



***Technologische und energiepolitische Bewertung  
der Perspektiven von Kraft-Wärme-Kopplung  
in Deutschland***

Prof. Dr. Georg Erdmann  
Dipl.-Wirtsch.-Ing. Lars Dittmar

Fachgebiet Energiesysteme – TU Berlin  
Einsteinufer 25 (TA8) – 10587 Berlin – Tel. 030-314-22890  
[georg.erdmann@tu-berlin.de](mailto:georg.erdmann@tu-berlin.de)

Berlin, im März 2010

## **Inhaltsverzeichnis**

Inhaltsverzeichnis .....	2
Abbildungsverzeichnis .....	4
Tabellenverzeichnis .....	7
1 Executive Summary .....	8
2 Zusammenfassung.....	9
3 Hintergrund und Motivation .....	14
4 Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung.....	15
4.1 KWK-Anlagentypen.....	15
4.2 Betriebsweisen und Auslegung von KWK-Anlagen.....	18
5 Quantitative Bestandsanalyse der KWK in Deutschland.....	22
5.1 Analyse der Datensituation .....	22
5.2 KWK in der Fern- und Nahwärmeversorgung.....	25
5.3 Nutzung von KWK in der Industrie .....	27
6 Energie- und Klimateffizienz der Kraft-Wärme-Kopplung.....	31
6.1 Vorbemerkung.....	31
6.2 Hocheffiziente KWK nach der EU-Richtlinie 2004/8/EG.....	35
6.3 Methodische Vorgehensweise .....	36
6.4 Detaillierte Beschreibung der Datengrundlagen.....	39
6.4.1 Anwendungsfälle der KWK-Nutzung.....	39
6.4.2 Technisch-ökonomische Annahmen der KWK-Technologien.....	40
6.4.3 Wärmeverteilungskosten .....	43
6.4.4 Verluste in Wärme- und Stromnetzen.....	45
6.4.5 Brennstoffpreise .....	46
6.4.6 Wärme- und Stromgutschriften.....	47
6.4.7 Referenztechnologien zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom .....	49
6.5 Ergebnisse der Modellrechnung: CO <sub>2</sub> -Einsparpotenziale.....	52
6.6 Ergebnisse der Modellrechnung: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten .....	57
6.7 Zusammenfassung.....	60
7 Modellgestützte Systemanalyse der Auswirkungen eines hohen KWK-Stromanteils auf das Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland.....	61
7.1 Motivation .....	61
7.2 Methodik und Vorgehensweise zur Analyse in Deutschland .....	64
7.3 Untersuchte Szenarien .....	67
7.4 Ergebnisse der Modellrechnungen.....	69
7.5 Zusammenfassung.....	74
8 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in den Niederlanden und in Dänemark.....	75

8.1	Entwicklung der KWK in den Niederlanden.....	76
8.2	Entwicklung der KWK in Dänemark.....	80
8.3	Zusammenfassung.....	84
9	Schlussfolgerung.....	86
	Literatur .....	88

## **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Überschlägige, bivalente Auslegung einer KWK-Anlage an der Jahresdauerlinie.....	19
Abbildung 2: Thermische Arbeitsanteile und Volllaststunden einer KWK-Anlage in Abhängigkeit von der Auslegung der KWK-Anlage an der Spitzenlast.....	21
Abbildung 3: Verteilung der KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung nach Anlagenkategorien im Jahr 2007 (AGFW 2009) .....	26
Abbildung 4: Stromkennzahlen der allgemeinen Versorgung nach Anlagenkategorien im Jahr 2007 (AGFW 2009) .....	26
Abbildung 5: Industrielle KWK-Stromerzeugung nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2002 und 2007 .....	29
Abbildung 6: Nicht sachgerechte, aber häufig verwendete Darstellung der Primärenergie- und CO <sub>2</sub> -Einsparungen eines BHKW.....	31
Abbildung 7: Dekomposition der CO <sub>2</sub> -Einspareffekte eines BHKW.....	32
Abbildung 8: Auswirkung der Auslegung einer KWK-Anlage auf das erreichbare CO <sub>2</sub> -Einsparungspotenzial ..	33
Abbildung 9: Verteilung der Nutzungsgrade von Brennwertkesseln nach der Untersuchung von (Wolff, Teuber et al. 2004) .....	37
Abbildung 10: Schematische Darstellung einer Monte-Carlo-Simulation.....	38
Abbildung 11: Elektrische Wirkungsgrade von BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung (ASUE 2005) .....	40
Abbildung 12: Normierte Verteilung der Jahresnutzungsgrade von KWK-Anlagen .....	42
Abbildung 13: Spezifische Investitionskosten von Spitzenlastkesseln (Eikmeier, Gabriel et al. 2006) .....	43
Abbildung 14: Wärmeverteilungskosten in Abhängigkeit von der Wärmedichte eines Versorgungsgebietes .....	44
Abbildung 15: Verluste in Fernwärmenetzen der AGFW Unternehmen im Jahr 2006 (AGFW 2007) .....	45
Abbildung 16: Verteilung der Verluste im Stromnetz 2003 bis 2008 (StaBu 2009b) .....	46
Abbildung 17: Verteilung der Nutzungsgrade von erdgekoppelten Elektrowärmepumpen nach der Untersuchung von (Heidelck and Laue 1999; Auer and Schote 2008) .....	49
Abbildung 18: Verteilung der Jahresnutzungsgrade von GuD Kraftwerken (größer 200 MW <sub>el</sub> ) .....	50
Abbildung 19: Szenarien des zukünftigen, spezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionskoeffizienten des Strommixes in Deutschland .....	51
Abbildung 20: Szenarien des zukünftigen, spezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionskoeffizienten des Wärmemixes in Deutschland .....	51
Abbildung 21: Schematische Darstellung eines Boxplots .....	52
Abbildung 22: CO <sub>2</sub> -Einsparungen der KWK-Referenzfälle verglichen mit einer GuD-Anlage und Erdgas-Brennwertkesseln .....	53
Abbildung 23: CO <sub>2</sub> -Einsparungen der KWK Referenzfälle verglichen mit einer GuD-Anlage und elektrischen Wärmepumpen .....	54
Abbildung 24: CO <sub>2</sub> -Einsparungen der KWK-Referenzfälle verglichen mit dem Strommix und verschiedenen Referenzfällen der Wärmeerzeugung.....	55

Abbildung 25: Dynamische Entwicklung des Einsparpotenzials des Referenzfalls Fernwärmeversorgung .....	55
Abbildung 26: Dynamische Entwicklung des Einsparpotenzials des Referenzfalls Mikro-KWK .....	56
Abbildung 27: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten der KWK-Systeme im Vergleich mit der Stromerzeugung in GuD-Kraftwerken und der Wärmebereitstellung in Erdgas-Brennwertkesseln .....	57
Abbildung 28: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten der KWK-Systeme im Vergleich mit dem Stromerzeugung- und Wärmebereitstellungsmix des Jahres 2008 .....	58
Abbildung 29: CO <sub>2</sub> -Vermeidungskosten der KWK-Systeme im Vergleich zum deutschen Strommix 2008 und der Wärmebereitstellung in Erdgas-Brennwertkesseln.....	58
Abbildung 30: Monatliche KWK-Wärmeerzeugung der öffentlichen Versorgung und monatliche Heizgradtage (Würzburg) der Jahre 2003-2008 (StaBu 2009b) .....	61
Abbildung 31: Monatliche KWK-Strom- und Wärmeerzeugung der öffentlichen Versorgung als Funktion der monatlichen Heizgradtage (Würzburg), 2003-2008 (StaBu 2009b) .....	62
Abbildung 32: Monatliches Erzeugungsprofil von Wind- und KWK-Strom in Deutschland zwischen 2003 und 2008 (StaBu 2009b) .....	63
Abbildung 33: Modellstruktur Balmorel (Dittmar 2004).....	64
Abbildung 34: Technologiestruktur in Balmorel (Dittmar 2004) .....	65
Abbildung 35: Betriebskennfelder von Gegendruck-KWK (links) und Entnahme-Kondensations-KWK (rechts) (Ravn 2001).....	66
Abbildung 36: Entwicklung der installierten KWK Leistung nach dem Leitszenario 2009 Quelle: (Nitsch and Wenzel 2009) .....	68
Abbildung 37: KWK-Einspeisung des Modelljahres 2020 im Vergleich zum Jahr 2008 .....	69
Abbildung 38: Nachfragelast sowie Residuallasten des Modelljahres 2020 .....	70
Abbildung 39: Nachfragelast sowie Residuallasten des Modelljahres 2030 .....	71
Abbildung 40: Stromerzeugung einer exemplarischen Winter- und Sommerwoche in 2030 (KWK-Stromanteil 26%).....	72
Abbildung 41: Residuallasten der Jahre 2020 und 2030 .....	73
Abbildung 42: Anteil der KWK-Anlagen an der Gesamtstromproduktion der Länder 2007 (Eurostat 2009) ....	75
Abbildung 43: Entwicklung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in den Niederlanden 1978 bis 2007 (ohne Fernwärme) (energie.nl 2009) .....	76
Abbildung 44: Stromerzeugung in dezentralen KWK-Anlagen in den Niederlanden (ohne Fernwärme) (Hekkert, Harmsen et al. 2007) .....	77
Abbildung 45: Beheizungsstruktur dänischer Haushalte 1981 bis 2006 (DEA 2008) .....	80
Abbildung 46: Stromerzeugung in Dänemark (inklusive KWK) nach Energieträgern 1973 bis 2008 (IEA 1998; DEA 2008) .....	81
Abbildung 47: Fernwärmeezeugung in Dänemark (inklusive KWK) nach Energieträgern 1980 bis 2008 (DEA 2008) .....	81
Abbildung 48: Entwicklung der Stromerzeugung nach Anlagenkategorien sowie des KWK-Stromanteils in Dänemark zwischen 1980 und 2008 (DEA 2008) .....	83



## **Tabellenverzeichnis**

<b>Tabelle 1: Indikative Kenndaten von KWK-Anlagen .....</b>	<b>17</b>
<b>Tabelle 2: Erhebungen der KWK-Netto-Stromerzeugung in TWh<sub>el</sub> in Deutschland von 2003 bis 2007 .....</b>	<b>22</b>
<b>Tabelle 3: Endenergieverbrauch von Fernwärme in Deutschland nach Sektoren zwischen 2003 und 2007 vor und nach der Revision der Methodik der AG Energiebilanzen.....</b>	<b>23</b>
<b>Tabelle 4: Struktur der Fern- und Nahwärmeerzeugung zwischen 2003 und 2007 (AGFW 2007; AGE 2009b; StaBu 2009a; StaBu 2009b).....</b>	<b>25</b>
<b>Tabelle 5: Strukturdaten der KWK-Nutzung in der Industrie 2002-2007 .....</b>	<b>28</b>
<b>Tabelle 6: Wirkungsgrad-Referenzwerte nach der KWK-Richtlinie 2004/8/EG.....</b>	<b>35</b>
<b>Tabelle 7: Rahmenannahmen zu den untersuchten Referenzfällen der KWK-Nutzung .....</b>	<b>39</b>
<b>Tabelle 8: Näherungsformeln für die Modellierung der ökonomischen Charakteristika von BHKW-Anlagen (ASUE 2005) .....</b>	<b>41</b>
<b>Tabelle 9: Kenndaten der Siedlungstypen in Deutschland nach (AGFW 2004b) .....</b>	<b>43</b>
<b>Tabelle 10: Erdgaspreisszenario (Netto-Preise ohne Steuern) 2010 und 2030 .....</b>	<b>46</b>
<b>Tabelle 11: Berechnungsbeispiel des anlegbaren Wärmepreises .....</b>	<b>47</b>
<b>Tabelle 12: Minimal und maximal anlegbare Wärmepreise der KWK-Referenzfälle (finanzmathematischer Durchschnitt) .....</b>	<b>48</b>
<b>Tabelle 13: Minimale und maximale Stromgutschriften (Finanzmathematischer Durchschnitt).....</b>	<b>48</b>
<b>Tabelle 14: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix (UBA 2009) und Wärmemix (Blesl, Fahl et al. 2005).....</b>	<b>51</b>
<b>Tabelle 15: Szenario über die Entwicklung der installierten Nettoleistung und Nettostromerzeugung erneuerbarer Energien .....</b>	<b>67</b>
<b>Tabelle 16: Unterstellte Energieträgerpreise frei Kraftwerk im Jahr 2020 und 2030 .....</b>	<b>68</b>

## **1 Executive Summary**

Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird in der öffentlichen Diskussion als ein zentraler Baustein für das Erreichen der nationalen CO<sub>2</sub>-Reduktions- und Energieeffizienzziele angesehen. Im Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP) wurde deshalb das Ziel formuliert, den KWK-Strom-Anteil von derzeit ca. 12,5 % bis zum Jahre 2020 auf 25% zu verdoppeln. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde als wichtigste politische Maßnahme das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) mit Wirkung zum 1. Januar 2009 novelliert. Es hat allerdings den Anschein, dass es nicht möglich sein wird, das KWK-Ausbauziel zu erreichen.

Vor diesem Hintergrund behandelt die vorgelegte Studie die aktuelle und zukünftige Rolle von KWK im Zieldreieck von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Unsere Analysen zeigen, dass die generelle Bewertung von KWK als wirksames und kosteneffizientes Instrument zum Klimaschutz unzutreffend ist. Die Anwendungsbereiche der KWK sind sehr vielschichtig. Entsprechend variieren die Einsparungen an Primärenergie sowie die damit verbundenen Kosten. Paradoxerweise erhalten heute aber gerade diejenigen KWK-Technologien und KWK-Anwendungen die höchste Förderung, die unseren Berechnungen zufolge die geringsten Einspareffekte sowie die höchsten Vermeidungskosten aufweisen. Eine undifferenzierte KWK-Förderung steht damit im Widerspruch zu einer volkswirtschaftlich effizienten Klimaschutzpolitik. Darüber hinaus droht bei den derzeit bestehenden Ausbauzielen und Anreizmechanismen ein zunehmender Zielkonflikt mit der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung. Ohne zusätzliche Investitionen in die Flexibilität der Elektrizitätsversorgung gehen diese Entwicklungen entweder zu Lasten des einen oder des anderen Ausbausziels.

Auch in Ländern mit einem hohen KWK-Anteil wie Dänemark und den Niederlanden zeichnet sich ein solcher Zielkonflikt ab. Im Fall von Dänemark ist der Systemkonflikt zwischen dezentraler KWK und Windstromerzeugung bereits erkennbar, was sich darin äußert, dass ein hoher Windstromanteil nicht in das dänische System integriert werden kann, sondern exportiert werden muss. In den Niederlanden kam eine Studie zu dem Ergebnis, dass es die kosteneffizienteste Lösung ist, zur Integration eines hohen Windstromanteils in das niederländische System einen Teil der KWK-Wärmeerzeugung durch Heizkessel zu ersetzen.



## **2 Zusammenfassung**

Im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms (IEKP) soll der KWK-Strom-Anteil von derzeit ca. 12,5 % auf 25% bis zum Jahre 2020 verdoppelt werden. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde unter anderem das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) mit Wirkung zum 1. Januar 2009 novelliert. Die Novelle regelt die vorrangige Abnahme und Vergütung von Strom aus KWK-Anlagen durch die Netzbetreiber und stellt damit die Gleichrangigkeit von Strom aus KWK-Anlagen und Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien („EEG Strom“) her. KWK-Strom und Wärmenetze werden jährlich mit bis zu 750 Mio. Euro gefördert. Vor diesem Hintergrund behandelt die vorgelegte Studie die aktuellen und zukünftigen Vorteile der KWK im Zieldreieck von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Im Einzelnen werden in der Studie drei Kernfragestellungen untersucht:

***(1) Klimateffizienz der KWK: Welchen Beitrag leistet die KWK in unterschiedlichen, praxisrelevanten Anwendungsfällen zur CO<sub>2</sub>-Minderung und welche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten gehen damit einher?***

Zur Beurteilung der Klimateffizienz der KWK werden verschiedene erdgasbasierte KWK-Versorgungskonzepte untersucht:

- I. Einfamilienhausversorgung
- II. Objektversorgung eines Verwaltungsgebäudes mit einem Blockheizkraftwerk
- III. Objektversorgung eines Hallenbads mit einem Blockheizkraftwerk
- IV. Nahwärmeversorgung eines Altbauviertels mit einem Blockheizkraftwerk
- V. Nahwärmeversorgung eines Neubauviertels mit einem Blockheizkraftwerk
- VI. Wärmeversorgung eines Industriebetriebes mit einer GuD KWK-Anlage
- VII. Fernwärmeversorgung mit einer GuD KWK-Anlage

Die betrachteten Versorgungsfälle werden jeweils entsprechend der aktuell gängigen Praxis anhand spezifischer Jahresdauerlinien der Wärmelast ausgelegt. Zur Deckung der thermischen Spitzenlast müssen zusätzlich zu den KWK-Anlagen erdgasbefeuerte Spitzenlastkessel bzw. Reserveheizwerke vorgesehen werden. Zur Beurteilung der jeweils resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen sowie der volkswirtschaftlichen Erzeugungs- bzw. CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten werden die KWK-Versorgungskonzepte den folgenden Referenzsystemen der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom gegenübergestellt:

- **Referenzsysteme Stromerzeugung:**
  - Gas und Dampf (GuD)-Kraftwerk
  - aktueller Strommix
- **Referenzsysteme Wärme:**
  - Erdgas-Brennwertkessel
  - elektrische Wärmepumpe
  - aktueller Wärmemix

Ein methodisches Unterscheidungsmerkmal gegenüber den bisher vorgelegten Untersuchungen dieser Art ist der Rückgriff auf Monte-Carlo-Simulationen. Dadurch wird es beispielsweise möglich, an Stelle von bestimmten Nenn-Wirkungsgraden für die betrachteten Technologien (KWK und Nicht-KWK) die Breite der in empirischen Studien berichteten Wirkungsgrade als Verteilungsfunktionen zu betrachten. Außerdem werden für die ökonomischen Parameter Bandbreiten unterstellt und ebenfalls über Verteilungsfunktionen in die Modellberechnungen integriert. Damit sind die Modellergebnisse nicht mehr abhängig von einzelnen, eventuell nichtrepräsentativen Referenzwerten zu den betrachteten Technologien und ökonomischen Parametern. Vielmehr wird das gesamte Spektrum der realistisch erwartbaren Betriebswerte mit den Berechnungen transparent. Da Monte-Carlo-Simulationen auch extreme Annahmen am Rand der aktuell verfügbaren Datenbasis berücksichtigen können, sind die Ergebnisse robust gegenüber – optimistischen oder pessimistischen – Variationen der technisch-ökonomischen Parameter der untersuchten Technologien.

Unsere Berechnungen und Ergebnisse unterstreichen die Heterogenität verschiedener KWK-Anwendungsfälle im Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Einsparung und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Als robuster Trend zeigt sich, dass kleine KWK-Anlagen in der Leistungsklasse unter 500 kW<sub>el</sub> sowohl bei der Betrachtung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale als auch bei der Betrachtung der Vermeidungskosten großen KWK-Systemen deutlich unterlegen sind. Solche KWK-Anlagen liegen den Referenzfällen der Mikro-KWK, der Objektversorgung und der Nahwärmeversorgung zugrunde. Zwar darf man KWK-Anlagen mit elektrischen Leistungen unterhalb von 1 MW<sub>el</sub> entsprechend der EU-Richtlinie 2004/8/EG vom 11.2.2004 als hocheffizient bezeichnen, doch ist schon heute ihr Beitrag zur Primärenergieeinsparung gegenüber der getrennten Wärme- und Stromerzeugung vergleichsweise gering. Entsprechend ergeben sich für kleine KWK-Anlagen mittlere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von mehr als 100 €/t CO<sub>2</sub>. Im Vergleich zur getrennten Erzeugung durch GuD-Kraftwerke und Erdgas-Brennwertkessel steigen die mittleren Vermeidungskosten sogar auf 400 €/t CO<sub>2</sub> und mehr.

Zukünftig ist mit deutlich steigenden regenerativen Anteilen bei der getrennten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zu rechnen. Dank der einschlägigen Bundesgesetze (EEG, EEWärmeG) werden die Energieträger Sonne und Wind (Elektrizität) sowie Sonne, Geothermie und Umgebungswärme (Wärme) künftig an Bedeutung gewinnen. Nur wenn die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung in gleichem Umfang auf regenerative Brennstoffe setzt, behalten die entsprechenden Versorgungskonzepte ihren klimapolitischen Vorteil. Ansonsten läuft dieser in den 2020er Jahren (Mikro-KWK) beziehungsweise 2030er Jahren (Fernwärme) aus.

***(2) Zielkonformität des forcierten Ausbaus der KWK und der Erneuerbaren Energien:  
Wie wirkt sich ein verstärkter Ausbau der KWK und der Erneuerbaren Energien auf die  
gesamte, zukünftige Elektrizitätsversorgung aus?***

Neben den CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen und den direkten Kosten des Klimaschutzes mittels KWK stellt sich die Frage, welche Folgen sich bei einem forcierten Ausbau der KWK bei einem gleichzeitigen Ausbau der Erneuerbaren Energien auf Ebene des gesamten Elektrizitätssystems ergeben. Während der Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, einen erhöhten Anspruch an die Flexibilität der Elektrizitätsversorgung stellt, wird durch den Ausbau der KWK die Flexibilität der Versorgung gemindert. Weiterhin zeigen Vergleiche der monatlichen Erzeugungsprofile von Windstrom und KWK-Strom eine hohe saisonale Korrelation, d.h. ein Zusammentreffen von hoher Windstromerzeugung und hoher KWK-Stromerzeugung in den Wintermonaten.

Zur Analyse dieser Effekte werden stundengenaue Szenariorechnungen der Elektrizitätsversorgung für den Zeithorizont bis 2030 durchgeführt, wobei in den Rechnungen unterstellt wird, dass der Ausbau der KWK und der Erneuerbaren Energien gemäß den Zielen des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms erfolgt. Die Ergebnisse dieser Szenariorechnungen decken die zunehmenden Zielkonflikte auf, die sich bei einem gleichzeitigen Ausbau der KWK und der Windenergie gemäß IEKP-Zielen ergeben.

Mit steigender Durchdringung von Windenergie und KWK sind gehäuft Situationen zu erwarten, in denen der jeweilige Strombedarf soweit durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann, dass der Betrieb von KWK-Anlagen eingeschränkt werden muss. Diese Situationen können durch zusätzliche Investitionen in Stromspeicher sowie Anreize zur flexiblen Betriebsführung von KWK-Anlagen vermieden werden. Aus Sicht der KWK muss eine stromorientierte Betriebsführung angestrebt werden, wozu Wärmespeicher oder Spitzenlastkessel/Heizwerke zur Entkopplung der Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf erforderlich sind. In diesem Fall kann die KWK-Stromerzeugung

an der Dargebotssituation der Erneuerbaren Energien orientiert werden. Beides reduziert den klimapolitischen Vorteil und erhöht die Kosten einer KWK-Strategie.

***(3) Warum konnte in Dänemark und in den Niederlanden ein erheblich höherer KWK-Anteil an der Versorgung realisiert werden?***

In der Diskussion um den Ausbau der KWK in Deutschland werden immer wieder die Niederlande und Dänemark als Vorzeigenationen in Sachen KWK bemüht. Nach dem Vorbild dieser Länder sollte auch Deutschland in der Lage sein, in überschaubaren Zeiträumen den KWK-Anteil an der Stromproduktion auf 30% (Niederlande) oder gar 50% (Dänemark) zu steigern. Die Analysen des KWK-Ausbaus in den Niederlanden und in Dänemark zeigen, daß die Entwicklung des KWK-Ausbaus unterschiedliche Wege genommen hat: Während in Dänemark vor allem der Fernwärmemarkt die Entwicklung geprägt hat, ist in den Niederlanden die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung dominierend. Im „Erdgasland“ Niederlande spielt die Fernwärme aufgrund des Konkurrenzdrucks zur Erdgasversorgung mit einheimischen Gasvorkommen nur eine untergeordnete Rolle. In Dänemark wiederum hat die Fernwärme eine lange Tradition. Bereits in den 1970ern lag dort der Anteil der Fernwärme- bzw. Nahwärmeversorgung an der gesamten Wärmebereitstellung bei 30%.

Gemeinsam ist beiden Ländern, dass der Ausbau der KWK mit massiver politischer Unterstützung erfolgte und die KWK-Förderung bereits Ende der 1970 Jahre einsetzte. Beide Länder wählten jedoch unterschiedliche Wege zur Förderung des KWK-Ausbaus. Die dänische Energiepolitik stützt sich stark auf das Ordnungsrecht. Entsprechend wurde der Fernwärmeausbau in den Anfängen mit einem planwirtschaftlichen Ansatz vorangetrieben. Das dänische Wärmeversorgungsgesetz aus dem Jahr 1979 priorisierte den Ausbau der Fernwärme und ist in seiner Verbindlichkeit vergleichbar mit der Bauleitplanung in Deutschland. Die Niederlande wiederum setzten auf anreizkompatible Instrumente. Kern der Förderung sind energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, denen zufolge Investitionen in die KWK für Industrie und Gewerbe, aber auch für Joint Ventures zwischen Verteilnetzbetreibern und Industrie wirtschaftlich attraktiv sind. Die hohen Einspeisevergütungen auf Basis der vermiedenen Bezugskosten, diverse zusätzliche Förderprogramme und nicht zuletzt die besondere Konstellation der niederländischen Elektrizitätswirtschaft der 1990er Jahre ermöglichten den starken Zubau der KWK in den Niederlanden.

## ***Zusammenfassende Bewertung***

Die Analysen im Rahmen der Studie zeigen, dass KWK nicht pauschal als wirksames und kosteneffizientes Instrument zum Klimaschutz gesehen werden kann. So vielschichtig wie die Anwendungsbereiche der KWK sind auch die Einsparpotenziale und die damit verbundenen Kosten. Paradoxerweise erhalten gerade jene KWK-Technologien die höchste Förderung, die in den Untersuchungen die geringsten Einsparpotenziale zu den höchsten Vermeidungskosten aufweisen. So zeigen die Analysen eindeutig, dass gerade kleine KWK-Anlagen die höchsten Vermeidungskosten aufweisen. Dies steht jedoch im Widerspruch zu einer volkswirtschaftlich effizienten Klimaschutzpolitik, die Anreize bieten sollte, Emissionen zu geringstmöglichen Kosten zu vermeiden. Darüber hinaus werden bei den derzeit bestehenden Anreizmechanismen Aspekte völlig außer Acht gelassen, die relevant für die Elektrizitätsversorgung als Gesamtsystem sind. Die Szenariorechnungen zeigen, dass es in Zukunft bei einem Festhalten der Ausbauziele für KWK und Erneuerbare Energien zunehmend Zielkonflikte geben wird. Ohne zusätzliche Investitionen in die Flexibilität der Elektrizitätsversorgung gehen diese Entwicklungen entweder zu Lasten des einen oder des anderen Ausbausziels.

Sogar in Ländern mit einem hohen KWK-Anteil wie Dänemark und den Niederlanden zeichnet sich ein solcher Zielkonflikt ab. Die derzeitigen hohen KWK-Anteile in den Niederlanden und Dänemark stellen ein Problem für den zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien in beiden Ländern dar. Bereits für die aktuelle Elektrizitätsversorgung in Dänemark lässt sich ein Systemkonflikt zwischen dezentraler KWK und Windstromerzeugung erkennen. Der hohe Anteil dezentraler KWK-Einspeisung in Dänemark führt dazu, dass ein hoher Anteil des Windstroms nicht in das dänische System integriert werden kann, sondern exportiert werden muss. In den Niederlanden kam eine Studie zu dem Ergebnis, dass die kosteneffizienteste Lösung zur Integration eines hohen Windstromanteils in das niederländische System in der Flexibilisierung der KWK-Erzeugung besteht, wobei hierzu ein signifikanter Teil der gekoppelten KWK-Wärmeerzeugung durch Heizkessel ersetzt werden muss.

Wenn sich in den kommenden Jahren herausstellen sollte, dass die IEKP-Ziele zur Verdopplung des KWK-Anteils an der deutschen Stromerzeugung nicht erreicht werden, so wäre dies angesichts des absehbaren Ausbaus der Erneuerbaren Energien kein Nachteil. Deshalb besteht in diesem Fall auch kein klimapolitischer Handlungsbedarf zugunsten einer noch einmal verstärkten KWK-Förderung.

### **3 Hintergrund und Motivation**

Das im Jahr 2008 novellierte Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG 2009) orientiert sich an dem Ziel, den Anteil der KWK-Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2020 auf 25 Prozent zu steigern. Die Novelle des KWKG regelt die vorrangige Abnahme und Vergütung von Strom aus KWK-Anlagen durch die Netzbetreiber und stellt damit die Gleichrangigkeit zwischen Strom aus KWK-Anlagen und Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien („EEG Strom“) her. KWK-Strom und Wärmenetze werden jährlich mit bis zu 750 Mio. Euro gefördert.

Aktuelle Hochrechnungen und plausible Energieszenarien lassen allerdings erkennen, dass dieses Ziel im vorgegebenen Zeitraum kaum zu erreichen sein wird; im Unterschied zu den meisten anderen Zielen des Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms (IEKP) der Bundesregierung. Vor diesem Hintergrund mehren sich die Stimmen, die eine Aufstockung der KWK-Förderung fordern. Beispielsweise hält der Bundesverband B.KWK die mit dem KWKG 2009 bereits ausgeweitete KWK-Förderung immer noch für unzureichend, um dieses Ziel zu realisieren. Dem Verband zufolge bestehen *„erhebliche Hemmnisse für den KWK-Ausbau, v. a. auch Widerstände im Bereich der Energiewirtschaft“* (B.KWK-Leitlinien 2008). Der Verband fordert daher scharfe ordnungspolitische Maßnahmen für den weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, insbesondere der Fernwärme, *„wenn anders die für einen wirtschaftlichen Fernwärmeausbau erforderlichen Anschlussquoten nicht erreicht werden können“*.

Vor diesem Hintergrund behandelt die hiermit vorgelegte Studie die aktuelle und zukünftige Bedeutung von KWK im Zieldreieck von Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Dazu werden die verschiedenen KWK-Konzepte mit herkömmlichen getrennten Strom- und Wärmeerzeugungssystemen verglichen, wobei neben der Kosteneffizienz auch die CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale untersucht werden. Weiterhin wird auf Ebene der Elektrizitätsversorgung untersucht, inwiefern sich der angestrebte Ausbau der KWK auf andere Ziele, insbesondere den Ausbau der Erneuerbaren Energien auswirkt.

## 4 Grundlagen der Kraft-Wärme-Kopplung

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist die gleichzeitige Umwandlung von Energie in mechanische oder elektrische Energie und nutzbare Wärme in einer technischen Anlage. Der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt unter vielfältigen Rahmenbedingungen: Die Bandbreite der thermischen Leistung von KWK-Anlagen erstreckt sich von einigen wenigen Kilowatt, ausreichend zur Wärmeversorgung einzelner Gebäude, bis hin zu mehreren hundert Megawatt, genügend um ganze Städte bzw. Industriegebiete mit (Fern-/Prozess-) Wärme zu versorgen. Weiterhin gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher KWK-Anlagentypen, Anlagenkonfigurationsmöglichkeiten und Brennstoffe, die in diesen Anlagen zum Einsatz kommen. Trotz dieser Vielfalt lassen sich KWK-Anlagen grundsätzlich in zwei Gruppen aufteilen: Anlagen mit einem und Anlagen mit zwei Freiheitsgraden. Während bei KWK-Anlagen mit einem Freiheitsgrad das Verhältnis der abgegebenen elektrischen Leistung und der Wärmeleistung, die sog. Stromkennzahl, für jeden Betriebspunkt der Anlage konstant ist, können Anlagen mit zwei Freiheitsgraden das Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung in gewissen Grenzen variieren<sup>1</sup>.

### 4.1 KWK-Anlagentypen

Im Folgenden werden die wichtigsten KWK-Anlagentypen kurz vorgestellt (Fishedick, Gailfuß et al. 2002; AGFW 2004b; ASUE 2005; Blesl, Kempe et al. 2008):

- **Gasturbinen-Heizkraftwerke:** Dieses Anlagenkonzept entspricht im Wesentlichen einer um einen Abhitzeessel erweiterten Gasturbine. Während die Gasturbine den Generator zur Stromerzeugung antreibt, wird mit der Abgaswärme des Gasturbinenprozesses (ca. 400- 600°C) in einem Abhitzeessel Niederdruckdampf oder Heißwasser erzeugt, welches in ein Fernwärmenetz eingespeist oder als Prozesswärme in der Industrie genutzt werden kann.
- **Blockheizkraftwerke (BHKW):** BHKWs sind KWK-Anlagen, die mittels Verbrennungsmotoren (Otto- oder Dieselmotoren) Generatoren zur Stromerzeugung antreiben. Die dabei im Verbrennungsmotor entstehende Abwärme wird mit Wärmeüberträgern abgeführt und als Niedertemperaturwärme weiterverwendet.

---

<sup>1</sup> An dieser Stelle sei angemerkt, dass es prinzipiell möglich ist mit KWK-Anlagen mittels gezielter Abwärmeabfuhr (z.B. Hilfskühler, Bypass etc.) ungekoppelt, d.h. ohne Nutzung der entstehenden Wärme, Strom zu erzeugen. Weiterhin besteht die Möglichkeit mittels Wärmespeichertechnik die Strom- und Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen um einige Stunden zu entkoppeln.

- **KWK mit Dampfprozess und Gegendruckturbine:** Gegendruckanlagen liegt der aus konventionellen Dampfkraftwerken bekannte Rankine-Prozess zugrunde, bei der ein flüssiges Arbeitsmittel erwärmt, verdampft und anschließend in einer Turbine entspannt wird. Allerdings wird in Gegendruckanlagen nur ein Teil des Arbeitsvermögens des Dampfmassestroms über die Dampfturbine entspannt und zur Stromerzeugung genutzt, der Rest wird als Wärme zu Heizzwecken oder als Prozesswärme genutzt.
- **KWK mit Dampfprozess und Entnahme-Kondensationsanlagen:** Im Gegensatz zu Gegendruckanlagen ermöglichen Entnahme-Kondensationsanlagen die geregelte Entnahme eines Teil-Dampfmassestromes zur Bereitstellung nutzbarer Wärme. Somit ist die Wärmeauskopplung regelbar, wodurch ein Betrieb mit reiner Stromerzeugung bzw. einer flexiblen Stromkennzahl möglich wird (2 Freiheitsgrade).
- **Kombinierte Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD-Anlage):** Die Wärmeauskopplung erfolgt aus dem Dampfteil des Kombiprozesses. Hierfür wird die Dampfturbine entweder als Entnahme-Kondensationsturbine oder als Gegendruckturbine ausgeführt.
- **Brennstoffzellen:** In Brennstoffzellen findet die Energieumwandlung auf elektrochemischem Wege statt. Das Spektrum der Brennstoffzellentechnologien erlaubt unterschiedlich hohe Temperaturen; abhängig davon läßt sich die Abwärme für Heizzwecke oder auch zur Prozessdampferzeugung nutzen.
- **Organic-Rankine-Cycle (ORC):** Diesen Anlagen liegt ein Dampfturbinenprozess zugrunde, jedoch wird hier als Arbeitsmedium nicht Wasser eingesetzt, sondern es werden niedrigsiedende, organische Arbeitsfluide eingesetzt. Der Einsatz niedrigsiedender Arbeitsfluide ist von Vorteil bei niedrigeren Temperaturen wie z.B. bei der Biomasseverbrennung, Geothermie oder anderer (Ab-) Wärme auf mittlerem Temperaturniveau (200°C bis 300°C).
- **Stirlingmotoren:** Bei Stirlingmotoren liegt im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren eine äußere Verbrennung vor, d.h. das Arbeitsgas im Arbeitsraum wird durch eine äußere Wärmequelle erhitzt, und nicht, wie beim Verbrennungsmotor, durch innere Verbrennung, wo ein Gemisch aus Kraftstoff und Umgebungsluft innerhalb des Arbeitsraumes gezündet wird. Daher benötigt der Stirlingmotor im Gegensatz zum Otto- oder Dieselmotor auch keinen spezifischen Treibstoff. Der Motor kann je nach Brennerkonstruktion beispielsweise Erdgas oder Flüssiggas, Heizöl, Pflanzenöl oder auch Festbrennstoffe wie z.B. Holzpellets nutzen.



Tabelle 1 gibt abschließend einen Überblick über die o.g. KWK-Anlagentypen mit typischen, indikativen Kenndaten.

	<b>Typ. Leistungsbereich von ... bis ... [MW<sub>el</sub>]</b>	<b>Brennstoffe</b>	<b>Temperaturniveau der Nutzwärme</b>	<b>Elektrischer Wirkungsgrad [%]</b>	<b>Gesamtnutzungsgrad [%]</b>
Gasturbinen	0,1 - 150	Erdgas, Flüssiggas, Biogase, Heizöl	bis 450	29-36	80-85
Mikrogasturbinen	0,03 - 0,2	Erdgas, Flüssiggas, Biogase, Heizöl	bis 450	25-30	80-85
GuD (Gegendruck)	20 - 500	Erdgas, Flüssiggas, Biogase, Heizöl	100-250 (Dampf)	35-40	80-90
GuD (Entnahme [a])			400-500 (Gas)	35-52	80-92
Dampfkraftwerk (Gegendruck)	5 - 200	Erdgas, Heizöl, Kohlen, Müll, Biomasse	100-300	25-35	80-90
Dampfkraftwerk (Entnahme [a])	50 - 800			33-45	55-92
Stirling	0,001 - 0,04	alle Wärmequellen	70-600	15-30	80-85
Brennstoffzellen (PEM/ PAFC)	0,002 - 1	Wasserstoff, Erdgas, Deponie- Klär und Biogase	80-120	35-45	85-95
Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MFC/SOFC)	0,001 - 500		400-500	50-65	85-95
ORC	0,01 - 2	alle Wärmequellen	40-60	10 - 20	70-80
BHKW	0,005 - 10	Erdgas, Flüssiggas, Biogase, Heizöl	85-120	25-45	82-95

[a] = Daten beziehen sich auf die max. Wärmeauskopplung.

**Tabelle 1: Indikative Kenndaten von KWK-Anlagen**

## **4.2 Betriebsweisen und Auslegung von KWK-Anlagen**

Grundsätzlich wird beim Betrieb von KWK-Anlagen zwischen der *wärmegeführten und stromgeführten* Betriebsweise unterschieden. Bei wärmegeführter Betriebsweise steht die Deckung des Wärmebedarfs im Vordergrund. Die Elektrizitätserzeugung der Anlage richtet sich nach dem thermischen Lastgang des Versorgungsobjekts bzw. Versorgungsgebietes. Das Kuppelprodukt Strom wird entweder, bei Gleichzeitigkeit von Wärme- und Stromnachfrage, vor Ort verbraucht und/oder der Überschussstrom wird in das öffentliche Netz eingespeist. Im Gegensatz dazu richtet sich bei stromgeführter Betriebsweise die Erzeugung nach dem elektrischen Lastprofil des Versorgungsobjektes/-gebietes. Bei dezentraler Objektversorgung ist das elektrische Lastprofil des Versorgungsobjektes maßgebend, bei großen öffentlichen Anlagen die Netzlast. Bei fehlender zeitlicher Kongruenz zwischen der Strom- und Wärmenachfrage muss die im stromgeführten Betrieb erzeugte Wärme mittels thermischer Speicher an die zeitliche Struktur des Wärmebedarfs angepasst werden. Dies ist jedoch nur begrenzt möglich. Entweder wird die KWK-Anlage dann zu einer reinen Stromerzeugungsanlage oder sie wird vorübergehend heruntergefahren. Weiterhin ist auch eine kombinierte wärme- und stromgeführte Betriebsweise von KWK-Anlagen möglich, z.B. wird die Anlage prinzipiell wärmegeführt betrieben, aber auch zeitweise, z.B. zu Zeiten hoher Strompreise am Day-ahead-Markt, stromgeführt eingesetzt. Grundsätzlich erfolgt die Wahl der Betriebsweise nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten.

Die Wahl des KWK-Anlagentyps sowie dessen Auslegung erfolgt unter vielfältigen Randbedingungen. Dabei sind Merkmale der von der KWK-Anlage zu bedienenden Wärmesenke, wie die Menge und das zeitliche Profil (Lastgang) der Jahreswärmemenge, das Temperaturniveau des Wärmebedarfs, auch die Brennstoffpreise und Verfügbarkeiten, sowie Merkmale des örtlichen Strombedarfs und der örtlichen Stromvermarktung maßgebend. Auch bei der Auslegung von KWK-Anlagen gibt es grundsätzlich zwei mögliche Auslegungsvarianten: Monovalent und bivalent. Während bei einer monovalenten Auslegung die KWK-Anlage die gesamte Heizlast deckt, erzeugt bei einer bivalenten Auslegung die KWK-Anlage die Wärmegrundlast, wobei ein zusätzlicher Wärmeerzeuger (Spitzenlastkessel) zur Deckung der Wärmebedarfsspitze eingesetzt wird. Grundlage für beide Auslegungsvarianten ist der thermische Lastgang (Jahresdauerlinie).

Abbildung 1 (b) zeigt zwei auf die thermische Maximalleistung normierte Jahresdauerlinien der Wärmenachfrage. Der Dauerlinie ist zu entnehmen, wieviele Stunden pro Jahr eine bestimmte thermische Leistung benötigt wird. Der Jahreswärmebedarf entspricht der Fläche unter der Dauerlinie. In monovalenter Auslegung ist der maximale Leistungsbedarf maßgebend für die Dimensionierung der KWK-Anlage (und ggf. eines zusätzlichen Pufferspeichers). In bivalenter

Auslegung hingegen ist nicht nur die thermische Leistungsspitze maßgebend für den Leistungsanteil von KWK-Anlage zu Spitzenlastkessel, sondern der gesamte Verlauf der Jahresdauerlinie. Für die wirtschaftliche Auslegung ist ein Optimierungsproblem mit dem Ziel minimaler Jahreskosten der Wärmebereitstellung zu lösen.

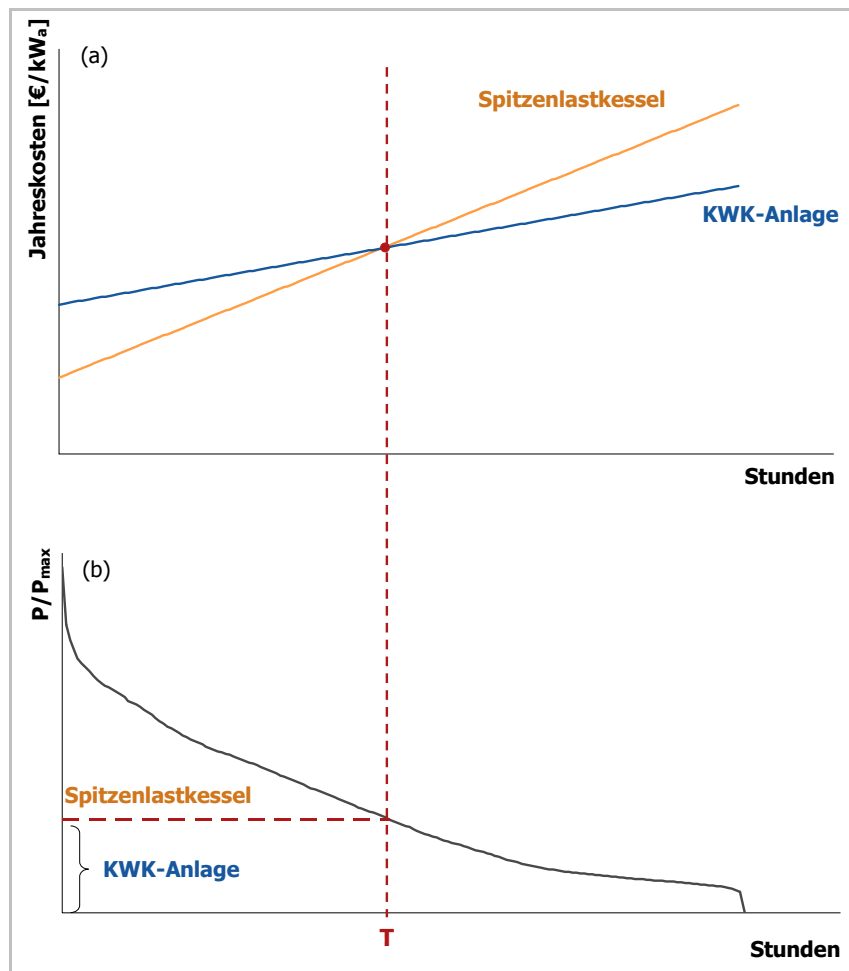


Abbildung 1: Überschlägige, bivalente Auslegung einer KWK-Anlage an der Jahresdauerlinie

Die Jahreskosten  $K_i$  für die Wärmebereitstellung eines Heizsystems (KWK-Anlage oder Spitzenlastkessel (SLK)) werden durch die Wärmeerzeugungskosten repräsentiert, d.h. der Summe aus variablen  $k_{var}$  und fixen Kosten  $k_{fix}$  der Erzeugungsanlage. Näherungsweise kann man den spezifischen Jahreskostenverlauf der Wärmebereitstellung als lineare Funktion<sup>2</sup> darstellen (vgl. (1) und (2)). Im Fall einer KWK-Anlage werden die variablen Kosten der Wärmeabgabe um die Stromgutschrift  $G_s$  vermindert (vgl. (1)).

<sup>2</sup> Hierbei sei angemerkt, dass in der Praxis sowohl für Spitzenlastkessel als auch für KWK-Anlagen eine starke Kostendegression in Abhängigkeit von der Anlagengröße zu beobachten ist.

*KWK-Anlage :*

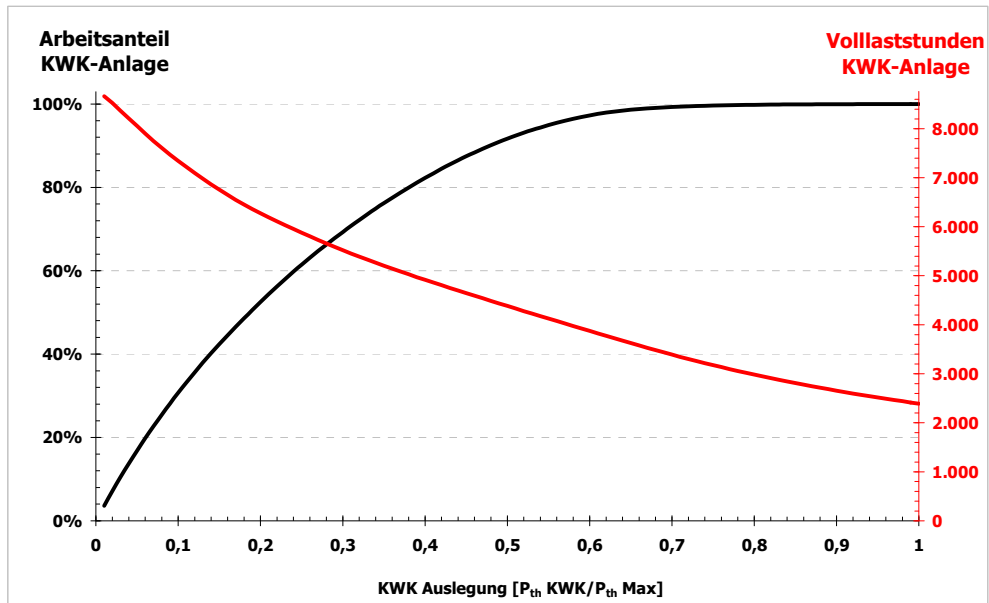
$$K_{KWK} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}} \right] = k_{\text{fix},KWK} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}} \right] + \left( k_{\text{var},KWK} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] - G_s \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \right) \cdot T \left[ \frac{\text{h}}{\text{a}} \right] \quad (1)$$

*Spitzenlastkessel :*

$$K_{SLK} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}} \right] = k_{\text{fix},SLK} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{a}} \right] + k_{\text{var},SLK} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \cdot T \left[ \frac{\text{h}}{\text{a}} \right] \quad (2)$$

Grundsätzlich sind die Fixkosten, insbesondere die Kapitalkosten von KWK-Anlagen, höher als jene von konventionellen Heizsystemen, dafür sind aber die variablen Wärmeerzeugungskosten geringer. Daher ergibt sich der in Abbildung 1 (a) dargestellte, schematische Verlauf der Jahreskosten in Abhängigkeit von den Volllaststunden. Die Ordinatenabschnitte der beiden Geraden stellen jeweils die spezifischen Fixkosten der Erzeugungsanlagen dar, welche unabhängig von der Erzeugungsmenge sind. Die Steigung der Geraden entspricht den variablen Wärmegestehungskosten der Erzeugungsanlagen. Es ist Abbildung 1 zu entnehmen, dass die KWK-Anlage gegenüber dem Spitzenlastkessel höhere spezifische Fixkosten (Ordinatenabschnitt) aber geringere variable Erzeugungskosten (Steigung) aufweist. Dementsprechend ergibt sich erst ab einer bestimmten Mindestanzahl jährlicher Volllaststunden T ein Kostenvorteil der KWK-Anlage gegenüber dem Spitzenlastkessel. Überträgt man diese Mindest-Volllaststunden T in das Diagramm der Jahresdauerlinie (b), so lässt sich der optimale Leistungsanteil von KWK-Anlage zu Spitzenlastkessel grafisch ermitteln.

Abbildung 2 zeigt abschließend exemplarisch den Zusammenhang zwischen dem leistungsbezogenen Auslegungsanteil einer KWK-Anlage, dem daraus resultierenden Arbeitsanteil der KWK-Anlage an der Wärmeversorgung und die Auswirkungen auf die Volllaststunden.



**Abbildung 2: Thermische Arbeitsanteile und Volllaststunden einer KWK-Anlage in Abhängigkeit von der Auslegung der KWK-Anlage an der Spitzenlast**

Der Grafik zufolge steigen die erreichbaren Volllaststunden und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlage, je geringer der leistungsbezogene Auslegungsanteil einer KWK-Anlage ist. Um die Wirtschaftlichkeit einer KWK-Anlage unter derzeitigen Marktbedingungen zu gewährleisten, sind in der Regel ca. 5.000 Volllaststunden nötig. Der optimale Auslegungsanteil ist in der Praxis vom tatsächlichen thermischen Lastverlauf des Versorgungsobjekts/Versorgungsgebietes abhängig.

## 5 Quantitative Bestandsanalyse der KWK in Deutschland

### 5.1 Analyse der Datensituation

Bei einer Analyse der verschiedenen amtlichen und nichtamtlichen Statistiken zur KWK in Deutschland zeigen sich teilweise Inkonsistenzen bzw. widersprüchliche Angaben. Dies ergibt sich insbesondere aus der Betrachtung der ausgewiesenen KWK-Strommengen. Tabelle 2 zeigt die amtlichen Erhebungen des Statistischen Bundesamtes, die Statistiken des AGFW sowie des VDN bzgl. der KWK-Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2003 bis 2007.

<i>Berichtskreis</i>	<i>Zeilen NR.</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>Quelle</i>
Industrielle KWK	1	25,4	24,7	25,6	25,8	25,8	StaBu
Allgemeine Versorgung	2	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	StaBu
AGFW Unternehmen (inkl. Fremdbezug): allgemeine Versorgung	3	34,9	33,8	35,6	37,3	37,1	AGFW
<b>Industrie + allgemeine Versorgung</b>	<b>1+2</b>	75,7	77,1	77,9	79,8	77,7	
<b>Industrie + allgemeine Versorgung nach AGFW</b>	<b>1+3</b>	60,3	58,5	61,2	63,1	62,9	
<b>KWKG Förderfähige KWK-Strommengen</b>	<b>4</b>	52,6	55,9	59,8	60,6	46,8	VDN

Tabelle 2: Erhebungen der KWK-Netto-Stromerzeugung in TWh<sub>el</sub> in Deutschland von 2003 bis 2007

Erst seit dem Inkrafttreten des Energiestatistikgesetzes (EnStatG 2003) im Jahr 2003 erhebt auch das Statistische Bundesamt detaillierte Daten zur Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland bzw. passte bereits vorher bestehende Erhebungen an (Bayer 2003). Damit wurden die Erhebungen des AGFW und des VIK, die bis dahin die „Standard Datenquellen“ zur KWK in der allgemeinen Versorgung bzw. der Industrie waren, um amtliche Statistiken ergänzt. Vor dem Berichtsjahr 2001 wurden die industriellen KWK-Strommengen auf Basis der Erhebung des Statistischen Bundesamtes vom VIK nur geschätzt, ab dem Berichtsjahr 2002 wurden die KWK-Strommengen direkt vom Statistischen Bundesamt erhoben und auch vom VIK übernommen. Vergleicht man nun die Erhebungen des Statistischen Bundesamtes bzgl. der KWK-Strommengen der allgemeinen Versorgung mit denen des AGFW, so zeigt sich, dass das Statistische Bundesamt in allen Berichtsjahren eine um ca. 15 TWh höhere KWK-Stromerzeugung ausweist. Bildet man außerdem die Summe aus industrieller und allgemeiner KWK-Stromerzeugung nach AGFW-Angaben (1+3) bzw. nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (1+2) und vergleicht diese mit den Angaben des BDEW bzgl. der förderfähigen KWK-Strommengen, so fällt auch hier eine Abweichung auf.

Die möglichen Gründe für die unterschiedlichen Angaben sind so vielfältig wie komplex (vgl. (Horn, Ziesing et al. 2007)): unterschiedliche Berichtskreise der Erhebungen, Unsicherheiten darüber, ob in den Erhebungen Kondensationsstrom nicht auch als KWK-Strom erfasst wurde, ob nur der in

das Netz eingespeiste KWK-Strom oder zusätzlich auch der Eigenverbrauch erfasst wurde, ob nur KWK-Anlagen einer bestimmten Mindestgröße berücksichtigt werden u.v.m.. Die Quintessenz dieser Diskussion ist es, dass die tatsächliche Höhe der KWK-Stromerzeugung in Deutschland nur in Bandbreiten angegeben werden kann. Für das Jahr 2004 schätzen (Horn, Ziesing et al. 2007) die Bandbreite der KWK-Stromerzeugung auf 55 bis 65 TWh – das Statistische Bundesamt weist für 2004 eine KWK-Stromerzeugung (Industrie + allgemeine Versorgung) von 77 TWh.

Aber nicht nur stromseitig, sondern auch wärmeseitig ergeben sich Datenunklarheiten mit weitreichenden Folgen. Als Konsequenz der neuen Erhebungen des Statistischen Bundesamtes im Rahmen des Energiestatistikgesetzes 2003 wurden auch die Energiebilanzen und Auswertungstabellen der AG Energiebilanzen angepasst. So basierten die Angaben der AG Energiebilanzen bisher auf dem Hauptbericht des AGFW. Im Jahr 2009 wurden jedoch die Energiebilanzen und Auswertungstabellen rückwirkend zum Jahr 2003 auf Basis der Erhebungen des Statistischen Bundesamtes (Statistik-Nr. 064 und 060) revidiert (AGE 2009a). Dies betrifft die ausgewiesenen Fernwärmemengen (Heizwerke und Heizkraftwerke) der öffentlichen Versorgung sowie die sektorale Abnahmestruktur der Fernwärme.

	<i>Einheit</i>	<i>2003</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	
Gesamt	PJ	278	268	264	265	264	Basierend auf den Daten der AGFW
davon							
Industrie	%	16	17	17	17	17	
Haushalte	%	51	49	50	49	49	
GHD	%	34	34	33	34	34	
Gesamt	PJ	444	462	465	464	441	Basierend auf den Erhebungen des Statistischen Bundesamtes
davon							
Industrie	%	24	23	24	30	34	
Haushalte	%	35	36	33	33	35	
GHD	%	41	42	43	38	31	

**Tabelle 3: Endenergieverbrauch von Fernwärme in Deutschland nach Sektoren zwischen 2003 und 2007 vor und nach der Revision der Methodik der AG Energiebilanzen**

Betrachtet man zunächst den gesamten Endenergieverbrauch Fernwärme, so ergibt sich ein Unterschied von 165 bis 200 PJ bzgl. des ausgewiesenen Endenergieverbrauchs von Fernwärme vor und nach der Revision. Das entspricht Abweichungen von bis zu 175%. Aber nicht nur die absolute Höhe des Fernwärmeverbrauchs ist betroffen, sondern auch die sektorale Abnahmestruktur. Während nach den Schätzungen der AG Energiebilanzen auf Basis der AGFW-Daten die Industrie nur

ca. 17% der gesamten Fernwärmemengen abnahm, zeigt sich auf Basis der Daten des Statistischen Bundesamtes, welche die Fernwärmeabgabe an Haushaltskunden und Industriekunden<sup>3</sup> explizit erhebt, dass ein bedeutender Teil der Fernwärme in der Industrie verwendet wird. Für das Jahr 2007 wird nach diesen Angaben zu ungefähr gleichen Teilen in der Industrie (34%), den Haushalten (35%) und dem GHD-Sektor (31%) Fernwärme abgenommen. Dies steht jedoch im klaren Widerspruch zu bisherigen Schätzungen der Abnahmestruktur innerhalb des Fernwärmesektors. Der AGFW schätzt z.B., dass aus den deutschen Fernwärmenetzen rund 50 % Haushaltskunden, zu 44 % Kunden aus dem Bereich öffentliche Einrichtungen, Handel und Gewerbe (Nichtwohngebäude) sowie zu 6 % Industriekunden versorgt werden (AGFW 2008)<sup>4</sup>.

Die statistischen Unsicherheiten bzgl. der tatsächlichen KWK-Strom- und Wärmemengen konnten im Rahmen dieser Studie nicht abschließend geklärt werden. Auch persönliche Gespräche mit dem AGFW, der AG Energiebilanzen und dem Statistischen Bundesamt führten zu keinen weitergehenden Erkenntnissen. Während die AG Energiebilanzen die Einschätzung vertritt, dass die Erhebungen des Statistischen Bundesamtes einen „umfassenderen Berichtskreis aufweisen“ und „insofern die Realität besser abbilden“ (AGE 2009a), sind nach Auffassung des AGFW vor allem die hohen Anteile der Industrie im ausgewiesenen Fernwärmeabsatz unplausibel (Schmitz 2010).

Abschließend bleibt festzuhalten, dass auch die vorliegende Studie auf die amtlichen Erhebungen des Statistischen Bundesamtes zurückgreift und wie auch die AG Energiebilanzen die Meinung vertritt, dass diese Daten die Realität besser abbilden. Dennoch bieten die Erhebungen des AGFW eine wertvolle zusätzliche Datenquelle, vor allem im Hinblick auf die KWK-Anlagenstruktur und Fernwärmenetze der öffentlichen Versorgung.

---

<sup>3</sup> Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden sowie Verarbeitendes Gewerbe

<sup>4</sup> Hierbei sei allerdings angemerkt, dass der AGFW im Arbeitsbericht 2003 noch schätzte, dass es ca. 46% Haushaltskunden, 36% Kunden aus dem Bereich öffentliche Einrichtungen, Handel und Gewerbe (Nichtwohngebäude) sowie zu 18% Industriekunden seien (AGFW 2004a).



## 5.2 KWK in der Fern- und Nahwärmeversorgung

Fernwärmeversorgung bzw. Nahwärmeversorgung ist die leitungsgebundene Bereitstellung von Wärme für Heizzwecke, zur Warmwasseraufbereitung und/oder zur Nutzung als (Niedertemperatur-) Prozesswärme. Die Fern- und Nahwärmeerzeugung in Deutschland erfolgt zu ca. 80 % in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und zu 20% in übrigen Anlagen (vgl. Tabelle 4).

	Einheit	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Nettostromerzeugung allgemeine Versorgung</b>						
Nettostromerzeugung insgesamt	TWh	498	499	498	505	488
KWK Stromerzeugung	TWh	50	52	52	54	52
Anteil KWK-Strom	%	10,1	10,5	10,5	10,7	10,6
<b>Nettowärmeerzeugung allgemeine Versorgung</b>						
Nettowärmeerzeugung insgesamt	TWh	130	137	136	136	130
KWK Wärmeerzeugung	TWh	105	112	111	112	108
Anteil KWK-Wärme	%	81,0	81,5	81,7	82,8	83,0
<b>Anteile der Energieträger an der KWK-Stromerzeugung</b>						
Braunkohle	%	7,1	7,3	7,4	6,8	7,1
Erneuerbare	%	0,3	0,7	0,8	1,0	1,2
Gase	%	54,9	56,2	61,2	65,0	65,7
Kohle	%	34,1	32,4	26,5	22,9	21,4
Sonstige	%	3,6	3,4	4,2	4,3	4,7
<b>Summe</b>	<b>%</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>
<b>Stromkennzahlen nach Energieträgern</b>						
Braunkohle	-	0,36	0,39	0,38	0,36	0,38
Erneuerbare	-	0,43	0,40	0,41	0,45	0,41
Gase	-	0,65	0,63	0,66	0,69	0,70
Kohle	-	0,49	0,46	0,42	0,40	0,39
Sonstige	-	0,26	0,27	0,28	0,28	0,29
<b>Alle Energieträger</b>	<b>-</b>	<b>0,54</b>	<b>0,52</b>	<b>0,52</b>	<b>0,53</b>	<b>0,54</b>
<b>Jahresnutzungsgrade nach Energieträgern</b>						
Braunkohle	%	76,7	74,1	76,1	76,8	76,2
Erneuerbare	%	49,5	52,4	56,9	48,4	51,0
Gase	%	78,6	79,9	81,4	83,2	82,8
Kohle	%	70,4	72,4	76,5	79,5	82,0
Sonstige	%	68,4	68,9	55,7	58,6	57,1
<b>Alle Energieträger</b>	<b>%</b>	<b>74,5</b>	<b>75,6</b>	<b>76,8</b>	<b>78,7</b>	<b>78,7</b>
<b>Fernwärmeabnahme nach Sektoren</b>						
Haushalte	%	35	36	33	33	35
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	%	41	42	43	38	31
Industrie	%	24	23	24	30	34
<b>Fernwärmenetze</b>						
Netzlänge	km	18.702	19.181	19.284	19.148	18.438
Hausübergabestationen (HST)	-	310.652	307.419	322.083	326.577	320.420
Anschlusswert / HST	kW	168	167	162	158	154

Tabelle 4: Struktur der Fern- und Nahwärmeerzeugung zwischen 2003 und 2007 (AGFW 2007; AGE 2009b; StaBu 2009a; StaBu 2009b)

An der Nettostromerzeugung der allgemeinen Versorgung hat die gekoppelte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen einen Anteil von knapp 11 Prozent. Als Brennstoffe werden in den KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung im Wesentlichen Erdgas, Steinkohlen und Braunkohlen verwendet. Zusammen halten diese Energieträger einen Anteil von über 90% der KWK-Nettostromerzeugung. Während der Anteil Braunkohle an der KWK-Stromerzeugung von 2003 bis 2007 annähernd konstant blieb, nahm die Erzeugung aus Erdgas im gleichen Zeitraum um 25% von 28 TWh auf 35 TWh zu. Steinkohlen verzeichneten eine Abnahme um 35% von 17 TWh im Jahr 2003 auf 11 TWh im Jahr 2007. Der Anteil erneuerbarer Energien sowie sonstiger Brennstoffe lag im Jahr 2007 bei circa 5%. Erneuerbare Energien konnten ihren Anteil von 0,3% im Jahr 2003 auf 1,2% im Jahr 2007 steigern. Im Wesentlichen ist dieses Wachstum auf den Einsatz biogener Brennstoffe (feste, flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe) zurückzuführen.

Die Verteilung der KWK-Stromerzeugung nach Anlagenkategorien der öffentlichen Versorgung kann den Angaben der AGFW entnommen werden und ist in Abbildung 3 dargestellt. Demnach sind Dampfturbinen und GuD-Anlagen insgesamt für ca. 88% der KWK-Stromerzeugung verantwortlich. Während bei GuD-Anlagen die Gegendruckanlagen dominieren, sind bei reinen Dampfturbinen flexible Entnahmekondensationsanlagen anteilmäßig bedeutsamer. Gemessen an der gesamten KWK-Stromerzeugung der AGFW-Unternehmen haben BHKW-Anlagen einen Anteil von ca. 8%, Gasturbinen mit Abhitzekeessel einen 4%igen Anteil.

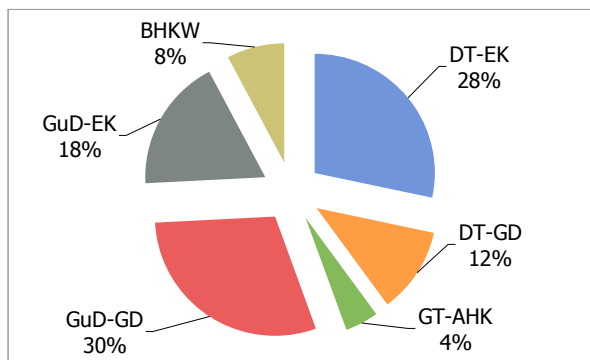


Abbildung 3: Verteilung der KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung nach Anlagenkategorien im Jahr 2007 (AGFW 2009)

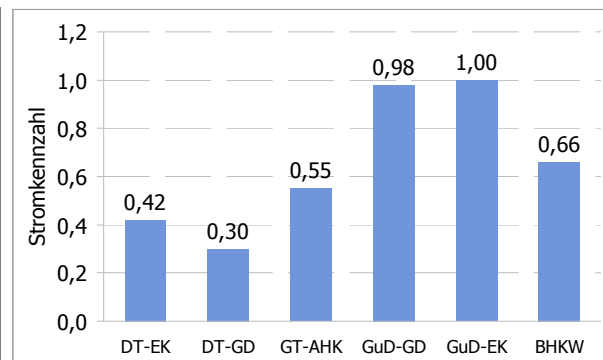


Abbildung 4: Stromkennzahlen der allgemeinen Versorgung nach Anlagenkategorien im Jahr 2007 (AGFW 2009)

**Legende:**

**BHKW:** Blockheizkraftwerk, **DT-EK:** Entnahmekondensations-Dampfturbine, **DT-GD:** Gegendruckdampfturbine, **GuD-EK:** GuD mit Entnahmekondensations-Dampfturbine, **GuD-GD:** GuD mit Gegendruckdampfturbine, **GT-AHK:** Gasturbine mit Abhitzekeessel.

Die Stromkennzahlen weisen differenziert nach Energieträgern beträchtliche Unterschiede auf. So erreichen Anlagen auf Basis von Stein- und Braunkohle, die gegenwärtig etwa 30% des KWK-

Stroms bereitstellen, Stromkennzahlen von weniger als 0,5. Anlagen auf Basis von Erdgas erreichen hingegen Stromkennzahlen von über 0,65. Auch eine differenzierte Betrachtung nach Anlagentypen zeigt die starke Variation der Stromkennzahlen (Abbildung 4). So weisen Dampfturbinen mit durchschnittlichen Stromkennzahlen von 0,42 für Entnahme-Kondensationsturbinen bzw. 0,3 für Gegendruckturbinen die niedrigsten Stromkennzahlen auf. Gas und Dampfturbinen (GuD) haben mit 0,98 und 1,0 die höchsten Stromkennzahlen. Gasturbinen mit Abhitzekeessel sowie Blockheizkraftwerke ordnen sich mit Stromkennzahlen von 0,55 bzw. 0,66 im Mittelfeld ein.

Im Zeitraum von 2003 bis 2007 nahm die Anzahl der Hausübergabestationen laut Angaben der AGFW um 3% von ca. 310.000 auf 320.000 leicht zu. Im gleichen Zeitraum nahm jedoch der Anschlusswert pro Hausübergabestation um 9% ab, was auf Energie- und Wärmedämmmaßnahmen zurückzuführen ist. Entsprechend den Zielen des integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms der Bundesregierung dürfte sich dieser Trend logischerweise auch in Zukunft fortsetzen.

### ***5.3 Nutzung von KWK in der Industrie***

Die industrielle Energiebedarfsstruktur zeichnet sich durch eine hohe Gleichzeitigkeit des Strom- und Wärmebedarfs sowie – insbesondere bei Mehrschichtbetrieben – hoher Volllaststundenzahlen der Energienachfrage aus. Diese Strukturen stellen für die Kraft-Wärme-Kopplung günstige Einsatzbedingungen dar, weshalb KWK auch traditionell erfolgreich in der Industrie eingesetzt wird. Überwiegend kommen dort Dampfturbinen (Gegendruck, Entnahmekondensationsanlagen etc.) und Gasturbinen (Gasturbinen mit Abhitzekeessel, GuD-Anlagen) zum Einsatz. Wegen technischer Restriktionen (erreichbare Temperaturniveaus) spielen andere Anlagentypen, wie z.B. Verbrennungsmotoren, in der Industrie nur eine untergeordnete Rolle.

	Einheit	2002	2005	2007
<b>Stromeigenerzeugung in der Industrie</b>				
Gesamte Industrielle Eigensstromerzeugung	TWh	43,0	46,0	49,0
Industrielle KWK-Stromerzeugung	TWh	22,9	25,5	25,7
Anteil KWK-Strom	%	53	56	52
<b>Anteil KWK-Stromerzeugung in der Industrie nach Anlagentypen</b>				
Dampfturbinen	%	60	53	53
Gasturbinen	%	39	45	44
Sonstige	%	1	2	3
<b>Summe</b>	<b>%</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>Stromkennzahlen der Anlagentypen</b>				
Dampfturbinen	-	0,22	0,22	0,23
Gasturbinen	-	0,53	0,66	0,58
Sonstige	-	0,56	0,65	0,73
<b>Alle Anlagentypen</b>	<b>-</b>	<b>0,29</b>	<b>0,32</b>	<b>0,32</b>
<b>KWK-Stromerzeugung in der Industrie nach Energieträgern</b>				
Steinkohle	%	10	7	7
Braunkohle	%	5	5	5
Erdgas	%	57	60	60
Sonstige Gase	%	4	2	4
Mineralölprodukte	%	6	5	5
Sonstige	%	18	21	20
<b>Summe</b>	<b>%</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>KWK-Stromerzeugung in der Industrie nach ausgewählten Sektoren</b>				
Grundstoffchemie	%	45	42	42
Papiergewerbe	%	18	20	21
Kokerei und Mineralölverarbeitung	%	14	11	10
Ernährungsgewerbe	%	7	7	7
Sonstige Wirtschaftszweige	%	15	20	20
<b>Summe</b>	<b>%</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

Tabelle 5: Strukturdaten der KWK-Nutzung in der Industrie 2002-2007

Die Dominanz von dampf- und gasturbinenbasierten KWK-Anlagen in der Industrie ist Tabelle 5 zu entnehmen. Diese beiden Technologiegruppen haben zusammen einen Anteil von über 95% der industriellen KWK-Stromerzeugung, wobei der Anteil der Dampfturbinen mit ca. 55% zu Buche schlägt.

Im Jahr 2007 machte die KWK-Stromerzeugung mit 25,7 TWh rund 52% der gesamten industriellen Nettostromerzeugung aus. Die KWK-Wärmeerzeugung des gleichen Jahres belief sich auf knapp 80 TWh und deckte ca. 50% des industriellen Wärmebedarfs unter 500°C. Während die KWK-Stromerzeugung ein Wachstum um 12% verzeichnete, blieb die KWK-Wärmeerzeugung im gleichen Zeitraum annähernd konstant. Diese Entwicklung lässt sich dadurch erklären, dass vermehrt Gasturbinen-KWK zum Einsatz kamen, die höhere Stromkennzahlen als Dampfturbinen aufweisen. Im

Mittel lagen die Stromkennzahlen von Gasturbinen über den Zeitraum von 2002 bis 2007 bei 0,6, die von Dampfturbinen hingegen nur bei 0,2. Diese Entwicklung führte denn auch dazu, dass die Stromkennzahl über alle Anlagentypen hinweg von 0,29 im Jahr 2002 auf 0,32 im Jahr 2007 anstieg.

Als wichtigster Brennstoff wird Erdgas mit einem Anteil von 60% an der Nettostromerzeugung, gefolgt von Kohle (Stein- und Braunkohle) mit 16% eingesetzt. Die Stromerzeugung differenziert nach Brennstoffen hat sich zwischen 2002 und 2007 leicht zu Ungunsten der Steinkohle und zu Gunsten von Erdgas verändert. Lag der Anteil der Steinkohle im Jahr 2002 noch bei 10%, waren es im Jahr 2007 nur noch 7%. Diese Entwicklung steht in direktem Zusammenhang mit der oben beschriebenen Entwicklung des vermehrten Einsatzes von Gasturbinen in der industriellen KWK-Stromerzeugung.

In Abbildung 5 ist schließlich die KWK-Stromerzeugung nach ausgewählten Wirtschaftszweigen des Jahres 2007 im Vergleich zum Jahr 2002 dargestellt. Weiterhin sind die Stromkennzahlen (SKZ) den jeweiligen Sektoren zugeordnet; für das Jahr 2007 ist das prozentuale Wachstum im Vergleich zum Jahr 2002 angegeben. Die Grafik verdeutlicht die Bedeutung der Sektoren Grundstoffchemie und Papiergewerbe. Diese Sektoren stellen zusammen mehr als 60% der industriellen KWK-Stromerzeugung. Allein die Chemieindustrie hält einen Anteil von 42% des gesamten in der Industrie erzeugten KWK-Stroms im Jahr 2007 (vgl. auch Tabelle 5).

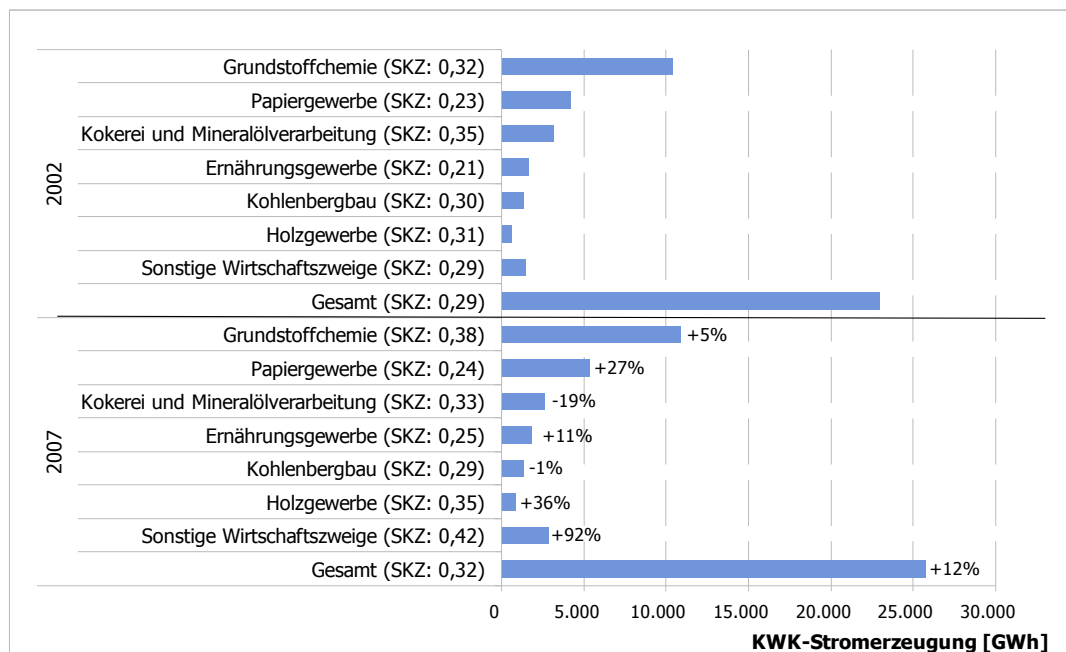


Abbildung 5: Industrielle KWK-Stromerzeugung nach Wirtschaftszweigen im Jahr 2002 und 2007

Während die KWK-Stromerzeugung des Sektors „Sonstige Wirtschaftszweige“ das stärkste Wachstum mit einem Zuwachs von 92% verzeichnete, sank im gleichen Zeitraum die KWK-Stromerzeugung des Sektors Kokerei und Mineralölverarbeitung mit 19% am meisten. Mit Ausnahme der Sektoren Kokerei und Mineralölverarbeitung sowie Kohlebergbau verzeichneten aber alle übrigen Sektoren ein positives Wachstum, wenn auch auf unterschiedlichem Niveau. Insgesamt nahm die industrielle KWK-Stromerzeugung um 12% von 22,9 TWh in 2002 auf 25,7 TWh in 2007 zu. In absoluten Zahlen leisteten zu diesem Wachstum die Sektoren Chemieindustrie, Papiergewerbe, Ernährungsgewerbe und Sonstige den größten Beitrag. In allen Sektoren mit positivem Wachstum nahm die KWK-Stromerzeugung stärker zu als die Wärmeerzeugung. Infolgedessen sind auch die Stromkennzahlen im Jahr 2007 in diesen Sektoren höher als im Jahr 2002.

## 6 Energie- und Klimaeffizienz der Kraft-Wärme-Kopplung

### 6.1 Vorbemerkung

Zur Beurteilung des CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzials sowie der dazugehörigen Kosten, müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. der Primärenergieeinsatz von KWK-Anlagen den Vergleichswerten gegenübergestellt werden, die sich ergeben würden, wenn die gleichen Mengen an Strom und Wärme in ungekoppelten Erzeugungssystemen bereitgestellt würden. Dabei stellt sich zum einen die Frage nach dem Referenzsystem der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme und zum anderen, welche Systemgrenzen man bei der Betrachtung zugrundelegt. Die Wahl des Referenzsystems hat entscheidenden Einfluss auf die sich ergebenden CO<sub>2</sub>- bzw. Primärenergieeinsparungen der KWK und somit der Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von KWK.

Ein häufig so oder ähnlich in der Literatur zu findender Vergleich von KWK und getrennter Erzeugung von Wärme und Strom ist in Abbildung 6 dargestellt.

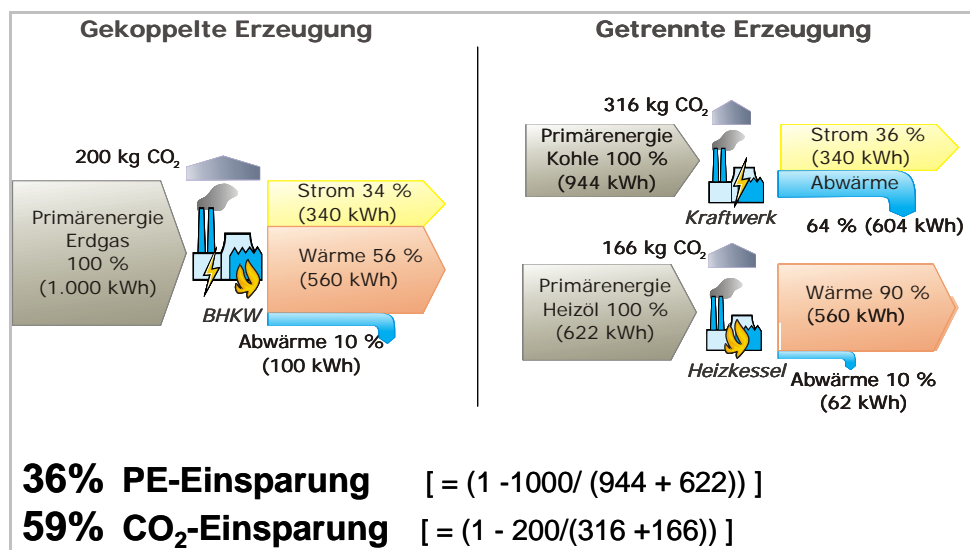


Abbildung 6: Nicht sachgerechte, aber häufig verwendete Darstellung der Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Einsparungen eines BHKW

In diesem Fall wird die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom eines erdgasbetriebenen Blockheizkraftwerkes (BHKW) der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in einem Kohlekraftwerk bzw. Heizölkessel gegenübergestellt. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass bei diesem Vergleich die Primärenergieeinsparung des BHKW gegenüber dem Referenzsystem 36% beträgt und die CO<sub>2</sub>-Einsparung sogar bei 59% liegt. Tatsächlich ist dieser Vergleich jedoch irreführend, da hier unterschiedliche Effekte, die nicht KWK-spezifisch sind, fälschlicherweise der

KWK zugeschrieben werden. Will man dagegen die Vorteilhaftigkeit der KWK objektiv beurteilen, so gilt es die spezifische Wirkung der KWK bzgl. Energie- und Klimateffizienz zu isolieren und nicht, wie im gezeigten Beispiel, unterschiedliche Effekte miteinander zu vermischen. Ausgehend von der in Abbildung 6 dargestellten Einsparung werden in der untenstehenden Abbildung die einzelnen Effekte isoliert ausgewiesen. Damit ist es möglich, die tatsächliche Vorteilhaftigkeit der KWK gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme isoliert darzustellen.

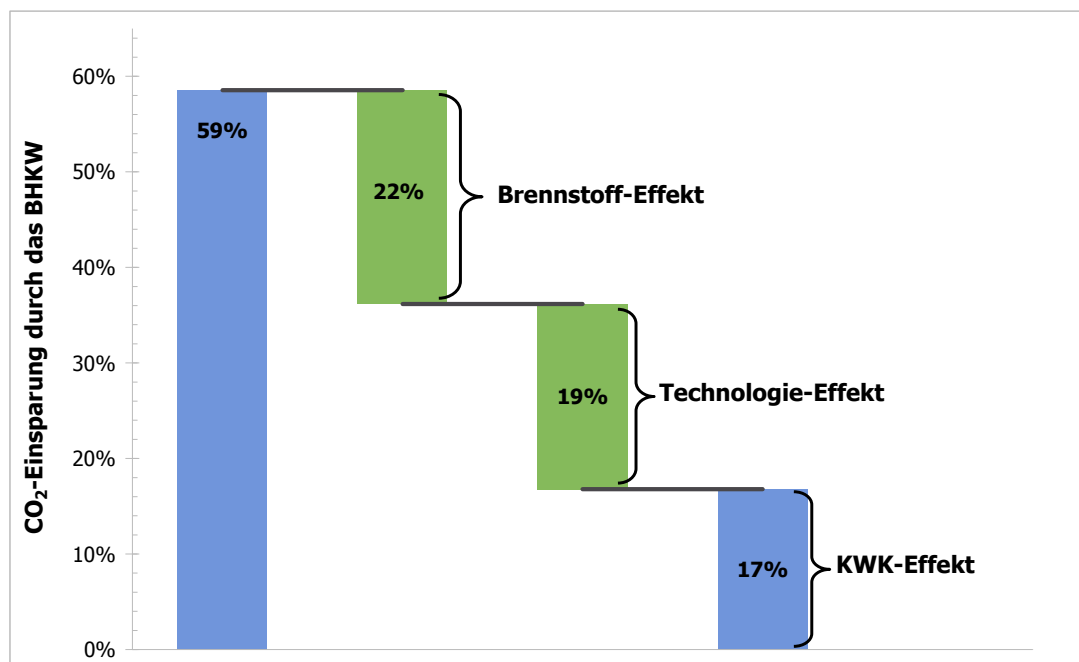


Abbildung 7: Dekomposition der CO<sub>2</sub>-Einspareffekte eines BHKW

Im Wesentlichen kann man die CO<sub>2</sub>-Einsparung von 59% in drei unterschiedliche Effekte aufschlüsseln:

- (1) **Brennstoffeffekt:** Wird für die getrennte Erzeugung der gleiche Primärenergieträger unterstellt, in diesem Fall Erdgas, so reduziert sich die Einsparung um 22 Prozentpunkte.
- (2) **Technologie-Effekt:** Im Beispiel werden unterschiedliche Technologie-Standards angesetzt. Während die Nennwirkungsgrade des BHKW dem aktuellen Stand der Technik entsprechen, werden für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme veraltete Technologien unterstellt. Geht man jedoch für die getrennte Erzeugung auch von dem aktuellen Stand der Technik aus und behält den Energieträger Erdgas bei, so sind als Referenztechnologien ein GuD-Kraftwerk (Wirkungsgrad 55) für die Erzeugung von Strom und ein Erdgas-Brennwertkessel (Wirkungsgrad 96 (H<sub>u</sub>)) für die Erzeugung von Wärme zu unterstellen.



**(3) KWK-Effekt:** Der verbleibende eigentliche Effekt durch das BHKW beträgt unter Berücksichtigung des Brennstoffeffektes und des Technologieeffektes im gewählten Beispiel knapp 17% und nicht, wie ausgewiesen, 59%.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass in den allermeisten Fällen KWK-Anlagen nicht die gesamte Wärmelast eines Versorgungsobjektes oder Versorgungsgebietes übernehmen, sondern bei sinnvoller wirtschaftlicher Auslegung nur einen Teil des Wärmebedarfs decken. Zur Abdeckung einer nur wenige Stunden im Jahr benötigten Wärmespitzenlast, wird der Einbau eines Spitzenkessels empfohlen, der im Bedarfsfall auch als Backup-System fungiert (vgl. dazu die Ausführungen in Kapitel 4.2). Abbildung 8 zeigt die Auswirkungen der Auslegung einer KWK-Anlage aus dem obigen Beispiel auf das CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial, wobei hier angenommen wurde, dass der Spitzenlastkessel aus einem Erdgas-Brennwertkessel besteht.

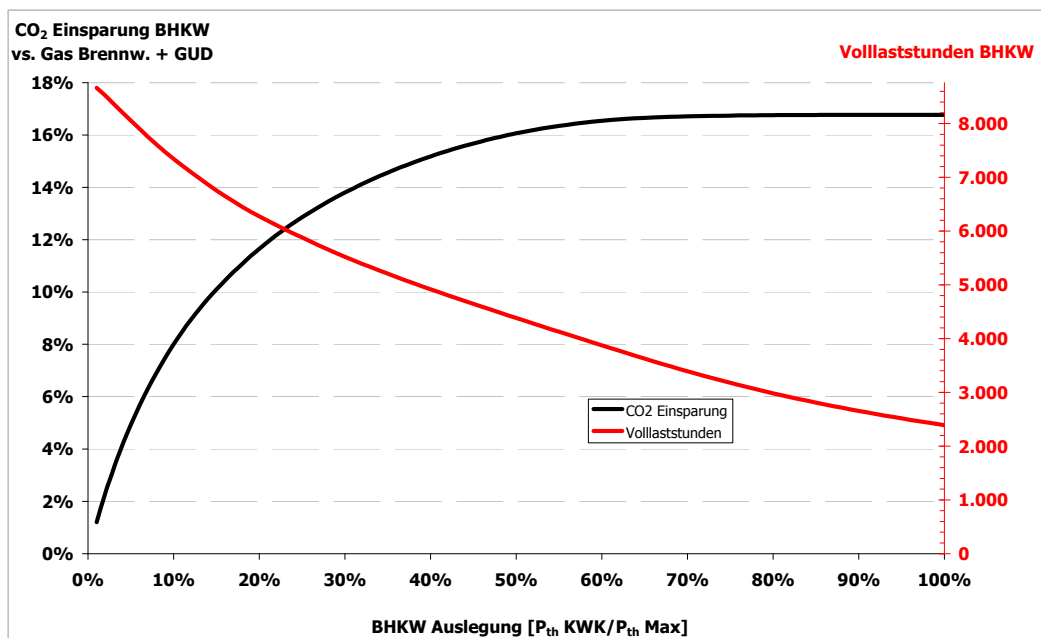


Abbildung 8: Auswirkung der Auslegung einer KWK-Anlage auf das erreichbare CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenzial

Unter derzeitigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden KWK-Anlagen zum wirtschaftlichen Betrieb üblicherweise mit jährlichen Volllaststunden zwischen 5.000 und 6.000 ausgelegt. Demnach würde sich beim gewählten Beispiel ein Einspareffekt der KWK, bezogen auf den gesamten Versorgungsfall inklusive Spitzenlastkessel, von 13% bis 15% ergeben, sofern die Wärme lokal genutzt wird und nicht in ein Wärmenetz eingespeist wird. Ist letzteres der Fall, so müssen zusätzlich die Verluste in Wärmenetzen berücksichtigt werden.

Das gezeigte Beispiel verdeutlicht die Extreme, die sich bei einem solchen Systemvergleich ergeben können. So wurde gezeigt, dass ausgehend von einer ursprünglich berechneten CO<sub>2</sub>-Einsparung von 59% nur in etwa 17% dem KWK-Effekt zugeschrieben werden kann. Weiterhin verdeutlicht das Beispiel, dass nicht nur die Wahl des Referenzsystems von entscheidender Bedeutung ist, sondern auch die Systemgrenze der Bilanzierung. Legt man jeweils den gesamten Versorgungsfall zugrunde, so ergeben sich hierdurch geringere Einsparungen.

## 6.2 Hocheffiziente KWK nach der EU-Richtlinie 2004/8/EG

Nach dem KWKG werden nur solche Anlagen für eine Förderung vorgesehen, die im Sinne der KWK-Richtlinie 2004/8/EG als hocheffizient gelten. Die KWK-Richtlinie enthält in ihrem Anhang III eine Definition des Begriffs "Hocheffizienz". Demnach sind Klein- und Kleinstanlagen unter 1 MW elektrischer Leistung hocheffizient, wenn die Primärenergieeinsparung im Vergleich zu den Referenzwerten für getrennte Erzeugung größer Null ist. Bei KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 MW muss die Einsparung im Vergleich zur getrennten Erzeugung mindestens 10% betragen. Zur Bestimmung der Primärenergieeinsparung legt die Richtlinie folgende Grundsätze fest (Richtlinie 2004/8/EG 2004):

- „Beim Vergleich von KWK-Blöcken [...] gilt der Grundsatz, dass die gleichen Kategorien von Primärenergieträgern verglichen werden.“
- „Jeder KWK-Block wird mit der besten [...] auf dem Markt erhältlichen [...] Technologie für die getrennte Erzeugung verglichen.“

Weiterhin werden in der Richtlinie harmonisierte Referenzwirkungsgrade der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom zur Berechnung der Primärenergieeinsparung festgelegt. Diese sind differenziert nach dem für die KWK-Erzeugung eingesetzten Brennstoff, im Fall der Stromerzeugung auch nach dem Baujahr der KWK-Anlage. Tabelle 6 zeigt exemplarisch die Referenzwerte für die getrennte Erzeugung mit dem Energieträger Erdgas.

Wirkungsgrad-Referenzwerte	Strom (Baujahr 2006 bis 2011)	Wärme
Energieträger Erdgas	53,2%	90%

Tabelle 6: Wirkungsgrad-Referenzwerte nach der KWK-Richtlinie 2004/8/EG<sup>5</sup>

Vergleicht man diese Referenzwerte z.B. mit Benchmark-Werten für neue Anlagen im Rahmen des Emissionshandels, so fällt auf, dass die Referenzwirkungsgrade nach der Richtlinie sehr niedrig ausfallen. Für die Handelsperiode 2005 bis 2007 galt für die Wärmebereitstellung mit dem Energieträger Erdgas ein Wirkungsgrad von 93,5% als Benchmark. Für die Erzeugung von Strom in neuen GuD-Anlagen mit einer Leistung von mehr als 250 MW<sub>el</sub> waren es hingegen 55% (DEHSt 2005).

In Anbetracht dieser Berechnungsmethodik für die KWK-Anlagen muss das Hocheffizienzkriterium als bescheiden eingestuft werden. So liegen die Jahresnutzungsgrade für die

<sup>5</sup> Die Werte für Strom wurden gemäß Anhang II der Richtlinie um 0,7%-Punkte erhöht als Korrektur für eine jährliche Durchschnittstemperatur von 8°C.

Erzeugung von Wärme in modernen Erdgasbrennwertkesseln bei 96%, für die Erzeugung von Strom bei ca. 55%.

### **6.3 Methodische Vorgehensweise**

In den nachfolgenden Untersuchungen werden verschiedene Anwendungsfälle der KWK-Nutzung auf ihre Vorteilhaftigkeit bezüglich CO<sub>2</sub>-Vermeidung und die damit verbundenen Kosten analysiert. Die Analyse bezieht sich jeweils auf die gesamte Versorgungsaufgabe, d.h. es werden auch Spitzenlastkessel, Wärmeverteilverluste etc. berücksichtigt. Es werden 7 verschiedene erdgasbasierte KWK-Versorgungskonzepte untersucht:

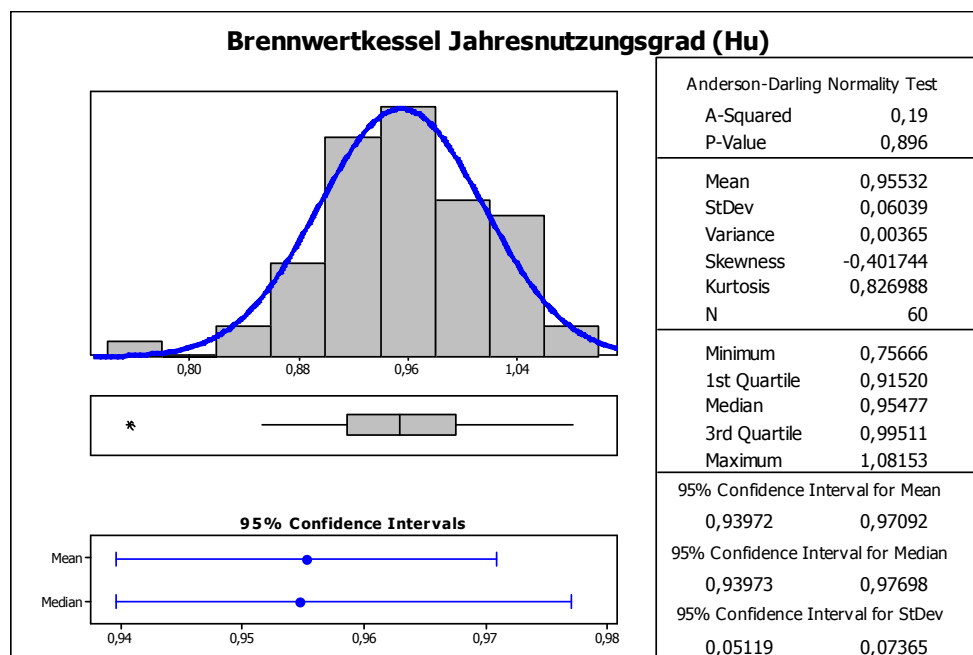
- I. Einfamilienhausversorgung
- II. Objektversorgung eines Verwaltungsgebäudes mit einem Blockheizkraftwerk
- III. Objektversorgung eines Hallenbads mit einem Blockheizkraftwerk
- IV. Nahwärmeversorgung eines Altbauviertels mit einem Blockheizkraftwerk
- V. Nahwärmeversorgung eines Neubauviertels mit einem Blockheizkraftwerk
- VI. Wärmeversorgung eines Industriebetriebes mit einer GuD-KWK-Anlage
- VII. Fernwärmeversorgung mit einer GuD-KWK-Anlage

Für den strom- und wärmeseitigen Vergleich werden folgende Referenzsysteme der ungekoppelten Erzeugung zugrunde gelegt:

- **Referenzsysteme Stromerzeugung:**
  - Gas und Dampf (GuD)-Kraftwerk
  - Strommix 2008
- **Referenzsysteme Wärme:**
  - Erdgas-Brennwertkessel
  - elektrische Wärmepumpe
  - Wärmemix 2008

Die verschiedenen KWK-Anwendungsfälle werden mit der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom bezüglich CO<sub>2</sub>-Emissionen verglichen. Weiterhin werden die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die Referenzfälle der KWK-Nutzung gegenüber der getrennten Erzeugung von Strom in GuD-Kraftwerken und im Strommix, sowie der getrennten Erzeugung von Wärme in erdgasbetriebenen Brennwertkesseln ermittelt. Dabei wird in der vorliegenden Studie ein volkswirtschaftlicher Ansatz zur Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten gewählt, d.h. es werden die gesamten Netto-Kosten der betrachteten Technologien, sowie der dazugehörigen Energieträger angesetzt. Steuern, Subventionen, Zuschüsse, aber auch etwaige Gewinnmargen bleiben in der Betrachtung unberücksichtigt.

Üblicherweise gehen die meisten Publikationen zum CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial und zu den CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von KWK-Anlagen sowohl für die getrennte als auch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme von normierten Brennstoffnutzungsgraden aus. Dies trifft auch auf das im vorangegangenen Kapitel besprochene Beispiel zu. Diese Vorgehensweise steht jedoch im Widerspruch zur Realität, da nur in den seltensten Fällen die von den Herstellern angegebenen Normnutzungsgrade auch flächendeckend erreicht werden. Vielmehr weisen die einzelnen Anlagen- bzw. Gerätetypen im realen Einsatz je nach Anwendungsfall einen unterschiedlichen Brennstoffnutzungsgrad auf. Abbildung 9 zeigt exemplarisch die in einer Felduntersuchung erhobenen Jahresnutzungsgrade von Brennwertkesseln (Wolff, Teuber et al. 2004). Der Verteilung ist zu entnehmen, dass nur ein Teil der untersuchten Brennwertkessel den von den Kesselherstellern angegebenen Normnutzungsgrad von über 100% ( $H_u$  bezogen) erreicht und 75% der untersuchten Kesselanlagen einen Jahresnutzungsgrad von unter 100% ( $H_u$ ) aufweisen.



**Abbildung 9: Verteilung der Nutzungsgrade von Brennwertkesseln nach der Untersuchung von (Wolff, Teuber et al. 2004)**

Um diesem Sachverhalt Rechnung zu tragen und um robuste Aussagen bzgl. der Energie- und Klimateffizienz von KWK machen zu können, werden in der vorliegenden Studie für alle Technologien Verteilungsfunktionen der Brennstoffnutzungsgrade herangezogen. Darüber hinaus werden auch andere für den Vergleich wichtige Parameter wie z.B. Verluste im Wärme- und Stromnetz oder Brennstoffpreisentwicklungen über Verteilungsfunktionen abgebildet.

Diese Verteilungsfunktionen dienen als Eingangsgröße für sogenannte Monte-Carlo-Simulationen. Bei der Monte-Carlo-Methode handelt es sich um ein Verfahren, bei dem für ein Modell  $f(x_1, \dots, x_n)$ , eine große Anzahl (>10.000) Simulationen durchgeführt wird und dabei die Eingangsgrößen  $x_1, \dots, x_n$  zufällig nach Maßgabe ihrer jeweiligen Häufigkeitsverteilungen variiert werden (siehe Abbildung 10). Als Ergebnis erhält man auch für die Ergebnisvariablen Häufigkeitsverteilungen, in denen sich die Varianz der Modellergebnisse in Abhängigkeit von der Varianz der Eingangsparameter widerspiegelt.

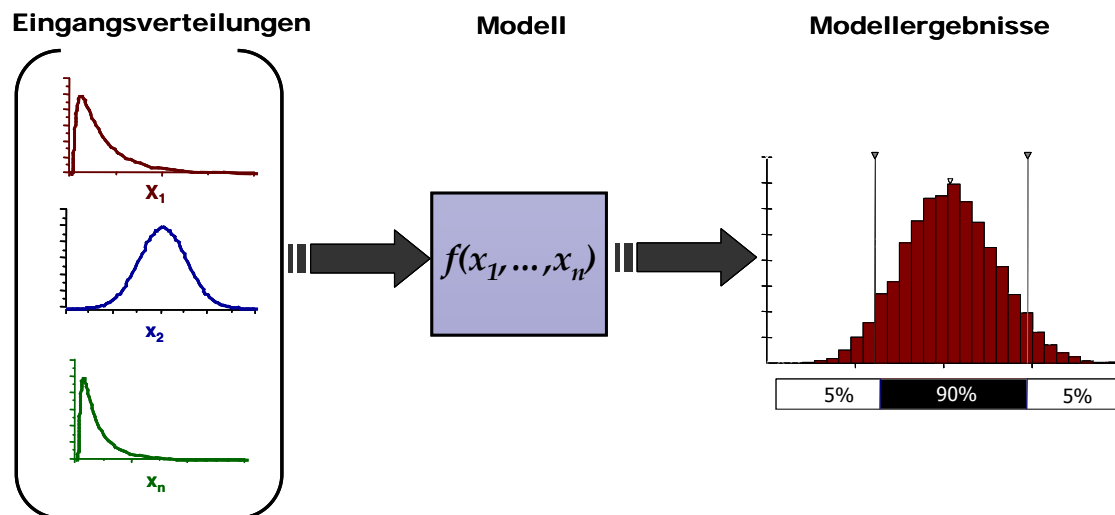


Abbildung 10: Schematische Darstellung einer Monte-Carlo-Simulation

Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt darin, dass die Ergebnisse der Untersuchungen nicht abhängig sind von einzelnen, nicht repräsentativen Annahmen und Parametern. Darüber hinaus ist ein solcher Modellansatz in der Lage, das gesamte mögliche Spektrum der in der Praxis zu erwartenden Nutzungsgrade der getrennten sowie gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in den Berechnungen quantitativ zu erfassen und damit den Grad an Vielfalt in den Anwendungsbereichen und Unschärfe in den Ausgangsdaten zu dokumentieren.

Die Eingangsdaten für die Simulation werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

## 6.4 Detaillierte Beschreibung der Datengrundlagen

### 6.4.1 Anwendungsfälle der KWK-Nutzung

Für eine anwendungsbezogene Beurteilung der CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale und die damit verbundenen KWK-Kosten werden nachfolgend 7 Referenzfälle der KWK-Nutzung definiert. Die Wahl der Referenzfälle erfolgte unter der Maßgabe, ein möglichst breites Spektrum der KWK-Nutzung abzubilden. So decken die Referenzfälle eine elektrische Leistung der KWK-Anlagen von einem Kilowatt (Mikro-KWK) bis hin zu 200 Megawatt (zentrale Fernwärmeversorgung) ab.

Fall-Nr.	I	II	III	IV	V	VI	VII
Beschreibung	Einfamilienhaus	Verwaltungsgebäude	Schwimmbad	Nahwärme Neubau	Nahwärme Altbau	Industriebetrieb	Fernwärmeversorgung
Gesamtwärmebedarf [MWh <sub>th</sub> ]	24	444	2.235	4.503	5.416	181.961	1.366.412
<b>Wärmebedarfsdichte</b>							
Wärmebedarfsdichte des Versorgungsgebietes [MWh/ha]	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	350	500	nicht relevant	650
Wärmeverteilungskosten [Euro/MWh <sub>th</sub> ]	-	-	-	21	17	-	14
<b>KWK-Technologie</b>							
	Mikro-KWK (Stirling)	BHKW	BHKW	BHKW	BHKW	GuD	GuD
Elektrische Leistung P <sub>el</sub> [kW]	1,0	30	150	300	400	20.000	200.000
Elektrischer Wirkungsgrad η <sub>el</sub> [-]	14,0%	30,0%	32,0%	34,0%	34,0%	42,5%	46,6%
Thermischer Wirkungsgrad η <sub>th</sub> [-]	83,0%	60,0%	58,0%	56,0%	56,0%	43,5%	40,3%
Spezifische Investition [Euro/kW <sub>el</sub> ]	12.500	1.628	1.375	1.094	1.094	1.066	688
Var. Betriebskosten [Euro/MWh <sub>el</sub> ]	28,0	24,0	21,0	18,0	18,0	5,1	0,7
Volllaststunden KWK Anlage [h/a]	2.217	5.454	6.401	5.560	5.890	6.689	6.224
Kosten Generalüberholung BHKW (nach 40.000 Vollbenutzungsstunden) [€/kW <sub>el</sub> ]	-	327	272	212	212	-	-
Nutzungsdauer BHKW-Anlagen, Vollbenutzungsstunden [h]	-	80.000	80.000	80.000	80.000	-	-
Volllaststunden KWK Anlage [h/a]	2.217	5.454	6.401	5.560	5.890	6.689	6.224
<b>Spitzenlastkessel</b>							
Leistungsanteil Spitzenkessel (inkl. Reserve)	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
Leistung Spitzenkessel [kW <sub>th</sub> ]	10	192	518	1797	1882	36392	345923
Arbeitsanteil Spitzenlastkessel	43%	26%	22%	39%	28%	25%	21%
Wirkungsgrad η <sub>slk</sub> [-]	96%	90%	90%	90%	90%	90%	90%
Spezifische Investition [Euro/kW <sub>th</sub> ]	-	103	90	77	76	51	50
Var. Betriebskosten [Euro/MWh <sub>th</sub> ]	0,0	0,20	0,20	0,13	0,13	0,13	0,13
Fixe Betriebsk. [% der Investition/a]	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0
<b>Sonstige Annahmen</b>							
Betrachtungszeitraum in Jahren	20	20	20	20	20	20	20
Kalkulationszinssatz	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%

Tabelle 7: Rahmenannahmen zu den untersuchten Referenzfällen der KWK-Nutzung

Weiterhin werden sowohl leitungsgebundene (Nah-/Fernwärme) als auch nichtleitungsgebundene Wärmeversorgungsfälle untersucht. Die wesentlichen Annahmen bzgl. der KWK-Anwendungsfälle sind Tabelle 7 zu entnehmen. Die Auslegung der KWK-Anlagen für die verschiedenen Versorgungsfälle erfolgte nach gängiger Praxis anhand der spezifischen Jahresdauerlinien der Anwendungsfälle. In den nachfolgenden Kapiteln werden die einzelnen Annahmen und Datenquellen diskutiert.

Die Ermittlung des gesamtwirtschaftlichen KWK-Potenzials ist auf der Basis von solchen Referenzfällen nicht möglich. Hierbei müsste man eine Häufigkeitsverteilung der Anwendungspotenziale erfassen. Abgesehen davon, dass sich diese im Zeitverlauf ändern, sind einige wenige Referenzfälle nicht repräsentativ für die Heterogenität der zu versorgenden Objekte und eignen sich damit auch nicht für die Beurteilung der Frage, in welchem Umfang KWK-Systeme konkrete Kostenvorteile bzw. Zusatzkosten gegenüber getrennten Systemen aufweisen.

#### 6.4.2 Technisch-ökonomische Annahmen der KWK-Technologien

**Mikro-KWK:** Die Spezifikationen der Mikro-KWK stellen eine „generische Technologie“ dar. Das bedeutet, dass die technischen Spezifikationen der Anlage auf einer Mittelung/Mischung von Angaben der Unternehmen basieren, die derzeit Mikro-KWK-Anlagen auf Stirling-Basis entwickeln und / oder erproben. Die hierbei unterstellten Investitionskosten von 12.500 Euro für das Gesamtsystem inklusive integriertem Spitzenlastkessel basieren auf eigenen Annahmen.

**BHKW:** Die Daten bzgl. der Motor-BHKW basieren auf den „BHKW-Kenndaten 2005“ der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (ASUE 2005). Sowohl die technischen als auch die ökonomischen Parameter entstammen dieser Publikation. Abbildung 11 zeigt die elektrischen Wirkungsgrade von BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von der elektrischen Modulleistung. Für den Brennstoffnutzungsgrad der BHKW-Anlagen wurde jeweils 90% vorausgesetzt.

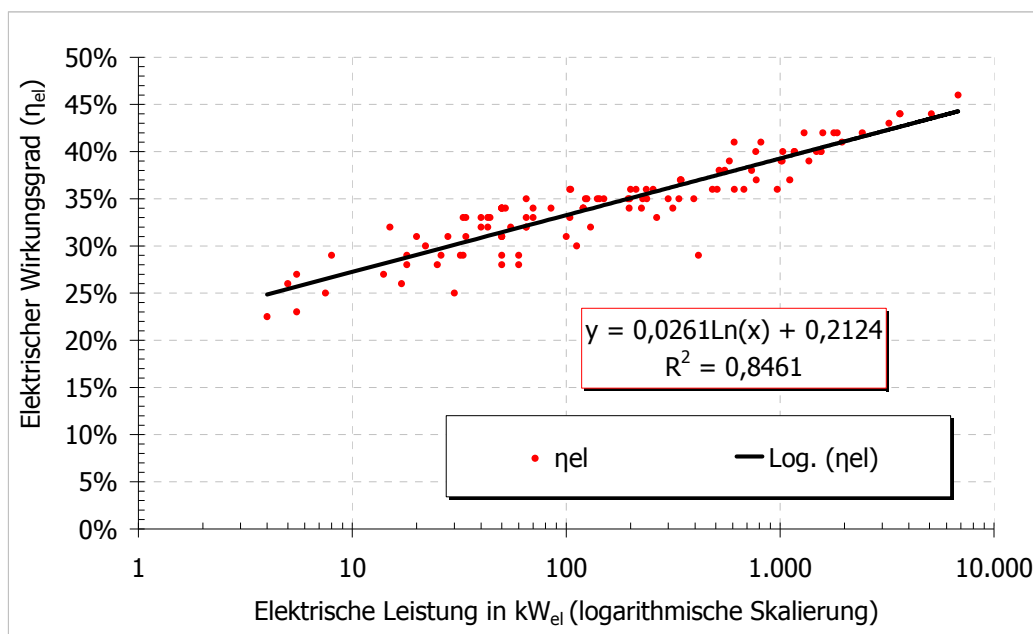


Abbildung 11: Elektrische Wirkungsgrade von BHKW-Anlagen in Abhängigkeit von der elektrischen Leistung (ASUE 2005)



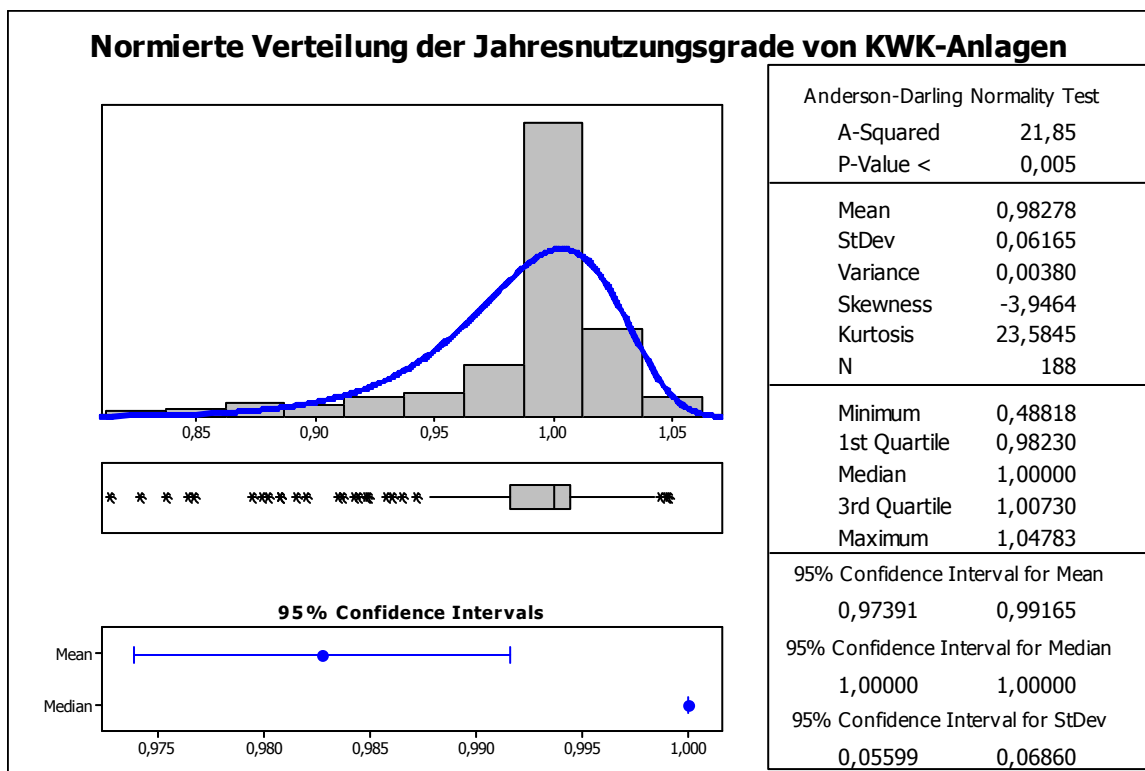
Tabelle 8 sind die für die Berechnungen zugrunde gelegten Näherungsformeln bezüglich der spezifischen Investitions- sowie Instandhaltungskosten und den Kosten einer Generalüberholung von BHKW-Anlagen zu entnehmen. Die Näherungsformel für die spezifischen Investitionskosten wurde um 15% erhöht, um die allgemeine Preissteigerung von Kraftwerkstechnik und –komponenten der letzten Jahre zu berücksichtigen (vgl. (Woldt, Pforte et al. 2007; Kaestle, Wehrmann et al. 2009)). Für die Lebensdauer der BHKW-Anlagen wurden 80.000 Vollbenutzungsstunden (12-15 Jahre) zugrunde gelegt, wobei nach 40.000 Vollbenutzungsstunden eine Generalüberholung erfolgt. Ist die anlagenspezifische Nutzungsdauer der BHKW kleiner als der Betrachtungszeitraum von 20 Jahren wird die Investition wiederholt. Die auf das Basisjahr abgezinsten Investitionskosten bzw. Annuitäten für die Reinvestition werden anteilig, d.h. nach den fehlenden Jahren bis zum Betrachtungszeitraum, der Anfangsinvestition hinzugerechnet.

Beschreibung	Näherungsformel	Einheit
Spezifische Investitionen BHKW	$5000 \times p_{el}^{-0,33}$	[€/kW <sub>el</sub> ]

**Tabelle 8: Näherungsformeln für die Modellierung der ökonomischen Charakteristika von BHKW-Anlagen (ASUE 2005)**

**GuD-KWK:** Die technischen Spezifikationen der betrachteten GuD-Anlagen basieren auf den Annahmen einer Studie (Eikmeier, Gabriel et al. 2006), die im Rahmen der Umsetzung der europäischen KWK-Richtlinie entstand. Die spezifischen Investitionskosten basieren ebenfalls auf diesen Untersuchungen, wurden jedoch den aktuellen Entwicklungen am Kraftwerkmarkt angepasst. So berichtet (ESMAP 2008) von einem 30-prozentigen Preisanstieg für GuD-Anlagen aller Anlagengrößen im Zeitraum von 2003 bis 2008 (ESMAP 2008). Entsprechend wurden die Annahmen von (Eikmeier, Gabriel et al. 2006) hier angepasst.

Zur Modellierung der KWK-Anlagen im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation wurde, basierend auf Daten der Stadt Frankfurt a.M. (FFM BHKW 2009), eine Verteilung der Jahresnutzungsgrade von KWK-Anlagen ermittelt (Abbildung 12). Die Verteilung der Jahresnutzungsgrade wurde normiert, d.h. die Verteilung zeigt die Abweichung der Jahresnutzungsgrade von den Nennnutzungsgraden nach Herstellerangaben. Für alle KWK-Anlagen wurde die normierte Verteilung im Rahmen der Simulationen unterstellt. Die Jahresnutzungsgrade ergeben sich durch Multiplikation der Nennnutzungsgrade der einzelnen KWK-Technologien mit der normierten Verteilung.



**Abbildung 12: Normierte Verteilung der Jahresnutzungsgrade von KWK-Anlagen**

**Spitzenlastkessel:** Die Investitionskosten sowie die technischen Daten der Spitzenlastkessel basieren auf den Annahmen von (Eikmeier, Gabriel et al. 2006). Aus den in dieser Studie angegebenen Daten bezüglich der spezifischen Investitionskosten von Spitzenlastkesseln wurde eine Funktion abgeleitet, die als Grundlage für die Abschätzung der Kosten in der vorliegenden Studie diente (siehe Abbildung 13).

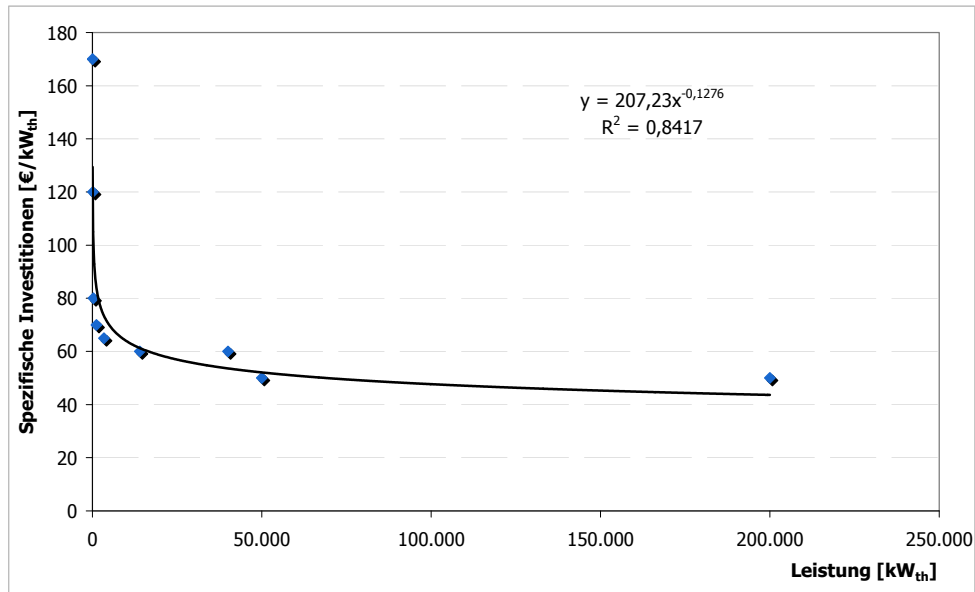


Abbildung 13: Spezifische Investitionskosten von Spitzenlastkesseln (Eikmeier, Gabriel et al. 2006)

### 6.4.3 Wärmeverteilungskosten

Die Wirtschaftlichkeit einer Fern-/Nahwärmeversorgung ist zu wesentlichen Teilen abhängig von den Kosten des Wärmenetzes. Die Netzkosten wiederum werden entscheidend bestimmt durch die flächenbezogene Wärmebedarfsdichte, d.h. dem Jahreswärmebedarf der Gebäude innerhalb eines Versorgungsgebietes dividiert durch die Gebietsfläche. Je höher die Wärmebedarfsdichte, desto geringer sind die spezifischen Wärmeverteilungskosten. Diese Zusammenhänge zwischen Wärmebedarfsdichte und Kosten der Wärmeverteilung werden üblicherweise über sogenannte Siedlungstypen dargestellt.

Daten zu den Siedlungstypen	ST1	ST2	ST3	ST4	ST5	ST6	ST7	ST8	ST9	ST Neu
Geometrische Merkmale										
Gebäudedichte [Geb./km <sup>2</sup> ]	138	1143	1089	1813	689	536	1004	1506	3252	1100
Unterverteilnetzlänge [m/Geb.]	81	15	14	6	13	13	17	14	6	15
Hausanschlusslänge [m/Geb.]	0	8	6	8	10	15	10	8	6	7
mittlerer Netzdurchmesser [mm]	43	59	58	62	68	76	74	71	79	59
Gebäudetypen und Wohnflächen										
<b>Gebäudetyp</b>	<b>EFH</b>	<b>EFH</b>	<b>EFH</b>	<b>RDH</b>	<b>K/GMH</b>	<b>GMH</b>	<b>GMH</b>	<b>GMH</b>	<b>GMH</b>	<b>KMH</b>
mittlere Gebäudewohnfläche [m <sup>2</sup> ]	130	130	130	115	485	680	680	680	290	130
Betriebsmerkmale Wärmebedarf										
Wärmehöchstlast [MW]	0,2	2,47	2,7	0,2	0,39	0,41	1,82	4,44	3,16	
Vollbenutzungstunden [h/a]	1616	1557	1538	1370	1539	1628	1641	1420	1329	1200
Gleichzeitigkeitsfaktor [1]	0,78	0,74	0,74	0,63	0,63	0,63	0,68	0,6	0,6	0,74
durchschn. Anschlußwert je Gebäude (kW)	16,7	18,0	16,9	12,0	22,3	74,0	37,7	74,7	22,1	15,1

Tabelle 9: Kenndaten der Siedlungstypen in Deutschland nach (AGFW 2004b)

Tabelle 9 zeigt Kenndaten unterschiedlicher Siedlungstypen, entnommen aus der AGFW-Studie „Pluralistische Wärmeversorgung“. Basierend auf den Daten von Tabelle 9 können die

Wärmeverteilungskosten für die einzelnen Siedlungstypen bestimmt werden. Abbildung 14 zeigt die resultierenden Wärmeverteilungskosten, wobei neben den Berechnungen dieser Studie die Ergebnisse anderer Studien mit aufgeführt sind. Der Abbildung zufolge besteht bei zunehmender Wärmedichte eine deutliche Degression der Wärmeverteilungskosten. Es gibt jedoch pessimistische und optimistische Schätzungen.

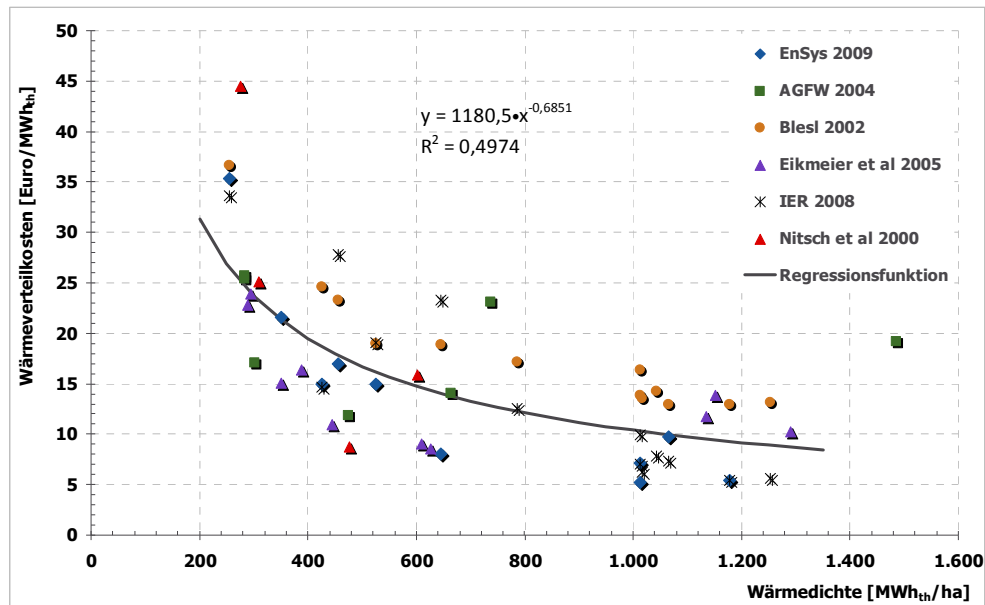


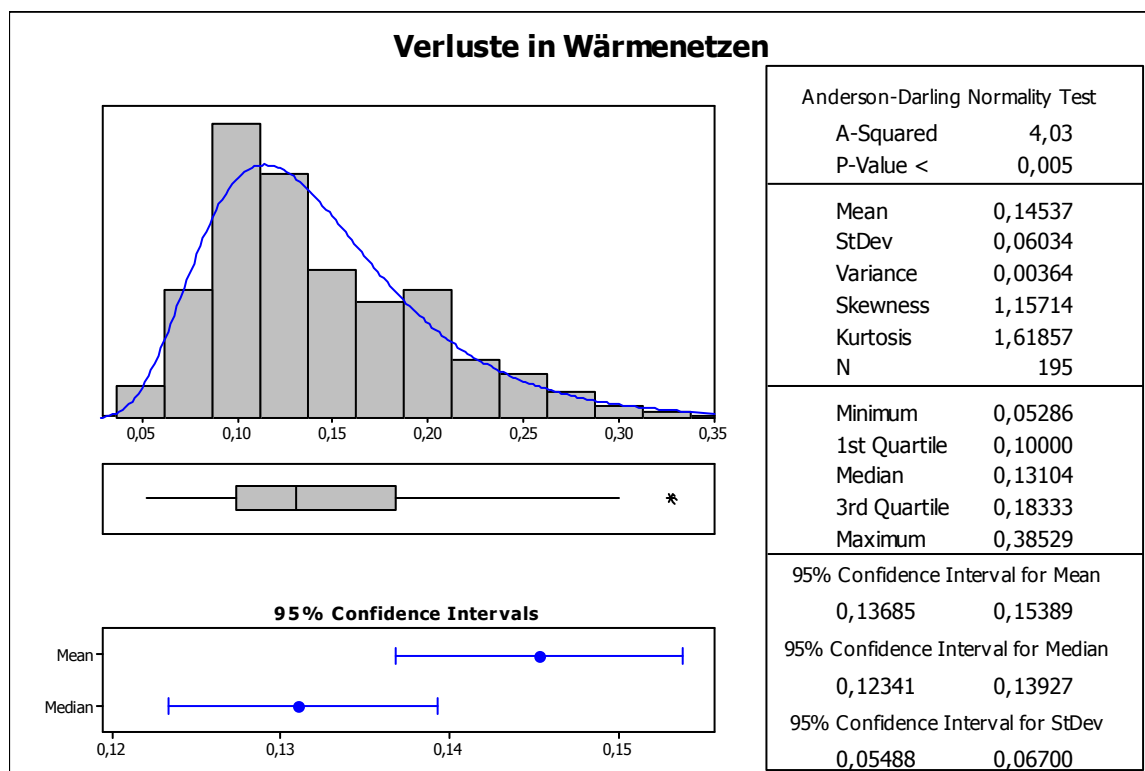
Abbildung 14: Wärmeverteilungskosten in Abhängigkeit von der Wärmedichte eines Versorgungsgebietes

Die Variation der Wärmeverteilungskosten ergibt sich aus unterschiedlichen Annahmen der jeweiligen Studien unter anderem zum Fernwärme-Anschlussgrad im Versorgungsgebiet, zu den betrachteten Siedlungstypen sowie durch zusätzlich berücksichtigte Kostenaspekte (z.B. Kosten für den Wärmevertrieb).

Um sich nicht auf Extremwerte festzulegen, wurde die in Abbildung 14 ermittelte Regressionsfunktion zur Bestimmung der Wärmeverteilungskosten in den untersuchten Referenzfällen zugrunde gelegt. Diese Regressionsfunktion wurde mit den Daten aus allen zitierten Studien kalibriert.

#### 6.4.4 Verluste in Wärme- und Stromnetzen

Für die Höhe der Wärmeverluste stehen empirische Daten aus dem AGFW-Hauptbericht (AGFW 2007) zur Verfügung. Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Wärmeverluste der AGFW-Unternehmen für das Jahr 2006. In Übereinstimmung mit der Methodik der AGFW wurden aus Plausibilitätsgründen nur die Angaben von Unternehmen berücksichtigt, die Netzverluste von mehr als 5 % ausweisen.



**Abbildung 15: Verluste in Fernwärmenetzen der AGFW Unternehmen im Jahr 2006 (AGFW 2007)**

Für die Verluste im Stromnetz wurden die Monatsberichte des Statistischen Bundesamtes über die Elektrizitätsversorgung (StaBu 2009b) der Jahre 2003 bis 2008 zugrunde gelegt. Abbildung 16 zeigt die Verteilung der Netzverluste nach diesen Daten.

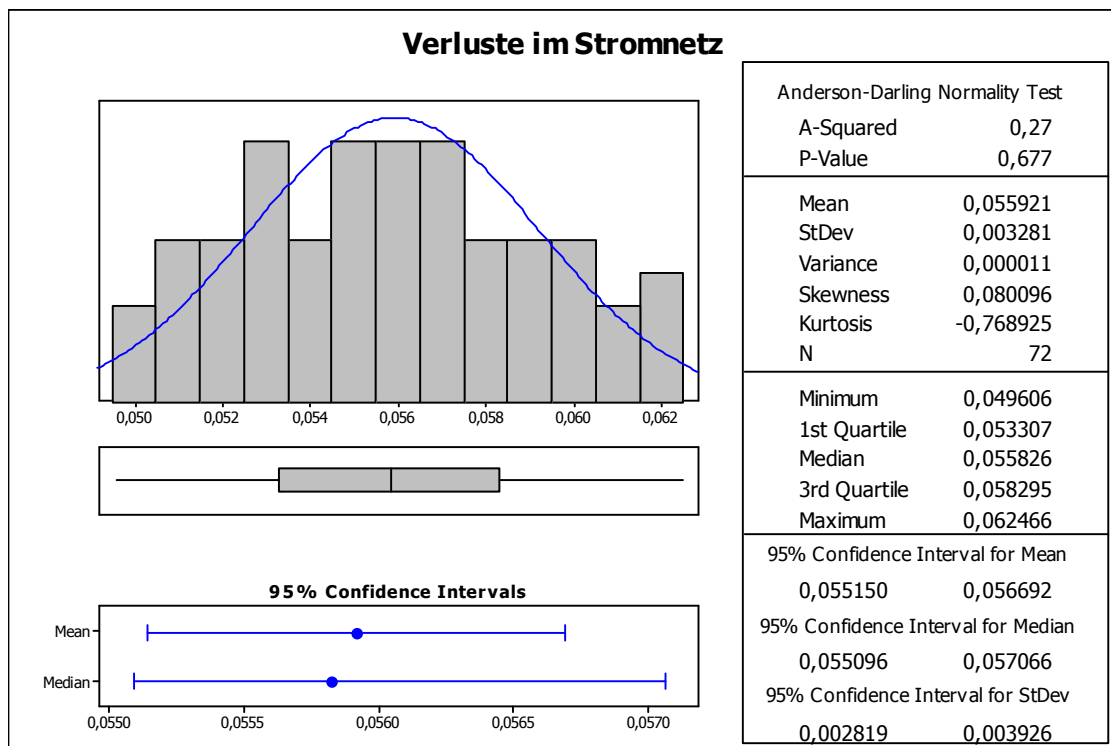


Abbildung 16: Verteilung der Verluste im Stromnetz 2003 bis 2008 (StaBu 2009b)

### 6.4.5 Brennstoffpreise

Die Brennstoffpreise fließen in die vorliegenden Berechnungen ohne die Berücksichtigung von Steuern und Abgaben ein (volkswirtschaftliche Betrachtungsweise). Für die Entwicklung der Erdgaspreise werden gleichverteilte, jährliche Preissteigerungsraten in einer Bandbreite von 1,5% bis 4% für den Zeitraum 2010 bis 2030 unterstellt. Weiterhin werden für die unterschiedlichen Anwendungsfälle verbrauchsabhängige (Misch-) Preise unterstellt. Tabelle 10 zeigt die aus diesen Annahmen resultierenden minimalen und maximalen Erdgaspreise im Jahr 2030, sowie den Ausgangspreis im Jahr 2010 für die untersuchten Referenzfälle der KWK-Nutzung.

Fall-Nr.	Beschreibung	Einheit	2010	2030 (Min)	2030 (Max)
I	Einfamilienhaus	[Euro/MWh] (Hu)	46	62	100
II	Verwaltungsgebäude		40	54	88
III	Hallenbad		37	50	81
IV	Nahwärme-Neubaugebiet		36	48	79
V	Nahwärme-Altbauviertel		36	48	78
VI	Industriebetrieb		29	39	63
VII	Fernwärmeversorgung		25	34	55

Tabelle 10: Erdgaspreisszenario (Netto-Preise ohne Steuern) 2010 und 2030

#### 6.4.6 Wärme- und Stromgutschriften

Zur Ermittlung der Wärmegutschriften für KWK-Anlagen werden in der vorliegenden Untersuchung Vollkosten des unterstellten Alternativsystems angesetzt. Für Referenzfälle der objektversorgenden KWK-Anlagen (z.B. Mikro-KWK) ergibt sich die Wärmegutschrift direkt aus den technisch-ökonomischen Anlagendaten des unterstellten Alternativsystems. Für die leitungsgebundene Wärmeversorgung hingegen müssen die Kosten des Alternativsystems noch um die Kosten der Fernwärmeübergabestationen korrigiert werden, da diese in den Erzeugungs- und Wärmeverteilungskosten noch nicht reflektiert sind. Tabelle 11 enthält ein Berechnungsbeispiel, wobei Spalte (a) für den Fall ohne Wärmenetz gültig ist und Spalte (b) für den Fall mit Wärmenetz.

		(a) Brennwertkessel Ergdass	(b) $\Delta$ Fernwärmestation
	Einheit	EFH	EFH
Therm. Leistung	[kW <sub>th</sub> ]	12	12
Jahresverbrauch	[kWh <sub>th</sub> ]	24.000	24.000
Fixe Betriebskosten	[€/kW·a]	20	20
Gutschrift Fixe Betriebskosten	[€/kW·a]	0	-10
Jahresnormnutzungsgrad	[%]	96	96
Spez. Investitionen	[€/kW <sub>th</sub> ]	669	669
Gutschrift Spez. Investitionen FW Station	[€/kW <sub>th</sub> ]	0	-448
Investitionen	[€]	8.028	2.650
Zinssatz	[-]	6%	6%
Lebensdauer	[a]	20	20
annuisierte Investitionskosten	[€*a]	700	231
Brennstoffpreis	[€/kWh]	0,059	0,059
Brennstoffkosten	[€]	1.474	1.474
Gesamtjahreskosten	[€]	2.419	1.832
<b>Wärmegestehungskosten</b>	<b>€/MWh</b>	<b>101</b>	<b>76</b>

Tabelle 11: Berechnungsbeispiel des anlegbaren Wärmepreises

Für die Versorgungsgebiete wurde entsprechend der angenommenen Siedlungsstruktur ein gewichteter Preis ermittelt. Weiterhin ist zu beachten, dass sich die Bandbreite des Brennstoffpreisszenarios auch in den anlegbaren Wärmepreisen widerspiegelt. Tabelle 12 zeigt das Minimum und das Maximum der anlegbaren Wärmepreise, wobei es sich hier um den finanzmathematischen Durchschnitt für die Periode 2010 bis 2030 handelt.

Fall-Nr.	Beschreibung	Einheit	Minimum	Maximum
I	Einfamilienhaus	[Euro/MWh]	92	105
II	Verwaltungsgebäude		52	64
III	Hallenbad		45	55
IV	Nahwärme-Neubau		68	81
V	Nahwärme-Altbau		68	81
VI	Industriebetrieb		34	43
VII	Fernwärmeversorgung		50	61

**Tabelle 12: Minimal und maximal anlegbare Wärmepreise der KWK-Referenzfälle (finanzmathematischer Durchschnitt)**

Für den Vergleich mit der getrennten Erzeugung von Strom in GuD-Kraftwerken basieren die Stromgutschriften für KWK-Anlagen auf den spezifischen Vollkosten der Stromgestehung in GuD-Kraftwerken mit 4.500 jährlichen Volllaststunden (Tabelle 13). Für den Vergleich mit dem Strommix wird pauschal unterstellt, dass die Stromgutschriften 15% unter denen von GuD-Kraftwerken liegen.

Einheit	Minimum	Maximum
[Euro/MWh <sub>el</sub> ]	58	75

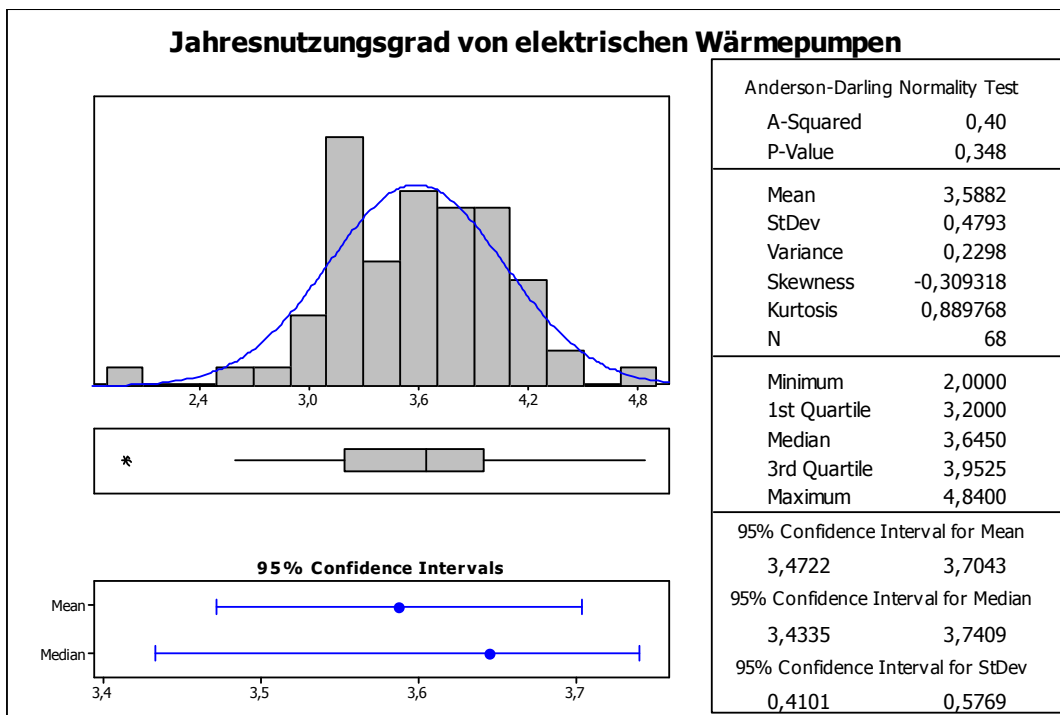
**Tabelle 13: Minimale und maximale Stromgutschriften (Finanzmathematischer Durchschnitt)**

Für die Referenzfälle I bis VI werden die Stromgutschriften um vermiedene Leistungsverluste im Stromnetz (siehe Abbildung 16) korrigiert. Vermiedene Netznutzungsentgelte werden hingegen nicht berücksichtigt. Netzkosten werden von Fixkostenanteilen dominiert und sind somit unabhängig von Mengendurchsätzen.



### 6.4.7 Referenztechnologien zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom

Für die Jahresnutzungsgrade von Brennwertkesseln und elektrischen Wärmepumpen konnte auf Datensätze zurückgegriffen werden, die im Rahmen von umfangreichen Feldtests in Deutschland erhoben wurden. Abbildung 9 zeigt die Verteilung für Erdgas-Brennwertkessel, Abbildung 17 ist die Verteilung für erdgekoppelte Wärmepumpen zu entnehmen.



**Abbildung 17: Verteilung der Nutzungsgrade von erdgekoppelten Elektrowärmepumpen nach der Untersuchung von (Heidelck and Laue 1999; Auer and Schote 2008)**

Für Elektrowärmepumpen ist anzumerken, dass nur vereinzelte Hersteller Wärmepumpen im Leistungsbereich von mehr als 1,5 MW<sub>th</sub> anbieten und dass nach derzeitigem Stand der Technik ein maximales Temperaturniveau von ca. 65°C bis 75°C mit kommerziell verfügbaren Wärmepumpen erreicht werden kann (Lambauer, Fahl et al. 2008). Weiterhin ist der Jahresnutzungsgrad von Wärmepumpen bzw. die Jahresarbeitszahl stark abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle (z.B. Erdreich) und Netzvorlauftemperatur des Heizkreislaufes. Je größer diese Temperaturdifferenzen, desto geringer sind die Jahresarbeitszahlen. Somit ist vor allem der spätere Vergleich des Referenzfalls Industrie unter den genannten Einschränkungen zu interpretieren<sup>6</sup>. Für den Einsatz erdgekoppelter Wärmepumpen in unsanierten Altbauten konnte im Rahmen eines noch

<sup>6</sup> Nach Angaben von (Lambauer, Fahl et al. 2008) beläuft sich das industrielle Potenzial von Niedertemperaturwärme unter 70°C auf 231 PJ/a, was ca. 17% des Nutzwärmebedarfs der deutschen Industrie im Jahr 2006 entspricht.

laufenden Feldtests nachgewiesen werden, dass mittlere Arbeitszahlen von 3,3 erreicht werden (Russ, Miara et al. 2008). Weiterhin besteht zukünftig sowohl bezüglich der erreichbaren Temperaturniveaus als auch bzgl. der Jahresnutzungsgrade noch technisches Verbesserungspotenzial.

Für die Jahresnutzungsgrade von GuD-Anlagen, standen keine umfassenden Datensätze aus Feldtests in Deutschland zu Verfügung. Deshalb wurde die Verteilungsfunktion der Jahresnutzungsgrade in Anlehnung an (VGB 2004; DEHSt 2005) aus Literaturdaten bzgl. der elektrischen Wirkungsgrade von GuD-Anlagen mit einer elektrischen Leistung größer 200MW (GTW 2006) abgeleitet. Die aus diesen Daten und Annahmen resultierende Verteilung ist Abbildung 18 zu entnehmen.

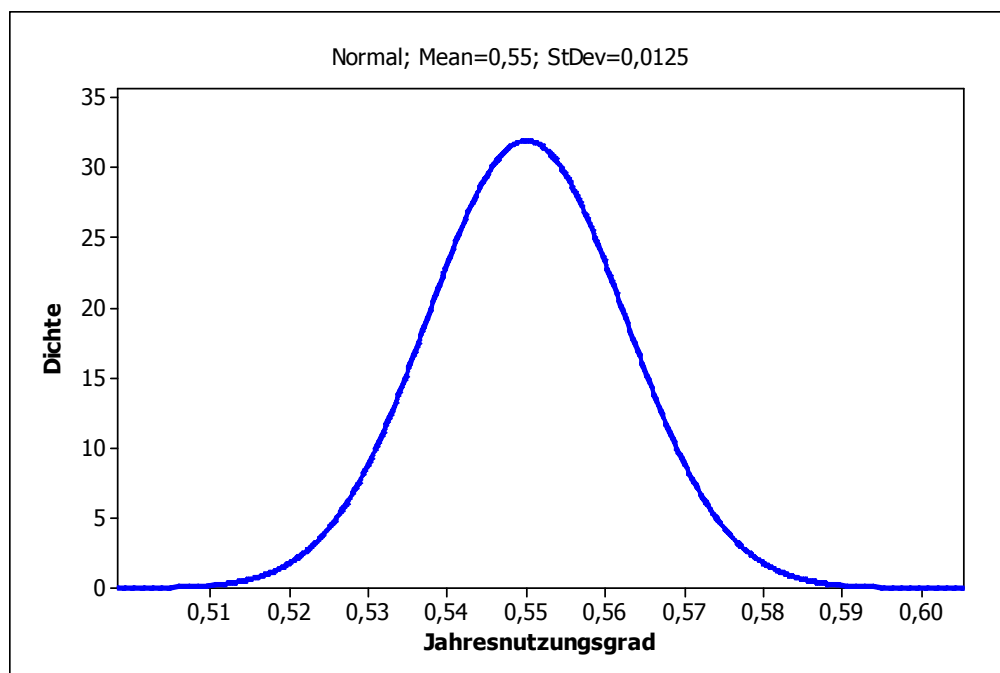


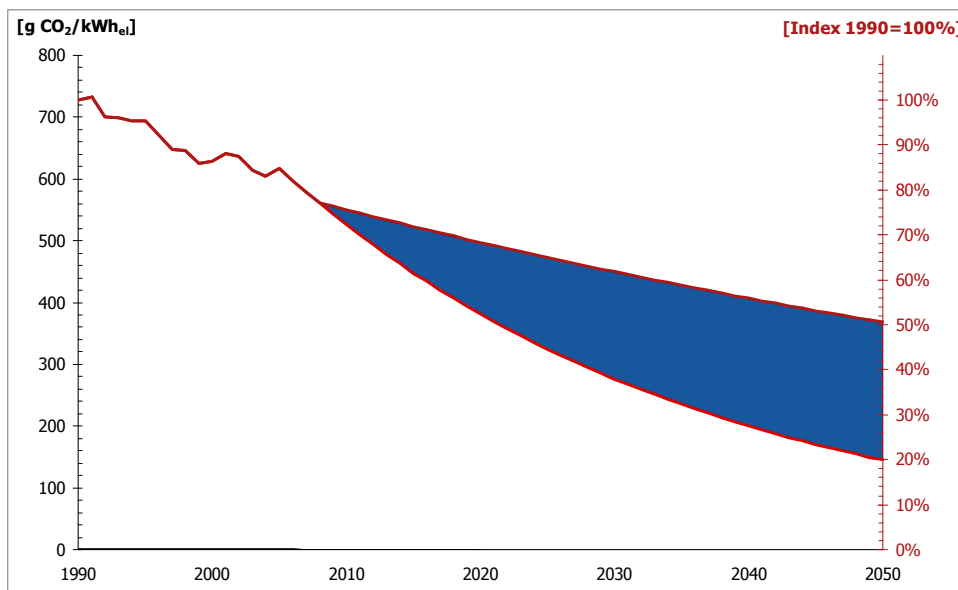
Abbildung 18: Verteilung der Jahresnutzungsgrade von GuD Kraftwerken (größer 200 MW<sub>el</sub>)

Für die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strom- und Wärmemixes in Deutschland werden für die Berechnungen folgende Werte zugrunde gelegt:

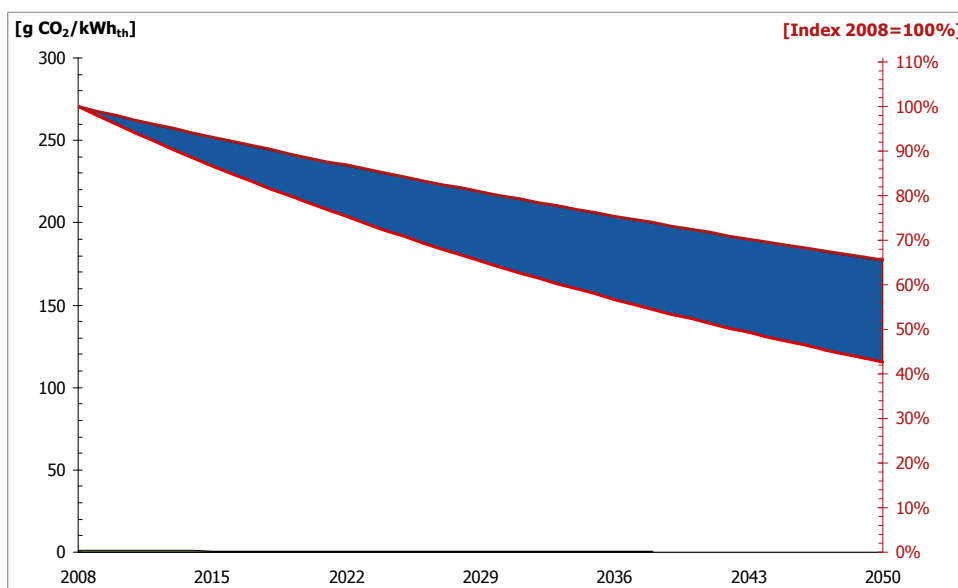
CO <sub>2</sub> [g/kWh]	
Strommix Deutschland	600
Wärmemix Deutschland	270

**Tabelle 14: Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix (UBA 2009) und Wärmemix (Blesl, Fahl et al. 2005)**

Weiterhin wird in einer dynamischen Variantenrechnung ein Szenario der zukünftigen CO<sub>2</sub> Intensität des Strom- und Wärmemix erstellt. Auch hier wird nicht nur ein einziger Reduktionspfad untersucht, sondern eine Bandbreite möglicher Reduktionsszenarien (vgl. Abbildung 19 und Abbildung 20).



**Abbildung 19: Szenarien des zukünftigen, spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionskoeffizienten des Strommixes in Deutschland**



**Abbildung 20: Szenarien des zukünftigen, spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionskoeffizienten des Wärmemixes in Deutschland**

## 6.5 Ergebnisse der Modellrechnung: CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale

Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse in sogenannten Boxplots dargestellt. Boxplots sind grafische Darstellungen, welche die wichtigsten Verteilungsmerkmale einer Variablen abbilden: Median, Mittelwert, 25% und 75% Perzentile, 5% Perzentile und 95% Perzentile (vgl. Abbildung 21). Die Box entspricht dem Bereich, in dem die mittleren 50% der Daten liegen, sie wird demnach durch 25% und 75% Perzentile eingegrenzt. Innerhalb der 5% und 95% Perzentile befinden sich 90% der berechneten Werte. Mittelwert und Median geben Auskunft darüber, inwiefern die Verteilung symmetrisch ist.

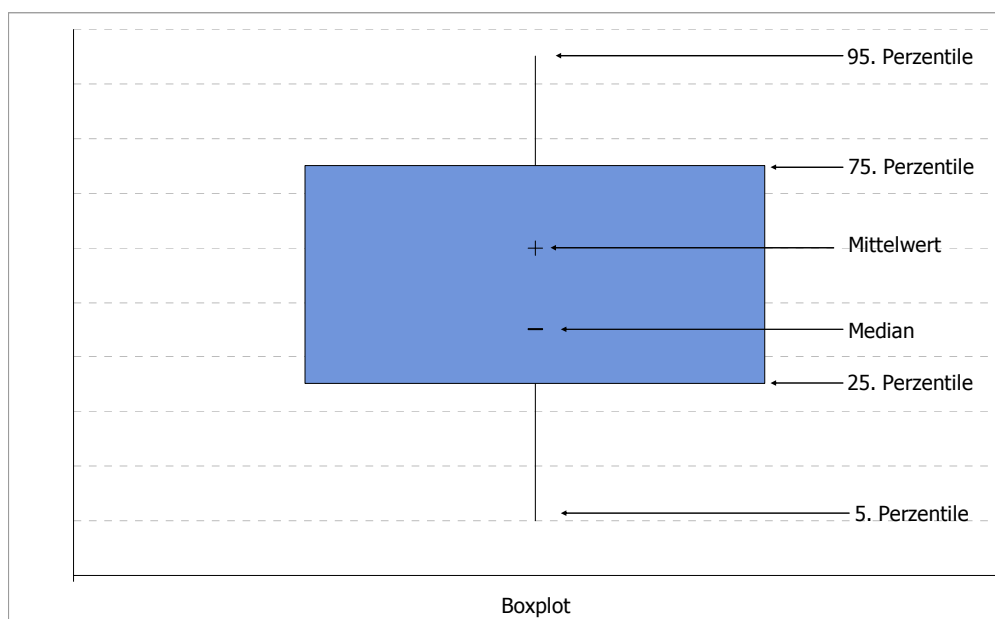


Abbildung 21: Schematische Darstellung eines Boxplots

Abbildung 22 zeigt die Ergebnisse der CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale für die 7 Anwendungsfälle der KWK-Nutzung in Referenz zur getrennten Erzeugung von Strom in GuD-Kraftwerken und der getrennten Erzeugung von Wärme in Erdgas-Brennwertkesseln. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass 3 der 7 Referenzfälle mittlere Einsparpotenziale von weniger als 10% aufweisen. Diese Referenzfälle sind: Mikro-KWK (I), Nahwärme im Neubau (IV) und Nahwärme im Altbau (V).

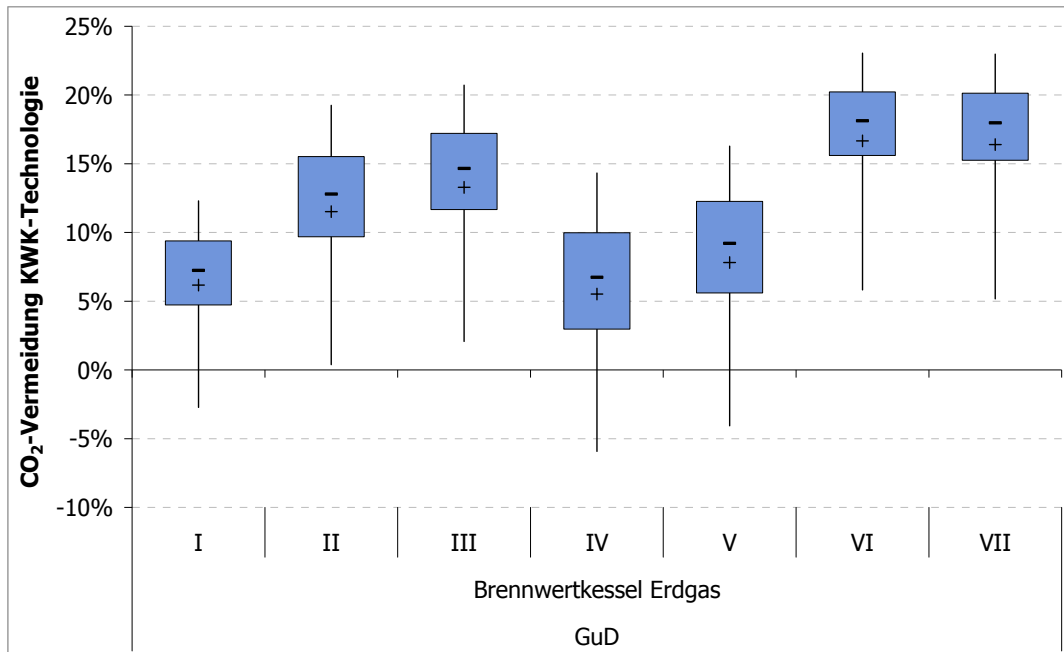
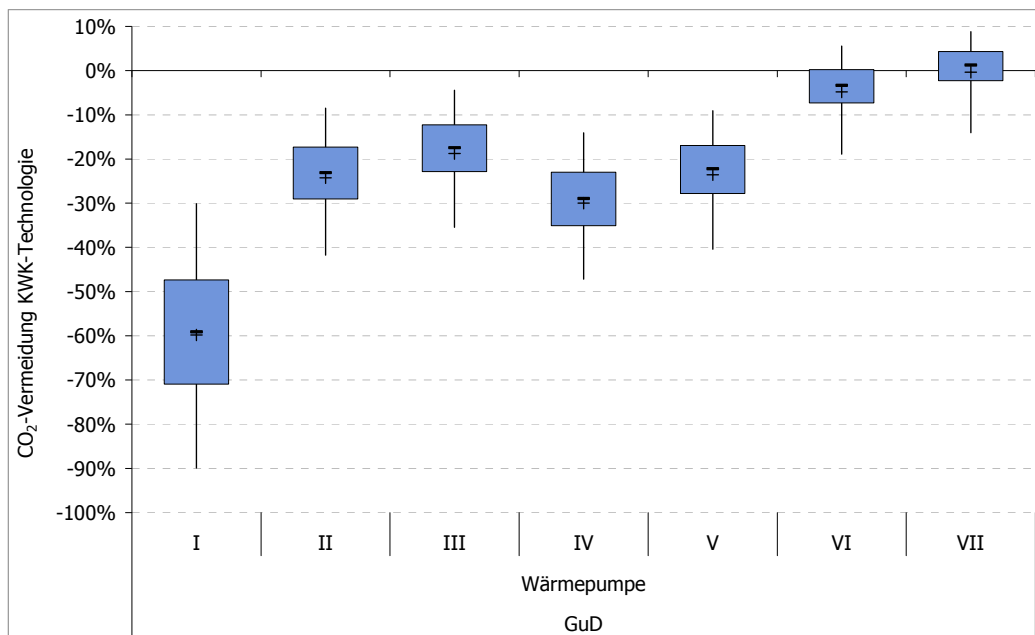


Abbildung 22: CO<sub>2</sub>-Einsparungen der KWK-Referenzfälle verglichen mit einer GuD-Anlage und Erdgas-Brennwertkesseln

Für den Fall Mikro-KWK liegt das geringe Einsparpotenzial in dem niedrigen elektrischen Wirkungsgrad begründet. Für die Referenzfälle der Nahwärmeversorgung sind die Leistungsverluste im Wärmenetz wesentlich verantwortlich für das geringe Einsparpotenzial. Die übrigen Referenzfälle haben ein Einsparpotenzial von mehr als 10%. Die größten spezifischen Einsparpotenziale ergeben sich bei den GuD-basierten KWK-Systemen der Fernwärmeversorgung (VII) sowie der Industrie (VI) mit jeweils etwa 17% .

Abbildung 23 ist der Vergleich der KWK-Systeme zur getrennten Erzeugung Strom und Wärme in GuD-Kraftwerken und in elektrischen Wärmepumpen zu entnehmen (vgl. hierzu die Ausführungen in 6.4.7). Für die Fernwärmeversorgung (VII) und die Industrie (VI) ergeben sich keine bzw. negative Einsparungen im einstelligen Bereich, für alle übrigen Vergleiche liegen die negativen Einsparungen im zweistelligen Bereich.



**Abbildung 23: CO<sub>2</sub>-Einsparungen der KWK Referenzfälle verglichen mit einer GuD-Anlage und elektrischen Wärmepumpen**

Abbildung 24 zeigt den Vergleich von KWK mit der getrennten Erzeugung im Strommix und verschiedenen Referenzsystemen zur Wärmebereitstellung. Auch hierbei ist zu beachten, dass nicht der reine KWK-Effekt für die Einsparungen verantwortlich ist, sondern eine Vermischung von Brennstoffeffekt und Technologieeffekt. D.h. im deutschen Strommix werden zum einen unterschiedliche Energieträger eingesetzt und zum anderen besteht der Strommix aus einer Mischung aus alten und neuen Technologien. In diesem Systemvergleich erweisen sich die Einsparungen aller Referenzsystemkombinationen mit einer Ausnahme als robust positiv im zweistelligen Prozentbereich. Nur im Falle der Mikro-KWK im Vergleich zur Wärmepumpe und dem Strommix ergeben sich mittlere Einsparungen im einstelligen negativen Bereich. Für alle übrigen Vergleiche liegt die Einsparung oberhalb der 10% Marke. Wie der Grafik zu entnehmen ist, erzielt die GuD-basierte Fernwärmeversorgung (Fall VII) in allen Systemvergleichen die höchsten Einsparungen. Die niedrigsten Einsparpotenziale über alle Vergleiche hinweg haben die Systeme der Nahwärmeversorgung im Alt- und Neubau sowie die Mikro-KWK, dennoch liegen alle diese Einsparungen auf einem hohen Niveau.

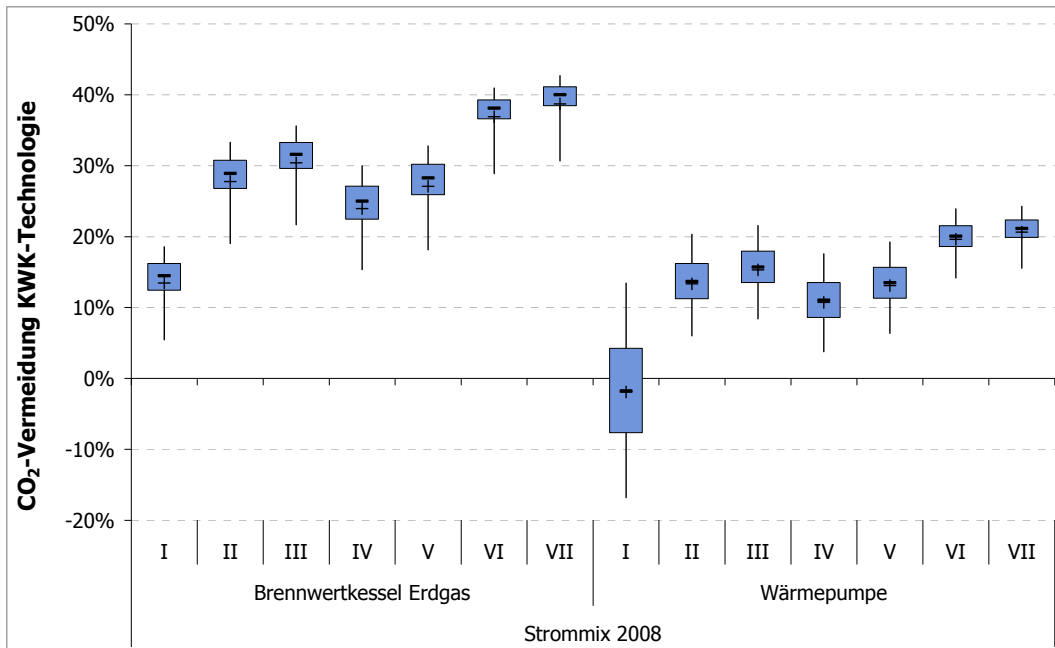


Abbildung 24: CO<sub>2</sub>-Einsparungen der KWK-Referenzfälle verglichen mit dem Strommix und verschiedenen Referenzfällen der Wärmeerzeugung

Abbildung 25 zeigt abschließend eine dynamische Betrachtung des Referenzfalls Fernwärmeversorgung (Fall VII), der in allen Vergleichen sowohl bezüglich der Vermeidungskosten als auch bezüglich der CO<sub>2</sub>-Verminderung die besten Ergebnisse erzielte. Die Fernwärmeversorgung wird verglichen mit dem Strom- und Wärmemix bis zum Jahre 2050. Für die CO<sub>2</sub>-Intensitäten des Strom- und Wärmemixes wurde ein stochastisches Szenario der zukünftigen, spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren hinterlegt. Es ist zu erkennen, dass mit Beginn der 2030er Jahre der klimapolitische Vorteil der KWK selbst im besten Fall (GuD) allmählich verschwindet. Im Falle des betrachteten Referenzfalls der Mikro-KWK ist dies bereits in den 2020ern der Fall (vgl. Abbildung 26).

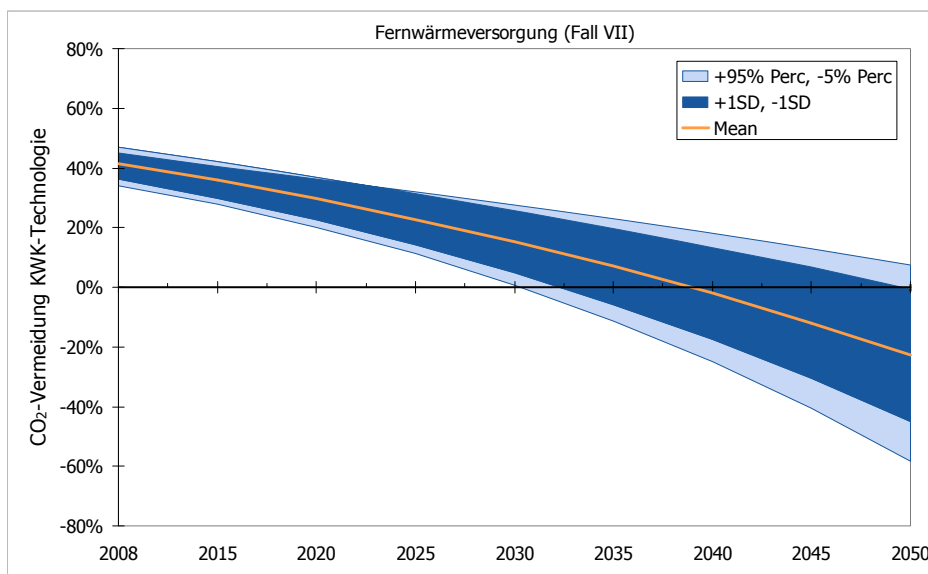


Abbildung 25: Dynamische Entwicklung des Einsparpotenzials des Referenzfalls Fernwärmeversorgung

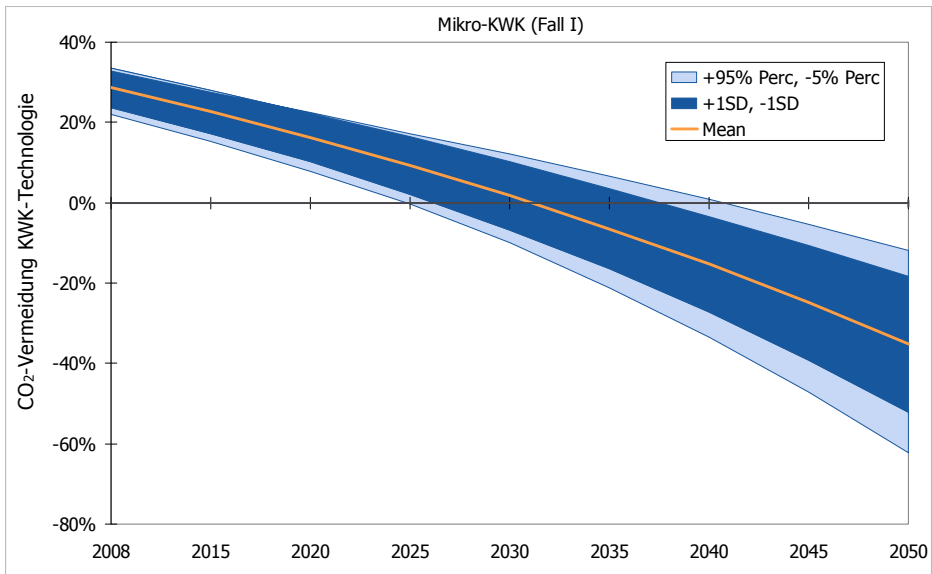


Abbildung 26: Dynamische Entwicklung des Einsparpotenzials des Referenzfalls Mikro-KWK



## 6.6 Ergebnisse der Modellrechnung: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten

Abbildung 27 sind die resultierenden CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zu entnehmen, die entstehen, wenn man die verschiedenen KWK-Versorgungsfälle mit der getrennten Erzeugung von Wärme in Erdgas-Brennwertkesseln und Strom in GuD-Kraftwerken vergleicht. Die Streuung der ermittelten Vermeidungskosten ist enorm. So liegt z.B. das 5% Perzentile des Referenzfalls der Nahwärmeversorgung im Neubau (Fall IV) bei 245 €/t CO<sub>2</sub>, das 95% Perzentile hingegen bei rund 1.756 €/t CO<sub>2</sub>.

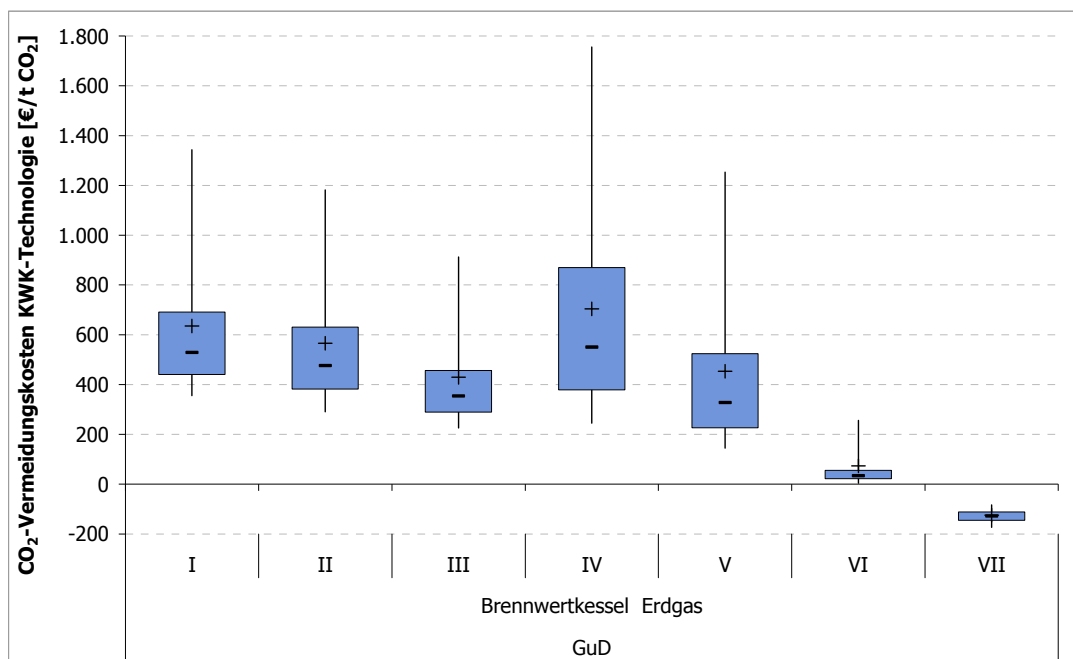


Abbildung 27: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der KWK-Systeme im Vergleich mit der Stromerzeugung in GuD-Kraftwerken und der Wärmebereitstellung in Erdgas-Brennwertkesseln

Mit Ausnahme der Referenzfälle Industrie und Fernwärmeversorgung (Fall VI und VII) bewegen sich alle mittleren Vermeidungskosten oberhalb von 400 €/t CO<sub>2</sub>. Für den Fall der Industrie ergeben sich mittlere Vermeidungskosten von 74€/t CO<sub>2</sub>, im Referenzfall der GuD-basierten Fernwärme sind es sogar negative Vermeidungskosten in Höhe von -128 €/t CO<sub>2</sub>. Die höchsten, mittleren Vermeidungskosten ergeben sich bei der Nahwärmeversorgung im Neubau (Fall IV) mit mehr als 700 €/t CO<sub>2</sub>.

Im Vergleich zur getrennten Erzeugung mit dem Strom- und Wärmemix 2008 ergeben sich zwar substantiell niedrigere Vermeidungskosten, dennoch liegen die mittleren Vermeidungskosten der Referenzfälle I-V über 100 €/t CO<sub>2</sub> (Abbildung 28). Für die Referenzfälle Industrie und Fernwärmeversorgung ergeben sich hingegen mittlere Vermeidungskosten von 40 €/tCO<sub>2</sub> bzw. -5 €/tCO<sub>2</sub>.

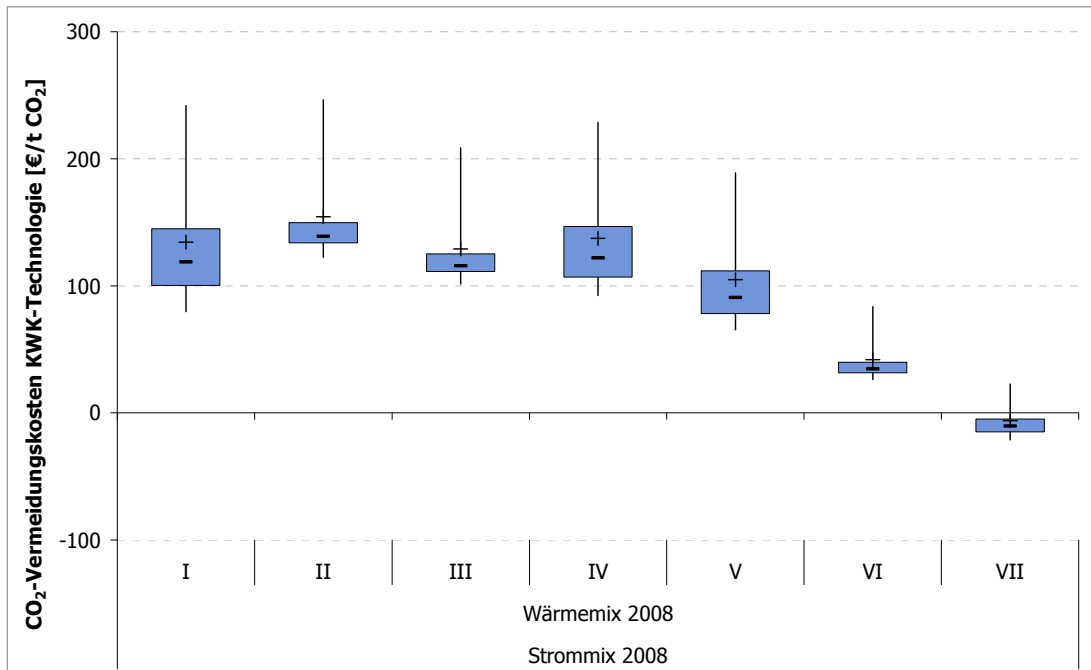


Abbildung 28: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der KWK-Systeme im Vergleich mit dem Stromerzeugung- und Wärmebereitstellungsmix des Jahres 2008

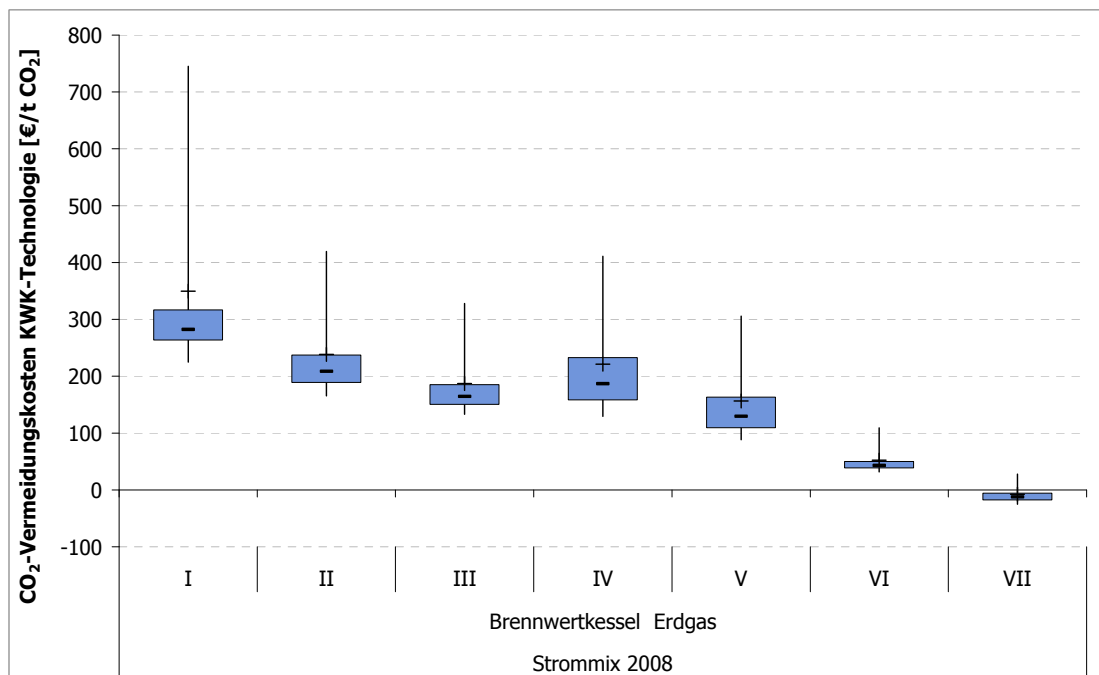


Abbildung 29: CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der KWK-Systeme im Vergleich zum deutschen Strommix 2008 und der Wärmebereitstellung in Erdgas-Brennwärmeanlagen

Schließlich zeigt Abbildung 29 die resultierenden Vermeidungskosten bei einem Vergleich der KWK-Systeme mit dem Strommix 2008 und der Wärmeerzeugung in Erdgas-Brennwärmeanlagen. Auch

in diesem Vergleich ergeben sich für die KWK-Systeme I bis V hohe mittlere Vermeidungskosten im Bereich oberhalb von 150 €/t CO<sub>2</sub>. Für die Referenzfälle Industrie und Fernwärmeversorgung ergeben sich hingegen mittlere Vermeidungskosten von 43 €/t CO<sub>2</sub> bzw. -7 €/t CO<sub>2</sub>.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Referenzsysteme der KWK-Nutzung I bis V, d.h. Mikro-KWK (I), Objektversorgung (Verwaltungsgebäude II u. Schwimmbad III) und die Nahwärmeversorgung im Alt- bzw. Neubau (IV und V) in allen betrachteten Referenzsystemkombinationen mittlere Vermeidungskosten von mehr als 100 €/t CO<sub>2</sub> aufweisen. Die minimalen mittleren Vermeidungskosten dieser Gruppe von betrachteten Referenzfällen liegt bei 105 €/t CO<sub>2</sub>, das Maximum bei über 700 €/t CO<sub>2</sub>. Die mittleren Vermeidungskosten des Referenzfalls Industrie liegen hingegen zwischen 40 und 75 €/t CO<sub>2</sub>. Die weitaus günstigsten, mittleren Vermeidungskosten ergeben sich für den Referenzfall der Fernwärmeversorgung mit minimal -124 €/t CO<sub>2</sub> und maximal -7 €/t CO<sub>2</sub>.

## 6.7 Zusammenfassung

Die Analysen der CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale sowie der CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten berücksichtigen alle relevanten Aspekte der KWK sowie der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme:

- Empirisch fundierte Verteilungsfunktionen der Jahresnutzungsgrade von KWK und Technologien zur getrennten Erzeugung von Wärme und Strom
- Typische Auslegung der KWK an der thermischen Spitzenlast
- Leitungsverluste im Strom- und Wärmenetz

Die Unsicherheiten bzgl. verschiedener Einflussgrößen (z.B. Jahresnutzungsgrade, Verluste im Wärmenetz, Brennstoffpreise) werden über Verteilungsfunktionen abgebildet. Die Berechnungen erfolgen im Rahmen einer Monte-Carlo-Simulation. Die vorgelegten Ergebnisse sind somit robust sowohl gegenüber Variationen einzelner Parameter als auch gegenüber einer globalen Variation aller Parameter.

Die vorgelegten Ergebnisse belegen die Bedeutung der Wahl des Referenzsystems der getrennten Erzeugung von Wärme und Strom gegenüber der KWK-Nutzung in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenziale. Die Einsparpotenziale der betrachteten KWK-Systeme liegen im Vergleich zur getrennten Erzeugung mit dem Strommix 2008 und Erdgas-Brennwertkesseln im Bereich von 13% bis 40%, wohingegen die Einsparpotenziale im Vergleich zur getrennten Erzeugung in GuD-Kraftwerken und elektrischen Wärmepumpen zwischen -60% und 0% liegen.

Im Vergleich zur getrennten Erzeugung in Erdgas-Brennwertkesseln und GuD-Kraftwerken, also einem Vergleich entsprechend den Anforderungen der KWK-Richtlinie, jedoch auf den gesamten Versorgungsfall bezogen, ergeben sich vor allem für kleine KWK-Systeme mit geringer elektrischer Leistung niedrige Einsparpotenziale zu hohen Kosten. Insbesondere gilt dies für den Fall der Mikro-KWK und der Nahwärmeversorgung im Alt- sowie Neubau. Hier liegt das mittlere Einsparpotenzial jeweils unter 10%, die dazugehörigen mittleren Vermeidungskosten jedoch über 450 €/t CO<sub>2</sub>. Für die betrachteten Fälle der Objektversorgung, d.h. die Versorgung eines Verwaltungsgebäudes bzw. Schwimmbades, ergeben sich in diesem Fall mittlere Einsparungen in Höhe von 12% bzw. 13% zu mittleren Vermeidungskosten von 560 €/t CO<sub>2</sub> bzw. 430 €/t CO<sub>2</sub>. Für den Referenzfall der Industrie ergeben sich hier Vermeidungskosten von 74 €/t CO<sub>2</sub> und Einsparungen von 17%. Am weitest günstigsten schneidet bei diesem Vergleich, wie auch bei allen anderen, der betrachtete Referenzfall der GuD-basierten Fernwärmeversorgung mit mittleren Einsparpotenzialen von 17% zu negativen Vermeidungskosten von -124 €/t CO<sub>2</sub> ab.

## 7 Modellgestützte Systemanalyse der Auswirkungen eines hohen KWK-Stromanteils auf das Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland

### 7.1 Motivation

Die KWK-Stromerzeugung in Deutschland ist stark vom Raumwärmemarkt geprägt. Die starke Prägung durch den Raumwärmemarkt lässt sich u.a. der monatlichen Charakteristik der KWK-Fernwärmeerzeugung entnehmen. Abbildung 30 zeigt die monatliche Erzeugung von (KWK-) Fernwärme der öffentlichen Versorgung (linke Achse) nach Angaben des Statistischen Bundesamtes sowie die monatlichen Heizgradtage (rote Linie, rechte Achse) der Jahre 2003 bis 2008.

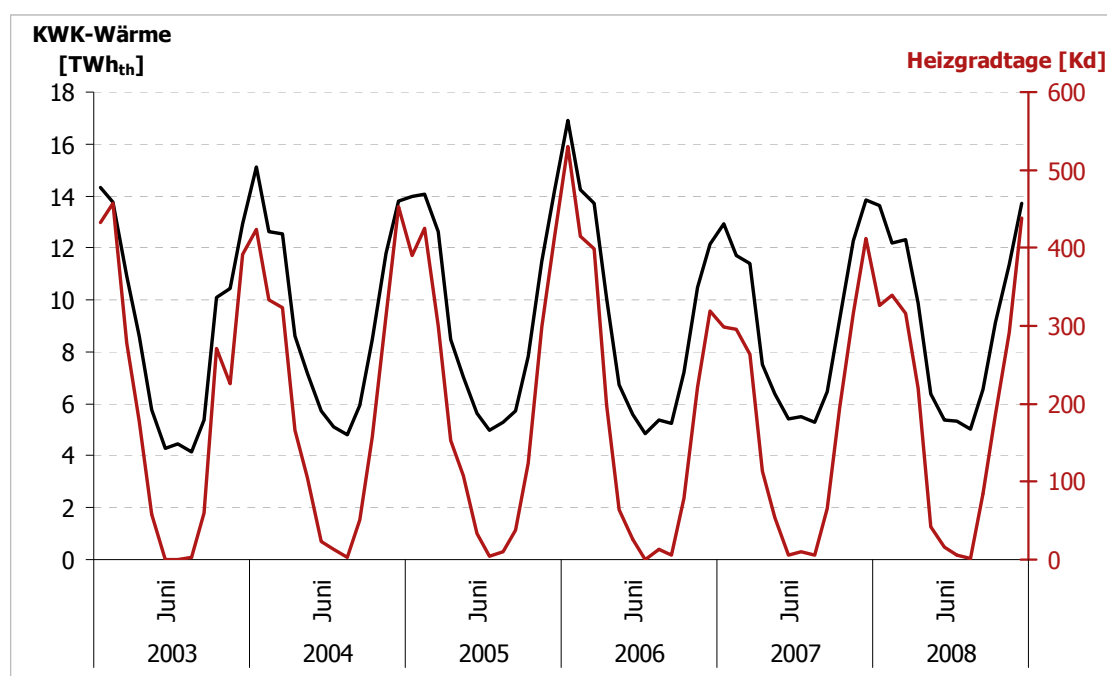


Abbildung 30: Monatliche KWK-Wärmeerzeugung der öffentlichen Versorgung und monatliche Heizgradtage (Würzburg) der Jahre 2003-2008 (StaBu 2009b)

Es ist deutlich zu erkennen, dass Wärmeerzeugung und Heizgradtage eine nahezu perfekte Korrelation aufweisen. Diese saisonale Erzeugungscharakteristik bzw. Temperaturabhängigkeit schlägt sich nicht nur in der KWK-Wärmeerzeugung, sondern auch in der KWK-Stromerzeugung nieder (vgl. Abbildung 31). So lassen sich sowohl die monatlichen KWK-Strommengen als auch die KWK-Wärmemengen in hoher Güte über einen einfachen linearen Zusammenhang zwischen der Erzeugung mit den monatlichen Heizgradtagen darstellen.

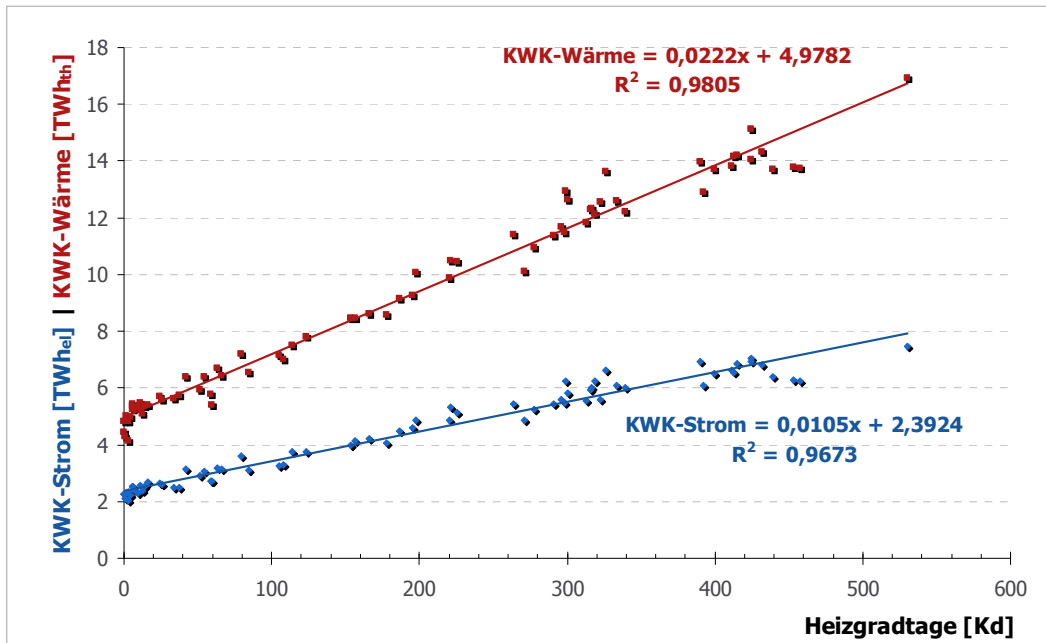
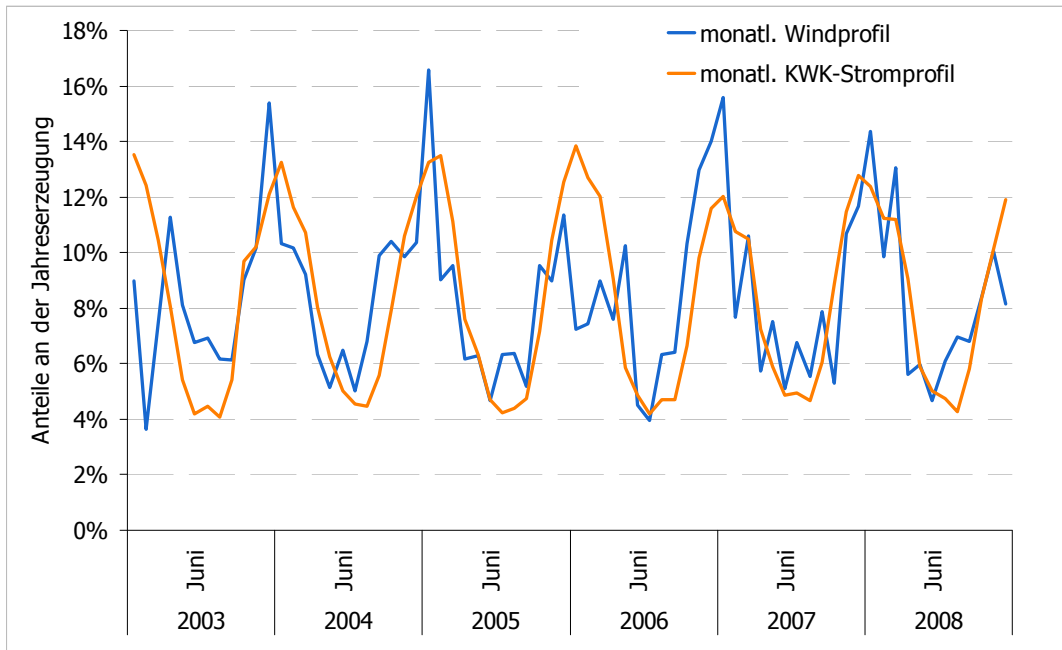


Abbildung 31: Monatliche KWK-Strom- und Wärmeerzeugung der öffentlichen Versorgung als Funktion der monatlichen Heizgradtage (Würzburg), 2003-2008 (StaBu 2009b)

Abbildung 32 zeigt die relativen monatlichen Erzeugungsprofile von KWK- und Windstromerzeugung für Deutschland für die Jahre 2003 bis 2008. Die Summe über die monatliche Erzeugung eines Jahres ergibt jeweils 100%. Über die kurzfristigen Fluktuationen hinaus weist die Windstromerzeugung ein deutliches saisonales Profil auf, welches in hohem Maße mit der KWK-Stromerzeugung korreliert. Diese zeitliche Übereinstimmung der KWK- und Windstromerzeugung stellt für die Elektrizitätsversorgung eine große Herausforderung dar, insbesondere vor dem Hintergrund der weiteren Ausbauziele von KWK und der Erneuerbaren Energien. Während der weitere Ausbau von Erneuerbaren Energien, insbesondere der Windenergie, hohe Anforderungen an die Flexibilität der Elektrizitätsversorgung stellt, wird diese durch den weiteren Ausbau der KWK reduziert.



**Abbildung 32: Monatliches Erzeugungsprofil von Wind- und KWK-Strom in Deutschland zwischen 2003 und 2008 (StaBu 2009b)**

Bei den gegenwärtigen Zielen des Ausbaus der KWK im Wärmemarkt und der Erneuerbaren Energien stellt sich somit die Frage, inwieweit diese Ziele ohne flankierende Maßnahmen miteinander vereinbar sind und zusätzliche Investitionen in die Flexibilität der KWK-Stromerzeugung (z.B. durch elektrische Speicher, thermische Speicher etc.) nach sich ziehen.

## 7.2 Methodik und Vorgehensweise zur Analyse in Deutschland

Zur Analyse der Auswirkungen eines hohen Anteils regenerativer und KWK-Stromerzeugung bedarf es einer stundenscharfen Modellierung der Elektrizitätsversorgung. Hierzu wird das „Baltic Model of Regional Electricity Liberalisation (Balmorel)“ verwendet (Ravn 2001). Balmorel ist ein technologieorientiertes, quasi-dynamisches lineares Optimierungsmodell für leitungsgebundene Strom- und Wärmemärkte. Ursprünglich wurde Balmorel in Dänemark zur Analyse der mittel- bis langfristigen Entwicklung der Märkte für Strom und Wärme der Ostsee-Region entwickelt (vgl. Ravn). In der Zwischenzeit wurde Balmorel für eine Vielzahl von Analysen eingesetzt: CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (Cremer 2005), Wasserstoffwirtschaft (Ball, Wietschel et al. 2007), Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich (Barreto and Tretter 2009) u.v.m.. Das Modell unterliegt einer „open source“ Philosophie; eine Basisversion des Modells ist frei erhältlich unter [www.Balmorel.com](http://www.Balmorel.com).

Im Wesentlichen simuliert Balmorel die Umwandlung von Primärenergie in Strom und Wärme, die Übertragung von Elektrizität zwischen Regionen und Investitionsentscheidungen in neue Erzeugungs- und Übertragungsnetzkapazitäten. Abbildung 33 gibt einen vereinfachten Überblick der Modellstruktur von Balmorel.

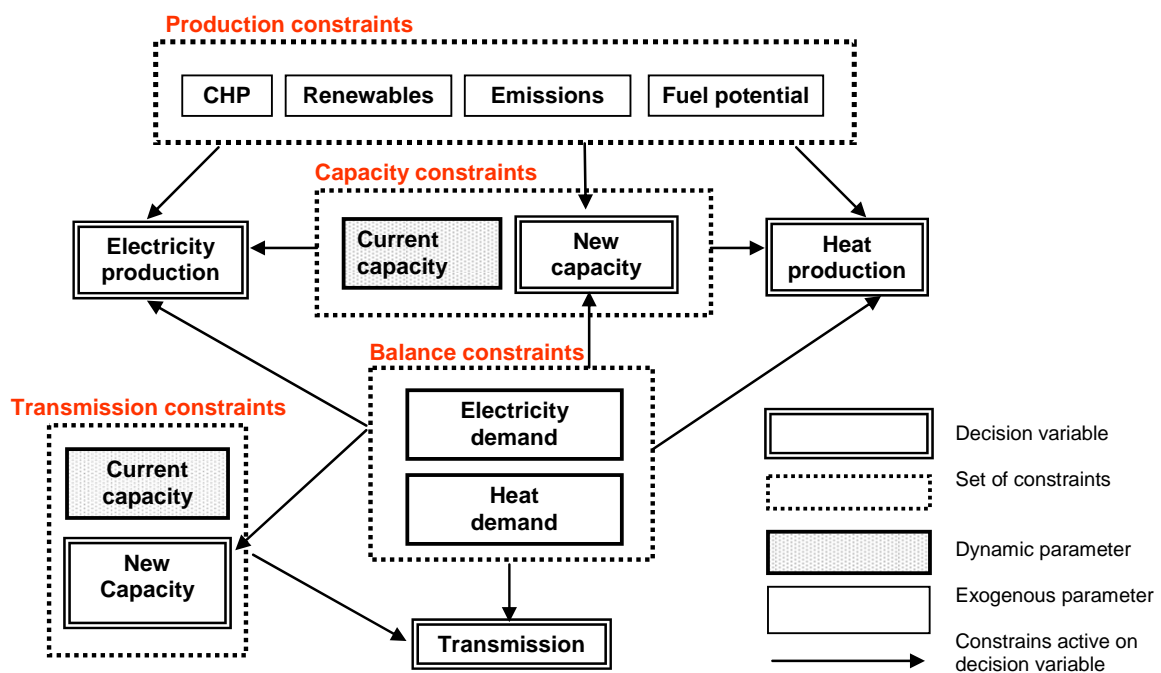


Abbildung 33: Modellstruktur Balmorel (Dittmar 2004)

Die gesamten Erzeugungsmöglichkeiten eines modellierten Energiesystems konstituieren sich aus dem gegenwärtigen Kraftwerksbestand und Investitionsalternativen in neue Kapazitäten. Restriktionen bzw. Nebenbedingungen definieren zum einen die möglichen Betriebsweisen der



jeweiligen Technologien (z. B. Freiheitsgrade von KWK-Anlagen, Erzeugungsprofile von Wind- oder Solarenergie), zum anderen werden über Restriktionen globale Einschränkungen abgebildet (z.B. Emissionsbeschränkungen, Energieträgerpotenziale etc.). Die wichtigste Nebenbedingung ist die, dass der Strom- und Wärmebedarf zu jedem Zeitsegment **genau gleich** dem Angebot sein muss (Balance Constraint). Ein Optimierungszyklus erstreckt sich über die Stunden eines Jahres; das Modell ermittelt den kostenminimalen Kapazitätseinsatz und ggf. den Investitionsplan zur Deckung einer exogen gegebenen Wärme- und Stromnachfrage. Die Nachfrage in Balmorel wird über Lastgänge abgebildet.

Die Wahl der zeitlichen Auflösung in Balmorel ist grundsätzlich flexibel, so kann man z.B. ein Jahr mittels repräsentativer Typtage (z.B. Werktag Sommer u. Winter, Wochenendtag Sommer u. Winter) oder alle Stunden eines Jahres modellieren. Je höher die zeitliche Auflösung, desto länger sind die Rechenzeiten zum Lösen des Modells. Für die späteren Analysen wird eine Auflösung von 52 Typwochen a 168 Stunden gewählt, d.h. das Jahr wird in 8.736 Zeitsegmente unterteilt.

Mit Balmorel ist es möglich eine Vielzahl von Erzeugungstechnologien zu modellieren, die nach ihren Erzeugungseigenschaften gruppiert und modelliert werden. Abbildung 34 illustriert die schematische Technologiestruktur in Balmorel.

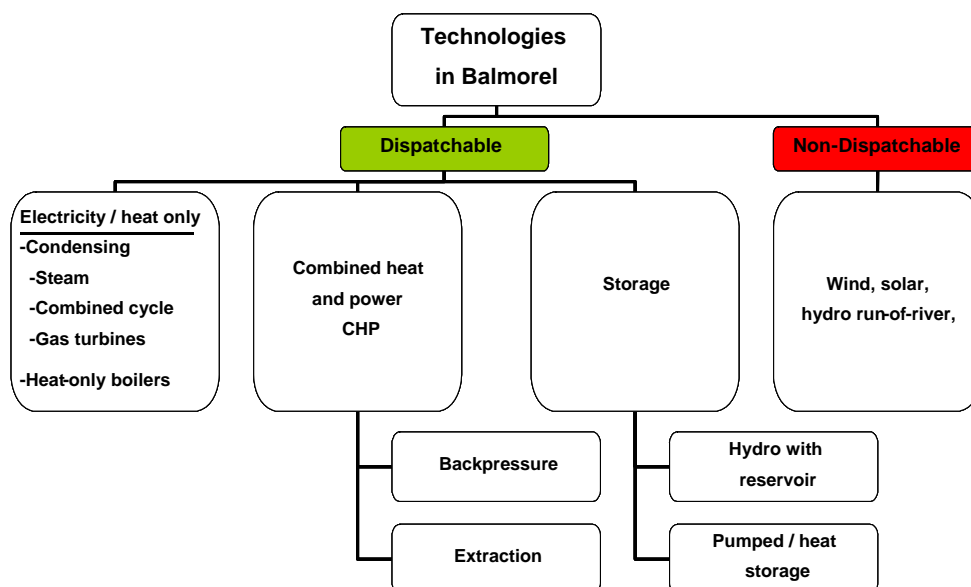


Abbildung 34: Technologiestruktur in Balmorel (Dittmar 2004)

Auf der obersten Ebene wird zunächst zwischen regelbaren (dispatchable) Technologien - d.h. Technologien, die ihre Erzeugung an die momentane Nachfrage anpassen können - und nicht-regelbaren Technologien (non-dispatchable) unterschieden. Die Erzeugung nicht-regelbarer

Technologien ist von Faktoren wie Windgeschwindigkeiten oder der solaren Einstrahlung abhängig. Aus diesem Grund ist die Erzeugung aus diesen Technologien keine Optimiervariable, es sei denn das Herunterregeln dieser Technologien ist im Rahmen der Optimierung freigegeben. Nicht regelbare Technologien werden über Einspeiseprofile modelliert, welche die typischen Erzeugungscharakteristiken widerspiegeln. Regelbare Technologien in Balmorel sind wiederum in 3 Kategorien unterteilt:

- 1) Konventionelle Technologien zur reinen Strom- oder Wärmeerzeugung wie z.B. Kondensationskraftwerke, Gasturbinen oder Heizwerke
- 2) Speichertechnologien für Wärme und Strom
- 3) Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung: Gegendruck-Anlagen und Entnahme-Kondensations-Anlagen

Bei Technologien zur reinen Strom- bzw. Wärmeerzeugung bestehen keine weiteren Einsatzrestriktionen außer deren modellexogen definierten technischen Verfügbarkeit. Bei Speichertechnologien wird modelltechnisch zwischen Technologien mit Tages- / Nachtzyklen bzw. Kurzzeitspeichern (z.B. Pumpspeicher) und saisonalen Speicherzyklen (Speicherwasserkraftwerke) unterschieden. KWK-Anlagen werden unterteilt in Anlagen mit einem Freiheitsgrad (Gegendruckanlagen) und Anlagen mit zwei Freiheitsgraden (Entnahme-Kondensationsanlagen).

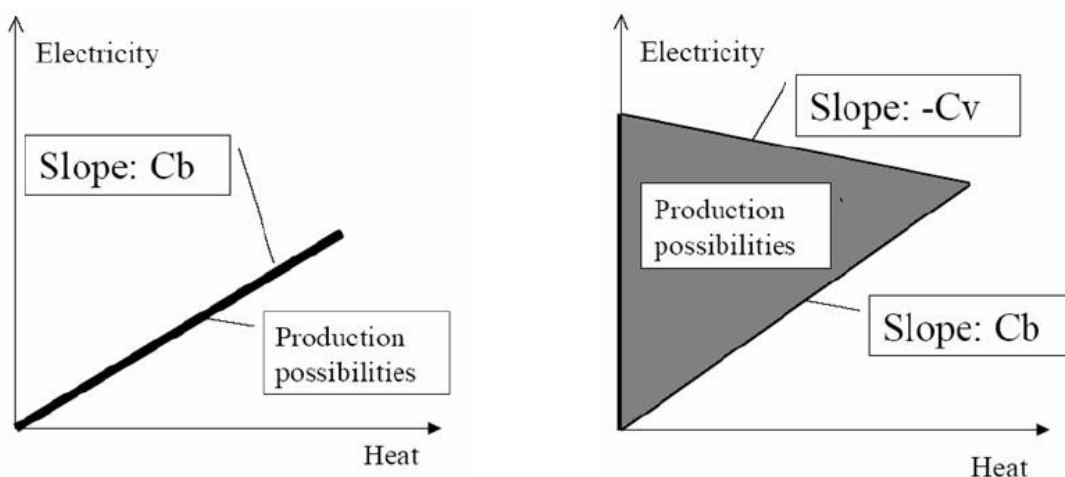


Abbildung 35: Betriebskennfelder von Gegendruck-KWK (links) und Entnahme-Kondensations-KWK (rechts) (Ravn 2001)

Während bei Gegendruckanlagen das Verhältnis zwischen abgegebener elektrischer und thermischer Leistung konstant ist, ermöglichen Entnahme-Kondensationsanlagen eine Modulation der Stromkennzahl, d.h. das momentane Verhältnis von gekoppelter Wärme- und Stromerzeugung ist in gewissen Grenzen flexibel. Die Modellierung der beiden KWK-Anlagen erfolgt im Modell jeweils über die anlagenspezifischen Betriebskennlinien bzw. -kennfelder (vgl. Abbildung 35).

### 7.3 Untersuchte Szenarien

Ziel der nachfolgenden Analyse ist es, die Auswirkungen der Ausbauziele der Erneuerbaren Energien und der KWK auf das Elektrizitätssystem zu untersuchen. Es ist nicht Gegenstand der Untersuchung, ob und unter welchen Rahmenbedingungen die Ziele realisiert werden können. Daher wurde für die Analyse ein modellexogenes Szenario des zukünftigen Ausbauspfades des Kraftwerksparks, inklusive KWK und Erneuerbarer Energien für die Analysejahre 2020 und 2030 unterstellt. Somit verbleibt für das Optimierungsmodell Balmorel, den Kraftwerkseinsatz, inklusive KWK und Spitzenlastkessel, zu optimieren.

Für die Analyse des Zusammenspiels von KWK und erneuerbarer Energien ist in erster Linie die Erzeugung von nicht-regelbaren, dargebotsabhängigen Technologien von Interesse. Dementsprechend wurde ein Szenario des Ausbaus dieser Technologien erstellt. Die Annahmen sind in Tabelle 15 wiedergegeben.

	Installierte Leistung [MW bzw. MWp]				Stromerzeugung [TWh <sub>el</sub> ]		
	2008	2020	2030		2008	2020	2030
<i>Wind</i>	22.000	48.000	60.000	<i>Wind</i>	40	111	149
Onshore	22.000	33.000	35.000	Onshore	40	58	62
Offshore	0	15.000	25.000	Offshore	0	53	87
<i>Photovoltaik</i>	5.000	14.000	20.000	<i>Photovoltaik</i>	4	12	19
<i>Laufwasser</i>	4.500	4.500	4.500	<i>Laufwasser</i>	20	20	20

Tabelle 15: Szenario über die Entwicklung der installierten Nettoleistung und Nettostromerzeugung erneuerbarer Energien

Für die zukünftige Elektrizitätsnachfrage wird unterstellt, dass diese konstant auf dem Niveau des Jahres 2008 verbleibt. Im Jahr 2008 lag der Gesamt-Netto-Stromverbrauch in Deutschland laut BDEW-Angaben bei 542 TWh<sub>el</sub> (BDEW 2009). Mit dieser Annahme ergibt sich ein Anteil erneuerbarer Energien, inklusive Biomasse, am Nettostromverbrauch von 33% im Jahr 2020 bzw. 42% im Jahr 2030. Dies entspricht in etwa den Zielen des IEKP.

Der unterstellte Ausbau der KWK erfolgte in Anlehnung an die Leitstudie des BMU (Nitsch and Wenzel 2009). Diese Studie geht davon aus, dass zum angestrebten Ausbau der KWK die dezentrale KWK einen überproportionalen Beitrag leisten muss, weil die wärmeseitigen Potenziale der industriellen KWK-Nutzung und der Fernwärmeversorgung weitestgehend ausgeschöpft sind (Nitsch and Wenzel 2009). Dementsprechend unterstellt die Studie, dass im Jahr 2020 ca. 13 GW<sub>el</sub> dezentrale BHKW-Leistung installiert sind, im Jahr 2030 sind es 17,5 GW<sub>el</sub>. Abbildung 36 zeigt die Entwicklung der installierten KWK-Leistung nach dieser Studie. Der Leitstudie zu Folge wird in 2020 ein 22%-iger KWK-Anteil an der (Brutto-) Stromerzeugung realisiert, in 2030 ein Anteil von 25%.

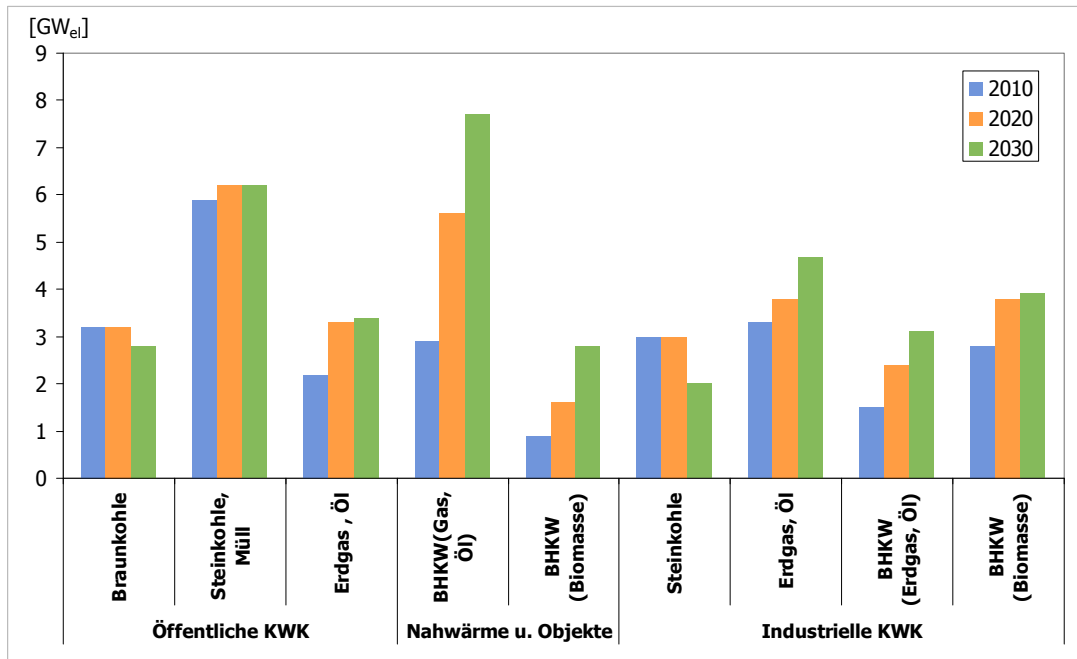


Abbildung 36: Entwicklung der installierten KWK Leistung nach dem Leitszenario 2009  
Quelle: (Nitsch and Wenzel 2009)

Die installierten Kapazitäten von KWK, inklusive der sektoralen Struktur, wurden entsprechend dem Leitszenario in Balmorel implementiert. Die in der Leitstudie angegebenen technischen Spezifikationen der KWK, insbesondere die Stromkennzahlen, wurden weitestgehend in der technologischen Struktur von Balmorel nachgebildet. Auch die entsprechende Wärmenachfrage wurde aus dieser Studie abgeleitet. Dabei wurden die ausgewiesenen KWK-Wärmemengen pauschal um 20% erhöht, um so die Gesamtwärmenachfrage, inklusive Spitzenlastkessel, abzubilden. Dementsprechend wurden den KWK-Kapazitäten zusätzlich Spitzenlastkessel beige stellt.

	Einheit	2020	2030
Kernkraft		3	3
Braunkohle	€/MWh <sub>th</sub>	4	4
Steinkohle		15	15
Erdgas		30	36
CO <sub>2</sub> -Preis	[€/t CO <sub>2</sub> ]	20	30

Tabelle 16: Unterstellte Energieträgerpreise frei Kraftwerk im Jahr 2020 und 2030

Für die Entwicklung des verbleibenden, konventionellen Kraftwerksparks wird am Atomausstieg gemäß dem Atomgesetz (AtG) aus dem Jahr 2002 festgehalten. Das Ausstiegsszenario der einzelnen Meiler gründet sich auf die Annahmen des Umweltbundesamtes (Loreck 2008). Die verbleibenden Kapazitäten werden überwiegend durch Steinkohle- und Gas-GuD-Anlagen gestellt. Deutschland wird

als eine Region modelliert, weshalb der Stromaustausch mit den Nachbarländern Deutschlands nicht berücksichtigt wird. Die unterstellten Energieträger- sowie CO<sub>2</sub>-Preise sind Tabelle 16 zu entnehmen.

## 7.4 Ergebnisse der Modellrechnungen

Mit der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Ausgangssituation wurde mit dem Modell Balmorel der Kraftwerkseinsatz, inklusive der Wärmebereitstellung durch KWK, in den Jahren 2020 und 2030 simuliert. Für das Jahr 2020 ergab sich mit den genannten Angaben eine KWK-Strommenge von 119 TWh und für das Jahr 2030 von 139 TWh. Dies entspricht einem Anteil von 22% bzw. 26% an der Nettostromversorgung und stimmt sehr gut mit den Werten des Leitszenarios, nämlich 125 TWh (brutto) in 2020 bzw. 141 TWh (brutto) in 2030, überein.

Für beide Modelljahre ergaben sich aufgrund der hohen Einspeiseraten von Must-Run Anlagen, d.h. erneuerbarer Energien sowie KWK, Stunden in denen die summierte Erzeugung dieser Technologien die Nachfragelast eklatant übersteigt. Dies bedingt eigentlich eine Nicht-Lösbarkeit des Optimierungsproblems, da die Bilanzrestriktion, dass das Angebot zu jedem Zeitpunkt genau gleich der Nachfrage sein muss, nicht eingehalten werden kann. In Balmorel sorgt eine interne Routine dafür, dass das Modell trotzdem lösbar bleibt.

Betrachtet man zunächst die KWK-Einspeisung des Jahres 2008 im Vergleich zum Jahr 2020, so ist ersichtlich, dass der zusätzliche KWK-Strom einen erheblichen Einfluß auf die Stromerzeugung hat.

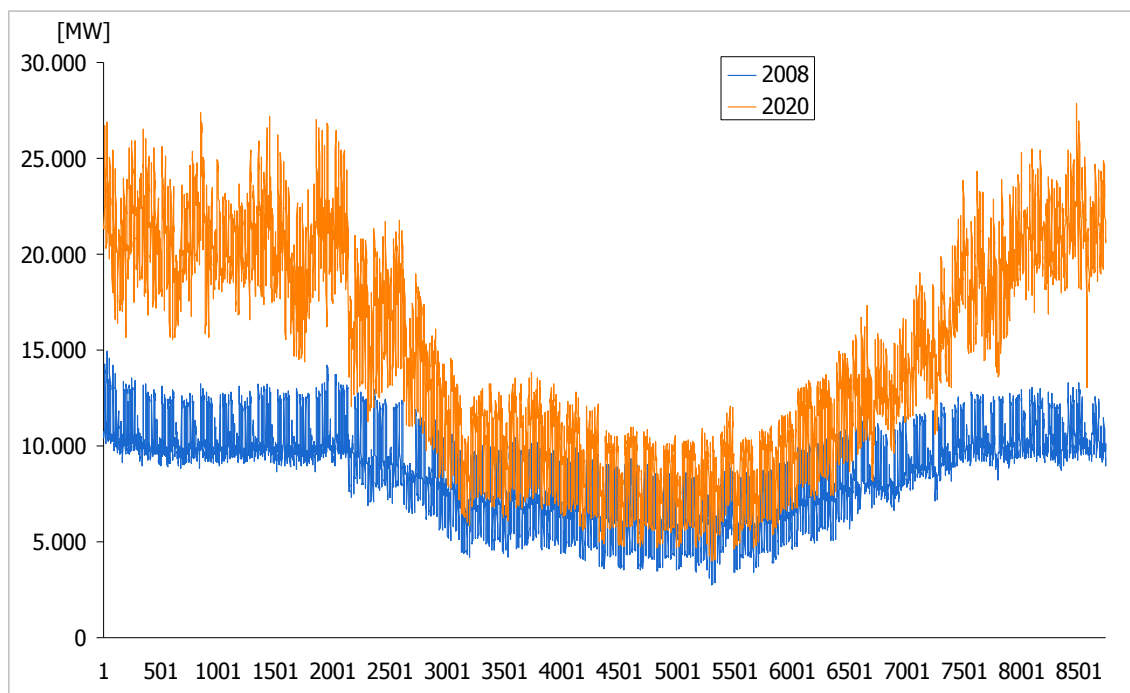


Abbildung 37: KWK-Einspeisung des Modelljahres 2020 im Vergleich zum Jahr 2008

Lag die maximale Einspeiseleistung von KWK-Strom im Jahr 2008 noch bei ca. 15 GW<sub>el</sub>, so sind es im Jahr 2020 bereits über 25 GW<sub>el</sub>. Wie auch im Jahr 2008 ist die Erzeugung deutlich saisonal geprägt. Bezogen auf die Nachfragelast lag der maximale Anteil der KWK-Strom-Einspeisung im Jahr 2008 bei 34%, im Jahr 2020 sind es 61%.

Anhand der Residuallast, d.h. Nachfragelast minus Erzeugung aus KWK und Erneuerbaren Energien (Wind, Solar, Laufwasser), lässt sich leicht erkennen, wie häufig und wie eklatant die summierte Erzeugung aus KWK und Erneuerbaren Energien die Nachfrage übersteigt. Abbildung 38 zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der Nachfragelast, der Nachfragelast minus der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie der Nachfragelast minus der summierten Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und KWK. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, übersteigt die ausschließliche Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in nur wenigen Stunden und auch nur geringfügig die Nachfragelast.

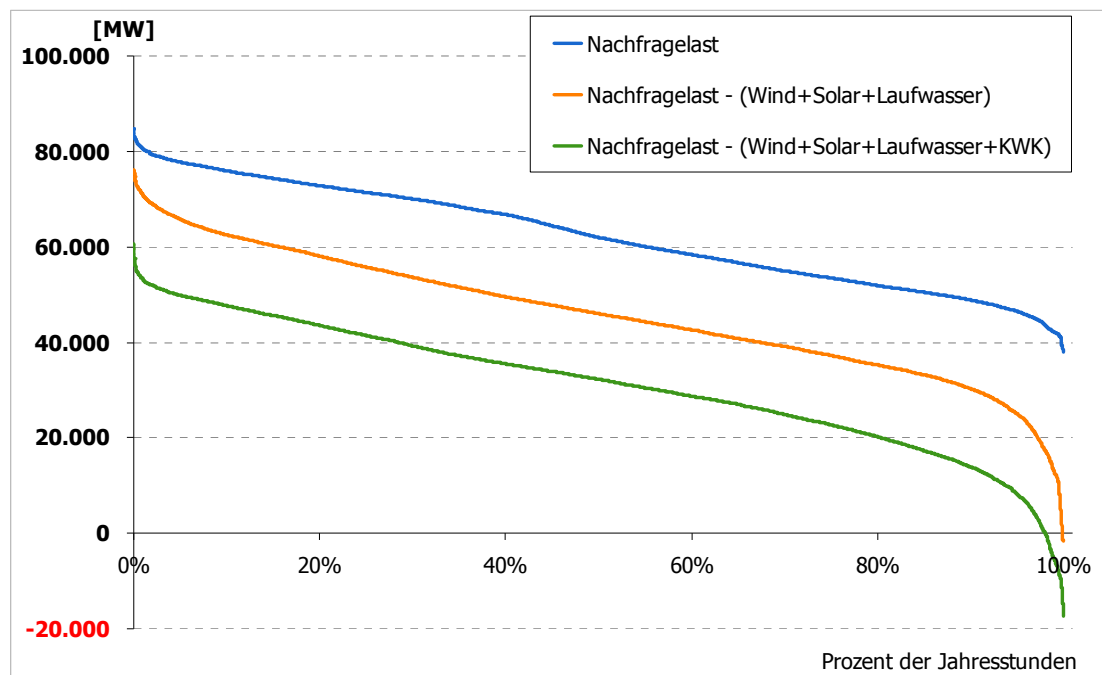


Abbildung 38: Nachfragelast sowie Residuallasten des Modelljahres 2020

Die Residuallast gebildet aus der Differenz von Nachfragelast und der summierten Erzeugung aus KWK und Erneuerbaren Energien hingegen übersteigt die Nachfrage in einem signifikanten Anteil der Jahresstunden (155 Stunden) und teilweise bis in hohe, zweistellige Gigawattbereiche (max. 15 GW).

Betrachtet man das Jahr 2030, so verschärft sich die Situation noch weiter. Hier gibt es alleine durch die Erneuerbaren in 58 Stunden des Jahres einen Überschuss an erzeugtem Strom. Inklusive der Erzeugung aus KWK ergeben sich in 525 Stunden negative Residuallasten. Ohne die vorhandenen

Pumpspeicherkapazitäten, die in Balmorel zusätzlich berücksichtigt sind, wären es sogar 733 Stunden mit negativer Last.

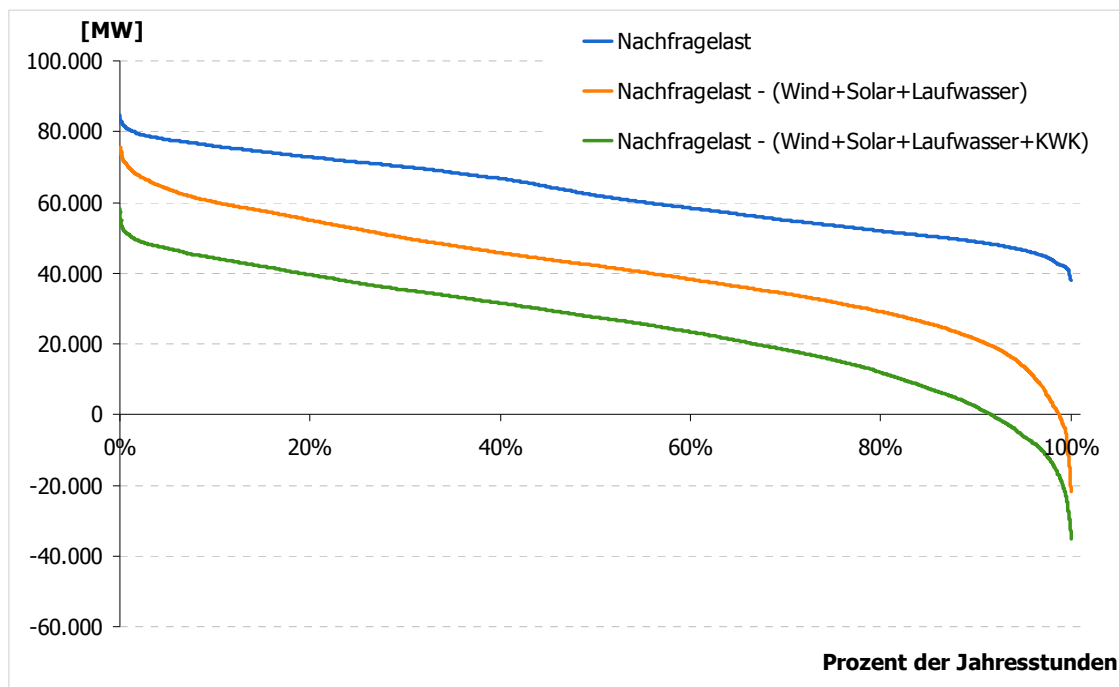
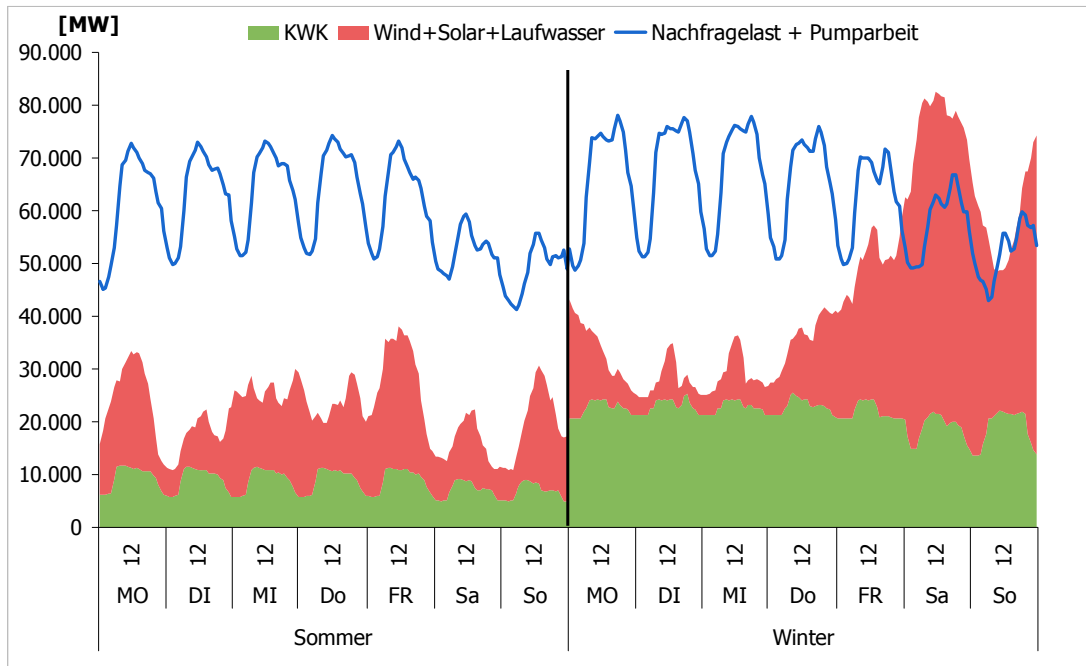


Abbildung 39: Nachfragelast sowie Residuallasten des Modelljahres 2030

Abbildung 40 zeigt exemplarisch die Erzeugung von Erneuerbaren Energien, die KWK-Stromerzeugung, sowie die Nachfragelast einer Winter- und Sommerwoche des Modelljahres 2030. Die zwischen Nachfragelast und Erzeugung von KWK-Strom sowie Strom aus Erneuerbaren Energien eingeschlossene weiße Fläche stellt die Residuallast dar. Die Residuallast wird durch konventionelle Technologien gedeckt. Betrachtet man zunächst die KWK-Stromerzeugung dieser beiden Wochen, so ist hier der bereits diskutierte, saisonale Charakter der KWK-Stromerzeugung deutlich wiederzuerkennen. Liefert die KWK in der Winterwoche eine durchschnittliche Leistung von knapp 22 GW, sind es im Sommer nur etwa 8 GW.



**Abbildung 40: Stromerzeugung einer exemplarischen Winter- und Sommerwoche in 2030 (KWK-Stromanteil 26%)**

Weiterhin ergibt sich für das Ende der Winterwoche eine Situation, in welcher die Summe von KWK-Strom und Strom aus Erneuerbaren Energien die Nachfragelast übersteigt. Diese Lage ergibt sich an einem Winterwochenende, an welchem die Stromnachfrage niedrig, die Einspeisung von KWK-Strom und Strom aus Erneuerbaren Energien, insbesondere an Windenergie, jedoch hoch ist. In dieser Situation ist das System nicht mehr in der Lage den erzeugten Strom zu integrieren. Der maximale Erzeugungsüberschuss an diesem Tag beträgt ca. 30 GW, d.h. beinahe das Doppelte der derzeit bestehenden Stromexportkapazitäten (ca. 18 GW). Die derzeit vorhandene Pumpspeicherkapazität von ca. 6 GW ist bereits in der Nachfragelast berücksichtigt.



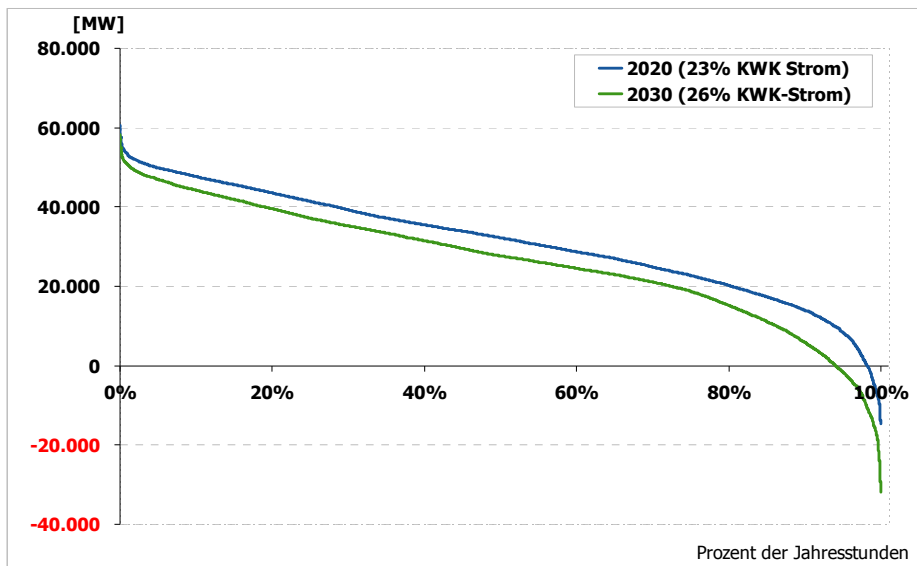


Abbildung 41: Residuallasten der Jahre 2020 und 2030

Abschließend zeigt Abbildung 41 nochmals die Residuallastgänge der modellierten Jahre 2020 und 2030. Es ist zu erkennen, dass in beiden Jahren in einem bedeutsamen Anteil der Jahresstunden die Residuallast negativ ist, das Angebot also die Nachfrage übersteigt. Für das Jahr 2020 ist dies in 155 Stunden der Fall, für das Jahr 2030 ergibt sich sogar für 525 Stunden ein Angebotsüberschuss.

## **7.5 Zusammenfassung**

Die Folgen eines erhöhten Windstromanteils in Deutschland wurden bereits in vielen Studien analysiert, jedoch wurde dabei zumeist die gleichzeitige Integration eines hohen Anteils KWK-Strom vernachlässigt. Das Zusammenspiel von KWK und Erneuerbaren war Gegenstand der hier vorgelegten Analyse. Um Elektrizitätserzeugung und Elektrizitätsnachfrage in Einklang zu bringen, stellt die Integration eines hohen Anteils fluktuierender Erzeugung, wie z.B. die Windenergie, besondere Anforderungen an die Flexibilität der Elektrizitätsversorgung. Durch eine verstärkte Kopplung des Strom- und Wärmemarkts durch den Ausbau der KWK, wird die Komplexität des Integrationsproblems zusehends verschärft. Die hier analysierten Szenarien der Stromversorgung in 2020 und 2030 zeigen, dass es ohne zusätzliche Maßnahmen zum Systemkonflikt zwischen KWK und Erneuerbaren Energien kommen muss. Mit einer steigenden Durchdringungsrate dieser Technologien treten gehäuft Situationen auf, in denen die Erzeugung dieser Technologien die Nachfrage übersteigt. D.h. die Elektrizitätserzeugung entfernt sich zusehends von der Nachfrage. Allein für die Analyse des Jahres 2020 ergab sich für 155 Stunden eine solche Situation, für das Jahr 2030 überstieg die summierte Erzeugung aus KWK und Erneuerbaren Energien sogar in 525 Stunden die Nachfrage. In einer solchen Situation müssen entweder die KWK-Anlagen heruntergeregelt werden, die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien oder es muss zusätzlich in die Flexibilität der Stromerzeugung bzw. vor allem der KWK investiert werden. Die Priorisierung flexibler KWK (z.B. Entnahme-Kondensations-Anlagen), die Errichtung thermischer bzw. elektrischer Speicherkapazitäten, zusätzlicher Stromexport oder die Bereitstellung von Backup-Boilern sind notwendige Strategien, den Angebotsüberschuss in das System zu integrieren. All diese Strategien sind jedoch mit zusätzlichen Kosten verbunden, deren Abschätzung allerdings nicht Ziel dieser Analyse ist.

Abschließend ist es noch wichtig anzumerken, dass das verwendete Modell Balmorel die Auswirkungen der Effekte von Erneuerbaren Energien und KWK tendenziell eher unterschätzt. So berücksichtigt das Modell keine Anfahrkosten, keine Mindestzeiten und kann quasi unendliche Lastgradienten fahren. In der Realität würden derartige technische Restriktionen jedoch schon bei geringeren Anteilen Erneuerbarer Energien und KWK zu Inflexibilitäten und Integrationsproblemen führen.

## 8 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in den Niederlanden und in Dänemark

In der Diskussion um den Ausbau der KWK in Deutschland und der Europäischen Union werden regelmäßig die Niederlande und Dänemark als Vorzeigebispiele in Sachen KWK genannt. Es wird darauf verwiesen, dass diese beiden Nationen fähig seien, den KWK-Anteil an der Stromerzeugung auf 30% (Niederlande) bzw. fast 43% (Dänemark) zu realisieren. Abbildung 42 zeigt deutlich den höheren Anteil Dänemarks als Spitzenreiter und den der Niederlande gegenüber Deutschland, das im Mittelfeld der EU-27 liegt.

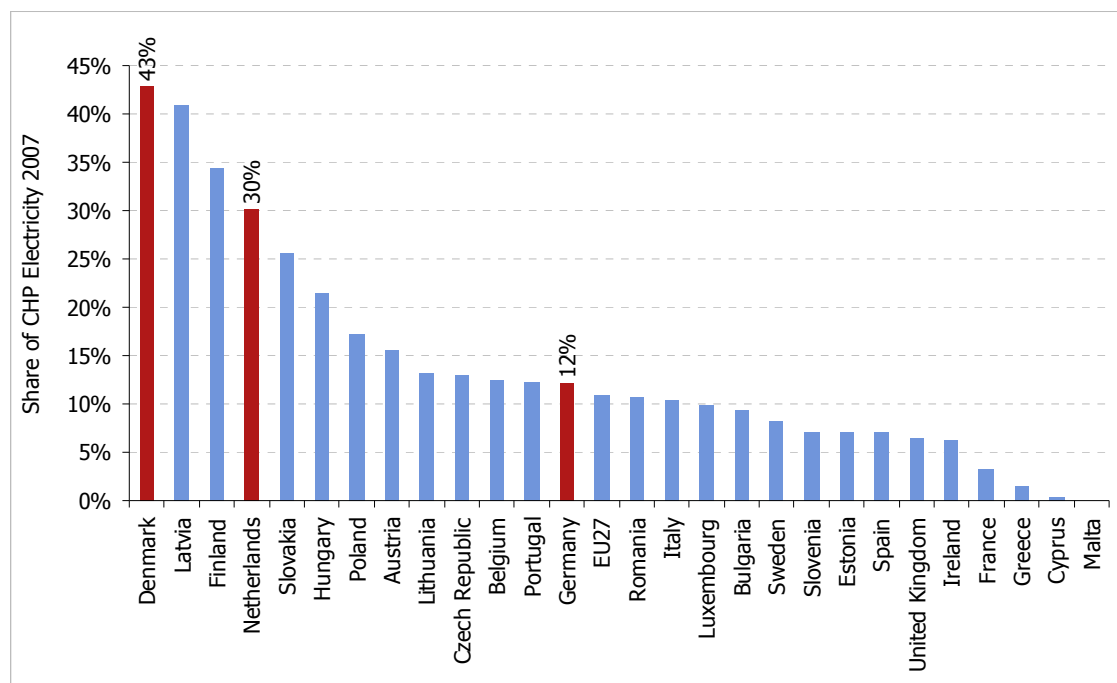


Abbildung 42: Anteil der KWK-Anlagen an der Gesamtstromproduktion der Länder 2007 (Eurostat 2009)

Nachfolgend wird dargelegt, aus welchen Gründen in den Niederlanden und in Dänemark ein solch hoher KWK-Anteil realisiert werden konnte. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die staatliche Energiepolitik gelegt und analysiert, inwieweit systemspezifische Parameter wie Zusammensetzung der Industrie, geographische Aspekte, spezielle Rohstoffabhängigkeiten und Nutzerverhalten die Entwicklung von KWK begünstigt haben.

## 8.1 Entwicklung der KWK in den Niederlanden

Das „Erdgasland“ Niederlande hat Zugang zu Europas zweitgrößten Erdgasvorkommen und das niederländische Gasverteilernetz gilt als das dichteste der Welt. Nach dem Gasfund vor der Küste von Groningen im Jahre 1959 entwickelte sich der Ausbau des niederländischen Gastransport- und Verteilnetzes rapide. Bereits 1968 hatten 68% der niederländischen Haushalte einen Erdgasanschluss, im Jahr 1980 waren sagenhafte 97% der Haushalte an das Erdgasnetz angeschlossen (van Overbeeke 2001). Dementsprechend ist die dezentrale Wärmeversorgung mittels erdgasbefuerter Kessel im niederländischen Raumwärmemarkt konkurrenzlos vorherrschend. Bereits Ende der 1970er Jahre hatte Erdgas mit einem Marktanteil von über 80% eine „monopolistische Stellung“ (van Overbeeke 2001) im niederländischen Raumwärmemarkt. Aufgrund der beschriebenen Konkurrenzsituation mit der Erdgasversorgung konzentrierte sich der Ausbau der KWK in den Niederlanden im Wesentlichen auf die Bereiche Gewerbe, Landwirtschaft und Industrie. In diesen Sektoren verzeichnete die KWK in den Niederlanden ein enormes Wachstum, welches sich in drei unterschiedliche Wachstumsphasen untergliedern lässt (vgl. Abbildung 43)

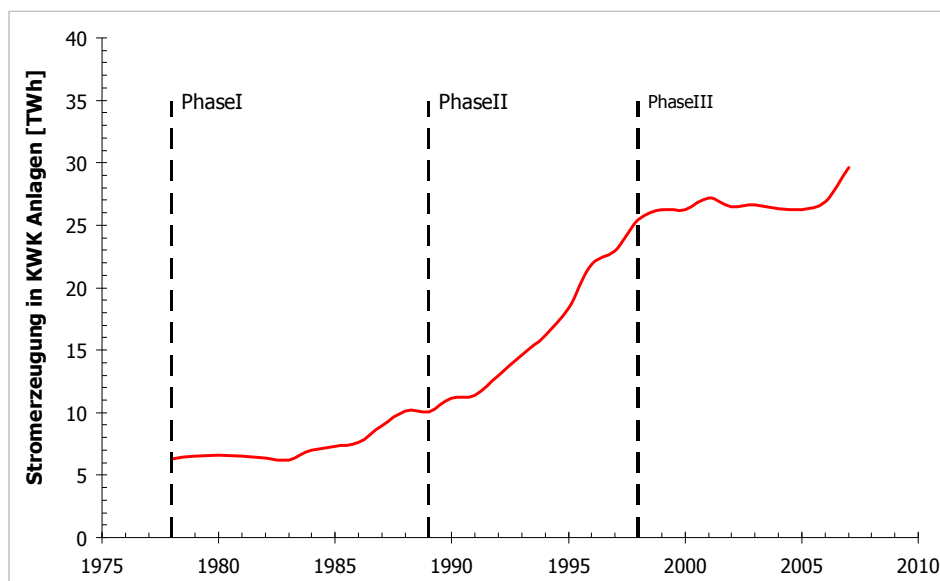


Abbildung 43: Entwicklung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in den Niederlanden 1978 bis 2007 (ohne Fernwärme) (energie.nl 2009)

### Phase I (1978 bis 1988)

Nicht nur die Entwicklung des Raumwärmemarktes in den Niederlanden ist durch den Gasreichtum des Landes geprägt, sondern auch die Entwicklung der industriellen KWK. Als Nachwehen der ersten Ölpreiskrise 1973 und des Berichts des Club of Rome, Grenzen des Wachstums, entstand in den Niederlanden eine Debatte um die Endlichkeit der einheimischen Gasreserven. Als politische Konsequenz dieser Debatte strebte die niederländische Regierung eine

energeträgerbezogene Diversifikationsstrategie an: „Weg vom Gas hin zur Kohle“ ((Blok 1993; Hekkert, Harmsen et al. 2007)). Die staatlich kontrollierte, niederländische Gaswirtschaft wurde dazu verpflichtet, großtechnische Strom- und Dampferzeugung nicht mehr mit neuen Gasversorgungsverträgen auszustatten. KWK-Anlagen waren jedoch von dieser Regelung ausgenommen (Blok 1993; Hekkert, Harmsen et al. 2007; Verbong and Raven 2007). Im Jahr 1978 beschloss die niederländische Regierung darüber hinaus erstmals explizite KWK-Fördermaßnahmen. Als wichtigste Maßnahme wurden Investitionszuschüsse in Höhe von 20 bis 30% der Gesamtinvestition von KWK-Anlagen eingeführt (Blok 1993). Als Resultat dieser Maßnahmen verzeichnete die KWK in der niederländischen Industrie ein Wachstum um 30%; die installierte Leistung wuchs von 1.390 MW<sub>el</sub> im Jahr 1978 auf 1.810 MW<sub>el</sub> im Jahr 1988 (Verbong and Raven 2007). Im Jahr 1988 wurden ca. 15% der Stromnachfrage in den Niederlanden durch industrielle KWK-Anlagen gedeckt.

### **Phase II (1989 bis 1998)**

Die entscheidende energiepolitische Weichenstellung für die zweite Phase des KWK-Ausbaus in den Niederlanden wurde im Jahr 1989 mit dem neuen Energiewirtschaftsgesetz („Elektriciteitswet“) gelegt. Mit diesem Gesetz wurden Verteilnetzbetreiber verpflichtet KWK-Strom abzunehmen und zu vermiedenen Bezugskosten zu vergüten.

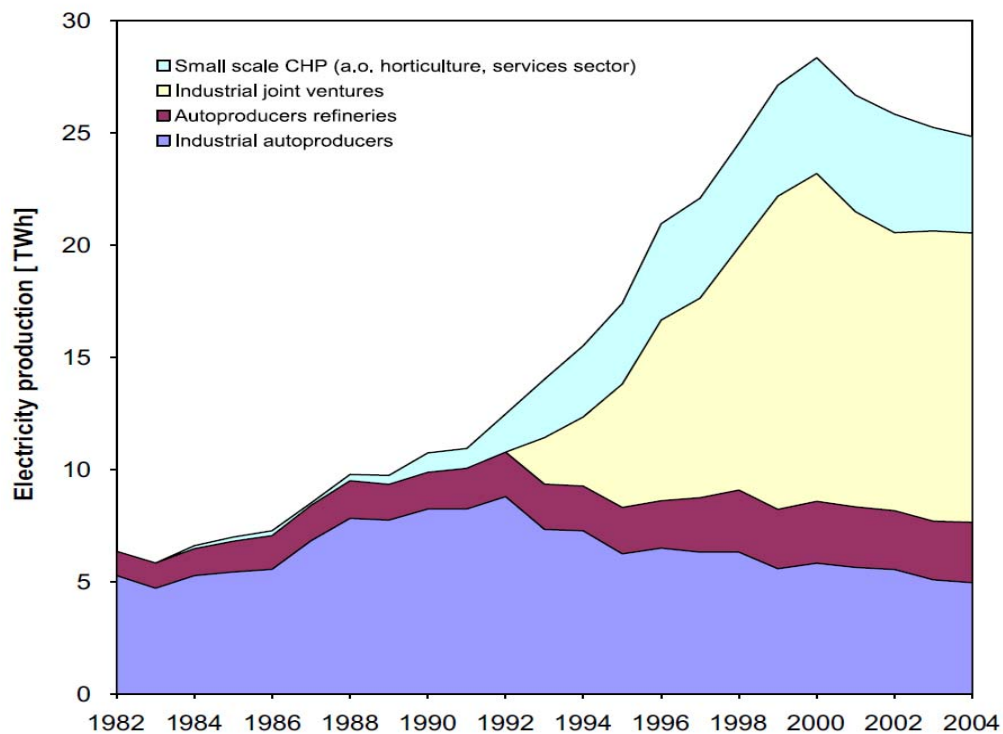


Abbildung 44: Stromerzeugung in dezentralen KWK-Anlagen in den Niederlanden (ohne Fernwärme) (Hekkert, Harmsen et al. 2007)

Zudem wurde mit diesem Gesetz eine Entflechtung zwischen der zentralen Erzeugung in Großkraftwerken und dem Übertragungsnetz einerseits und regionalen Verteilnetzbetreibern andererseits eingeführt. Die zentrale bzw. allgemeine Erzeugung bestand damals aus vier Gesellschaften (EPON, UNA, EZH und EPZ), die etwa 90% der installierten elektrischen Leistung inne hatten. Diese Gesellschaften organisierten sich in dem gemeinsamen Dachverband SEP („Samenwerkende Elektriciteitsproduktiebedrijven“) und regelten die Erzeugung nach einem Pool-Prinzip, kontrollierten und betrieben das Übertragungsnetz und waren gemeinsam, in Abstimmung mit dem Wirtschaftsministerium, verantwortlich für die nationale Kapazitätsplanung. Die regionalen Verteilnetzbetreiber koordinierten sich im Verband „EnergieNed“ und waren im Besitz der Gemeinden bzw. der Provinzen. Den Verteilnetzbetreibern war es nur in beschränktem Maße erlaubt, selbst Strom, z.B. in KWK-Anlagen, zu erzeugen. Verteilnetzbetreiber durften Kraftwerke nur mit einer maximalen Kapazität von 25 MW<sub>el</sub> selbst betreiben. Diese Kapazitätsbeschränkung konnte jedoch durch sogenannte „Joint Ventures“ zwischen der Industrie und Verteilnetzbetreibern umgangen werden, da bei solchen Konstellationen keine Kapazitätsbeschränkungen durch das Gesetz vorlagen. Diese Nische wurde von den Verteilnetzbetreibern in den folgenden Jahren intensiv genutzt und es entstanden zahlreiche „Joint Ventures“ auf KWK-Basis (vgl. Abbildung 44).

Neben der oben beschriebenen Reformierung der niederländischen Elektrizitätswirtschaft wurde beginnend mit dem Jahr 1988 eine ganze Serie von zusätzlichen KWK-Fördermaßnahmen auf den Weg gebracht. Zu nennen sind hier (Jeeninga, Honig et al. 2002):

- Vergünstigte Erdgasstarife für KWK-Anlagen
- Energiesteuerbefreiung für Erdgas, eingesetzt in KWK-Anlagen
- Energiesteuerbefreiung für den Eigenverbrauch von KWK-Strom
- Investitionszuschüsse
- Besondere Abschreibungsregeln für KWK-Anlagen
- Gründung des Projektbureau Warmte/kracht (PW/K) als Agentur zur Förderung der KWK-Entwicklung
- u.v.m.

In Anbetracht dieser massiven Förderung konnte die industrielle KWK in den Niederlanden in den 1990ern einen wahren Ausbauboom verzeichnen. So nahm die industrielle KWK-Kapazität jährlich um ca. 15% zu. Mitte der 1990er Jahre zeichneten sich jedoch Probleme ab. So wurde es für die Unternehmen des SEP, die für die zentrale Stromerzeugung verantwortlich waren, aufgrund des hohen Anteils dezentral eingespeister Strommengen, immer schwieriger den Kraftwerkseinsatz und Ausbau optimal zu planen. Weiterhin entstanden durch den hohen Anteil dezentraler Erzeugung

Überkapazitäten, die dazu führten, dass die Kapazitäten der SEP nicht voll bzw. optimal ausgelastet wurden. Dies wiederum hatte zur Konsequenz, dass die Stromtarife anstiegen, da die regulierten Tarife zu dieser Zeit durch die (fixen und variablen) Erzeugungskosten der zentralen Produktion der SEP-Unternehmen bestimmt waren. Die höheren Stromtarife führten zu höheren Einspeisevergütungen für KWK-Anlagen und boten somit weitere Anreize in KWK zu investieren. Um diesem Teufelskreis Einhalt zu gebieten, einigten sich im Jahr 1994 die Verteilnetzbetreiber und die SEP-Unternehmen auf ein 8-monatiges Moratorium für den Bau von KWK-Anlagen größer als 2 MW<sub>el</sub> (ECN 1994). Weiterhin wurden die Einspeisevergütungen für KWK-Anlagen in diesem Jahr reduziert und die Investitionszuschüsse für KWK-Anlagen 1995 abgeschafft. Die anderen Vergünstigungen, wie z.B. vergünstigte Gaspreise oder Energiesteuernachlässe etc. blieben jedoch erhalten. Trotz des vereinbarten Moratoriums setzten die Verteilnetzbetreiber ihre Investitionsaktivitäten im Bereich KWK fort und konzentrierten sich auf den Zubau von Anlagen unter 2 MW<sub>el</sub>, die nicht unter das Moratorium fielen (Hekkert, Harmsen et al. 2007). Nach dem Moratorium setzte sich das Wachstum der KWK ungehindert fort.

### ***Phase III (1998-)***

Nach dem enormen Zubau der KWK in der Periode von 1988 bis 1998 änderte sich die Wettbewerbssituation mit der Novelle des niederländischen Energiewirtschaftsgesetzes 1998 im Rahmen des Liberalisierungsprozesses der Strom- und Gasmärkte der EU grundlegend. Von nun an wurden keine Einspeisevergütungen für KWK-Strom auf hohem Niveau per Regulierung mehr garantiert, sondern diese mussten unter Marktbedingungen verhandelt werden. Infolgedessen waren die KWK-Anlagen oft nicht mehr konkurrenzfähig, da sie z.B. zu Schwachlastzeiten (off-peak) mit kostengünstigeren Kohlekraftwerken konkurrierten (Hekkert, Harmsen et al. 2007). Die niederländische Regierung reagierte darauf mit einem von der EU absegneten Maßnahmenpaket zur Förderung der KWK. In der Periode von 2001 bis 2005 wurden hierfür von der niederländischen Regierung mehr als 400 Millionen Euro in Form von Einspeisevergütungen aufgewendet (Boonekamp, Harmsen et al. 2002). Diese Maßnahmen erwiesen sich jedoch nur als bestandserhaltend; ein weiterer Zubau der KWK konnte auch durch diese Förderung nicht mehr verzeichnet werden.

## 8.2 Entwicklung der KWK in Dänemark

In Dänemark hatte die Fernwärme von jeher einen hohen Stellenwert. In den 1950ern erfuhr die Fernwärme in Dänemark sowie Skandinavien insgesamt einen Boom (Mortensen and Overgaard 1992). Bereits 1975 lag der Anteil der Fernwärme- bzw. Nahwärmeversorgung an der gesamten Wärmebereitstellung der Haushalte in Dänemark bei über 30%, wobei der Anteil der KWK-Wärme ca. 11 Prozentpunkte ausmachte (Christensen and Jensen-Butler 1982; Mortensen and Overgaard 1992) und vgl. Abbildung 45).

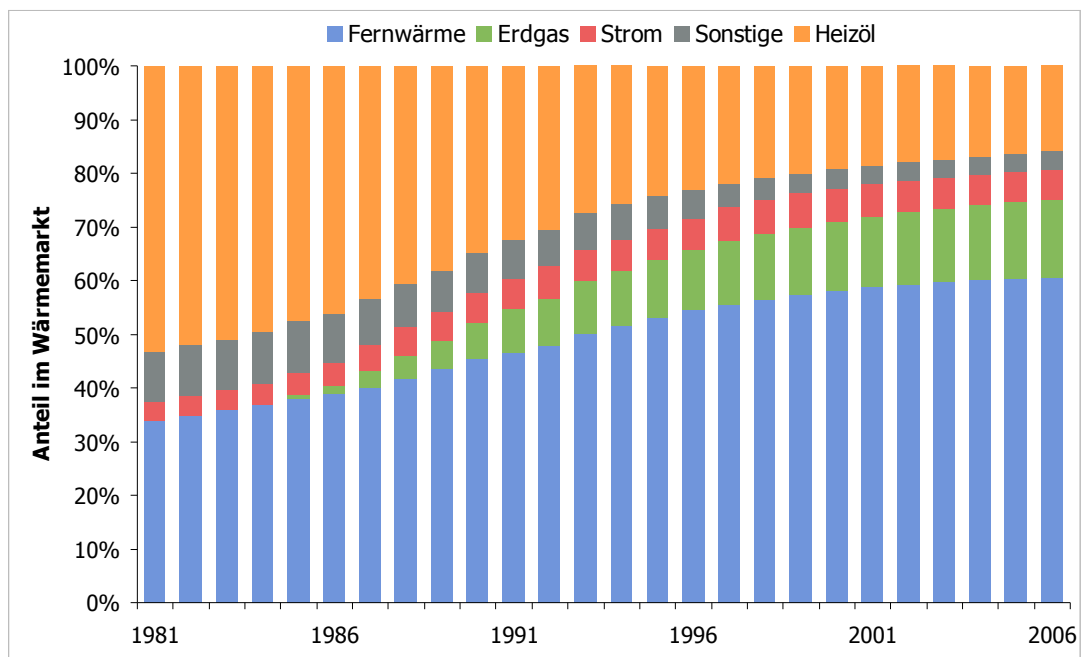


Abbildung 45: Beheizungsstruktur dänischer Haushalte 1981 bis 2006 (DEA 2008)

Zu dieser Zeit lag der Anteil von importierten Mineralölprodukten am Primärenergieverbrauch in Dänemark bei über 90%, an der Stromerzeugung bei ca. 65% (vgl. Abbildung 46). Somit wurde Dänemark von den Ölpreiskrisen der Jahre 1973 und 1979 besonders in Mitleidenschaft gezogen. Als Antwort auf die beiden Ölpreiskrisen entwickelte die dänische Regierung die nationalen Energiepläne der Jahre 1976 und 1981. In diesen Plänen wurden u.a. folgende Zielsetzungen formuliert (Ronne 1989; Mortensen and Overgaard 1992):

- Die Verringerung der Importabhängigkeit von Erdölprodukten durch Brennstoffwechsel hin zu alternativen Energieträgern wie Erdgas und Kernkraft, aber auch Kohle und Erneuerbare Energien
- Die Erschließung der heimischen Öl- und Gasvorkommen in der Nordsee



- Die Senkung des Energieverbrauchs durch verbesserte Gebäudedämmung und durch den verstärkten Einsatz der KWK in Fernwärmesystemen

Als Folge dieser Energiepläne wurde eine Serie von Maßnahmen und Gesetzen auf den Weg gebracht, die das dänische Energiesystem fundamental umstrukturieren sollten. Zunächst fand ein massiver Brennstoffwechsel von Öl hin zu Kohle in der Stromerzeugung statt, der die dänische Stromerzeugung bis heute prägt (vgl. Abbildung 46).

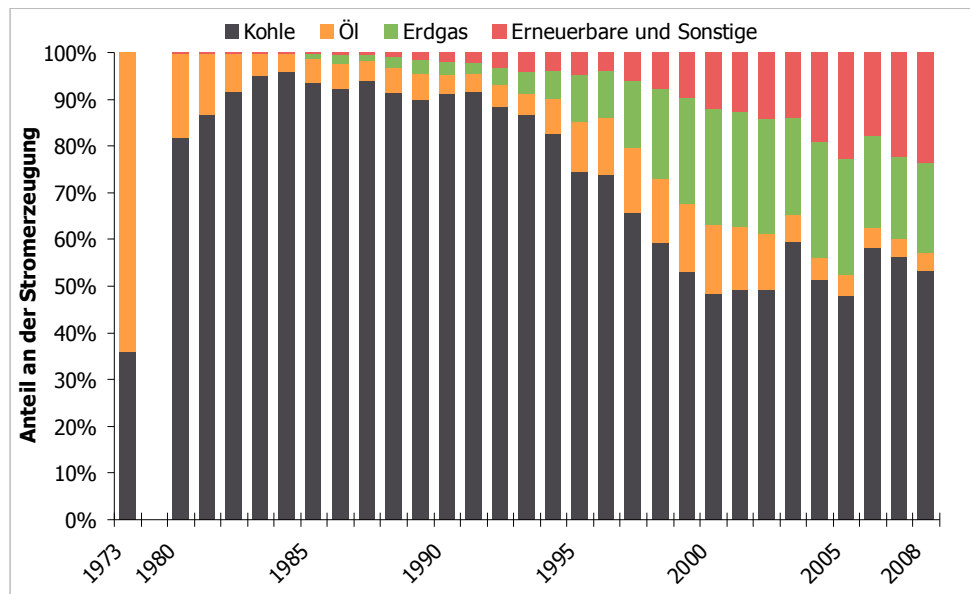


Abbildung 46: Stromerzeugung in Dänemark (inklusive KWK) nach Energieträgern 1973 bis 2008 (IEA 1998; DEA 2008)

Auch im Fernwärmesektor wurde ein Brennstoffwechsel vorangetrieben, wobei hier der Energieträgermix ausgeglichener ist als in der Stromerzeugung.

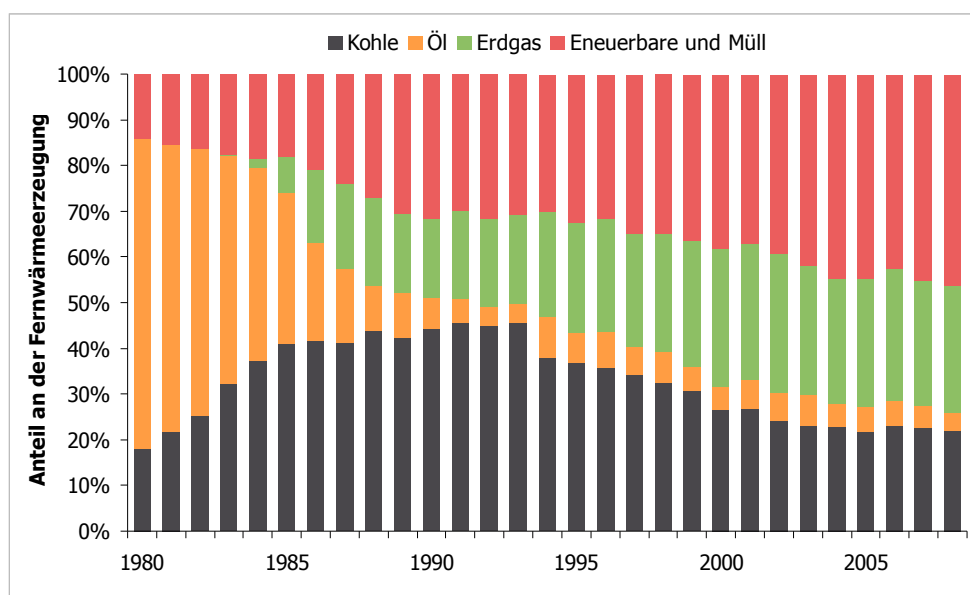


Abbildung 47: Fernwärmeerzeugung in Dänemark (inklusive KWK) nach Energieträgern 1980 bis 2008 (DEA 2008)

Neben der Substitution von importierten Mineralölprodukten im dänischen Energiesystem wurde parallel der Ausbau der Fernwärme und der KWK massiv vorangetrieben. Der Katalysator dieses Ausbaus war das nationale Wärmegesetz des Jahres 1979 (Mortensen and Overgaard 1992). Durch dieses Gesetz wurden die dänischen Kommunen dazu verpflichtet, im Rahmen sogenannter Wärmepläne eine detaillierte Bestandsaufnahme des Energieverbrauchs, sowie der Beheizungsstruktur ihrer Gemarkung durchzuführen und auf Basis dieser Bestandsaufnahme Optionen der zukünftigen Wärmeversorgung aufzuzeigen. Die so entstandenen Wärmepläne teilten Dänemark in drei Zonen: Kommunen bzw. Regionen in denen die Wärmeversorgung mittels KWK und Fernwärmenetzen erfolgen sollte, Regionen in denen der Ausbau der Gasversorgung zu Heizzwecken priorisiert werden sollte und Regionen in denen die Wärmeversorgung mittels anderer Individualheizsysteme realisiert werden musste (Christensen and Jensen-Butler 1982). Die damaligen Wärmepläne sahen vor, dass im Jahr 1995 45-50% der Wärmenachfrage durch Fernwärme (35-40% aus KWK-Anlagen, 10 % durch Heizwerke), 25% durch erdgasbasierte Individualheizsysteme und die verbleibenden 25-30% durch Erneuerbare Energien, Elektrizität und Heizöl gedeckt wird (IEA 1980). Die Wärmepläne, deren Verbindlichkeit etwa der Bauleitplanung in Deutschland entspricht (Mez, Piening et al. 1999), wurden in den folgenden Jahren konsequent umgesetzt, wobei der Anschluss- und Benutzungszwang ein wesentlicher Erfolgsfaktor für den Ausbau der Fernwärme darstellte.

Neben den Wärmeplänen wurden außerdem noch weitere Maßnahmen eingeführt, die den Ausbau der Fernwärme und der KWK begünstigten. Als z.B. Mitte der 1980er Jahre die Ölpreise fielen, kompensierte die dänische Regierung den Preisverfall durch eine allgemeine Energiesteuer für private Haushalte und konnte so die Wirtschaftlichkeit großer Fernwärmeprojekte sichern (Klok, Larsen et al. 2006). Im Jahr 1985 entschied die dänische Regierung den Bau von Kernkraftwerken gemäß der ersten Energiepläne nicht weiter zu verfolgen (Ronne 1989). Im Jahr 1986 entstand der 3. dänische Energieplan, der im Wesentlichen die Zielsetzungen der ersten beiden Pläne fortschrieb, jedoch stärkeres Gewicht auf die Nutzung einheimischer Energieträger (Erdgas und Biomasse), sowie den Ausbau dezentraler KWK legte. So gab es zwischen der dänischen Regierung und den dänischen Energieversorgungsunternehmen ein Abkommen, das die EVUs verpflichtete 450 MW<sub>el</sub> zusätzliche, dezentrale KWK-Kapazitäten auf der Basis von Erdgas und Biomasse / Biogas zu schaffen.

Während die dänische Energiepolitik der 1970er und 1980er Jahre primär durch Aspekte der Versorgungssicherheit und Energieunabhängigkeit geprägt war, wurde die Politik der 1990er Jahre von umwelt- und klimapolitischen Motiven dominiert. In den 1990er Jahren wurden der 4. und 5. Energieplan mit ambitionierten klimapolitischen Zielsetzungen aufgestellt. Im Jahr 1990 wurde das Wärmegesetz von 1979 novelliert, u.a. mit der Zielsetzung bis 1998 den Großteil der existierenden

kohlebasierten KWK-Anlagen auf den CO<sub>2</sub>-ärmeren Energieträger Erdgas umzustellen und existierende Heizwerke durch erdgasbasierte KWK-Anlagen zu ersetzen (siehe auch Abbildung 46). Neben der Novellierung des Wärmegesetzes kamen flankierende Gesetze hinzu, die insbesondere der Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen dienen sollten. So gab es Anlagenzuschüsse von bis zu 50% für dezentrale KWK-Anlagen, Zuschüsse für die Verstromung von Erdgas, Stroh sowie Hackschnitzel, Subventionen für den Bau von Fernwärmenetzen und Vergünstigungen für industrielle KWK-Anlagen. Darüber hinaus wurde in den 1990er Jahren eine CO<sub>2</sub>-abhängige Energiebesteuerung eingeführt (Klok, Larsen et al. 2006).

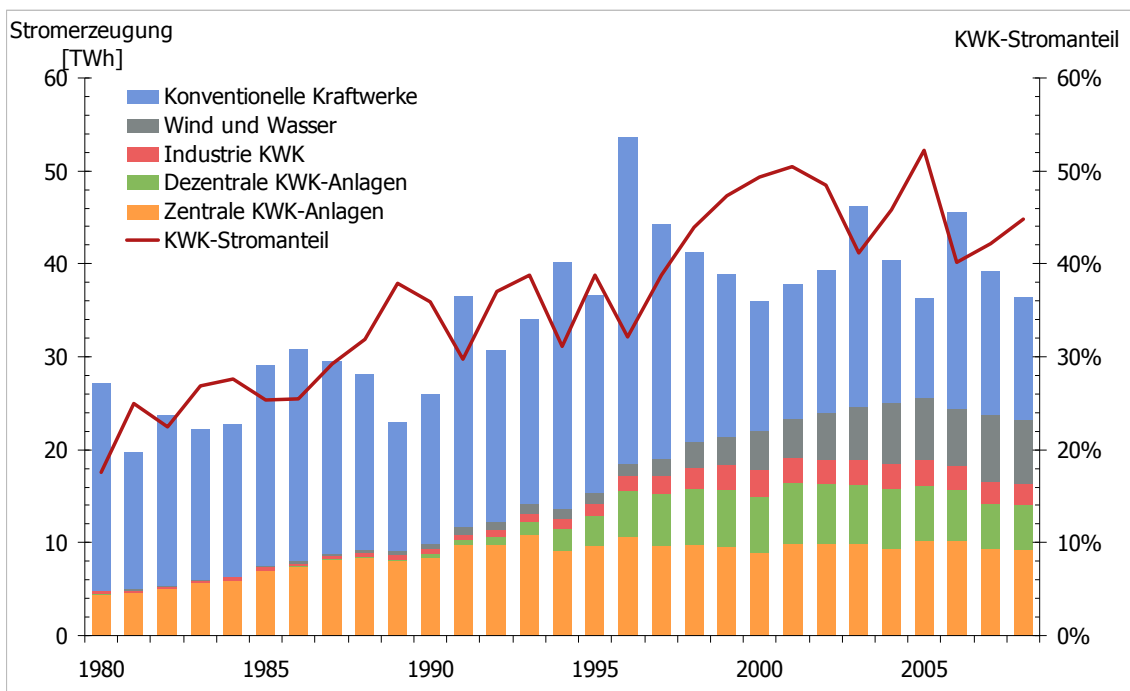


Abbildung 48: Entwicklung der Stromerzeugung nach Anlagenkategorien sowie des KWK-Stromanteils in Dänemark zwischen 1980 und 2008 (DEA 2008)

Diese Maßnahmen führten zum einen dazu, dass sich der Energieträgermix der Stromerzeugung zugunsten von Erdgas und zu Lasten von Kohle veränderte (siehe Abbildung 46) und zum anderen, dass dezentrale sowie industrielle KWK einen starken Zuwachs erfuhren (vgl. Abbildung 48).

### **8.3 Zusammenfassung**

Die Analysen des KWK-Ausbaus in den Niederlanden und in Dänemark zeigen, daß die Entwicklung jeweils unterschiedliche Wege genommen hat: Während in Dänemark vor allem der Fernwärmemarkt die Entwicklung geprägt hat, ist in den Niederlanden die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung dominierend. Im „Erdgasland“ Niederlande spielt die Fernwärme aufgrund des Konkurrenzdrucks zur Erdgasversorgung mit einheimischen Gasvorkommen nur eine untergeordnete Rolle. In Dänemark wiederum hat die Fernwärme eine lange Tradition. Bereits in den 1970ern lag dort der Anteil der Fernwärme- bzw. Nahwärmeversorgung an der gesamten Wärmebereitstellung bei 30%.

Gemeinsam ist beiden Ländern, dass der Ausbau der KWK mit massiver politischer Unterstützung erfolgte und dass die Ursprünge der KWK-Förderung Ende der 1970er Jahre liegen. Beide Länder wählten jedoch unterschiedliche Wege zur Förderung des KWK-Ausbaus. Die dänische Energiepolitik ist stark ordnungsrechtlich geprägt und der Ausbau der Fernwärme wurde in den Anfängen mit einem planwirtschaftlichen Ansatz vorangetrieben. Das dänische Wärmeversorgungsgesetz aus dem Jahr 1979 war die Grundlage für eine landesweite Wärmeplanung, die den Ausbau der Fernwärme priorisierte und deren Verbindlichkeit vergleichbar mit der Bauleitplanung in Deutschland ist. Die Niederlande wiederum setzten auf anreizkompatible Instrumente und schufen energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen, die Investitionen in die KWK für Industrie und Gewerbe aber auch für Joint Ventures zwischen Verteilnetzbetreibern und Industrie attraktiv machten. Die hohen Einspeisevergütungen auf Basis der vermiedenen Bezugskosten, diverse zusätzliche Förderprogramme und nicht zuletzt die besondere Konstellation der niederländischen Elektrizitätswirtschaft der 1990er Jahre, ermöglichten den starken Zubau der KWK in den Niederlanden.

Aus historischer Sicht stellt der Ausbau der KWK in den Niederlanden und in Dänemark unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz gewiss einen Erfolg dar. Allerdings stellen die derzeitigen hohen KWK-Anteile dieser Länder zusätzliche Herausforderungen für den in beiden Ländern angestrebten zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien dar. Bereits für die derzeitige Elektrizitätsversorgung in Dänemark lässt sich ein Systemkonflikt zwischen dezentraler KWK und Windstromerzeugung erkennen. Nach Angaben von (Ecogrid.dk 2009) konnten 70% bis 85% der dänischen Windstromerzeugung der Jahre 2000 bis 2008 nicht in das dänische System integriert werden, sondern mussten exportiert werden. (Mignard, Harrison et al. 2007) untersuchten den Beitrag dezentraler KWK-Anlagen an den hohen Stromexportraten in West-Dänemark und schlussfolgerten, dass dezentrale KWK-Anlagen wesentlich mitverantwortlich sind für den Stromexport zu Zeiten

hoher Windenergieeinspeisung. Auch Paul Frederik Bach, der ehemalige Vizedirektor des westdänischen Netzbetreibers Eltra, widmete sich dieser Fragestellung und resümiert für die derzeitige dänische Situation: „There seems to be a conflict between CHP and wind power during cold periods of the year. The conflict was not a serious problem so far. The strong interconnections and the international markets provided the necessary trading opportunities“ (Bach 2008). Bach sieht jedoch in der KWK bzw. der Fernwärmeversorgung nicht nur die Ursache von Problemen, sondern er ist der Meinung, dass die Fern- und Nahwärmesysteme auch zur Lösung von windbedingtem Überschussstrom beitragen können, sofern man die Umwandlung von Überschussstrom in Wärme (z.B. durch Wärmepumpen) zulässt (Bach 2008; Bach 2010).

Auch für die Niederlande kam eine Studie zu dem Ergebnis, dass die kosteneffizienteste Lösung zur Integration eines hohen Windstromanteils in das niederländische System in der Flexibilisierung der KWK-Erzeugung besteht, wobei hierzu aber ein signifikanter Teil der gekoppelten KWK-Wärmeerzeugung durch Heizkessel ersetzt werden muss (Tennet 2005; Ummels, Pelgrum et al. 2008).

## **9 Schlussfolgerung**

Die verschiedenen Analysen haben gezeigt, dass die Kraft-Wärme-Kopplung eine komplexe Rolle im Energiesystem einnimmt und dass der Beitrag der KWK zu einer nachhaltigen Energieversorgung nicht isoliert betrachtet werden kann. Der Ausbau der KWK hat vielschichtige Konsequenzen, die jeweils in unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Kontexten zu unterschiedlichen Bewertungen führen. Für die aktuelle Situation stellt sich neben der Frage der Klimateffizienz der KWK, d.h. der Höhe des CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzials und den damit einhergehenden Kosten, vor allem die Frage, inwiefern sich der Ausbau der KWK auf den angestrebten Ausbau der Erneuerbaren Energien auswirkt. Während aus historischer Sicht der Ausbau der KWK in den Niederlanden und in Dänemark unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz zweifellos einen Erfolg darstellt, stellen die derzeitigen hohen KWK-Anteile dieser Länder zusätzliche Herausforderungen für den in beiden Ländern angestrebten zukünftigen Ausbau der Erneuerbaren Energien dar. Bereits für die derzeitige Elektrizitätsversorgung in Dänemark lässt sich ein Systemkonflikt zwischen dezentraler KWK und Windstromerzeugung erkennen, der dazu führt, dass ein hoher Anteil des Windstroms nicht in das dänische System integriert werden kann, sondern exportiert werden muss. In den Niederlanden kam eine andere Studie zu dem Ergebnis, dass es die kosteneffizienteste Lösung ist, zur Integration eines hohen Windstromanteils einen signifikanten Teil der KWK-Wärmeerzeugung durch konventionelle Heizkessel zu ersetzen, um so die nötige Flexibilität zu schaffen.

Die im Rahmen dieser Studie vorgelegten Analysen für Deutschland unterstreichen, dass sich zwischen KWK-Stromerzeugung und der Integration von Erneuerbaren Energien, insbesondere Windenergie, ein Systemkonflikt anbahnt. Mit steigender Durchdringung von Windenergie und KWK sind gehäuft Situationen zu erwarten, in denen der nationale Strombedarf so weit durch Erneuerbare Energien gedeckt werden kann, dass der Betrieb von KWK-Anlagen eingeschränkt werden muss. Diese Situationen können durch zusätzliche Investitionen in Stromspeicher sowie Anreize zur flexiblen Betriebsführung von KWK-Anlagen entschärft werden. Aus Sicht der KWK muss eine stromorientierte Betriebsführung angestrebt werden, wozu Wärmespeicher oder Spitzenlastkessel/Heizwerke zur Entkopplung der Wärmeerzeugung von Wärmebedarf erforderlich sind. In diesem Fall kann die KWK-Stromerzeugung an der Dargebotssituation der Erneuerbaren Energien orientiert werden. Beides reduziert allerdings den klimapolitischen Vorteil einer KWK-Strategie.

Unsere Berechnungen und Ergebnisse unterstreichen die Heterogenität verschiedener KWK-Anwendungsfälle im Hinblick auf CO<sub>2</sub>-Einsparung und CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten. Als robuster Trend zeigt sich jedoch, dass kleine KWK-Anlagen in der Leistungsklasse unter 500 kW<sub>el</sub> sowohl bei der

Betrachtung der CO<sub>2</sub>-Einsparpotenziale als auch bei der Betrachtung der Vermeidungskosten großen KWK-Systemen deutlich unterlegen sind. Solche KWK-Anlagen liegen den Referenzfällen der Mikro-KWK, der Objektversorgung und der Nahwärmeversorgung zugrunde. Zwar darf man KWK-Anlagen mit elektrischen Leistungen unterhalb von 1 MW<sub>el</sub> entsprechend der EU-Richtlinie 2004/8/EG als hocheffizient bezeichnen, doch ist schon heute ihr Beitrag zur Primärenergieeinsparung gegenüber der getrennten Wärme- und Stromerzeugung vergleichsweise gering. Entsprechend ergeben sich für kleine KWK-Anlagen hohe mittlere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von mehr als 100 €/t CO<sub>2</sub>. Im Vergleich zur getrennten Erzeugung durch GuD-Kraftwerke und Erdgas-Brennwertkessel steigen die mittleren Vermeidungskosten sogar auf 400 €/t CO<sub>2</sub> und mehr.

Zukünftig ist mit deutlich steigenden regenerativen Anteilen bei der getrennten Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung zu rechnen. Dank der einschlägigen Bundesgesetze (EEG 2009; EEWärmeG 2009) werden die Energieträger Sonne und Wind (Elektrizität) sowie Sonne, Geothermie und Umgebungswärme (Wärme) künftig eine bedeutende Rolle spielen. Doch nur wenn die gekoppelte Wärme- und Stromerzeugung in gleichem Umfang auf regenerative Brennstoffe setzt, behalten die entsprechenden Versorgungskonzepte ihren klimapolitischen Vorteil bei. Ansonsten läuft dieser Vorteil, je nach betrachtetem KWK-System, in den 2020er beziehungsweise 2030er Jahren aus.

## **Literatur**

AGE (2009a). Dokumentation zur Revision der Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 2003 bis 2006. Berlin, AG Energiebilanzen.

AGE (2009b). Energiebilanzen und Auswertungstabellen für die BRD. Berlin, AG Energiebilanzen.

AGFW (2004a). Arbeitsbericht 2003. Frankfurt Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V.

AGFW (2004b). Strategien und Technologien einer pluralistischen Fern- und Nahwärmeversorgung in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbarer Energien. Frankfurt, Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW). **Band 3**.

AGFW (2007). Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2006 - Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 2006. Frankfurt, Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW),.

AGFW (2008). AGFW Report 2008, Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V.

AGFW (2009). Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2007. Frankfurt, Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft (AGFW),.

ASUE (2005). BHKW-Kenndaten 2005. Kaiserslautern.

Auer, F. and H. Schote (2008). Feldtest Elektro – Wärmepumpen: Nicht jede Wärmepumpe trägt zum Klimaschutz bei. Lahr, Lokale Agenda 21 - Gruppe Energie Lahr (Schwarzwald).

Bach, P. F. (2008). "Danish Wind Power and Electricity Export in 2007."

Bach, P. F. (2010). Wind Power and CHP: Conflict or Interaction?

Ball, M., M. Wietschel, et al. (2007). "Integration of a hydrogen economy into the German energy system: an optimising modelling approach." International Journal of Hydrogen Energy **32**(10-11): 1355-1368

Barreto, L. and H. Tretter (2009). Szenarien für die öffentliche Strom- und Fernwärmeaufbringung in Österreich. Österreichische Energieagentur. Wien.

Bayer, W. (2003). Amtliche Energiestatistik neu geregelt. Wirtschaft und Statistik. Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.

Blesl, M., U. Fahl, et al. (2005). Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) Universität Stuttgart.

Blesl, M., S. Kempe, et al. (2008). Wärmeatlas Baden-Württemberg. Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für Modellregionen. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER).

Blok, K. (1993). "The development of industrial CHP in the Netherlands." Energy Policy **21**(2): 158-175.



Boonekamp, P. G. M., R. Harmsen, et al. (2002). Besparingstrends 1990–2000: Besparing, Instrumenten, Effectiviteit. Petten, The Netherlands Energy research Centre of the Netherlands (ECN)

Christensen, B. A. and C. Jensen-Butler (1982). "Energy and Urban Structure: Heat Planning in Denmark." Progress in Planning **18**: 57-132.

Cremer, C. (2005). Integrating regional aspects in modelling of electricity generation - The example of CO2 capture and storage. Zürich, ETH Zürich **Dissertation**

DEA (2008). Energy Statistics 2008. Copenhagen, Danish Energy Agency.

DEHSt (2005). Definition und Bewertung von Emissionswerten für Strom, Warmwasser und Prozessdampf entsprechend der besten verfügbaren Techniken (BVT) im Zuteilungsverfahren für die Handelsperiode 2005-2007. Berlin, Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle.

Dittmar, L. (2004). Integration of energy saving technologies and learning curves into the Baltic Model of Regional Electricity Liberalisation (Balmorel), Universität Flensburg **Diploma Thesis**: [http://www.balmorel.com/doc/dipl\\_dittmar.pdf](http://www.balmorel.com/doc/dipl_dittmar.pdf).

ECN (1994). Energie Verslag Nederland: Moratorium Warmtekracht Energy research Centre of the Netherlands (ECN).

Ecogrid.dk (2009). Ecogrid Phase 1: Steps toward a Danish power system with 50% wind energy. WP2: System Architecture. Århus.

EEG (2009). Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 31. Oktober 2008.

EEWärmeG (2009). Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz - EEWärmeG), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 36, ausgegeben zu Bonn am 18. August 2008.

Eikmeier, B., J. Gabriel, et al. (2006). Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung., Energie & Management.

energie.nl (2009). Productie van warmte en kracht uit warmtekrachtinstallaties. <http://www.energie.nl/stat/index.html>. Energie in Cijfers. Petten, The Netherlands, Energy research Centre of the Netherlands (ECN)

EnStatG (2003). Gesetz über Energiestatistik.

ESMAP (2008). Study of Equipment Prices in the Power Sector. Energy Sector Management Assistance Program. Washington, The International Bank for Reconstruction and Development/THE WORLD BANK GROUP.

Eurostat (2009). Combined Heat and Power (CHP) in the EU, Turkey, and Norway – 2007 data. Statistical Office of the European Union. Luxembourg.

FFM BHKW (2009). Betriebserfahrungen mit BHKW, Hochbauamt Frankfurt a.M., Abteilung Energiemanagement

Fischedick, M., M. Gailfuß, et al. (2002). Instrumente zum Klimaschutz in einem liberalisierten Energiemarkt unter besonderer Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung. Berlin, Umweltbundesamt.

GTW (2006). Gas Turbine World Handbook, Pequot Publishing Inc.

Heidelck, R. and H. J. Laue (1999). Untersuchung von Praxisdaten zum Primärenergiebedarf und den Treibhausgasemissionen von modernen Wärmepumpen. Hannover / Karlsruhe, Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik – IZW e.V.

Hekkert, P., R. Harmsen, et al. (2007). "Explaining the rapid diffusion of Dutch cogeneration by innovation system functioning." Energy Policy **35**(9): 4677–4687.

Horn, M., H.-J. Ziesing, et al. (2007). Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der O<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung). Dessau, Umweltbundesamt.

IEA (1980). Energy Policies and Programmes of IEA Countries: 1980 Review. Paris, International Energy Agency.

IEA (1998). Energy Policies of IEA Countries: 1998 Review. Paris, International Energy Agency.

Jeeninga, H., E. Honig, et al. (2002). Effect van energie- en milieubeleid op broeikasgasemissies in de periode 1990-2000, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Dutch National Institute for Public Health and the Environment (RIVM).

Kaestle, G., E.-A. Wehrmann, et al. (2009). Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland. Das neue KWK-Gesetz und das Mini-KWK-Impulsprogramm. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien.

Klok, J., A. Larsen, et al. (2006). "Ecological Tax Reform in Denmark: history and social acceptability." Energy Policy **34**(8): 905–916.

KWK-G (2009). Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G). Bundesgesetzblatt Jahrgang 2008 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn 31.10.2008.

Lambauer, J., U. Fahl, et al. (2008). Industrielle Großwärmepumpen - Potenziale, Hemmnisse und Best-Practice Beispiele. Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Loreck, C. (2008). Atomausstieg und Versorgungssicherheit Dessau Umweltbundesamt.

Mez, L., A. Piening, et al. (1999). Was kann Deutschland hinsichtlich eines forcierten Ausbaus der Kraft-Wärme-Kopplung von anderen Ländern lernen? Berlin, Forschungsstelle für Umweltpolitik.

Mignard, D., G. P. Harrison, et al. (2007). "Contribution of wind power and CHP to exports from Western Denmark during 2000–2004." Renewable Energy **32**(15): 2516–2528.

Mortensen, H. C. and B. Overgaard (1992). "CHP development in Denmark. Role and results. ." Energy Policy **20**(12): 1198-1206.

Nitsch, J. and B. Wenzel (2009). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen und globalen Entwicklung - Leitszenario 2009. Berlin, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Ravn, H. (2001). "A Model for Analyses of the Electricity and CHP Markets in the Baltic Sea Region " <http://www.Balmorel.com>.

Richtlinie 2004/8/EG (2004). Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG.

Ronne, A. (1989). "Coal and Fuel Choices in Denmark." Journal of Energy & Natural Resources Law: 275-285.

Russ, C., M. Miara, et al. (2008). Monitoring - Wärmepumpen im Gebäudebestand. Freiburg, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme.

Schmitz, K. (2010). AGFW Erhebung

StaBu (2009a). Erhebung über Erzeugung, Bezug, Verwendung und Abgabe von Wärme. Statistik-Nr. 064. Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.

StaBu (2009b). Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeenergieerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung 2003 bis 2008. Statistik-Nr. 066K. Wiesbaden, Statistisches Bundesamt.

Tennet (2005). Systemintegration Windvermögen. Tennet. Arnhem Tennet / TU Delft.

UBA (2009). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2007. Dessau, Umweltbundesamt.

Ummels, B. C., E. Pelgrum, et al. (2008). "Integration of large-scale wind power and use of energy storage in the Netherlands' electricity supply." IET Renewable Power Generation **2**(1): 34-46.

van Overbeeke, P. (2001). Kachels, geisers en fornuizen: Keuzeprocessen en energieverbruik in Nederlandse huishoudens 1920-1975. Eindhoven, Technische Universiteit Eindhoven. **PhD Thesis**.

Verbong, G. and R. Raven (2007). "Multi-Regime Interactions in the Dutch Energy Sector: The Case of Combined Heat and Power Technologies in the Netherlands 1970-2000." Technology Analysis & Strategic Management **19**(4): 491 - 507

VGB (2004). VGB Stellungnahme: Jahresnutzungsgrad von fossil befeuerten Kraftwerken gemäß den „besten verfügbaren Kraftwerkstechniken“. Essen, VGB Powertech.

Woldt, T., R. Pforte, et al. (2007). "Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Erdgasbasis – Eine Zukunftsoption zur urbanen Endenergiebereitstellung?" Forum der Forschung, BTU Cottbus, Eigenverlag **20**: 47-54.

Wolff, D., P. Teuber, et al. (2004). Abschlussbericht Felduntersuchung: Betriebsverhalten von Heizkesseln mit Gas-Brennwertkesseln. Wolfenbüttel, Fachhochschule Braunschweig Wolfenbüttel.

