppen am Gesamtstromverbrauch privater Haushal-

[221] **Stat. Bundesamt (2008):** Fachserie 3, Reihe 3.1.2, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Landwirtschaftliche Bodennutzung – Anbau auf dem Ackerland, Wiesbaden August 2008
[222] BDEW (2008): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2008 (S.11)

te ist in Abbildung 5-6 dargestellt.[223]

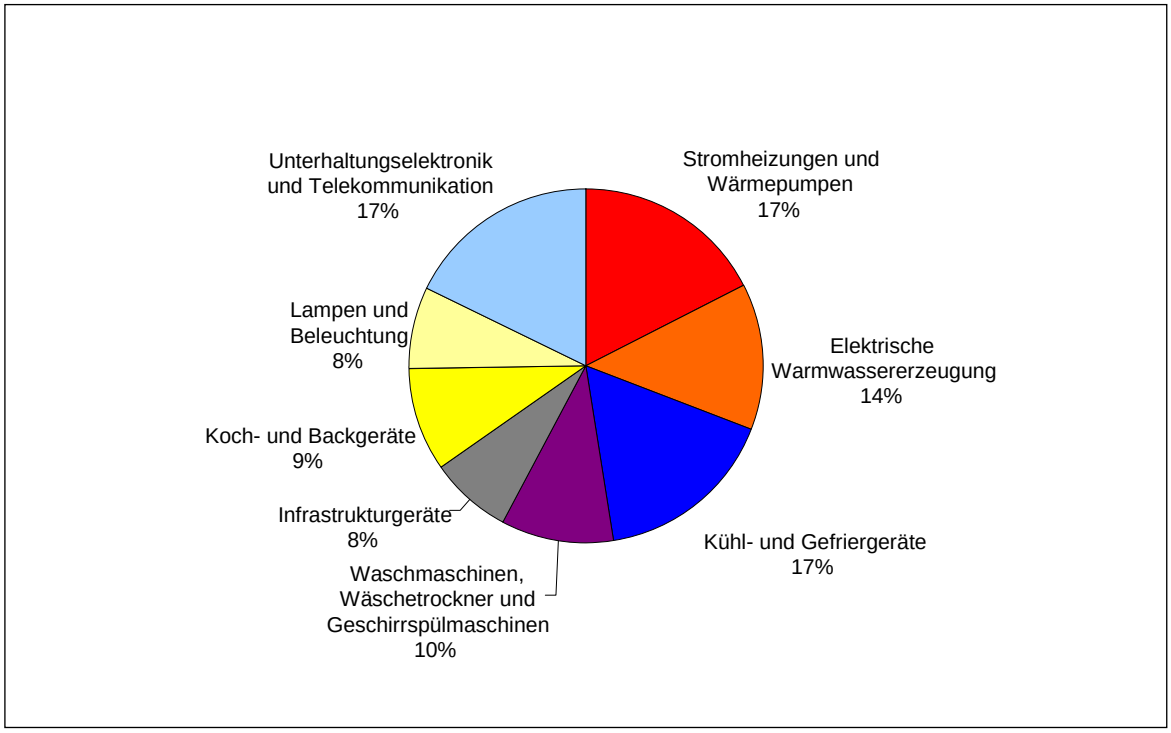


Abbildung 5-6: Anteil einzelner Gerätegruppen am Gesamtstromverbrauch privater Haushalte in Deutschland im Jahr 2004 (vgl. [224])

Im Sektor Haushalte können Stromheizungen, Heizungspumpen und Wärmepumpen, Geräte zur elektrischen Warmwassererzeugung sowie Kühl- und Gefriergeräte aufgrund ihrer Möglichkeit zur Speicherung den Stromverbrauch unterbrechen und verschieben. Die aufgenommene elektrische Energie, die zur Erzeugung von Kälte, Raumwärme oder Warmwasser genutzt wird, kann in dieser Form auch gespeichert werden. Bei einem Überangebot an fluktuierender Stromerzeugung kann so kurzfristig etwas mehr Strom aufgenommen werden und die Temperatur wird bei Kühl- und Gefrierprozessen auf die untere Temperaturschranke abgesenkt bzw. bei Wärmeprozessen auf die obere Temperaturschranke angehoben. Zu einem späteren Zeitpunkt kann dann entsprechend weniger Strom verbraucht werden, bis die Temperatur die andere Temperaturschranke erreicht hat. Bei einem geänderten Nutzungsverhalten kann des Weiteren auch der Stromverbrauch von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülmaschinen verschoben werden. Diese potenziell flexiblen Gerätegruppen sind insgesamt für rund Zweidrittel des Stromverbrauchs der privaten Haushalte verantwortlich.

In Abbildung 5-7 und Abbildung 5-8 ist das Tageslastprofil aller Haushalte in Deutschland an

[223] Bürger (2009): Bürger, V., Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte, Transponse Working Paper No 3, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2009 (S.18)
[224] Bürger (2009): Bürger, V., Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte, Transponse Working Paper No 3, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2009 (S.18)

einem Sommer- und einem Winterwerktag im Jahr 2008 dargestellt. Die durchschnittliche Last schwankt zwischen 5.000 MW und 20.000 MW im Sommer und zwischen 12.000 MW und 28.000 MW im Winter. Beide Tageslastprofile weisen jeweils morgens zwischen 7 Uhr und 9 Uhr, mittags zwischen 12 Uhr und 14 Uhr sowie abends zwischen 20 Uhr und 23 Uhr einen Peak auf.

Weitgehend unabhängig von der Tageszeit zeigt sich die Last von Kühl- und Gefriergeräten. Sie liegt bei rund 3 500 MW im Sommer und 2 500 MW im Winter. [225] Kühl- und Gefriergeräte weisen eine hohe Marktdurchdringung auf und sind in nahezu jedem Haushalt zu finden. Bundesweit sind rund 36 Millionen Kühlschränke, 22 Millionen Gefriergeräte und 12 Millionen Kühl- und Gefrierkombinationen im Einsatz.[226] Die Speicherkapazität von Kühl- und Gefriergeräten wird von deren Befüllung und dem jeweiligen Temperaturintervall (z. B. 2°C – 6°C) bestimmt. Das zeitliche Verschiebepotenzial hängt neben der Speicherkapazität auch von den spezifischen Kälteverlusten (Isolierung) ab und liegt im Bereich von 0,5 h bis 2 h. [227]

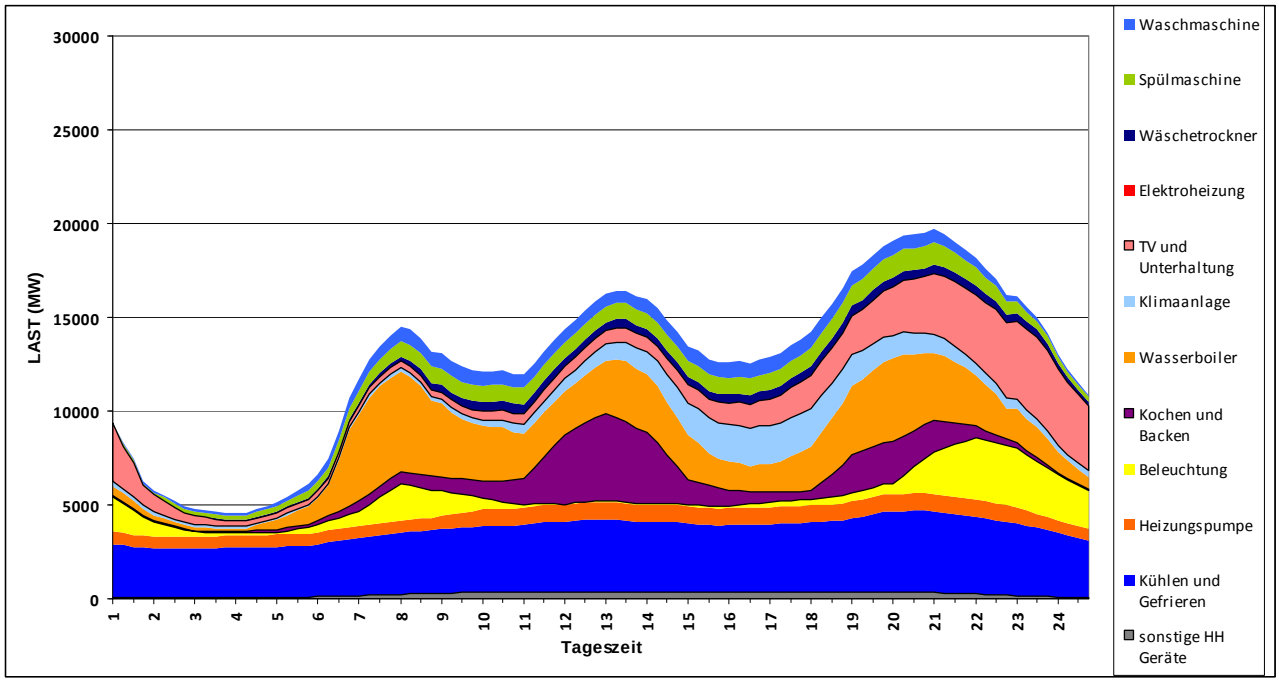


Abbildung 5-7: Tageslastprofil aller Haushalte in Deutschland an einem Werktag im Sommer 2008[228]

In rund 30 % aller Haushalte wird das Warmwasser elektrisch bereitgestellt. Im Jahr 2007 lag

[225] Stamminger R. (2009): R. Stamminger (ed), G. Broil, C. Pakula, H. Jungbecker, M. Braun, I. Rüdenauer, C. Wendker; Synergy Potenzial of Smart Appliances, a report from the Smart-A project, Shaker-Verlag, Aachen, 2009.
[226] Bürger (2009): Bürger, V., Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte, Transponse Working Paper No 3, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2009. (S.25)
[227] Klobasa (2007): Klobasa, M.: Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007. (S.72)
[228] Tack (2010): Tack, T.: Techno-ökonomische Analyse von verbrauchernahem Lastmanagement in Haushalten, Diplomarbeit TU Darmstadt und Öko-Institut e.V., 2010

der Stromverbrauch dafür bei rund 20 TWh/a (ohne Warmwassererzeugung in Waschmaschinen und Geschirrspülmaschinen).[229] Die durchschnittliche Last schwankt zwischen 100 MW und 5 000 MW (Sommer) bzw. 7 000 MW (Winter).[230] Der Peak liegt dabei in der Zeitspanne zwischen 6 Uhr und 10 Uhr und zwischen 18 Uhr und 22 Uhr. Bei einer angenommenen Speicherkapazität von vier Stunden ließe sich dieser Stromverbrauch in den Schwachlastbereich zwischen 2 Uhr und 6 Uhr bzw. 14 Uhr bis 18 Uhr verschieben (morgens und abends jeweils rund 20 GWh/d).

Obwohl nur knapp 4 % aller Haushalte in Deutschland elektrisch beheizt werden, stellt der daraus resultierende Stromverbrauch vor allem im Winter und in der Übergangsjahreszeit eine relevante Größe dar.[231] [232] [233] In neu gebauten Wohneinheiten spielen Stromheizungen hingegen nur noch eine untergeordnete Rolle (1 % in 2007), so dass ihr Anteil zukünftig zurück gehen wird. Allerdings wird der zunehmende Anteil an Wärmepumpen den Rückgang des Stromverbrauchs von Elektroheizungen zumindest teilweise wieder ausgleichen.[234] Da Stromheizungen in der Regel als Nachtspeicherheizungen betrieben werden, liegt der Peak zwischen 22 Uhr und 6 Uhr (rund 10 000 MW). Tagsüber beträgt die elektrische Last rund 1000 MW.[235] [236] Bei einem angenommenen Verschiebezeitraum von 12 h weisen Stromheizungen somit während der Heizperiode ein Verschiebepotenzial von rund 80 GWh/d auf.

Zwar ist die elektrische Wärmebereitstellung im Vergleich zur direkten Wärmebereitstellung mit erheblichen Effizienzverlusten verbunden, so dass die elektrische Wärmebereitstellung mit Strom aus fossilen Brennstoffen ausgeschlossen werden sollte. Allerdings kann die elektrische Wärmebereitstellung bei einem zeitweisen Überschuss an Wind- und PV-Strom einen Beitrag zur Minimierung der Treibhausgasemissionen leisten im Vergleich zur direkten Wärmebereitstellung aus fossilen Brennstoffen. Allerdings ist dabei nicht gewährleistet, dass der Stromüberschuss zeitlich mit dem Wärmebedarf zusammenfällt. Das Für und Wider dieser Option muss im Detail weiter untersucht werden

[229] BDEW (2008): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2008. (S.11)
[230] Stamminger R. (2009): R. Stamminger (ed), G. Broil, C. Pakula, H. Jungbecker, M. Braun, I. Rüdenauer, C. Wendker; Synergy Potenzial of Smart Appliances, a report from the Smart-A project, Shaker-Verlag, Aachen, 2009.
[231] Mikrozensusdaten 2002
[232] Frey et al (2007): Frey, G., Schulz, W., Horst, J., Leprich, U., Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich, IZES gGmbH, Saarbrücken, 2007. (S.19)
[233] Wohlauf et aö (2005): Wohlauf, G., Thomas, S., Irrek, W., Hohmeyer, O., Ersatz von Elektro-Speicherheizungen durch effiziente Brennwerttechnik, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2005. (S.4)
[234] Wiechmann (2008): Wiechmann, H., Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), 2008. (S. 151)
[235] Stamminger (2009): Stamminger, R. (Hrsg.), Synergy Potenzial of smart Domestic Appliances in Renewable Energy Systems, Shaker Verlag, Aachen.
[236] EnBW (2005): Lastprofil für Stromheizungen, http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/stromverteilnetz/netznutzung/lastprofile/index.jsp

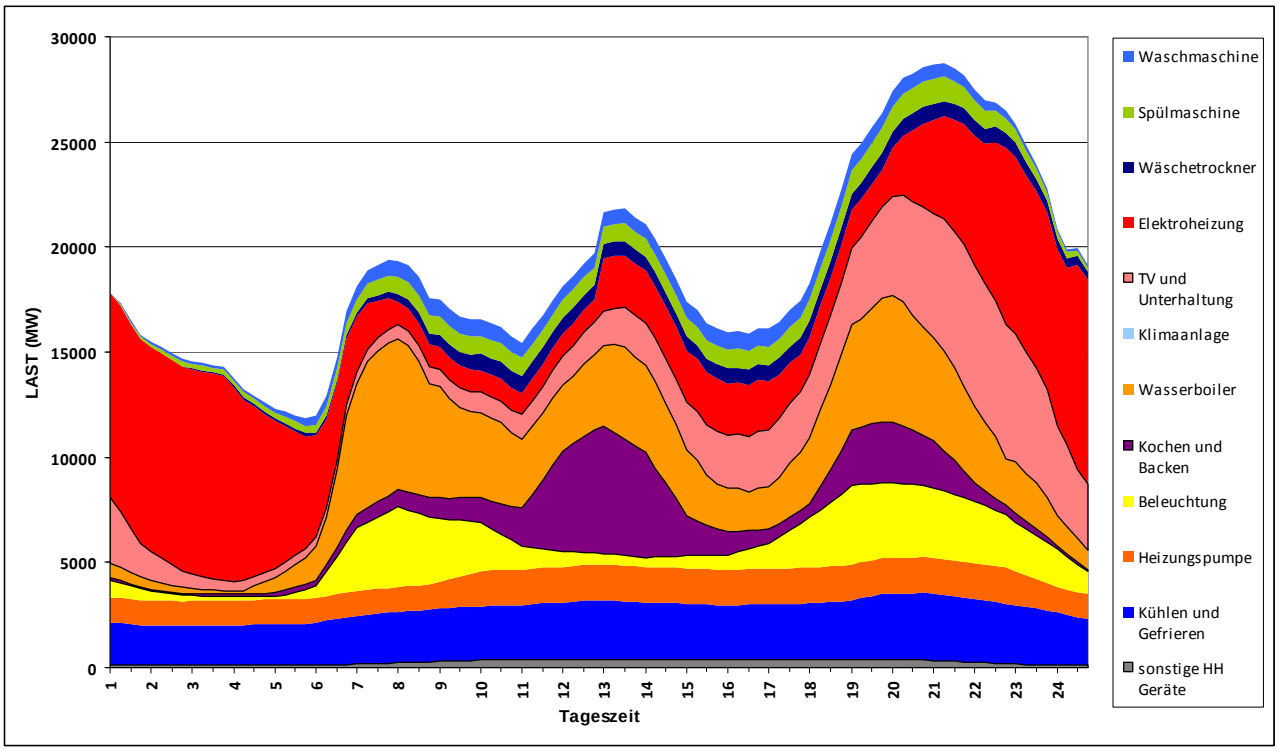


Abbildung 5-8: Tageslastprofil aller Haushalte in Deutschland an einem Werktag im Winter 2008[237]

Bei Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülmaschinen kann durch die Vorgabe eines Zeitintervalls für den Start- oder Endzeitpunkt des Gerätes die aufgenommene Last zeitlich verschoben werden. Weiter ist auch denkbar, den Ablauf des Waschprogramms zu verändern und beispielsweise energieintensive Aufwärmphasen in einen Zeitraum mit einem hohen Stromangebot zu verschieben. Der Bestand dieser Geräte in Deutschland belief sich im Jahr 2004 auf rund 36 Millionen Waschmaschinen, 15 Millionen Wäschetrockner und 23 Millionen Geschirrspülmaschinen.[238] Waschmaschinen, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschinen werden größtenteils tagsüber zwischen 7 Uhr und 22 Uhr eingesetzt. Die Maximallast liegt bei jeweils rund 800 MW für Waschmaschinen und Wäschetrockner und 1200 MW für Geschirrspülmaschinen.[239] Das zeitliche Verschiebepotenzial hängt von den Gewohnheiten und dem Verhalten der Verbraucher ab. Während Spülmaschinen ohne größere Einschränkungen der Benutzer abends aktiviert und dann bei Bedarf im Laufe der Nacht betrieben werden könnten, ist dies für Waschmaschinen und Wäschetrockner schwieriger umzusetzen. Hier stellen das manuelle Umfüllen der Wäsche von der Waschmaschine in den Trockner bzw. das anschließende Aufhängen zum Trocknen limitierende Faktoren dar. Für Geschirrspülmaschinen kann demnach

[237] Tack (2010): Tack, T., Techno-ökonomische Analyse von verbrauchernahem Lastmanagement in Haushalten, Diplomarbeit TU Darmstadt und Öko-Institut e.V.
[238] Bürger (2009): Bürger, V., Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte, Transponse Working Paper No 3, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2009. (s. 25 und 30)
[239] Stamminger (2009): Stamminger, R. (Hrsg.), Synergy Potenzial of smart Domestic Appliances in Renewable Energy Systems, Shaker Verlag, Aachen.

von einem Verschiebzeitraum von bis zu 12 h und für Waschmaschinen und Wäschetrockner von bis zu 4 h ausgegangen werden. Das maximale Verschiebepotenzial liegt insgesamt bei rund 20 GWh/d.

Anders als bei Prozessen mit elektrischer Kälte- oder Wärmeerzeugung und Speicherung, muss der Verbraucher bei der Nutzung von Waschmaschinen, Wäschetrocknern und Geschirrspülmaschinen im Alltag sein Verhalten aktiv ändern. Die Bereitschaft der Verbraucher dazu und die Höhe der benötigten finanziellen und informationstechnischen Anreize werden gegenwärtig in Forschungsprojekten und Feldversuchen empirisch untersucht.[240]

5.3.4 Lastmanagement im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) ist sehr heterogen und setzt sich u. a. aus Betrieben im Baugewerbe, Bürobetrieben, Herstellungsbetrieben, Betrieben im Groß- und Einzelhandel, Krankenhäusern, Schulen und Bädern, Gastgewerbebetrieben, Nahrungsmittelbetrieben, Wäschereien, Klär- und Wasserwerken sowie Betrieben in Landwirtschaft und Gartenbau zusammen.[241]

Der Stromverbrauch dieses Sektors belief sich im Jahr 2007 auf rund 145 TWh.[242] Hauptstromverbraucher sind dabei die Gruppe der Bürobetriebe, der Betriebe im Groß- und Einzelhandel, Krankenhäuser, Schulen und Bäder sowie Gastgewerbebetriebe.[243] Als Stromverbrauchstechnologien, die für ein Lastmanagement im Sektor GHD geeignet sind, kommen Kühl- und Gefrierprozesse, Klimatisierung und Belüftung, Klär- und Wasserwerke sowie elektrische Heizungs- und Warmwassersysteme in Frage (siehe Tabelle 5-4).

Kühl- und Gefrieranwendungen werden in erster Linie im Lebensmittelhandel (z. B. Supermärkte oder Kühlhäuser) und im Gastronomiegewerbe eingesetzt. Die maximale elektrische Leistungsaufnahme der Kältekompressoren liegt bei rund 900 MW und die jährliche Volllaststundenzahl bei 5 000 h bis 6 000 h. Daraus ergibt sich ein Stromverbrauch von rund 5 000 GWh/a.[244] Das zeitliche Verschiebepotenzial hängt neben der installierten Leistung der

[240] Z. B. im Rahmen des E-Energy Forschungsprogramms von BMWi und BMU
[241] Schlomann et al (2009): Schlomann, B., Gruber, E., Geiger, B., Kleeberger, H., Wehmhörner, U., Herzog, T., Konopka, D.-M., Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) der Technischen Universität München, GfK Marketing Services GmbH & Co. KG, 2009
[242] BDEW (2008): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2008. (S.11)
[243] Schlomann et al (2009): Schlomann, B., Gruber, E., Geiger, B., Kleeberger, H., Wehmhörner, U., Herzog, T., Konopka, D.-M., Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) der Technischen Universität München, GfK Marketing Services GmbH & Co. KG, 2009. (S.55)
[244] Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007. (S.70-73)

Kältekompressoren vor allem von der spezifischen Wärmekapazität und dem zulässigen Temperaturintervall der zu kühlenden Lebensmittel ab. Für gewerbliche Kühlhäuser wird dies nachfolgend exemplarisch abgeleitet.

Die durchschnittliche Palettenbeladung in deutschen Kühlhäusern setzte sich im Jahr 2009 zu 35 % aus Fleisch und Fisch, zu 25 % aus allgemeiner Tiefkühlkost, zu je 15 % aus Obst und Gemüse sowie aus Milchprodukten und zu 10 % aus Backwaren und sonstigen Lebensmitteln zusammen.[245] Bei einem angenommenen Temperaturintervall von -18°C bis -24°C, einer gewichteten spezifischen Wärmekapazität nach dem Erstarren von 1,7 kJ/kg K sowie einer Kühlgutmenge von 1,5 Mio. t ergibt sich eine thermische Speicherkapazität von ca. 4 200 MWh Kälte.[246]

Rund 70 % des Stromverbrauchs in Kühlhäusern wird durch den Betrieb der Kältemaschine verursacht (ca. 1 000 GWh/a). [247] [248] Bei einem kontinuierlichen Betrieb der Kältemaschinen und einem Skalierungsfaktor von 1,6 für Sicherheitszuschlag und Auslegung der Kältemaschine auf den heißesten Tag im Jahr ergibt sich eine installierte elektrische Leistung von 180 MW. Die Kälteleistung liegt bei einem angenommenen COP[249] von 2,5 bei 450 MW, so dass sich ein rechnerisch bestimmter Verschiebezeitraum von rund 9 h ergibt. Da das Gefriergut an der Oberfläche schneller auftaut als im Inneren, muss der rechnerisch bestimmte Verschiebezeitraum reduziert werden. In Kühlhäusern wird zum Teil heute schon mittels Hoch- und Niedrigtarifen ein Verschiebzeitraum von 3 h realisiert, so dass ein Verschiebepotenzial von bis zu 6 h unterstellt wird. Der Verschiebezeitraum für Kühlschränke und Kühltruhen liegt bei 0,5 h bis 2 h (vgl. Kühlen und Gefrieren im Sektor Haushalte).[250]

Dem gegenüber weisen stationäre Klimaanlagen eine installierte elektrische Leistung von rund 7 000 MW und einen Stromverbrauch von rund 3 500 GWh/a auf, was einer jährlichen Betriebszeit von 500 h entspricht. [251] Klimaanlagen sind in Deutschland daher nur in den Sommermonaten für die Teilnahme am Lastmanagement geeignet. Der Verschiebezeitraum liegt in der Größenordnung von einer Stunde. [252]

Der durchschnittliche Leistungsbedarf für die Belüftung von Gebäuden liegt bei rund

[245] VDKL (2009): Verband deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e.V., Leitfaden für eine Verbesserung der Energieeffizienz in Kühlhäusern, 2009.
[246] www.vdkl.com
[247] VDKL (2009): Verband deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e.V., Leitfaden für eine Verbesserung der Energieeffizienz in Kühlhäusern, 2009.
[248] www.vdkl.com
[249] Coefficient of Performence
[250] Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007. (S.70-73)
[251] Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007. (S.72-73)
[252] Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007. (S.77 u. 79)

1 500 MW. Der Stromverbrauch wird für diese Anwendung in der Energiebilanz unter der Position „mechanische Energie" aufgeführt. Wird für den Bereich Klimatisierung von einem Anteil in Höhe von 20 % ausgegangen, so ergibt sich für das Jahr 2007 ein Stromverbrauch von rund 14 000 GWh. Der Verschiebezeitraum liegt in der Größenordnung von einer Stunde. [253]

In Deutschland reinigen rund 10 000 Kläranlagen kommunale Abwässer und setzen dafür jährlich rund 4 400 GWh Strom ein.[254] Mit rund 70 % ist die Belüftung und Umwälzung in den Belebungsbecken der Hauptstromverbraucher, der restliche Strom wird für Pumpen (15 %), Rührwerke in Faultürmen (10 %) und die Klärschlammentwässerung (5 %) aufgewendet. Für die Betriebsweise der Belebungsbecken kann unterstellt werden, dass die Belüftung und Umwälzung alle 12 h für rund 30 min unterbrochen werden kann, ohne dass die mikrobiologischen Prozesse gestört werden. Rührwerke in Faultürmen und Anlagen zur Klärschlammentwässerung werden üblicherweise im Intervallbetrieb eingesetzt. Während die Klärschlammentwässerung meist nur wenige Stunden am Tag betrieben wird, ist der Intervallbetrieb von Rührwerken kurzfristiger aufgelöst (z. B. 30 min an, 30 min aus). Insgesamt kann für Kläranlagen eine Verschiebezeit von rund 1 h angenommen werden.

Der Stromverbrauch zur Gewinnung und Verteilung von Trinkwasser beträgt in Deutschland rund 4 200 GWh/a und wird im Wesentlichen für den Betrieb von Pumpen verwendet.[255] Nach der Wasserfassung in Form einer Quellfassung, von Grundwasserbrunnen oder von Fluss-, See- oder Talsperren wird das Wasser in Tiefbehältern zwischengespeichert und in Aufbereitungsanlagen zu Trinkwasserqualität aufbereitet. Anschließend wird das Wasser in Hochbehälter gepumpt, die neben dem Ausgleich schwankender Wasserentnahmen auch den für das Versorgungsgebiet benötigten Mindestdruck gewährleisten.[256] Flexible Verbrauchspotenziale ergeben sich in der Wasserversorgung durch die Höhe des Speichervolumens in den Tief- und Hochbehältern, der installierten Pumpleistung sowie des jeweiligen Wasserverbrauchs. Die Pumpen sind auf den maximalen Wasserverbrauch im Jahr hin ausgelegt, welcher den durchschnittlichen Wasserverbrauch etwa um den Faktor 1,3 übersteigt. Das Hochbehältervolumen in Deutschland umfasst üblicherweise rund 80 % – 100 % des Tagesbedarf im Versorgungsgebiet, so dass sich daraus eine maximale Verschiebezeit von 20 h - 24 h ergibt.[257]

Im Bereich der elektrischen Wärmebereitstellung wurden 2007 im Sektor GHD rund 8 000 GWh für Raumwärme und rund 14 000 GWh für Warmwasser verbraucht.[258] Während

[253] Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007. (S.77 u. 79)
[254] BDEW (2008b): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin, 2008
[255] Statistisches Bundesamt (2009): Statistisches Jahrbuch 2009 für die Bundesrepublik Deutschland.
[256] Mutschmann et al (2007): Mutschmann, J., Stimmelmayr, F.; Taschenbuch der Wasserversorgung, 14. Auflage, Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden. 2007
[257] Mutschmann et al (2007): Mutschmann, J., Stimmelmayr, F.; Taschenbuch der Wasserversorgung, 14. Auflage, Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden. 2007
[258] BDEW (2008): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Endenergieverbrauch in Deutschland 2007,

Nachtspeicherheizungen nur in den Wintermonaten eingesetzt werden und in Deutschland eine durchschnittliche Betriebszeit von rund 650 h/a aufweisen, werden Durchlauferhitzer und Elektroboiler zur Warmwassererzeugung ganzjährig betrieben.[259]

Tabelle 5-4 zeigt das Lastmanagementpotenzial von flexiblen Verbrauchern im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen noch einmal in einer Übersicht.

Tabelle 5-4: Technologien mit einem Lastmanagementpotenzial im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

	Stromverbrauch 2007 (GWh/a)	Verschiebezeitraum (h)	Bisheriger Lastverlauf
Kühlschränke, Kühltheken und Gefriertruhen	4 000	0,5 - 2	Kontinuierlich
Kühlhäuser	1 000	3 - 6	Kontinuierlich
Klimatisierung	3 500	1	Saisonal schwankend (Sommer)
Belüftung	14 000	1	Ganzjährig gleichmäßig, tagsüber verstärkt
Kläranlagen	4 400	0,5 - 1	Kontinuierlich
Wasserversorgung	4 200	20 - 24	Kontinuierlich
Stromheizungen	8 000	12-24	Saisonal schwankend (Heizperiode im Winter)
Elektrische Warmwassererzeugung	14 000	4-12	Ganzjährig gleichmäßig, tagsüber verstärkt

5.3.5 Lastmanagement im Sektor Industrie

Im industriellen Sektor kommen für das Lastmanagement Prozesse in der Grundstoffchemie (Chlorelektrolyse, Luftzerlegung), der Nichteisen-Metallherstellung (Elektrolyse bei der Aluminium-, Kupfer- und Zinkherstellung), der Stahlerzeugung (Elektrolichtbogenofen), der Papierindustrie (Holzstoffherstellung, Altpapierherstellung) und der Zementindustrie (Motorenanwendungen bei Mühle, Brechern und Mahlwerken) in Frage.

Das Potenzial zur Lastverschiebung hängt im industriellen Sektor neben technischen Restrikti-

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2008. (S. 11)

[259] Klobasa (2007): Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007. (S.77-78)

onen vor allem auch von der Auftragslage und der Auslastung der Produktionsstätten ab. Für einige Industriebetriebe ist es bereits heute attraktiv, den Stromverbrauch von stromintensiven Produktionsabschnitten in den Schwachlastbereich mit entsprechend günstigeren Tarifkonditionen zu verlagern.

Die informationstechnische Vernetzung, die für die Erschließung der Lastmanagement-Potenziale bei Haushalten und Gewerbe eine wichtige Rolle spielt, ist für industrielle Lasten eine nicht so zentrale Herausforderung, da nur relativ wenige große Verbraucher eingebunden werden müssen.

5.4 Dezentralisierung des Stromsystems

Als Folge der Dezentralisierung der Erzeugung und einer Integration der (dezentralen) Nachfrage wird auch eine Dezentralisierung der Systemsteuerung erforderlich bzw. werden Mechanismen benötigt, mit denen dezentrale Akteure in das bisherige zentrale System integriert werden können. Dies betrifft sowohl die Markt- als auch die Netzintegration. Nachfolgend werden beispielhaft drei Aspekte bzw. Entwicklungen herausgegriffen, die in diesem Zusammenhang diskutiert werden können.

5.4.1 Veränderungen der Aufgabenteilung zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern

Bei zunehmender Dezentralisierung der Erzeugung steigt der Bedarf, Verteilnetzbetreiber stärker zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und –qualität heranzuziehen. In Deutschland müssen Verteilnetzbetreiber nach den gültigen Netz-Codes (Transmission, Distribution, Grid) zu folgenden Systemdienstleistungen beitragen:

- Spannungshaltung
  Dem VNB obliegt es, den Blindleistungshaushalt in seinem Netz auszugleichen. Dazu muss er Möglichkeiten zur Kompensation im Netz und in angeschlossenen Erzeugungsanlagen selbst bzw. über Verträge in geeignetem Umfang vorhalten, so dass die Einhaltung vorgeschriebener Grenzwerte bzw. vereinbarter Betriebsspannungsbänder ausreichend sichergestellt werden kann.
- Versorgungswiederaufbau
  Der VNB ist im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Netzbetrieb und dessen Wiederherstellung nach Großstörungen verpflichtet, entsprechende Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zu erstellen. Dazu gehören Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke im Netzgebiet. Soweit erforderlich, sind die Maßnahmen mit vor- und nachgelagerten Netzbetreibern abzustimmen.
- Betriebsführung

Zu den Aufgaben der Betriebsführung des Verteilungsnetzes gehören u. a. die Netzüberwachung, die Anweisung und Durchführung von Schalthandlungen, die Durchführung der Spannungshaltung sowie der Betrieb der notwendigen betrieblichen Mess- und Zähleinrichtungen.

Durch eine größere Anzahl dezentraler Anlagen entsteht zunächst ein höherer Aufwand für ihre Überwachung über die Netzleitstelle. Auf der anderen Seite nehmen dadurch auch die Möglichkeiten zu, die Anlagen zur Blindstromkompensation oder zum Versorgungswiederaufbau heranzuziehen.[260] Letzteres setzt die Inselbetriebsfähigkeit der Anlagen voraus, die bei der Existenz einer Vielzahl von Anlagen in der Perspektive dazu führen kann, ganze Teilnetze des VNB inselbetriebsfähig zu machen, wo immer dies ökonomisch sinnvoll erscheint.

Stärkere Beiträge der VNB zu den Systemdienstleistungen führen damit einerseits zu neuen Aufgabenfeldern in Kooperation mit den Netznutzern, anderseits können sie bei einem entsprechend angepassten Regulierungssystem zu einem besseren Effizienzwert und damit stabileren Erlösen aus Netzentgelten führen.

5.4.2 Entwicklungen in Dänemark

Dänemark treibt die Dezentralisierung der Systemstruktur vor allem mit dem „Cell"-Projekt voran, in dem eine neue Kontroll-Architektur implementiert werden soll.[261] [262]

Da die große Anzahl dezentraler Anlagen in der Systemkontrolle nicht wie bislang weitgehend ignoriert werden kann, andererseits aber auch eine zentrale Steuerung der dezentralen Anlagen zu komplex ist, soll die Systemkontrolle dezentralisiert und auf „Zellen" auf der Mittelspannungsebene übertragen werden. Diese sollen einen Teil der Systemsteuerung übernehmen. Statt das gesamte Stromsystem und den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage weiterhin zentral zu steuern, soll wegen des hohen Anteils dezentraler Erzeugung auch die Steuerung dezentral ansetzen. Dies wird als Alternative zu einem sonst notwendigen Netzausbau gesehen, der höhere Kosten verursachen würde.[263] Auch die Netztopologie soll zunächst weitgehend erhalten bleiben.[264]

---

[260] Doll, M. et al (1999): Doll, M., Schäfer, K. F., Verstege, J.: Die Zukunft des Netzbetreibers, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2 Januar 1999

[261] Lund et al (2006): Lund, P., Cherian, S., Ackermann, T.: 'A Cell Controller for autonomous Operation of a 60 KV Distribution Area, International Journal of Distributed Energy Resources, 2 (2), 83-100, 2006

[262] Bach et al (2003): Bach, P.-F., Nielsen, J.E., Hindsberger, M., Varming, S., Gaardestrup, C. 2003: Active Networks as a tool to integrate large amounts of distributed generation. Presented at the conference "Energy Technologies for post Kyoto Targets in the Medium Term", Risø, Denmark

[263] "There has to be an economic case for introducing Active Networks instead of running distribution networks as it always have been done. The most obvious advantage is that the changes proposed ask for virtually no physical reinforcement. Those reinforcements are unavoidable if we are to accommodate larger amounts of DG within a traditional system" (Bach et al (2003))

[264] Bach et al (2003): Bach, P.-F., Nielsen, J.E., Hindsberger, M., Varming, S., Gaardestrup, C.: Active Networks as a tool to integrate large amounts of distributed generation. Presented at the conference "Energy Technologies for post Kyoto Targets in the Medium Term", Risø, Denmark, 2003

Die Mittelspannungszellen sind halb-autonome Systeme, die Erzeugung und Verbrauch soweit wie möglich vor Ort ausbalancieren sollen. Neben den dezentralen Erzeugern soll auch die Verbrauchsseite in diese Steuerung integriert werden. Statt mit einem einzelnen Kraftwerk interagiert der nationale Übertragungsbetreiber dann mit den „Zellen", wozu ein neues Kommunikationssystem die gesamte Infrastruktur der Übertragungs- und Verteilernetze umfassen soll. Die Mittelspannungszellen sollen in der Lage sein, dem Systembetreiber energinet.dk Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen und bei Störungen im Übertragungsnetz im Inselbetrieb die Versorgung vor Ort aufrecht erhalten.

Im Rahmen des Ecogrid-Projekts sollen die verschiedenen Aspekte eines dezentralen Energiesystems weiter entwickelt und in einem Demonstrationsprojekt getestet werden.[265] Kern des Projekts ist die Entwicklung einer dezentralen Systemarchitektur unter Einbeziehung aller dezentralen Optionen, einschließlich der Verbraucherseite. Das Projekt entwickelt und testet zum einen neue technische Lösungen, zum anderen werden die Möglichkeiten zum Aufbau dezentraler Märkte für Strom und Systemdienstleistungen erkundet, und es wird untersucht, wie der Regulierungsrahmen entsprechend angepasst werden muss.

5.4.3 Separate Einspeisenetze für dezentrale Erzeugung

Einspeisenetze, in der Literatur auch „Einsammelnetze" genannt[266], verbinden dezentrale Erzeugungsanlagen in einer Region und dienen dabei vorrangig der Aufnahme der erzeugten Energie, nicht der Versorgung von Endkunden.

Die linke Seite der Abbildung 5-9 zeigt den herkömmlichen Anschlusspfad der regionalen Versorgungseinheiten (RVE). Diese werden auf Verteilnetzebene, welche primär der Versorgung der angeschlossenen Endkunden dienen, ans Versorgungsnetz angeschlossen und anschließend auf Transportnetzebene weiterverteilt.

Die rechte Seite der Abbildung 5-9 zeigt den alternativen Anschlusspfad der Erzeugungsanlagen. In diesem Fall wird neben dem herkömmlichen Verteilnetz (=Verbrauchsnetz) ein zusätzliches Einspeisenetz errichtet, welches die Kraftwerke miteinander vernetzt und gemeinsam an einem zentralen Einspeisepunkt an das Transportnetz anschließt. Das Einspeisenetz dient lediglich der Leistungsaufnahme und versorgt keine Endverbraucher mit Strom.

[265] http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/EcoGrid/EcoGrid.dk.htm
[266] Schwarz et al. (2008): Schwarz, H.; Bitsch, R.; Fichtner, W.: Netzintegration erneuerbarer Energien in Brandenburg. Studie des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Cottbus, 2008

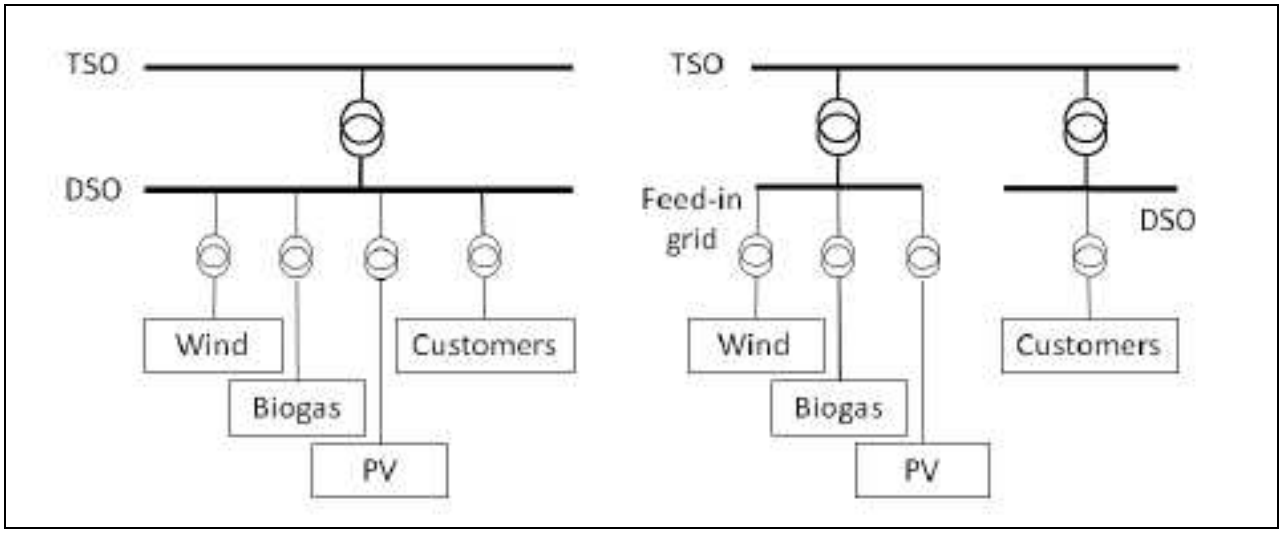


Abbildung 5-9: verschiedene Anschlusspfade für Erzeugungsanlagen [267]

Die Enertrag AG mit Sitz in Brandenburg ist das erste Unternehmen in Deutschland, welches das Konzept des Einspeisenetzes in die Realität umsetzt. So werden über ein 250 km langes Erdkabel Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 260 MW und Biogasanlagen mit einer Gesamtleistung von 20 MW verbunden und an einem zentralen Anschlusspunkt an das Übertragungsnetz angeschlossen. Die vernetzten Anlagen tragen den Namen „Kraftwerk Uckermark". Als nächste Ausbaustufen sind die Errichtung von Wasserstofferzeugern und die Integration von Speichern vorgesehen (Hybridkraftwerk), Damit bestehen zusätzliche Möglichkeiten, die erneuerbaren Stromerträge an den Bedarf der Verbraucher anzupassen sowie die Option, Windenergie auch als Kraftstoff nutzbar zu machen.[268] Weiter ist geplant, das gesamte Netz auf eine Kapazität von 410 MW auszubauen. Bisher wurden 32,5 Mio. Euro in den Netzausbau investiert.

Bei der Bewertung von Einspeisenetzen sind zwei Fragen zu unterscheiden:

1) Ist es grundsätzlich ökonomisch sinnvoll, neben dem bestehenden Netz ein separates Einspeisenetz zu errichten?
2) Wird dieses separate Netz vom bisherigen Netzbetreiber oder von einem Dritten betrieben, der eventuell auch die angeschlossenen Erzeugungsanlagen betreibt?

Die ökonomische Bewertung muss einzelfallbezogen durchgeführt werden – ausgehend von einer jeweils bestimmten Kapazität an dezentraler Erzeugung, die an das jeweilige Netz angeschlossen werden soll. Separate Einspeisenetze treten dabei in Konkurrenz zum konventionellen Ausbau der Versorgungsnetze einerseits und „intelligenten" Lösungen im bestehenden Ver-

[267] Schröder (2009): Schröder, S.T.: Parallel feed-in grids for renewable energy: Contesting the natural monopoly?, Risø DTU, Roskilde, 2009
[268] http://www.enertrag.com/de/kraftwerk-uckermark.html

sorgungsnetz andererseits. Ein grundsätzlicher Vorteil von separaten Netzen ist dabei, dass die Betriebsmittel stärker ausgelastet werden können als beim bestehenden Versorgungsnetz und keine Reserven für die Erbringung einer n-1 Ausfallsicherheit vorgehalten werden müssen. Das n-1 Kriterium, welches den konstanten Netzbetrieb bei Ausfall eines Elements (z.B. einer Freileitung) verlangt, macht einen Ausbau der Verteilnetze kosten- und zeitaufwendig. So beziffert die Gesellschaft für Netzintegration e.V. (GENI) den Planungsaufwand auf bis zu 10 Jahren und nennt die entstehenden Redundanzen als Hauptfaktor zusätzlicher Kosten. Bei separaten Einspeisenetzen können die Planungszeiten dagegen deutlich kürzer sein[269]. Trotz dieses prinzipiellen Vorteils von Einspeisenetzen ist eine Prüfung im Einzelfall geboten.

In den Fällen, in denen ein separates Einspeisenetz volkswirtschaftlich zu bevorzugen ist, stellt sich die Frage nach der angemessenen Eigentumsstruktur. Grundsätzlich erscheint der bereits vorhandene Netzbetreiber als ein geeigneter Akteur. Insofern der Regulierungsrahmen einen Anreiz für einen effizienten Anschluss der dezentralen Erzeugung gibt, sollte der bestehende Netzbetreiber auch grundsätzlich ein Interesse haben, ein solches Netz zu errichten, anstatt in den Ausbau oder die intelligente Aufrüstung des bestehenden Netzes zu investieren.

Gleichzeitig stellt sich die Frage, warum ein separates Einspeisenetz alternativ zum Netzbetreiber von einem Dritten und insbesondere vom Betreiber der anzuschließenden Erzeugungsanlagen errichtet werden sollte. Insbesondere in einem System mit flachen Anschlussgebühren, in dem der Anlagenbetreiber nicht für den Netzausbau aufkommen muss, erscheint es unattraktiv für die Anlagenbetreiber, mit einem separaten Einspeisenetz die vollen Netzausbaukosten zumindest bis zum Einspeisepunkt zu übernehmen.

Attraktiv wird ein solches Netz für die Anlagenbetreiber nur dann, wenn der Netzausbau durch den Netzbetreiber verzögert wird. Der Anlagenbetreiber trifft dabei eine Abwägung zwischen den Netzausbaukosten, die ihm zusätzlich entstehen, und den bei ihm anfallenden Kosten des verzögerten Netzanschlusses. Diese ergeben sich insbesondere dann, wenn die Anlagen von der Degression der EEG-Einspeisevergütung betroffen sind. [270]

In diesem Fall geht es nicht mehr um eine ökonomische Abwägung zwischen verschiedenen Netzausbauoptionen, sondern das Einspeisenetz eröffnet dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit, das bestehende Netz zu umgehen. Es stellt nicht mehr unbedingt die ökonomisch beste Lösung dar, sondern übernimmt die Funktion, Fehlanreize beim Verteilnetzbetreiber auszugleichen, die ihm Rahmen der Anreizregulierung entstehen oder zumindest durch diese nicht kompensiert werden.

[269] Müller (2006): Müller, J.: Integration erneuerbarer Energie in das europäische Verbundnetz, Gesellschaft für Netzintegration e.V. , Schenkenberg, 2006

[270] Schröder (2009): Schröder, S.T.: Parallel feed-in grids for renewable energy: Contesting the natural monopoly?, Risø DTU, Roskilde, 2009

6 Wege in die dezentrale Energieversorgung

6.1 Systemveränderungen durch dezentrale Einspeisung hoher Anteile erneuerbarer Energien

Das heute existierende zentralisierte Stromversorgungssystem ist durch einen Entwicklungsprozess entstanden, an dessen Anfang zunächst die lokale Versorgung einzelner Verbraucher oder kleinerer Verbrauchergruppen stand. Im Laufe der Zeit wuchsen versorgte „Inseln" zunächst zu Regionalnetzen und schließlich zu einem bundesweiten Verbundnetz zusammen. Parallel zum Ausbau der Netze und der Herausbildung unterschiedlicher Spannungsebenen wurde die zunächst stark dezentral geprägte Erzeugung zunehmend durch zentrale Großkraftwerke mit höheren Wirkungsgraden ersetzt.

Der wachsende Anteil dezentraler und fluktuierender Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energiequellen verändert den bisherigen Konzentrationsprozess der Erzeugungsseite zunehmend. Die Integration dieser neuen stochastisch einspeisenden dezentralen Erzeugungsanlagen war bisher unter Nutzung der vorhandenen Netz- und Kraftwerksstrukturen bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit möglich. Die Erhaltung dieser Versorgungssicherheit bei zukünftig deutlich höheren Anteilen dezentraler PV- und Windanlagen wie auch zentraler Offshore-Windparks erfordert jedoch strukturelle Veränderungen des Energieversorgungssystems.

Mögliche strukturelle Veränderungen umfassen dabei den Ausbau von Netzkapazitäten (Verringerung des Gleichzeitigkeitsfaktors auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite), Aufbau neuer Speicherkapazitäten und Demand Side Management (zeitliche Verschiebung von Erzeugerleistung und Last) und den Zubau von komplementären Leistungskapazitäten (z.B. Kurzzeitspeicher mit hoher Leistungsabgabe zur Frequenzstabilisierung, Kraftwerke mit guter Regelbarkeit und geringen Fixkosten).

Aus den genannten für die neue Versorgungsstruktur miteinander in Abstimmung zu bringenden Entwicklungsansätzen werden im folgenden Kapitel einige Aspekte einer dezentral orientierten Umstrukturierungsmöglichkeit exemplarisch näher betrachtet. Anhand des Versorgungsmodells einer Verteilnetzregion sollen Möglichkeiten und Grenzen dezentraler Erzeugungsleistung sowie regionaler Installation und Koordination von komplementären Leistungskapazitäten untersucht werden. Durch Simulationsrechnungen wird überprüft, in welchem Umfang bei einem deutlichen Ausbau dezentraler PV- und Windstromerzeugung eine regional ausgerichtete Stromversorgung möglich ist. Die Ergebnisse zeigen auch auf, wie sich Stromaustausch, Leistungsbedarf und Leistungsrückspeisung über die Regionsgrenzen hinweg verändern. Im hier modellierten dezentral orientierten Systemansatz wird komplementäre Leistungskapazität durch Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Wärmepumpen bereitgestellt. Die installierbare Regelleistung ist aufgrund von Mindestvolllaststunden und regional nutzbarer

Wärmemenge begrenzt.

In dem regional ausgerichteten Modell ist keine Möglichkeit zur Stromspeicherung integriert. Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit langfristiger Stromspeicheroptionen (Speicherzeiträume von mehreren Tagen bis Wochen) zeigen, dass neben Pumpspeicher- und regelfähigen Speicherwasserkraftwerken die Erzeugung von Wasserstoff die kostengünstigste Speichermöglichkeit darstellt. Die VDE-Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien" sieht in Wasserstoffspeichern ein besonders hohes Potenzial für die Langzeitspeicherung von Strom aus Offshore-WEA. Langfristig bietet der Umbau von norddeutschen Erdgasspeichern zu Wasserstoffspeichern entsprechende Speicherkapazitäten. Die dezentrale langfristige Stromspeicherung ist dagegen aufgrund von Skaleneffekten weniger effizient (Elektrolyseure, Wasserstoffturbinen) oder teurer (Batteriesysteme), auch aus diesem Grund wird im Modell keine Speicheroption berücksichtigt[271].

In Kapitel 5.3 wurden die theoretisch erschließbaren Potenziale des Demand Side Management (DSM) detailliert dargestellt. Die technische Umsetzbarkeit ist jedoch noch nicht ausreichend geklärt und wird derzeit u.a. in den E-Energy Projekten des BMU[272] untersucht. Aufgrund des bislang noch unzureichenden Praxiswissens und der hohen Komplexität der Abbildung von DSM in einem Modell war es nicht möglich, diesen Ansatz in der Simulation zu berücksichtigen.

In den hier modellierten Szenarien wird trotz einer fortschreitenden Effizienzsteigerung auch auf der Nachfrageseite nicht von einem Rückgang des Strombedarfs ausgegangen.

[271] VDE Studie (2008b): ETG Task Force Energiespeicher: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, VDE-Studie, Frankfurt, Dezember 2008

[272] E-Energy (2009): E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft - http://www.e-energie.info – Zugriffsdatum: 16.08.2009

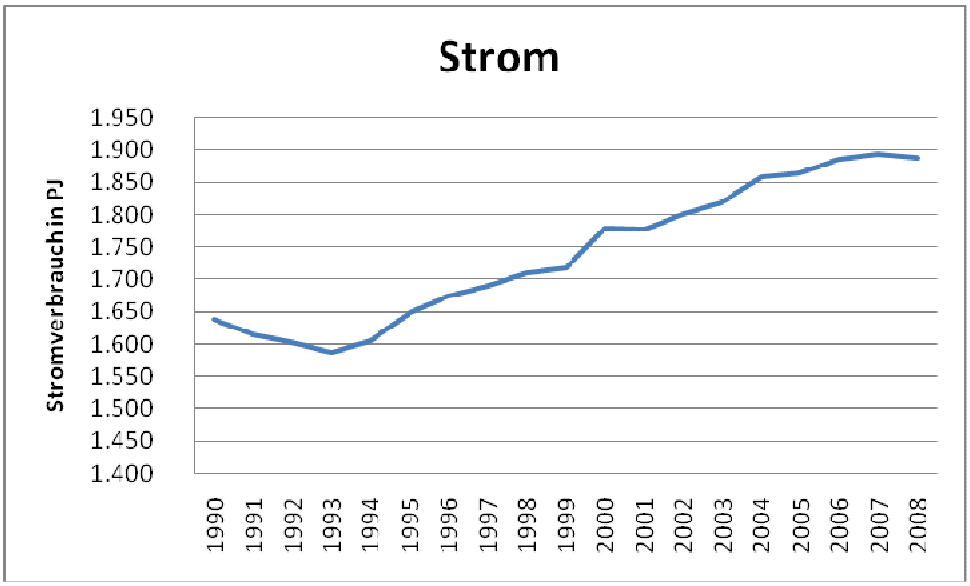


Abbildung 6-1 Eigene Darstellung der Entwicklung des Stromverlaufs nach Daten des BMWi[273]

Eine deutliche Unterschreitung des derzeitigen Bedarfsniveaus scheint langfristig aufgrund steigender Bedarfsmengen zur Deckung von Stromspeicherverlusten und Elektromobilitäts-Verbräuchen nicht wahrscheinlich. Die Entwicklung des Stromverbrauchs im vergangenen Jahrzehnt lässt ebenfalls keine eindeutige Tendenz zu einem verringerten bundesweiten oder einwohnerbezogenen Stromverbrauch erkennen (vgl. Abbildung 6-1). Die konservative Herangehensweise im Modell sollte jedoch nicht in dem Sinne missverstanden werden, dass Einsparungen im Strom- oder Leistungsbedarf als nicht notwendig betrachtet werden. Ein ausgeprägter Bedarfsrückgang trägt wesentlich zur Minderung der Emissionsproblematik bei und würde die Gestaltung eines zukunftsfähigen, emissionsarmen Energieversorgungssystems deutlich vereinfachen.

6.2 Simulation eines dezentralen Verbund-Energiesystems mit hohen Anteilen EE und KWK

Erste, vorbereitende Simulationsläufe wurden unter Verwendung eines bundesweiten Modells mittels der Simulationssoftware SimREN durchgeführt. SimREN bietet die Möglichkeit einer quasi-dynamischen Simulation der Energieversorgung, die hier mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde durchgeführt wurde. Das Modell untergliedert sich in vier grundlegende, miteinander interagierende Teilbereiche: 1) Energieverbrauch, 2) Energieerzeugung, 3) Energietransport und 4) Steuerung. Während Energieverbrauch und -erzeugung im Modell durch acht Teilregionen abgebildet werden – diese orientieren sich an den Grenzen der Bundesländern und der bestehenden Regelzonen -, agieren Transport und Steuerung als übergeordnete In-

[273] BMWi (2010): BMWi, Referat III C 3: Zahlen und Fakten - Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland, Stand vom 17.05.2010, online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html

stanzen.

Fluktuierende Erzeugung wird innerhalb der Simulation anhand meteorologischer Standortdaten modelliert, wodurch auch geografische Unterschiede berücksichtigt werden. Sowohl die Verteilung der fluktuierenden Erzeugungskapazitäten als auch die der regelbaren Erzeuger auf die acht Teilregionen folgt der realen bzw. zukünftig zu erwartenden Verteilung der Kraftwerke. So wird z.B. die offshore-Windenergie den Teilregionen mit Zugang zu Nord- und Ostsee zugeordnet.

Zwar ließen sich grundlegende Erkenntnisse bezüglich der Veränderungen durch steigende fluktuierender Einspeisung und dem notwendigen Transport und Austausch sowie daraus resultierende Anforderungen an den übrigen Kraftwerkspark gewinnen (siehe dazu auch Kapitel 6.2.9). Zur Ermittlung der Möglichkeiten und Probleme dezentraler Versorgung im kleinteiligen Raum erwies sich jedoch der Ansatz der bundesweiten Modellierung, hauptsächlich aufgrund der benötigten Detailtiefe, als zu wenig aussagefähig.

Aus diesem Grund wurde ein vereinfachtes Modell zur Untersuchung der dezentralen Versorgung eines ausgewählten Versorgungsgebiets am Niederrhein auf Basis verfügbarer Daten erstellt. Dazu stand detailliertes Datenmaterial der betreffenden Region mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten zur Verfügung. Der Fokus der Untersuchung konnte dadurch stark auf die verschiedenen Anteile einer stark regional ausgerichteten Versorgungsstruktur und Optimierung des Zusammenspiels ausgerichtet werden.

Die Funktionalität des regional orientierten Modells wurde aus SimRen in einen tabellenbasierten Modellansatz übertragen, der ebenfalls eine Umsetzbarkeit von Parametervariationen und einfache Möglichkeiten für Austausch und Auswertung der Daten bietet.

6.2.1 Vorüberlegungen zur Modellierung

Der Begriff dezentrale Energieversorgung ist für diese Arbeit im Verhältnis zur existierenden Versorgungsstruktur zu verstehen. Jede Erhöhung einer Streuung der Leistungsbereitstellung erfüllt grundsätzlich die Anforderung einer erhöhten Dezentralität. Da unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur der Stromnetze eine extreme Auslegung des Begriffs im Sinne einer Inselversorgung einzelner Verbrauchsstellen nicht sinnvoll erscheint, wurde für die Modellierung die Energieversorgung eines einzelnen Verteilnetzgebietes als kleinste Einheit einer dezentrale(re)n Energieversorgung festgelegt.

Basis des Modellierungsansatzes ist die Überlegung, welche Potenziale zur CO_2-Minderung der Energieversorgung sich aus der abzubildenden stärkeren Dezentralisierung ergeben könnten. Zwei Ansätze zeichnen sich dabei ab.

1. Strom- und Wärme-Verbrauch sowie erneuerbare Energieerzeugung erfolgen dezentral. Durch Ortsnähe von Stromerzeugung und –verbrauch wird weniger Strom von zentralen Erzeugungseinheiten benötigt. Die dadurch verminderten Leitungs- und Umspann-

verluste tragen zur CO_2-Emissionsminderung bei.

2. Die politisch gewünschte und technisch mögliche enge Verzahnung der Strom- und Wärmeerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung ermöglicht eine deutliche Steigerung der effizienten Nutzung fossiler Energieträger. Bei KWK-Stromerzeugung durch Großkraftwerke muss jedoch ein ausreichend hoher Wärmebedarf in geeigneter Nähe zum Standort vorhanden sein. Die erforderlichen Investitionen in Fernwärmeversorgungsnetze sind von der Länge der Versorgungsleitungen abhängig, die Wärmeverluste nehmen mit der Distanz zu. Hier bietet eine dezentrale Versorgungsstruktur unter Verwendung von KWK-Anlagen mittlerer Leistungsgröße die Möglichkeit, fossile Energieträger hocheffizient zu nutzen und dabei die Investitionen durch Nahwärmenetze aufgrund der geringeren Entfernung zum Verbraucher im Vergleich zu Fernwärmenetze zu begrenzen.

6.2.2 Annahmen für die Simulation

Aufbauend auf den im Abschnitt 6.2.1 sowie im Wärmekapitel beschriebenen Vorüberlegungen zur Verringerung der Emissionen aus der Deckung des Energiebedarfs der privaten Haushalte wird eine dezentrale Strom- und Wärmeversorgung beispielhaft für die Stromversorgungsregion der WESTEnergie GmbH (betrieben durch die NEW-Netz GmbH) modelliert.

Um sowohl dem Problem Klimawandel wie der Ressourcenknappheit Rechnung zu tragen, werden im Modell die Anteile der erneuerbaren Energieträger zur Stromerzeugung erhöht. Ergänzt werden muss die fluktuierende Stromerzeugung durch regelbare Leistungseinheiten. Diese sollten im Rahmen des regionalen Potenzials ebenfalls auf erneuerbaren Energien basieren (Biogas). Ergänzend werden hocheffiziente regelbare fossile Kraftwerke kleiner bis mittlerer Leistung vorgesehen, die ausnahmslos in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden. Die dezentralen KWK-Anlagen sollen einen signifikanten Beitrag zum Ausgleich des fluktuierenden Angebots erneuerbarer Energien leisten[274]. Da das Problem der Stromspeicherung in großen Mengen über einen längeren Zeitraum zu vertretbaren Kosten technisch bislang noch deutlich größere Herausforderungen bietet als eine entsprechende Wärmespeicherung, werden die KWK-Erzeugungseinheiten rein stromgeführt betrieben. Die nicht zeitgleich im Nahwärmeversorgungssystem benötigten Wärmemengen werden in saisonale Speicher eingespeist. Zu einer Ausbalancierung von Erzeugungshoch/Schwachlast-Situationen sollen zentral geregelte Wärmepumpen beitragen, die in einem Stromerzeugungssystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energieträger verhältnismäßig geringe spezifische CO_2-Emissionen verursachen. Die Simulation

[274] UBA (2006): Fischedick,M., Schüwer,D., Venjakob, J., Merten, F., Mitze, D., Krewitt, W. Nast, M., Bohnenschäfer, W., Lindner, K.l: Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020, WI, DLR, IE Leipzig, Herausgeber UBA, Endbericht 7. Dez. 2006, (S.6)

eines nach diesen Kriterien modellierten dezentralen Gesamtsystems unter Verwendung realer Bezugsverläufe für Strom und Wärme sowie realer Erzeugungsverläufe der fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen untersucht die Möglichkeiten und Grenzen des Ansatzes. Dabei sollen Fragestellungen zum Anteil der dezentral bereitstellbaren Leistungsanteile im Stromsektor, Anteile der dezentralen Wärme- und Strommengen-Bereitstellung und Veränderungen der Transportnetznutzung durch Modellierung und Simulation betrachtet werden. Anhand der Simulationsergebnisse können die Veränderungen der CO_2-Emissionen berechnet und der Größenordnung der Emissionen in 2007 gegenübergestellt werden.

Der Modellierungsansatz verfolgt als erste Priorität eine versorgungssichere Strombereitstellung. Die Wärmebereitstellung durch KWK und Wärmepumpen wird aus dieser Perspektive als Nebenprodukt betrachtet. Um die Größenordnung der in diesem gekoppelten Versorgungssystem bereit gestellten Wärme beurteilen zu können, soll ein Mindestwärmebedarf für das erzeugbare Temperaturniveau in die Modellierung einbezogen werden. Anhand dieser Vergleichsgröße wird zum einen sichergestellt, dass die in den modellierten EE-KWK-Wärmepumpen-Verbundsystemen erzeugte Wärmemenge den realen Wärmebedarf auch bei mittelfristig deutlich zurückgehendem Wärmebedarf nicht übersteigt. Zum anderen ermöglicht die fortlaufende Bilanzierung von Wärmebedarfsverlauf und erzeugter Wärmemenge eine grobe Abschätzung der Speicherdimensionierung.

Um sicher zu stellen, dass die im Modell erzeugte „Abwärme" der am Regelleistungsbedarf orientierten BHKW- und Wärmepumpennutzung nicht über einem zukünftig noch notwendigen Mindestwärmebedarf liegt, wird ein Minimal-Bedarf an Raum- und Trinkwasserwärmeversorgung für die privaten Haushalte und Sektor Gewerbe/Handel/Dienstleistung abgeschätzt. (zur Vorgehensweise siehe Abschnitt 6.2.4, Wärmebedarf)

Die Strom basierte Wärmeerzeugung ist (für alle Sektoren) über die in der Modellierung eingebundenen realen Strombezugswerte enthalten. Damit wird der Strombedarf in den Modellen etwas überschätzt, dies trägt jedoch zu einer konservativen Vorgehensweise ebenso bei wie die deutlich unter dem aktuellen Bedarf liegende Wärmemenge.

6.2.3 Strukturdaten und Gebietsgrenzen der untersuchten Region

Bei dem untersuchten Versorgungsgebiet handelt es sich um eine eher ländlich strukturierte Region im Westen der BRD, die zum Versorgungsgebiet der NEW-Netz GmbH gehört. Für ein Teilversorgungsgebiet der Verteilnetzgesellschaft NEW, das Gebiet der WESTEnergie GmbH, liegen detaillierte Versorgungsverläufe für den Strom- und den Gasbezug vor.

Abbildung 6-2: Strom-Netzgebiet NEW: Basisdaten der Stromversorgung liegen nur für das Stromnetz der WEST vor (hellgrüne Markierung) - Gemeinden Erkelenz, Wegberg, Hückelhoven, Niederkrüchten, Wassenberg, Geilenkirchen, Übach-Palenberg, Gangelt, Selfkant und Waldfeucht

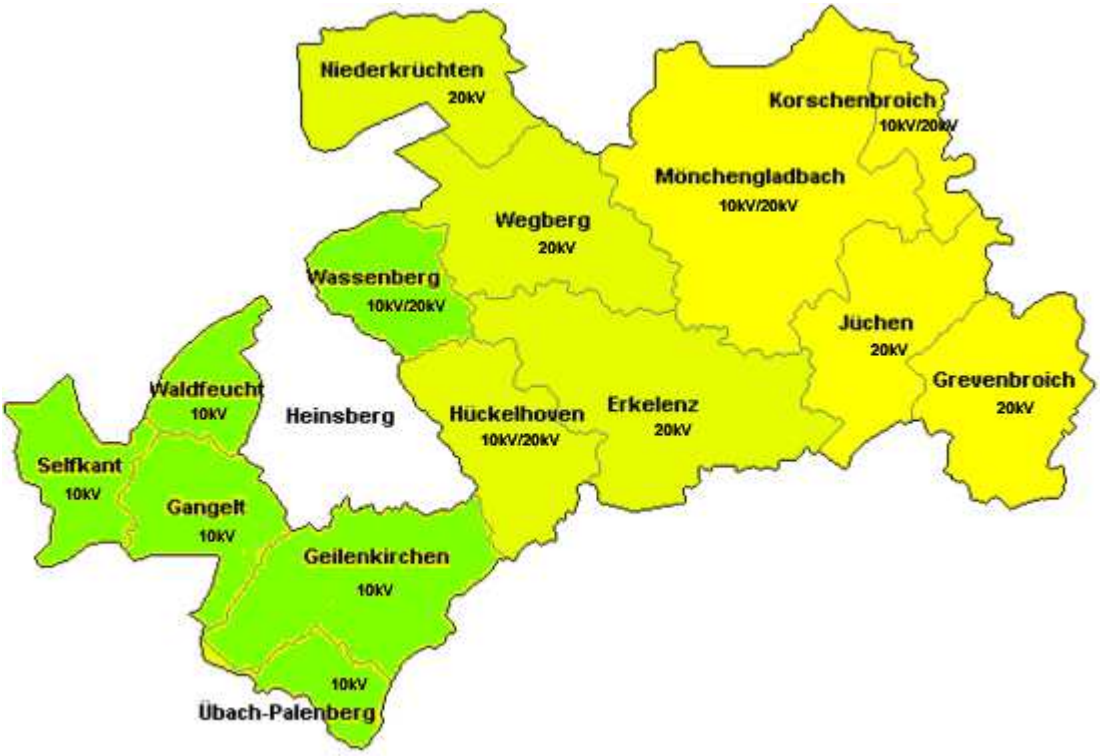


Abbildung 6-3: Gas-Netzgebiet NEW: Basisdaten des Gasbezugs liegen nur für das Gasnetz der WEST vor (hellgrüne Markierung) - Gemeinden Erkelenz, Wegberg, Hückelhoven und Niederkrüchten

Dabei ist jedoch zu beachten, dass die zum Teilgebiet WESTEnergie der NEW gehörenden Gemeinden nur etwa zur Hälfte auch von NEW-WESTEnergie mit Gas versorgt werden (vergleiche Abbildung 6-2 und Abbildung 6-3). Die übrigen Gemeinden werden durch einen anderen Versorger beliefert.

In der untersuchten Region leben 230.195 Einwohner, die im Jahr 2007 insgesamt mit 914.433 MWh Strom versorgt wurden. Davon wurden etwa 156.600 MWh aus eigener, erneuerbarer Erzeugung bereitgestellt, so dass sich ein EE Anteil am Stromverbrauch von gut 17% ergibt.

Bezieht man den Stromverbrauch auf die Einwohnerzahl, so ergibt sich ein Verbrauch von etwa 3.972 kWh pro Kopf. Im bundesweiten Durchschnitt lag dieser Wert 2007 bei etwa 6.583 kWh pro Kopf[275], d.h., dass der Stromverbrauch im untersuchten Gebiet nur bei etwa 60% des bundesdurchschnittlichen Verbrauchs liegt. In Faktoren ausgedrückt hat die gesamte BRD etwa 356 mal so viele Einwohner wie das untersuchte Gebiet, aber einen etwa 592 mal so hohen Stromverbrauch. Die Diskrepanz zwischen dem bundesdurchschnittlichen Wert und dem Wert der untersuchten Region ist in erster Linie der ländlichen Raumstruktur mit geringer industrieller Ausprägung zu zuschreiben. Informationen zur Einwohnerzahl, Wohn- und Agrarfläche (Basis der Abschätzung des Biomassepotenzials) der betrachteten Region wurden den Kommunalprofilen der zugehörigen Gemeinden entnommen, das Datenmaterial der Kommunalprofile stammt aus der Landesdatenbank NRW, Stand 21.8.2008.

6.2.4 Energiebedarfsdaten der untersuchten Region

Im Folgenden werden die der Simulation zu Grunde liegende Datenbasis sowie die Berechnungsansätze und Ergebnisse zur Abschätzung eines Mindestwärmebedarfs beschrieben.

Versorgungsstruktur und Lastverlauf Strom in 2007

Datenbasis für die Abbildung des Stromverbrauchs des Stromversorgungsteilgebiets der NEW-WESTEnergie bilden die Angaben zum Randintegral[276] der Region sowie die Daten zur regionsinternen Erzeugung aus Windkraft, Fotovoltaik, Biomasse, Wasserkraft und Deponiegas (1/4-Stunden Werte für Randintegral und Eigenerzeugung). Der Lastverlauf der Verbraucher wurde aus diesen Daten rekonstruiert[277]. Aufgrund bislang ungeklärter Diskrepanzen innerhalb der

[275] BMWi (2008a): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I und II, Tabelle 7 und 7a, Stand 11.12.2008 (http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html),
Bevölkerung der BRD Stat. Bundesamt (2008): Statistisches Jahrbuch 2008 für die Bundesrepublik Deutschland, Herausgeber Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, September 2008

[276] Als Randintegral wird der energetische Austausch des Versorgungsgebietes über die Bilanzgrenzen hinweg bezeichnet. Die für den kompletten Verlauf des jeweiligen Jahres wiedergegebenen Werte beziffern das Austauschsaldo für den Zeitraum von jeweils ¼ Stunde. In der jetzt gültigen Fassung wird eine Unterscheidung zwischen Bezug aus der vorgelagerten Netzebene und Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene getroffen.

[277] Das Randintegral beinhaltet die Verbraucherlast, gemindert um die Eigenerzeugung. Übersteigt die Eigenerzeugung die Verbraucherlast, weist das Randintegral, in der verwendeten Fassung des Jahres 2007, zu diesen Zeiten negative Werte in Höhe des vorliegenden Überschusses aus

entsprechenden Daten für das Jahr 2009 wurden ersatzweise die Stromdaten für das Jahr 2007 verwendet.

Bereinigt man den Austausch der Region mit der vorgelagerten Netzebene um die regionale Eigenerzeugung, ergibt sich ein maximaler Leistungsbedarf der Endverbraucher von knapp 167 MW im Jahr 2007. Die innerhalb der Region installierte Leistung an PV und Wind reduziert diese Leistungsspitze im Jahresverlauf 2007 um ca. 3,5 MW auf dann noch fast 163,5 MW. Eine weitere Verringerung auf ca. 162,5 MW wird durch die übrige Eigenerzeugung aus Wasserkraft, Deponiegas und Biomasse erreicht. In Tabelle 6-1 werden die installierten Leistungen zur regenerativen Stromerzeugung, die erzeugte Strommenge, Bezugs- und Rückspeise-Leistung sowie der Gesamtstromverbrauch der Region für 2007 dargestellt.

Tabelle 6-1: Eigenerzeugung innerhalb des Versorgungsgebiets, Austausch mit dem vorgelagerten Netz und resultierender Gesamtstromverbrauch.

	Technologie	Erzeugung MWh	Leistung MW	Leistung MW
		2007		2009
dezentrale Leistung	PV	3.919,00	6,80	20,20
	Wind	141.330,00	77,20	91,00
	Wasser [kW]	1,20	0,14	0,14
	Deponie	4.169,00	1,40	1,40
	Biomasse	7.207,00	2,00	2,70
vorgelagertes Netz	Bezug	757.951,00	162,50	
	Rückspeisung	-144,00	11,10	
Stromverbrauch Endverbraucher		914.433,20		

Die zu deckende Restlast (nach Eigenerzeugung) verändert sich von Jahr zu Jahr in Abhängigkeit vom Leistungsverlauf der fluktuierenden Erzeuger (Wind und PV, wettergeprägt) und des Verlaufs der Verbraucherlast. Der niedrige Beitrag der Fluktuierenden zur Deckung der Spitzenlast in 2007 weist darauf hin, dass mit einem geringen Beitrag von Windenergie und PV an der Deckung der Jahresspitzenlast gerechnet werden muss. Zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung muss regelbare Erzeugungsleistung daher fast in Höhe der Jahresspitzenlast verfügbar sein.

Gleichzeitig konnte im Jahresverlauf 2007 die Leistung aus fluktuierender Erzeugung im Netzgebiet nicht immer vollständig verbraucht werden, so dass in der Spitze etwas über 11 MW in die vorgelagerte Netzebene rückgespeist werden musste.

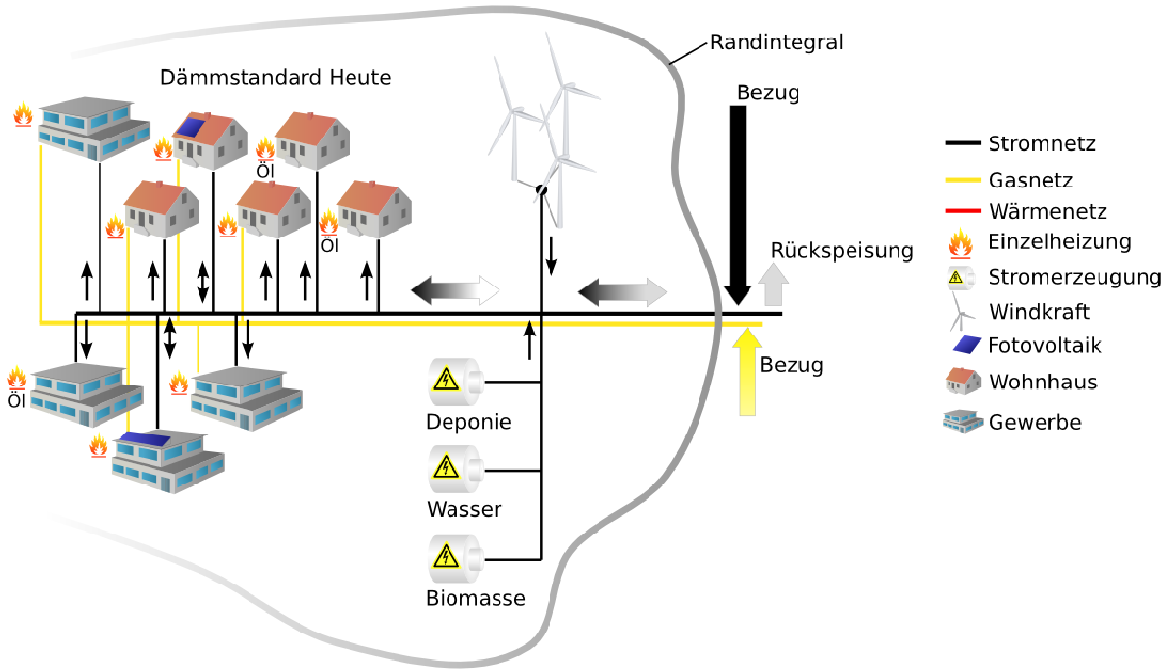


Abbildung 6-4: Schematische Abbildung der Energieversorgungsstruktur des untersuchten Gebietes in 2007

Die Stromverbrauchscharakteristik 2007 wurde unverändert in die Modelle integriert und bildet die Basis aller Simulationsrechnungen[278]. (vgl. Abschnitt 6.2.7)

Wärmebedarf

Für das Gasversorgungsteilgebiet lagen Stundenwerte des Gasbezugs der Haushaltskunden sowie der Großkunden (Gewerbe, Handel, öffentliche Einrichtungen etc.) für das Jahr 2009 vor. Dabei konnte aus dem Verlauf des Gasbezugs anhand von Informationen des Versorgers der Anteil des Gasbezugs für die Heizwärmeversorgung der Großkunden herausgefiltert werden.

Qualitativer Verlauf des Wärmebedarfs

Durch die in der Modellierung vorgesehenen Wärmeerzeugungs-Technologien KWK-Abwärme und Wärmepumpe kann aufgrund des Temperaturniveaus nur Wärme für den Heizwärmebedarf und die Trinkwassererwärmung bereitgestellt werden. Aus diesem Grund wird nur der Verlauf dieses Wärmebedarfs für private Haushalte und den Sektor GHD in die Modellierung eingebunden. Dieser wurde aus dem Gasbezugsverlauf zur Deckung des Heizwärme und Warmwasserbedarfs abgeleitet. Damit ist sichergestellt, dass der Wärmebedarfsverlauf weitgehend den realen wetterbedingten Schwankungen entspricht.

[278] Stromheizungsbedarf 2007 bleibt in den Daten zum Stromverbrauch enthalten

Abschätzung von Wärmebedarfs-Mindestmengen der privaten Haushalte (RW/WW)

Zum Heizwärme- und Warmwasserbedarf[279] liegen keine Daten aus der Region vor. Für die Festlegung der Wärmebedarfsmenge wurden Teilaufgaben abhängig unterschiedlicher Ansätze gewählt.

Für die Festlegung einer Raumwärmebedarfsmindestmenge (siehe dazu auch Erläuterung in Abschnitt 6.2.1) wurde davon ausgegangen, dass der durchschnittliche Heizwärmebedarf der privaten Haushalte bei nur 40 kWh pro Wohnungsquadratmeter und Jahr liegt. Dieser Wert gilt nach den Fördersätzen des Bundesamtes für Ausfuhrkontrolle als Energiebedarfswert für eine Niedrigenergiehausbauweise und liegt deutlich unterhalb des heutigen Bestandsbedarfs. Zukünftig soll jedoch das CO_2-Minderungspotenzial durch Wärmedämmmaßnahmen auch für Bestandsbauten realisiert werden. Daher wird hier ein niedriger Wert gewählt, um sicher zu gehen, dass die Abnahmemöglichkeit für die im KWK-Verbund produzierte Abwärme nicht überschätzt wird. Anhand der statistischen Angaben[280] zur durchschnittlichen Wohnfläche pro Person und Einwohnerzahl in der untersuchten Region wurde danach ein Mindestwärmebedarf an Heizwärme von 388.383.840 kWh festgelegt. Auf die Heizwärmebedarfsgröße wurde anhand der Auslegungswerte für ein Nahwärmeversorgungssystem mit Niedrigenergiehäusern[281] die Wärmemengen für die Warmwasserversorgung und die Verteil- und Speicherverluste aufgeschlagen (62% Raumwärmebedarf, je 19% Warmwasser- und Verlustenergiebedarf). In Summe beträgt der im Modell berücksichtigte Wärmebedarf der privaten Haushalte damit 626.425.548 kWh.

Nach Angaben eines Gutachtens im Auftrag von DENA und BMWA vom November 2003[282] lag zu diesem Zeitpunkt der Durchschnittswert für Raumwärme und Warmwasser im Bestand bei 225 kWh/m². Auf Basis dieser Größe ergäbe sich für die im Modell betrachtete Region gegenwärtig ein Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser von rund 2.184.659.100 kWh. Die in der Modellierung angenommene Wärmemenge für Raumwärme und Warmwasserbereitung der Haushalte liegt damit 61% unter dem bei heutigen Durchschnittswerten anzunehmenden Bedarf.

Festlegung der Wärmebedarfsmindestmengen GHD (RW/WW)

Zum Wärmebedarf des Sektors Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) liegen nur die Gasbezugsdaten des NEW/WEST-Gasversorgers vor. Für das Netzgebiet der NEW liegen keine Daten zum Wärmebedarf des Sektors GHD vor. Durch die in Kapitel 3.2.3, Abbildung 3-9 dargestell-

[279] Mit Wärmebedarf ist im Folgenden immer Raumwärme und Warmwasser-Wärmebedarf gemeint, soweit nicht anders ausgewiesen
[280] Kommunalprofile der Gemeinden auf Basis der Landesdatenbank NRW, Stand 21.8.2008
[281] Croy et al (2009): Croy, R., Wirth, H.P.: Solaranlage im Wohngebiet ehemaliger Schlachthof in Speyer – 4. Zwischenbericht, Projekt der ZfS-Rationelle Energietechnik im Programm Solarthermie2000plus des BMU, Hilden, September 2009
[282] Kleemann (2003): Kleemann, M.: Aktuelle Einschätzung des CO2-Minderungspotenzials im Gebäudebereich, Gutachten im Auftrag von DENA/BMWA, FZ Jülich, Jülich, November 2003

ten Daten zu Energieträgeranteilen der Raumwärmebedarfsdeckung in diesem Sektor ist bekannt, dass rund 47% des bundesweiten Raumwärmebedarfs im Sektor GHD über Strom, Öl, Fernwärme und Kohle gedeckt werden. Um einen deutlich unter dem aktuellen Bedarf liegenden Mindestraumwärmebedarf des Sektors GHD in der Modellierung zu berücksichtigen, wurde dieser Anteil des Wärmebedarfs vernachlässigt. Die Nutzwärmemenge des real zur Raumwärmedeckung 2009 bezogenen Erdgases wurde vereinfachend als Mindestwärmebedarf angesetzt. Die Gesamtsumme des Gasbezugs für Raumwärme durch Kunden des Sektors GHD im Modellgebiet betrug in 2009 74.478.199 kWh. Unter Annahme eines Wirkungsgrades von 80% ergibt sich ein Endenergiebedarf an Wärme von 93.097.749 kWh. Für eine Bedarfsdeckung durch Nahwärmesysteme wurden wie zuvor für Haushalte beschrieben Verluste in Höhe von 19% der zu transportierenden Gesamtwärmemenge aufgeschlagen. Die so berechnete Wärmeenergiemenge von 114.935.492 kWh wird auf 229.870.985 kWh verdoppelt, da die zugrundeliegenden Gasbezugsdaten nur für etwa die Hälfte des betrachteten Teilgebietes erhältlich waren (vgl. Darstellung der NEW/WEST-Versorgungsgebiete für Strom und Gas in Abbildung 6-2 und Abbildung 6-3).

Aufgrund der Vernachlässigung des Wärmebezugs aus anderen Energieträgern als Gas (und Strom, da in den Strombezugsdaten enthalten)[283] kann auch hier von einem real deutlich höheren Wärmebedarf ausgegangen werden. Ein Abgleich mit bundesdeutschen Durchschnittswerten ist aufgrund fehlender Bezugsgrößen zum GHD-Sektor der Bezugsregion nicht möglich.

Der in Abschnitt 6.2.1 dargestellte Ansatz, durch Abschätzung eines Mindestwärmebedarfs eine Vergleichsgröße für die im modellierten Energieverbundsystem erzeugten „Ab"-Wärmemengen zu schaffen, wurde mit den oben dargestellten Vorgehensweisen sowohl im Bereich privater Haushalte als auch im Sektor GHD umgesetzt.

6.2.5 Erzeugungstechnologien und installierte Erzeugungsleistungen

Innerhalb der beiden Szenariovarianten „Lineare Extrapolation 2020" und „Forcierter Wind- und PV-Ausbau" (im Folgenden auch mit Szenario I und Szenario II bezeichnet) wird sowohl von einem weiteren Ausbau erneuerbarer Kapazitäten als auch von einem Neuaufbau bislang nicht verwendeter Erzeugungstechnologien zur Bereitstellung von Regelleistung ausgegangen. Biomasse-Kraftwerke, Fotovoltaik und Windenergieanlagen werden weiter ausgebaut, der Aufbau von Biogas- und Erdgas-BHKW ermöglicht die dezentrale Bereitstellung positiver Regelleistung. Installierte Wärmepumpenleistung stellt negative Regelleistung und einen Teil der Wärmeerzeugung bereit.

[283] Angaben zu in der Region verwendeten Nachtspeicherheizungen sind nicht verfügbar, deren Stromverbrauch ist jedoch in den Daten zum Stromverbrauch 2007 enthalten

Biomasse:

Im Modellaufbau wird zwischen der nicht bedarfsabhängig geregelten und nicht in KWK-genutzten Stromerzeugung aus (fester) Biomasse und dem Zubau an stromgeführten KWK-genutzten Biogas-BHKWs unterschieden.

Biomasse wird zur Stromerzeugung aktuell in der Bezugsregion bereits eingesetzt, die vorhandenen Anlagen tragen zeitweise zur Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene bei, werden bislang also nicht bedarfsabhängig geregelt, die Wärme wird nicht genutzt. Die installierte Leistung dieser Anlagen stieg von 2.030 kW Ende des Jahres 2007 auf 2.750 kW am Ende des Jahres 2009 an. Aus dieser Zubaurate wurde die installierte Leistung bis zum Jahr 2020[284] linear extrapoliert, daraus ergibt sich in beiden Modellen eine installierte Kapazität von 6.330 kW. Aus Systemsicht tragen diese Anlagen zusätzlich zu PV und Wind zur ungeregelten Stromerzeugung bei. Diese Problematik bleibt durch die Leistungsskalierung und die Übernahme der Erzeugungscharakteristik im Modell in etwa proportional erhalten.

In den Szenarien wird angenommen, dass die Stromerzeugung dieser installierten Leistung ausschließlich aus Feststoff-Biomasse wie z.B. Holz erfolgt, da das Potenzial an ackergebundenen nachwachsenden Rohstoffen durch die Biogas-BHKW-Stromerzeugung voll ausgeschöpft wird.

Fotovoltaik:

Die installierte Kapazität der Fotovoltaik stieg von 6.760 kW Ende 2007 auf 20.190 kW (Ende 2009) an. Extrapoliert man dieses Wachstum bis zum Jahr 2020, so ergibt sich eine dann installierte Leistung von 83.980 kW, die in der Szenarioenvarianten „Lineare Extrapolation" verwendet wurde.

Für die zweite Szenariovariante „Forcierter Wind- und PV-Ausbau" wurde eine nochmals deutlich erhöhte installierte Kapazität angenommen. Insgesamt umfasst die installierte PV-Leistung in diesem Szenario 172 MW.

Die Simulation der Erzeugungscharakteristik erfolgt auf Basis der Einspeiselastgänge des Jahres 2007, was eine Simulation auf Basis der realen Strahlungsverhältnisse dieses Jahres ermöglicht.

Windenergie:

Unter der Annahme eines weiteren, stetigen Wachstums der Windenergie in der Region steigt die installierte Nennleistung im Szenario „Lineare Extrapolation" von 77.200 (Ende 2007) über 91.000 kW (Ende 2009) bis auf 160.000 kW (160 MW) an. Im Szenario „Forcierter Wind und

[284] 2020 wurde hier gewählt, um die voraussichtlichen Veränderungen der fluktuierenden Erzeugung und die daraus resultierenden Veränderungen des Austauschs mit der vorgelagerten Netzebene ohne allzu großen Prognosefehler und für einen überschaubaren Zeitraum darzustellen.

PV Ausbau" wird eine installierte Leistung von einem Kilowatt Leistung pro Kopf erreicht, damit steigt die insgesamt installierte Leistung auf 230 MW.

Die Simulation der Erzeugungscharakteristik erfolgt auf Basis der Einspeiselastgänge des Jahres 2007, was eine Simulation auf Basis der realen Windverhältnisse dieses Jahres impliziert.

Biogas-BHKW:

In beiden Szenarien wird die auf Basis regionaler Anbau-Biomasse mögliche Strom- und Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen berücksichtigt. Das Biogaspotenzial des Versorgungsgebietes wurde dazu auf Basis der in der Energiestudie [285] erarbeiteten Angaben und der regionalen landwirtschaftlichen Nutzfläche auf 51.216.484 kWh geschätzt. Bei der Verwendung in Biogas-BHKW können daraus 17.925.769 kWh Strom und 25.608.242 kWh Wärme jährlich bereitgestellt werden. Durch die Steuerungscharakteristik des Simulationsmodells (rein stromgeführter Betrieb der KWK Anlagen) ergibt sich eine installierbare elektrische Leistung von knapp 2000 kW (Szenario I) bzw. knapp 2300 kW (Szenario II). Für den Stromerzeugungs-Wirkungsgrad wurde 30%, für den der Wärmeerzeugung 50% angesetzt.

Um auch die Regelfähigkeit der Anlagen hinreichend zu berücksichtigen, wurde das Regelvermögen der eingesetzten BHKW mit einer maximalen Laständerungsgeschwindigkeit von 50% der Nennleistung innerhalb von 15 Minuten angenommen. Die technischen Daten sind identisch mit den für Erdgas-BHKW (s.u.) verwendeten Angaben.

Erdgas-BHKW:

Aufgrund der nur geringen Biogaspotenziale und dem Ansatz, möglichst den kompletten Wärmebedarf mittels KWK-Anlagen zu decken, beinhaltet das simulierte Modell in beiden Szenariovarianten 100 MW Erdgas-BHKW, die in stromgeführter Betriebsweise gefahren werden.

Wärmepumpen:

Wärmepumpen stellen im Modell ein zusätzliches Bindeglied zwischen Strom- und Wärmesektor dar. Die installierte (elektrische) Leistung im Szenario „Lineare Extrapolation 2020" beträgt rund 28 MW, im Szenario „Forcierter Wind und PV Ausbau" stellen sie eine elektrische Anschlussleistung von 65 MW.

Die technischen Daten der eingesetzten Wärmepumpen orientieren sich an realen Geräten, so dass die Abschätzung einer Mindest-Jahresarbeitszahl (CoP) der Wärmepumpen anhand der Leistungsdiagramme der Firma Viessmann für verschiedene Typen der Wärmepumpe Vitocal erfolgte. Für die Jahresarbeitszahl wurde ein Wert von 2,9 festgelegt.

[285] Lanz et al (2009): Lanz, M., Peter, S., Fricke, B., Warerkar, S., Anthrakidis, A.: Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger - Energiestudie, Zwischenbericht des BMU geförderten Forschungsprojekts des SIJ der FH Aachen und iSUSI, Jülich, September 2009

Einen Überblick über die installierten Leistungen der beiden Szenarioenvarianten geben die Tabelle 6-2 und Tabelle 6-3 in Unterkapitel 6.2.6.

6.2.6 Modellierungsansätze

Vorbetrachtung – fluktuierende Erzeugung und verbleibende Restlast

Der Blick auf die zukünftige Entwicklung der Stromversorgung wirft unter der Annahme eines weiteren Ausbaus fluktuierender Erzeugung aus Windenergie und Fotovoltaik zwei wesentliche Fragen auf:

- Wie verändern sich Spitzenbezug und maximale Rückspeiseleistung bei einem Ausbau der fluktuierenden Erzeugung auf hohem Niveau?
- Welche Regelleistung muss zur Sicherung der Stromversorgung bei hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung verfügbar sein?

Abschätzung von Potenzialgrenzen für den Ausbau fluktuierender EE-Stromerzeuger

Potenzialgrenze Windenergieanlagen

Die Gesamtfläche der Region WEST beträgt 60.287 ha oder 60,3 km². Eine grob überschlägige Abschätzung der maximal installierbaren Windenergie-Leistung erfolgt anhand des Nutzungs-Anteils an der gesamten Landesfläche bzw. anhand der Anlagendichte pro Landesfläche. Für alle Abschätzungen wurde von einer Bebauung mit 2 MW-Anlagen und einem Flächenbedarf von 5 ha/MW ausgegangen. Analog zu der in „Energiestudie" entwickelten Vorgehensweise zur bundesländerweiten Abschätzung der Potenziale der Onshore-Windenergie wurde zunächst untersucht, welche installierbare Leistung bei einer (sehr konservativen) Begrenzung der zur Verfügung stehenden Bebauungsfläche auf 0,5% der Gesamtfläche möglich wäre. Unter diesen Annahmen läge die installierbare Leistung bei 60 MW und damit 17 MW unter der bereits 2007 installierten Windleistung. Bei einer Belegung von einem Prozent der Landfläche ergibt sich eine installierbare Leistung von 121 MW. Zur Betrachtung des Grenzfalles an installierter Leistung wird von einer maximal belegbaren Fläche von zwei Prozent der Gesamtfläche aller Gemeinden ausgegangen. Unter dieser Annahme verdoppelt sich die installierbare Leistung auf 242 MW. Die Bebauungsdichte (Anlagenanzahl pro km²) bei dieser hier als Obergrenze angenommenen installierten Leistung beträgt 0,191 Anlagen pro km². Damit liegt dieser Wert etwas über der bundesweit höchsten Anlagendichte von 0,166 Anlagen/km² in Schleswig-Holstein im Jahr 2007. Aus technischer Sicht liegt eine installierte Leistung von 242 MW vermutlich noch unterhalb der Potenzialgrenze, gesellschaftlich würde eine so dichte Bebauung mit Windkraftanlagen erfahrungsgemäß auf Widerstand stoßen. Weitere Ausführungen zur Diskrepanz zwischen technischem und gesellschaftlichem Potenzial können in Kapitel 2.4 des Zwi-

schenberichts zur Energiestudie[286] nachgelesen werden.

Potenzialgrenze Auf-Dach-PV-Anlagen

Für das verfügbare PV-Potenzial der Region wird hier nur die Auf-Dach-Montage berücksichtigt. Diese Form der Nutzung von Photovoltaik-Anlagen führt nicht zu einer Flächenkonkurrenz oder zur Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Wie dem aktuellen EEG-Statistikbericht der Bundesnetzagentur[287] zu entnehmen ist, entfielen Ende 2008 mindestens 10% der installierten Leistung auf Freiflächenanlagen. Die Beschränkung auf das rein dachflächengebundenen Potenzial entspricht einer konservativen Vorgehensweise.

Der Dachflächenanteil von Siedlungsflächen liegt je nach Bebauungsform zwischen 19 und 40%[288], von ca. 20% der Siedlungsfläche ausgegangen. Die Region der WEST ist vergleichsweise schwach besiedelt, besteht aber nicht aus reiner Einzelbebauung. Für eine erste stark konservativ geprägte Abschätzung des für die PV-Dach-Belegung zur Verfügung stehenden Areals wird einer Gesamtdachfläche in Höhe von 20% der Siedlungsfläche ausgegangen. Von diesen Dachflächen wird angenommen, dass aufgrund von Ausrichtung und Verschattung nur etwa 25% für die Belegung in Frage kommen. Diese 25% werden nochmals um 30% reduziert, da aufgrund der Dachmaße und von Dachbebauung durch z.B. Schornsteine und Satellitenantennen nicht die gesamte verfügbare Dachfläche lückenlos mit PV-Modulen belegt werden kann. Auf Basis der Gesamtfläche von Gebäuden und Betrieben inklusive der dazugehörenden Freiflächen (ohne Verkehrsflächen, Erholungsflächen und Friedhofsflächen sowie ohne Freiflächen außerhalb von Siedlungs- und Verkehrsflächen) beträgt der nach den genannten Annahmen ermittelte Dachflächenanteil für die Belegung mit PV-Anlagen rund 278 ha. Pro MWp liegt der Flächenbedarf der aktuell angebotenen Module für Schrägdächer bei etwa 8 bis 12 ha[289] , für Flachdächer oder Dünnschichtmodule ist etwa der doppelte Bedarf anzusetzen. Für die hier ermittelte grobe Abschätzung der Potenzialgrenze werden für die Hälfte der Belegungsfläche Schrägdachinstallation mit 10 ha/MWp, für die Hälfte Flachdachinstallation oder Dünnschichtmodule mit etwa 20 ha/MWp angenommen. Unter diesen Annahmen ergibt sich für die Region der WEST eine installierbare PV-Leistung von 208 MWp.

Bei der Optimierung der dezentral orientierten Energieversorgung mit hohen Anteilen fluktuierender Stromerzeugung stellt die wie beschrieben abgeschätzte Leistung die Potenzial-Obergrenze für die installierbare Leistung von Auf-Dach-PV-Anlagen und Windenergieanlagen

[286] Lanz et al (2009): Lanz, M., Peter, S., Fricke, B., Warerkar, S., Anthrakidis, A.: Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger - Energiestudie, Zwischenbericht des BMU geförderten Forschungsprojekts des SIJ der FH Aachen und iSUSI, Jülich, September 2009
[287] BNA (2010): N.N.: Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2008 nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, März 2010
[288] Nolde (2003): Nolde, E. :Möglichkeiten der Regenwassernutzung im dichtbesiedelten Raum unter Einbeziehung der Niederschlagsabflüsse von Verkehrsflächen, fbr-Fachtagung „Regenwassernutzung und –bewirtschaftung in der Landschafts- und Freiraumplanung", Berlin, 4.11.2003
[289] Aktuelle online Angaben verschiedener Anbieter von PV Anlagen, z.B. Firma Elektro Voelker GmbH, Ikarus Solarsysteme

der 2-MW-Klasse dar. Die Modellierung des Szenarios II orientiert sich an diesen Potenzialgrenzen und untersucht damit den Grenzfall für die Möglichkeiten dezentraler Versorgung und hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung.

Hintergrund der Modellentwicklung

Um die Größenordnung der Abweichungen zwischen Lastverlauf und Verlauf der fluktuierenden Einspeiseleistung abschätzen zu können, wurde im ersten Ansatz die installierte Leistung anhand der Leistungsangaben für die Jahre 2007 und 2009 (jeweils Stand Ende des Jahres) bis in das Jahr 2020 extrapoliert. Die sich daraus ergebenden installierten Leistungen sind knapp 84 MW für die Fotovoltaik [290] und 160 MW für die Windenergie. Simuliert man nun die Erzeugung aus Wind und PV auf Basis der Einspeiseverläufe des Jahres 2007 und bilanziert viertelstündlich diese Erzeugung und die Verbrauchslast des Jahres 2007, so zeigt die Restlastkurve nahezu keine Reduzierung des maximal notwendigen Leistungsbezugs aus der vorgelagerten Netzebene (im Vergleich zum Spitzenbezug des Jahres 2007 von 163,5 MW). Demgegenüber steigt die Rückspeisung in das vorgelagerte Netz von gut 9 MW (Leistung der maximalen Rückspeisung aus Wind und PV) auf etwas über 82 MW an. Diese Rückspeiseleistung kann durch die vorgelagerte Netzebene problemlos weitergeleitet werden. Der maximal auftretenden Übererzeugung von 82 MW muss ein überregionaler Leistungsbedarf in gleicher Höhe gegenüberstehen, wenn die Leistung nicht abgeregelt und so die dadurch bereitgestellte Energiemenge zur Deckung des Gesamtstrombedarfs verloren gehen soll. Insgesamt müssen zu diesem Zeitpunkt also entweder regelbare Kraftwerke ihre Leistungsabgabe um diesen Betrag verringern, oder es müssen Stromspeicher oder andere negative Regelleistung für die Aufnahme verfügbar sein.

Trotz der in diesem ersten Ansatz weiterhin hohen Bezugsspitze steigt der Strommengen bezogene Deckungsbeitrag aus PV und Wind innerhalb der Region in der Jahresbilanz von fast 16% 2007 auf etwas mehr als 39%.

Das Resultat dieses ersten Simulationslaufs weist auf die Notwendigkeit hin, dass das Niveau regelbarer Leistung des Ausgangsjahres 2007 im dezentralen Modellierungsansatz unabhängig vom Ausbau der fluktuierenden Stromerzeuger erhalten werden muss. Diese Regelleistung kann dazu innerhalb oder außerhalb der modellierten Region bereit gestellt werden. Für den restlichen Kraftwerkspark bedeutet dieses Ergebnis eine höhere Anforderung an die Regelfähigkeit einerseits und eine insgesamt verringerte jährliche Volllaststundenzahl andererseits[291].

[290] Installierte Leistung zur Jahresmitte, bei gleichmäßigem Zubau über das Jahr.
[291] Dies führt aufgrund des Fixkostenanteils der Regelkraftwerke zu höheren spezifischen Kosten der Regelenergie. Die spezifischen Regelenergiekosten fallen bei niedriger Auslastung für Kraftwerke mit einem hohen Verhältnis betriebsabhängiger Kosten zu fixen Kosten geringer aus, wie es für die auch aus Sicht der Regelungsfähigkeit vorteilhaften Gasturbinen und GuD-Kraftwerke kennzeichnend ist.

Zielsetzung und Struktur der Modellierung

Das Modell bildet ein hoch integriertes Strom-Wärme-System ab, in dem der Aufbau der dafür notwendigen Infrastruktur unterstellt ist. Der Aufbau eigener KWK Erzeugung innerhalb der Region verfolgt dabei hauptsächlich folgende Ziele:

- Möglichst vollständige Deckung des Strombedarfs in der Jahresenergiebilanz
- Hohe Deckungsanteile des Wärmebedarfs aus eigener KWK und Wärmepumpen
- Verminderung von überregionaler Bezugsleistung und Bezugsmengen
- Dämpfung der überregionalen Rückspeiseleistung

Insgesamt ist das Modell „stromzentriert", d.h. Wärme stellt im Sinne der Modellierung immer ein Nebenprodukt der Stromerzeugung dar, dessen Nutzung jedoch die Notwendigkeit einer anderweitigen Wärmeerzeugung vermeiden soll.

Die dezentralen KWK-Anlagen ersetzen einen Teil der Leistung und der Energie, die 2007 aus der vorgelagerten Netzebene bezogen wird. Daher arbeiten die BHKW der Region nur dann, wenn nach regionaler Nutzung aller ungeregelten EE-Erzeugung noch eine Verbraucherlast verbleibt.

Eine dazu gegenläufige Arbeitsweise wurde für die Wärmepumpen gewählt, die nur dann betrieben werden, wenn Überschüsse aus der ungeregelten EE-Erzeugung vorliegen. In diesem Sinne stellen die Wärmepumpen im Modell eine negative Regelleistung dar, die den Rückspeisungsbedarf in das vorgelagerte Netz verringern. Gleichzeitig decken die Wärmepumpen damit einen Teil des Wärmebedarfs.

In den Modellen wird die gegenwärtig vorherrschende Einzel-Wärmeversorgung durch ein dezentral vernetztes Wärmeversorgungssystem ersetzt. Dazu wird von einem Anschluss der meisten Verbraucher an Nahwärmenetze und der Integration auch dezentraler saisonaler Wärmespeicher in das Wärmeversorgungssystem ausgegangen. Aus diesem Infrastrukturaufbau resultierende Investitionsnotwendigkeiten wurden in Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet.

Tabelle 6-2 und Tabelle 6-3 geben einen Überblick über die den beiden Szenarien zugrundeliegenden Randbedingungen.

Tabelle 6-2: Installierte Leistungen in Szenario I und für die Simulation verwendeter Strom- und Wärmebedarf.

Szenario I: lineare Extrapolation 2020				
Installierte Leistungen		**[kW]**	**Bedarfsdaten**	**[MWh]**
ungeregelt	**Wasser**	0,14	**Strom**	**914.429**
	Deponie	1.410	**Wärme**	**856.297**
	Wind	160.000		
	Biomasse	6.330		
	Solar	83.980		
	GESAMT	251.720		
Geregelt	**Biogas BHKW**	1.925		
	Erdgas BHKW	100.000		
	GESAMT	101.925		
Erzeugungsleistung insgesamt		**353.645**		
neg. geregelt	**Wärmepumpen**	28.100		

Tabelle 6-3: Installierte Leistungen in Szenario II und für die Simulation verwendeter Strom- und Wärmebedarf.

Szenario II: forcierter Wind- und PV Ausbau				
Installierte Leistungen		[kW]	**Bedarfsdaten**	**[MWh]**
ungeregelt	**Wasser**	0,14	**Strom**	914.429
	Deponie	1.410	**Wärme**	856.297
	Wind	230.000		
	Biomasse	6.330		
	Solar	172.160		
	GESAMT	409.900		
Geregelt	**Biogas BHKW**	2.285		
	Erdgas BHKW	100.000		
	GESAMT	102.285		
Erzeugungsleistung insgesamt		512.185		
neg. geregelt	**Wärmepumpen**	65.000		

Die in Szenario II installierte Kapazität der Wärmepumpen wirft die Frage auf, in welchem Verhältnis der Aufwand an installierter Leistung zum Nutzen steht. Bezieht man die installierte Kapazität auf die Anzahl der Einwohner, so ergibt dies eine installierte Leistung von 282 Watt elektrisch bzw. 819 Watt thermisch pro Einwohner. Bezogen auf die Haushalte bedeutet dies – bei einer durchschnittlichen Haushaltsgröße von 2,11 Personen[292] eine elektrische Leistung von

[292] Durchschnittliche Haushaltsgröße in Nordhrein-Westfalen im Jahr 2007; Statistisches Landesamt NRW,

569 Watt bzw. 1,73 Kilowatt thermisch pro Haushalt. Bei einer durchschnittlichen Wohnfläche von 39 m² pro Kopf[293] entspricht dies einer installierten thermischen Leistung von knapp 21 Watt pro Quadratmeter Wohnfläche. Damit entspricht die installierte Wärmepumpenleistung etwa der Hälfte der für ein KfW-40 Haus notwendigen Heizungsleistung.

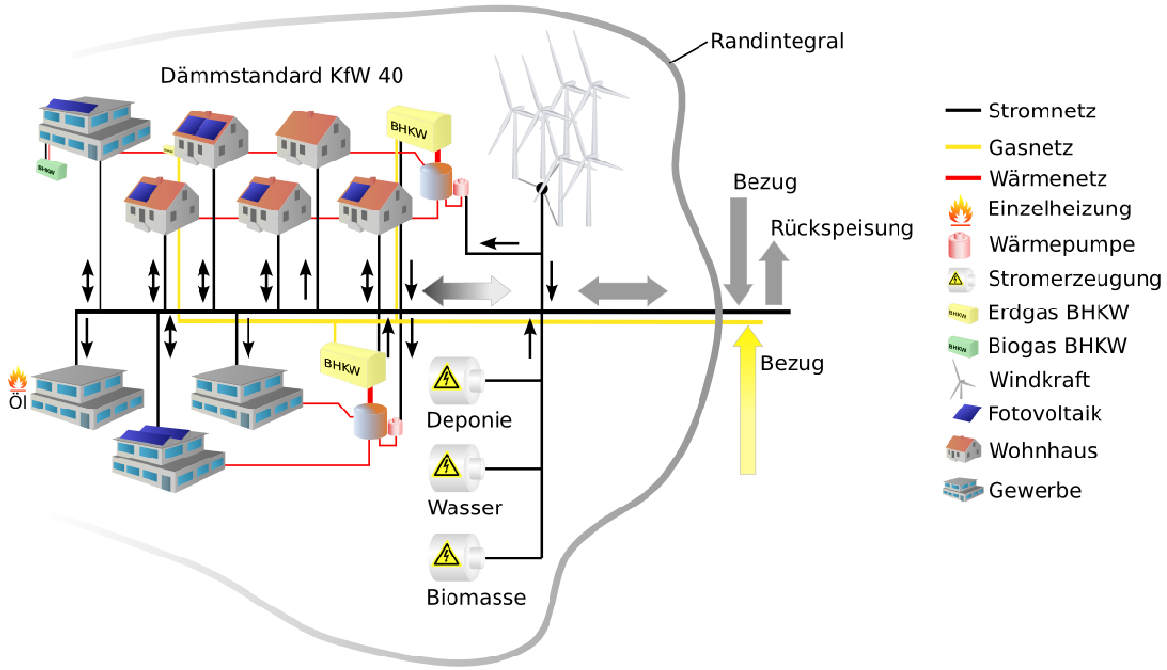
6.2.7 Ergebnisse der Simulation

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse der Simulation vorgestellt.

Szenario I: Lineare Extrapolation 2020

Die Basis für das Szenario I bildet der Stromverbrauch des Jahres 2007, sowie die Annahme, dass der Kapazitätsausbau der Fotovoltaik und der Windenergie mit gleichbleibendem jährlichem Zubau bis in das Jahr 2020 fortgeführt werden kann.

In iterativen Simulationsläufen wurden eigene KWK Kapazitäten sowie Wärmepumpen als negative Regelleistung zugefügt, mit dem Ziel einer vollständigen Deckung des Wärmebedarfs im Modell. Nachdem dieses Ziel erreicht war, wurde das System dahingehend verändert, dass ein möglichst ausgeglichenes Verhältnis von Bezugsleistung aus dem vorgelagerten Netz und Rückspeisung in das vorgelagerte Netz auf niedrigem Niveau erreicht wurde (Optimierung des Randintegrals). Dabei wurde in Kauf genommen, dass in der energetischen Jahresbilanz eine vergleichsweise geringe Strommenge nicht aus eigener Erzeugung gedeckt wird.



http://www.it.nrw.de/statistik/a/daten/eckdaten/r314privat.html

[293] Durchschnittliche Wohnfläche pro Kopf in Nordrhein-Westfalen im Jahr 2007; Statistisches Landesamt NRW, http://www.it.nrw.de/statistik/g/daten/eckdaten/r323wohnbestand.html

Abbildung 6-5: Schematische Abbildung der Struktur der Energieversorgung des untersuchten Gebietes in Szenario I, mit Darstellung des Randintegrals.

Insgesamt kann das simulierte System 98% des Strombedarfs aus eigener Erzeugung decken. Im Jahresverlauf werden etwa 24.000 MWh Strom aus dem vorgelagerten Netz bezogen, etwa 6.000 MWh werden aus den Überschüssen der ungeregelten Erzeugung rückgespeist. Im Saldo ergibt sich damit ein Fremddeckungsbeitrag von ca. 18.000 MWh pro Jahr.

Der Leistungsaustausch mit dem vorgelagerten Netz reduziert sich von 2007 rd. 162 MW in der Spitze auf weniger als 60 MW im modellierten Versorgungssystem. Die Rückspeiseleistung steigt dagegen von ca. 11 MW im Jahr 2007 auf ebenfalls fast 60 MW, so dass eine Leistungssymmetrie in Bezug auf das vorgelagerte Netz erreicht wird. Insgesamt wird die Auslastung des vorgelagerten Netzes aus regionaler Perspektive im Vergleich zu 2007 deutlich verändert. Eine Aussage dazu, wie eine solche Veränderung sich bei einer hohen Zahl stärker regional versorgter Regionen auf den Bedarf an zentraler fossiler und erneuerbarer Leistung, den dadurch notwendigen Transportnetzausbau und den Ausbau zentraler Stromspeicherkapazitäten auswirkt, ist hier nicht möglich.

Tabelle 6-4: In Szenario I erreichte Deckung des Strom – und Wärmebedarfs, sowie aus dem vorgelagerten Netz bezogene und dorthin rückgespeiste Strommengen.

Eckdaten	Einheit	Wert	Einheit	Wert
Stromdeckung, gesamt	**%**	**98,1%**		
max. Bezug	**kW**	**59.644**	**MWh**	**23.742**
max. Rückspeisung	**kW**	**59.638**	**MWh**	**6.011**
Wärmedeckung, gesamt	**%**	**105,5%**		

Die Wärmeerzeugung beträgt damit insgesamt ca. 106% des Wärmebedarfs inklusive der Verteilverluste. Damit bleibt etwas Spielraum für die Kompensation zusätzlicher Verluste der (saisonalen) Wärmespeicherung. Saisonale Wärmespeicherung wurde innerhalb des Modells nicht detailliert abgebildet. Ermittelt wurde lediglich die maximal benötigte Speichermenge, die in dem Szenario „Lineare Interpolation 2020" bei rund 267 MWh liegt. Ferner wurde auch vereinfachend davon ausgegangen, dass die Wärmetauscher des Speichersystems hinreichend dimensioniert sind, um jederzeit die benötigte thermische Leistung entnehmen zu können.

Die ungeregelte Stromerzeugung – siehe die in Tabelle 6-5 aufgeführten Technologien – deckt in der Jahresbilanz insgesamt fast 42 % des Strombedarfs im Versorgungsgebiet. Davon entfallen gut 39 % auf Fotovoltaik und Windenergie (Fotovoltaik: 7 %, Windenergie: 32 %). Nur geringe Anteile des Stroms werden aus Wasserkraft, Deponiegas und Biomasseverstromung gedeckt (zusammen 2,9 %).

Tabelle 6-5: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Szenario I, deren Jahresstromerzeugung, Zahl der äquivalenten Volllaststunden und deren Anteile an der Stromdeckung.

Bezeichnung	Einheit	PV	Wind	Wasser	Deponie	Biomasse
installierte Kapazitäten	**kW**	83.980	160.000	0,1	1.410	6.330
erzeugte Elektrizität	**MWh**	65.044	292.912	1,2	4.169	22.474
Jahresnutzung	**h/a**	775	1.831	8.572	2.957	3.550
Anteil an Stromdeckung	**%**	7,1%	32,0%	0,0%	0,5%	2,5%

Aus den eigenen, regelbaren BHKW-Kapazitäten stammen ca. 58% des Strombedarfs. Durch den Betrieb der Wärmepumpen werden 1,6% des Stroms wieder in der Region verbraucht. Der bei weitem größte Teil der BHKW sind Erdgas-BHKW, auf die dementsprechend auch der größte Anteil an der Stromdeckung entfällt (56%). Biogas BHKW erreichen - aufgrund der nur geringen unter Beachtung der heimischen Potenziale installierbaren Leistung - nur einen geringen Deckungsbeitrag von weniger als 2%. Damit wird auch auf der Wärmeseite das für die Region ermittelte Biogaspotenzial ausgeschöpft; dem ermittelten Potenzial von 25.608 MWh thermisch steht hier eine Jahreserzeugung von etwa 24.500 MWh thermisch gegenüber.

Analog zum hohen Deckungsbeitrag am Strom tragen die Erdgas-BHKW auch den größten Anteil zur Wärmedeckung bei. Insgesamt deckt deren Wärmeerzeugung im rein stromgeführten Betrieb fast den vollständigen Wärmebedarf ab. Wärmepumpen tragen etwa den gleichen (geringen) Beitrag zur Wärmeerzeugung bei wie die Biogas-BHKW. Insgesamt weisen die Wärmepumpen einen sehr geringen Jahresnutzungsgrad auf, der hier unterstellte Kapazitätsaufbau wird unter Kosten/Nutzen-Gesichtspunkten nicht sinnvoll genutzt. Der wesentliche Beitrag der Wärmepumpen liegt in der Verminderung der maximalen Rückspeiseleistung. Die Netzbelastung durch Rückspeiseleistung bliebe jedoch auch ohne die Wärmepumpen unterhalb der maximalen Belastung im Jahr 2007. Eine bessere Auslastung der Wärmepumpenkapazitäten könnte ggfs. durch das Anbieten negativer Regelleistung entstehen, die insgesamt installierte elektrische Leistung würde für einen Marktzugang ausreichen [294].

[294] Für den Zugang zum Regelenergiemarkt müssen mind. 15 MW Leistung angeboten werden. Dieses Kriterium wird hier erfüllt, sofern die Leistung gebündelt angeboten werden kann.

Tabelle 6-6: In Szenario I installierte Leistung der regelbaren Erzeugung und der Wärmepumpen, Jahreserzeugung, Zahl der Volllaststunden und Deckungsbeiträge für Strom und Wärme.

Bezeichnung	Einheit	Biogas BHKW	Erdgas BHKW	Wärmepumpen
installierte Strom-Kapazitäten	**kW**	1.925	100.000	28.100
erzeugte Elektrizität	**MWh**	15.275	511.810	-14.987
Jahresnutzung	**h/a**	7.935	5.118	533
Anteil an Stromdeckung	**%**	1,7%	56,0%	-1,6%
installierte Wärme-Kapazitäten	**kW**	3.208	166.667	81.490
erzeugte Wärme	**MWh**	25.458	853.017	24.978
Jahresnutzung	**h/a**	7.935	5.118	533
Anteil an Wärmedeckung	**%**	3,0%	99,6%	2,9%

Aus Abbildung 6-6 sind der Jahresverlauf von Stromverbrauch und -erzeugung sowie die Beiträge der unterschiedlichen Erzeuger für das Szenario I zu ersehen. Zur besseren Lesbarkeit der Grafik sind nicht die ¼ Stunden Werte dargestellt, sondern die kontinuierliche Erzeugungsleistung, die gleichbleibend über den Tag nötig wäre, um die am jeweiligen Tag erzeugte Energiemenge zu erreichen. Dies entspricht der mittleren Tageserzeugungsleistung.

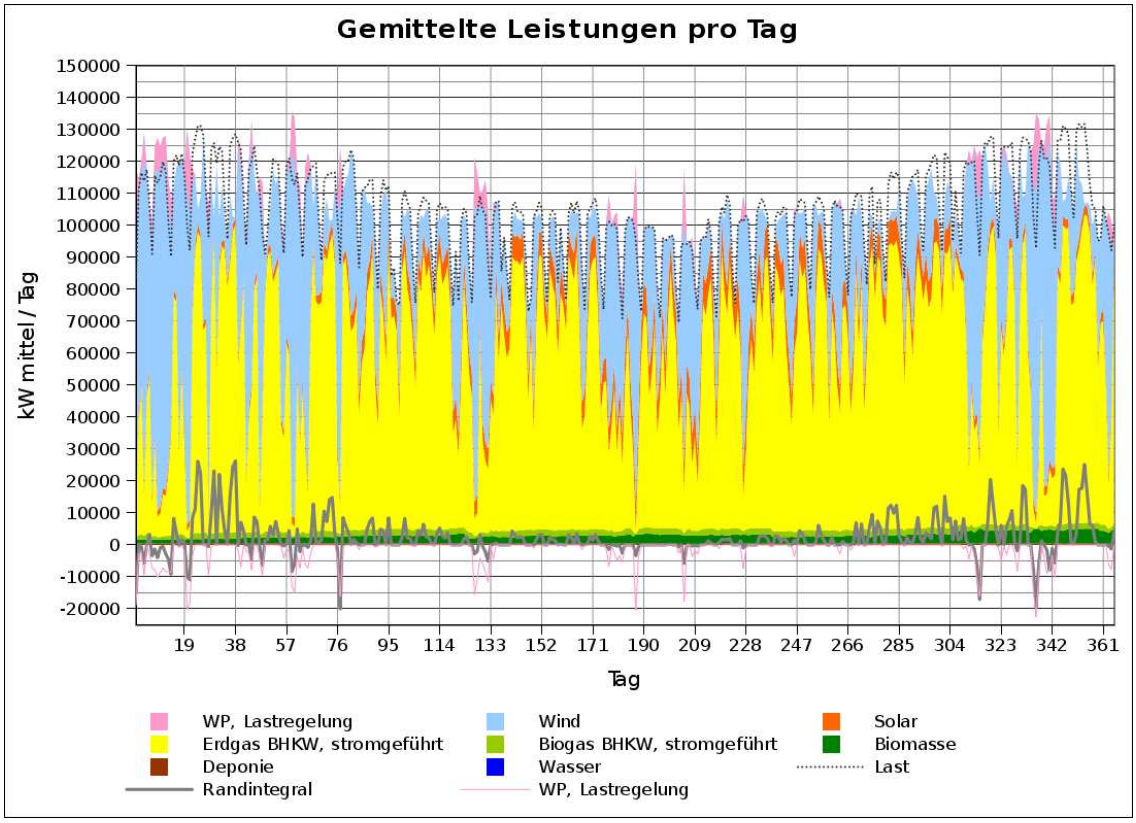


Abbildung 6-6: Jahresverlauf von Stromverbrauch und -erzeugung sowie des Austauschs mit der vorgelagerten Netzebene (Randintegral) im Szenario I, dargestellt als gemittelte Leistung für je einen Tag.

Szenario II: Forcierter Wind- und PV-Ausbau

Gegenüber dem Szenario I wird maßgeblich von einem Ausbau von Windenergie und Fotovoltaik bis zu der hier grob abgeschätzten regionalen Potenzialgrenze (vgl. dazu Kapitel 6.2.6, Abschnitt *Abschätzung von Potenzialgrenzen für den Ausbau fluktuierender EE-Stromerzeuger*) ausgegangen. Zur Minderung der in das vorgelagerte Netz rückzuspeisenden Leistung wird eine höhere negative Regelleistung in Form von Wärmepumpen installiert. Strom- und Wärmebedarf sind gegenüber dem Szenario I unverändert.

In der hier simulierten Systemkonfiguration wird eine 100% Stromdeckung aus eigener Erzeugung erreicht. Während die durch externen Bezug zu deckenden Lastspitzen sich gegenüber dem Szenario I nicht wesentlich verändern – auch im Szenario II müssen maximal knapp 60MW von außen bezogen werden -, steigt die maximale Leistung der Rückspeisungen in das vorgelagerte Netz nochmals deutlich an. In der Spitze müssen knapp 97 MW vom vorgelagerten Netz aufgenommen werden. Gegenüber der Situation des Jahres 2007 (max. 162 MW Bezug, max. 11 MW Rückspeisung), kommt es jedoch auch hier zu einer deutlich veränderten Nutzung des vorgelagerten Netzes in Bezug auf den Austausch über die Grenzen des Versorgungsgebiets hinweg. Die Jahresenergiebilanz von Bezug und Rückspeisung stellt sich mit etwa 15.600 MWh Rückspeisung und etwa 14.900 MWh Bezug recht ausgeglichen dar.

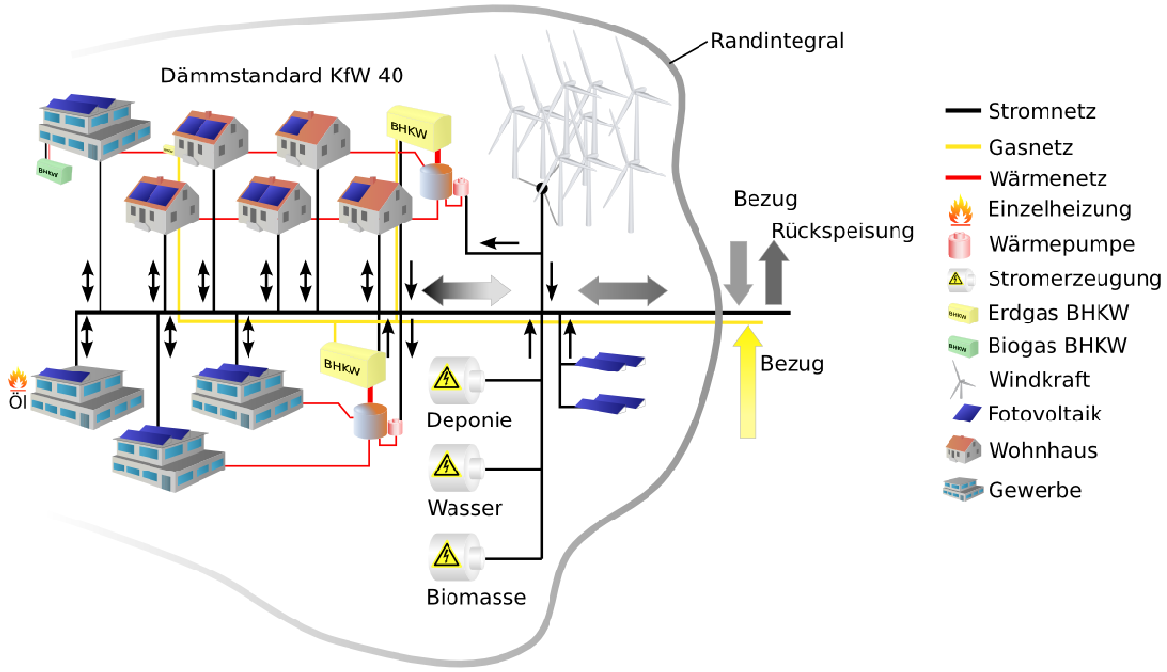


Abbildung 6-7: Schematische Abbildung der Struktur der Energieversorgung des untersuchten Gebietes in Szenario II, mit Darstellung des Randintegrals.

Die Deckung des Wärmebedarfs fällt in Szenario II mit fast 95%, geringer aus als dies in Szenario I der Fall war. Die maximale Beladekapazität der thermischen Speicher reduziert sich gegenüber Szenario I auf etwa 182 MWh (Reduktion um 85 MWh). Im Jahresverlauf kann wäh-

rend 680 Stunden keine vollständige Deckung des Wärmebedarfs erreicht werden. Eine Möglichkeit zur Deckung dieser Versorgungslücke besteht im Anbieten der vorhandenen Wärmepumpenleistung als negative Regelleistung.

Tabelle 6-7: In Szenario II erreichte Deckung des Strom – und Wärmebedarfs sowie aus dem vorgelagerten Netz bezogene und dorthin rückgespeiste Strommengen.

Eckdaten	Einheit	Wert	Einheit	Wert
Stromdeckung, gesamt	**%**	100,0%		
max. Bezug	**kW**	59.202	MWh	14.919
max. Rückspeisung	**kW**	96.588	MWh	15.609
Wärmedeckung, gesamt	**%**	94,6%		

Der Stromanteil aus ungeregelter EE-Erzeugung zeigt einen deutlichen Anstieg im Vergleich zu Szenario I. Insgesamt deckt die ungeregelte Erzeugung nun knapp 64% des Jahresstrombedarfs, wovon der bei weitem größte Teil, etwa 61%, der Fotovoltaik (14,6%) und der Windenergie (46,1%) entstammen.

Tabelle 6-8: Installierte Leistung der erneuerbaren Energien in Szenario II, deren Jahresstromerzeugung, Zahl der äquivalenten Volllaststunden und deren Anteile an der Stromdeckung.

Bezeichnung	Einheit	PV	Wind	Wasser	Deponie	Biomasse
installierte Kapazitäten	**kW**	172.160	230.000	0,1	1.410	6.330
erzeugte Elektrizität	**MWh**	133.341	421.061	1,2	4.169	22.474
Jahresnutzung	**h/a**	775	1.831	8.572	2.957	3.550
Anteil an Stromdeckung	**%**	14,60%	46,1%	0,0%	0,5%	2,5%

Der höhere Beitrag der ungeregelten Erzeugung verringert die Auslastung der BHKW. Strebt man bei den Biogas-BHKW die Ausnutzung des Erzeugungspotenzials an, kann die installierte Leistung auf ca. 2,3 MW elektrisch und ca. 3,8 MW thermisch erhöht werden, woraus sich eine Biogas-Wärmeerzeugung von etwa 25.600 MWh/a, oder ca. 3% des gesamten Wärmebedarfs ergibt. Der Anteil der Wärmebereitstellung durch Erdgas-BHKW fällt aufgrund der geringen Auslastung deutlich unter den Wert in Szenario I. Mit etwa 657.632 MWh erzeugter Wärme stellen sie einen Anteil von knapp 77% des gesamten Wärmebedarfs.

Trotz einer deutlich höheren installierten Leistung der Wärmepumpen (65 MW elektrisch, 188,5 MW thermisch) steigt der Jahresnutzungsgrad deutlich von 533 Volllaststunden in Szenario I auf 1.167 Volllaststunden in Szenario II an. Damit steigt auch ihr Anteil an der Wärmedeckung auf deutlich höhere Werte. Insgesamt tragen die Wärmepumpen mit knapp 15% zur Deckung des Wärmebedarfs bei (weniger als 3% in Szenario I). Hier spiegelt sich der deutlich höhere Anteil an fluktuierender Erzeugung wider, der im Versorgungsgebiet häufiger zu Erzeugungsüberschüssen führt.

Analog zu den Veränderungen auf der Wärmeseite, verändern sich auch die Deckungsbeiträge im Strombereich. Zwar tragen die Biogas-BHKW aufgrund der höheren installierten Leistung einen gleichbleibenden Anteil bei (1,7%), der Anteil der Erdgas BHKW sinkt dagegen auf 43% (56% in Szenario I).

Durch den häufigeren Betrieb und die gestiegene Leistung steigen auch Menge und Anteil am von den Wärmepumpen verbrauchten Strom auf ca. 75.900 MWh bzw. auf 8,3%[295] des Strombedarfs.

Tabelle 6-9: In Szenario II installierte Leistung der regelbaren Erzeugung und der Wärmepumpen, Jahreserzeugung, Zahl der Volllaststunden und Deckungsbeiträge für Strom und Wärme.

Bezeichnung	Einheit	Biogas BHKW	Erdgas BHKW	Wärmepumpen
installierte Kapazitäten	**kW**	2.285	100.000	65.000
erzeugte Elektrizität	**MWh**	15.356	394.579	-75.861
Jahresnutzung	**h/a**	6.720	3.946	1.167
Anteil an Stromdeckung	**%**	1,7%	43,2%	-8,3%
installierte Kapazitäten	**kW**	3.808	166.667	188.500
erzeugte Wärme	**MWh**	25.593	657.632	126.436
Jahresnutzung	**h/a**	6.720	3.946	1.167
Anteil an Wärmedeckung	**%**	3,0%	76,8%	14,8%

Aus Abbildung 6-8 sind der Jahresverlauf von Stromverbrauch und -erzeugung sowie die Beiträge der unterschiedlichen Erzeuger für das Szenario II zu ersehen. Zur besseren Lesbarkeit der Grafik sind nicht die ¼ Stunden Werte dargestellt, sondern die kontinuierliche Erzeugungsleistung, die gleichbleibend über den Tag nötig wäre, um die am jeweiligen Tag erzeugte Energiemenge zu erreichen. Dies entspricht der mittleren Tageserzeugungsleistung.

[295] Die gesamte Jahresstromerzeugung, vor Betrieb der Wärmepumpen, beträgt 108,4% des Strombedarfs der Verbraucher.

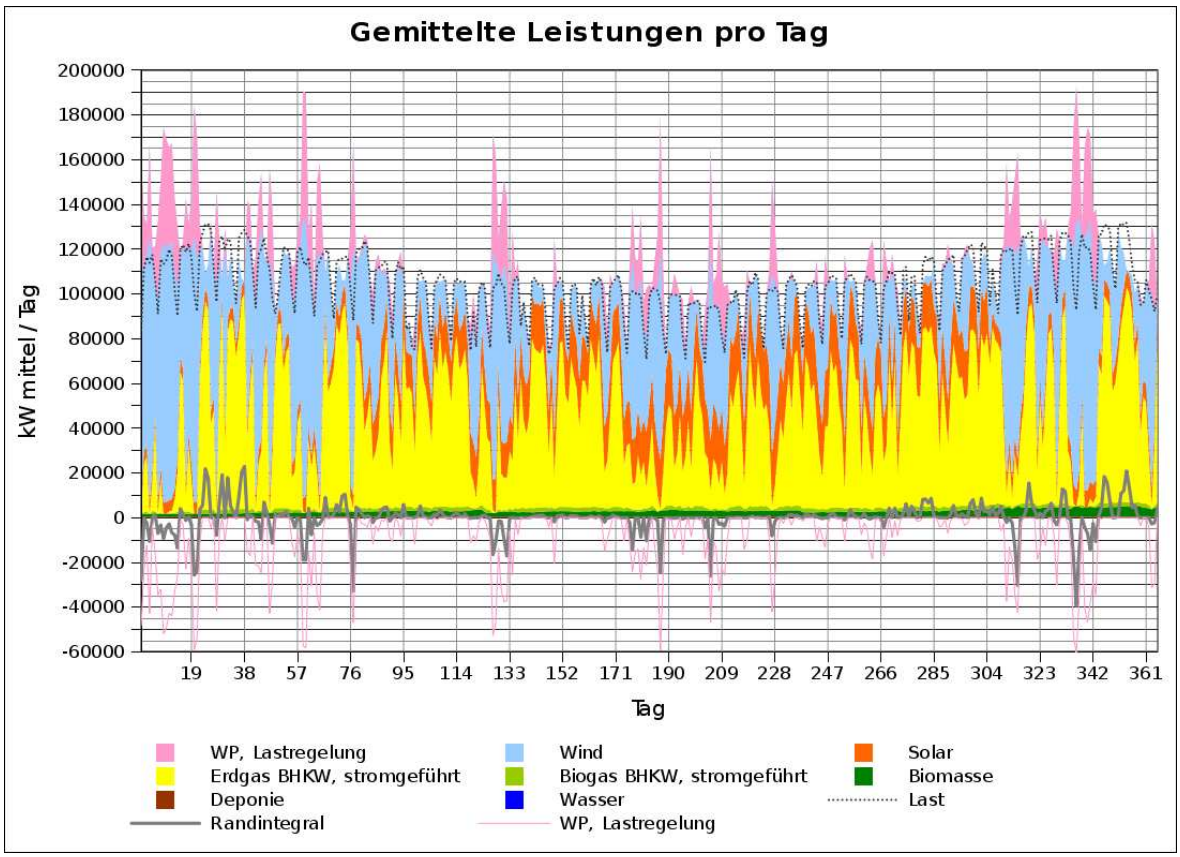


Abbildung 6-8: Jahresverlauf von Stromverbrauch und -erzeugung sowie des Austauschs mit der vorgelagerten Netzebene (Randintegral) im Szenario II, dargestellt als gemittelte Leistung für je einen Tag.

6.2.8 Zusammenfassende Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse

Strombereich

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromdeckung betrug in 2007 insgesamt 17,2 %. Dieser Anteil steigt in Szenario I auf 43,8% und in Szenario II auf 65,4%. Parallel dazu fällt der Anteil, der durch Bezug aus der vorgelagerten Netzebene gedeckt werden muss, von 82,9% in 2007 auf 2,6% in Szenario I und auf 1,6% in Szenario II. Wird auch die Rückspeisung in das vorgelagerte Netz berücksichtigt, so müssen in Szenario I noch 1,9% des Strombedarfs durch Bezug von extern gedeckt werden, während der Bezug in Szenario II von der Rückspeisung kompensiert wird.

Tabelle 6-10: Gegenüberstellung der Ergebnisse für die Stromversorgung: Deckungsanteile, Erzeugung und installierte Leistungen für das Referenzszenario (2007), Szenario I und Szenario II.

	2007			Lin. Extrapolation			Forc. Wind u. PV		
	[MW]	[MWh]	[%]	[MW]	[MWh]	[%]	[MW]	[MWh]	[%]
Wind	77,2	141.330	15,5	160,0	292.912	32,0	230,0	421.061	46,1
PV	5,1	3.919	0,4	84,0	65.044	7,1	172,2	133.341	14,6
Deponie	1,4	4.169	0,5	1,4	4.169	0,5	1,4	4.169	0,5
Biomasse	2,0	7.207	0,8	6,3	22.474	2,5	6,3	22.474	2,5
Biogas BHKW	-	-	-	1,9	15.275	1,7	2,3	15.356	1,7
Erdgas BHKW	-	-	-	100,0	511.810	56,0	100,0	394.579	43,2
Bezug	162,5	757.946	82,9	59,6	23.742	2,6	59,2	14.919	1,6
Rückspeisung	11,0	145	0,0	59,6	6.011	-0,7	96,6	15.609	-1,7
Wärmep.	-	-	-	28,1	-14.986	-1,6	65,0		-8,3

Die Abbildung 6-9 und Abbildung 6-10 stellen die Zusammensetzung der installierten Erzeugungsleistungen und der Bezugsleistung sowie die Energieerzeugung der verschiedenen Technologien noch einmal grafisch gegenüber.

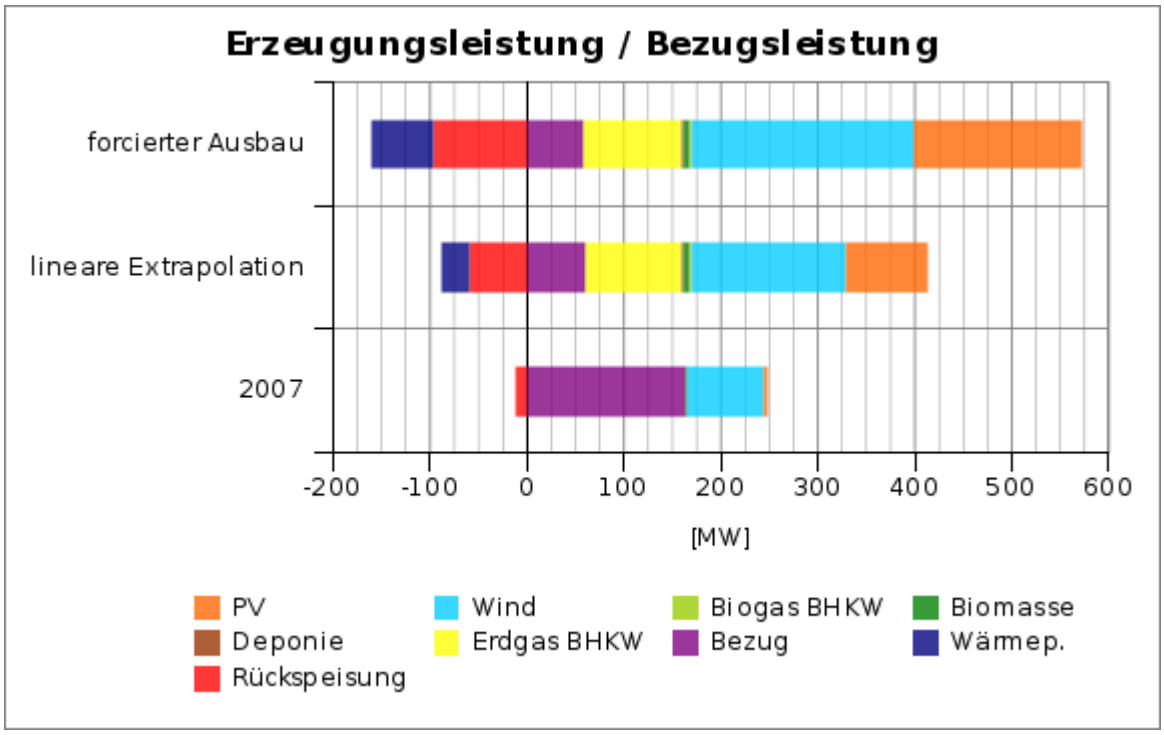


Abbildung 6-9: Installierte Leistungen und max. Bezugsleistung der drei Szenarien im Vergleich.

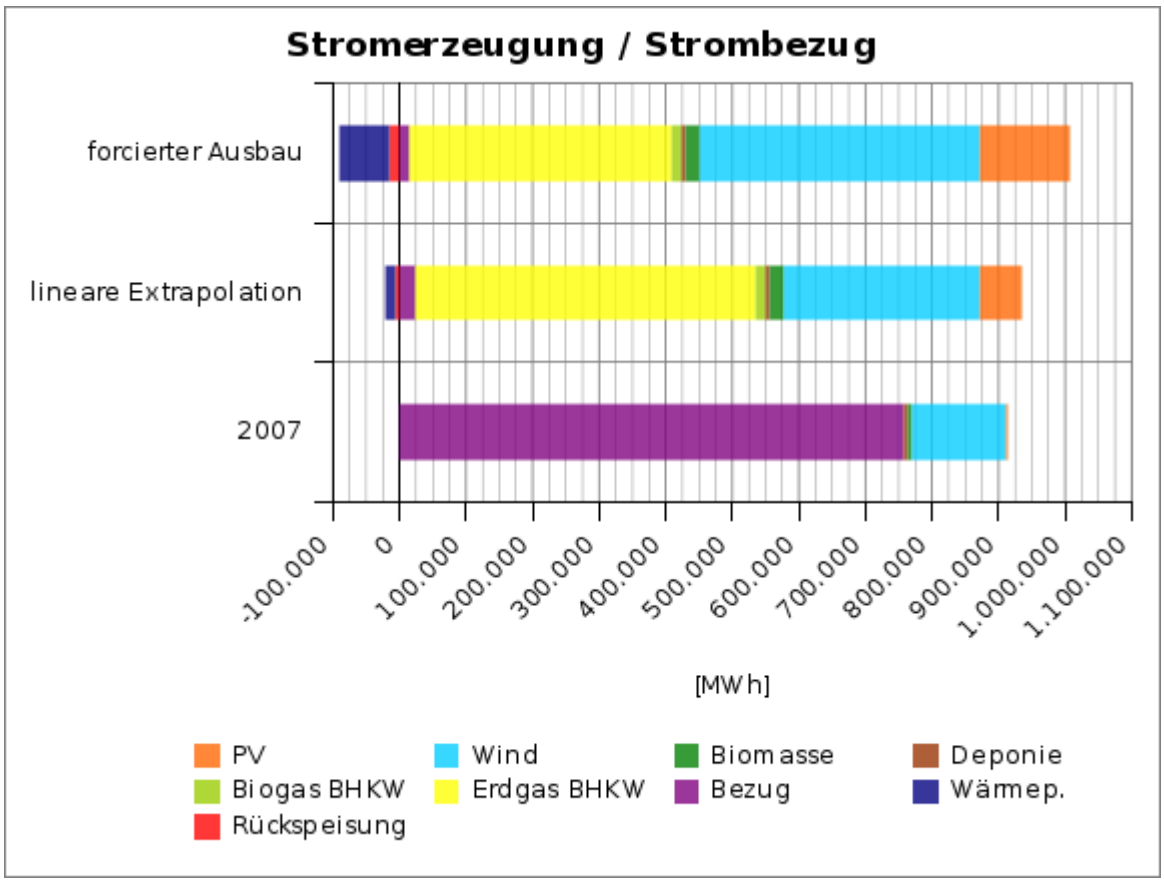


Abbildung 6-10: Stromerzeugung der unterschiedlichen Technologien und Strombezug aus dem vorgelagerten Netz der drei Szenarien im Vergleich.

Wärmebereich

In 2007 waren im untersuchten Versorgungsgebiet nach den vorliegenden Daten keine KWK-Anlagen in Betrieb. Durch den Aufbau an KWK-Kapazitäten kann in Szenario I etwas mehr als der angesetzte Mindestwärmebedarf aus KWK Anlagen und Wärmepumpen gedeckt werden. Faktisch stammt jedoch fast die gesamte Wärmeerzeugung aus Erdgas befeuerten KWK-Anlagen.

Durch den Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung und den daraus resultierenden häufigeren Stromüberschüssen im Netzgebiet fällt der Anteil der Wärmebereitstellung aus Erdgas-BHKW in Szenario II um etwa ein Viertel, während der aus Wärmepumpen gewonnene Anteil deutlich ansteigt. Insgesamt wird jedoch, im Gegensatz zu Szenario I, keine vollständige Wärmedeckung erreicht. Eine Option zur Gewinnung der benötigten Restwärme liegt im Anbieten der Wärmepumpenleistung als negative Regelleistung, da deren installierte Leistung für eine Marktteilnahme ausreicht. Im angenommenen Wärmeversorgungssystem – Nahwärmenetze mit thermischen Speichern – könnten die Wärmepumpen zentral an den Speichern installiert werden. Dadurch lässt sich der notwendige Aufwand für die Steuerung der Systeme begrenzen. Alternativ kann erneuerbare Wärmebereitstellung z.B. durch Solarkollektoren in die vorhandenen Wärmenetze mit eingespeist werden, um den hier angenommenen Mindestwärme-

bedarf vollständig zu decken.

Tabelle 6-11: Gegenüberstellung der Ergebnisse für die Wärmeversorgung: Deckungsanteile, Erzeugung und installierte Leistungen für das Referenzszenario (2007), Szenario I und Szenario II.

	2007			Lin. Extrapolation			Forc. Wind u. PV		
	[MW]	[MWh]	[%]	[MW]	[MWh]	[%]	[MW]	[MWh]	[%]
Biogas BHKW	-	-	-	3,2	25.458	3,0	3,8	25.593	3,0
Erdgas BHKW	-	-	-	166,7	853.017	99,6	166,7	657.632	76,8
Wärmep.	-	-	-	81,5	24.978	2,9	188,5	126.436	14,8

Die Abbildung 6-11 und Abbildung 6-12 stellen die Zusammensetzung der installierten Wärmeleistungen und die Energieerzeugung der verschiedenen Technologien vergleichend dar.

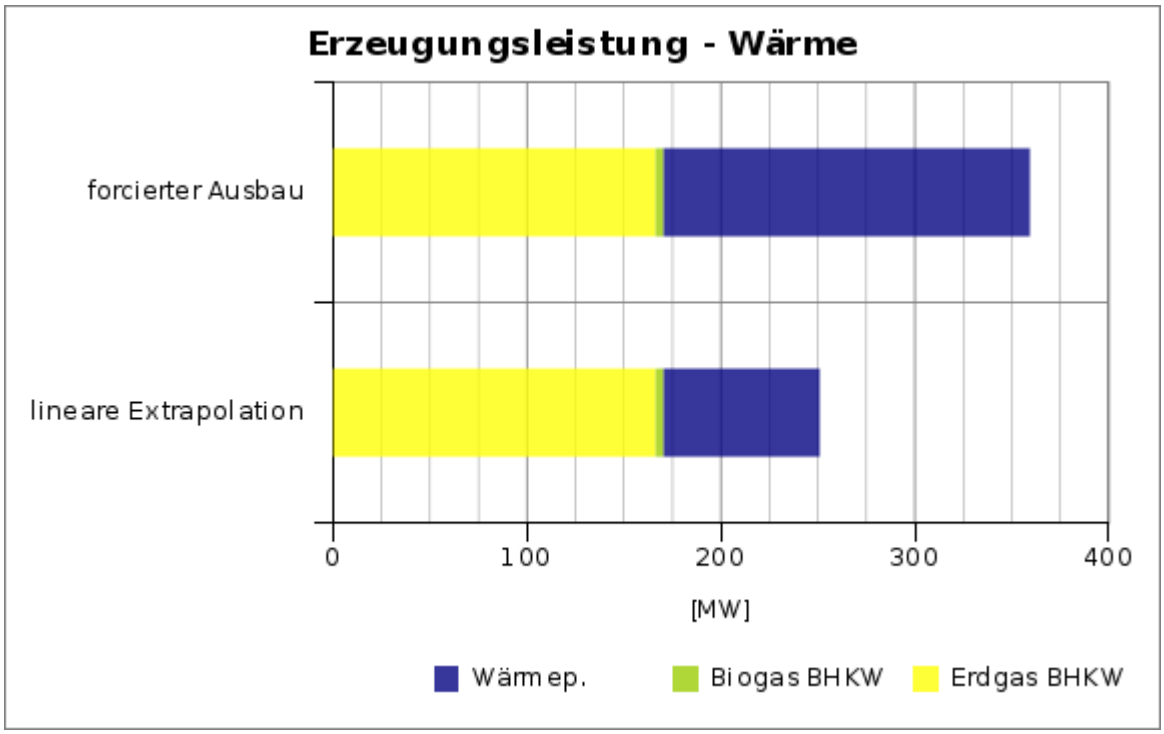


Abbildung 6-11: Installierte Leistungen der Wärmeerzeugung der zwei Szenarien im Vergleich.

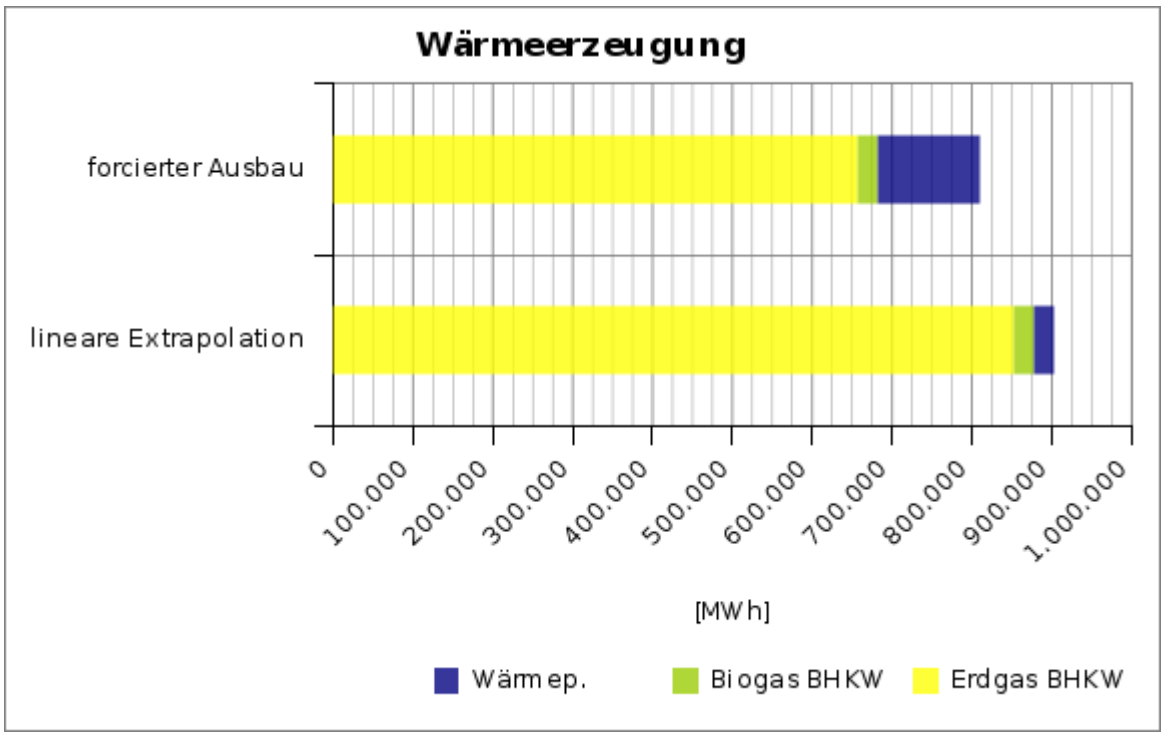


Abbildung 6-12: Wärmeerzeugung der unterschiedlichen Technologien der zwei Szenarien im Vergleich.

Gasverbrauch

Der Gasbezug für das Jahr 2009 wird für die im Modell abgebildete Region aus den vorliegenden Gasbezugsdaten für das Gasversorgungsgebiets der NEW-WestEnergie grob abgeschätzt.

Der Gasbezug des Jahres 2009 betrug laut den Bezugsdaten des Versorgers 667.482.016 kWh für das durch NEW-WestEnergie versorgte Teilgebiet, bezogen auf den oberen Heizwert (Ho). Darin enthalten sind die in Tabelle 6-12 dargestellten Anteile für Raumwärme und Warmwasser der privaten Haushalte und des GHD-Sektor, zusammen 587.073.043 kWh. Der Gasbezug, der über die Anteile der Raumwärme in den privaten Haushalten (HH) sowie des Gewerbe, Handel & Dienstleistungen (GHD) hinausgeht, deckt mit hoher Wahrscheinlichkeit überwiegend Prozesswärmebedarf.

Tabelle 6-12: Zuordnung des Gasbezugs des Versorgungsgebiets für das Jahr 2009, Datenabdeckung 50% des Versorgungsgebiets.

Gasbezug 2009 für das halbe Versorgungsgebiet in kWh (oberer Heizwert)	
Gesamtbezug	667.482.016
davon für Raumwärme HH	512.594.844
Davon für Raumwärme GHD	74.478.199
Summe Raumwärme HH/GHD	**587.073.043**

Da die vorliegenden Gasbezugsdaten sich auf etwa 50% der Fläche der im Modell betrachteten Region beziehen, wird der Wert für eine Abschätzung des Bedarfs in der gesamten Region ver-

doppelt. Der daraus resultierende abgeschätzte Gasbezug der Modellregion zur Deckung des Raumwärmebedarfs beträgt 1.174.146.086 kWh (Ho).

Die dem im Modell angesetzten Mindestwärmebedarf zugrunde liegenden Überlegungen sind in Abschnitt 6.2.4 erläutert. Dieser Bedarf wird in der Simulation aus den KWK-Anlagen und Wärmepumpen gedeckt. In Szenario I („Lineare Extrapolation 2020") liegt der Gasbedarf der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung bei 1.743.565.000 kWh (plus 48% gg. 2009), in Szenario II bei 1.322.132.000 kWh („Forcierter Wind- und PV Ausbau", plus 13% gegenüber 2009).

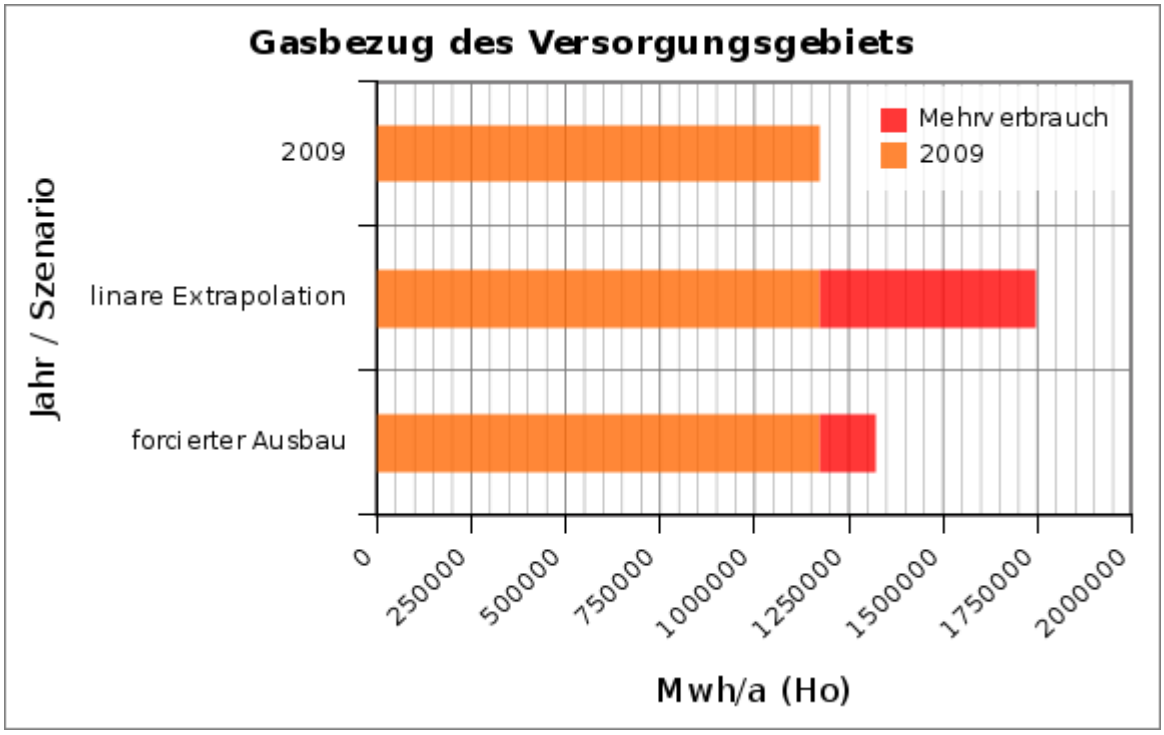


Abbildung 6-13: Gegenüberstellung des Gasbezugs in 2009 und der Werte der Szenarien I und II.

CO_2-Emissionen

Datenbasis der Region für die Berechnung der CO_2-Emissionen

Basis für die Berechnung der CO_2-Emissionen des untersuchten Versorgungsgebiets sind die vorliegenden und abgeschätzten Energiebedarfsdaten der Region. Im Einzelnen sind dies:

- Stromverbrauch 2007 in ¼ Stunden Werten[296]
- Wärmebedarfsmengen wie in Kapitel 6.2.4 angegeben

Angaben zu in der Region verwendeten Nachtspeicherheizungen sind nicht verfügbar, deren Stromverbrauch ist jedoch in den Daten zum Stromverbrauch 2007 enthalten.

[296] Aufgrund nicht erklärbarer Inkonsistenzen der Stromverbrauchsdaten 2009 wurde ersatzweise der vorliegende konsistente Datensatz von 2007 verwendet

Berechnung der CO_2-Emissionen der Stromversorgung

Die Emissionen des Stromverbrauchs im Bezugsjahr 2007 werden für den Strombezug aus der vorgelagerten Netzebene mit den vom UBA[297] veröffentlichten mittleren Emissionswert pro kWh für die BRD berechnet (Referenzszenario 2007).

Für die Stromerzeugung im Netzgebiet werden die CO_2-Emissionsangaben von PV, Wind, Wasserkraft, Biomasse-Kraftwerk, Biogas-BHKW und Erdgas-BHKW aus Life-Cycle-Inventory Daten der Datenbank ecoinvent[298] verwendet.

Die Emissionswerte für Strom aus Deponiegas entstammen der Datenbank GEMIS, auf die über ProBas[299] zugegriffen wurde.

Die aus der Stromerzeugung resultierenden CO_2-Emissionen der Szenarien und die verwendeten Emissionsfaktoren sind in Tabelle 6-13 bis Tabelle 6-15 dargestellt.

Tabelle 6-13: CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung im Referenzszenario.

Bezeichnung	Stromerzeugung	spez. Emissionen	CO_2-Emissionen
	MWh	kg/kWh	t
Fotovoltaik	3.919,1	0,064	250,6
Windenergie	141.330,0	0,011	1.624,6
Wasserkraft	1,2	0,005	0,0
Deponie	4.169,0	0,013	53,9
Biomasse	7.207,3	0,058	421,4
Biogas BHKW		0,344	0,0
Erdgas BHKW		0,612	0,0
Wärmepumpen		0,000	0,0
Bezug Netz	757.951,0	0,624	472.961,4
Rückspeisung	144,5	0,013	1,9
Gesamtemissionen der Stromerzeugung			**475.311,9**
Gesamtemissionen des regional verbrauchten Stroms			**475.310,0**

Insgesamt werden im Referenzszenario 2007 CO_2-Emissionen in Höhe von 475.012 Tonnen pro Jahr durch die Stromerzeugung verursacht. Wird nur der Eigenverbrauch berücksichtigt – dies klammert die CO_2-Emissionen der Rückspeisung aus – sinkt der Gesamtwert um 3t, auf dann 475.310 t/a. Der überwiegende Teil der Emissionen wird durch den Strombezug aus der vorgelagerten Netzebene verursacht.

[297] UBA (2008): UBA: Nationale Trendtabelle für die deutsche Berichtserstattung atmosphärischer Emissionen 1990 bis 2007, Endstand 12.11.2008, veröffentlicht online auf den Seiten des UBA
[298] http://www.ecoinvent.org/database/
[299] http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php

Tabelle 6-14: CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung im Szenario I.

Bezeichnung	Stromerzeugung	spez. Emissionen	CO2-Emissionen
	MWh	kg/kWh	t
Fotovoltaik	65.044,0	0,064	4.159,0
Windenergie	292.912,0	0,011	3.367,0
Wasserkraft	1,0	0,005	0,0
Deponie	4.169,0	0,013	54,0
Biomasse	22.474,0	0,058	1.314,0
Biogas BHKW	15.275,0	0,344	5.258,0
Erdgas BHKW	511.810,0	0,612	313.315,0
Wärmepumpen	-14.987,0	0,000	0,0
Bezug Netz	23.742,0	0,624	14.815,0
Rückspeisung*	6.011,0	0,013	126,0
Gesamtemissionen der Stromerzeugung			**342.281,0**
Gesamtemissionen des regional verbrauchten Stroms			**342.155,0**

* Emissions-Mix aus PV und Wind

Insgesamt werden in Szenario I CO_2-Emissionen in Höhe von 342.281 Tonnen pro Jahr durch die Stromerzeugung verursacht. Berücksichtigt man nur die Emissionen des in der Region selbst verbrauchten Stroms, sinkt der Gesamtwert auf 342.155 t/a ab. Der überwiegende Teil der Emissionen stammt aus den dezentralen Erdgas-BHKW. Die CO_2-Emissionen des Strombezugs aus der vorgelagerten Netzebene sinken auf 14.815 t.

Tabelle 6-15: CO_2-Emissionen aus der Stromerzeugung im Szenario II.

Bezeichnung	Stromerzeugung	spez. Emissionen	CO_2-Emissionen
	MWh	kg/kWh	t
Fotovoltaik	133.341,0	0,060	8.525,0
Windenergie	421.061,0	0,010	4.840,0
Wasserkraft	1,0	0,010	0,0
Deponie	4.169,0	0,010	54,0
Biomasse	22.474,0	0,060	1.314,0
Biogas BHKW	15.356,0	0,340	5.286,0
Erdgas BHKW	394.579,0	0,610	241.550,0
Wärmepumpen	-75.861,0	0,000	0,0
Bezug Netz	14.919,0	0,620	9.309,0
Rückspeisung	15.609,0	0,013*	376,0
Gesamtemissionen der Stromerzeugung			**270.878,0**
Gesamtemissionen des regional verbrauchten Stroms			**270.502,0**

* Mix aus PV und Wind

Das Szenario II weist einen zusätzlichen Rückgang der stromverursachten CO_2-Emissionen auf. Insgesamt werden CO_2-Emissionen in Höhe von 270.878 Tonnen pro Jahr durch die Stromerzeugung verursacht, bzw. 270.502 t/a, wenn nur der Eigenverbrauch angerechnet wird. Hauptemissionsquelle sind auch in Szenario II die dezentralen Erdgas-BHKW. Die CO_2-Emissionen des Strombezugs aus der vorgelagerten Netzebene sinken auf 9.309 t/a ab.

CO_2-Emissionen der Wärmeversorgung im Referenzszenario

Bei der Betrachtung der CO_2-Emissionen der Szenarien I und II ist zu beachten, dass die durch KWK-Nutzung verursachten Emissionen der dezentralen BHKW zu 100% der Stromerzeugung zugeschrieben werden, da die parallel erzeugte Wärme als Nebenprodukt betrachtet wird. Zusätzliche wärmebedingte CO_2-Emissionen fallen im simulierten Versorgungssystem der Szenarien I und II daher nicht an.

Im Referenzszenario 2007 werden Strom und Wärme dagegen in separaten Versorgungssystemen erzeugt. Für die Bereitstellung des in der Modellierung angesetzten Mindestwärmebedarfs sind daher die CO_2-Emissionen zusätzlich zu berechnen. Diese Berechnung basiert auf den folgenden Voraussetzungen:

⇒ Der im Modell für die Szenarien angesetzte Mindestwärmebedarf von 856.297 MWh verringert sich für das Referenzszenario um den Aufschlag von 19 Prozent für die Verluste der Nahwärmeversorgung, die den Emissionsberechnungen des Referenzfalles zugrundeliegende Wärmemenge beträgt damit 693.600 MWh.

⇒ Die Wärmebereitstellung erfolgt in 2007 durch Heizanlagen, deren Emissionen den Durchschnittswerten für die Wärmebereitstellung in der BRD in 2007 entsprechen.

Aus Angaben des BMWi[300] zur Deckung des Wärmeendenergiebedarf der Haushalte und des GHD Sektors durch die verschiedenen Energieträger im Jahr 2007 und den spezifischen Emissionswerten der verwendeten Technologien[301] wurden die durchschnittlichen Emissionswerte von Raumwärmebezug (270g/kWh) und Warmwasserbereitung (275g/kWh) der privaten Haushalte[302] sowie des Raumwärmebezugs[303] im GHD-Sektor (279 g/kWh) berechnet. In Tabelle 6-16 sind der angepasste Mindestwärmebedarf des Referenzszenarios sowie die unter Verwendung der o.a. durchschnittlichen Emissionswerte sich ergebenden CO_2-Emissionen dargestellt.

[300] BMWi (2008b): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I, Deutschland, Stand 11.12.2008 http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=176660.html – Zugriffsdatum: 26.01.2010

[301] http://www.ecoinvent.org/database/ http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/index.php

[302] Ohne Stromheizung, da die daraus anfallenden CO_2 Emissionen im Strombedarf enthalten sind

[303] Brauchwassererwärmung wurde für den Sektor GHD nicht betrachtet, da die Basisdaten eine Unterscheidung zwischen Gasverwendung für Raumwärme und Gasverwendung für Wassererwärmung nicht zuließen

Tabelle 6-16: Berechnung der wärmebedingten CO_2-Emissionen des Referenzszenarios 2007

Berechnung der Referenzemissionen der Wärmebereitstellung			
Bezeichnung	**Wärmebedarf**	**spez. Emissionen**	**CO_2-Emissionen**
	Mwh	**kg/kWh**	**t**
Werte für 2007			
Durchschnittliche Raumwärme und Warmwasser der Haushalte (225 kWh/m2*a)	2.184.659		
Mindest-Raumwärme Gewerbe, Handel & Dienstleistungen	186.195		
Abschätzung des realen Wärmebedarfs 2007	**2.370.854**		
Werte für das Rechenmodell (angenommen wird eine Reduktion des Heizwärmebedarfs der Haushalte auf 40 kWh/m2*a und ein Warmwasserbedarf von 19% des Gesamtwärmebedarfs*.)			
Raumwärme der Haushalte (bei 40 kWh/m2*a)	388.384	0,270	104.897
Warmwasser der Haushalte	119.021	0,275	32.741
Raumwärme Gewerbe, Handel & Dienstleistungen	186.195	0,279	51.948
Summe des Mindestwärmebedarfs des Referenzfalles	**693.600**		
Gesamtemissionen der Deckung des Modellwärmebedarfs mit der heutigen Versorgungsstruktur			**189.587**

* Warmwasseranteil abgeleitet aus dem nahwährmeversorgten Objekt ZfS Speyer

Durch die Berechnung der CO_2-Emissionen im Referenzszenario sollen ausschließlich die Minderungspotenziale, die durch die modellierte Veränderung des Energieversorgungssystems ermöglicht werden, dargestellt werden. Aus diesem Grund erfolgt die Berechnung des CO_2-Ausstoßes im Referenzfall nur für die auch in den Szenarien angenommene Mindestwärmemenge. Die Verminderung der Emissionen durch die im Verhältnis zum realen Wärmebedarf deutlich niedrigere Mindestwärmemenge der Modelle wird nicht berücksichtigt. Die im folgenden Abschnitt diskutierte Veränderung der CO_2-Emissionen wird ausschließlich durch die Veränderungen des Energieversorgungssystems bewirkt, die der Berechnung zugrunde liegenden Strom- und Wärmeverbrauche sind für alle drei Szenarien identisch.

Vergleich der Gesamtemissionen

Vergleicht man die gesamten CO_2-Emissionen der drei Szenarien ist festzustellen, dass deutliche Reduktionen gegenüber der heutigen Situation zu verzeichnen sind. Fallen im Referenzszenario 2007 (REF) CO_2-Emissionen von insgesamt 673.647 Tonnen pro Jahr an, sinkt dieser Wert in Szenario I auf 342.155 t/a (Reduktion um ca. 49 Prozent gegenüber REF) und im Sze-

nario II auf insgesamt 270.502 t/a, was eine Reduktion um ca. 60 Prozent gegenüber dem Referenzszenario bedeutet.

Es ist zu beachten, dass den Szenarien der unveränderte Stromverbrauch des Jahres 2007 zugrunde liegt, d.h. ein effizienteres Erzeugungssystem versorgt hier einen ineffizient hohen Verbrauch. Jede Effizienzsteigerung in der Stromverwendung würde zu weiteren Emissionsminderungen führen, dadurch mögliche Veränderungen werden jedoch in diesem Projekt nicht betrachtet.

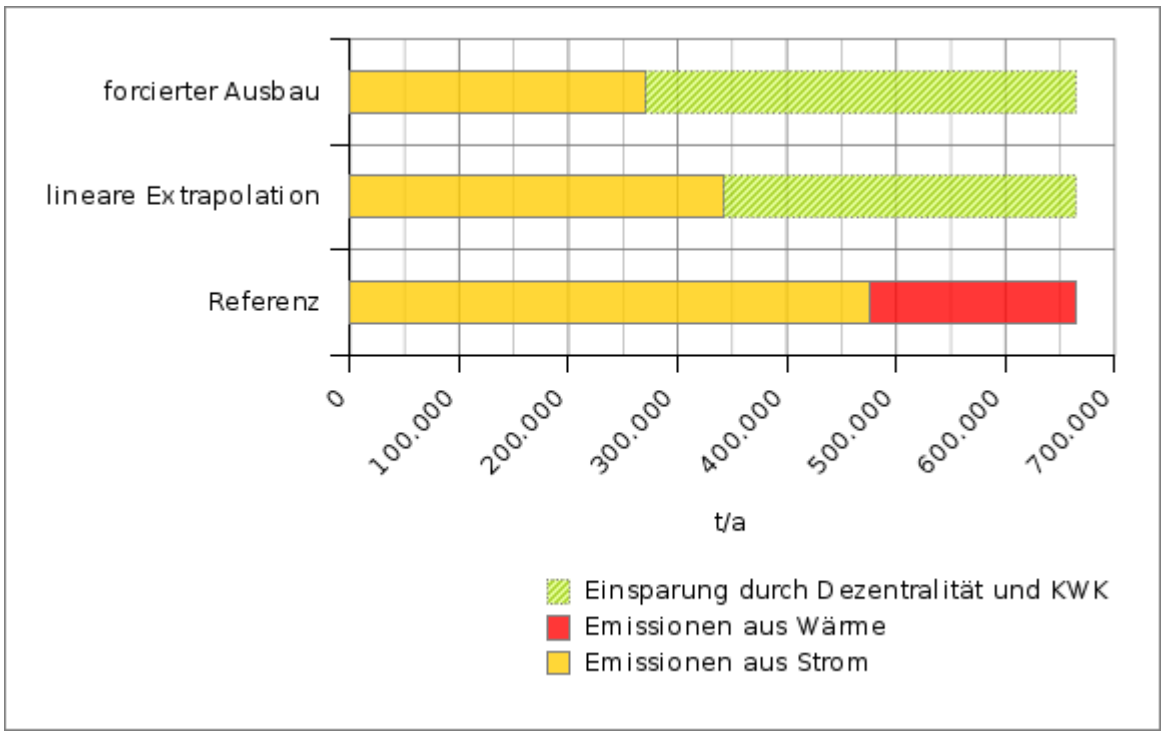


Abbildung 6-14: Gegenüberstellung der CO_2-Emissionen, Referenzfall, Szenario I und Szenario II.

Grundlegende Erkenntnisse aus den durchgeführten Simulationen:

Vernetzung des Wärmesystems, Nutzung von Erzeugungsüberschüssen für die Wärmeerzeugung und saisonale Wärmespeicherung sind Voraussetzungen für die hier dargestellten Ergebnisse.

- Durch den Wechsel zu einer dezentralen Versorgungsstruktur und eine möglichst enge Verzahnung von Strom- und Wärmesystem werden in der untersuchten Region deutliche Reduktionen der CO_2 Emission erreicht.
- Deutlich steigende Anteile dezentraler fluktuierender Erzeugung (im Maximum 65 Prozent Strombedarfsdeckung in Szenario II) bewirken eine deutlich geringere Auslastung der regelbaren Kraftwerke.
- Die Eingliederung regelbarer Kraftwerke in das Versorgungsgebiet und die Einbeziehung von Wärmepumpen als negative Regelleistung verändern die Nutzung des vor-

gelagerten Transportnetzes auch bei hohen fluktuierenden Anteilen deutlich, die maximale Bezugsleistung liegt in beiden Szenarien rund 63 Prozent unter der Spitzenbezugsleistung in 2007.

- Auch ohne die negative Regelleistung der Wärmepumpen liegen die Rückspeiseleistungen in beiden simulierten Szenarien unter der Bezugsleistung des Referenzjahres 2007.
- Dezentral erzeugter und ortsnah verbrauchter Windenergie- und Fotovoltaik-Strom bewirkt nur einen geringen Rückgang der zu deckenden Spitzenlast.
- Der geringere Spitzenbedarf an Leistung aus der vorgelagerten Netzebene führt zu einem geringeren Bedarf an zentraler installierter Leistung. Jedoch entsteht unter Umständen - wenn jedes Versorgungsgebiet in Deutschland diesem Ansatz folgen würde - insgesamt bundesweit ein höherer Bedarf an regelbarer Leistung.
- Aufgrund der nahezu gleichbleibenden maximalen Residuallast bleibt eine starke Abhängigkeit von fossilen Energieträgern bestehen. (hier v.a. Erdgas neben dem Energieträgermix der durchschnittlichen bundesdeutschen Stromerzeugung)
- In diesem Modell waren keine Stromspeicherkapazitäten integriert (zu den Gründen siehe Abschnitt 6.1), ebenso lag der überregionale Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung außerhalb der festgelegten Systemgrenze. Das darin liegende Potenzial zur Minderung des Regelleistungsbedarfs wird durch eine ausschließlich dezentral orientierte Perspektive vernachlässigt.

Wie sich das Zusammenwirken eines veränderten Einspeise- und Bezugsverlaufs bei einer hohen Zahl stärker dezentral versorgter Regionen auf den Bedarf an zentraler Leistung, auf die Transportnetzauslastung und auf die benötigte Regelleistung auswirkt, ist aus diesen Ergebnissen nicht abzuleiten und sollte in weiterführenden Arbeiten untersucht werden (vgl. dazu auch Kapitel 6.2.11, Abschnitt *„Zusätzlicher Forschungsbedarf"*)

6.2.9 Fluktuierende Erzeugung und überregionaler Ausgleich

Bei einer Installation hoher Anteile fluktuierender Energieversorgungsanlagen im großräumigen Verbund sind Ausgleichseffekte der Leistungsfluktuationen durch regional unterschiedliche Wetterbedingungen zu erwarten. Simulationsläufe für den gesamtdeutschen Raum zeigen jedoch, dass im Jahresverlauf auch längere Zeiträume auftreten, in denen Fotovoltaik und Windenergie trotz einer großräumigen Verteilung nur geringe Leistungsbeiträge liefern. Die installierten Leistungen wurden für diese Simulationsrechnungen für onshore Wind, offshore Wind und PV dem Leitszenario 2009[304] für das Jahr 2020 entlehnt (onshore Wind: 33.000 MW,

[304] Leitstudie (2009): J. Nitsch, Wenzel, B.: Leitszenario 2009 Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, Untersuchung

offshore Wind: 9000 MW, PV: 23.000 MW). Basis für die Simulation bildeten meteorologische Daten von 50 Wetterstationen innerhalb der BRD aus dem Jahr 2007.

Die Abbildung 6-15 stellt den Jahresverlauf der Erzeugung mit Wetterdaten 2007 als gemittelte Leistung pro Tag dar, die Abbildung 6-16 zeigt den Verlauf in Stundenwerten für die Kalenderwochen 49 bis 52 mit Wetterdaten des Jahres 2007.

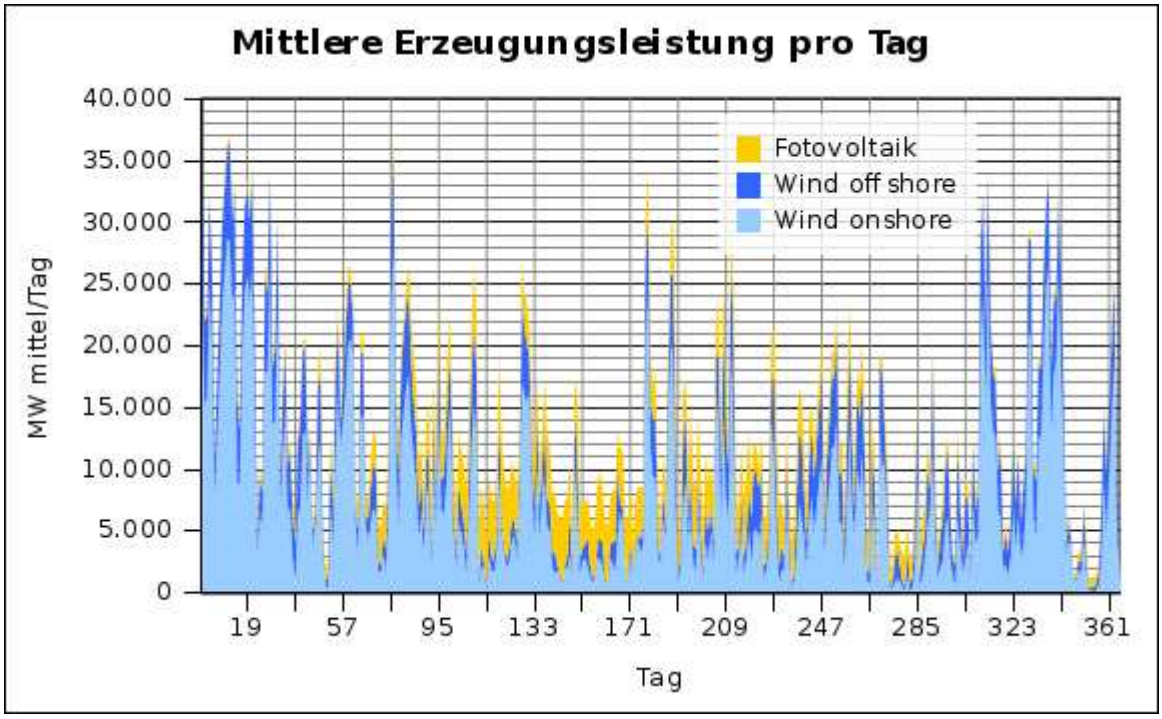


Abbildung 6-15: Jahresverlauf der mittleren Einspeiseleistung pro Tag von Wind on- und offshore sowie PV, installierte Leistung Wind onshore 33 GW, Wind offshore 9 GW, PV 23 GW, Simulation mit Wetterdaten 2007.

Der Jahresverlauf mit Wetterdaten des Jahres 2007 zeigt deutlich, dass es tageweise zu nur sehr geringen Leistungsbeiträgen aus Windenergie und Fotovoltaik kommen kann. Ein besonders ausgeprägter Zeitraum schwacher Leistungsbeiträge ist gegen Ende des Jahres zu erkennen. Betrachtet man diesen Zeitraum in stündlicher Auflösung (vgl. Abbildung 6-16), ist gut zu erkennen, dass die gesamte Leistung aus Windenenergie und PV auch über Zeiträume von beinahe einem Tag unter eine Gesamterzeugung von 1000 MW fällt.

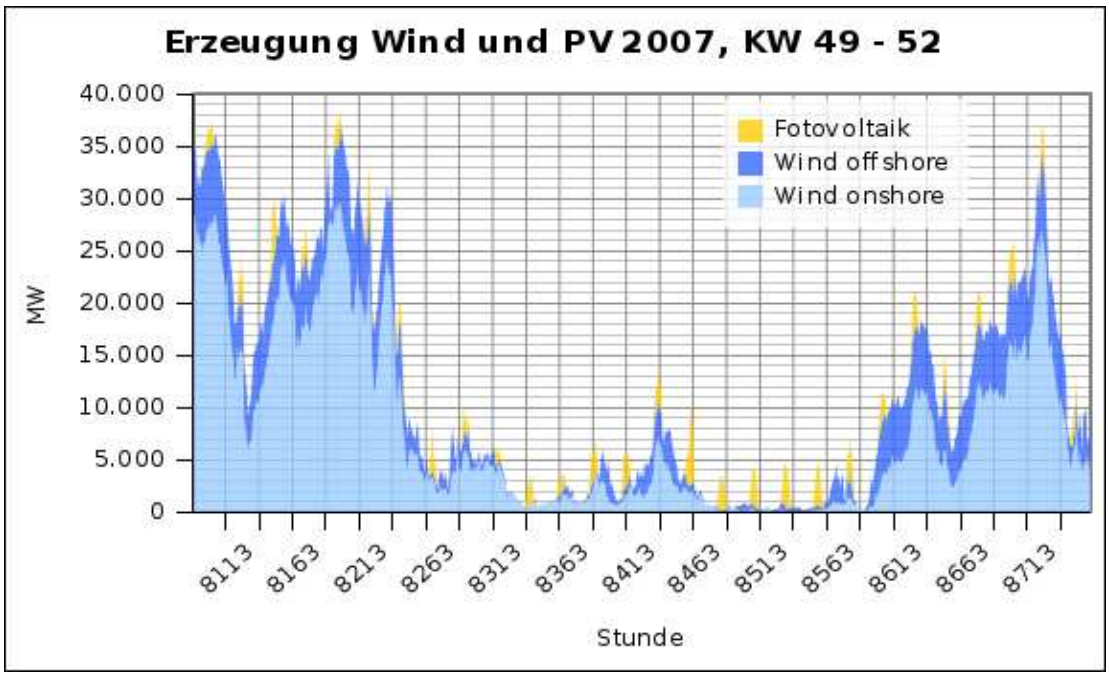


Abbildung 6-16: Verlauf der mittleren Einspeiseleistung pro Stunde für KW 49 bis 52 von Wind on- und offshore sowie PV, installierte Leistung Wind onshore 33 GW, Wind offshore 9 GW, PV 23 GW, Simulation mit Wetterdaten 2007

Zur Kompensation solcher Phasen nur geringer fluktuierender Erzeugung müssen im zukünftigen Energieversorgungssystem hinreichende Regelungs- und Ausgleichsmöglichkeiten geschaffen werden (Speicherkraftwerke, Reservekraftwerke, Demand-Side-Management, Transportnetzausbau). Eine Verminderung des Stromverbrauchs kann wesentliche Beiträge zur Verringerung des Leistungsbedarfs und damit auch zur Senkung der notwendigen regelbaren Reserveleistungen leisten.

6.2.10 Einfluss der offshore Windenenergie auf die Stromversorgung

Gerade der geplante starke Ausbau der offshore Windenergie stellt eine leistungsstarke, zentrale Erzeugungskomponente dar, die – entgegen der bereits bestehenden zentralen Erzeugung - einen fluktuierenden Charakter besitzt. Alleine durch den Standort ergibt sich, dass der offshore erzeugte Strom abtransportiert werden muss und somit eine zusätzliche Anforderung an das Transportnetz hinzukommt. Von einer ausschließlichen Abnahme des offshore-Stroms in den küstennahen Gebieten kann sowohl aufgrund der regionalen Verbrauchsstruktur als auch wegen der bestehenden konventionellen Erzeugung an küstennahen Standorten nicht ausgegangen werden.

Eine hinreichende Untersuchung der Frage nach den Auswirkungen des Offshore-Ausbaus der Windenergie auf das Transportnetz muss eine Reihe von Faktoren berücksichtigen: neben einer guten Datengrundlage zur Abbildung der offshore-Erzeugungscharakteristik – auch im Zusammenspiel der einzelnen Standorte - müssen in der mittel- bis langfristigen Perspektive ein möglicher Rückbau küstennaher Kraftwerksstandorte und/oder eine Flexibilisierung des küs-

tennahen Kraftwerkspark hinsichtlich seiner Regelfähigkeit mit in Betracht gezogen werden.

Für die Abbildung der offshore Windenergie im Modell sind bislang keine offshore gemessenen Wetterdaten verfügbar. Der einzige verfügbare ortsnahe Wetterdatensatz stammt von einer küstennahen Messstation. Mit Daten dieses einen Standortes ist die Windcharakteristik der offshore herrschenden Bedingungen nicht realitätsnah abzubilden. Die ersatzweise Verwendung des verfügbaren onshore Datensatzes zur Abbildung des gesamten offshore Erzeugungsgebietes würde zusätzlich bewirken, dass eine Dämpfung der Erzeugungsfluktuation im Zusammenspiel mehrerer, geographisch verteilter Standorte in den Ergebnissen nicht zum Ausdruck kommt.

Eine Modellierung der offshore Windeinspeisung unter diesen unzureichenden Voraussetzungen würde mit hoher Wahrscheinlichkeit zu falschen Schlussfolgerungen bezüglich der resultierenden Belastung des Transportnetzes einerseits und der Anforderung an die Regelfähigkeit des übrigen Kraftwerksparks andererseits führen. Aus diesem Grund konnte im Rahmen dieses Projektes eine genauere Untersuchung der Auswirkungen und Anforderungen durch die Einspeisung von offshore Windsstrom nicht erfolgen.

6.2.11 Fazit und Ausblick

FAZIT

Die Ergebnisse des hier untersuchten Modells zeigen die Möglichkeiten und Grenzen einer weitest möglich dezentral ausgerichteten gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung unter Einbeziehung hoher Anteile erneuerbarer Energien auf.

Bei einem Ausbau der Wind- und PV-Stromversorgung bis an ihre (hier grob abgeschätzten) regionalen Potenzialgrenzen und einer installierten regionalen Gesamtleistung, die um den Faktor 2,1 (Szenario I) bis 3,1 (Szenario II) über der Spitzenlast liegt, steigt der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung auf bis zu 65 Prozent. Regelleistung muss nach den vorliegenden Simulationsergebnissen auch bei starkem Ausbau der fluktuierenden Erzeugung nahezu in Höhe der Jahreslastspitze vorgehalten werden. Wird die notwendige positive Regelleistung primär durch stromgeführte dezentrale Gas-BHKWs bereit gestellt, ist die vollständige Deckung des Strombedarfs aus regional installierter Leistung möglich, es wird jedoch zusätzliche Regelleistung über das Transportnetz benötigt. Zusätzliche negative Regelleistung über eine stromgeführte Nutzung von Wärmepumpen verringert die Rückspeisung in das vorgelagerte Netz. Die dadurch zusätzlich bereitgestellte Wärmemenge liegt zusammen mit der Wärme aus stromgeführter KWK (bei einer Stromkennzahl von 0,6) in einer dem zukünftig vermutlich geringeren Raum- und Trinkwasserwärmebedarf entsprechenden Größenordnung. Anhand dieser Ergebnisse wird deutlich, dass eine dezentral orientierte Versorgung nach dem hier modellierten Konzept einer gekoppelten Strom- und Wärmeversorgung aus energietechnischer Sicht die Deckung eines Strombedarfs in etwa gleichbleibender Höhe und eines zukünftig

deutlich geringeren Wärmebedarfs ermöglicht. Voraussetzung ist der Aufbau der notwendigen Infrastruktur, neben den elektrotechnischen Anlagen vor allem saisonale Wärmespeicher und Nahwärmenetze.

Die Emissionsminderung des modellierten Systems mit maximalem regionalem Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien liegt bei rund 60 Prozent. Damit zeigt sich, dass das langfristig notwendige Klimaschutzziel einer 80- bis 95-prozentigen CO_2-Minderung bei ausschließlicher Fokussierung auf die dezentrale Versorgung unter den hier festgelegten Randbedingungen nicht erreicht wird. Dies ist vor allem dem hohen Regelenergiebedarf zuzuschreiben, der hier fast vollständig über Erdgas gedeckt wird. Der Gasbedarf liegt dadurch trotz vollständiger Umstellung von Einzelheizungsanlagen auf effiziente Wärmebereitstellung aus Gas-BHKW über der Bezugsmenge des Referenzjahres 2007.

Zusätzliche ausgeprägte Reduktionen des Regelenergiebedarfs ließen sich durch eine Verminderung des Stromverbrauchs deutlich unter das heutige Niveau erzielen. Diese im hier untersuchten Modell nicht einbezogene Möglichkeit (Begründung siehe Kapitel 6.1) birgt ein wesentliches Potenzial zusätzlicher CO_2-Emissionssenkungen.

Die Simulation des Einspeiseverlaufs bei großräumiger Verteilung von PV und Windstromanlagen im gesamten Bundesgebiet zeigt, dass auch bei einem überregionalen Ausgleich durch verschiedene Wetterlagen nur ein sehr geringer Anteil der installierten fluktuierenden Leistung als gesicherte Leistung angesetzt werden kann. Auch diese Option kann folglich den Regelleistungsbedarf nicht wesentlich senken.

AUSBLICK

Dezentrale fluktuierende Leistung kann zu einem wesentlichen Anteil zur Deckung des Strombedarfs beitragen. Für eine weitgehend oder vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung reicht das dezentrale Potenzial nicht aus, zentral erzeugte erneuerbare elektrische Energie (Offshore-Windkraftanlagen, solarthermische Kraftwerke, geothermische Kraftwerke, Gezeitenkraftwerke) wird zusätzlich benötigt. Die Notwendigkeit des zentralen Leistungszubaus wird dabei umso stärker, je geringer die Reduktion des Strombedarfs ausfällt.

Durch die Ergänzung fluktuierender Leistung mit dezentralen KWK-Regelleistungseinheiten, Nutzung der Abwärme in Nahwärmenetzen und Ergänzung des Regelleistungs- und Wärmebedarfs durch Wärmepumpen kann der Strom- und Wärmebedarf einer Region prinzipiell gedeckt werden. Bei hohen Anteilen fluktuierender Strombereitstellung muss der Regelleistungsbedarf jedoch zumindest teilweise aus anderen emissionsärmeren Quellen bereitgestellt oder gesenkt werden, um die langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen. Der Erdgas basierte Regelleistungsausbau kann als Brückentechnologie dienen, die allmählich durch den Ausbau von Transportnetzen und Speichermöglichkeiten sowie den Ausbau des Demand Side Management ergänzt und ersetzt wird.

Zusätzliche solarthermische und geothermische Wärmeeinspeisungen könnten die KWK-Wärmemenge aus fossilen und biogenen Energiequellen ergänzen. Durch die langfristig deutlich zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien in der netzgebundenen Wärmeversorgung kann die langfristige Nutzung der Netz- und Speicherinfrastruktur sicher gestellt werden. Die KWK-Abwärme-Nutzung in Nahwärmenetzen und saisonalen Speichern ist in diesem Sinne ebenfalls als Brückentechnologie zu betrachten.

Die hier erarbeiteten Ergebnisse zu den Möglichkeiten und Grenzen der dezentral orientierten Energieversorgung sollten in Folgeprojekte einfließen, deren Systemgrenze die zentralen Möglichkeiten der Systemveränderung einbezieht.

ZUSÄTZLICHER FORSCHUNGSBEDARF

In Folgeprojekten sollte die Auswirkung der Kopplung aller dezentralen Versorgungsuntereinheiten in einem umfassenderen Gesamtsystem (je nach Ausrichtung der Studie z.B. Versorgung der BRD oder die Versorgung eines internationalen Länderverbundes) betrachtet werden. Die Optimierung des Gesamtsystems sollte die verschiedenen Lösungsbeiträge der technischen Subsysteme (so z.B. dezentraler versus zentraler Leistungsausbau, Netzausbau versus Speicherausbau, Verteilnetzausbau versus Transportnetzausbau, Regelleistung versus Speicherkraftwerke, Regelleistung und Speicherausbau versus Demand Side Management) gegeneinander abwägen. Dabei sind die ökonomischen Auswirkungen verschiedener Gewichtungen als wichtiger Optimierungsparameter zu berücksichtigen. Nur durch diesen umfassenden Betrachtungsansatz ist es möglich, Entscheidungsgrundlagen für komplexe Fragestellungen wie den notwendigen Transportnetz- bzw. Verteilnetzausbau zu erarbeiten.

Abkürzungen

Begriff	Erklärung
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme
AusglMechAV	Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichmechanismus
DE	Dezentrale Erzeugung bzw. dezentrale Erzeuger
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien
EMS	Energiemanagementsystem
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MRL	Minutenreserve(-leistung)
MAP	Marktanreizprogramm
PRL	Primärregel(-leistung)
SRL	Sekundärregel(-leistung)
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
UCTE	Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (jetzt ENTSO-E)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ZNR	Zentrale Netzregelung/Leistungs-Frequenz-Regelung,

NRV	Netzregelverbundes
VNB	Verteilnetzbetreiber

Glossar

Anreizregulierung	Die Anreizregulierung „regelt die Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen".305 Dazu werden Obergrenzen für die Erlöse der Netzbetreiber vorgegeben. Ein anschließender Effizienzvergleich der Netzbetreiber ermittelt ineffiziente Unternehmen, die nun gegenüber der Bundesnetzagentur einen Abbau der Ineffizienz in einem zeitlich vorgegebenen Rahmen nachweisen müssen. Detaillierte Informationen unter: http://www.bundesnetzagentur.de/media/archieve/6715.pdf
AusglMechAV	Im Februar 2010 in Kraft getretene Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus - regelt die zeitnahe Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen durch die ÜNB nach Teil 4 des EEG im Detail
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichmechanismus –schreibt den ausschließlichen Verkauf sämtlicher EEG-Mengen im Day-ahead- und Intraday-Markt vor
Back-up Kapazität	Kraftwerks- oder Speicherleistung zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger
Bidirektional	Man spricht von einer bidirektionalen Verschaltung, wenn die Verschaltung es ermöglicht, dass Energie-/Daten-/Informationsflüssein zwei Richtungen fließen können, d.h. zum Beispiel für eine Batterie, dass sie Energie sowohl ins Netz einspeisen kann als auch wieder zurückspeisen kann.
Bilanzkreis	Im Sinne des EnWG ist ein Bilanzkreis „die Zusammenfassung von Einspeise- und Entnahmestellen, die dem Zweck dient, Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen durch ihre Durchmischung zu minimieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen."306
Blindstromkompensation	„Transformatoren, Asynchronmotoren und induktive Schaltgeräte…nehmen Magnetisierungsstrom zum Aufbau des magnetischen Flusses in ihren Eisenkreisen auf."307 Durch paralleles Zuschalten von Kondensatoren wird dieser Blindstrom kompensiert und das Netz entlastet.
bottom up- Ansatz	Mit "bottom- up- Ansatz" ist im Zusammenhang mit der in dieser Arbeit behandelten Thematik ein Ansatz zur Simulation der Nachfrage und Versorgung eines Energiesystems für die kommenden zwei oder drei Jahrzehnte. Dieser Ansatz setzt an der technischen Seite des Systems an. Man geht dabei davon aus, dass sich die technische Struktur eines Energiesystems ändern kann, ohne dass diese Änderung wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaft des betrachteten Raums hat. Unter technischen Änderungen sind zum Beispiel solche zu verstehen, die dem Emissionsschutz dienen und somit in diesem Ansatz erfasst werden.
Contracting	Der Ausdruck Contracting (dt. vertragsschließend) umschreibt einen Vorgang bei dem der Versorger (Contractor) dem Kunden (Contracting-Nehmer) einen Nutzen (Wärme; Licht, Strom, Druckluft,o.a.) zur Verfügung stellt. Dieser Nutzen liegt meist nicht in der Kernkompetenz des Contracting-Nehmers. Der Contracting- Nehmer zahlt dann nur für seinen Nutzen, nicht für die zur Bereitstellung nötige Infrastruktur. Die Investitionskosten für die nötigen Anlagen und Anlagenkomponenten werden vom Contractor übernommen, so dass sich die Investitionskosten für den Contracting- Nehmer reduzieren. „Es kann zwischen Anlagen- und Einsparcontracting unterschieden werden. Anlagen- Contracting richtet sich auf die Finanzierung von effizienten Energietechnologien, wie z. B. Blockheizkraftwerke oder Brennwertkessel;

305Anreizregulierungsverordnung – AregV; http://www.bundesrecht.juris.de/bundesrecht/aregv/gesamt.pdf
306 EnWG §3 Begriffsbestimmung
307 „Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie"
Von: Adolf J. Schwab, Stefan Börnick; Veröffentlicht von Springer 2006

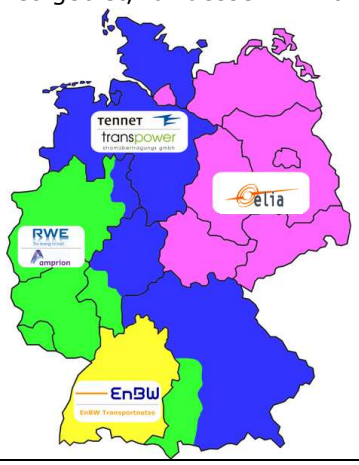
	es zielt also auf die Angebotsseite. Einspar- Contracting wendet sich hingegen der Nachfrageseite zu und hat die systematische Erschließung von Energiesparmaßnahmen bei der Umwandlung von End- und Nutzenergie in Energiedienstleistungen (z.B. warme oder gekühlte Räume, effiziente Beleuchtung) zum Ziel "308.
Demand Side Management	Durch Demand Side Management wird die Lastkurve verändert, möglich ist die zeitliche Verschiebung von Lasten und die Abflachung von Lastspitzen.. Treten Engpässe bei der Stromversorgung auf, so können Geräte und Maschinen, die nicht (lebens-) wichtig für den Verbraucher sind und nicht der Sicherheit dienen, für eine gewisse Zeit abgeschaltet werden. Dies kann entweder ferngesteuert vom Stromversorger aus geschehen, der mit dem Abnehmer in einem Vertrag geregelt hat, welche Geräte er für einen gewissen Zeitraum abschalten kann. Der Abnehmer bekommt im Gegenzug dafür einen Preisnachlass auf seinen allgemeinen Stromtarif. Möglich ist auch die Beeinflussung des Kundenverhaltens durch das Aussenden von Preissignalen.
Dezentral	Im energietechnischen Sinne wird „dezentral" meist im Zusammenhang mit kleinen Energiebereitstellungseinheiten verwendet. Diese Einheiten sind räumlich gleichmäßig verteilt (dezentral) und stellen im Vergleich zu zentralen Großkraftwerken kleine Energiemengen zur Verfügung.
Direktvermarktung	Wird der in einer Anlage erzeugte Strom nicht an den Netzbetreiber veräußert, sondern an Dritte, so spricht man von einer Direktvermarktung. Sie ist nach §17 des EEG geregelt.
DistributionCode	Der DistributionCode gibt die Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen vor. Für Details siehe: http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/distributioncode2007.pdf
Druckluftspeicher	Bei einem Druckluftspeicher wird in Zeiten von Stromüberangebot Luft komprimiert (z. B. in alten Salzstöcken). Diese kann bei Strombedarf als vorkomprimierte Verbrennungsluft in einer herkömmlichen Gasturbine genutzt werden -so können hohe Turbinenleistungen erzielt werden, da sonst bis zu zwei Drittel der erzeugten mechanischen Energie zum Verdichten der Verbrennungsluft benötigt werden- oder direkt in einer Turbine zur Erzeugung elektrischer Energie entspannt werden.
Duopol	„Ein Duopol ist eine Sonderform des Oligopols, bei der auf der Angebotsseite zwei große Unternehmungen miteinander konkurrieren"309
Einspeisemanagement	Zeitweilige Reduktion der Einspeiseleistung (Wirkleistung) von EEG- oder KWK-Anlagen wenn die Überlastung des Netzes z.B. in Starkwind-Situationen droht. Dient zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bis zum Abschluss der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen.
Entflechtung	Siehe Unbundling
ENTSO-E	Der neue Verband "European Network of Transmission System Operators for Electricity" (ENTSO-E) tritt an die Stelle der bisherigen ETSO ("European Transmission System Operators"). Zugleich integriert er die bisherigen fünf Verbundsystem-Verbände UCTE (größter Teil Europas), Nordel (Skandinavien), UKTSOA (Großbritannien), BALTSO (baltische Länder) und ATSOI (Irland/Nordirland)
Erneuerbare Energien	Erneuerbare Energien, auch regenerative Energien genannt, sind Energien, die aus nachhaltigen Quellen (z.B. Sonnenlicht, Windenergie, Wasserkraft, etc.) gewonnen werden, d.h. sie sind nach menschlichen Zeitmaßstäben unerschöpflich.
Erneuerbare- Energien- Gesetz (EEG)	Gesetzliche Maßnahme zur Förderung des Ausbaus von Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Quellen (z.B. Wind und Sonne). Detaillierte Informationen unter: http://www.eeg-aktuell.de

308 Dr. Kora Kristhof, Dipl.- Ing. Sabine Nanning, Dipl.- Phys. Frank Merten; Wuppertalinstitut für Umwelt, Energie, Klima, „Kommunales Intracting"; Wuppertal, Februar 1998

309 http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/dyopol/dyopol.htm

European Energy Exchange (EEX)	Die EEX ist die umsatzstärkste Energiebörse Kontinentaleuropas mit 218 Handelsteilnehmern aus 21 Ländern.310
Fahrplan	„Der Fahrplan beinhaltet die Eingabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird."311
Inselbetriebsfähigkeit	„Inselbetriebsfähig ist ein Kraftwerk dann, wenn es einen bestimmten Betriebspunkt erreichen und halten kann ohne dass die Abtransportleistungen dem synchronen Netz zugeschaltet sein müssen."312
Knotenpunkte	Laut DIN 40108 ist ein Knotenpunkt eine „Stelle, an der Leiter miteinander verbunden sind oder enden"313. Im Netz also eine Verzweigungs- oder Sammelstelle, oder Anschluss eines Endkunden.
Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	„Kraft-Wärme-Kopplung ist die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage."314
Komplementärenergie	Energieprodukt zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung, börslicher und außerbörslicher Handel zum Ausgleich unvorhergesehener Leistungsungleichgewichte bis 75 min. vor Fahrplanerfüllung
Lastganglinie	Lastganglinien repräsentieren das typische Verbrauchsverhalten einer Kundengruppe (z.B. Haushalte). Sie geben Viertelstundenleistungsmittelwerte wieder, die auf eine jährliche Kundenabnahme von 1000 kWh bezogen sind.
Lastprofil	„Das Lastprofil oder der Lastgang bezeichnet in der Elektrizitätswirtschaft bzw. Energieversorgung den zeitlichen verlauf der abgenommenen elektrischen Leistung über eine Periode."315
Lastrauschen	Lastrauschen nennt man die Abweichung der momentanen Last vom ¼ stündlichen Mittelwert. „Es ist dem steten Verlauf der Tageslast überlagert. Im Frequenzverlauf stellen sich die Auswirkungen der Laständerungen als ein Streuband von ungefähr +/ - 30 mHz dar."316
Load Shifting	Unter dieser Methode versteht man ganz allgemein die Verlagerung von Stromverbrauch von kritischen Zeitbereichen (on-peak) in weniger kritische Zeitbereiche (off-peak)
Offshore	Offshore (dt.: außerhalb der Küstengewässer liegend) Offshore-Windkraftanlagen (WKA) nutzen die Windenergie im Meer.
Oligopol	„Marktform, bei der wenige relativ große Anbieter einer Vielzahl von Nachfragern (Nachfrage) gegenüberstehen."317
Onshore	Onshore (dt.: auflandig) Onshore-WKA nutzen die Windenergie auf dem Festland
Peak Clipping	Bei Spitzenreduktion wird der Strombedarf zu einem bestimmten Zeitpunkt (on-peak) reduziert. Dieser wird entweder nicht nachgeholt (strategische Konversation), oder muss zu einem späteren Zeitpunkt (off-peak) wieder eingebracht werden (Valley Filling)
Primärregelung	„Die Primärregelung wirkt automatisch und wird in verschiedenen Erzeugungseinheiten im Sekundenbereich…als stabilisierende Netzfrequenzregelung bei auftretenden Leistungsbilanzstörungen aktiviert."318 Sie beträgt 2% der momentanen Nennleistung und muss innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen.

310 http://www.eex.com/de/Presse/%C3%9Cber%20EEX
311 Glossar Bundesnetzagentur; http://www.bundesnetzagentur.de/enid/3315?c_id=7448
312 Veröffentlichung SDL Konzept, swissgrid ag, 09.07.2008; bem, V0.7
313 DIN 40108 „Stromsysteme", Abschnitt 5.1, Juni 2003
314 KWK-G: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft – Wärme – Kopplung, Kraft – Wärme – Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092) zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101´) § 3 Begriffsbestimmungen
315 http://www.lew.de/cms_lew_inter/Downloads/Produktinfos/ERS_G_S_Lastprofil.pdf
316 http://www.de-online.info/archiv/2000/07/index.php?Page=a_de-gig01.html
317 http://www.wirtschaftslexikon24.net/d/oligopol/oligopol.htm
318 „Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem"
Von: Bernhard Hasche, Rüdiger Barth, Derk Jan Swider; IER 2006

Pumpspeicher-kraftwerke	„Bei Pumpspeicherkraftwerken wird mit Hilfe von überflüssigem Strom Wasser in Speicherseen gepumpt und so die potenzielle Energie des Wassers erhöht. Bei Strombedarf wird das gespeicherte Wasser durch Turbinen wieder in elektrische Energie umgewandelt.“319
Regelenergie	Energieprodukte zur Aufrechterhaltung der Frequenzstabilität, Abruf nach aufgetretener Frequenzabweichung
Regelzone	„Im Bereich der Elektrizitätsversorgung das Netzgebiet, für dessen Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve ein Betrieb von Übertragungsnetzen im Rahmen der Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie (UCTE) verantwortlich ist.“320 (vgl. nebenstehende Abbildung) 
Schwarzstartfähigkeit	„Schwarzstartfähigkeit liegt bei einem Kraftwerk dann vor, wenn es ohne Zuführung von netzgebundener elektrischer Energie aus dem Stillstand wieder seine Betriebsfähigkeit aufnehmen kann.“321
Schwungradspeicher	„Bei Schwungradspeichern bedient man sich zur Speicherung der kinetischen Energie eines rotierenden Körpers wie einer Schwungscheibe.“322 Schwungradspeicher dienen nicht einer längerfristigen Strombereitstellung, sondern zur Überbrückung bis andere Systeme angelaufen sind.
Sekundärregelung	Die Sekundärregelung wirkt automatisch und wird zentral über einen Frequenzregler beim jeweiligen ÜNB aktiviert. Der „Eingriff der Sekundärregelung dauert einige Minuten und muss erst innerhalb von 5 Minuten zur Verfügung stehen.“323
Smart Meter	Ein Smart Meter wird auch „intelligenter Stromzähler“ genannt, da er nicht nur die Höhe, sondern auch den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs erfasst. Dieser wird elektronisch an den Stromanbieter übertragen und lässt eine genauere Analyse des Verbrauchverhaltens zu.
Stochastische Einspeisung	„Unter stochastischen Ressourcen werden Energiequellen verstanden die nicht permanent verfügbar sind und deren Verfügbarkeit nicht oder begrenzt vorhergesagt werden kann, was insbesondere für alle wetterbedingten Energiequellen wie Wind und Sonne zutrifft.“324 Die Stromeinspeisung aus eben diesen Quellen wird als „stochastische Einspeisung“ bezeichnet.
Strategic Conversation	Bei strategischer Konversation wird der Stromverbrauch generell gesenkt, ohne dabei das eingesparte Potenzial zu einem anderen Zeitpunkt zu kompensieren. Dies wird auch als load shedding bezeichnet.
Teillast	Läuft eine Anlage im Teillastbereich, so erzeugt sie eine Leistung, die zwischen der Mindestleistung und der Leistung bei Volllast liegt.

319 „Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem“
Von: Bernhard Hasche, Rüdiger Barth, Derk Jan Swider; IER 2006
320 EnWG §3 Begriffsbestimmung
321 Veröffentlichung SDL Konzept, swissgrid ag, 09.07.2008; bem, V0.7
322 „Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem“
Von: Bernhard Hasche, Rüdiger Barth, Derk Jan Swider; IER 2006
323 „Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem“
Von: Bernhard Hasche, Rüdiger Barth, Derk Jan Swider; IER 2006
324 Klaus Fröhlich / Göran Andersson (M. Arnold, P. Favre-Perrod (Verfasser), M. Geidl, F. Kienzle, G. Koeppel, M. Schulze), ETH Zürich, Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie; VISION OF FUTURE ENERGY NETWORKS; Jahresbericht 2006

top- down- Ansatz	Mit "top- down- Ansatz" ist im Zusammenhang mit der in dieser Arbeit behandelten Thematik ein Ansatz zur Simulation der Nachfrage und Versorgung eines Energiesystems für die kommenden zwei oder drei Jahrzehnte. Es ist ein makroökonomischer Ansatz, der die Auswirkungen der Energienachfrage und Versorgung simulieren soll. Berücksichtigt wird dabei vor allem die Energiepreisentwicklung aufgrund verschiedenster zu erwartender Einflüsse. Kernannahme ist, dass sich die Wirtschaft im Gleichgewicht befindet und politische Regulierungseingriffe so im Allgemeinen zu höheren Kosten für die Allgemeinheit führen. Diese sollen möglichst früh erkannt werden um verhindert oder minimiert werden zu können.
TransmissionCode	Der TransmissionCode gibt die Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vor. Für Details siehe: http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Ein Übertragungsnetzbetreiber ist „der regelverantwortliche Netzbetreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen."325
UCTE	Die Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity - Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität – „ist für die Koordinierung des Betriebs und die Erweiterung des europäischen Netzverbundes zuständig."326 Seit 1. Juli 2009 integriert in das European Network of Transmission System Operators for Electricity "ENTSO-E"
Unbundling	„Unbundling, auch Entflechtung genannt, bedeutet, dass auf Grund gesetzlicher Vorgaben die monopolistischen Funktionen (Übertragung und Verteilung) der Strom- und Gasversorger von den freien organisierten Tätigkeiten (Erzeugung, Handel und Vertrieb) getrennt werden müssen. Entflechtungsmaßnahmen zielen auf die Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen ab."327
Valley Filling	Für weitere Informationen siehe: KONZEPTE ZUR KOORDINIERTEN NUTZUNG VERTEILTER ENERGIESPEICHER Friederich Kupzog, Charlotte Rösener, Peter Palensky http://publik.tuwien.ac.at/files/pub-et_12131.pdf
Vereinfachtes Verfahren (im Rahmen der Anreizregulierung)	Das „vereinfachte Verfahren" ist im §24 des ARegV festgelegt. Am vereinfachten Verfahren können Verteilnetzbetreiber, an deren Netz weniger als 30000 Kunden angeschlossen sind, teilnehmen. „Statt des Effizienzvergleichs zur Ermittlung von Effizienwerten nach den §§12 bis 14" beträgt beim vereinfachten Verfahren „der Effizienzwert in der ersten Regulierungsperiode 87,5 Prozent. Ab der zweiten Regulierungsperiode wird der Effizienzwert als gewichteter durchschnittlicher Wert aller in dem bundesweiten Effizienzvergleich nach den §§12 bis 14 für die vorangegangene Regulierungsperiode ermittelten und nach § 15 Abs. 1 bereinigten Effizienzwerte gebildet."328
Verlustenergiemarkt	„Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen. Dabei sind Ausschreibungsverfahren durchzuführen, soweit nicht wesentliche Gründe entgegenstehen. Ein wesentlicher Grund kann insbesondere dann vorliegen, wenn die Kosten der Ausschreibungsverfahren in einem unangemessenen Verhältnis zu deren Nutzen stehen. Von der Verpflichtung nach Satz 2 sind Netzbetreiber ausgenommen, an deren Verteilernetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind."329 Für detaillierte Angaben zu den Ausschreibungsverfahren siehe: www.bundesnetzagentur.de/media/archieve/12790.pdf

325 EEG §3 Begriffsbestimmung
326 http://www.apcs.at/balance_energy_market/auction_ucte/
327 Glossar Bundesnetzagentur, http://www.bundesnetzagentur.de/enid/3315?c_id=7733
328 Anreizregulierungsverordnung – AregV; http://www.bundesrecht.juris.de/bundesrecht/aregv/gesamt.pdf
329 § 10 Verlustenergie Stromnetzzugangsverordnung V. v. 25.07.2005 BGBl. I S. 2243; zuletzt geändert durch Artikel 2 Abs. 1 V. v. 17.10.2008 BGBl. I S. 2006; Geltung ab 29.07.2005

vermiedene Netznutzungsentgelte	„Vermiedene Netznutzungsentgelte" werden im § 18 der „Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen" genannt. Dabei handelt es sich um ein Entgelt, welches Betreibern dezentraler Energiebereitstellungsanlagen vom Netzbetreiber gezahlt wird. Durch die dezentrale, somit Kundennahe Einspeisung von Energie wird nur ein Teil des Netzes (z.B. nur auf Niederspannungsebene) vom Betreiber des dezentralen Kraftwerks genutzt. Durch die nicht in Anspruchnahme des vorgeschalteten Netzes muss der Netzbetreiber ein Entgelt in Höhe der Netznutzungsgebühr zahlen, welche anfallen würde wenn der dezentrale Einspeiser von einer zentralen Anlage aus einspeisen würde. Gezahlt wird dieses Entgelt nur, wenn die bereitgestellte Energie der dezentralen Anlage nicht schon „nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet wird, oder nach § 4 Abs. 3 Satz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes vergütet wird und in dieser Vergütung vermiedene Netzentgelte enthalten sind"330.
Verteilnetzbetreiber (VNB)	Die Verteilnetzbetreiber sind für den Betrieb und die Instandhaltung der Mittel- und Niederspannungsnetze verantwortlich.
Virtuelles Kraftwerk (VK)	„Als virtuelles Kraftwerk wird ein interaktives, zentral steuerbares Netzwerk von dezentralen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern verstanden, welche hinsichtlich der Technologiespezifischen Einspeise- und Lastcharakteristik aufeinander abgestimmt sind." 331
Volllast	Läuft eine Anlage unter Volllast, so erzeugt sie die höchste Leistung, „die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht werden kann und die Lebensdauer und Sicherheit der Anlage nicht beeinträchtigt."332
Windenergieanlage (WEA)	Synonym für Windkraftanlage (WKA) oder Windenergiekonverter (WEK).

330 Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, Teil 2, Abschnitt 3 Kostenträgerrechnung, §18 Entgelt für dezentrale Einspeisung
331 Auer (2006): Auer, H.: Faire Wettbewerbsbedingungen für virtuelle Kraftwerke,s 2006
332 EnergieWirtschaft Glossar PTA GmbH, Stand 12.02.2007

Literatur- und Quellenverzeichnis

LITERATUR

Abaravicius et al (2006): Abaravicius, J. and Pyrko, J.: Load Management from an Environmental Perspective, Energy & Environment, 17 (4), 583-601, 2006.

AGEE (2010): Arbeitsgemeinschaft Statistik der Erneuerbaren Energien: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009, Hrsg. BMU, Stand März 2010

AGEB (2009): Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen - Auswertungstabellen September 2009, Primärenergieverbrauch der BRD nach der Wirkungsgradmethode, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=66

AGEB (2009a): Hertner, T.: Erdgasdaten 2009, Veröffentlichung der AGEB, 17. Dezember 2009, veröffentlicht unter http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65 (letzter Zugriff Mai 2010)

AGFW (2008): AGFW Fernwärmestatistik, 2008

AGFW: AGFW Branchenreport 2007

AGFW (o.J.): Fernwärmesatzungen. Möglichkeiten der Gemeinden im Rahmen ihrer energiepolitischen Zuständigkeiten

Armbrüster (2007): Armbrüster, H.: Regel- und Reserveleistung heute, Poolung von abschaltbaren Verbrauchern und dezentralen Erzeugungskapazitäten – Ein Beitrag zur Netzsystemstabilität in Deutschland, Evonik New Energies GmbH; 09.11.2007

Arndt (2006): Ulli Arndt, Serafin von Roon, Ulrich Wagner: Virtuelle Kraftwerke, Theorie oder Realität; BWK, Bd.58, Nr.6, 2006

Augusten (2009): Augusten, E.: Knete für Kombikraftwerke, Sonne Wind und Wärme, Heft 2/2009

Bach et al (2003): Bach, P.-F., Nielsen, J.E., Hindsberger, M., Varming, S., Gaardestrup, C.: Active Networks as a tool to integrate large amounts of distributed generation. Presented at the conference "Energy Technologies for post Kyoto Targets in the Medium Term", Risø, Denmark, 2003

Bauer et al (2003): Bauer, H., Schäfer, V. : Biomasse-Heizkraftwerk Pfaffenhofen, Abschlussbericht, November 2003

BDEW (2008): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2008

BDEW (2008b): Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Endenergieverbrauch in Deutschland 2007, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Berlin, 2008

BDEW (2009): Gas-Versorgungssicherheit: Fakten, warum ist Erdgas sicher? – Zahlen, Fakten und mehr, veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Gas-Versorgungssicherheit?open, letzter Zugriff Juni 2010

BDEW (2009a): BDEW Daten: Entwicklung des deutschen Erdgasnetzes, online veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_7RCCGC_Energie?Open&s1=11, letzter Zugriff Juni 2010

BDEW(2010): BDEW Daten: Erdgasbezugsquellen Deutschland, online veröffentlicht unter http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Druckvorlage_Erdgasbezugsquellen_Deutschlands/$file/Erdgasbezugsquellen%202009.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

BET (2003): R-A-N Gutachten zu Kosten der Beschaffung und Abrechnung von Regel- bzw. Ausgleichsenergie mit Blick auf die kartellrechtliche Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der RWE Net AG; im Auftrag der Stadtwerke Lippstadt, Aachen und Berlin, März 2003

BGH (2008): Bundesgerichthof, Beschluss KVR 60/07, Düsseldorf 2008

BMU, IZES (2005): Kleine Kraft-Wärme-Kopplung für den Klimaschutz, jeder kann Energie doppelt nutzen, März 2005

BMWi (2008a): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I und II, Tabelle 7 und 7a, Stand 11.12.2008

BMWi (2008b): Energietabellen des BMWi, Endenergieverbrauch nach Anwendungsbereichen I, Deutschland, Stand 11.12.2008

BMWi (2010): BMWi, Referat III C 3: Zahlen und Fakten - Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland, Stand vom 17.05.2010, online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html

BMWi (2010a): BMWi Energiestatistiken: Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung nach Energieträgern, online veröffentlicht unter http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180894.html, letzter Zugriff Juni 2010

BNA (2006): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2006, Bonn, August 2006

BNA (2007): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2007, Bonn, 2007

BNA (2008b): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008, Bonn, September 2008

BNA (2009): Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2009, Bonn 2009, veröffentlicht unter http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/134810/publicationFile/1107/Monit

oringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf, letzter Zugriff Juni 2010

BNA (2010): N.N.: Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2008 nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, März 2010

Bourwieg (2010): Bourwieg, K.: Folien zum Vortrag anläßlich des Netzkongresses „Erneuerbare ins Netz" Workshop 4 Fortentwicklung der Anreizregulierung, 06. Mai 2010

Brauner (2006): Brauner, G., Verbraucher als virtuelles Kraftwerk - Potenziale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, 2006.

Bretschneider (2010): Bretschneider, P., Seminar „Smart Grids", Fraunhofer-Anwendungszentrum für Systemtechnik, Ilmenau, 2010

Bretschneider et al (2009): Brettschneider, P., Rüttinger, H., Intelligente elektrische Energiesysteme, Energie, Markt, Wettbewerb (e|m|w) Oktober 2009

Bundesentzagentur (2008): Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2008, Bonn, September 2009

Bundesentzagentur (2007): Beschluss vom 31.08.2007 im Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung, Az. BK6-06-066

Bundeskartellamt (2003): Bundeskartellamt, 8. Beschlussabteilung – B 8- Fa – 21/03, Beschluss vom 12.09.2003 [„E.ON – Stadtwerke Eschwege").

Bundesnetzagentur (2009): EEG-Statistikbericht 2007, Statistikbericht zur Jahresendabrechnung 2007 nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Stand 31. Juli 2009

Bundesentzagentur (2010): Bundesnetzagentur: Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zum Einsatz von Regelenergie …; Az: BK6-08-111, Bonn, 16.03.2010

Bundestag_SRT (2009): Ausgewählte Möglichkeiten der Steuerungs- und Regelungstechnik als Baustein einer nachhaltigen Energiewirtschaft

Bürger (2009): Bürger, V., Identifikation, Quantifizierung und Systematisierung technischer und verhaltensbedingter Stromeinsparpotenziale privater Haushalte, Transponse Working Paper No 3, Öko-Institut e.V., Freiburg, 2009.

Cao et al (2006): Cao, D.M., Pudjianto, D., Grenard, S., Martikainen, A.,Strbac, G.: Costs and Benefits of DG Connections to Grid System. DG-GRID project report, 2006

Christiansen, A. (2006): Der „more economic approach" in der EU-Fusionskontrolle – eine kritische Würdigung, Hrsg.: db research, working paper series, research notes 21, Frankfurt am Main, 24. Januar 2006

Croy et al (2009): Croy, R., Wirth, H.P.: Solaranlage im Wohngebiet ehemaliger Schlachthof in Speyer – 4. Zwischenbericht, Projekt der ZfS-Rationelle Energietechnik im Programm Solarthermie2000plus des BMU, Hilden, September 2009

Dauensteiner (o.J).: Dauensteiner, A.: European Virtual Fuel Cell Power Plant, Management Summary Report

dena (2008): Kohler, S.: Das Gesamtenergiesystem heute und in Zukunft, Vortrag der Abschlussveranstaltung GermanHy, Berlin, 28.6.2008

Dielmann, Kuperjans (2008): Prof. Dr. Dielmann, Dr. Kuperjans: Kraft-Wärme-Kopplung I, Skript WS 2008/2009, FH Aachen, Abteilung Jülich

DIE ZEIT (2010): Zeit Infografik „Strom auf Vorrat": „Je weiter die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zunimmt, desto mehr Reserven an »Regelenergie« werden gebraucht.", DIE ZEIT vom 18.03.2010

DIgSILENT PowerFactory Software: http://www.digsilent.de/

DLR et al. (2009): Ergänzende Untersuchungen und vertiefende Analysen zu möglichen Ausgestaltungsvarianten eines Wärmegesetzes, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Doll, M. et al (1999): Doll, M., Schäfer, K. F., Verstege, J.: Die Zukunft des Netzbetreibers, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2 Januar 1999

E.ON (2008): E.ON: Strategy & Key Figures 2008, Düsseldorf 2008

E.ON (2009): .ON: Nordic Market Unit, Düsseldorf 2009

E.ON: Pressemitteilungen vom 12.10.2007, 24.07.2008 und vom 17.12.2008

E-Energy (2009): E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft - http://www.e-energie.info – Zugriffsdatum: 16.08.2009

EEG: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien, Erneuerbare – Energien – Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 28. März 2009 (BGBl. I S. 643)

EEWärmeG: Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich, Erneuerbare – Energien – Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658) zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 15. Juli 2009 (BGBl. I S. 1804)

Ekardt et al. (2008): Kommunaler Klimaschutz durch Baurecht, ZNER 2008, Heft 4, S. 334-342.

EnBW (2005): Lastprofil für Stromheizungen

EnBW (2009): Geschäftsbericht 2008

EnBW et al 2008: EnBW Transportnetze AG, E.ON Netz, Vattenfall: „Gegeneinanderregeln" ist Vergangenheit, gemeinsame Presse-Information vom 17.12.2008 Fußnote 174 ergänzen Hauser

Enzensberger (2003): Enzensberger, Norbert, Entwicklung und Anwendung ei-nes Strom- und Zertifikatmarktmodells für den europäischen Energiesektor, VDI Fortschritt-Berichte, Reihe 16, Nr. 159, Düsseldorf, 2003.

E.ON Netz (2009): E.ON_2009_Regelenergie_Kooperation.pdf, Pressemitteilung vom 07-01.2009

E.ON (2006): E.ON Ruhrgas: Branchenreport 2006, online veröffentlicht unter http://www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-1B8BDFFE-4CD11D53/er-corporate/hs.xsl/679.htm, letzter Zugriff Juni 2010

EU-Kommission (2008): Kartellrecht: Kommission öffnet deutschen Strommarkt für den Wettbewerb, Pressemitteilung Nr. IP/08/1774 vom 25.11.2008

Eurostat (2009): Eurostat: Combined Heat and Power (CHP) in the EU, Turkey and Norway – 2007 data, European Communities, 2009

FNR (2007): Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe, Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen, Gülzow, 2007.

Franz et al (2006): Franz, O., Wissner, M., Büllingen, F., Gries, C.-I., Cremer, C., Klobasa, M., Sensfuß, F., Kimpeler, S., Baier, E., Lindner, T., Schäffler, H., roth, W., Thoma, M., Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy), Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bad Honnef, 2006.

Frey et al (2007): Frey, G., Schulz, W., Horst, J., Leprich, U., Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Ersatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich, IZES gGmbH, Saarbrücken, 2007.

Fricke (2008): Fricke, N.: Rechtliche Grundlagen für Gestattungsentgelte, Präsentation AGFW-Infotag „Gestattungsentgelte in der Fernwärme" am 18.09.2008

GDF SUEZ (2008): Pressemitteilung vom 17.12.2008

Geode (2008): GEODE (Europäischer Verband der unabhängigen Strom- und Gasverteilerunternehmen): E.ON verpflichtet sich zum Verkauf des Höchstspannungsnetzes und von 4.800 MW Erzeugungskapazität, Pressemitteilung vom 27.11.2008

Gubler (2009): Gubler, A., Vogler, G.: Informationen zum Energieverbrauch in Deutschland 2007, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., TU München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, München 2009

GWB (1998): Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen, in der Fassung vom 26.08.1998

Auer (2006): Auer, H.: Faire Wettbewerbsbedingungen für virtuelle Kraftwerke,s 2006

Hansch (2006): Hansch, M.K.T., E.ON Ruhrgas AG Dorsten: Gasinfrastruktur und Anforderungen an die Einspeiser, VDI-Berichte: erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen; Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit: Tagung Berlin, 7. und 8. Februar 2006

Hasche, Barth, Swider (2006): Bernhard Hasche, Rüdiger Barth, Derk Jan Swider: Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem, AP 1.1 im Projekt NetMod, IER, April 2006

Hundth et al (2009): Hundt, M., Barth, R., Sun, N., Wissel, S, Voß, A.: Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio - Technische und ökonomische Aspekte, Studie des IER der Universität Stuttgart im Auftrag der e.on Energie AG, Stuttgart, Oktober 2009

IE (2009): Leipziger Institut für Energie GmbH: Jahresprognose EEG-Einspeisung zur Bestimmung der EEG-Umlage 2010, Leipzig, September 2009

IHK Nuernberg (2005): Dezentrale Energieträger vernetzen, Wirtschaft in Mittelfranken, Ausgabe 02/2005, Rubrik Berichte/ Analysen, Seite 6, 2005

INSEL (2009): Homepage Internetbasiertes System eines erweiterbaren Lastmanagements zur Integration in virtuelle Kraftwerke (INSEL), http://e-island.eu - Zugriffsdatum: 07.08.2009

IZES et al. (2008): Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

IZES et al. (2008a): Strom aus erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Kannberg et al. (2003): Kannberg, L.D., Chassin, D.P.. DeSteese, J.G., Hauser, S.G., Kintner-Meyer, M.C., Pratt, R.G., Schienbein, L.A., Warwick, W.M., GridWiseTM: The Benefits of a Transformed Energy System, im Auftrag des U.S. Department of Energy, 2003

Kleemann (2003): Kleemann, M.: Aktuelle Einschätzung des CO2-Minderungspotenzials im Gebäudebereich, Gutachten im Auftrag von DENA/BMWA, FZ Jülich, Jülich, November 2003

Klobasa 2007: Klobasa, M., Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Dissertation, ETH Zürich, 2007.

KonWerl (2010): Energiepark KonWerl 2010

Kraft (2008): Kraft, M. : Gestattungsentgelte in der Fernwärme, Präsentation AGFW-Infotag „Gestattungsentgelte in der Fernwärme" am 18.09.2008

Krewitt et al (2006): Krewitt, W., Nast, M., Eikmeier, B., Gabriel, J., Schulz, W.: Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung, Studie im Auftrag des BMWi, DLR e.V., Bremer Energieinstitut, Stuttgart, 2006

KWK-G: Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft – Wärme – Kopplung, Kraft – Wärme – Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092) zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2101)

Lanz et al (2009): Lanz, M., Peter, S., Fricke, B., Warerkar, S., Anthrakidis, A.: Struktur und Dynamik einer Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeuger - Energiestudie, Zwischenbericht des BMU geförderten Forschungsprojekts des SIJ der FH Aachen und iSUSI, Jülich, September 2009

LBD (2008): Untersuchung des Einsparpotenzials bei der regelzonenübergreifenden Saldierung, Berlin, April 2008

Leitstudie (2007): J. Nitsch: Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie erneuerbarer Energien" – Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, Februar 2007

Leitstudie (2008): J. Nitsch: Leitstudie 2008, Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie erneuerbarer Energien" vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas, Herausgeber Bundesumweltministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, August 2008 (Entwurfsfassung)

Leitstudie (2009): J. Nitsch, Wenzel, B.: Leitszenario 2009Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, August 2009

Leprich et al 2009: Leprich, U., Hauser, E., Strese, J.: Marktregeln für flexiblen Lastausgleich, in Energie und Management, Nr. 15/16 2009 vom 15.08.2009, S. 28f

Lewald N. (2001): Dipl. - Phys. Norbert Lewald (2001): Das EDISon Projekt, FVS Themen 2001, S. 22 – 28, 2001

Lund et al (2006): Lund, P., Cherian, S., Ackermann, T.: 'A Cell Controller for autonomous Operation of a 60 KV Distribution Area, International Journal of Distributed Energy Resources, 2 (2), 83-100, 2006

MAP (2009): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 20. Februar 2009

M. Genter (2009): "Erfassung und Analyse des CO_2-Minderungspotenzials durch dezentrale Energieversorgungsstrukturen in Deutschland bei einem Energiemix aus erneuerbaren und konventionellen Energien", Solarinstitut Jülich der FH-Aachen, Jülich 2009

Monopolkommission (2007): Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG. Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung

Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten gemäß §62 Abs. 1 des EnWG.

Monopolkommission (2007): Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes, Deutscher Bundestag Drucksache 16/7078 vom 20.11.2007

Müller (2006): Müller, J.: Integration erneuerbarer Energie in das europäische Verbundnetz, Gesellschaft für Netzintegration e.V. , Schenkenberg, 2006

Mutschmann et al (2007): Mutschmann, J., Stimmelmayr, F.; Taschenbuch der Wasserversorgung, 14. Auflage, Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbaden.

Nitsch (2002): Dienhart, J. Nitsch: Ökologische Bewertung der Kraft-Wärme-Kopplung, 2002

Nolde (2003): Nolde, E. :Möglichkeiten der Regenwassernutzung im dichtbesiedelten Raum unter Einbeziehung der Niederschlagsabflüsse von Verkehrsflächen, fbr-Fachtagung „Regenwassernutzung und –bewirtschaftung in der Landschafts- und Freiraumplanung", Berlin, 4.11.2003

Oberhausen PEM (2009): Homepage Pilotprojekt PEM - Oberhausen

OPTAN (2009): iSUSI et al, Stand der Arbeiten zur Studie „Zielsetzung des aktiven Verteilnetzbetreibers", München, 2009

Pehnt et al (2008): Pehnt, M., Oeser, M. and Swider, D.J.: Consequential environmental system analysis of expected offshore wind electricity production in Germany, Energy, 33 (5), 747-759, 2008

ProBas-Datenbank: Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagement-Instrumente, Umweltbundesamt, Öko-Institut e.V., www.probas.umweltbundesamt.de

Ragwitz und Sensfuß (2008): Ragwitz, M. und Sensfuß, F., Stellungnahme des Fraunhofer Instituts für System und Innovationsforschung zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, Karlsruhe, 2008

Röck et al (2006): Regel- und Ausgleichsenergie, in Praxishandbuch Energiebeschaffung, Kap. 2.6

Rosen (2008): Rosen, J., The future role of renewable energy sources in European electricity supply, Dissertation, Universitätsverlag Karlsruhe, 2008

RWE (2008): Facts & Figures 2008 (Updated October 2008)

Schäfer et al (2009): Schäfer, H., Schubert, F.: INSEL - Internetbasiertes System eines Er-

weiterbaren Lastmanagements zur Integration in virtuelle Kraftwerke

Schäffler (2006): Schäffler, H.: Flexibilisierung der Verteilnetze durch Smart Metering und Lastmanagement, Frauenhofer Institut Solare Energiesysteme, ZVEI-Fachkongress „Energie im Dialog", Fachforum 2: Energieeffizienz im Verteilnetz, Gelsenkirchen, 7.November 2006

Schlomann et al (2009): Schlomann, B., Gruber, E., Geiger, B., Kleeberger, H., Wehmhörner, U., Herzog, T., Konopka, D.-M., Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) für die Jahre 2004 bis 2006, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) der Technischen Universität München, GfK Marketing Services GmbH & Co. KG, 2009

Schmitz et al (2005): Schmitz, K.W., Schaumann, G.: Kraft-Wärme-Kopplung, 3. vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage, 2005

Schröder (2009): Schröder, S.T.: Parallel feed-in grids for renewable energy: Contesting the natural monopoly?, Risø DTU, Roskilde, 2009

Schwarz et al. (2008): Schwarz, H.; Bitsch, R.; Fichtner, W.: Netzintegration erneuerbarer Energien in Brandenburg. Studie des Ministeriums für Wirtschaft des Landes Brandenburg, Cottbus, 2008

Seebach et al. (2009): D. Seebach, C. Timpe und D. Bauknecht; Costs and Benefits of Smart Appliances in Europe, a report from the Smart-A project, 2009

Simon, R. (2007): Simon: Prof. Dr. Rolf Simon, Christian Pohl: Entwicklung in der Energietechnik in Rheinland Pfalz, Virtuelle Kraftwerke und dezentrale Stromspeicher, VDI, Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung Bingen, Mainz, November 2007

Smolka, T. (2008): Smolka, T.: Ökologisch-technische Auswirkungen dezentraler Energieversorgungsszenarien mit Blockheizkraftwerken in elektrischen Verteilnetzen, Dissertation, 9. Dezember 2008

Stamminger R. (2009): R. Stamminger (ed), G. Broil, C. Pakula, H. Jungbecker, M. Braun, I. Rüdenauer, C. Wendker; Synergy Potenzial of Smart Appliances, a report from the Smart-A project, Shaker-Verlag, Aachen, 2009

Stat. Bundesamt (2008): Statistisches Jahrbuch 2008 Für die Bundesrepublik Deutschland, Herausgeber Statistisches Bundesamt, Wiesbaden, September 2008

Stat. Bundesamt (2008): Fachserie 3, Reihe 3.1.2, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Landwirtschaftliche Bodennutzung – Anbau auf dem Ackerland, Wiesbaden August 2008

Statistisches Bundesamt (2009): Statistisches Jahrbuch 2009, Stuttgart.

Statkraft: Pressemitteilung vom 12.10.2007

Strommagazin VK (2009): „Virtuelle Kraftwerke" sollen Energieerzeugung steuern

Tack (2010): Tack, T.: Techno-ökonomische Analyse von verbrauchernahem Lastmanagement in Haushalten, Diplomarbeit TU Darmstadt und Öko-Institut e.V., 2010

TSB Virtlw (2005): Prof. Dr. R. Simon, C. Pohl, T. Langshausen, Dr. D. Gust: Feldtest des virtuellen Kraftwerks Rheinland - Pfalz gestartet, Auszug aus DVGW, Energie-Wasser-Praxis, Oktober 2005

Tzeutschler et al (2009): Tzeutschler, P., Nickel, M. Wernicke, I., Buttermann, H.G.: Energieverbrauch in Deutschland, Stand 2007, Daten, Fakten, Kommentare, BWK, Bd. 61 (2009), Nr. 6

TU Dortmund/ E-Bridge (2009): Wissenschaftliches Gutachten: Optimierung der Ausregelung von Leistungsungleichgewichten für die Bundesnetzagentur, eingereicht von: Technische Universität Dortmund, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft in Zusammenarbeit mit E-Bridge Consulting GmbH, Dortmund 31.08.2009

UBA (2006): Fischedick,M., Schüwer,D., Venjakob, J., Merten, F., Mitze, D., Krewitt, W. Nast, M., Bohnenschäfer, W., Lindner, K.l: Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020, WI, DLR, IE Leipzig, Herausgeber UBA, Endbericht 7. Dez. 2006

UBA (2007): Fischedick, M. et al: Climate Change: Potenziale von Nah- und Fernwärmenetzen für den Klimaschutz bis zum Jahr 2020, Wuppertal Institut, DLR, ie Leipzig im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dezember 2007

UBA (2008): UBA: Nationale Trendtabelle für die deutsche Berichtserstattung atmosphärischer Emissionen 1990 bis 2007, Endstand 12.11.2008

UCTE (2004): Operation Handbook, appendix1_v19, Version vom 16.06.2004, S. 3-12

ÜNB Jan-Mai 2010.: Webseiten der ÜNB (jeweilige AGB bzw. Musterrahmenverträge für EEG-Reserve) Abrufe am 29.03.2010

VDE Studie (2008b): ETG Task Force Energiespeicher: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, VDE-Studie, Frankfurt, Dezember 2008

VDI (2006): VDI-GET: Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Technik, Betrieb und Wirtschaftlichkeit, 2006, VDI-Berichte, Band 1929, Dr. Matthias K.T. Hansch: Gasinfrastruktur und Anforderungen an die Einspeiser

VDKL (2009): Verband deutscher Kühlhäuser und Kühllogistikunternehmen e.V., Leitfaden für eine Verbesserung der Energieeffizienz in Kühlhäusern.

VDN (2003a): Transmission Code 2003. Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003)

VDN (2003b): Transmission Code 2003. Anhang D2: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB (Stand August 2003)

VDN (2007): Transmission Code. Anhang D3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung (Stand 24.08.2007)

VK Harz (2009): Forschungsprojekt „Virtuelles Kraftwerk Harz"

VK Öko-strom (2009): Virtuelles Kraftwerk: Öko-Strom gezielt Nutzen - http://www.innovationsrport.de/html/berichte/energie_elektrotechnik/virtuelles_kraftwerk_Oeko_strom_gezielt_nutzen_124478.html - Zugriffsdatum: 07.08.2009

Wenzel et al (2006): Wenzel, H., Schmidt, M.: Das virtuelle Kraftwerk, Vortrag anlässlich des Besuchs des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Sigmar Gabriel, 21. Juli 2006 in Goslar

Wiechmann (2008): Wiechmann, H., Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), 2008.

Wohlauf et al (2005): Wohlauf, G., Thomas, S., Irrek, W., Hohmeyer, O., Ersatz von Elektro-Speicherheizungen durch effiziente Brennwerttechnik, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2005.

INTERNET

http://www.gesetze-im- internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGB1. I S. 1970 (3621)) zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGB1. I S. 2101),

www.photon.de

Internetseite der Zeitschrift PHOTON - Artikel: Alles ein Frage des Speichers, Sept. 2008

www.bine.de

Artikel aus dem BINE-Informationsdienst - Druckluftspeicher-Kraftwerke, Mai 2007

www.energy20.net

Artikel: Fördermengen für Lithium erhöhen - Prof. Dirk Uwe Sauer – Interview zum Thema; Fördermengen für Lithium erhöhen, 2009

www.umweltbundesamt.de

Internetseite des Umweltbundesamtes – zentrale Erfassung der konventionellen Kraftwerke Deutschlands

www.eon.de

Internetseite des Transportnetzbetreibers E.ON – Erfassung der Anlagenstammdaten der regenerativen Energieerzeugung

www.bundesnetzagentur.de

http://www.bundesnetzagentur.de/enid/8a6da339d2e13d9ea7a5e380d4b13d39,d0d2d85f7472636964092d0936333139/ausschreibungsverfahren_verlustenergie/Ausschreibungsverfahren_fuer_Verlustenergie_3vo.html

www.enbw.com

http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/verluste/index.jsp

www.energieverbraucher.de

http://www.energieverbraucher.de/index.php?itid=1096&st_id=1096&content_news_detail=2717&back_cont_id=1096

www.regelleistung.net

http://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/praequalifikation.jsp

www.rwetransportnetzstrom.com

http://www.rwetransportnetzstrom.com/generator.aspx/netznutzung/systemdienstleistungen/ausschreibung-netzverluste/aktuelle-ausschreibungen/language=de/id=643298/aktuelle-a-page.html

www.vattenfall.de

http://www.vattenfall.de/www/trm_de/trm_de/178414ausgl/177813netzv/1005632aktue/index.jsp

http://www.vattenfall.de/www/trm_de/trm_de/178414ausgl/177813netzv/1005632aktue59090/index.jsp

www.epp.eurostat.ec.europa.eu

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-SF-07-078/EN/KS-SF-07-078-EN.PDF

www.bmwi.de

http://www.bmwi.de/Navigation/Technologie-und-Energie/Energiepolitik/energiedaten.html, in der Version vom 24.02.2009

www.fr-online.de

http://www.fr-onlne.de/in_und_ausland/wirtschaft/aktuell/?em_cnt=1686290&em_loc=31

http://www.innovations-report.de/html/berichte/energie_elektrotechnik/virtuelles_kraftwerk_Oeko_strom_gezielt_nutzen_124478.html

www.bayerisches-energie-forum.de

http://www.bayerisches-energieforum.de/portal/bef_news_detail,2123,756,100998,detail.html

www.e-island.eu

www.smart-a.org

www.klima2008.net

http://www.klima2008.net/index.php?a1=pap&cat=2&e=63

www.webarchiev.bundestag.de

http://webarchiev.bundestag.de/archieve/2007/0108/parlament/gremien/kommissionen/archiev14/ener/schlussbericht/04_11Kap_437.pdf

www.gws-werl.de

http://www.gws-werl.de/techpark/pdf-techpark-texte/energiepark-aktuell.de

www.pem-oberhausen.de

www.energie.frauenhofer.de

http://www.energie.frauenhofer.de/download/umsicht/010928_PEM.pdf

www.tsb-energie.de

http://www.tsb-energie.de/service/publikationen/2005/tsb_virtkw.pdf

www.strom-magazin.de

http://www.strom-magazin.de/strommarkt/virtuelle-kraftwerke-sollen-energieerzeugung-steuern_14404.html

http://www.ecoinvent.org/de/

http://www.waerme-komplett.de/know-how/glossar/22-Warmwasser.html

http://www.enev-online.de

http://www.bfw-online.de/index.html

http://www.bkwk.de/bkwk/infos/studien/view_html?zid=293

Kyoto-Protokoll – erste Schritte zu mehr Klimaschutz - Zugriffsdatum: 17.12.2009

http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/ThemenAZ/Klimaschutz/klimaschutz-2006-07-27-kyoto-protokoll-ein-erster-schritt-zu-mehr-klimaschutz.html -

http://www.erdgasinfo.de

http://www.bpb.de/themen/RKNA4Z,0,Factsheet_Nordamerika.html

http://www.velberter-netz.de/pdf/Technische_Mindestanforderungen_Biogas.pdf

Ist die Gasversorgung in Deutschland noch sicher? – http://www.tagesschau.de/wirtschaft/gasstreit134.html

A1 Überblick über virtuelle Kraftwerke in Deutschland

Kraftwerk- oder Projektname	Details zum Kraftwerk oder Projekt
Edison	Beteiligte: EnBW, Stadtwerke Karlsruhe, EUS, ZSW, ISE, Alstom, Görlitz Computerbau, Amtec, EVB, Uni Paderborn, Uni Karlsruhe, Exide, Siemens, Uni Magdeburg Laufzeit: 1999 bis 2003 Komponenten: 1 PEM – Brennstoffzelle mit 250 kWel., 2 BHKW, 2 Batteriecontainer mit je 100 kW für 1h, 1 PEM – Brennstoffzelle mit 2 kWel., 1 Gleichstromkopplung mit 2MVA Vernetzung, EMS: DEMS (Siemens), Kommunikation mittels PLC – Technologie Ziele: Clusterung von dezentralen Erzeugern, Speichern und Lasten kleiner Leistung zu regelbare bzw. prognostizierten markt – und vertragsfähigen größeren Einheiten Kosten/Förderung: Gesamtkosten 19 Mio. € ; Förderung durch BMWi : 8 Mio. €
I2ERN	Beteiligte: dena, EnergieRegion Nürnberg, Fraunhofer IIS, enwiko, Siemens, E.on Energie, RMD Consult, etz, VDI/VDE/IT Laufzeit: 2005 bis 2006 Ziele: Optimierte Integration dezentraler und regenerativer Erzeuger in bestehende Versorgungsnetze Kosten/Förderung: Gesamtkosten 400.000 € ;gefördert durch BMBF 292.000 €
INSEL	Beteiligte: HAW Hamburg, BWA, Evonik AG, Ingenieurbüro SUmBi, Hamburger Envidatec GmbH Laufzeit: 2006 bis 2009 Komponenten: Die 30 bis 40 lastintensivsten Liegenschaften der Stadt Hamburg (alle am 10 kV – Netz angeschlossen) Vernetzung, EMS: „Profesy" (erweitert und an die neue Aufgabenstellung angepasst) Ziel: Lastabwurf nutzen, um auftretende Abweichungen von einem prognostizierten Lastfahrplan auszuregeln und Nutzung des Lastreduktionspotenzials als Reserveenergie (Minutenreserve) Besonderheiten: Vermarktung der gewonnenen Reserveleistung über das virtuelle Regekraftwerk der Steag – Saar – Energie AG Förderung: durch das BmBF mit 220.000 € CO_2 – Vermeidung: 40 t/a
Kombikraftwerk	Beteiligte: Enercon, Solarworld, SMA, Schmack, Siemens Laufzeit: Forschung von Anfang bis Mitte 2007, danach regulärer Betrieb Leistung: 22,1 MW Komponenten: 3 BHKW, 3 Windparks, 20 Fotovoltaikanlagen, 1 Pumpspeicher (1MW, 85 MWh), lokale Biogasspeicher (Netz als Biogaspuffer) Ziele: Koordinierte Steuerung der verschiedenen EEG – Anlagen für eine ausreichende quantitative und bedarfsgerechte Strombereitstellung Besonderheiten: 100% erneuerbare Energien, Deckung 1/10.000 des deutschen Strombedarfs
KonWerl Energiepark 2010 (Betreiber: KonWerl Zent-	Beteiligte: Steag – Saar – Energie, Siemens, Kreis Soest, Stadt Werl, TWS, GWS Laufzeit: Forschung: 2000 bis 2002 ; seit 2002 planmäßiger Betrieb

rum GmbH)	Leistung: 2299 kWel, 12800 kWth Komponenten: 1 Windenergieanlage, 1 Fotovoltaikanlage, 1 Biomasse BHKW, 1 Brennstoffzelle (geplant) , 1 Batteriespeicher Vernetzung, EMS: DEMS (Siemens) Ziel: Ermittlung der kostenoptimierten Kurzfristeinsatzplanung für alle Erzeuger und Verbrauchereinheiten in Verbindung mit der Möglichkeit von Regeleingriffen auf schaltbare Lasten Besonderheiten: Nur bei der Wärmeerzeugung zusätzliche Kessel auf Basis von Gas und leichtem Heizöl , ansonsten Einsatz von 100% erneuerbare Energien Förderung: NRW Landes- und EU – Mittel ca. 5 Mio. € CO_2 – Vermeidung: 5500 t/a (Stand 2003)
PEM - Oberhausen	Beteiligte: EUS, Frauenhofer Umsicht, Alstom, MVV Energie, E.on Engineering, AEG SVS Power, Supply Systems, Uni Dortmund Laufzeit:1999 bis 2003 Komponenten: 1 PEM – Brennstoffzelle mit 210 kWel., 1 Mikrogasturbine mit 100 kWel., 1 Gasmotor mit 470 kWel., 1 Kältemaschine mit 60 kWth. Vernetzung, EMS: Autarke Controller, Netzwerk mit globalem Energiemanagement Ziele: Entwicklung von Erzeugungsfahrplänen und Belastungsoptimierung der Netzbetriebsmittel, Bereitstellung/ Kompensation von Blindleistung, Bereitstellung von Sofortreserve und lokale Bereitstellung von Premium Power Besonderheiten: Alle Anlagen auf dem Gelände von Frauenhofer UMSICHT realisiert Förderung: Förderung durch das Ministerium für Wirtschaft und Mittelstand, Energie und Verkehr des Landes NRW
VFCPP	Beteiligte: Vaillant, Plug Power Holland (NL), Cogen Europe (BL), Institut Superior, Technico (P), TEE, DLR, Sistemas de Calor (SP), Gasunie (NL), E.on Ruhrgas, E.on Energie, EWE Laufzeit: 2001 bis 2005 Leistung: 142,6 kWel., 279 kWth. Komponenten: 31 Brennstoffzellen vom Typ Vaillant – Euro – 2 Vernetzung, EMS: Funkrundsteuerung, Vorgabe von Fahrplänen Ziele: Erprobung der Vernetzung von Brennstoffzellen als virtuelles Kraftwerk; Notwendigkeit zur bidirektionalen Kommunikation Forschungsergebnisse: Deutliche Kostenreduzierung nötig, um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen; Vereinfachung des Systems notwendig um die Verlässlichkeit zu verbessern; Höhere Temperatur der ausgekoppelten Wärme zu realisieren, um einen Anschluss an das Wärmenetz zu ermöglichen -> Empfehlung: high temperature (HT) PEM Brennstoffzelle verwenden Kosten/Förderung: Gesamtkosten: 8,4 Mio. € ; EU- Förderung: 3 Mio. €
VIRTPLANT	Beteiligte: Badenova Laufzeit: 2005 - 2007 Leistung: 20 MW Komponenten: Windkraft, Fotovoltaik, regionale BHKW- und KWK- Anlagen Vernetzung, EMS: Intelligente Betriebsführungsstrategien auf Basis von MILP – Algorithmen, Integration von Steuerungssystemen (Embedded Systems) in die Netzwerke Ziele: Realisierung eines virtuellen Kraftwerks auf der Mittelspannungsebene
Virtuelles Kraftwerk Rheinland – Pfalz	Beteiligte: TSB, FH – Bingen, Pfalzwerke, Stadtwerke Bad Kreuznach Laufzeit: Forschungsbeginn 2004, Feldtest 2005 Leistung: 52,4 MW

	Komponenten: Brennstoffzellen, Stirlingmotor, Fotovoltaikanlage, HKW´s, Windkraftanlage Vernetzung, EMS: Festnetz, GMS- oder UMTS- Netz, bei ortsnahen Anlagen auch Bussysteme Förderung: Förderung durch das MUF mit 250.000 €
Virtuelles Kraftwerk von Siemens Energy und RWE Energy	Beteiligte: Siemens, RWE Energy Laufzeit: seit Oktober 2008 Leistung: 8600 kW Komponenten: 9 Wasserkraftanlagen, weiterer Zubau geplant Vernetzung, EMS: DEMS, DER - Controller Ziele: Vermarktungswege eröffnen, die den Betreibern der Einzelanlagen sonst nicht zur Verfügung stehen würden; Nachweis der technischen und wirtschaftlichen Reife virtueller Kraftwerke Besonderheiten: Vermarktung des Stroms an der Strombörse EEX
Virtuelles Regelkraftwerk	Beteiligte: Steag – Saar – Energie, 22 Anlagenbetreiber (Stand 2006) Laufzeit: seit 2003 in Betrieb Leistung: Positive: 3270 MW; Negative: 2020 MW Komponenten: Industrielle und kommunale KWK – oder Spitzenlastkraftwerke Vernetzung, EMS: Internet Ziele: Teilnahme am Regelleistungsmarkt auch für Anbieter mit elektrischen Leistungen unterhalb von 30 MW ermöglichen
VK Harz/ Eichsfeld	Beteiligte: Harz Energie, IEE (TU Clausthal), Stadt Goslar, Orlowski Laufzeit: Forschung von 2004 bis 2007, danach ½ Jahr Probebetrieb und ab Juni 2007 regulärer Betrieb Komponenten: 150 Mini – BHKW, Notstromaggregate, kleine Wasserkraftwerke Vernetzung, EMS: Funk, Telefon, Internet Ziele: Wirtschaftliche und technische Optimierung der Energieversorgung durch Vermeidung von Lastspitzen der Stromversorgung Besonderheit: wirtschaftliche Einbindung kleiner „Haushaltserzeuger" Kosten/Förderung: Kosten: 430.000 €; Gefördert durch EFRE mit 164.000 €
VK Unna (Betreiber: Stadtwerke Unna)	Beteiligte: Stadtwerke Unna, EUS, ABB Ventures Laufzeit: Forschung von 2001-2004; planmäßiger Betrieb seit Mai 2005 Leistung: 5,1 MWel; 39,2 MWth; (geplant: 26 GWh/a Strom; 49 GWh/a Wärme) Komponenten: 5 BHKW, 1 Fotovoltaikanlage (geplant, aber bis 2006 noch nicht umgesetzt: 1 Wasserwerk, , 2 Windparks) (alle im Stadtgebiet Unna) Vernetzung, EMS: Prognose-, Leit- und Automatisierungssysteme Detaillierte Informationen zur Regelstruktur unter: **http://www.unna.de/swu/upload/download/Vom_Virtuellen_Kraftwerk_zum_vernetzten_Energiesystem.pdf** Ziele: Optimierung der Energieerzeugung in Abhängigkeit der technischen Möglichkeiten, der prognostizierten Verbraucherlast und der Einkaufskonditionen; Verbesserung der Prognosegüte Besonderheiten: Erstes reales Virtuelles Kraftwerk in Deutschland Kosten/Förderung: Gesamtkosten:1,4 Mio. €; Fördermittel (NRW): 677000 € CO_2 - Vermeidung: 46300 t/a (Stand 2006)

Die sechs E-Energy-Modellregionen

E-DeMa **(Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft)**	*Projektkoordinator*: RWE Energy AG *Ziele*: Im Forschungsvorhaben wird auf die bereits vorhandene Ausbreitung digitaler Stromzähler („SmartMetering") aufgebaut, um durch Vernetzung im Haushalt Energieeffizienz zu bewirken (neues „IKT-Gateway"). Es geht z.B. um die Entwicklung einer intelligenten Verbrauchssteuerung sowie einer zeitnahen Verbrauchsdatenerfassung und –bereitstellung. Außerdem soll die Netzbetriebsführung in dezentralen Verteilnetzen optimiert werden. *Akteure*: RWE Energy AG, Siemens AG, ef.ruhr GmbH, Miele & Cie. KG, Stadtwerke Krefeld AG, Prosyst Software GmbH *Homepage*: www.e-dema.com
eTelligence **(Intelligenz für Energie, Märkte und Netze)**	*Projektkoordinator*: EWE AG *Ziele*: Es soll ein komplexes Regelsystem zur Ausbalancierung der Volatilität von Windenergie entwickelt werden, das den Strom intelligent in die Netze und Märkte integriert und eine hohe Versorgungssicherheit bei verbesserter Wirtschaftlichkeit gewährleistet. Kern von eTelligence ist ein regionales Stromportal, das Erzeuger, Verbraucher, Energiedienstleister und Netzbetreiber zusammenführt. *Akteure*: EWE AG, OFFIS e.V., energy & meteo systems GmbH, BTC AG, Fraunhofer-Verbund Energie, Öko-Institut *Besonderheiten*: 50% des Strombedarfs werden aus umliegenden regenerativen Anlagen gedeckt. *Homepage*: www.etelligence.de
MEREGIO **(Aufbruch zu Minimum Emission Regions)**	*Projektkoordinator*: EnBW Energie Baden-Württemberg AG *Ziele*: Das Forschungsvorhaben MEREGIO (Minimum Emission Region) zielt auf den Einsatz von IKT zur Co 2 -Minimierung und Klimaschutz. Im Mittelpunkt des Konzepts steht die Entwicklung einer "Minimum Emission"-Zertifizierung, die in der Modellregion Karlsruhe/Stuttgart angewandt werden soll. *Akteure*: EnBW Energie Baden-Württemberg AG, ABB AG, IBM Deutschland GmbH, SAP AG, Systemplan GmbH, Universität Karlsruhe (TH)
Modellstadt Mannheim **(Modellstadt Mannheim in der Metropolregion Rhein-Neckar)**	*Projektkoordinator*: MVV Energie AG *Ziele*: Im Rahmen von E-Energy wird ein repräsentativer Großversuch mit neuen Methoden zur Verbesserung der Energieeffizienz, der Netzqualität und der Integration erneuerbarer und dezentraler Energien im städtischen Verteilnetz durchgeführt. Kern ist dabei die Entwicklung eines spartenübergreifenden Ansatzes (Strom, Gas, Wasser) zur Vernetzung der Verbrauchskomponenten mittels einer Breitband-Powerline-Infrastruktur. *Akteure*: MVV Energie AG, IBM Deutschland GmbH, Power PLUS Communications AG, Papendorf Software Engineering GmbH, DREWAG - Stadtwerke Dresden GmbH, Universität Duisburg-Essen *Homepage*: www.modellstadt-mannheim.de
RegModHarz **(Regenerative Modellregion Harz)**	*Projektkoordinator*: RegenerativKraftwerk Harz GmbH & Co KG *Ziele*: In Verbindung mit einem innovativen Online-Netzwerk wird den beteiligten Erzeugern, Händlern, Netzbetreibern und Kunden eine ökologisch und ökonomisch optimierte Energieversorgung bis hin zur Vollversorgung ermöglicht. Aus technologischer Sicht ist auch die Integration von Elektrofahrzeugen als Elektro-Speicher hervorzuheben, die erprobt werden soll. *Akteure*: RegenerativKraftwerk Harz GmbH & Co KG, E.ON Avacon Netz GmbH, Siemens AG, in.power GmbH, ISET e.V, Vattenfall Europe Transmission GmbH *Homepage*: www.regmodharz.de

SmartW@TTS **(Steigerung der Selbstregelfähigkeit des Energiesystems durch die Etablierung eines Internets der Energie)**	*Projektkoordinator*: Trianel European Energy Trading GmbH *Ziele*: Das Modellvorhaben Smart W@tts basiert auf dem Verbund der Trianel mit 70 Stadtwerken, die insbesondere durch die Schaffung von Interoperabilität und Standardisierung in einer IKTgestützten Energieversorgung zu einem "Internet der Energie" beitragen wollen. *Akteure*: Trianel European Energy Trading GmbH, Soptim AG, Forschungsinstitut für Rationalisierung (FIR) an der RWTH Aachen, PSI Büsing & Buchwald GmbH, Bosch Siemens Hausgeräte GmbH, Stadtwerke. Aachen AG

Quellen: [333], [334], [335], [336], [337], [338], [339], [340], [341], [342], [343], [344], [345], [346], [347], [348], [349], [350], [351]

333 Arndt (2006): Ulli Arndt, Serafin von Roon, Ulrich Wagner (2006): Virtuelle Kraftwerke, Theorie oder Realität; BWK, Bd.58, Nr.6;
http://www.nundekade.de/fileadmin/nundekade/dokumente/dokumente/Theorie_oder_Realit%E4t.pdf
334 Lewald (2001): Dipl. - Phys. Norbert Lewald (2001): Das EDISon Projekt, FVS Themen 2001, S. 22 – 28;
http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Themenhefte/th2001/th2001_02_02.pdf
335 Augusten (2009): Augusten, E.: Knete für Kombikraftwerke, Sonne Wind und Wärme, Heft 2/2009
336 Dauensteiner (o.J).: Dauensteiner, A.: European Virtual Fuel Cell Power Plant, Management Summary Report;
http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/polygeneration/euvpp.pdf
337 Schäffler (2006): Schäffler, H.: Flexibilisierung der Verteilnetze durch Smart Metering und Lastmanagement, Frauenhofer Institut Solare Energiesysteme, ZVEI-Fachkongress „Energie im Dialog", Fachforum 2: Energieeffizienz im Verteilnetz, Gelsenkirchen, 7.November 2006;
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Nachrichten/Eid_2006_-_Vortraege/Vortrag_6_-_Smart_Metering-_Dr_Schaeffler.pdf
338 Simon, R. (2007): Simon: Prof. Dr. Rolf Simon, Christian Pohl: Entwicklung in der Energietechnik in Rheinland Pfalz, Virtuelle Kraftwerke und dezentrale Stromspeicher, VDI, Transferstelle für rationelle und regenerative Energienutzung Bingen, Mainz, November 2007;
http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur/lvs/lv_rheinlandpfalz_dateien/PA/Virtuelle_Kraftwerke_-_Virtuelle_Kraftwerke_und_dezentrale_Stromspeicher.pdf
339 Armbrüster (2007): Armbrüster, H.: Regel- und Reserveleistung heute, Poolung von abschaltbaren Verbrauchern und dezentralen Erzeugungskapazitäten – Ein Beitrag zur Netzsystemstabilität in Deutschland, Evonik New Energies GmbH; 09.11.2007: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Veranstaltungen/2007/11/Regel-_und_Reserveleistung_heute.pdf
340 Wenzel et al (2006): Wenzel, H., Schmidt, M.: Das virtuelle Kraftwerk, Vortrag anlässlich des Besuchs des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Sigmar Gabriel, 21. Juli 2006 in Goslar;
http://www.iee.tuclausthal.de/fileadmin/Aushang/Schmidt/Praes_20060721_GESAMT.pdf
341 VK Öko-Strom (2009): Virtuelles Kraftwerk: Öko-Strom gezielt Nutzen -
http://www.innovationsrport.de/html/berichte/energie_elektrotechnik/virtuelles_kraftwerk_Oeko_strom_gezielt_nutzen_124478.html - Zugriffsdatum: 07.08.2009
342 VK Harz (2009): Forschungsprojekt „Virtuelles Kraftwerk Harz"; http://www.bayerisches-energie-forum.de/portal/bef_news_detail,2123,756,100998,detail.html - Zugriffsdatum: 16.08.2009
343 INSEL (2009): Homepage Internetbasiertes System eines erweiterbaren Lastmanagements zur Integration in virtuelle Kraftwerke (INSEL) - http://e-island.eu - Zugriffsdatum: 07.08.2009
344 Schäfer et al (2009): Schäfer, H., Schubert, F.: INSEL - Internetbasiertes System eines Erweiterbaren Lastmanagements zur Integration in virtuelle Kraftwerke; http://www.klima2008.net/index.php?a1=pap&cat=2&e=63 - Zugriffsdatum: 07.08.2009
345 Bundestag_SRT (2009): Ausgewählte Möglichkeiten der Steuerungs- und Regelungstechnik als Baustein einer nachhaltigen Energiewirtschaft,
http://webarchiv.bundestag.de/archive/2007/0108/parlament/gremien/kommissionen/archiv14/ener/schlussbericht/04_11Kap_437.pdf - Zugriffsdatum: 16.08.2009
346 KonWerl (2010): Energiepark KonWerl 2010; http://www.gws-werl.de/presse/texte/energiepark_aktuell.pdf - Zugriffsdatum: 16.08.2009
347 Oberhausen PEM (2009): Homepage Pilotprojekt PEM - Oberhausen; http://www.pem-oberhausen.de - Zugriffsdatum: 16.08.2009
348 TSB Virtkw (2005): Prof. Dr. R. Simon, C. Pohl, T. Langshausen, Dr. D. Gust: Feldtest des virtuellen Kraftwerks Rheinland - Pfalz gestartet, Auszug aus DVGW, Energie-Wasser-Praxis, Oktober 2005; http://www.tsb-energie.de/service/publikationen/2005/tsb_virtkw.pdf
349 Strommagazin VK (2009): „Virtuelle Kraftwerke" sollen Energieerzeugung steuern - http://www.strom-magazin.de/strommarkt/virtuelle-kraftwerke-sollen-energieerzeugung-steuern_14404.html - Zugriffsdatum: 16.08.2009
350 E-Energy (2009): E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft; http://www.e-energie.info – Zugriffsdatum: 16.08.2009
351 IHK Nürnberg (2005): Dezentrale Energieträger vernetzen, Wirtschaft in Mittelfranken, Ausgabe 02/2005, Rubrik Berichte/ Analysen, Seite 6, http://www.nuernberg.ihk.de/ihk_nbg/IHK_NBG/Home/IHK-agazin_WiM/WiM-Archiv/WIM-Daten/2005-02/Berichte_und_Analysen/wimartikel.jsp