Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel

Technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung

Endbericht

Aldenhoven/Berlin, Februar 2008

Auftraggeber: Stadtwerke Kiel AG

Bericht: **Vergleich von Heizkraftwerksvarianten für die Stadtwerke Kiel - Technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung**

Autoren: Herbert Freischlad (Enerko)

Dr. Armin Kraft (Enerko)

Stefan Kotzur (Enerko)

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut)

Julia Repenning (Öko-Institut)

Dr. Katja Schumacher (Öko-Institut)

unter Mitarbeit von: Tobias Boßmann (arrhenius Institut)

Dr. Helmuth-M. Groscurth (arrhenius Institut)

Februar 2008

ENERKO GmbH
Gesellschaft für Energiewirtschaft und Umwelttechnik
Landstraße 20
52457 Aldenhoven
Tel.: +49 (02464) 971-3
Fax: +49 (02464) 971-555
Internet: www.enerko.de

Öko-Institut e.V.
Institut für angewandte Ökologie
Institute for Applied Ecology
Öko-Institut e.V.
Büro Berlin
Novalisstraße 10
10115 Berlin
Tel. +49 (0)30–280 486-80
Fax +49 (0)30–280 486-88
Internet: www.oeko.de

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
Institute for Energy and Climate Policy
arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik
Parkstr. 1a,
22605 Hamburg
Tel.: +49 (040) 3708 4420
Internet: www.arrhenius.de

Zusammenfassung

Die Stadtwerke Kiel AG betreibt zusammen mit der E.ON Kraftwerke GmbH seit 1970 das Gemeinschaftskraftwerk Kiel (GKK) mit einer Nettoleistung von 323 MW_{el}. Dieses Kraftwerk wurde in den 80er Jahren konsequent zu einem Heizkraftwerk ausgebaut und deckt heute etwa 35% des Kieler Wärmebedarfes.

Inzwischen hat das GKK ein Alter von fast 40 Jahren erreicht. Damit ist das Ende der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer absehbar und Ersatzoptionen müssen geprüft werden.

In der vorliegenden Studie werden verschiedene mögliche Versorgungsvarianten unter technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten untersucht und bewertet, um eine Diskussionsbasis für die Entscheidungsfindung zu bieten.

Ausgangslage in Kiel

Der Endenergiebedarf der Stadt Kiel stagniert seit etwa 2 Jahrzehnten auf einem Niveau von 4.300 GWh mit leicht rückläufiger Tendenz in den letzten Jahren. Dabei ist eine kontinuierliche Verschiebung von Heizöl zu Erdgas zu erkennen, der Anteil der Fernwärme erhöhte sich leicht durch Verdichtungsmaßnahmen.

Die zukünftige Entwicklung des Energiemarktes in Kiel wurde unter Berücksichtigung demographischer Trends, des technischen Fortschritts, Wohnflächenentwicklung und ordnungsrechtlicher Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2050 abgeschätzt. Die wichtigsten Trends sind:

- Die Kieler Bevölkerung wird im Betrachtungszeitraum leicht abnehmen und von 232.000 auf 219.000 sinken.
- Die gesamte Wohnfläche in Kiel wird trotzdem durch die Zunahme kleiner Haushalte und steigende Komfortbedürfnisse leicht ansteigen von 8,9 Mio. m² auf 10,5 Mio. m².
- Im Neubaubereich wird der spezifische Wärmebedarf weiter sinken.
- Die Fernwärme wird zu Lasten von Heizöl und Erdgas weiter ausgebaut werden und ihren Versorgungsanteil auf etwa 60% steigern.
- Der gesamte Wärmemarkt wird sich mit einem Rückgang von 1%/a leicht rückläufig entwickeln. In einem durch mehr Einsparmassnahmen geprägten Alternativszenario wird ein deutlicherer Rückgang um 2%/a betrachtet.
- Der Strombedarf der Stadt Kiel wird sich ausgehend von rund 1000 GWh/a erst leicht und dann stärker rückläufig entwickeln.

Potenziale dezentraler Anlagen

Die Abdeckung des Strom- und Wärmebedarfes einzelner Verbraucher mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist eine energieeffiziente Möglichkeit der Versorgung, die weiter ausgebaut werden soll. Es wurde daher untersucht, welche zusätzlichen KWK-Potenziale in Gebieten, die nicht fernwärmeversorgt sind, bestehen.

Die Auswertung gebäudescharfer Verbrauchsdaten des Jahres 2006 der Sparten Strom, Gas, Fernwärme und Wasser ergibt folgendes Bild:

- Das theoretische Gesamtpotenzial liegt bei knapp 39 MW_{el} und teilt sich zu 80% auf gasbeheizte Objekte und zu 20% auf Sonstige (vor allem Heizöl) auf.
- Bei Ausschöpfung des gesamten Potenzials könnten maximal 10% des Wärmebedarfes der Stadt und 15% des Strombedarfes in dezentralen KWK-Anlagen erzeugt werden.
- Die 100 größten Objekte kommen zusammen auf ein Potenzial von etwa 10 MW_{el}. Um dieses zu erschließen, kämen Blockheizkraftwerke in einem Leistungsspektrum von 50-500 kW_{el} zum Einsatz bei Investitionen von etwa 22 Mio. EUR. In einzelnen Arealen mit hoher Wärmedichte (z.B. Industriegebiet Wellsee) könnten auch mehrer Verbraucher durch Nahwärmenetze gekoppelt werden.
- Um das Gesamtpotenzial zu erschließen, müssten allerdings über 10.000 Gebäude auf KWK umgerüstet werden bei Investitionskosten von gut 100 Mio. EUR. Hier kämen dann auch verstärkt Mikro-KWK-Anlagen im Bereich <10 kW_{el} zum Einsatz, die heute noch sehr teuer sind.
- Ein Ausbau der dezentralen KWK in größeren Objekten durch Contracting ist unter den heutigen gesetzlichen Randbedingungen oft wirtschaftlich und sollte durch SWK forciert werden.

Ein Ausbau der dezentralen solarthermischen Wärmeerzeugung um 30 MW ist technisch machbar und führt zu einer Energieeinsparung von etwa 25 GWh/a. Dazu müssen 4300 kleinere anlagen (6 qm Kollektorfläche) und 300 größere Anlagen (60 qm) installiert werden bei einer abschätzigen Investitionssumme von ca. 25 Mio. EUR.

Globale Rahmenbedingungen

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit wurden Hypothesen über die Entwicklung der Brennstoffpreise für den Zeithorizont bis zum Jahre 2050 entwickelt. Zum einen bilden die Brennstoffpreisentwicklungen für Steinkohle und Erdgas frei Kraftwerk am Standort Kiel eine direkte Inputgröße für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der untersuchten Varianten. Zum anderen flossen die Annahmen über die Entwicklung der relevanten Brennstoffpreise für Heizöl, Erdgas, Braun- und Steinkohle in das Strommarktmodell deeco-s ein, mit dem die zukünftige Strompreisentwicklung ermittelt wurde.

Um die Bandbreite der heute als vorstellbar erscheinenden Entwicklungen abbilden zu können, wurden neben einem Referenzfall auch noch Szenarien mit höheren CO_2-Preisen und insgesamt höheren Brennstoffpreisen entwickelt.

Das Referenzszenario ist durch folgende Trends geprägt:

- Steinkohle und Erdgas werden sich im Zeitraum 2015-2050 weiter verteuern, der Brennstoffpreis frei Kraftwerk wird im Jahr 2030 im Referenzfall bei 34,6 EUR/MWh für Erdgas und 10,4 EUR/MWh für Steinkohle liegen.
- Die Preise für Emissionszertifikate steigen unter der Annahme moderater Emissionsziele von 22,5 auf 28,5 EUR/EUA an. Höhere CO_2 Preise würden sich ergeben in Reaktion auf höhere Energiepreise bzw. im Falle von sehr ambitionierten Klimaschutzzielen, bei denen deutlich stärkere Emissionsminderungen erfolgen müssen als im Referenzszenario. Eine kostenfreie Zuteilung für Stromerzeuger wird es ab 2013 nicht mehr geben.
- Die Börsenpreise für Strom liegen für den Referenzfall im Jahr 2015 in etwa auf heutigem Niveau von im Mittel gut 60 EUR/MWh und steigen dann bis 2030 auf knapp 80 EUR/MWh an.
- Ein verstärkter Ausbau der Windenergie für den Zeithorizont ab 2030 führt zu einer Minderung der Großhandelspreise. Durch diesen Effekt und durch den Zubau effizienterer Kraftwerke sinken die Großhandelspreise ab 2030 wieder ab.

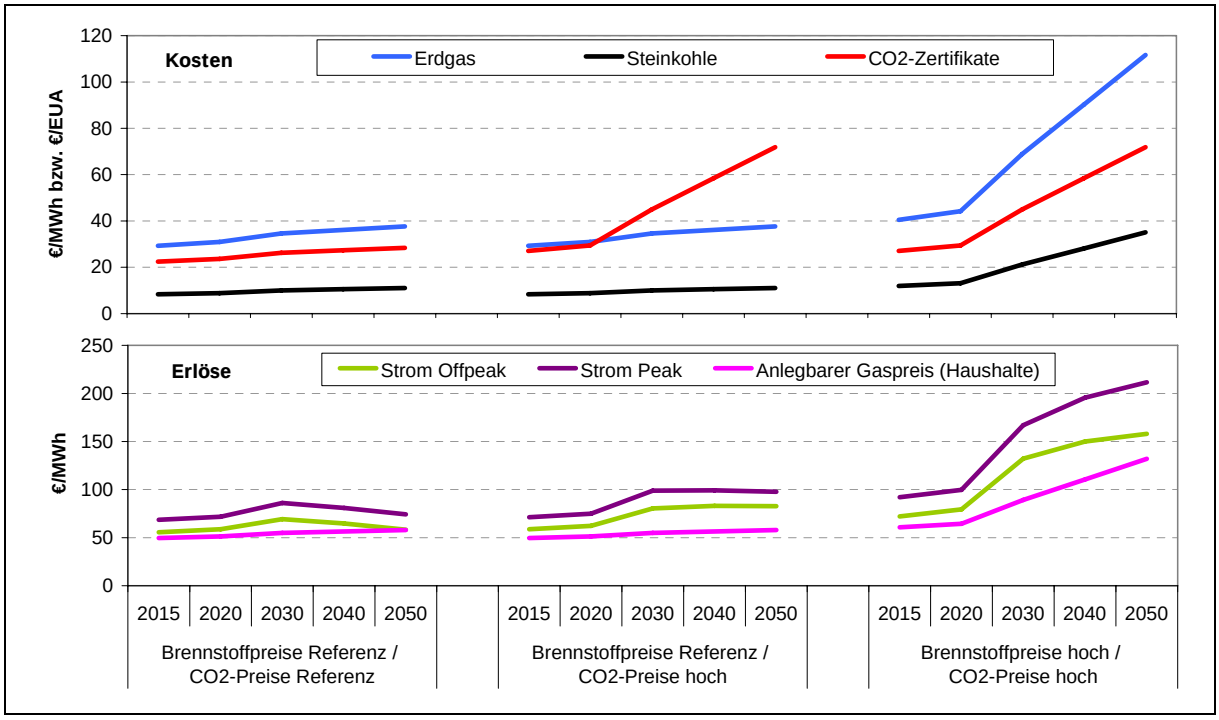


Abbildung I: Entwicklung der Brennstoff-, CO_2- und Börsenpreise für Strom sowie des anlegbaren Wärmepreises in den Szenarien

Eine weitere Herausforderung für die wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Erzeugungsoptionen ergibt sich aus potenziellen Netzengpässen. Für die Erreichung der deutschen Minderungsziele wird vor allem das Übertragungsnetz in erheblichem Maße optimiert und ausgebaut werden müssen. Bei Vorrang der Windenergieeinspeisung und einer zunehmenden Errichtung von Kraftwerkskapazitäten in Deutschland kann eine Verzögerung des Netzausbaus zur Notwendigkeit einer zeitweisen Abschaltung fossiler Kraftwerkswerkskapazitäten führen, was die ökonomische Verletzbarkeit vor allem großer Kraftwerke in Norddeutschland erhöht.

Technisch-wirtschaftliche Bewertung

Grundsätzlich sind alle untersuchten Varianten realisierbar.

Mit detaillierten Simulationsmodellen wurde die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Kraftwerksvarianten im Kontext der unterstellten globalen und nationalen Energiepreistrends bewertet. Dabei wurde die Wirtschaftlichkeit der Strom und Wärmeerzeugung aus Investorsicht durch Kennzahlen bewertet. Als Ergebnis lässt sich festhalten:

- Unter den zu Grunde gelegten Rahmenbedingungen für den Referenzfall ist eine erdgasbasierte Fernwärmeversorgung wirtschaftlich nicht darstellbar (Variante 3 – 400 MW-GuD).
- Konzepte mit hoher Brennstoffflexibilität (Varianten 4 Kombiblock und 5 Mehrbrennstoffkraftwerk) führen aufgrund hoher Investitionen zu nicht ausreichenden Nachsteuerrenditen zwischen 2 und 4%.
- Eine dezentrale Erzeugung (Variante 6) ist aus den gleichen Gründen nicht wirtschaftlich. Eine weitere Ursache neben hohen Kapital- und Brennstoffkosten ist auch die relativ niedrige Auslastung der jeweils wärmegeführten Erzeuger. Die Geothermische Wärmeerzeugung ist mit hohen Anfangsinvestitionen verbunden und steht in Konkurrenz zu den KWK-Anlagen, was zu einem suboptimalen Einsatz führt.
- Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten sind die Varianten 1 und 2 für die Fernwärmeerzeugung auf Kohlebasis darstellbar, wobei die „große“ Kohlelösung (1 - 800 MW) aufgrund von Skaleneffekten eine bessere Wirtschaftlichkeit bietet.

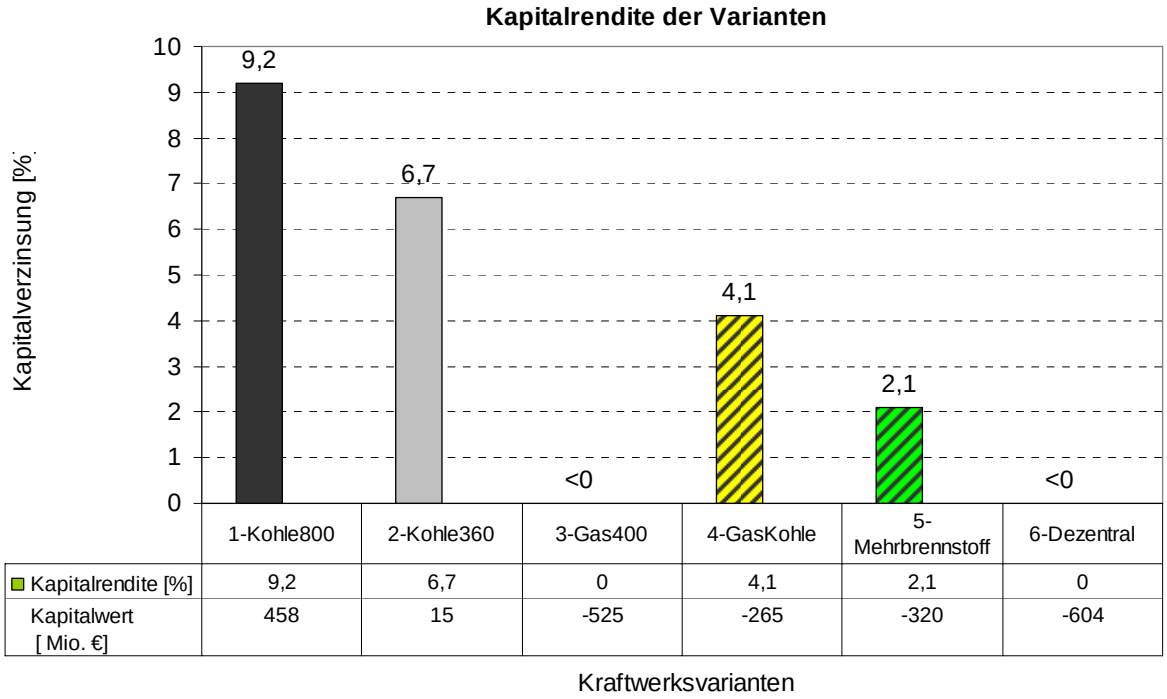


Abbildung II: Kapitalrendite und Kapitalwert der Varianten im Referenzszenario

Eine wirtschaftliche Darstellbarkeit der Erzeugungsvarianten mit mehr oder weniger ausgeprägtem Erdgaseinsatz ergibt sich – unterschiedlich ausgeprägt – erst

- wenn die Kosten für die CO_2-Zertifikate dem hohen Preispfad folgen,
- wenn sich die niedrige Variante der Entwicklung für den Wärmemarkt in Kiel einstellt,
- wenn sich der deutsche Kraftwerkspark deutlich stärker in Richtung erdgasbasierter Stromerzeugung entwickelt und sich damit höhere Erlöse für den Stromabsatz ergeben,
- wenn aus dem Fernwärmeabsatz frei Kraftwerk Erlöse erzielt werden können, die über der Bandbreite von 36 bis 40 €/MWh liegen.

Auch wenn sich unter solchen Rahmenbedingungen, insbesondere in ihrer Kombination eine grundsätzliche wirtschaftliche Darstellbarkeit ergeben kann, hat dies keinen weiteren Einfluss auf die Reihenfolge der Varianten hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Attraktivität.

Ökologische Bewertung

Alle Berechnungen der ökologischen Bewertung wurden für das Jahr 2030 mit dem Bilanzierungsmodell Gemis durchgeführt. Auf Basis des gewählten Ansatzes sind die Ergebnisse für die gesamte Lebensdauer der verschiedenen Investitionsoptionen als repräsentativ anzusehen.

Die wesentlichen Ergebnisse sind:

- Im Bereich der lokalen Emissionen liegen die erdgasdominierten Varianten 3 und 6 um fast 80% (Variante 3) bzw. über 90% (Variante 6) unter dem Emissionsniveau der Variante 1, die anderen Varianten liegen – teilweise bedingt durch die sehr unterschiedlichen Erzeugungsniveaus um 40 bis 70% unter dem Wert für die Variante.
- Bauvorleistungen spielen bei allen Optionen nur eine stark untergeordnete Rolle
- Im Gesamtvergleich – also nach dem Bilanzausgleich für die verschiedenen Varianten und inklusive der vorgelagerten Prozessketten – liegt die kleine Kohleoption 2 um knapp 20% unter dem Emissionsniveau der Variante 1, die (Misch-)Varianten 4 und 5 jeweils um knapp 30% unter der Variante 1 und die ergasorientierten Varianten 3 und 6 um ca. 40% unter der Variante 1.

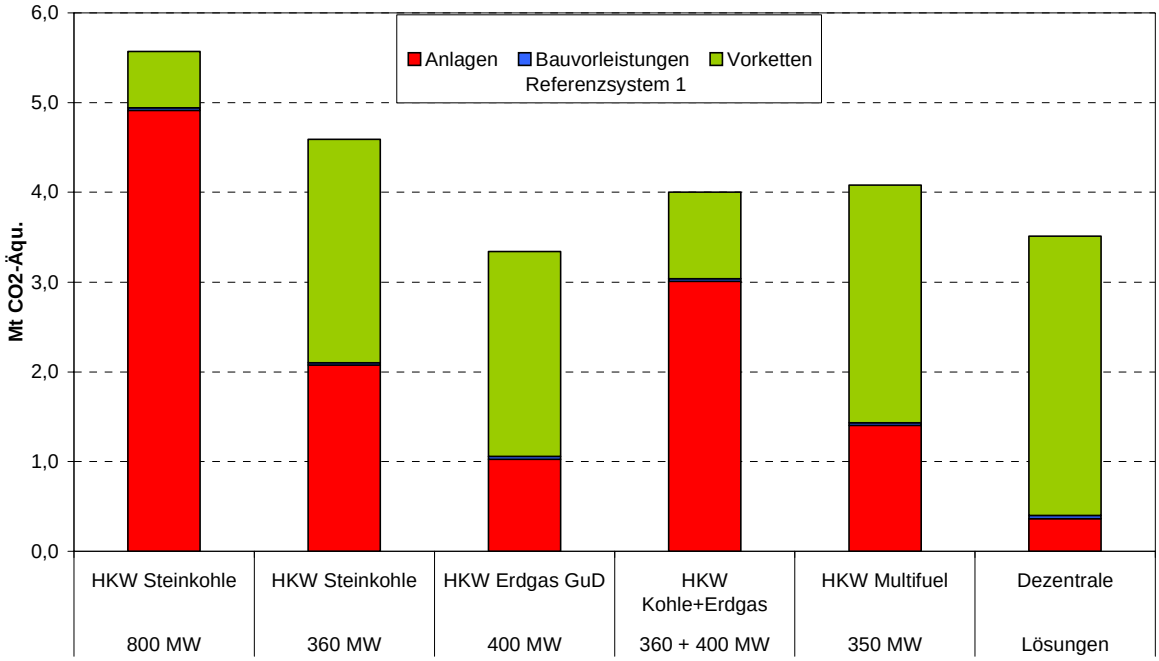


Abbildung III: Vergleich der Treibhausgasemissionen im Jahr 2030, Referenzszenario

Fazit und Empfehlung

Aus technischer Sicht sind alle Varianten realisierbar.

Unter Wirtschaftlichkeitskriterien ist unter den zu Grunde gelegten Rahmenbedingungen eine rein erdgasbasierte Versorgung in einem GuD-Kraftwerk unter Referenzbedingungen ebenso wenig darstellbar wie eine dezentrale Einspeisung verschiedener Wärmeerzeuger, die durch hohe spezifische Investitionen und Brennstoffpreise bei gleichzeitig geringer Auslastung geprägt ist.

In der ökologische Gesamtbewertung unter Einbeziehung vorgelagerter Brennstoffketten haben die erdgasbasierten Erzeugungsvarianten hingegen brennstoffbedingt um 30 bis 40%

geringere Treibhausgasemissionen und schneiden auch bei der Bewertung anderer Schadstoffe besser ab.

Zusammenfassend kann gesagt werden: Wenn heute eine Entscheidung getroffen werden muss, dann empfiehlt sich als wirtschaftlich tragfähige und robuste Lösung ein Heizkraftwerk auf **Kohlebasis**, wenngleich auch dieses mit Risiken verbunden ist. So besteht neben dem o.g. Problem des windstrombedingten Redispatchs die Möglichkeit, dass insbesondere große Kohlenkraftwerke mittelfristig einer verpflichtenden Nachrüstung mit CCS-Technologie unterliegen – dies würde zu Nachrüstungsinvestitionen in erheblicher Höhe und möglicherweise noch in der Amortisationsphase führen.

Aufgrund der hohen Emissionen an Treibhausgasen sollte vor dem Hintergrund ehrgeiziger Minderungsziele in Deutschland und der EU in jedem Fall die Option einer späteren Nachrüstung mit CO_2-Abscheidung am Standort bereits bei Planung und Auslegung der Anlage umfassend berücksichtigt werden.

Wenn die **Investitionsentscheidung noch um 3, möglichst 5 Jahre verschoben** werden kann, sollte diese Option genutzt werden. Wir erwarten, dass sich die momentan sehr großen Unsicherheiten in wesentlichen Randbedingungen in den nächsten Jahren zumindest teilweise verringern werden. Dies betrifft:

- **technologische Neuentwicklungen**, die eine zuverlässige Bewertung relevanter Technologien noch nicht zulassen (CO_2-Abscheidung, Kohlevergasung, LNG-Transport).
- Die **Unsicherheit im Rohöl- und Erdgasmarkt** (Spekulationsblase oder langfristiger Aufwärtstrend).
- Die Entwicklung des **Zertifikatemarktes** unter NAP II.
- Die **Überhitzung des Anlagenmarktes**, die sich durch den Aufbau neuer Produktionskapazitäten und eine langsam abflauende Nachfrage in Asien wieder beruhigen dürfte.

Natürlich kann eine solche Verschiebung ein zunehmendes Ausfallrisiko im bestehenden GKK bedeuten, das durch gezielte Maßnahmen zur Lebensdauerverlängerung kritischer Komponenten reduziert werden muss.

Als ökologisch wie ökonomisch sinnvolle Ergänzung des Erzeugungsportfolios sollte eine Beteiligung an einem Offshore-Park anhand der konkreten Projekte und mit möglichen Partnern geprüft werden.

Ein verstärkter Ausbau von dezentralen KWK-Lösungen außerhalb des Fernwärmegebietes im Rahmen von Anlagencontracting ist in günstigen Fällen ebenfalls wirtschaftlich und trägt deutlich zu einer Steigerung der Energieeffizienz in Kiel bei. Wir empfehlen eine zeitnahe Umsetzung durch die Stadtwerke Kiel im Stadtgebiet und der Region.

Inhaltsverzeichnis

1 Einführung und Aufgabenstellung 1

2 Ausgangslage 2

2.1 Energiebedarf der Stadt Kiel 2

2.2 Strom- und Fernwärmeversorgung durch die Stadtwerke Kiel 3

2.3 Gemeinschaftskraftwerk GKK 9

2.4 Aktuelle politisch-rechtliche Rahmenbedingungen 9

2.5 Aktuelle Kraftwerksprojekte in Deutschland 13

2.6 Zur Bewertung der Versorgungssicherheit 16

3 Entwicklung des globalen und nationalen Energiemarktes bis 2050 18

3.1 Brennstoffpreise 18

3.1.1 Vorbemerkungen 18

3.1.2 Methodik der Brennstoffpreisszenarien 18

3.1.3 Brennstoffpreise für Erzeugungsprojekte am Standort Kiel 22

3.1.4 Mittlere Brennstoffpreise für Erzeugungsprojekte in Deutschland 25

3.2 Entwicklung des Marktes für CO_2-Zertifikate 26

3.3 Zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks und der Stromerlöse in Deutschland 27

3.3.1 Vorbemerkungen 27

3.3.2 Entwicklung des Kraftwerksparks in den verschiedenen Szenarien 28

3.4 Entwicklung der Strompreis-Forwardkurven 33

4 Exkurse zu den Rahmenbedingungen 38

4.1 Die Auswirkungen eines massiven Ausbau der Windkraftnutzung in Norddeutschland 38

4.2 CO_2-Abtrennung und Ablagerung 42

4.2.1 Vorbemerkungen 42

4.2.2 Kriterien zur Bewertung von Nachrüstbarkeit 45

4.2.3 Kosten der CCS-Nachrüstung 47

4.2.4 Neubau von CCS-Anlagen 50

5 Entwicklung des Kieler Energiemarktes bis 2050 51

5.1 Bevölkerungsentwicklung 51

5.2 Entwicklung des Wärmemarktes 51

5.3 Entwicklung des Strombedarfes 57

5.4 Potenziale für dezentrale KWK-Anlagen 59

6 Technisch-wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksvarianten 69
6.1 Methodik 69
6.2 Randbedingungen und Definition von Szenarien 70
6.3 Variante 1: 800 MW-Steinkohle Heizkraftwerk 75
6.3.1 Technisches Konzept 75
6.3.2 Energiebilanzen 78
6.3.3 Wirtschaftlichkeit 80
6.3.4 Risiken 84
6.4 Variante 2: 360 MW-Steinkohle Heizkraftwerk 86
6.4.1 Technisches Konzept 86
6.4.2 Energiebilanzen 87
6.4.3 Wirtschaftlichkeit 89
6.4.4 Risiken 91
6.5 Variante 3: 400 MW GuD-Heizkraftwerk 92
6.5.1 Technisches Konzept 92
6.5.2 Energiebilanzen 94
6.5.3 Wirtschaftlichkeit 96
6.5.4 Risiken 99
6.6 Variante 4: 360 MW-Steinkohle Heizkraftwerk + 400 MW-GuD-Heizkraftwerk 99
6.6.1 Technisches Konzept 100
6.6.2 Energiebilanzen 100
6.6.3 Wirtschaftlichkeit 102
6.6.4 Risiken 104
6.7 Variante 5: 350 MW-Mehrbrennstoff Heizkraftwerk 105
6.7.1 Technisches Konzept 105
6.7.2 Energiebilanzen 109
6.7.3 Wirtschaftlichkeit 112
6.7.4 Risiken 115
6.7.5 Zusatzmaßnahme: KWK 116
6.8 Variante 6: Dezentrale Erzeugung 120
6.8.1 Technisches Konzept 121
6.8.2 Energiebilanzen 125
6.8.3 Wirtschaftlichkeit 129
6.8.4 Risiken 133
6.8.5 Zusatzmaßnahme: Offshore Wind 134
6.8.6 Zusatzmaßnahme: Solarthermie 137
6.8.7 Zusatzmaßnahme: KWK 138

6.9 Variantenvergleich 142
6.9.1 Lokale Energiebilanz 142
6.9.2 Wirtschaftlichkeit 144
6.9.3 Arbeitsplatzeffekte 146
6.9.4 Szenarioanalyse 149
6.9.5 Sensitivitätsanalyse einzelner Faktoren 152

7 Ökologische Bewertung der Varianten 156
7.1 Methodischer Ansatz 156
7.1.1 Vorbemerkungen 156
7.1.2 Formale Ableitung des methodischen Konzeptes 156
7.1.3 Verwendetes Modell 159
7.2 Parametrisierung der generischen Versorgungsvarianten und der Infrastrukturkomponenten 162
7.3 Annahmen für die Szenarienrechnungen 164
7.4 Ergebnisse der Modellrechnungen 167

8 Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlung 174

Literatur 177

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch. Quelle: Energie- und CO_2-Bilanz 2000, für 2007: Extrapolation Enerko 2

Abbildung 2: Entwicklung der Fernwärmeeinspeisung seit 1990 in Kiel (Dampf- und Heißwassernetze). Quelle: SWK 3

Abbildung 3: Fernwärme- (grün) und dampfversorgte (rot) Gebiete in Kiel. Quelle: SWK 4

Abbildung 4: Einspeisung der verschiedenen Wärmeerzeuger im Jahr 2006 und Jahresdauerlinie 2006. Quelle: SWK 5

Abbildung 5: Vorlauftemperaturkurve im Kieler Fernwärmenetz 6

Abbildung 6: Netzlast des Versorgungsgebietes der SWK im Jahr 2006 und Jahresdauerlinie 2006. Quelle: SWK 8

Abbildung 7: Kraftwerksprojekte in Deutschland (IBN 2007 und Planung bis 2015), Stand Ende 2007. Quelle: BDEW, BCG, BUND, eigene Recherchen 14

Abbildung 8: Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken >200 MW in Deutschland von 2004 bis 2012 (Ist bis 2007 und Planungen). Quelle BDEW, BUND, trend:research, eigene Recherchen 15

Abbildung 9 Importpreisprojektionen im Referenzszenario, 1991 bis 2050 20

Abbildung 10 Importpreisprojektionen im Hochpreisszenario, 1991-2050 21

Abbildung 11 Referenzpreisszenario für Erdgas und Steinkohle frei Kraftwerk (See-Antransport für Steinkohle, Direktlieferung per Panmax Frachter), 1991 bis 2050 23

Abbildung 12 Hochpreisszenario für Erdgas und Steinkohle frei Kraftwerk (See-Antransport für Steinkohle, Direktlieferung per Panmax Frachter), 1991 bis 2050 23

Abbildung 13 Entwicklung der Preise für CO_2-Zertifikate bis 2050 27

Abbildung 14 Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im Referenzszenario, 2000 bis 2050 28

Abbildung 15 Entwicklung der Kapazitäten im Bereich erneuerbarer Energien im Referenzszenario, 2000 bis 2050 29

Abbildung 16 Entwicklung der Kapazitäten im Bereich erneuerbarer Energien im Referenzszenario mit verstärktem Windenergieausbau, 2000 bis 2050 30

Abbildung 17 Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im Alternativszenario, 2000 bis 2050 31

Abbildung 18 Entwicklung der Kapazitäten im Bereich erneuerbarer Energien im Alternativszenario, 2000 bis 2050 32

Abbildung 19 Entwicklung der Brennstoff-, CO_2- und Börsenpreise für Strom in den Referenzszenarien für Brennstoffe, CO_2-Preise und den Kraftwerkspark, 2015 bis 2050 34

Abbildung 20 Entwicklung der stündlichen Börsenpreise für Strom in den Referenzszenarien für Brennstoffe und CO_2-Preise sowie den verschiedenen Szenarien für die Entwicklung des Kraftwerksparks, 2030 35

Abbildung 21 Entwicklung der Brennstoff-, CO_2- und Börsenpreise für Strom im Referenzszenario für Brennstoffe, dem Hochpreisszenario für CO_2-Zertifikate sowie dem Referenzszenario für den Kraftwerkspark, 2015 bis 2050 36

Abbildung 22: Entwicklung der Kieler Bevölkerung. Quelle: Statistikamt- Nord, Destatis . 51

Abbildung 23: Entwicklung der Kieler Wohnflächen nach Altersklassen. Quelle: eigene Berechnungen 53

Abbildung 24: Entwicklung der Sanierungseffizienz nach Baualtersklassen. Quelle: eigene Berechnungen 54

Abbildung 25: Entwicklung des Nutzenergiebedarfes nach Gebäudetypen und Altersklassen Quelle: eigene Berechnungen 55

Abbildung 26: Entwicklung des Endenergiebedarfes nach Energieträgern, Referenzszenario. Quelle: eigene Berechnungen 56

Abbildung 27: Entwicklung des Endenergiebedarfes nach Energieträgern, Alternativszenario. Quelle: eigene Berechnungen 57

Abbildung 28: Entwicklung des Strombedarfes in Kiel. Quelle: SWK (bis 2006), eigene Berechnungen 59

Abbildung 29: Aufteilung der gasversorgten Objekte in Kiel auf Verbrauchsklassen 61

Abbildung 30: Ableitung des thermischen KWK-Potenzials gasversorgter Objekte in Kiel aus den gebäudescharfen Gasverbräuchen 63

Abbildung 31: Aufteilung des KWK-Potenzials gasversorgter Objekte in Kiel auf Verbrauchsklassen 64

Abbildung 32: Aufteilung des KWK-Potenzials sonstiger Objekte in Kiel auf Verbrauchsklassen 66

Abbildung 33: Verteilung der 100 größten potenziellen KWK-Objekte im Stadtgebiet 67

Abbildung 34: Vorgehensweise der technisch-wirtschaftlichen Bewertung 70
Abbildung 35: Definition der untersuchten Szenarien 73
Abbildung 36: Kraftwerksstandort GKK und notwendige Erweiterungsfläche 76
Abbildung 37: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 1 im Jahr 2030 79
Abbildung 38: Entwicklung der Wärmeeinspeisung von 2015-2050 80
Abbildung 39: Cash-Flow Entwicklung Variante 1, Referenzszenario 83
Abbildung 40: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 1, Referenzszenario . 84
Abbildung 41: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 2 im Jahr 2030 88
Abbildung 42: Cash-Flow Entwicklung Variante 2, Referenzszenario 90
Abbildung 43: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 2, Referenzszenario . 91
Abbildung 44: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 3 im Jahr 2030 95
Abbildung 45: Cash-Flow Entwicklung Variante 3, Referenzszenario 97
Abbildung 46: Rohertrag Kohle- (mit η=46%) und Gasverstromung (η=58%) 98
Abbildung 47: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 3, Referenzszenario . 98
Abbildung 48: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 3 im Jahr 2030 101
Abbildung 49: Cash-Flow Entwicklung Variante 4, Referenzszenario 103
Abbildung 50: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 3, Referenzszenario 104
Abbildung 51: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 5 im Jahr 2030 111
Abbildung 52: Brennstoffkosten Stroh frei Kraftwerk in Variante 5 im Jahr 2030 112
Abbildung 53: Cash-Flow Entwicklung Variante 5, Referenzszenario 114
Abbildung 54: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 5, Referenzszenario 114
Abbildung 55: KWK-Potenziale bis 10 MW_{el}, sortiert nach Objektgröße 117
Abbildung 56: Ausbau der dezentralen KWK in Variante 5, KWK Leistung (linke Achse) und Erzeugung (rechte Achse) 118
Abbildung 57: Erlöse und Kosten des 10-MW-KWK-Ausbaus in Kiel 119
Abbildung 58: Dezentrale Anlagen in Variante 6 121
Abbildung 59: Notwendiges Einzugsgebiet der Biomassebereitstellung Variante 5 (35km) und Variante 6 (43 km) 123
Abbildung 60: Aufteilung der Wärme- und Stromerzeugung in Variante 6 im Jahr 2030 auf die einzelnen Anlagen 126

Abbildung 61: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 6 im Jahr 2030, alternatives Wärmemarktszenario 127

Abbildung 62: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 6 im Jahr 2030, Referenzfall .. 128

Abbildung 63: Cash-Flow Entwicklung Variante 6, alternatives Wärmemarktszenario ... 131

Abbildung 64: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 5, Referenzszenario (ohne Biomasse-KW) 132

Abbildung 65: Stand der Offshore-Projekte in Nord- und Ostsee. Quelle: Dena (www.offshore-wind.de) 134

Abbildung 66: Beispielhafte Cash-Flow Entwicklung bei Beteiligung an einem Offshore-Park 136

Abbildung 67: Ausbau der Solarthermie um 30 MW 137

Abbildung 68: Ausbaustrategie dezentrale KWK, alternatives Wärmemarktszenario (oben) und Referenzfall (unten) 139

Abbildung 69: Erlöse und Kosten des KWK-Ausbaus in Kiel, alternatives Wärmemarktszenario 141

Abbildung 70: Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Bezug 2030) 143

Abbildung 71: Brennstoffbedarf im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Bezug 2030, ohne Zusatzmassnahmen) 143

Abbildung 72: Gesamtnutzungsgrad im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Bezug 2030, ohne Zusatzmassnahmen) 144

Abbildung 73: Kapitalrendite im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Variante 5 und 6 ohne Zusatzmaßnahmen) 145

Abbildung 74: Stromgestehungskosten im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Variante 5 und 6 ohne Zusatzmaßnahmen, Variante 6 ohne Biomasse) 146

Abbildung 75: Kapitalwerte und Kapitalverzinsung in der Szenarioanalyse 150

Abbildung 76: Einfluss des Wärmepreises auf die Kapitalverzinsung 153

Abbildung 77: Anzulegender Wärmepreis bei gleicher Kapitalverzinsung (6,5%) 154

Abbildung 78: Fernwärmeversorgung bei geringer Verfügbarkeit (6000 Volllaststunden), Referenzszenario, Variante 1 155

Abbildung 79 Exemplarische Darstellung der Analysestruktur in GEMIS 160

Abbildung 80 Vergleich der Treibhausgasemissionen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 167

Abbildung 81 Vergleich der Treibhausgasemissionen (Referenzsystem 2 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 168

Abbildung 82 Vergleich der Treibhausgasemissionen (unterschiedliche Referenzsysteme für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 169

Abbildung 83 Vergleich der versauernden Emissionen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 170

Abbildung 84 Vergleich des Anfalls von REA-Reststoffen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 170

Abbildung 85 Vergleich der Emissionen versauernder Substanzen (unterschiedliche Referenzsysteme für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 171

Abbildung 86 Vergleich des Anfalls von REA-Reststoffen (unterschiedliche Referenzsysteme für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 172

Abbildung 87 Vergleich der Emissionen von Treibhausgasen und versauernden Substanzen sowie des Anfalls von REA-Reststoffen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 ... 173

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der fernwärmeerzeugenden Anlagen in Kiel 6

Tabelle 2: Rahmendaten Energiepreise 20

Tabelle 3 Preisentwicklung für schweres und leichtes Heizöl (€ 2005/GJ) 25

Tabelle 4 Modellergebnisse für die verschiedenen Stromprodukte (Base, Offpeak, Peak), 2015 bis 2050 37

Tabelle 5: Übersicht die Anteile der Energieträger im Kieler Wärmemarkt (Referenzszenario) 55

Tabelle 6: Übersicht die gasversorgten Objekte in Kiel außerhalb der Fernwärmevorranggebiete 61

Tabelle 7: Typische KWK-Technologien in den Verbrauchsklassen 62

Tabelle 8: Abschätzung des KWK-Potenzials bisher gasversorgter Objekte in Kiel ... 63

Tabelle 9: Abschätzung des KWK-Potenzials sonstiger Objekte in Kiel 65

Tabelle 10: Technische Eckdaten Variante 1 78

Tabelle 11: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 1 81

Tabelle 12: Technische Eckdaten Variante 2 87

Tabelle 13: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 2 89

Tabelle 14: Technische Eckdaten Variante 3 93

Tabelle 15: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 3 96

Tabelle 16: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 4 102

Tabelle 17: Biomassepotenziale in der KERN-Region. Quelle: Projekt Bioregio, [] 107

Tabelle 18: Technische Eckdaten Variante 5 109

Tabelle 19: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 5 113

Tabelle 20: Technische Eckdaten Variante 6, ohne Müllverbrennung, Heizwerke und zusätzliche Maßnahmen 125

Tabelle 21: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 6 130

Tabelle 22: Wirtschaftliche Eckdaten KWK-Ausbau Konzept 6 140

Tabelle 23: Abschätzung der regionalen Arbeitsplatzeffekte 149

Tabelle 24: Auswirkungen geringerer Verfügbarkeit auf die Wirtschaftlichkeit von Konzept 1 (800 MW Kohle) 155

Tabelle 25 Bilanzdaten für die ökologische Bewertung (Referenzszenario Wärmemarkt), 2030 165

Tabelle 26 Bilanzdaten für die ökologische Bewertung (Alternatives Wärmemarktszenario), 2030 166

1 Einführung und Aufgabenstellung

Die Stadtwerke Kiel AG versorgen zusammen mit Ihren Tochtergesellschaften die Stadt Kiel und einen Teil der Umlandgemeinden mit Strom, Wärme, Gas und Wasser. Zusammen mit der Stadt Kiel haben sie seit den Ölpreiskrisen in den 70er Jahren konsequent an einer Umstrukturierung der Energieversorgung in Richtung einer sicheren, preiswürdigen und umweltfreundlichen Energieversorgung der Landeshauptstadt Schleswig-Holsteins gearbeitet. Ein wichtiger Baustein war dabei die Errichtung des Gemeinschaftskraftwerkes Kiel (GKK) im Jahre 1970 mit einer Nettoleistung von 323 MW_{el} durch die Partner Stadtwerke Kiel AG und die Nordwestdeutsche Kraftwerke AG (NWK, heute E.ON Kraftwerke GmbH).

Als Primärenergieträger wird Steinkohle eingesetzt, die sowohl über Schiffstransport als auch über Bahnlieferung bezogen werden kann. Dieses Kraftwerk wurde in den 70er und 80er Jahren konsequent zu einem Heizkraftwerk ausgebaut mit einer maximalen Fernwärmeauskopplung von 295 MW. Ausgehend von diesem Heizkraftwerk wurde ein großes Fernwärmetransportsystem zur Verbindung der bisherigen Einzelstandorte in Kiel errichtet. Durch die Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung und den konsequenten Ausbau der Fernwärmeversorgung in Kiel konnte so inzwischen ein Energienutzungsgrad im GKK von über 60 % erreicht werden. Am Wärmemarkt der Stadt Kiel hat die Fernwärme inzwischen einen Anteil von etwa 35%.

Das noch vorhandene Dampfnetz in der Kieler Innenstadt, das vom Heizkraftwerk Humboldtstrasse und der Müllverbrennungsanlage versorgt wird, wird bis 2020 sukzessive auf Heißwasserbetrieb umgestellt.

Inzwischen hat das GKK ein Alter von fast 40 Jahren erreicht, und damit ist das Ende der technisch-wirtschaftlichen Nutzungsdauer absehbar. Spätestens bis zum Jahr 2015 (also nach einer gesamten Einsatzzeit von 45 Jahren) sollte eine Ersatzlösung für die alte Anlage fertig gestellt sein, um auch in Zukunft eine preisgünstige Fernwärmeversorgung auf KWK-Basis sicher zu stellen.

Um verschiedene Versorgungsvarianten vergleichen zu können und eine Diskussionsbasis für die Entscheidungsfindung mit den politischen Entscheidungsträgern der Stadt Kiel zu haben, haben die Stadtwerke Kiel die Enerko Gesellschaft für Energie und Umwelttechnik mbH zusammen mit dem Öko-Institut e.V., Büro Berlin, beauftragt, verschiedene Varianten für die zukünftige Strom- und Wärmeerzeugung in Kiel unter technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Aspekten zu analysieren und zu bewerten. Die Analyse des Kieler Energiemarktes (Kapitel 2 und 4) sowie die technisch-wirtschaftliche Bewertung (Kapitel 6) wurde von der Enerko erstellt, das Öko-Institut hat die globalen und nationalen Randbedingungen bewertet (Kapitel 3) und die ökologische Analyse durchgeführt (Kapitel 6). Die zukünftige Entwicklung des deutschen Strommarktes wurde im Rahmen eines Unterauftrages vom arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik untersucht.

Dieser Bericht fasst die Prämissen, das methodische Vorgehen und die Ergebnisse der Vergleichsstudie zusammen.

2 Ausgangslage

2.1 Energiebedarf der Stadt Kiel

Die Stadt Kiel hat 235.000 Einwohner und umfasst ein Stadtgebiet von 119 km². Kiel ist ein Dienstleistungsstandort. In diesem Sektor sind 78,4 % aller Bediensteten in Kiel beschäftigt, 21,4 % sind im produzierenden Gewerbe (sekundärer Sektor) beschäftigt und 0,2 % in der Landwirtschaft (primärer Sektor).

Im industriellen Bereich spielen neben den Werften Maschinenfabriken und weitere mittelgroße Industriebetriebe eine Rolle. Eine wirtschaftlich bedeutende Rolle spielt auch der Hafen, insbesondere die Fähr- und Kreuzfahrtschifffahrt.

Besonders energieintensive Betriebe gibt es in Kiel nicht.

Der Endenergiebedarf der Stadt Kiel stagniert seit etwa 2 Jahrzehnten auf einem Niveau von 4.300 GWh mit leicht rückläufiger Tendenz in den letzten Jahren. Dabei ist eine kontinuierliche Verschiebung von Heizöl zu Erdgas zu erkennen, die Anteile von Strom und Fernwärme blieben in etwa konstant [1].

Kiel hat damit einen – auch im Vergleich mit anderen Städten gleicher Größenordnung - relativ hohen Anteil fernwärmeversorgter Gebäude.

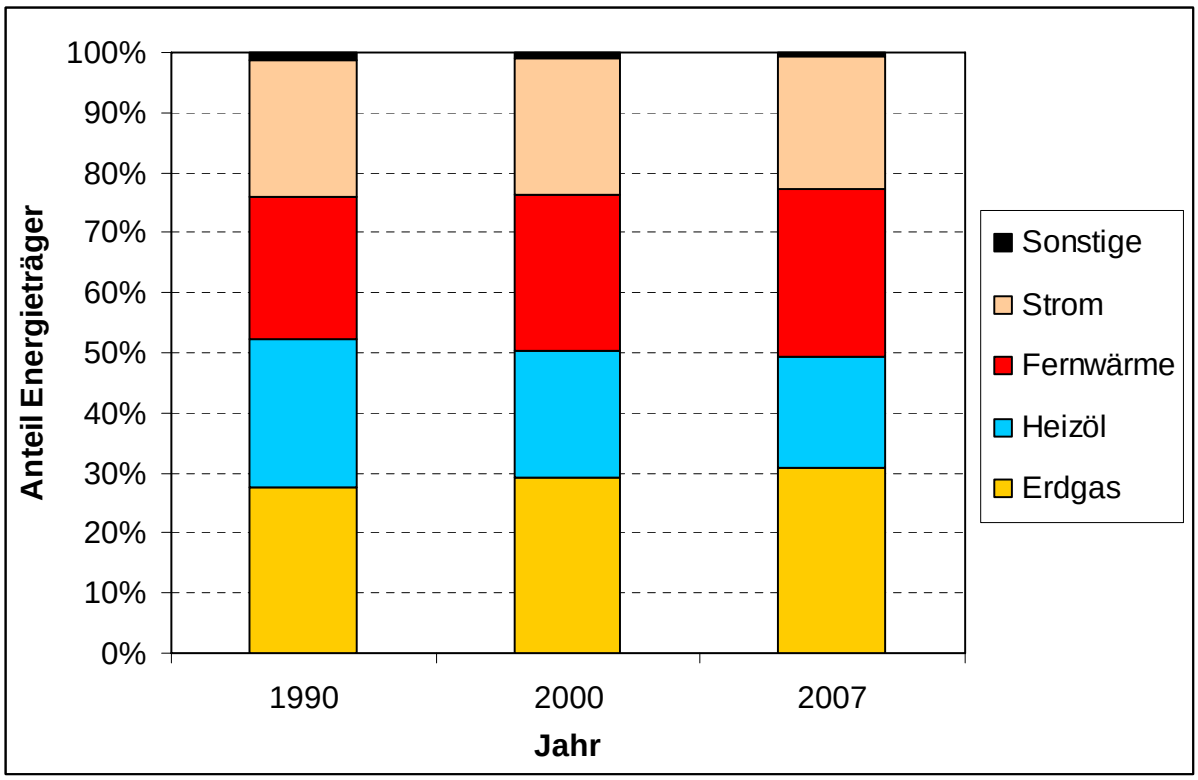


Abbildung 1: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch. Quelle: Energie- und CO_2-Bilanz 2000, für 2007: Extrapolation Enerko

Sektoral betrachtet entfällt etwa die Hälfte des Endenergiebedarfes an die Haushalte, 40% sind dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Öffentliche Verwaltung zuzurechnen und nur 10% entfallen auf industrielle Abnehmer.

Der Anteil der Fernwärme hat sich in Kiel in den letzten zehn Jahren durch Verdichtungs- und Erweiterungsmaßnahmen etwas weiter erhöht. Die Entwicklung seit 1990 ist in Abbildung 2 jeweils als realer Wert und temperaturbereinigt gezeigt:

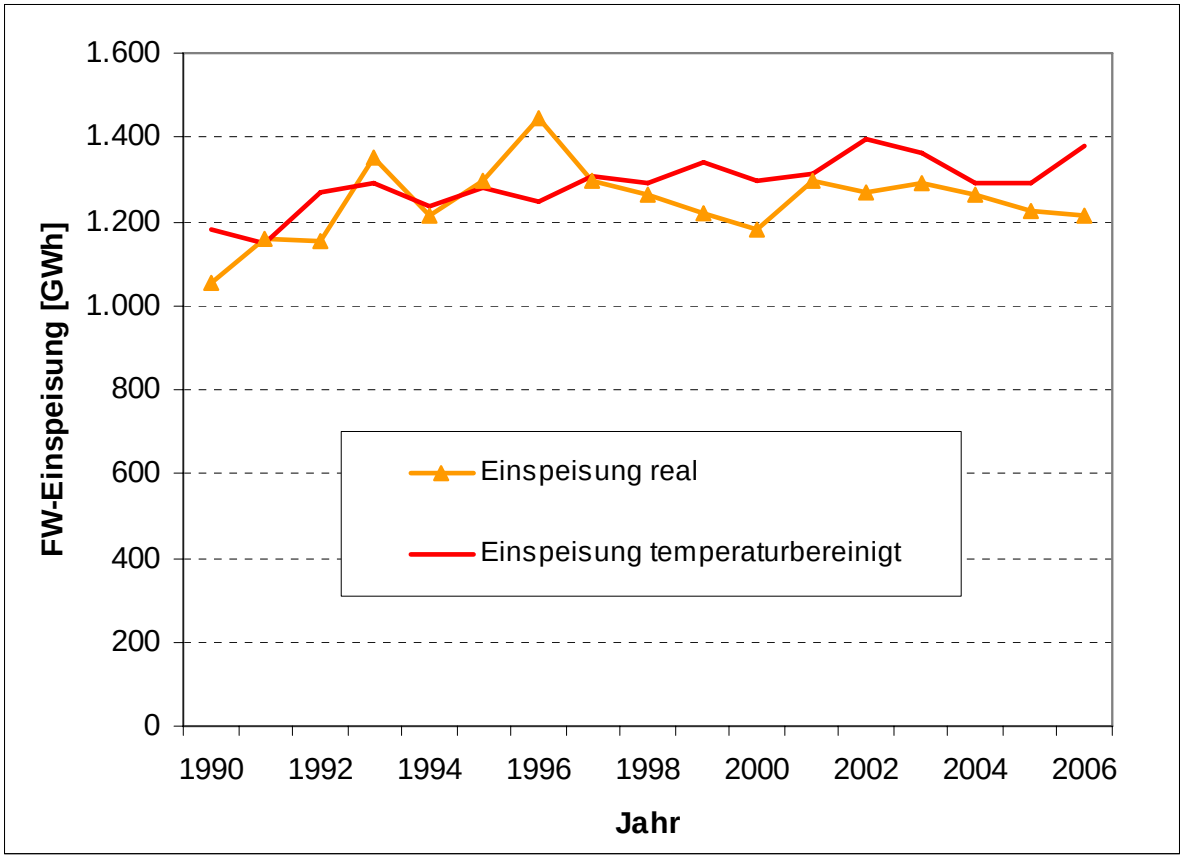


Abbildung 2: Entwicklung der Fernwärmeeinspeisung seit 1990 in Kiel (Dampf- und Heißwassernetze). Quelle: SWK

2.2 Strom- und Fernwärmeversorgung durch die Stadtwerke Kiel

Die Stadtwerke Kiel betreiben im Stadtgebiet mehrere Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, um den Strom- und Wärmebedarf der Stadt jederzeit decken zu können.

Das Fernwärmenetz mit einer Gesamtlänge von 327 km unterteilt sich historisch bedingt in ein Heißwassernetz und ein Dampfnetz. Im Jahr 2006 sind in das Heißwassernetz 939 GWh und in das Dampfnetz 267 GWh eingespeist worden. Die verkaufte Menge (Dampf und Heißwasser) lag 2006 bei 1077 GWh.

Die fernwärmeversorgten Gebiete sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

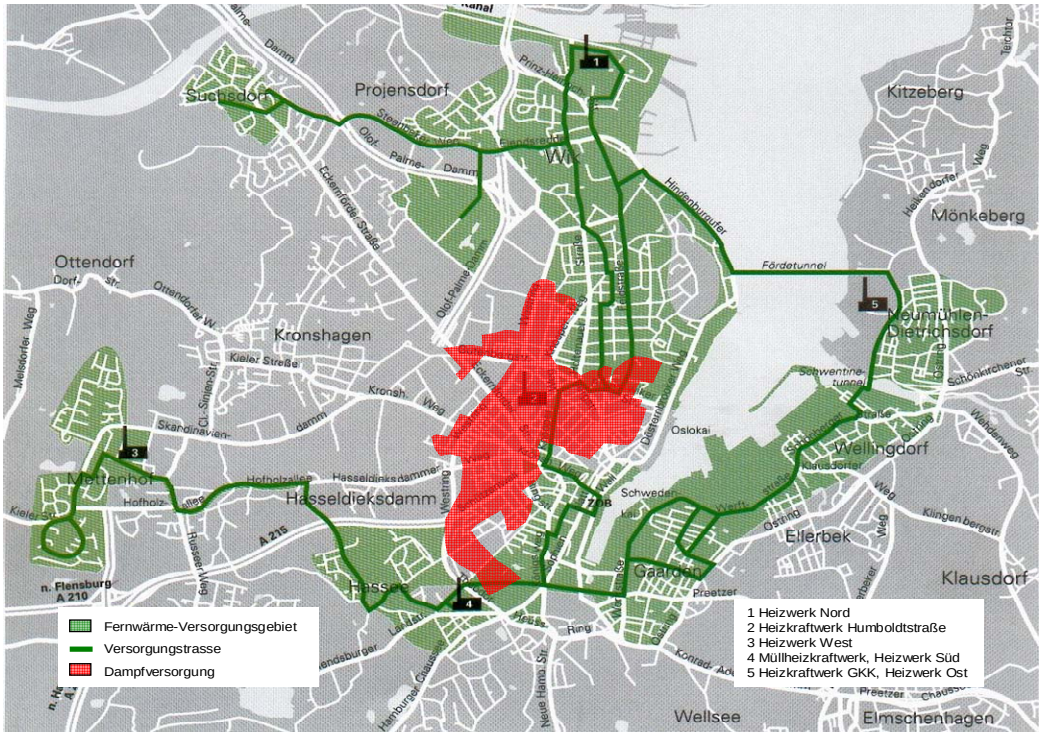


Abbildung 3: Fernwärme- (grün) und dampfversorgte (rot) Gebiete in Kiel. Quelle: SWK

Die jahreszeitliche Aufteilung der Heißwassereinspeisung ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Gut zu erkennen ist zum einen der ungewöhnliche saisonale Witterungsverlauf des Jahres, das durch ein kaltes 1. Quartal und ein sehr warmes 4. Quartal geprägt war. Ebenfalls deutlich zu erkennen sind die häufigen geplanten wie ungeplanten Revisionszeiten des GKK, die zu einem im Vergleich zu Normaljahren erhöhten Einsatz der Heizwerke geführt haben.

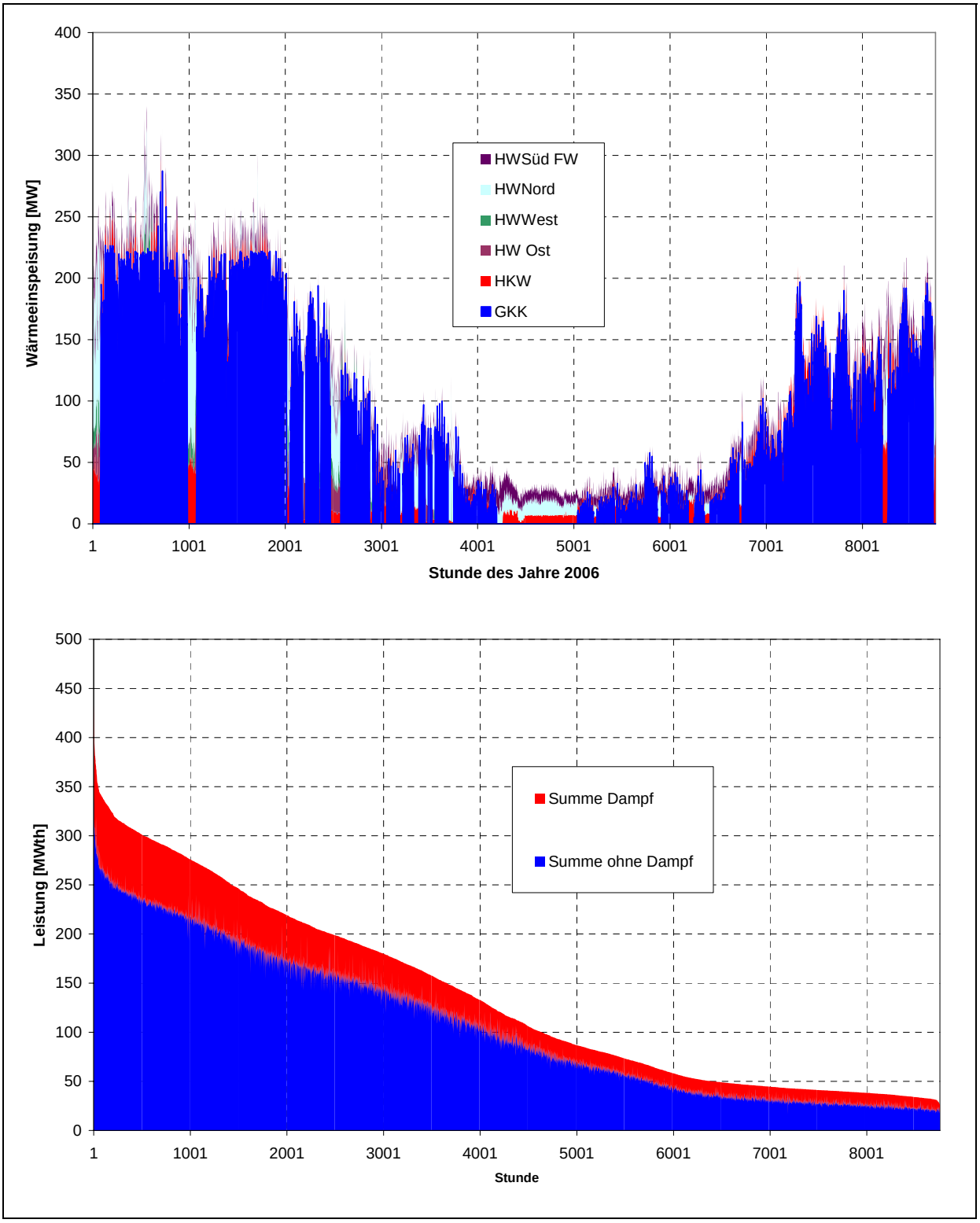


Abbildung 4: Einspeisung der verschiedenen Wärmeerzeuger im Jahr 2006 und Jahresdauerlinie 2006. Quelle: SWK

Das Fernwärmenetz wird mit einer weitgehend einheitlichen witterungsabhängigen Vorlauftemperaturregelung gefahren, die in Abbildung 5 dargestellt ist. Einzelne neuere Teilnetze wie z.B. in Suchsdorf werden auch mit gleitend abgesenkten Temperaturen gefahren.

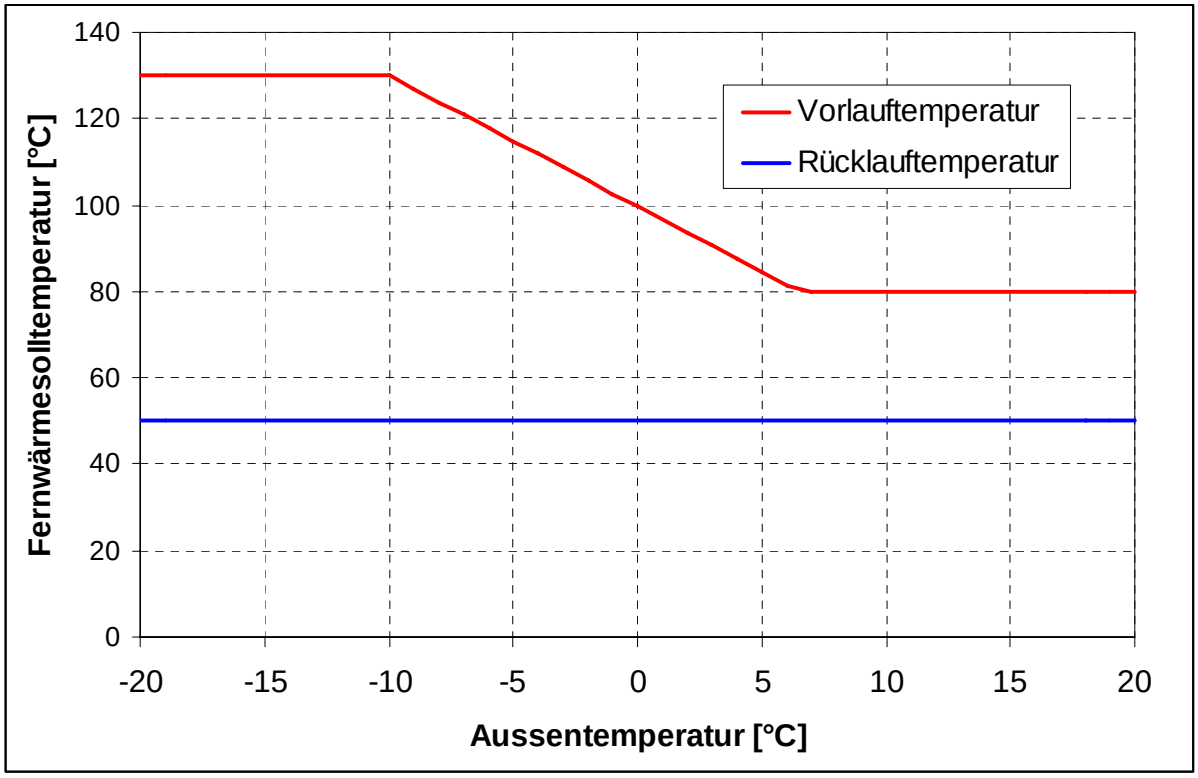


Abbildung 5: Vorlauftemperaturkurve im Kieler Fernwärmenetz

Die Einspeisung in das Netz erfolgt an 5 Standorten jeweils im Norden, Süden, Westen und Osten sowie am innenstadtnahen Standort des Heizkraftwerkes Humboldtstrasse. Die jeweiligen Erzeugungsanlagen sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

	Standort	**Brennstoff**	**el. Leistung**	**FW-Leistung (HW und Dampf)**	**Bemerkung**
GKK	Neumühlen-Dietrichsdorf	Steinkohle	323 MW	295 MW	50% SWK, 50% E.ON
HKW Humboldtstrasse	Mitte	Erdgas/Heizöl	28 MW	120 MW	
HW Nord	Wik	Erdgas/Heizöl	-	180 MW	
HW West	Mettenhof	Erdgas/Heizöl	-	36 MW	
HW Ost	GKK	Erdgas	-	60 MW	
MVK	Hassee	Müll	6 MW	35 MW	49% Remondis, 51% Stadt Kiel
Summe			**357 MW**	**726 MW**	

Tabelle 1: Übersicht der fernwärmeerzeugenden Anlagen in Kiel

Zu den oben genannten Anlagen kommen noch einige weitere von SWK betriebene Kessel- und BHKW-Anlagen, die aber nicht in das Fernwärmenetz einspeisen, sondern zur Objektversorgung oder zur Versorgung von Nahwärmenetzen eingesetzt werden.

Weiterhin betreiben die Stadtwerke Kiel auch noch ein Wasserkraftwerk an der Schwentine und eine Biogasanlage mit 330 kW in Futterkamp.

Das Stromnetz der Stadtwerke Kiel umfasst ein Leitungsnetz von 3700 km Länge, größtenteils Erdkabel. Neben der Stadt Kiel werden auch etliche umliegende Orte im Rahmen bestehender Konzessionsverträge versorgt.

Die elektrische Netzhöchstlast liegt bei etwa 240 MW, die Mindestlast bei etwa 90 MW. Die zeitliche Verlaufscharakteristik sowie die sich daraus ergebende Jahresdauerlinie sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

Die Deckung des Strombedarfes erfolgt im Wesentlichen über das vorgelagerte 220-kV Netz der E.ON Netz GmbH, durch das der Kieler „Anteil“ des im GKK erzeugten Stroms durchgeleitet wird. Die KWK-Anlagen in der Humboldtstrasse sowie die Müllverbrennungsanlage speisen direkt in das 10-kV-Netz ein.

Die in Abbildung 6 dargestellte Lastkurve mit 5700 Volllaststunden entspricht der Charakteristik vergleichbarer Stadtwerke

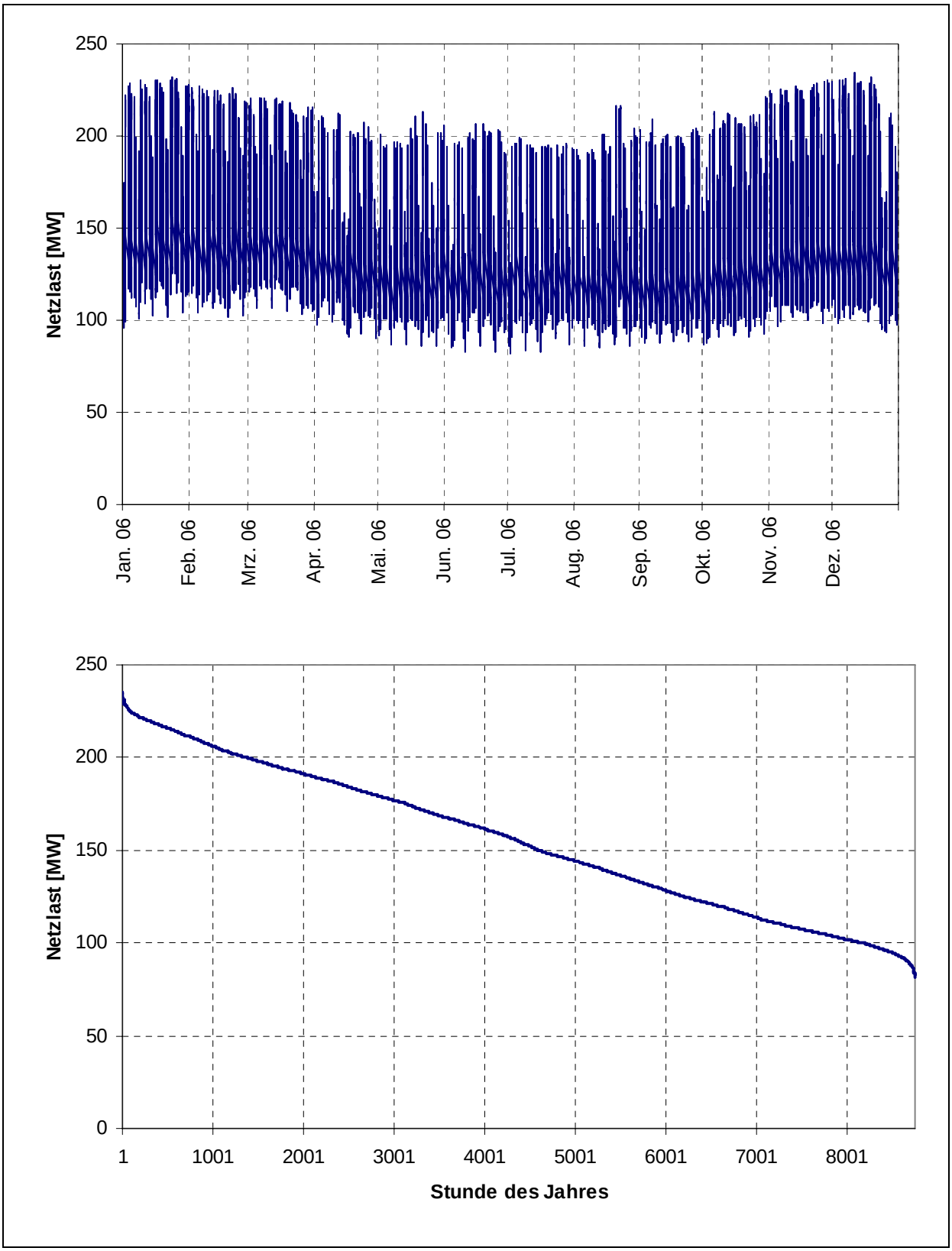


Abbildung 6: Netzlast des Versorgungsgebietes der SWK im Jahr 2006 und Jahresdauerlinie 2006. Quelle: SWK

2.3 Gemeinschaftskraftwerk GKK

Das Gemeinschaftskraftwerk GKK wurde 1970 als reines Kondensationskraftwerk in Betrieb genommen. Anteilseigner waren zu 2/3 die Nordwestdeutsche Kraftwerke AG, Hamburg (NWK), heute E.ON Kraftwerke, und die Stadtwerke Kiel. 1987 übernahmen die Stadtwerke weitere Anteile, so dass heute SWK und E.ON jeweils 50% der Anteile halten und im gleichen Verhältnis Zugriff auf die Leistung haben.

In den 80 Jahren wurde sukzessive die Fernwärmeauskopplung ausgebaut, ein wesentlicher Meilenstein war dabei der Fördetunnel, der 1992 in Betrieb genommen wurde.

Das GKK hat eine Feuerungswärmeleistung von 905 MW bei einer elektrischen Nettoleistung von 323 MW. Es können maximal 295 MW Fernwärme ausgekoppelt werden.

Die Brennstoffversorgung erfolgte lange Zeit ausschließlich über Bahntransporte, seit einigen Jahren besteht aber auch die Möglichkeit, Kohle auf dem Seeweg anzuliefern, wobei die Zuladung wegen der Verladeeinrichtungen auf etwa 3.000 t beschränkt ist (Küstenmotorschiffe/Große Binnenschiffe).

Das Kraftwerk läuft mit ca. 6.000-6.500 Volllaststunden im Jahr und verbraucht dabei etwa 800.000 t Kohle. Der Frischdampfdruck liegt bei 252 bar bei 545°C. Die Rückkühlung erfolgt mittels Durchlaufkühlung mit Fördewasser.

Nach nun 36 Betriebsjahren nähert sich die Anlage dem Ende der wirtschaftlichen Nutzungsdauer, zudem entsprechen die Anlagenwirkungsgrade nicht mehr heutigem Stand, so dass ab 2015 eine alternative Erzeugung bereit stehen muss.

2.4 Aktuelle politisch-rechtliche Rahmenbedingungen

Klimaschutz

Die Klimaschutzpolitik hat insbesondere in den letzten Jahren national und internationalen Raum einen hohen Stellenwert bekommen. Das Kyoto-Protokoll zur Klimarahmenkonvention ist 2005 in Kraft getreten und enthält in seinem Regelwerk für die beigetretenen Industriestaaten völkerrechtlich bindende Regelungen zur Reduzierung bzw. Begrenzung von Treibhausgasemissionen. In unterschiedlichen Prozessen zur Entwicklung entsprechender Anschlussregelungen für den Zeitraum nach 2012 („Post-2012-Prozess“) wird zurzeit verhandelt, Vereinbarungen zum Rahmen, den Terminplänen und ersten Eckpunkten dieser Verhandlungen wurden im Dezember 2007 auf der Vertragsstaatenkonferenz in Bali erzielt.

Auf EU-Ebene hat der Europäische Rat im Frühjahr 2007 beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis 2020 gegenüber 1990 um 30 % zu reduzieren, sofern sich andere entwickelte Länder zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen verpflichten und Entwicklungsländer ebenfalls einen angemessenen Beitrag leisten. Ohne diesen zusätzlichen Beitrag anderer Länder, sollen die Emissionen um mindestens 20% zurückgeführt werden. Bis 2050 soll ein langfristiges Emissionsminderungsziel von 60-80% verfolgt werden. [2]

Die deutsche Bundesregierung hat sich zu einem noch weitergehenden Abbau der Treibhausgasemissionen um 40% bis 2020, bezogen auf das Emissionsniveau von 1990, verpflichtet und dazu ein integriertes Energie- und Klimaprogramm aufgelegt, das zurzeit in rechtlich verbindliche Vorgaben umgesetzt wird [3].

CO_2-Handel

Im Januar 2005 hat die Europäische Union ein Emissionshandelssystem für CO_2 eingeführt. Der Umfang der insgesamt zulässigen Emissionen sowie die Zuteilung der Emissionsberechtigungen werden bis zum Jahr 2012 in Nationalen Allokationsplänen (NAP) geregelt. Nach einer Pilotphase in den Jahren 2005 bis 2007 ist der NAP für die zweite Handelsperiode von 2008-2012 (NAP II) hat mit dem Zuteilungsgesetz 2012 Gesetzeskraft erlangt. Insgesamt stehen danach in der Periode 2008-2012 jahresdurchschnittlich bis zu 453,1 Mio. Emissionsberechtigungen (EUA – European Union Allowances) zur Verfügung, wobei hierin auch eine Neuanlagenreserve von 23 Mio. EUA und eine für den Verkauf bzw. die Auktionierung vorgesehene Menge von 40 Mio. EUA enthalten sind. Im Vergleich zu den Emissionsniveaus von 2005 entspricht dies einer Minderungsvorgabe von knapp 32 Mio. t CO_2 (6,6%), insgesamt werden nur noch für 80% der Emissionen von 2005 kostenlose Emissionsberechtigungen zugeteilt. Für Stromerzeugungsanlagen werden – in Abhängigkeit vom verwendeten Brennstoff und der Effizienz der Anlagen – noch maximal etwa 83% der notwendigen Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt.

Am 23. Januar 2008 hat die Europäische Kommission einen Vorschlag zur Änderungs der EU-Emissionshandelsrichtlinie vorgelegt. Danach sollen Stromerzeugungsanlagen, die der Stromlieferung an Dritte dienen keine kostenlosen Emissionsberechtigungen mehr erhalten. Für die Wärmeproduktion in KWK-Anlagen ist jedoch die Möglichkeit einer kostenlosen Zuteilung vorgesehen [4]. Zum Richtlinienvorschlag muss im Gesetzgebungsprozess eine Einigung mit dem Europäischen Parlament und den Mitgliedstaaten erfolgen. Für diese Studie wird unterstellt, dass alle Emissionszertifikate – wie im Richtlinienvorschlag der Kommission vorgesehen – ab 2013 EU-weit versteigert werden.

KWK-Gesetz

Mit dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz von 2002) werden zurzeit Erhalt, Modernisierung und Neubau von KWK-Anlagen gefördert. Das KWK-Gesetz trat am 1. April 2002 in Kraft und läuft 2008 aus.

Der Entwurf einer Novelle des KWKG befindet sich zurzeit in der parlamentarischen Beratung. Die wesentlichen Punkte des vom Bundeskabinett am 5. Dezember 2007 beschlossenen Entwurfs sind [5]:

- Planmäßiges Auslaufen der Förderung von Bestandsanlagen gemäß dem geltenden KWKG;
- Förderung des Neubaus und der Modernisierung von hocheffizienten KWK- Anlagen, die bis Ende 2014 in Betrieb gehen bei Beibehaltung des geltenden Fördersystems. Die Förderdauer ist auf den Zeitraum bis Ende 2014 bzw. 30.000 Vollbenutzungsstunden begrenzt.
- Die Förderung wird ausgeweitet auf Neuanlagen von mehr als 2 MW und auf Anlagen, die im Rahmen der Eigenversorgung Strom an Unternehmen des Produzierenden Gewerbes liefern (industrielle KWK).
- Zusätzlich Förderung des Ausbaus von Nah- und Fernwärmenetzen durch einen Investitionszuschuss für die neu verlegte Wärmeleitung in Höhe von einem Euro je Millimeter Nenndurchmesser und pro Meter Trassenlänge, max. jedoch 20% der Investitionskosten.
- Weiterführung und Deckelung der KWK-Umlage auf derzeitigem Niveau (ca. 750 Mio. €/a), davon bis zu 150 Mio. €/a vorgesehen für den Ausbau Nah-/Fernwärmenetze.

Ob es über 2014 hinaus eine weitergehende Förderung von KWK-Anlagen geben wird, ist noch nicht absehbar. In dieser Studie wird von einer moderaten Fortschreibung der KWK-Förderung und deren Modalitäten ausgegangen, zumindest für kleine KWK-Anlagen.

Energiesteuern

Das Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 regelt die Besteuerung von Mineralölen, Erdgas und Kohle als Heiz- oder Kraftstoff in der Bundesrepublik Deutschland. Da zurzeit keine wesentlichen Änderungen der Besteuerungssystematik abzusehen sind, gehen wir von einem Fortbestand der Regelungen inkl. der Steuerbefreiung für stromerzeugende Anlagen und KWK-Anlagen aus.

EEWärmeG

Im Rahmen des integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung ist vom Kabinett auch ein Entwurf für ein Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) beschlossen worden [6]. Mit diesem Gesetz soll erstmals die Pflicht eingeführt werden, bei der Versorgung von Gebäuden mit Wärme auf Erneuerbare Energie zurückzugreifen. Dieses Gesetz ist gewissermaßen das Pendant zum EEG für den Wärmesektor, da dort große Einsparpotenziale durch Nutzung Erneuerbarer Energien liegen, aber ein zum EEG im Strombereich analoges Instrument bisher nicht vorhanden war.

Auf Länderebene hatte z.B. die Landesregierung Baden-Württemberg bereits im Juli 2007 einen Entwurf für ein Gesetz zur Nutzung Erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme Gesetz – EwärmeG) vorgelegt, dessen Verabschiedung im Landtag jedoch vor dem Hintergrund der Erarbeitung des EEWärmeG auf Bundesebene zurückgestellt worden war.

Der wesentliche Ansatzpunkt des EEWärmeG ist die Verpflichtung der Eigentümer von nach dem 31.12.2008 errichteten Wohn- und beheizten Nichtwohngebäuden, für die Deckung des Wärmeenergiebedarfs anteilig Biomasse, Geothermie, solare Strahlungsenergie oder Umweltwärme einzusetzen oder Ersatzmaßnahmen wie dezentrale KWK-Anlagen, Anschluss an ein Nah-/Fernwärmesystem oder zusätzliche Wärmeschutzmaßnahmen vorzunehmen.

In der ersten Entwurfsfassung des EEWärmeG vom 18.10.2007 war vorgesehen, diese Verpflichtungen auch auf den Gebäudebestand bei jeder grundsätzlichen Sanierung auszuweiten (Austausch Heizungsanlage, wesentliche Gebäudeerweiterung oder wesentliche Dämmmaßnahme). Dieses Vorhaben ist von der Bundesregierung jedoch vor dem Hintergrund des zu erwartenden Widerstandes der Gebäude-/Wohnungswirtschaft und privater Eigentümer kurzfristig zugunsten einer Aufstockung der begleitenden Förderprogramme von 350 Mio. €/a auf 500 Mio. €/a aufgegeben worden. Die Länder können jedoch eine Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien auch im Gebäudebestand festlegen – wie es z.B. im Entwurf zum EWärmeG der Baden-Württembergischen Landesregierung bereits vorgesehen war.

Schließlich ermächtigt das EEWärmeG die Gemeinden und Gemeindeverbände, aus klimapolitischen Gründen den Anschluss- und Benutzungszwang an ein Nah- oder Fernwärmenetz vorzusehen.

Das EEWärmeG soll und wird in den kommenden Jahren zu einer deutlichen Ausweitung des Einsatzes regenerativer Energien im Wärmemarkt vor allem in Neubauten, über die Ausweitung der Förderung aber auch im Gebäudebestand führen. Zielgröße der Bundesregierung ist die Erhöhung des Anteils regenerativer Energien im Wärmemarkt bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent.

BImSchG

Kraftwerke müssen ebenso wir andere Großanlagen nach den Vorgaben des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImschG) und den damit zusammen hängenden Verordnungen genehmigt werden. Dies ist der zentrale Genehmigungsschritt eines jeden Großkraftwerks, an den in der Regel andere Genehmigungsverfahren wie zum Beispiel bau- oder wasserrechtlicher Art angehängt sind.

Die Großfeuerungsanlagenverordnung ist die 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. Sie definiert Grenzwerte für den Ausstoß von Schadstoffen aus großen Feuerungsanlagen wie den hier untersuchten KWK-Anlagen.

Derzeit erfüllt die 13. BImSchV die geltenden EU-Richtlinien und wandelt diese in nationales Recht um. Die Verordnung betrifft im Bereich der Stromerzeugung alle kohle-, gas- oder ölbetriebenen Wärmekraftwerke mit einer Wärmeleistung von über 50MW und damit alle hier untersuchten Anlagenvarianten.

Es wird davon ausgegangen, dass die Emissionsgrenzwerte auch in Zukunft Gültigkeit besitzen, eine weitere Verschärfung der Grenzwerte ist zurzeit nicht absehbar.

2.5 Aktuelle Kraftwerksprojekte in Deutschland

Seit 2001 sind nach Angaben des BDEW in Deutschland nach längerer Investitionszurückhaltung in den 90er Jahren im Bereich der Versorgungswirtschaft rund 45 neue Kraftwerke mit Leistungen von mehr als 20 MW in Betrieb genommen worden mit einer Gesamtleistung von etwa 8.500 MW.

Diese entfallen sowohl auf die „etablierte“ Energiewirtschaft als auch auf neue Marktteilnehmer wie Trianel, Electrabel oder Statkraft.

In der Planung befinden sich Kraftwerksprojekte mit etwa 30 GW, von denen die wichtigsten in der folgenden Abbildung dargestellt sind. Neben den in 2007 in Betrieb gegangenen Anlagen sind auch die im letzten Jahr aus unterschiedlichen Gründen eingestellten bzw. verschobenen Projekte dargestellt.

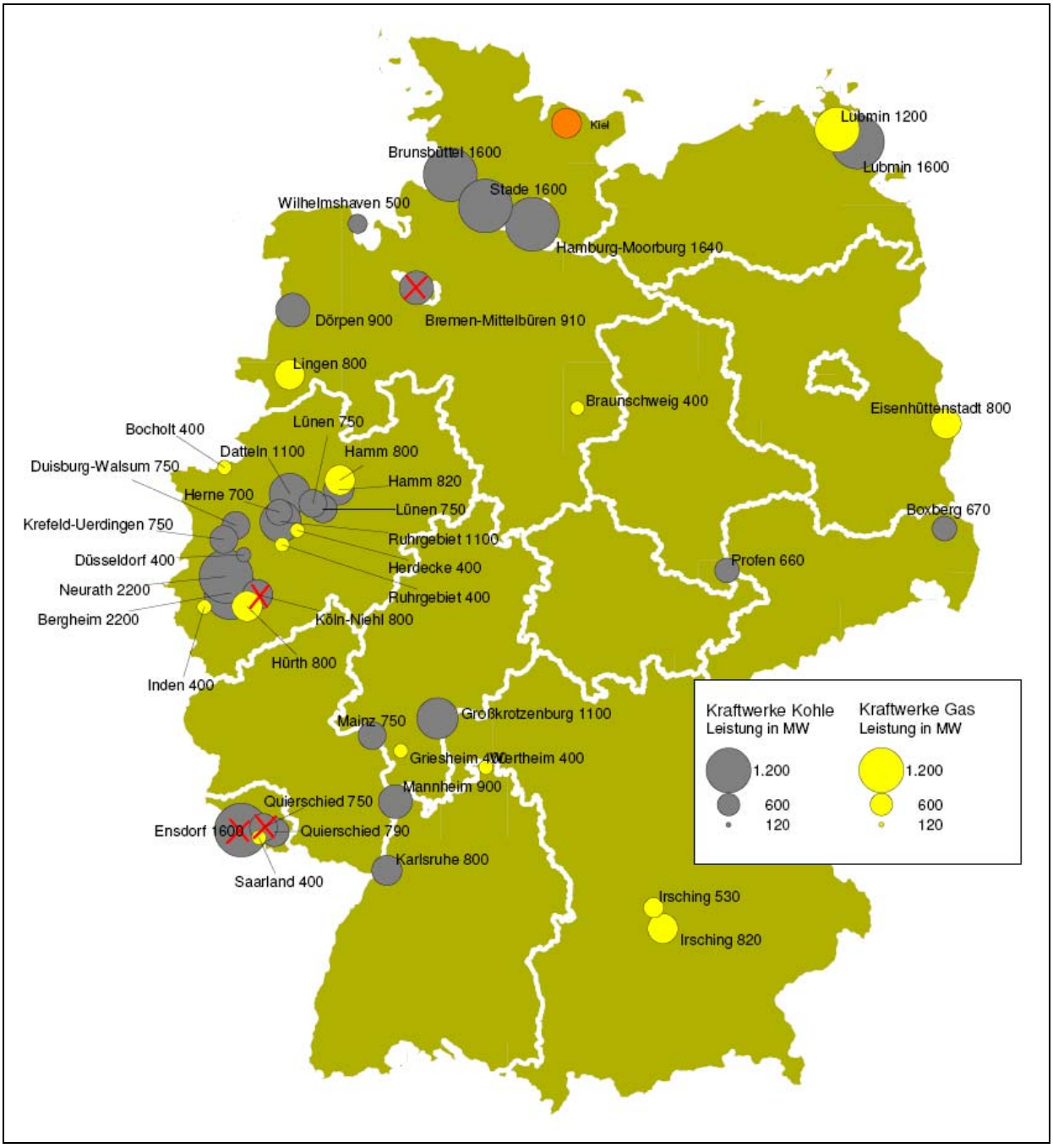


Abbildung 7: Kraftwerksprojekte in Deutschland (IBN 2007 und Planung bis 2015), Stand Ende 2007. Quelle: BDEW, BCG, BUND, eigene Recherchen

Während bis zum Jahr 2008 vorwiegend Gaskraftwerke neu an das Netz gegangen sind, hat sich in den letzten Jahren der Trend bei neu geplanten Kraftwerken wieder mehr in Richtung Kohle entwickelt. Die Mehrzahl der Neubauprojekte, die zurzeit in Planung bzw. Bau sind, basieren auf Stein- oder Braunkohle als Brennstoff.

Ursächlich ist zum einen der hohe Ersatzbedarf im Bereich der bestehenden Steinkohlekraftwerke, die sich größtenteils in der zweiten Hälfte der Nutzungsdauer befinden, zum anderen die Veränderungen am Gasmarkt, die einen wirtschaftlichen und preisstabilen Betrieb großer Gaskraftwerke erschwert haben.

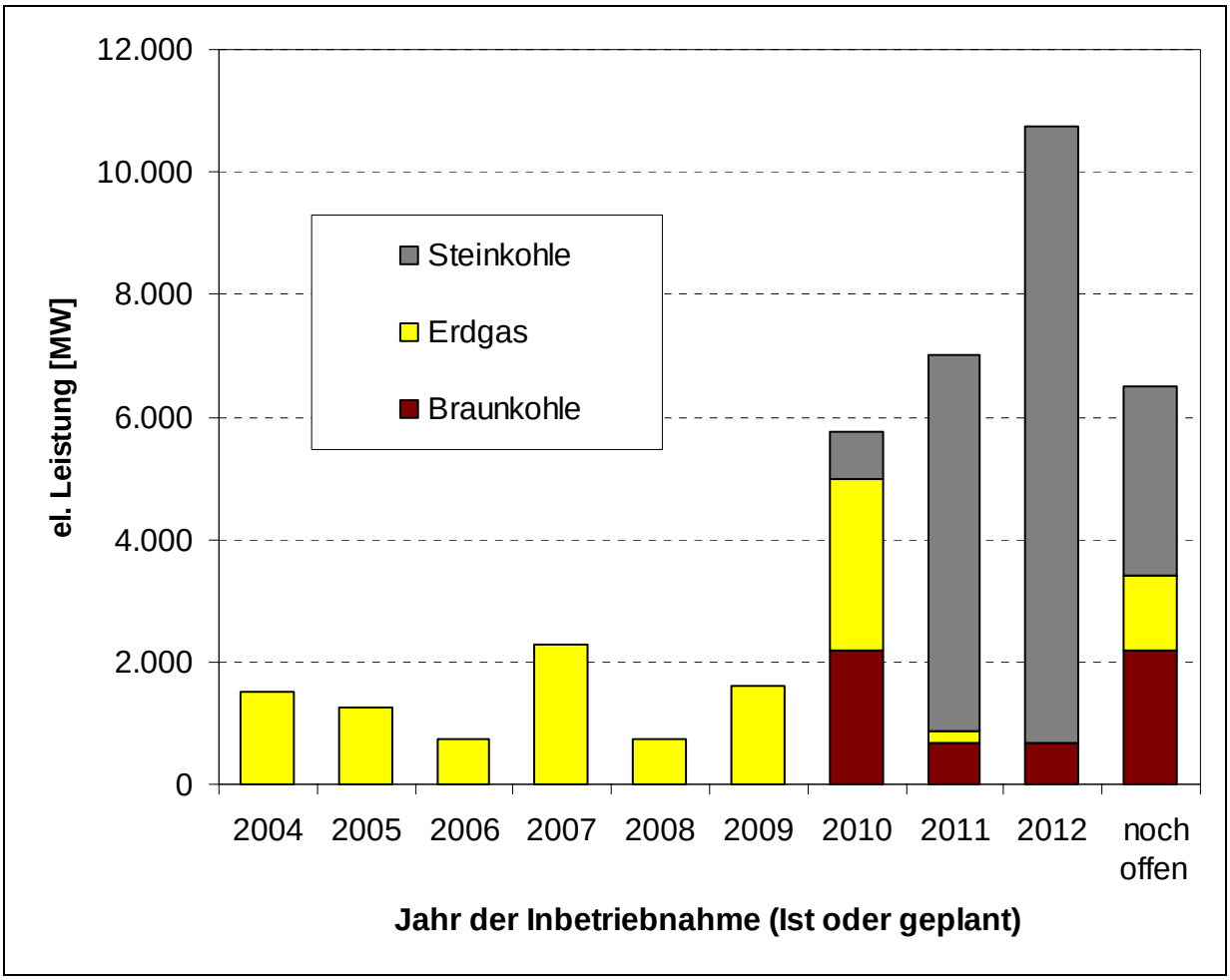


Abbildung 8: **Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken >200 MW in Deutschland von 2004 bis 2012 (Ist bis 2007 und Planungen). Quelle BDEW, BUND, trend:research, eigene Recherchen**

2.6 Zur Bewertung der Versorgungssicherheit

Die Herausforderung *Versorgungssicherheit* ist sehr vielschichtiger Natur. Hinsichtlich der Einordnung energiepolitischer Maßnahmen oder energiewirtschaftlicher Entscheidungen als Lösungsansätze für die Problematik der Versorgungssicherheit eingeordnet werden, müssen die folgenden Dimensionen der Problematik differenziert werden:

1. Versorgungssicherheit als Problem der kurz- oder langfristigen physischen Lieferunterbrechungen
   a. durch zur Neige gehende Energieträgervorkommen
   b. durch Probleme mit oder in den Lieferregionen
   c. durch Probleme mit oder in den Transitregionen
2. Versorgungssicherheit als Problem der ökonomischen Verletzbarkeit der Volkswirtschaft
   a. durch langfristige Anstiege der Energieträgerkosten
   b. durch Preisvolatilitäten auf den Weltmärkten.

Hinsichtlich der Reserven (d. h. der derzeit technisch und wirtschaftlich gewinnbaren Mengen an nichterneuerbaren Energierohstoffen) und Ressourcen (d.h. denjenigen Mengen eines Energierohstoffes, die entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich gewinnbar sind, oder aber die Mengen, die auf Basis geologischer Indikatoren noch erwartet werden und mittels Exploration nachgewiesen werden können) ergibt sich hinsichtlich der für die Diskussion um das GKK relevanten Energieträger Steinkohle und Erdgas die folgende Situation [7]:

- Die konventionellen Erdgasreserven betrugen – bei einer globalen Förderung von ca. 110 Exejoule (EJ) – im Jahr 2006 knapp 6900 Exajoule (EJ). Die Ressourcen werden auf zusätzlich fast 7900 EJ im Bereich der konventionellen Erdgasvorkommen bzw. über 39000 EJ für die unkonventionellen Erdgasvorräte (Kohle-Flözgas, Aquifere, Gashydrate) angegeben.
- Für Hartkohle betrugen die Reserven im Jahr 2006 über 18300 EJ, die weltweite Förderung betrug hier etwa 132 EJ. Darüber hinaus werden die Ressourcen für Hartkohle auf ca. 223000 EJ abgeschätzt.

Im Vergleich zum (konventionellen) Erdöl ist die Reserven- und Ressourcensituation für Steinkohle und Erdgas als deutlich weniger angespannt anzusehen. Bei entsprechenden technologischen Entwicklungen würden – wenn keine Restriktionen im Bereich des Klimaschutzes berücksichtigt werden müssen – für mehrere Dekaden ausreichend Erdgas und Steinkohle zur Verfügung stehen.

Eine andere Situation ergibt sich hinsichtlich die regionale Konzentration der Brennstoffvorkommen für Steinkohle und Erdgas:

- Die Reserven und Ressourcen für Erdgas konzentrieren sich vor allem auf die GUS-Staaten sowie den Nahen Osten, für Deutschland daneben auch die Lagerstätten in Norwegen von besonderer Bedeutung.
- Die Reserven und Ressourcen für Steinkohle konzentrieren sich auf Australien, Asien, das südliche Afrika, die GUS-Staaten sowie Nordamerika.

Zumindest ein Teil der verfügbaren Erdgasvorräte konzentriert sich damit in Regionen, die auf absehbare Zeit durch politische Instabilitäten gekennzeichnet sind. Für die Kohlevorkommen gilt dies nur in deutlich geringerem Maße.

Gleichwohl bleibt darauf hinzuweisen, dass die mit dem internationalen Erdgas- und Steinkohlenhandel einhergehenden wirtschaftlichen Verflechtungen die Risiken von gravierenden Lieferausfällen in erheblichem Maße begrenzen. Neben den entsprechenden Risiken in den Förderregionen ergibt sich allerdings auch die Frage der Transitsicherheit. Für den überwiegend per Seeschifffahrt abgewickelten internationalen Steinkohlenhandel verbleiben hier nur überschaubare Risiken, für die Erdgasversorgung Mitteleuropas werden die Transitrisiken durch die in Bau befindlichen Pipelines (z.B. die Nordstream-Pipeline durch die Ostsee) sowie den sich entwickelnden und überwiegend ebenfalls auf dem Seeweg abgewickelten Handel mit verflüssigtem Erdgas (LNG – Liquified Natural Gas) deutlich abgebaut.

Zusammenfassend ist mit Blick auf die Versorgungssicherheit bei Erdgas und Steinkohle festzuhalten, dass

- die Risiken der physischen Verfügbarkeit für Steinkohle und Erdgas nicht gravierend sind;
- entsprechende Maßnahmen zur politischen Flankierung bzw. Stabilisierung in zunehmendem Maße ergriffen werden (außen- und sicherheitspolitische, außenwirtschaftliche, Bevorratung für Krisenfälle, Diversifizierung von Bezugsquellen);
- die größten Risiken aus der wirtschaftlichen Verletzbarkeit resultieren, die sich bei hohen und sehr volatilen Preisen ergeben kann.

Für Steinkohle und Erdgas resultiert die Problematik der Energiesicherheit daher nicht in erster Linie aus der physischen Verfügbarkeit von Steinkohle oder Erdgas sondern aus den wirtschaftlichen Folgen hoher und volatiler Energiepreise auf den internationalen Brennstoffmärkten [8]. Vor dem Hintergrund der mit der globalen Klimaerwärmung einhergehenden vielschichtigen Probleme können jedoch auch aus unterlassenem Klimaschutz mittelbar ernsthafte Probleme für die Energiesicherheit entstehen.

3 Entwicklung des globalen und nationalen Energiemarktes bis 2050

3.1 Brennstoffpreise

3.1.1 Vorbemerkungen

Für die vorliegende Analyse werden Hypothesen über die Entwicklung der Brennstoffpreise für den Zeithorizont bis zum Jahre 2050 benötigt. Diese sind in zweifacher Hinsicht relevant:

- Zum einen bilden die Brennstoffpreisentwicklungen für Steinkohle und Erdgas frei Kraftwerk am Standort Kiel bzw. die Brennstoffpreisentwicklung für die Bestimmung des anlegbaren Wärmepreises für den Standort Kiel eine direkte Inputgröße für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Bezug auf die alternativen Versorgungsvarianten in Kiel.
- Zum anderen fließen die Annahmen über die Entwicklung der relevanten Brennstoffpreise für Heizöl, Erdgas, Braun- und Steinkohle als für Deutschland repräsentative Größen in das Strommarktmodell deeco-s ein, mit dem die Forward-Kurven für die Strompreisentwicklung ermittelt werden.

Beiden Datensätzen liegt im Grundsatz die gleiche Methodik zu Grunde, gleichzeitig müssen jedoch Unterschiede bei der Preisermittlung für den Standort Kiel und bei der Ermittlung der für die deutsche Situation insgesamt repräsentativen Preistrends berücksichtigt werden.

Gerade in der aktuellen – unübersichtlichen – Situation auf den globalen Brennstoffmärkten enthält jede langfristige Projektion für Brennstoffpreise ein nicht zu unterschätzendes spekulatives Element. Um die Bandbreite der heute als vorstellbar erscheinenden Entwicklungen abbilden zu können, wurden zwei Szenarien entwickelt

- Das Referenzszenario beschreibt diejenige Entwicklung, die sich aus heutiger Sicht als wahrscheinliche Entwicklung darstellt und derzeit vom Mainstream der Analytiker so gesehen wird.
- Das Hochpreisszenario skizziert eine Entwicklung, die sich ergeben könnte, wenn der Förderhöhepunkt bei konventionellem Erdöl in den nächsten Jahren unverkennbar erreicht wird und der Ölpreis eine signifikant zunehmende Knappheitskomponente enthält.

Mit der Modellanalyse für beide Szenarien kann die Bandbreite der Rahmenbedingungen hinsichtlich der Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten ausreichend robust berücksichtigt werden.

3.1.2 Methodik der Brennstoffpreisszenarien

Die Entwicklung der Brennstoffpreisszenarien wird aus historischen Preisinformationen, verfügbaren Ölpreisprojektionen sowie Annahmen über die Entwicklung der Wechselkurse abgeleitet.

- Die Entwicklung der Ölpreise bildet zumindest bei der retrospektiven Analyse für die Mehrheit der kommerziell gehandelten Energieträger einen zentralen Anker.
- Zumindest aus der Rückschau lassen sich robuste Zusammenhänge für die Interaktionen der verschiedenen Brennstoffmärkte identifizieren. Dies bedeutet nicht notwendigerweise, dass diese Zusammenhänge sich auch in Zukunft und vor allem in jedem Marktkontext (v.a. wenn es im Bereich der Ölförderung zu nachhaltigen Knappheiten oder aber im Bereich der Erdgasversorgung zu einer Globalisierung des Marktes kommen sollte) als stabil erweisen werden. Die Erstellung von Szenarien, bei denen die bisher beobachtbaren Marktzusammenhänge nicht mehr gelten, hätte jedoch den Rahmen dieser Studie gesprengt.
- Die Entwicklung der Wechselkurse hat für die überwiegend in US-Dollar (US-$) kontrahierten Brennstofflieferungen eine zentrale Bedeutung. Hier können Hypothesen über Langfristtrends entwickelt werden, die jedoch vor allem in der kurzfristigen Perspektive erheblichen Schwankungen unterliegen und diesbezüglich die Trends auf den globalen Energiemärkten in ihren Wirkungen auf das deutsche Energiesystem erheblich verschieben können.

Die Grundlage für den Referenzfall der Ölpreisentwicklung bildet die jüngste Projektion der Internationalen Energieagentur (IEA) für den World Energy Outlook 20079, für den Hochpreisfall die Projektion des Annual Energy Outlook (2007) der amerikanischen Energie-Informationsbehörde (Energy Information Agency – EIA) [10].

Die Ölpreisprojektionen werden in der Regel in US-$ pro Barrel notiert. Um aus diesen Projektionen Importpreise für Deutschland in Euro ableiten zu können, sind Annahmen zur Entwicklung der Wechselkurse zwischen Euro und US-$ nötig. Je nach Annahme der Wechselkurse können Preisänderungen verstärkt oder abgedämpft werden. Derzeit beispielsweise wird der hohe Rohölpreis auf den internationalen Handelsmärkten durch ein günstiges Wechselkursverhältnis zwischen Euro und US-$ für Europa zum Teil gemildert.

Wechselkurse bilden sich auf den Devisenmärkten aus dem Zusammenspiel von internationalem Leistungsaustausch, Kapitalströmen und Spekulation. Diese Transaktionen können stark schwanken, sind durch Unsicherheiten geprägt und spiegeln in der Regel nicht die Kaufkraftrelationen der Währungen wider. Annahmen zu ihrer künftigen Entwicklungen sind daher nur unter dem Vorbehalt der hohen Unsicherheiten zu treffen, insbesondere für einen langfristigen Zeitraum. In der vorliegenden Analyse wird davon ausgegangen, dass der derzeitige Wechselkurstrend bis 2010 anhält und sich auf einem Niveau von etwa 1,40 US-$ pro Euro bewegt. Anschließend fällt er über einen Zeitraum von 20 Jahre kontinuierlich auf ein Niveau von 1,20 US-$ pro Euro, welches – auf der Grundlage der Entwicklungen in den letzten Jahren – in etwa dem Trendwert der Kaufkraftparitäten zu diesem Zeitpunkt entspricht, und pendelt sich schließlich auf diesem Niveau langfristig ein (siehe Tabelle 2).

	Einheiten	2005	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Rohölpreis Referenz World Energy Outlook (2007)	US$(2006)/ bbl		61,72	59,03	57,30			62,00
Rohölpreis hoch Annual Energy Outlook (2007)	US$(2005)/ bbl	56,80		69,21	79,57	89,12	94,40	100,14
Wechselkurs	US$/€		1,26	1,40	1,35	1,30	1,25	1,20

Quellen: World Energy Outlook, IEA (2007); Annual Energy Outlook, Energy Information Administration (2007) high price scenario; Wechselkurs: eigene Annahmen.

Tabelle 2: Rahmendaten Energiepreise

Um zu den Importpreisprojektionen für Deutschland zu gelangen, werden aus den in Euro umgerechneten Referenz- und Hochpreisprojektionen für Rohöl Steigerungsraten abgeleitet und auf historische, für Deutschland spezifische Importpreisdaten für Erdöl, Erdgas und Steinkohle aufgelegt, die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), vom Statistischen Bundesamt (StBA) bzw. vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) ermittelt und veröffentlicht werden. Damit ergibt sich jeweils eine Referenz- und eine Hochpreiszeitreihe für die Primärenergieträger Rohöl, Erdgas und Steinkohle frei deutsche Grenze (siehe Abbildung 9 und Abbildung 10).

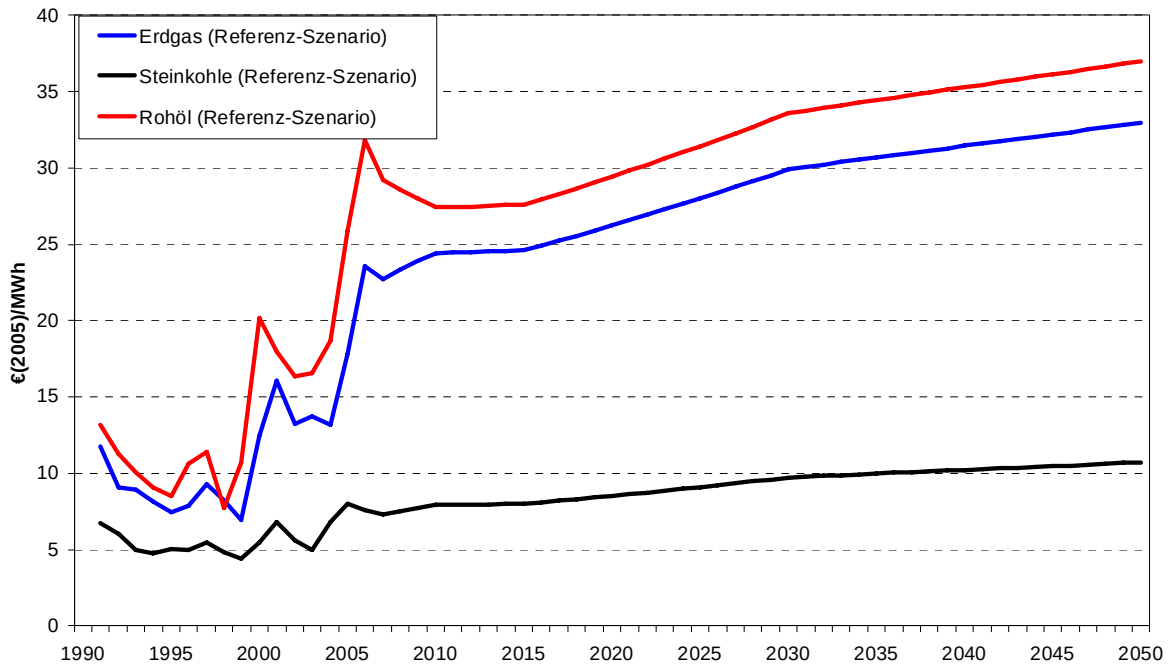


Abbildung 9 Importpreisprojektionen im Referenzszenario, 1991 bis 2050

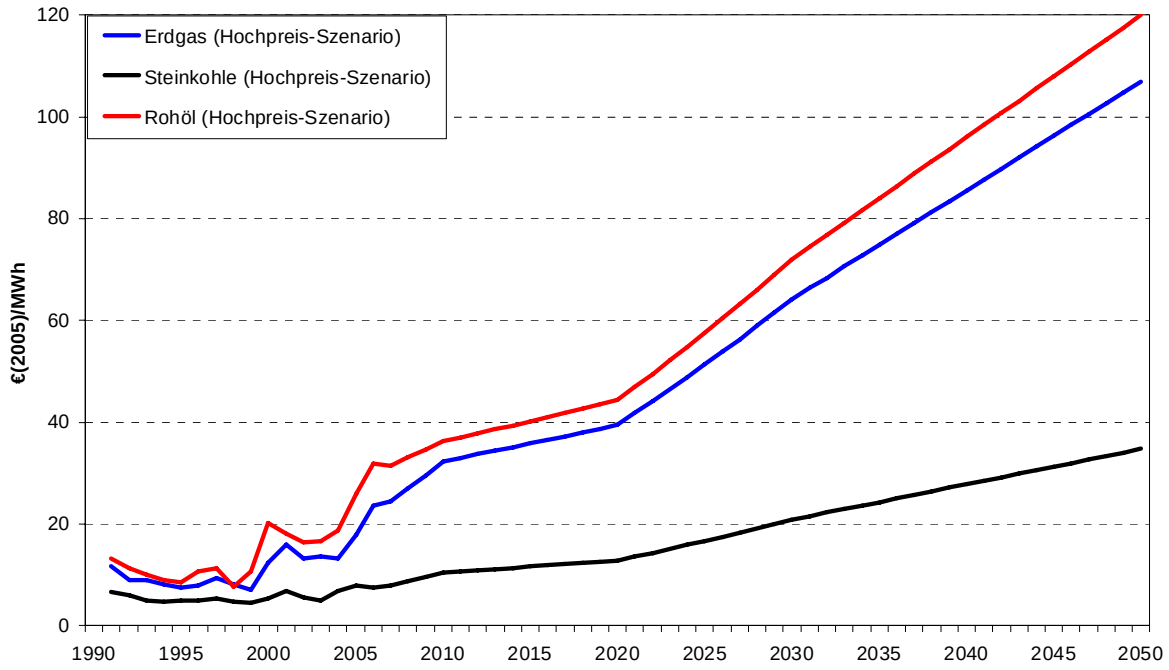


Abbildung 10 Importpreisprojektionen im Hochpreisszenario, 1991-2050

Vor allem in Bezug auf das Referenzpreisszenario ist darauf hinzuweisen, dass sich die (erheblichen) Steigerungsraten für die hier betrachteten Primärenergieträger nahezu ausschließlich aus den angenommenen Veränderungen im Bereich der Wechselkurse ergeben, die Entwicklung der Rohölpreise auf Basis US-$ bewegt sich bis zum Jahr 2030 in der Größenordnung des Preisniveaus von 2006 (das allerdings deutlich unter dem in US-$ notierten Preisniveau für das abgelaufene Jahr 2007 liegt).

Zu bemerken ist, dass hier die den Ölpreisprojektionen zugrunde liegenden Steigerungsraten für alle Brennstoffe gleichermaßen unterstellt sind und damit konstante Relationen für die Importpreisveränderungen angenommen werden.

Wegen der unterschiedlichen Situation bei Brennstoffreserven und –ressourcen bei Erdöl auf der einen Seite und Erdgas und insbesondere Steinkohle auf der anderen Seite sowie mit Blick auf die regionale Diversifizierung könnte in der Perspektive und insbesondere im Hochpreisszenario auch eine deutlichere Entkopplung der Erdgas- und Steinkohlenpreise von der Rohölpreisen erwartet werden. Aus den historischen Daten lassen sich jedoch zumindest bis heute keinerlei Anhaltspunkte für eine Entkopplung der Preisdynamiken von Mineralöl, Erdgas und Steinkohle finden. Vor diesem Hintergrund wurden – auch um die spekulativen Elemente v.a. im Hochpreisszenario nicht zu potenzieren – keine weiteren Variantenrechnungen für eine (teil-) entkoppelte Erdgas- bzw. Steinkohlepreisentwicklung durchgeführt.

In diesem Zusammenhang ist allerdings auch zu beachten, dass für die Wettbewerbsfähigkeit der Energieträger die absoluten Preisdifferenzen maßgeblich sind. Dies bedeutet einerseits, dass auch bei konstanten Importpreisrelationen bei stark steigenden Energiepreisen strukturelle Veränderungen beim Einsatz der einzelnen Energieträger ausgelöst werden.

Andererseits würde sich auch eine Entkopplung der Erdgas- und Steinkohlenpreisdynamik vom Erdölpreis nur begrenzte Auswirkungen für die Änderungen der relativen Preise haben.

3.1.3 Brennstoffpreise für Erzeugungsprojekte am Standort Kiel

Für die Analyse von Erzeugungsprojekten in Kiel werden nicht nur die Importpreise sondern vielmehr standortspezifische Brennstoffpreise frei Kraftwerk benötigt. Daher werden für den Standort Kiel zusätzlich zu den Importpreisen die folgenden weiteren Preisbestandteile berücksichtigt:

Für die Anlieferung von Kraftwerkskohle frei Kraftwerk werden zwei alternative Möglichkeiten betrachtet.

- Die Direktanlieferung von Steinkohle am Seehafen Kiel, z.B. per Panmax Frachter wird basierend auf Prognos (2006) [11] mit Transportkosten in Höhe von 2 €/t angelegt. Bei einem durchschnittlichen Heizwert von 25 GJ/t resultiert hier ein Preisaufschlag von 0,3 €/MWh. In Abbildung 11 und Abbildung 12 wird der Verlauf dieser Brennstoffpreise bis 2050 für den Referenz- und den Hochpreisfall dargestellt.
- Der einmalige Umschlag der Fracht im Schubverband beispielsweise in Rotterdam oder Wilhelmshaven wird mit Transportkosten in Höhe von 4,50 €/t belegt. Dies entspricht einem Preisaufschlag von 0,65 €/MWh.

Für die Erdgasbereitstellung werden zusätzlich zu den Importpreisen frei deutscher Grenze noch Netznutzungsentgelte u.ä. in Höhe von 4 €/MWh angesetzt. Beim Erdgaseinsatz für die Verstromung wird für den gesamten Szenariozeitraum angenommen, dass eine Brennstoffbesteuerung nicht stattfindet, es wird also die ab 2007 für alle Stromerzeugungsanlagen geltende Rechtslage durchgängig unterstellt.

Neben den Brennstoffkosten für die Erzeugungsanlagen spielen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Varianten die erlösbaren Erträge auf der Wärmeseite eine wichtige Rolle.

Methodisch lassen sich die Erlöse aus der Wärmebereitstellung nach dem Prinzip der Anlegbarkeit ermitteln

- Der anlegbare Wärmepreis kann über die vermiedenen Kosten dezentral erzeugter Wärme bestimmt werden. Den Ausgangspunkt für die Wärmeerlöse bildet damit die Entwicklung der Brennstoffpreise für die alternative Wärmeerzeugung, in diesem Fall wird die alternative Wärmeerzeugung beim Kunden auf Erdgasbasis angesetzt.
- Neben dem anlegbaren Wärmepreis beim Endkunden müssen für die Ermittlung des anlegbaren Wärmeerlöses an der Erzeugungsanlage noch die Verluste und die Kosten der Wärmeverteilung Berücksichtigung finden.

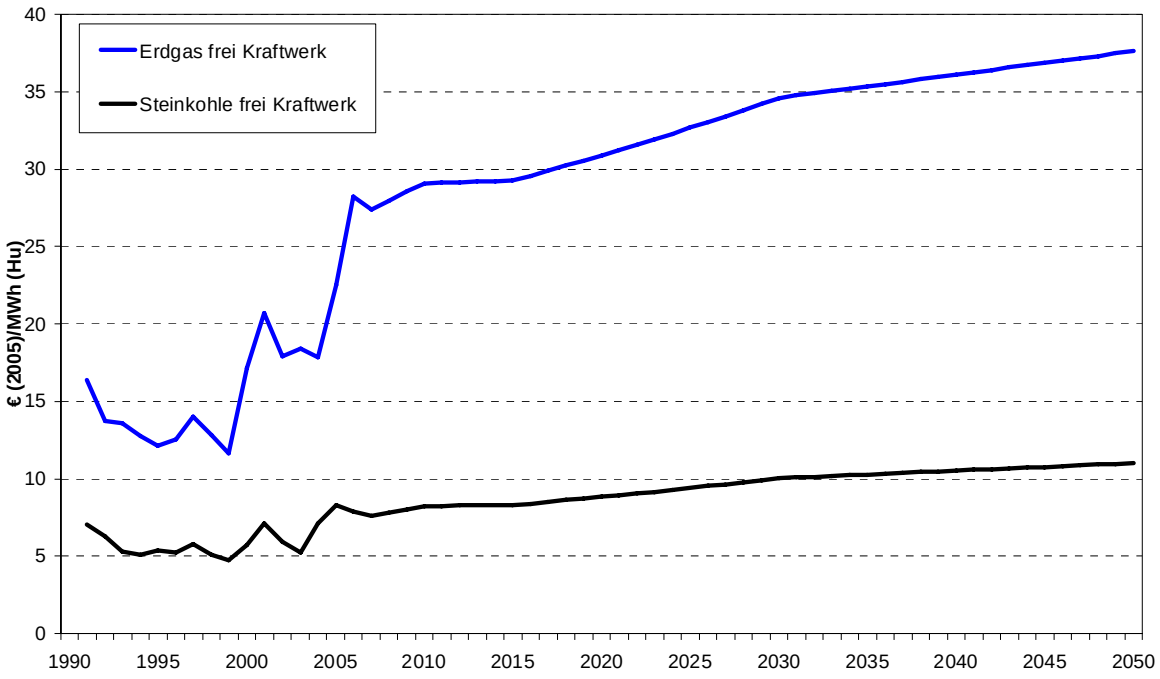


Abbildung 11 Referenzpreisszenario für Erdgas und Steinkohle frei Kraftwerk (See-Antransport für Steinkohle, Direktlieferung per Panmax Frachter), 1991 bis 2050

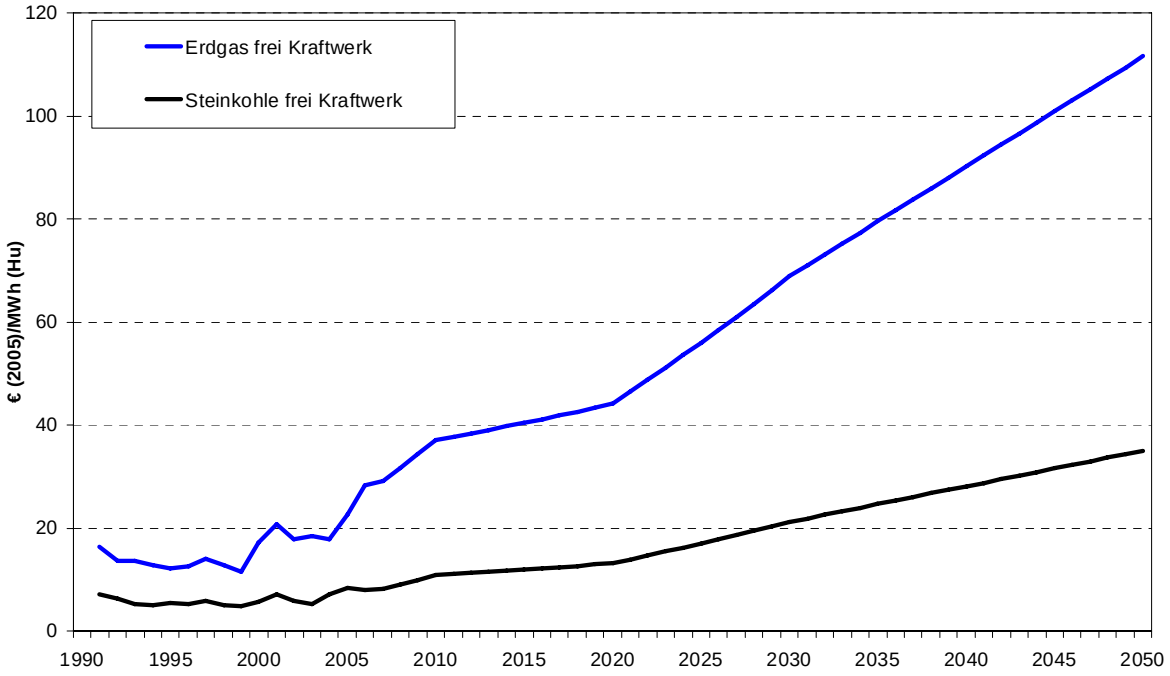


Abbildung 12 Hochpreisszenario für Erdgas und Steinkohle frei Kraftwerk (See-Antransport für Steinkohle, Direktlieferung per Panmax Frachter), 1991 bis 2050

An dieser Stelle sollen nur exemplarisch die Brennstoffkosten für die anlegbaren Wärmeerzeugungskosten beim Endkunden abgeleitet werden, die für eine umfassende Bewertung

notwendige Berücksichtigung der Investitionskosten von dezentralen Anlagen kann überschlägig mit den Kosten des Fernwärmeanschlusses verrechnet werden.

Die anlegbaren Brennstoffkosten für die dezentrale Wärmeerzeugung beim Endkunden werden anhand der Entwicklungen für die Importpreise für Erdgas, unter der Berücksichtigung von Netz- und Vertriebskosten, Leitungsverlusten, der Margen im Endkundenmarkt sowie der Steuern für den Einsatz als Heizgas. Aus einer Zeitreihenanalyse für die Entwicklung der Grenzübergangspreise sowie der von Eurostat ermittelten Zeitreihen für den Haushaltskundenbereich (Haushaltstyp 3b, Jahresverbrauch 125,6 GJ) ergibt sich für den Abgabepreis bei Haushaltskunden (mit Konzessionsabgabe und Erdgassteuer, aber ohne Mehrwertsteuer) ein Aufschlag von etwa 25 €/MWh auf den Importpreis (umgerechnet auf den unteren Heizwert).

Für das Referenzpreisszenario ergibt sich für das Jahr 2015 ein anlegbarer Wärmepreis in Höhe von knapp 50 €/MWh, der sich entsprechend der Entwicklung der Importpreise für Ergas bis zum Jahre 2030 auf 55 €/GJ und bis 2050 auf ca. 58 €/MWh erhöht (alle Angaben in konstanten Preisen von 2005 und bezogen auf den unteren Heizwert).

Im Hochpreisszenario liegt der anlegbare Brennstoffpreis für die dezentrale Wärmeerzeugung bei knapp 61 €/MWh im Jahr 2015, der bis 2030 auf fast 90 €/MWh und bis 2050 auf über 130 €/MWh ansteigt.

Die unterschiedlichen Trends zeigen, dass die Dynamik der anlegbaren Wärmepreise eine hohe Sensitivität in Bezug auf die Dynamik der unterstellten Erdgaspreisentwicklung aufweist. Die Größenordnung und die Dynamik der anlegbaren Wärmeerlöse auf der Kundenseite zeigt aber auch, dass die Entwicklung der Erlöse auf der Wärmeseite – auch in Abhängigkeit von den Kosten der Wärmeverteilung – eine signifikante Rolle für die wirtschaftliche Darstellbarkeit der verschiedenen Erzeugungsvarianten haben kann.

Ein alternativer Ansatz zur Berücksichtigung der Wärmeseite, der seitens Enerko für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen in dieser Studie gewählt wurde, basiert auf der durch die Wärmeauskopplung entgangenen Stromerzeugung. Hierbei werden die Wärmeerlöse mittels eines Mischpreises bewertet, der sich an den durch die Stromeinbuße entgangenen Stromerlösen orientiert. Für das Referenzszenario liegt dieser Wert in 2015 bei 12 €/MWh und damit deutlich unter dem Wert, der sich aus dem Anlegbarkeitsprinzip ergibt. Die Wärmeerlöse eskalieren bei diesem Ansatz mit der unterstellten Strompreissteigerungsrate.

3.1.4 Mittlere Brennstoffpreise für Erzeugungsprojekte in Deutschland

Neben den Brennstoffkosten für den Standort Kiel werden für das angegliederte Strommarktmodell deeco-s zur Bestimmung der Strompreise in Deutschland mittlere Brennstoffpreise frei Kraftwerk benötigt, die für Deutschland repräsentativ sind. Diese unterscheiden sich von den Preisen frei Kraftwerk für Kiel insbesondere durch zusätzliche Kosten für den innerdeutschen Transport von Kraftwerkskohle. Als für eine mittlere Transportkostenentfernung repräsentative Größenordnung wurde der Transport zu Standorten im Rhein/Main-Gebiet gewählt und mit Transportkosten in Höhe von knapp 12 €/t veranschlagt (Prognos 2006). Dies entspricht einem Preisaufschlag von 1,71 €/MWh.

Ebenso werden für das Strommarktmodell neben den mittleren Preisen für Steinkohle und Erdgas auch Brennstoffpreise frei Kraftwerk für Braunkohle sowie für schweres und leichtes Heizöl benötigt. Im Gegensatz zu den Preisen für Steinkohle und Erdgas wird Braunkohle nur in wenigen Fällen auf liquiden Märkten gehandelt. Im Wesentlichen wird Rohbraunkohle auch von den Unternehmen gefördert, die auch die entsprechenden Verstromungsanlagen betreiben, die Kosten für Braunkohle werden also konzernintern verrechnet und sind hinsichtlich ihrer Struktur (hoher Kapitaleinsatz und vergleichsweise geringe variable Förderkosten) für den Einsatz in der Verstromung auch außerordentlich schwer zu bewerten. Auch ist z.B. für die auf Märkten gehandelten Braunkohlenprodukte keine robuste Kopplung der Preise an die Entwicklung der anderen Brennstoffpreise beobachtet worden.

Für die hier angestellten Analysen wird daher auf einen Wert von 0,87 €/GJ abgestellt, der in der energiewirtschaftlichen Referenzprognose von EWI/Prognos (2005) in Ansatz gebracht wurde [12].

Die Preisentwicklungen für schweres und leichtes Heizöl werden abgeleitet aus einer Regressionsanalyse mit Rohölpreisen (Referenz und Hochpreis) über die vergangenen 15 Jahre. Die Fortschreibung bis zum Jahr 2050 erfolgt unter Annahme dieser Relationsverhältnisse und der Berücksichtigung von gegenüber dem Jahr 2007 unveränderten Steuer- und Transportaufwendungen. In Tabelle 3 sind die Ergebnisse dieser Fortschreibungen zusammen gestellt.

		2005	2010	2015	2020	2030	2040	2050
schweres Heizöl	Referenz	6,59	7,51	7,55	8,00	9,00	9,41	9,82
	Hochpreis	6,59	9,65	10,58	11,58	18,26	24,04	29,83
Leichtes Heizöl	Referenz	14,12	14,00	14,07	14,72	16,18	16,78	17,38
	Hochpreis	14,12	17,14	18,50	19,96	29,72	38,17	46,63

Tabelle 3 Preisentwicklung für schweres und leichtes Heizöl (€ 2005/GJ)

3.2 Entwicklung des Marktes für CO_2-Zertifikate

Der Markt für CO_2-Zertifikate ist abhängig von der jeweils aktuellen Klimapolitik sowie der Ankündigung, Erwartung und Umsetzung künftiger Klimapolitik, insbesondere in Hinblick auf Emissionsminderungsziele und die Allokation von Emissionsrechten auf den Emissionshandelsbereich. Dabei spielen Vermeidungsoptionen und Substitutionsmöglichkeiten einzelner Branchen und Unternehmen auf der Energieangebots- und Nachfrageseite, damit verbundene Vermeidungskosten, strategisches Denken und Erwartungen über künftige Minderungsoptionen sowie auch die Erwartungen zum möglichen Zufluss von Emissionsrechten bzw. Emissionsminderungszertifikaten aus anderen Emissionshandelssystem oder projektbasierten Mechanismen (z.B. dem Clean Development Mechanism – CDM oder Joint Implementation – JI) eine wichtige Rolle in der Bestimmung des Preises auf dem Markt für CO_2-Zertifikate. Insbesondere die Emissionsminderungsvarianten sind dabei sowohl hinsichtlich der Potenziale als auch deren Kosten keineswegs als statisch zu bewerten. Insbesondere die Niveaus und Strukturen von Energiepreisen können hier eine erhebliche Rolle spielen.

Für die im Folgenden entwickelte Projektion wird davon ausgegangen, dass die Preisdifferenz zwischen Steinkohle und Gas, der so genannte Kohle-Gas-Spread, in einem funktionierenden Emissionshandelssystem einen vergleichsweise robusten Indikator für die jeweils kurzfristig verfügbaren CO_2-Minderungsoptionen bildet. Demnach wird die Entwicklung des Preises für die Emissionsberechtigungen aus dem Verlauf der abgeleiteten Steinkohle- und Erdgaspreis-Szenarien und dem daraus folgenden Kohle-Gas-Spread bestimmt. Der Verlauf der CO_2-Preisentwicklung ist in Abbildung 13 dargestellt. Der CO_2-Preis für die Jahre 2005-2007 entspricht den tatsächlichen Preisen auf dem Sportmarkt, der Preis für das Jahr 2008 entspricht dem Forwardpreis für 2008 im letzten Quartal des Jahres 2007.

Das Referenzpreisszenario kann als eine Variante interpretiert werden, in der sich der CO_2 Preis unter Maßgabe der Referenzenergiepreise (IEA 2007) sowie im Rahmen moderater Emissionsziele (z.B. 20% bis 2020) entwickelt. Das Hochpreisszenario kann als ein solches verstanden werden, in dem sich entweder die Energiepreise entsprechend dem Hochpreisszenario entwickeln oder es zu sehr ambitionierten Klimaschutzzielen kommt, bei denen deutlich stärkere Emissionsminderungen erfolgen müssen als im Referenzszenario.

Hinsichtlich der Kombinatorik ist also die Kombination des Referenzpreisszenarios für die Brennstoffe sowohl mit dem Referenzpreisszenario für die CO_2-Zertifikate als auch mit dem Hochpreisszenario für Emissionsberechtigungen sinnvoll. Für den Fall des Hochpreisszenarios für die Brennstoffe ist aus Konsistenzgründen dagegen nur die Kombination mit dem Hochpreisszenario für die CO_2-Zertifikate sinnvoll.

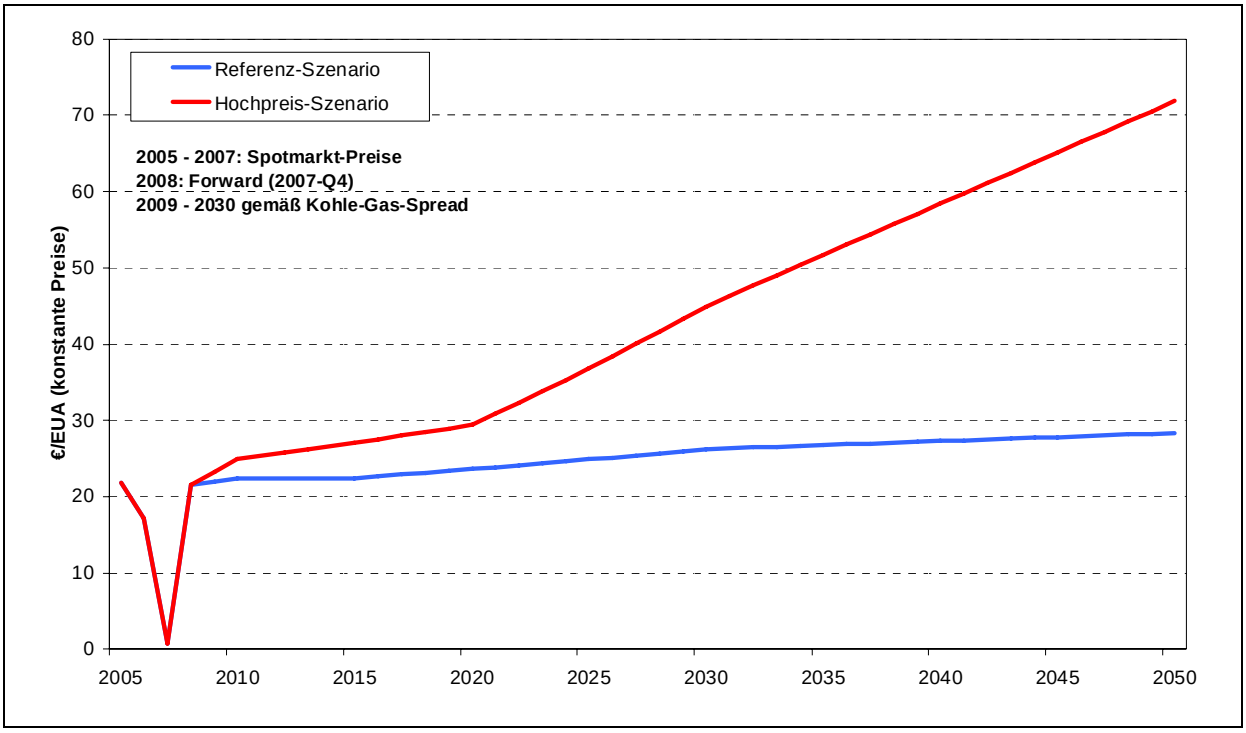


Abbildung 13 Entwicklung der Preise für CO_2-Zertifikate bis 2050

3.3 Zukünftige Entwicklung des Kraftwerksparks und der Stromerlöse in Deutschland

3.3.1 Vorbemerkungen

Für die wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Erzeugungsvarianten ist weiterhin entscheidend, welche Erlöse für die Stromproduktion erzielt werden. Aus der Erlössituation auf der Stromseite resultiert – zumindest bei stromorientiertem Betrieb – die Betriebsweise der Anlagen und in jedem Fall der Deckungsbeitrag für die variablen und die fixen Anlagenkosten (einschließlich Kapital).

Die für diese Betrachtung zu entwickelnden Strompreisszenarien müssen dabei die folgenden Anforderungen erfüllen:

- sie müssen konsistent zu den in dieser Studie unterstellten Preisentwicklungen für Brennstoffe und CO_2-Zertifikate sein;
- sie müssen eingebettet sein in die Entwicklung des gesamten relevanten Stromerzeugungsmarktes und dessen Preisbildungsmechanismen;
- sie sollten hinsichtlich ihrer Sensitivität in Bezug auf die Brennstoff- und CO_2-Preise einerseits und alternative Entwicklungsrichtungen des Kraftwerksparks bzw. Erzeugungsmarktes analysiert werden.

Vor diesem Hintergrund wurde ein Untersuchungsansatz gewählt, in dem erstens verschiedene Entwicklungsvarianten für den Stromerzeugungsmarkt in Deutschland entwickelt wer-

den und die sich dort ergebenden Kraftwerksstrukturen im Kontext der beschriebenen Brennstoff- und CO_2-Preisszenarien mit einem Strommarktmodell analysiert werden.

3.3.2 Entwicklung des Kraftwerksparks in den verschiedenen Szenarien

Hinsichtlich der alternativen Entwicklungsvarianten konnten im Rahmen der hier vorgelegten Studie keine neuen Szenarien entwickelt werden. Vielmehr wurde auf eine umfassende Arbeit zurückgegriffen, in der verschiedene Entwicklungslinien für wichtige energiewirtschaftliche sowie energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen umfassend untersucht worden sind (Öko-Institut et al 2007). Die entsprechenden Projektionen bildeten die Grundlage für den Projektionsbericht, den die Bundesrepublik Deutschland im Rahmen ihrer Berichterstattungspflichten alle zwei Jahre der Europäischen Kommission vorlegen muss. Die Annahmen und Rahmenbedingungen dieser Studie haben einen umfassenden Abstimmungsprozess durchlaufen und sind auch mit Bezug auf andere Arbeiten im Bereich aktueller Energieprojektionen abgeglichen und diskutiert worden (EWI/Prognos 2005+2006+2007). Die ursprünglich für den Zeithorizont 2005 bis 2030 erarbeiteten Szenarien wurden für die Zwecke der hier vorgelegten Studie bis zum Jahr 2050 in ihrer jeweiligen Logik fortgeschrieben.

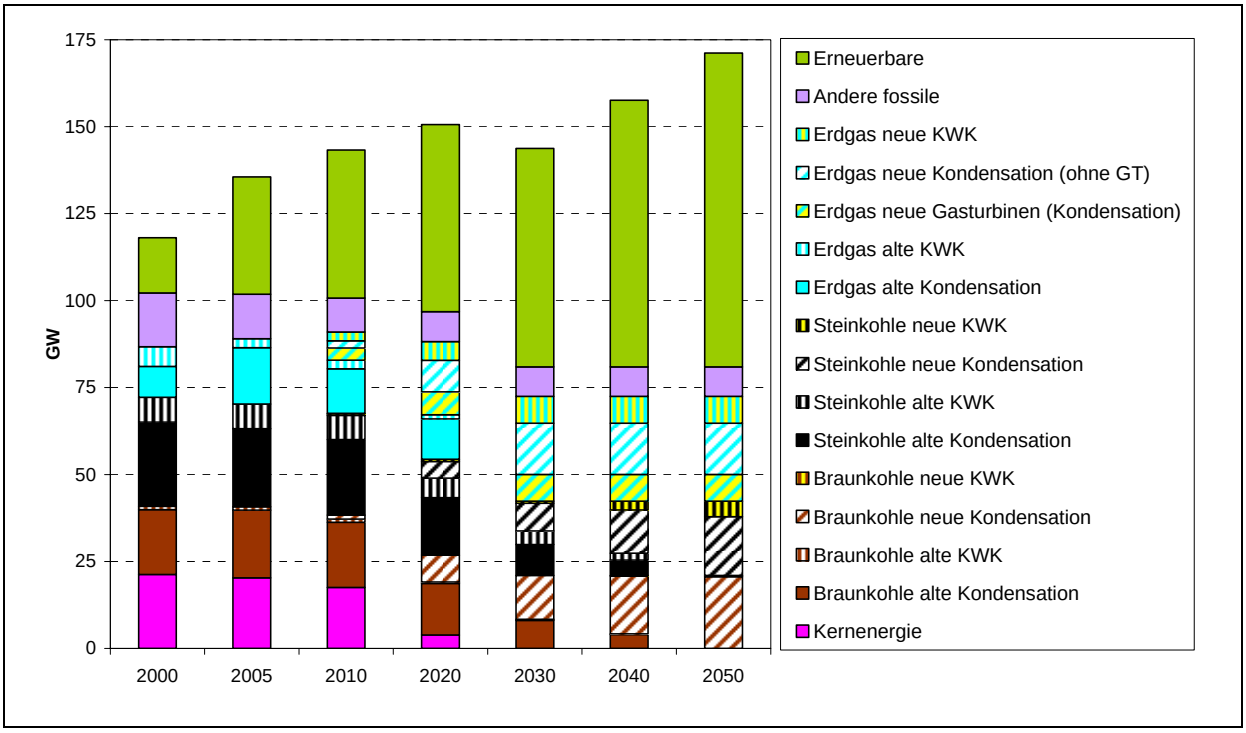


Abbildung 14 Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im Referenzszenario, 2000 bis 2050

Die Entwicklung im Referenzszenario (Abbildung 13) berücksichtigt dabei vor allem diejenigen politischen Rahmensetzungen, die bis zum Jahr 2006 beschlossen und umgesetzt worden sind. Dazu gehören unter anderem:

- ein moderat steigender Strombedarf

- das Auslaufen der Kernenergienutzung nach dem Atomgesetz 2002
- die Einführung des EU-Emissionshandelssystems
- die Abschaffung der Erdgasbesteuerung für die Verstromung
- die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung
- die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

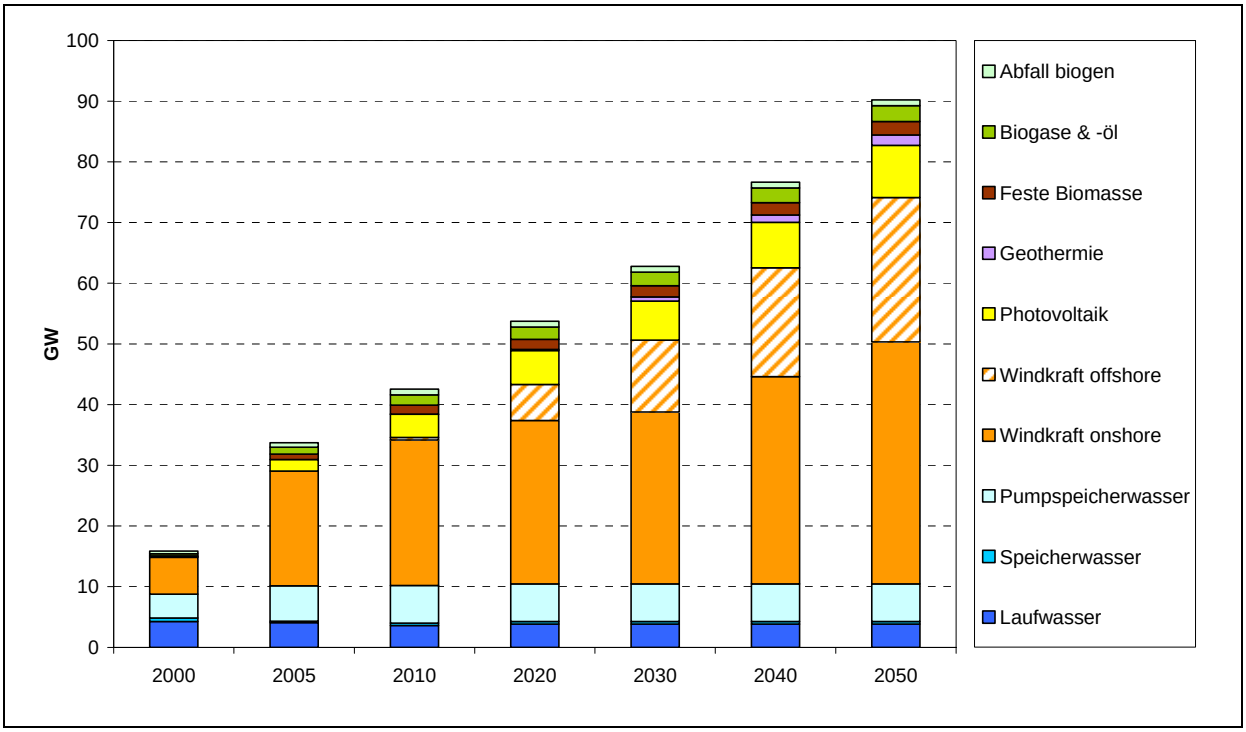


Abbildung 15 Entwicklung der Kapazitäten im Bereich erneuerbarer Energien im Referenzszenario, 2000 bis 2050

Die Übersicht in Abbildung 14 verdeutlicht die wesentlichen Trends der Projektion für die installierte Leistung im Referenzszenario:

- die Nutzung der Kernenergie läuft bis zum Jahr 2025 vollständig aus;
- es kommt im Bereich der altersbedingt anstehenden Ersatzinvestitionen für fossile Kraftwerke im wesentlichen zu einem Brennstoff-zu-Brennstoff-Ersatz, so dass die installierte Leistung für Stein- und Braunkohle im Großen und Ganzen konstant bleibt, wobei Steinkohlenkraftwerke gegen Ende des Szenariozeitraums leicht an installierter Leistung verlieren;
- die erdgasbasierten Kapazitäten nehmen im Zeitverlauf um etwa 10 GW zu;
- für die anderen fossilen Brennstoffe (Öl, Kuppelgase etc.) nimmt der Anteil der Ölkraftwerke altersbedingt ab, so dass im Szenarioverlauf ein Kraftwerksbestand von knapp 10 GW für die anderen fossilen Stromerzeugungsanlagen verbleibt;

- im Bereich der erneuerbaren Energien kommt es zu einem massiven Ausbau der installierten Kapazität (die sich allerdings in der korrespondierenden Stromerzeugung nur unterproportional niederschlägt), so dass sich im Jahr 2030 eine Leistung von über 60 GW und im Jahr 2050 eine Leistung von etwa 90 GW ergibt, die wesentlichen Ausbaubeiträge entfallen hier auf die Windkraft (Abbildung 15).

Insgesamt ergibt sich für Deutschland im Jahr 2030 ein Kraftwerkspark, der durch etwas mehr als 80 GW an fossilen Kraftwerkskapazitäten und mehr als 60 GW aus Basis erneuerbarer Energien (mit allerdings deutlich geringerer Auslastung als der fossile Kraftwerkspark) charakterisiert ist. Bis zum Jahr 2050 stabilisiert sich die installierte fossile Kraftwerkskapazität auf dem Niveau von 2030, die installierte Leistung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien nimmt bis 2050 auf etwa 90 GW zu.

Da im Rahmen der hier vorgelegten Studie insbesondere die Fragen der Wechselwirkungen zwischen einer verstärkten Windenergienutzung und den für Kiel zu untersuchenden Kraftwerksvarianten behandelt werden sollte, wurde in eine Variante des Referenzszenarios untersucht, in der es zu einem deutlich verstärkten Ausbau der Windkraftnutzung kommt und in der verbleibenden Kraftwerkspark sich nicht weiter verändert.

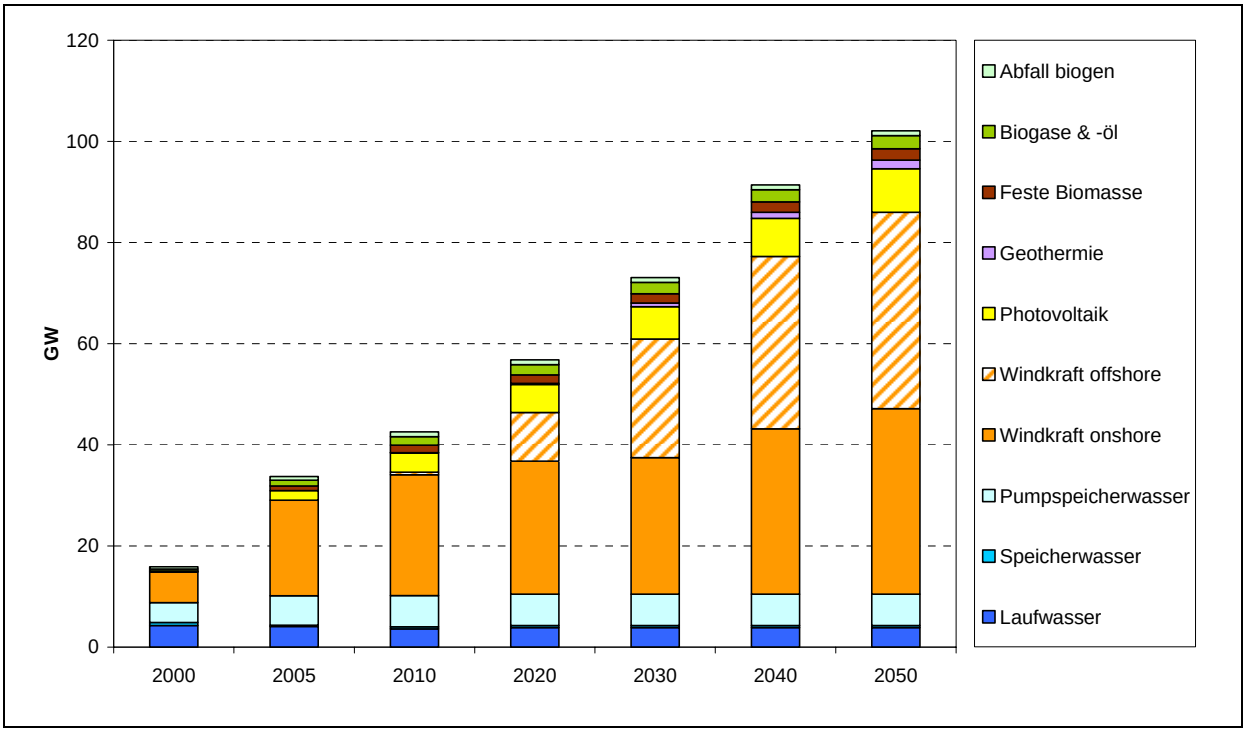


Abbildung 16 Entwicklung der Kapazitäten im Bereich erneuerbarer Energien im Referenzszenario mit verstärktem Windenergieausbau, 2000 bis 2050

Abbildung 16 zeigt die Annahmen dieses Szenarios für den Bereich der erneuerbaren Energien. Die Entwicklung der Windenergienutzung wurde auf der Grundlage des BMU-Leitszenarios 2007 fortgeschrieben (BMU 2007) und ist durch folgende Entwicklungen charakterisiert:

- die Kapazitäten im Bereich der Onshore-Windstromerzeugung erreichen bis zum Jahr 2030 ein Niveau von 27 GW und liegen damit auf dem gleichen Niveau wie im Referenzszenario, im Jahr 2050 erreicht die installierte Leistung knapp 40 GW;
- die wesentlichen Veränderungen ergeben sich für die Offshore-Windstromerzeugung, während im Referenzszenario hier ein Kapazitätsniveau von etwas mehr als 10 GW erreicht wird, beläuft sich der Ausbau in der Variante auf etwa 23 GW, der sich bis 2050 auf knapp 40 GW fortsetzt.

Insgesamt erreicht das Niveau der installierten Leistung in der Windkraft-Variante zum Referenzszenario bis zum Jahr 2030 einen um etwa 10 GW größeren Wert, der fossile Kraftwerkspark bleibt weitgehend unverändert.

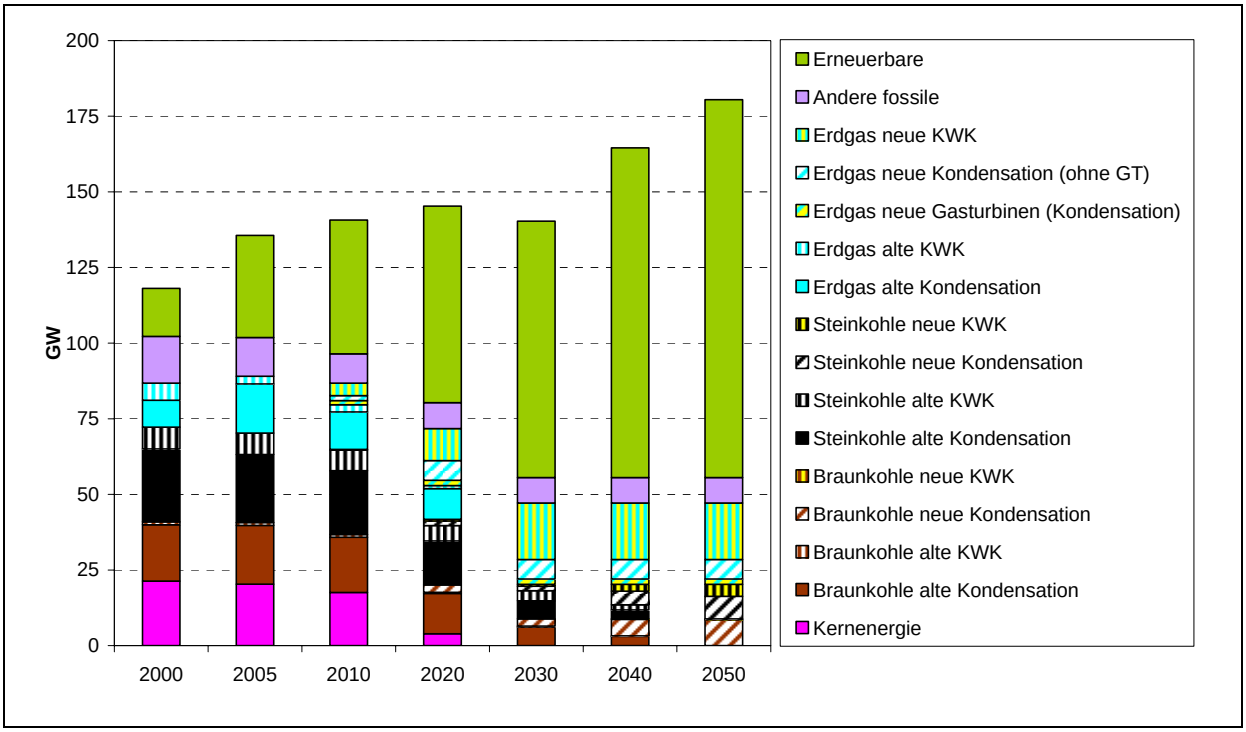


Abbildung 17 Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks im Alternativszenario, 2000 bis 2050

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Entwicklung des Kraftwerksparks im Referenzszenario wie auch in der Windkraft-Variante in keiner Weise passfähig zu ambitionierten Reduktionsvorgaben für den Ausstoß von Treibhausgasen ist, wurde ein weiteres Szenario, das Alternativ-Szenario entwickelt. Hier entwickelt sich der Kraftwerkspark entlang des notwendigen Minderungspfades im Kontext von ambitionierten Minderungszielen (40% bis 2020, 50% bis 2030 und deutlich höhere Reduktionen für den Zeithorizont 2050). Wesentliche Elemente dieser Umgestaltung des Kraftwerksparks sind (vgl. dazu im Detail Öko-Institut et al 2008):

- verstärkte Anstrengungen zur Erhöhung der Energieeffizienz und entsprechend sinkender Strombedarf;
- ein deutlich stärkerer Ausbau der erneuerbaren Energien;

- eine massive Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Abbildung 17 verdeutlicht die wesentlichen Ergebnisse dieses exemplarischen Szenarios für den Zeitraum bis 2050:

- die installierte Leistung der fossilen Kraftwerkskapazitäten geht bis 2030 auf etwa 55 GW zurück (und bleibt dann bis 2050 etwa auf diesem Niveau), wobei die Kapazitäten für Braunkohlenkraftwerke auf knapp 10 GW, die der Steinkohlenkraftwerke auf etwa 11 GW zurückgehen und die Kapazitäten der Erdgasverstromung – vor allem durch den starken KWK-Ausbau – um etwa 8 GW auf knapp 27 GW ausgebaut werden;
- die Leistung der Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (Abbildung 18) nimmt deutlich zu und erreicht im Jahr 2030 etwa 85 GW und im Jahr 2050 etwa 125 GW, auch hier wird der Kapazitätsausbau vor allem durch die Windkraft (wie in der Variante zum Referenzszenario) und ab 2020 zunehmend auch durch Erzeugungsformen geprägt, denen heute eher eine Nischenrolle zukommt (Solarenergie, Biomasse, Geothermie).

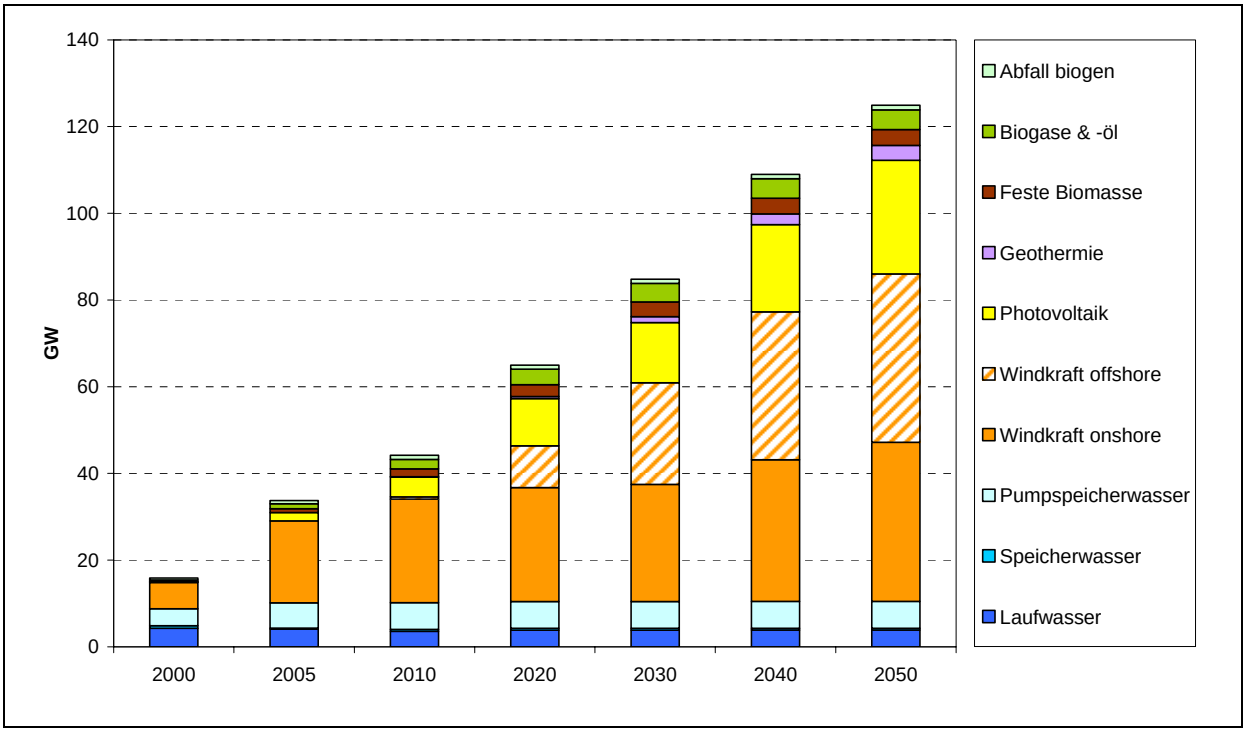


Abbildung 18 Entwicklung der Kapazitäten im Bereich erneuerbarer Energien im Alternativszenario, 2000 bis 2050

Diese exemplarischen Entwicklungsvarianten bilden die Grundlage für die Analyse der Forwardkurven für die Strompreisprojektionen auf Großhandelsebene.

3.4 Entwicklung der Strompreis-Forwardkurven

Die Ermittlung der Forwardkurven für die Strompreisentwicklung erfolgte durch eine Modellierung mit dem Strommarkt-Modell deeco-s, dass durch das Arrhenius-Institut in Zusammenarbeit mit dem Institut für Energietechnik (IET) der TU Berlin betrieben wird. Es handelt sich dabei um ein Fundamentalmodell, das auf der Basis

- des Lastverlaufs
- eines gegebenen Kraftwerksparks,
- der Brennstoffpreise sowie
- des Angebots an erneuerbaren Energien

den Spotmarkt für Strom für alle 8.760 Stunden eines Jahres nachbildet. Dazu wird für jede Stunde die so genannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke bestimmt. Durch Vergleich mit der jeweiligen Nachfrage wird das Grenzkraftwerk und somit der Strompreis bestimmt. Alle Kraftwerke, die unterhalb des Grenzkraftwerks anbieten können, produzieren Strom und erzielen Erlöse in Höhe des Produktes aus ihrer Stromproduktion und Strompreis.

Mit den Modellrechnungen wurden zeitlich hoch aufgelöste Projektionen für den Verlauf des Börsenpreises für Strom zu generiert. Diese dienten als Grundlage für die Berechnung der Erlöse, die die verschiedenen Kraftwerksvarianten im liberalisierten Strommarkt erzielen können.

Strom aus Wind- und Wasserkraft wird an der Börse zum Preis von Null angeboten, da für eine zusätzliche Kilowattstunde keine zusätzlichen Kosten anfallen, wenn die Anlage erst einmal installiert ist. Wenn der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion steigt, sinkt der Strompreis. Dies wirkt sich auch auf die konventionellen Kraftwerke aus, so dass deren Erlöse bzw. Deckungsbeiträge zurückgehen.

Der Analysegang wurde wie folgt gestaltet:

- Erstellung eines Kraftwerksparks für die Stützjahre: Ausgangspunkt ist der heutige Kraftwerkspark. Alle Kraftwerke, deren technische Lebensdauer überschritten ist, werden aus dem Markt genommen. Ersatzweise werden neue Kraftwerke auf Basis der im Kapitel 3.3 beschriebenen Vorgaben in den verschiedenen Szenarien (Referenz, Referenz + Wind und Alternativ) „zugebaut“.
- Durchführung der Modell-Läufe für die vereinbarten Brennstoff-/CO_2-Preisszenarien.
- Als Modellergebnisse ergeben sich die (Börsen-) Strompreise für die 8.760 Stunden eines jeden Stützjahres.

Die Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse für das Referenzszenario im Überblick. Der Spotmarkt-Preis für Strom steigt im Referenzfall (KW-Park: Referenz; Brennstoffe: Referenz; CO_2-Preis: Referenz) von im Mittel 62 €/MWh in 2015 auf 78 €/MWh in 2030 an. Ursache hierfür sind die steigenden Brennstoff- und CO_2-Preise sowie eine Verknappung der kostengünstigen alten Kapazitäten, die entsprechend der Modellannahmen nach Ablauf ihrer tech-

nischen Lebensdauer abgeschaltet werden. Die sie ersetzenden Kraftwerke haben in Summe eine geringere Leistung. Erst 2030 kommt der Ausbau erneuerbarer Energien voll zum tragen. Die Einspeisung von Strom aus Windenergie (und in geringerem Maße auch aus Photovoltaik-Anlagen) sorgt in vielen Stunden für eine deutliche Reduzierung des Spotmarktpreises, die sich dann auch im Jahresmittel bemerkbar macht. Dieses Muster gilt für den Peak-, den Offpeak- und mittleren Börsenpreis (Base) gleichermaßen.

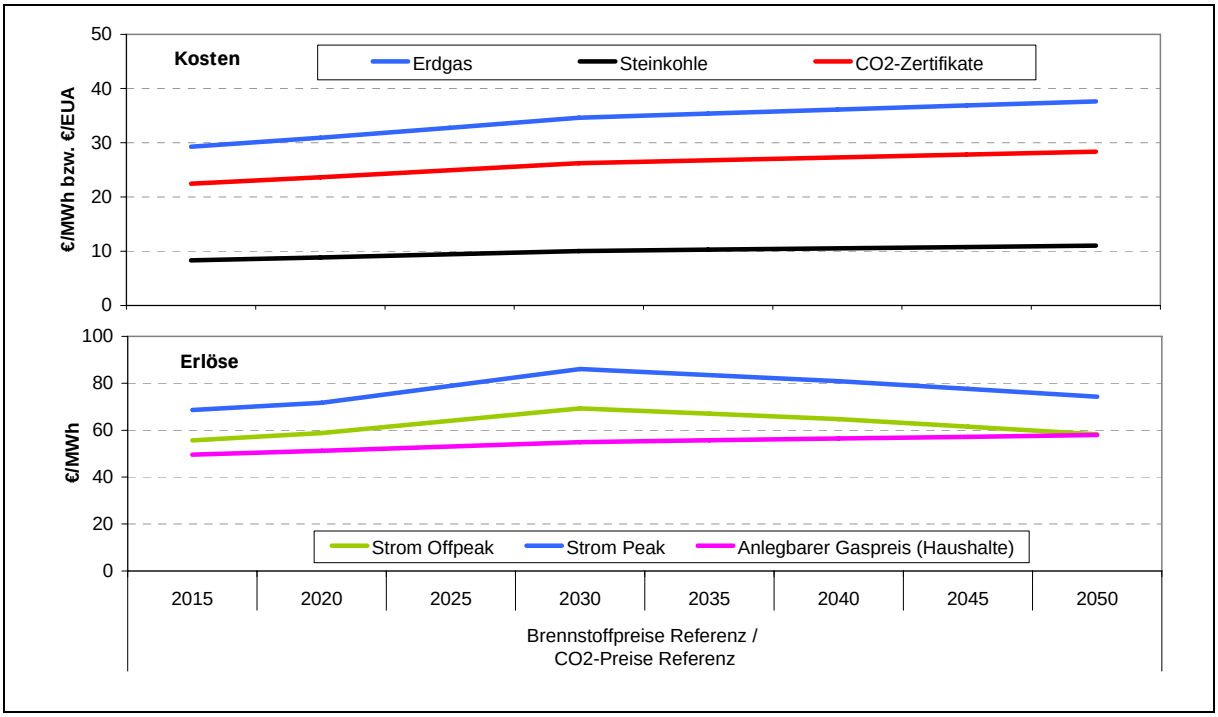


Abbildung 19 Entwicklung der Brennstoff-, CO_2- und Börsenpreise für Strom in den Referenzszenarien für Brennstoffe, CO_2-Preise und den Kraftwerkspark, 2015 bis 2050

Die Annahme einer noch höheren Windenergie-Einspeisung (Windkraft-Variante zur Referenzentwicklung des Kraftwerksparks) würde die Preise in 2030 wegen des verstärkten Merit-order-Effekts um etwa 8% reduzieren. Ein Kraftwerkspark, der wegen der geringeren Nutzungsstunden fossiler Kraftwerke und der damit verbundenen wirtschaftlichen Probleme stärker auf Erdgas-Anlagen als auf Kohlekraftwerke setzt (Alternativszenario für den Kraftwerkspark), würde wegen der höheren Grenzkosten der Gas-Kraftwerke die Preise um rund 14% erhöhen. Der Unterschied besteht dabei im Wesentlichen in den Stunden, in denen dann ein Gaskraftwerk und nicht länger ein Kohlekraftwerk als Grenzkraftwerk betrieben wird.

Die Abbildung 20 verdeutlicht diese Effekte am Beispiel der stündlichen Börsenpreise für das Stützjahr 2030. Der verstärkte Windenergieausbau beeinflusst die Preise für das Offpeak-Band deutlich weniger stark als im Peak-Bereich. Die Umgestaltung des Kraftwerksparks im Alternativ-Szenario lässt dagegen die Offpeak-Preise deutlich stärker steigen als den mittleren Preis im Peak-Bereich.

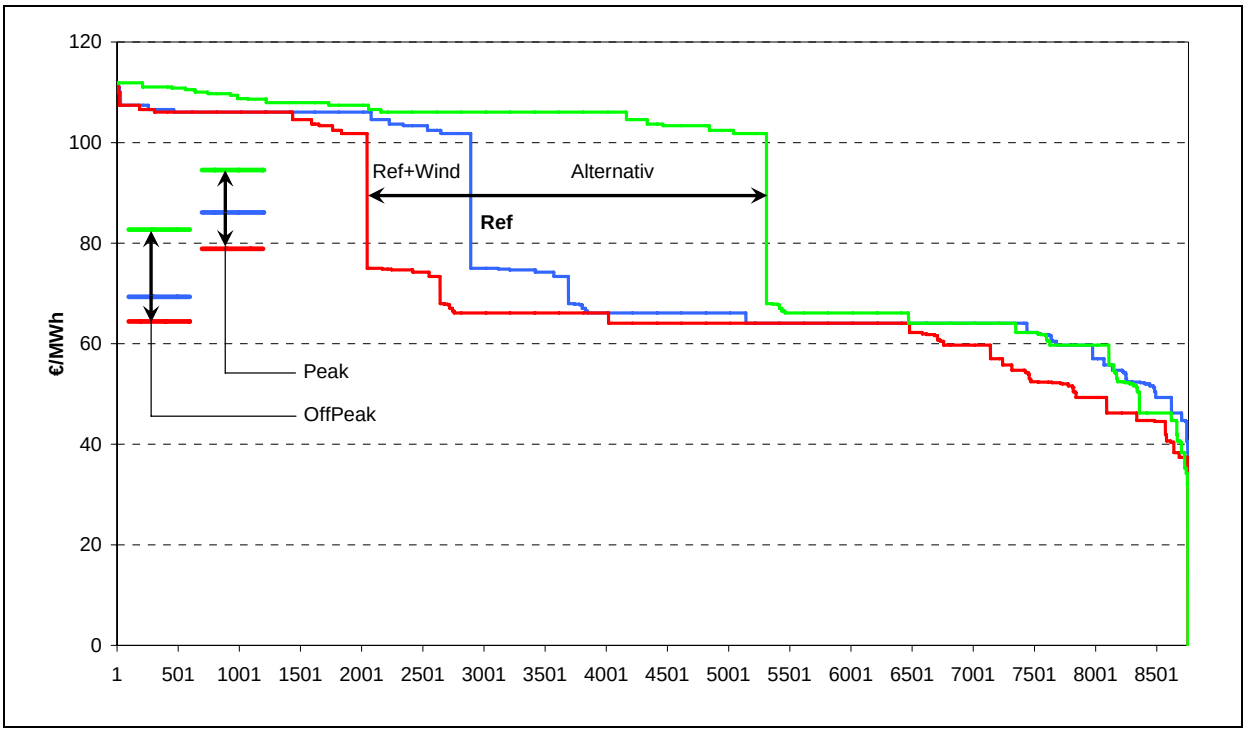


Abbildung 20 Entwicklung der stündlichen Börsenpreise für Strom in den Referenzszenarien für Brennstoffe und CO_2-Preise sowie den verschiedenen Szenarien für die Entwicklung des Kraftwerksparks, 2030

Ein stärkeres Ansteigen des CO_2-Preises auf 45 €/t in 2030 und 70 €/t in 2050 (Hochpreisszenario für die CO_2-Zertifikate) führt zu einem generell höheren Strompreisniveau und kompensiert den Merit-order-Effekt nahezu vollständig (Abbildung 21):

- der mittlere (Börsen-) Strompreis steigt von 65 €/MWh im Jahr 2015 bis zum Jahr 2030 auf etwa 90 €/MWh
- bis zum Ende des Projektionszeitraums bleibt der Preis dann etwa auf diesem Niveau.

Werden zusätzlich noch wesentlich höhere Brennstoffpreise unterstellt (Hochpreisszenario für die Brennstoffpreisentwicklung), so würde das Strompreisniveau bis zum Jahr 2020 auf etwa 90 €/MWh steigen, sich dann bis 2030 massiv auf etwa 150 €/MWh erhöhen und auch nach diesem Zeithorizont noch weiter ansteigen, so dass im Jahr 2050 ein Großhandels-Preisniveau von über 185 €/MWh erreicht würde. Diese Zahlen verdeutlichen, dass eine Brennstoffpreisentwicklung wie im Hochpreisszenario, die mit hoher Wahrscheinlichkeit auch die Hochpreisentwicklung im Bereich der CO_2-Zertifikate nach sich ziehen würde, auch auf Die Merit-order-Effekte durch den Ausbau der erneuerbaren Energien dämpfen den Strompreisanstieg zwar weiterhin, können aber ein Ansteigen nicht mehr verhindern.

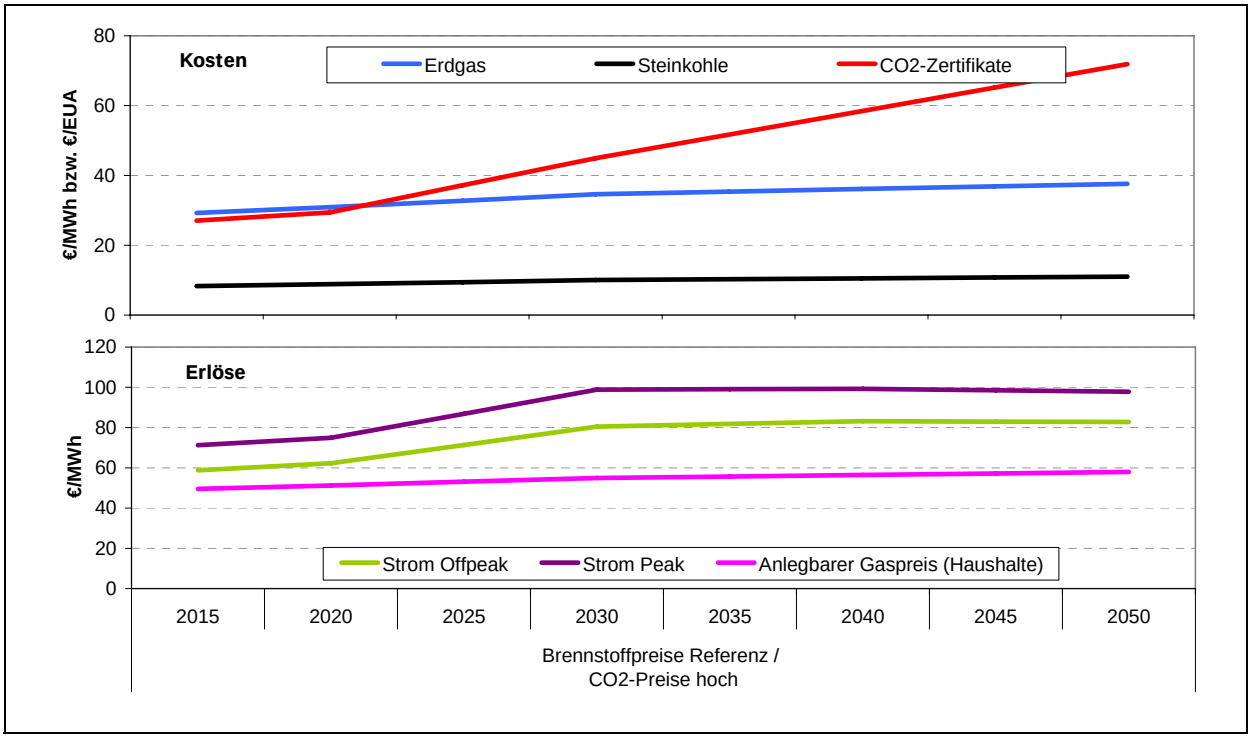


Abbildung 21 Entwicklung der Brennstoff-, CO_2- und Börsenpreise für Strom im Referenzszenario für Brennstoffe, dem Hochpreisszenario für CO_2-Zertifikate sowie dem Referenzszenario für den Kraftwerkspark, 2015 bis 2050

Die Tabelle 4 zeigt die Gesamtheit der Modellergebnisse für die Stromprodukte Base (d.h. den Mittelwert aller Stundenpreise), Offpeak (Stunden 1 bis 8 sowie Stunden 21 bis 24) und Peak (Stunden 9 bis 20) im Überblick.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die hier unterstellten Brennstoff-Preisszenarien den größten Einfluss auf die Strompreise haben, gefolgt vom CO_2-Preis. Die verschiedenen Varianten für die Entwicklung des Kraftwerkparks determinieren zumindest die durchschnittlichen Jahrespreise nur in geringerem Ausmaß.[1]

Eine nähere Analyse des zeitlichen Profils der Börsenpreise über das Jahr zeigt jedoch einen nicht unerheblichen Einfluss. Vollzieht sich der verstärkte Ausbau der Windkraft in einem Investitions-Umfeld, das im wesentlichen zu weitgehend unveränderten Strukturen des fossilen Kraftwerksparks führt, ergeben sich die Veränderungen im Jahrespreis vor allem aus einer überproportionalen Verringerung der Preise im Peak-Bereich. Verschiebt sich die Preissetzung im Strommarkt dagegen in Richtung eines steigenden Anteils von Erdgas-(Grenz-) Kraftwerken, so erhöhen sich – auch bei einem massiv verstärkten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – insbesondere die Börsenpreise für die Stunden des Peak-Bandes.

[1] Dieser Sachverhalt bildet auch den zentralen Grund dafür , dass die Ergebnisse dieser Studie teilweise stark von anderen Untersuchungen abweichen, die in jüngster Zeit mit dem Modell *deeco-s* durchgeführt wurden, da hier teilweise gänzlich andere, wesentlich extremere Preisszenarien unterstellt wurden. Die jeweiligen Kraftwerks-Parks weisen dagegen nur wenige Unterschiede auf. Vgl. Martin Pehnt, Helmuth Groscurth et al.: Das Steinkohle-Kraftwerk Hamburg Moorburg und seine Alternativen; Studie für den BUND, Heidelberg / Hamburg, November 2007.Klimaschutz und Stromwirtschaft 2020/2030. Felix Matthes, Ralph Harthan, Helmuth Groscurth und Tobias Boßmann: Technologien, Emissionen, Kosten und Wirtschaftlichkeit eines klimafreundlichen Stromerzeugungssystems; Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland und die Deutsche Umwelthilfe e.V. (DUH), Berlin / Hamburg, 2007.

Kraftwerkspark	Brennstoffpreise	CO_2-Preise	2015	2020	2030	2040	2050
			€/MWh				
Base							
Referenz	Referenz	Referenz	62	65	78	73	66
		Hoch	65	69	90	91	90
	Hoch		82	90	150	173	185
Referenz+Wind	Referenz	Referenz	62	64	72	64	63
		Hoch	65	67	83	83	92
	Hoch		82	87	136	148	169
Alternativ	Referenz	Referenz	63	71	89	77	74
		Hoch	66	74	100	94	99
	Hoch		83	97	169	175	194
Offpeak							
Referenz	Referenz	Referenz	56	59	69	65	58
		Hoch	59	62	80	83	83
	Hoch		72	79	132	150	158
Referenz+Wind	Referenz	Referenz	56	58	64	59	60
		Hoch	59	61	76	78	88
	Hoch		72	77	120	134	154
Alternativ	Referenz	Referenz	57	64	83	75	74
		Hoch	60	67	94	93	98
	Hoch		73	87	156	171	192
Peak							
Referenz	Referenz	Referenz	69	72	86	81	74
		Hoch	71	75	99	99	98
	Hoch		92	100	167	196	212
Referenz+Wind	Referenz	Referenz	68	70	79	70	67
		Hoch	71	73	91	88	96
	Hoch		92	97	152	162	184
Alternativ	Referenz	Referenz	70	77	95	78	75
		Hoch	72	81	106	96	99
	Hoch		93	107	182	179	195

Tabelle 4 Modellergebnisse für die verschiedenen Stromprodukte (Base, Off-peak, Peak), 2015 bis 2050

4 Exkurse zu den Rahmenbedingungen

4.1 Die Auswirkungen eines massiven Ausbau der Windkraftnutzung in Norddeutschland

Die Struktur des deutschen (und europäischen) Kraftwerksparks in den nächsten Dekaden entwickelt sich im Kontext verschiedener Rahmensetzungen. Zu diesen Rahmensetzungen gehört auch die massive politische Flankierung des Einsatzes erneuerbarer Energiequellen in der Stromerzeugung. Die massive Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – wenn auch ausgehend von einem niedrigem Ausgangsniveau – ist in den letzten Jahren sowohl in Deutschland als auch in der Europäischen Unions insgesamt getragen worden von einem starken Wachstum der Windenergie. Auch für die nächsten Dekaden wird davon ausgegangen werden müssen, dass die Förderung der erneuerbaren Energien im Strombereich insbesondere im Bereich der Windkraft zum Tragen kommt.

Diese Entwicklung führt für bestehende Kraftwerke und insbesondere für neue Kraftwerksprojekte zu der Herausforderung, mit zweierlei Spezifika der Windkrafterzeugung umzugehen:

- Die Windkrafterzeugung ist stark fluktuierend. Dies führt zu einer Interaktion mit der wettbewerblichen Preisbildung, Windkraft als Erzeugungsoption mit kurzfristigen Erzeugungskosten von nahezu Null wirkt so tendenziell Preis senkend. Dieser Sachverhalt gilt dabei unabhängig vom flankierenden Fördersystem und unabhängig davon, wie gut die Stromerzeugung aus Windenergie prognostizierbar ist.
- Die Windkrafterzeugung entwickelt sich regional ungleichmäßig. Attraktive Windstandorte – in Zukunft auch im Offshore-Bereich – sind eher in Regionen zu finden, die fernab der Verbrauchsschwerpunkte liegen. Damit ergibt sich die Notwendigkeit, die Übertragungsnetze zu optimieren bzw. auszubauen. Wenn sich dieser Ausbau der Übertragungsnetze verzögert oder sich aus wirtschaftlichen Gründen als suboptimal erweist und die Stromeinspeisung aus Windkraft weiterhin Vorrang hat, kann und wird es im Bereich der fossilen Kraftwerke zu einem Redispatch kommen, über den sich die Auslastung der Kraftwerke – mit den entsprechenden Folgen – verringert.

Für die Bewertung der verschiedenen Erzeugungsvarianten in Kiel müssen diese Aspekte als wichtige Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Dabei ist aber auch auf die unterschiedliche Qualität der Risiken und Unsicherheiten hinzuweisen.

- Der Bewertung in Bezug auf die beiden beschriebenen Mechanismen ist gemeinsam, dass sie auf eine Erwartung zum Ausbau der Windkrafterzeugung abstellen. Der zukünftige Ausbau der Windkraftnutzung ist natürlich mit Unsicherheiten verbunden, die vor allem aus dem Förderumfeld für die erneuerbaren Energien resultieren. Angesichts der aktuellen Diskussionslage sind jedoch diese Unsicherheiten als übersichtlich zu bewerten.

- Wenn es allerdings zum unterstellten Ausbau der Windenergienutzung kommt – und es bei einer wettbewerblichen Preisbildung auf den Großhandelsmärkten bleibt – sind die Strommarkteffekte stabil und nur mit geringen Unsicherheiten behaftet.
- Hinsichtlich des infrastrukturbedingten Redispatchs von Kraftwerken ergeben sich jedoch zusätzliche Unsicherheiten in dreierlei Hinsicht. Erstens verbleiben Unsicherheiten, ob es zu Infrastrukturengpässen kommt. Zweitens ist zu fragen, ob der umfassende Vorrang der Windstromeinspeisung auch langfristig regulatorisch abgesichert wird. Drittens muss die regulatorische Unsicherheit berücksichtigt werden, wie ein zukünftiges Redispatch-System ausgestaltet sein wird, welche wirtschaftlichen Kompensationen also für den Fall erfolgen, wenn Kraftwerke aus Infrastrukturgründen herunter gefahren werden müssen.

Hinsichtlich der Strommarkteffekte der Windkrafteinspeisung ist zunächst auf die empirische Evidenz zu verweisen. Aktuelle Schätzungen bewerten die aktuellen Merit order-Effekte der Windkraft-Einspeisung auf 3 bis 4 €/MWh für das Jahr 2005 bzw. 6 bis 8 €/MWh für das Jahr 2006[13]. Die zukünftige Größenordnung dieses Effektes hängt einerseits vom Ausbau der Windkraft und zweitens von den Veränderungsprozessen im wettbewerblichen Segment des Kraftwerksparks ab.

Im Kapitel 3.3 wurden Modellrechnungen für die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks mit und ohne massiven Ausbau der Windkraft, vor allem im Offshore-Bereich präsentiert. Der Vergleich dieser Modellergebnisse führt zu folgenden Ergebnissen:

- Bei einer erhöhten Kapazität von Windkraftanlagen von ca. 10 GW (ab 2030) bzw. knapp 15 GW (2040) ergeben sich signifikante Strompreiseffekte.
- Im Referenzfall für die Entwicklung des Kraftwerksparks und bei Ansatz des Referenzszenarios für die Brennstoffpreisentwicklung verringert sich der Großhandelspreis für das Base-Band um 6 €/MWh (2030) bzw. 8 €/MWh (2040), also in der Größenordnung um 10%. Für den Offpeak-Bereich ist der Effekt mit 5 bzw. 6 €/MWh schwächer ausgeprägt als im Peak-Bereich (7 bzw. 11 €/MWh). Das CO_2-Preisszenario hat hier nur einen nachrangigen Einfluss.
- Im Hochpreisszenario für Brennstoffe (und CO_2-Zertifikate) entwickelt sich der Großhandelspreis für das Base-Band im Referenzszenario für den Kraftwerkspark um 14 bzw. 25 €/MWh niedriger, wenn die Offshore-Windkraft um 10 bzw. 15 GW stärker ausgebaut wird. Auch hier ist der Strompreiseffekt im Offpeak-Bereich schwächer ausgeprägt als im Peak-Bereich. Wegen des deutlich höheren Niveaus der generellen Preisentwicklung liegt der relative Effekt hier bei 9 bis 14%.
- Für den Fall der alternativen Entwicklung des Kraftwerksparks wird der Preis dämpfende Effekt der Windenergieeinspeisung jedoch durch die anderen Preiseffekte im Angebotsmarkt deutlich überkompensiert.

Im Ergebnis kann also festgehalten werden, dass die Effekte eines (im Rahmen der Klima- und Energiediskussion zunehmend wahrscheinlicher werdenden) verstärkten Ausbaus der Windenergie für den Zeithorizont 2030 bzw. danach eine potenzielle Minderung der Großhandelspreise von mindestens 10% – und damit in signifikanter Größenordnung – bewirken können, wenn sich die Struktur des deutschen Kraftwerksparks nicht deutlicher verändert (wie z.B. im Alternativszenario skizziert).

Wenn der Kraftwerkspark auch darüber hinaus tiefgreifend umstrukturiert wird (größere Rolle erneuerbarer Energien und deutlich weniger Stromerzeugung aus Kohle), werden die Preis dämpfenden Effekte der Windkrafteinspeisung durch andere Effekte (v.a. in zunehmendem Maße Erdgas-Kraftwerke als Preis setzende Kraftwerke) jedoch überkompensiert.

Die Auswirkungen dieser Strommarkteffekte auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Erzeugungsvarianten für Kiel wurde in den Sensitivitätsrechnungen für die Wirtschaftlichkeitsanalyse (vgl. Kapitel 6.9.5) berücksichtigt.

Die zweite Herausforderung für die wirtschaftliche Bewertung der verschiedenen Erzeugungsvarianten ergibt sich aus potenziellen Netzengpässen. Für die Erreichung der deutschen Ausbauziele im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien [33] wird vor allem das Übertragungsnetz in erheblichem Maße optimiert und ausgebaut werden müssen [14]. Bei Vorrang der Windenergieeinspeisung und einer zunehmenden Errichtung von Kraftwerkskapazitäten in Deutschland kann eine Verzögerung des Netzausbaus zur Notwendigkeit eines umfangreichen Redispatchs fossiler Kraftwerkswerkskapazitäten führen [15]. Diese Notwendigkeit kann sich auch ergeben, wenn sich die Kosten für den Redispatch von Kraftwerkskapazitäten im Ende als geringer erweisen als der Netzausbau.

Das regulatorische Umfeld für den Redispatch fossiler Kraftwerkskapazitäten ergibt sich erstens hinsichtlich der Vorrangregelungen:

- Nach § 4 Abs. 1 EEG sind die Netzbetreiber sind verpflichtet, „Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas vorrangig abzunehmen und zu übertragen“.
- Nach § 4 Abs. 1 KWKG-E (in der vom Bundeskabinett am 5. Dezember 2007 beschlossenen Fassung) sind die Netzbetreiber verpflichtet, „KWK-Anlagen im Sinne des § 5 an ihr Netz anzuschließen und den in diesen Anlagen erzeugten KWK-Strom vorrangig abzunehmen. Die Verpflichtung nach Satz 1 und die Verpflichtung nach § 4 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind gleichrangig“.

Wird unterstellt, dass beide Regelungen längerfristig angelegt sind, so ist für EEG- und KWK-Anlagen von einer vorrangigen Einspeisung auszugehen. Die sich anschließende Frage ergibt sich damit mit Blick auf die Abgrenzung der privilegierten KWK-Anlagen. Hier dürfte der Umfang der KWK-Stromproduktion eine wesentliche Rolle spielen. In den untersuchten Auslegungsvarianten (vgl. dazu Kapitel 6) ergeben sich hier – exemplarisch für das Jahr

2030 – die folgenden Verhältnisse (die dezentrale Variante muss hier nicht weiter betrachtet werden):

- Variante 1 (800 MW Kohle): ca. 23% KWK-Strom (2030)
- Variante 2 (360 MW Kohle) : ca. 47% KWK-Strom (2030)
- Variante 3 (400 MW Erdgas): ca. 94% KWK-Strom (2030)
- Variante 4 (Mischvariante aus Variante 2 und 3): ca. 33% KWK-Strom (2030)
- Variante 5 („Kieler Modell“): ca. 74% KWK-Strom (2030)

Vor diesem Hintergrund kann davon ausgegangen werden, dass die „Verletzbarkeit“ der verschiedenen Erzeugungsvarianten mit Blick auf einen möglichen Redispatch sehr unterschiedlich ausgeprägt ist. Zumindest solange die Privilegierung der KWK regulatorisch gesichert ist, ergeben sich für die Varianten 2, 3 und 5 wahrscheinlich nur geringe Risiken. Erhebliche Risiken verbleiben für die Varianten 1 und 4.

Dass die beschriebene Problematik – auf Netzengpässe allgemein – nicht unterschätzt werden sollte, zeigen die Regelung in der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) vom 26. Juni 2007. Nach § 7 KraftNAV steht Anschlussnehmern ein bevorzugter Netzzugang zum deutschen Übertragungsnetz zu, wenn die Anlagen im Zeitraum vom 1. Januar 2007 bis zum 31.Dezember 2012 an das Netz angeschlossen worden sind. Die Privilegierung ist auf einen Zeitraum von 10 Jahren nach Anschluss begrenzt. Für die hier untersuchten Erzeugungsvarianten kommt also eine derartige Privilegierung nach derzeitiger Rechtslage nicht mehr in Frage bzw. wäre von einer Verlängerung der entsprechenden Regelung abhängig und ist damit mit erheblichen regulatorischen Unsicherheiten verbunden.

Die ökonomischen Risiken aus einem potenziellen Redispatch ergeben sich jedoch nicht nur aus dem Sachverhalt, dass eine Anlage vom Redispatch betroffen sein kann, sondern auch mit Blick auf die Regelungen zur wirtschaftlichen Kompensation des Redispatchs.

Diesbezüglich ist darauf hinzuweisen, dass derzeit kein regulatorisch abgesichertes Umfeld für die entsprechenden Kompensationen existiert, das mit steigender Signifikanz des Problems unausweichlich wird. Für die entsprechenden Regulierungen wird eine Vielzahl von Vorschlägen diskutiert [16]. Für nahezu keines dieser Modelle wird jedoch davon ausgegangen werden können, dass eine Anlage, die dem Redispatch unterliegt, eine volle Kompensation für die entgangenen Deckungsbeiträge erhalten wird. Das Risiko der Vorrangeinspeisung von Wind (und KWK) bei gleichzeitigen Netzengpässen muss also durch Sensitivitätsrechnungen bewertet werden, bei denen die Zahl der Benutzungsstunden, in denen zumindest prinzipiell Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können, variiert wird. Diese Sensitivitätsrechnungen enthält Kapitel 6.9.5, wobei sie vor dem Hintergrund der o.g. Anteile von KWK-Stromerzeugung sinnvollerweise auf die Erzeugungsvariante1 beschränkt werden kann.

Schließlich muss darauf hingewiesen, dass sich langfristig aus der regional disparaten Entwicklung von Stromerzeugung und Stromverbrauch auch Änderungen im Regulierungssystem ergeben können. Wie das Beispiel der skandinavischen Strommärkte zeigt, kann auf entsprechende Entwicklung auch mit entsprechenden Allokationssignalen reagiert werden, so dass beispielsweise bei weit von den Verbrauchsschwerpunkten entfernten Erzeugungsstandorten die Kraftwerksbetreiber einen Teil der Netznutzungsentgelte tragen müssen (G-Komponente). Diese hypothetische Entwicklung – die vor allem für die Erzeugungsvarianten relevant wäre, die eine weit über den regionalen Bedarf hinaus gehende Stromproduktion repräsentieren – kann in den Wirtschaftlichkeitsrechnung wegen der vielfältigen Unsicherheiten nicht quantitativ bewertet werden. Als orientierende Größe kann jedoch auch für diesen Sachverhalt die Sensitivitätsrechnung bezüglich der Auslastung angesehen.

4.2 CO_2-Abtrennung und Ablagerung

4.2.1 Vorbemerkungen

Die Technologie der CO_2-Abtrennung und –Ablagerung (Carbon Dioxide Capture and Storage – CCS) ist eine Technologie, die vor allem für den zukünftigen Betrieb von Kohlenkraftwerken eine wesentliche Bedeutung erlangen kann. Hinsichtlich der CCS-Technologie müssen drei verschiedene Technologieschritte unterschieden werden

- die Abtrennung des CO_2 aus dem Abgasstrom bzw. die entsprechende Aufbereitung der Brennstoffe;
- der Abtransport des CO_2, sofern eine Ablagerung nicht am Standort der Entstehung des CO_2 erfolgen kann oder soll;
- die Ablagerung des CO_2 wobei hier die Einlagerung und der Nachbetrieb der Ablagerungsanlage unterschieden werden müssen.

Hinsichtlich der technisch-naturwissenschaftlichen Fragen besteht der geringste Klärungsbedarf im Bereich des CO_2-Transports, hier kommt bei den in Frage kommenden Mengen vor allem der Abtransport per Pipeline in Betracht. CO_2-Pipelinenetze werden v.a. in den USA in erheblichem Umfang und inzwischen mit umfangreichen Erfahrungen betrieben.

Die größten Herausforderungen für die CCS-Technologie bestehen hinsichtlich Abscheidung und der Ablagerung des CO_2. Für die Ablagerung des CO_2 wird derzeit im Wesentlichen die Ablagerung in geologischen Formationen verfolgt.

Als Lagerstätten kommen in Deutschland vor allem verschiedene Formationen in der Norddeutschen Tiefebene sowie in den Nachbarstaaten in Betracht. Die geringsten Unsicherheiten hinsichtlich der Speicherkapazitäten verbleiben mit Bezug auf ausgeförderte Erdgasfelder, die vor allem im Norddeutschen Becken (mit einem Speicherpotenzial von 2 bis 2,5 Mrd. t CO_2), mit erheblich größeren Speicherpotenzialen aber auch in den Nachbarstaaten und vor allem in der Nordsee zur Verfügung stehen bzw. zukünftig zur Verfüg stehen werden. Ein möglicherweise erhebliches Speicherpotenzial ergibt sich in salinen Aquiferen (tief liegende,

stark salzhaltiges Wasser führende, poröse Gesteinsschichten), für die die Bandbreite des Speicherpotenzials für Deutschland mit 20 (± 8) Mrd. t CO_2 angegeben wird. Auch hier spielen Standorte in der norddeutschen Tiefebene, aber auch in geologischen Formationen unter dem Meeresboden eine herausragende Rolle [17].

Die zeitweise auch umfangreich diskutierte Ablagerung in tiefen Schichten der Ozeane bildet – vor allem aus Risikogründen – derzeit keine Priorität bei den aktuellen Bestrebungen, die CCS-Technologie voranzubringen. Ob und inwieweit der – gerade in Schleswig-Holstein wegen der dort lokalisierten Forschungsaktivitäten viel diskutierte – Austausch von Methan-Hydraten in Sedimentschichten am Meeresboden gegen CO_2 (d.h. die Förderung von Methan in Verbindung mit der Ablagerung von CO_2) eine realistische und risikoseitig akzeptable Option zur CO_2-Ablagerung darstellt, bleibt spekulativ und bedarf noch weiterer Forschungen. Kurz- und mittelfristig wird die CO_2-Ablagerung im Meer jedoch vor allem aus Risikogründen keine Rolle spielen [18].

In jedem Fall werden CO_2-Quellen in Norddeutschland hinsichtlich der CO_2-Ablagerung mit geringeren Problemen konfrontiert sein als andere große Punktquellen in Deutschland, für die ein Transport des abgetrennten CO_2 über mehrere Hundert Kilometer notwendig sein wird. Ein Indiz für die regionale Verteilung der potenziellen CO_2-Ablagerungsstätten bildet auch die Tatsache, dass eines der zwei Pilotvorhaben zur CO_2-Ablagerung (mit der Kapazität für die Ablagerung der CO_2-Emissionen eines großen Kohlenkraftwerkes) in Schleswig-Holstein entwickelt wird.

Für die Abscheidung werden derzeit ernsthaft drei grundsätzliche Strategien verfolgt, bei denen wiederum jeweils eine ganze Reihe verschiedener Technologieansätze verfolgt werden:

- Die *Post combustion*-Abscheidung im Abgasstrom konventioneller Verbrennungsanlagen.
- Die *Pre combustion*-Abscheidung bei einem (Kombi-) Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung (IGCC).
- Die Erzeugung eines sehr reinen CO_2-Abgasstroms durch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff (*Oxyfuel*).

Alle drei genannten Ansätze haben erhebliche Vor- wie auch signifikante Nachteile, so dass sich angesichts der fehlenden Erfahrungen aus Projekten im Großanlagenmaßstab derzeit noch keine belastbare Aussage treffen lässt, welche der Technologielinien sich durchsetzen wird oder ob es zu einer Koexistenz der verschiedenen Technologieansätze kommen wird. Die wesentlichen Aspekte sind dabei

- Der Vorteil von *Post combustion*-Ansätzen liegt vor allem darin, dass hinsichtlich der Kraftwerkstechnik auf Anlagen zurückgegriffen werden kann, für die umfassende Erfahrungen existieren, die sich im kommerziellen Betrieb breit bewährt haben und bei denen in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte bei der Anlageneffizienz gemacht worden sind. Der Nachteil liegt vor allem darin, dass die CO_2-Abtrennung technolo-

gisch aufwändig ist und sich als vergleichsweise teuer erweisen kann. Als Vorteil ist schließlich zu erwähnen, dass wohl vor allem dieser Ansatz für die Nachrüstung existierender Anlagen in Frage kommt.

- Die *IGCC-Technologie* ist in den vergangenen zwei Dekaden immer wieder als *die* Zukunftstechnologie der Kohleverstromung herausgestellt worden, ohne dass es hier in der Realität der Stromwirtschaft einen breiten Durchbruch gegeben hätte. Dies liegt wohl vor allem daran, dass die bisherigen Demonstrationsvorhaben die für den kommerziellen Betrieb notwendigen Zuverlässigkeitsstandards angesichts der komplexen Technologie zumindest für einen signifikanten Zeitraum nicht darstellen konnten und dass zweitens bei den Staubfeuerungsanlagen schrittweise (vor allem durch neue Materialien) noch technologische Verbesserungen erreicht worden sind, die zumindest Ende der achtziger Jahre nicht erwartet worden waren. Der ausstehende Nachweis einer Eignung für den kommerziellen Betrieb muss daher als zentraler Nachteil dieses Technologieansatzes gelten. Eine Reihe von Analysen erwartet für CCS mit IGCC einen signifikanten Kostenvorteil, dies wäre dann der zentrale Vorteil dieser Technologie. Ein weiterer Vorteil von IGCC ist darin zu sehen, dass vor allem für diese Technologie auch Anwendungsperspektiven für z.B. die Biomassenutzung mit CCS (als CO_2-Senke) eröffnet werden können.
- Mit der *Oxyfuel-Technologie* wird versucht, einerseits auf die breiten Erfahrungen und den technologischen Entwicklungsstand der Staubfeuerung aufzubauen. Dies ist der zentrale Vorteil dieses Technologieansatzes. Als weitere Vorteile können gelten, dass sich mit der hohen CO_2-Konzentration des Abgasstroms die Kosten der CO_2-Abtrennung begrenzen lassen und das besonders hohe Abscheidungsraten (bis zu 97% erzielen lassen). Der hohe Energiebedarf für die notwendige Wasserstoffproduktion, die möglicherweise deutlich höheren Kosten sowie die im Vergleich zu den anderen Optionen auch kleinmaßstäblich fehlenden technologischen Erfahrungen müssen als wesentliche Nachteile gelten.

Bereits diese grobe Übersicht macht deutlich, wie unsicher derzeit eine Gesamtbewertung der genannten Technologieansätze ist, gerade wenn man berücksichtigt, dass innerhalb der verschiedenen generellen Technologieansätze eine ganze Reihe verschiedener technologischer Wege verfolgt wird. Eine großtechnische Erprobung der verschiedenen Ansätze ist daher ohne jede Alternative. Es muss aber auch darauf hingewiesen, dass sich Anlagen mit dem *Post combustion*-Ansatz und IGCC-Kraftwerke mit CCS in naher Zukunft in der Demonstrationsphase befinden werden, die Erprobung des Oxyfuel-Verfahrens aber erst im Stadium von Pilotvorhaben erfolgt.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die diskutierten Erzeugungsvarianten für Kiel nicht für eine Erstausrüstung mit CCS in Frage kommen werden, muss daher die Nachrüstung der Anlagen mit CCS in Betracht gezogen werden und technisch und wirtschaftlich bewertet werden. Dabei werden diejenigen Aspekte, die sich spezifisch auf die mit Blick auf CCS hoch

interessante IGCC-Technologie nur am Rande gestreift, da eine solche Kraftwerksvariante (zumindest derzeit) nicht zu den für den Standort Kiel diskutierten Varianten gehört.

Da die CCS-Technologie – vor allem bedingt durch die hohen Kosten – eher nur für Großanlagen in Betracht kommen wird, wird vor allem die Erzeugungsvariante des großen Kohleblocks hinsichtlich der verschiedenen Aspekte von CCS-Nachrüstung und „Capture Ready“ analysiert. Die Eigenschaft „Capture Ready“ wird so verstanden, dass ein bestimmtes Kraftwerk zu einem gewissen Zeitpunkt nach der ursprünglichen Inbetriebnahme mit CCS-Technologie nachgerüstet und dabei noch immer wirtschaftlich betrieben werden kann [19]. Dies bedeutet, dass sich der Begriff „Capture Ready“ nicht auf ein spezielles Kraftwerksdesign bezieht, sondern ein Spektrum von Investitions- und Ausgestaltungsentscheidungen umfasst, die in der Kraftwerksplanung und während des Kraftwerksbaus zu berücksichtigen wären.

In einem politischen und regulatorischen Umfeld, in dem eine stringente Klimapolitik entweder zu hohen CO_2-Preisen oder zu ordnungsrechtlichen Vorgaben zum Einbau bzw. der Nachrüstung von CCS-Technologie führt, gibt es für Betreiber bestehender Kraftwerke zwei grundsätzliche Entscheidungsmöglichkeiten:

1. Nachrüstung des Kraftwerks mit CCS-Technologie. Dabei stehen im Wesentlichen zwei technologische Möglichkeiten zur Verfügung.
   a. Post-combustion CCS Nachrüstung mit chemischer oder physikalischer Absorption des CO_2, wobei hier verschiedene Verfahren entwickelt werden.
   b. Die CCS-Nachrüstung mit Oxyfuel-Technologie, die aufgrund der vorgeschalteten Technologie in der Nachrüstung deutlich komplexer ist, in den Kosten einem Neubau ähnelt und daher im Folgenden nicht weiter untersucht wird.
2. Außerbetriebnahme des Kraftwerks und ggf. Neubau, da die Wirtschaftlichkeit des bestehenden Kraftwerks mit Nachrüstung nicht mehr gegeben ist.

4.2.2 Kriterien zur Bewertung von Nachrüstbarkeit

Eine Auslegung von Kraftwerken, die so erfolgt, dass sie zunächst ohne CCS-Technologie in Betrieb genommen werden, aber zu einem späteren Zeitpunkt mit CCS-Technologie nachgerüstet werden können („capture readiness“) kann sich im Kontext folgender Rahmenüberlegungen als sinnvoll erweisen:

- Es wird davon ausgegangen, dass die klimapolitische Diskussion so an Dynamik gewinnt und die Rahmenbedingungen im CO_2-Emissionshandel sich so verschärfen, dass eine CCS-Nachrüstung sich als mittelfristig alternativlos erweist.
- Es wird davon ausgegangen, dass es – wie im Kontext der aktuellen CCS-Richtlinie der Europäischen Union diskutiert und wie bei den Entschwefelungs- und Entsti-

ckungsanlagen in den 80er und 90er Jahren vollzogen – zu allgemeinen Nachrüstverpflichtungen kommen wird.

- Die Anlagengenehmigung im konkreten Fall (oder flankierende Regelungen wie z.B. ein öffentlich-rechtlicher Vertrag) enthält bereits Formulierungen, die mit hoher Verbindlichkeit zu einer Nachrüstverpflichtung führen, wenn die CCS-Technologie zur Nachrüstung kommerziell verfügbar ist.

Folgende Kriterien spielen eine wesentliche Rolle in der Bewertung von „Capture Readiness“ und werden hier weitergehend analysiert:

- technische und planerische Vorkehrungen für die CCS-Nachrüstung;
- der damit einhergehende Kostenaufwand;
- ggf. damit einhergehende Änderungen der Wirtschaftlichkeitsbewertung (Planungshorizont).

Die Diskussion um solche Kriterien steht erst am Beginn, bisher sind – vor allem hinsichtlich der technischen planerischen Vorkehrungen für die CCS-Nachrüstung – die folgenden Elemente für *Capture ready*-Auflagen diskutiert worden [20]:

1. Berücksichtigung der Platzanforderungen bei der Planung und Errichtung der Anlagen
    a. Platzbedarf für die erweiterte Rauchgasreinigung (für Post combustion-Abtrennung),
    b. Platzbedarf für die Luftspaltungsanlagen bei IGCC- und Oxyfuel-Anlagen,
    c. Platzbedarf für CO_2-Reinigungs- und Verdichtungsanlagen,
    d. Platzbedarf für die Erweiterung der Kühlwassersysteme (bis zu 30%!),
    e. Platzbedarf für das Rohrsystem der Rauchgas-Rezyklierungsanlagen (bei Oxyfuel-Anlagen)
    f. Platzbedarf für ggf. erforderliche Sauerstoffspeicherung,
    g. Platzbedarf für ggf. erforderliche CO_2 –Zwischenspeicherungsanlagen.
2. Berücksichtigung der Kompatibilitätsanforderungen für die Kraftwerksanlagen und -komponenten für die mit der Nachrüstung auftretenden neuen Prozessparameter und anderen Anforderungen
    a. Eigenschaften des Gasstroms durch Gasturbine, Wärmetauscher, Dampfturbine und Nebenanlagen (bei IGCC),
    b. Wärmebedarf für den Desorptionsprozess der Wäschen (beim Entwurf des Dampfkreislaufs bei Post combustion-Abtrennung),
    c. Anpassung des Rauchgas-Rezyklierungssystems und Anpassung der Verbrennungsanlagen (Brennkammer- und Dampferzeugerauslegung für CO_2-reiche Rauchgase bei Oxyfuel-Technologie),

d. Auslegung der Rauchgasreinigungsanlagen für – im Rahmen einer CO_2-Abscheidung dann erforderliche – niedrigere Emissionswerte,

e. Auslegung der Fundamente für höhere Traglasten,

f. Auslegung der Leittechnik in einer Weise, dass auch umfangreichere zusätzliche Komponenten problemlos einbezogen werden können.

3. Standortwahl und räumliche Anbindung an zukünftige Ablagerungsstätten bzw. die Infrastruktur zum CO_2 -Abtransport.

4. Einhaltung der Sicherheitsanforderungen im Kraftwerk beim zukünftigen Einsatz von für die CO_2 -Abtrennung notwendigen Chemikalien etc.

Die Einhaltung dieser Anforderungen könnte – bei allen Unsicherheiten der zukünftigen Technologieentwicklung – im Genehmigungsverfahren für neu zu errichtende Kraftwerke durch entsprechende Vorplanungen berücksichtigt werden [21].

4.2.3 Kosten der CCS-Nachrüstung

Neben den technisch-planerischen Vorbereitungen bilden die ökonomischen Gesichtspunkte einer Nachrüstung mit CCS-Technik einen entscheidenden Aspekt. Hier ist zu berücksichtigen, dass eine Nachrüstung mit CO_2-Abscheidungs- und -Speicherungstechnologien zusätzliche Investitions-, Betriebs-, Instandhaltungs-, und Brennstoffkosten mit sich bringt. Letztere werden durch eine deutliche Verringerung des Wirkungsgrads aufgrund des zusätzlichen Energiebedarfs im Abscheidungsprozess hervorgerufen. All diesen Kostenkomponenten ist gemein, dass sie deutlich höher sind für Kraftwerksnachrüstungen als für Neubauprojekte, die direkt mit CO_2-Abscheidung ausgestattet werden. Darüber hinaus entstehen Kosten in Verbindung mit der, während der Nachrüstung notwendigen, Außerbetriebnahme des Kraftwerks, sowie mit dem Transport und der Einlagerung des abgeschiedenen CO_2.

Wie oben erwähnt, kann ein Kraftwerk nur dann als „capture ready“ bezeichnet werden, wenn die Wirtschaftlichkeit der Anlage – unter den absehbaren Rahmenbedingungen – auch mit einer Nachrüstung noch gewährleistet ist. Daher sind die Höhe der Kosten, die für die Nachrüstung möglicherweise zu veranschlagen sind sowie der Zeitpunkt, zu dem sie entstehen würden, von hoher Relevanz, gleichzeitig sind sie von vielen Unsicherheitsfaktoren umgeben. Eine Nachrüstungsinvestition während der Amortisationsphase eines Kraftwerksneubaus hat beispielsweise vergleichsweise höhere Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit als eine entsprechende Investition zu einem späteren Zeitpunkt. Der Zeitpunkt wiederum hängt entscheidend von den Annahmen zur Stringenz der jeweiligen Klimapolitik ab. Ebenso unterliegen die Kosten hohen Unsicherheiten aufgrund der unterschiedlichen Gegebenheiten einer jeden Anlage, zum Beispiel aufgrund der gewählten Abscheidetechnologie und der jeweiligen Investitionskosten wie auch der Materialkosten (z.B. für den Pipelinebau), die in den letzten Jahren im Zuge gestiegener Stahl- und Rohstoffpreise stark zugenommen haben.

Im Lichte dieser Unsicherheiten sind die Schätzungen für den Energiebedarf und die Kosten der CCS-Anlagen zu sehen, die sich in der Literatur finden lassen beziehungsweise aktuell diskutiert werden (Bezug genommen wird hier jeweils auf die Fälle, in denen 85 bis 90% der beim Verbrennungsprozess entstandenen CO_2-Emissionen abgeschieden werden).

In einer umfassenden Studie des MIT [22] werden die folgenden Annahmen für die Nachrüstung von existierenden unter- und überkritischen Dampfkraftwerken (500 MW) mit einer CO_2-Abscheidungsanlage auf Basis von Mono-Aminen (MEA) getroffen. Der Netto-Nutzungsgrad der Anlagen sinkt für eine entsprechende Neubauanlage um ca. 10 Prozentpunkte, für die Nachrüstung entsprechender Bestandsanlagen sinkt der Nutzungsgrad um knapp 15 Prozentpunkte. Dies entspricht einer verminderten Stromproduktion um ca. 40% (unterkritisches Kraftwerk) bzw. 36% (überkritisches Kraftwerk). Neubaukraftwerke haben dagegen nur eine um 28% (unterkritisches Kraftwerk) bzw. 25% (überkritisches Dampfkraftwerk) verringerte Netto-Stromproduktion.

Der Anlagenhersteller Alstom [23] hat eine alternative Wäsche für CO_2 entwickelt, die nicht auf MEA sondern auf Ammoniak („Chilled Ammonia“) basiert und die sich durch einen deutlich geringeren Energiebedarf der CO_2-Wäsche auszeichnet. Für Neubaukraftwerke wird hier nur ein Wirkungsgradverlust von etwa 5 Prozentpunkten erwartet; dies entspricht bei einem überkritischen Dampfkraftwerk einem Verlust von nur noch 10% der Netto-Stromerzeugung. Überträgt man das o.g. Verhältnis der Erzeugungseinbußen zwischen Neubau- und Nachrüstungsanlagen auf das genannte Alstom-Verfahren, so könnte für den Nachrüstungsfall eine um 15% verringerte Nettostromerzeugung resultieren.

Im Gegensatz zu Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (*Integrated Gasification Combined Cycle – IGCC*), bei denen höhere Anfangsinvestitionen zu deutlich geringeren Nachrüstungsinvestitionen führen können [24], konnten bisher für konventionelle Kohlekraftwerke keine derartigen Vorinvestitionen identifiziert werden, die zu einer deutlichen Verringerung der Nachrüstungskosten führen würden. Hier geht es hauptsächlich darum, zusätzlichen Platz für die Abscheideanlagen zu sichern (die Kosten dafür variieren je nach Standort), einen möglichst hohen Wirkungsgrad im Basiskraftwerk sicher zu stellen (um dem höheren Brennstoffbedarf der CCS-Anlage entgegenzuwirken) und ggf. bei der Auslegung von Fundamenten, Leittechnik, Rauchgasreinigungsanlagen etc. entsprechende Zusatzmargen zu berücksichtigen.

Da für den konkreten Fall in Kiel eine IGCC-Anlage nicht zu berücksichtigen ist, beschränken sich die folgenden Analysen auf die Nachrüstung eines konventionellen Kraftwerksblocks mit Staubfeuerung.

- Nach den Analysen des MIT belaufen sich die Investitionskosten für die CCS-Nachrüstung (MEA) bei Dampfkraftwerke der 500 MW-Klasse auf ca. 420 Mio. US-$ (unterkritische Dampfkraftwerke) bzw. etwa 460 Mio. US-$ (überkritische Dampfkraftwerke). Entsprechend ergeben sich spezifische Nachrüstungskosten von 840 bzw. 920 US-$ je Kilowatt installierter Leistung (bezogen auf den Ausgangszustand).

- Eine aktuelle Studie des NETL [25] weist für die gleiche Anlagenklasse (bei unterkritischen Dampfparametern) Nachrüstungskosten von knapp 380 Mio. US-$ aus, dies entspricht ca. 780 US-$/kW (Ausgangszustand).
- Kostenschätzungen für die Ausrüstung mit der o.g. Alstom-Technologie liegen nur für Neubaukraftwerke vor. Hier belaufen sich die Schätzungen für die Mehrinvestitionen auf etwa 120 Mio. US-$ für einen Block der 500 MW-Klasse. Die Größenordnung der spezifischen Kosten liegt damit bei etwa 240 US-$/kW.

Alle genannten Kostenangaben beziehen sich auf die heute diskutierten Technologien. Gerade der Vergleich der in der Literatur überwiegend betrachteten MEA-Variante und der neueren Entwicklung der „Chilled ammonia"-Technologie zeigen aber, dass erhebliche Kostensenkungs-Potenziale existieren. Für die MEA-Technologie ergeben sich aus der verminderten Stromerzeugung sowie den zusätzlichen Kosten (wozu neben den Investitionskosten auch noch weitere Betriebskosten gehören) spezifische Abscheidungskosten in der Größenordnung von 50 bis 70 US-$ je Tonne CO_2. Für die „Chilled ammonia"-Technologie (bei Neubaukraftwerken werden Abscheidungskosten von etwa 20 US-$ genannt. Vor dem Hintergrund der absehbaren Entwicklung auf den Emissionshandelsmärkten ist diesbezüglich davon auszugehen, dass ein Vermeidungskostenniveau (einschließlich CO_2-Transport und -Ablagerung) von etwa 30 €/t CO_2 die Zielgröße für die technologischen Entwicklungen bildet. Entsprechend müssten sich die o.g. Parameter für die verminderte Netto-Stromerzeugung und die zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten zukünftig entwickeln.

Zusammenfassend müssen hinsichtlich des zukünftig möglicherweise notwendig werdenden Einsatzes der CCS-Technologie die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

- Die Nachrüstung mit CCS-Technologie wird mit hoher Wahrscheinlichkeit zu höheren Zusatzkosten für die Investition und zu höheren Einbußen bei der Netto-Stromproduktion führen als beim Neubau von CCS-Anlagen, insbesondere wenn man neue Technologiekonzepte (IGCC) in die Betrachtung mit einbezieht.
- Auf der Grundlage der heute verfügbaren Investitionen ist für den Fall der CCS-Nachrüstung mit einer verminderten Netto-Stromproduktion in der Bandbreite von 10 bis 25% zu rechnen. Dies entspricht der Erlössituation einer um ca. 750 bis 1900 Betriebsstunden verminderten Auslastung der Anlage – ohne dass jedoch die entsprechenden Brennstoffkosten erspart werden.
- Im Bereich der Investitionskosten werden für die Zukunft noch erhebliche technologische Fortschritte in Betracht gezogen werden müssen, die jedoch zumindest teilweise durch die Kostenentwicklungen v.a. im Bereich der Konstruktionsmaterialien kompensiert werden können. Selbst bei massiven Kostensenkungen (d.h. einer Reduzierung der Kosten um 50% und mehr) müssen jedoch für eine Nachrüstung mit CCS-Technologie Investitionen in der Größenordnung von 300 bis 500 €/kW erwartet werden.

- Vor dem Hintergrund der Dynamik in der nationalen und internationalen Klimaschutzpolitik und den jenseits des Zeithorizonts 2020 diskutierten Zielvorgaben (40% bis zum Jahr 2020 und 80% bis zum Jahr 2050) wird die Nachrüstung mit CCS-Technologie für im Jahr 2015 in Betrieb genommene Kraftwerke noch in der Amortisationszeit der Anlagen zumindest als Variante mit in Betracht gezogen werden müssen. Für jenseits des Zeithorizonts 2020 in Betrieb genommene Anlagen gewinnt die – mehr oder weniger verbindlich vorgeschriebene – Ausrüstung von Neubaukraftwerken mit CCS-Technologie zunehmend an Wahrscheinlichkeit.

4.2.4 Neubau von CCS-Anlagen

Für den Fall, dass die Anlage in Kiel erst zu einem Zeitpunkt in Betrieb genommen wird, zu dem Neubaukraftwerke mit CCS-Technologie kommerziell verfügbar sind (diesbezüglich wird überwiegend vom Zeithorizont 2020 ausgegangen) existieren größere Freiheitsgrade hinsichtlich der technologischen Optionen. Für die Kosten der Neubaukraftwerke mit CCS-Technologie werden deutlich geringere Investitionskosten, bessere Abscheidegrade sowie auch geringere Wirkungsgradverluste prognostiziert:

- Für überkritische Dampfkraftwerke sinken die Kosten der CO_2-Vermeidung nach Analysen des MIT bei Neubau gegenüber der Nachrüstung um ca. 35%.
- Durch den Neubau von IGCC-Anlagen mit CCS-Technologie können im Vergleich zur Nachrüstung überkritischer Dampfkraftwerke die Vermeidungskosten nach MIT um etwa 60% verringert werden.

Hinsichtlich Investitionskosten von Neubaukraftwerken mit CCS-Technologie im Vergleich zu entsprechenden Anlagen ohne CCS werden teilweise Werte von 400 bis 800 US-$/kW angegeben (die sich allerdings auf einen Preisstand vor den massiven Preissteigerungen der letzten beiden Jahre beziehen), andere Analysen beziffern die Mehrkosten für CCS-Neuanlagen auf bis zu 1000 €/kW [26].

Falls also davon ausgegangen wird, dass in überschaubarer Zukunft aus Gründen einer verschärften Klimaschutzpolitik Kohlenkraftwerke nur noch mit CCS-Technologie betrieben werden können (also nachgerüstet werden müssen oder bei Neubau von vornherein mit CCS-Technologie auszurüsten sind), ist zu erwarten, dass bei der Neuerrichtung von Anlagen mit CCS-Technologie deutlich geringere Mehrkosten für die Investition anfallen werden als im Fall einer (vorgeschriebenen) Nachrüstung.

5 Entwicklung des Kieler Energiemarktes bis 2050

In diesem Abschnitt werden die Prämissen für die Entwicklung des Kieler Energiemarktes untersucht und zwei Entwicklungsszenarien für den Zeitraum bis 2050 abgeleitet.

5.1 Bevölkerungsentwicklung

Die Entwicklung der Wohnbevölkerung Kiels ist einer der wesentliche Einflussfaktoren für den zukünftigen Energieverbrauch. In Anlehnung an die Bevölkerungsvorausberechnung für die Kreise und Kreisfreien Städte Schleswig-Holsteins bis 2020 [27] wird es einen leichten Bevölkerungsrückgang um 0,1 %/a von jetzt 232.300 Einwohnern auf dann 229.300 Einwohner geben. Danach wird sich der Rückgang durch die allgemein demographische Entwicklung verstärken und auf 0,15%/a ansteigen. Für das Jahr 2050 ergibt sich dann Bevölkerungsstand von rund 219.000.

Die unterstellte Entwicklung ist in Abbildung 22 dargestellt.

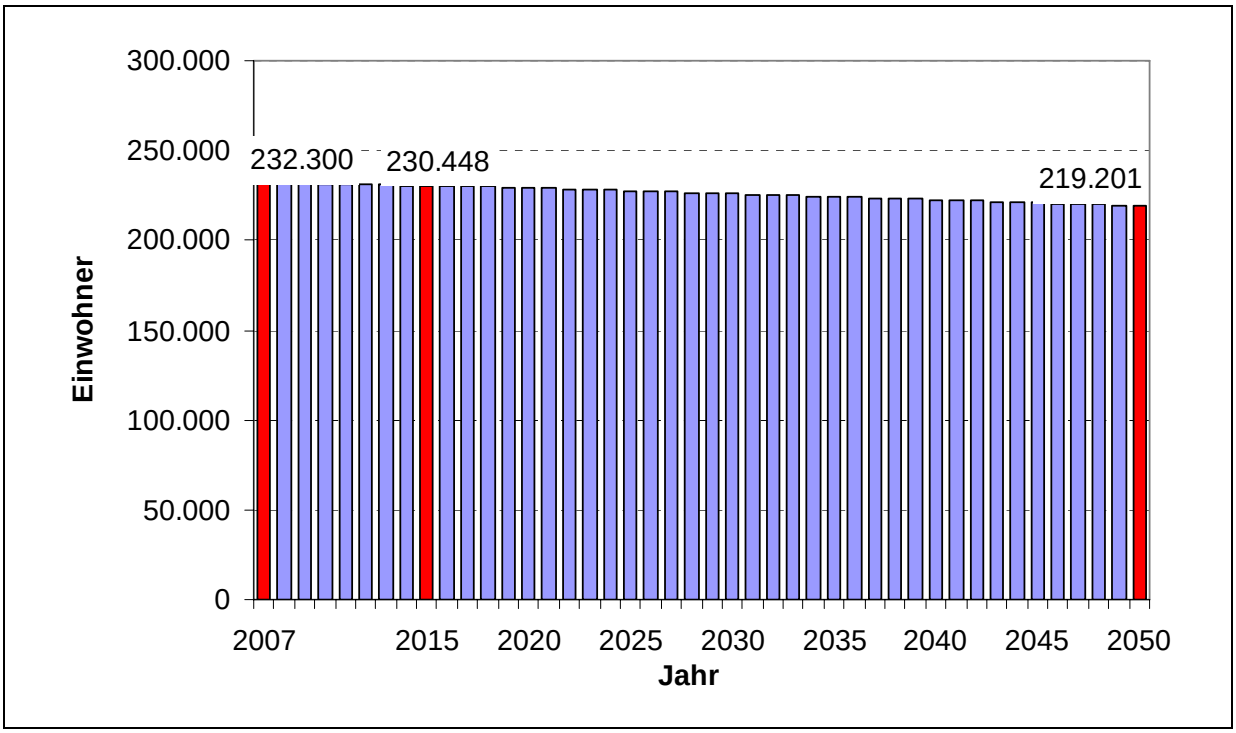


Abbildung 22: Entwicklung der Kieler Bevölkerung. Quelle: Statistikamt- Nord, Destatis

5.2 Entwicklung des Wärmemarktes

Die Energienachfrage zur Wärmeversorgung von Gebäuden als wesentliche Einflussgröße für den in Zukunft zu erwartenden Wärmeabsatz wird neben der Bevölkerungsentwicklung durch weitere Faktoren bestimmt:

- Entwicklung der Anzahl der Haushalte
- Größe der Haushalte
- Abriss- und Neubauquoten
- Ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen und Anforderungen an die energetische Sanierung im Bestand (Energieeinsparverordnung EneV)
- tatsächlicher Vollzug eigentlich obligatorischer Maßnahmen,

Ausgangspunkt der Wärmemarktszenarien sind der Wohnflächenbestand von 8,9 Mio. qm im Jahr 2007, entsprechend einem Wohnungsbestand von 129.000 und einem Gebäudebestand von 35.000 [28]. Diese Flächen sind auf verschiedenen Baualtersklassen aufgeteilt, wobei fast die Hälfte auf Gebäude aus den Jahren 1948-1978 entfällt.

Um die zukünftige Entwicklung des Flächenbestandes und des damit einhergehenden Wärmebedarfes abzuschätzen, wurden im Wesentlichen Daten des Hauptszenario aus der Wärmemarktstudie [29] verwendet. Andere Studien wie z.B. [30] gehen von vergleichbaren Trend aus.

Die wesentlichen Trends bis 2050 wurden wie folgt abgeschätzt:

- Die mittlere Wohnfläche pro Einwohner steigt wegen steigenden Lebensstandards, kleinerer Haushalte und des Remanenzeffektes an von 38,5 m²/EW auf 47,8 m²/EW
- Die gesamte Wohnfläche in Kiel steigt trotz Bevölkerungsrückgang von 8,9 Mio. m² auf 10,5 Mio. m² an
- Gebäudeklassen vor 1948 werden sukzessive ersetzt, Abrissquote steigt von 0,6 auf 0,8%/a
- Neubautätigkeit sinkt von 70.000 m²/a (2007) auf 60.000 m²/a (2050)
- Der Bestand an (beheizten) Gewerbeflächen bleibt mit etwa 4,5 Mio. m² konstant
- Neubauflächen ab 2008 entsprechen Niedrigenergiehausstandard (60 kWh/m²), ab 2015 nur noch 40 kWh/m²

Die unter diesen Annahmen resultierende Entwicklung der Wohnflächen ist in Abbildung 23 dargestellt:

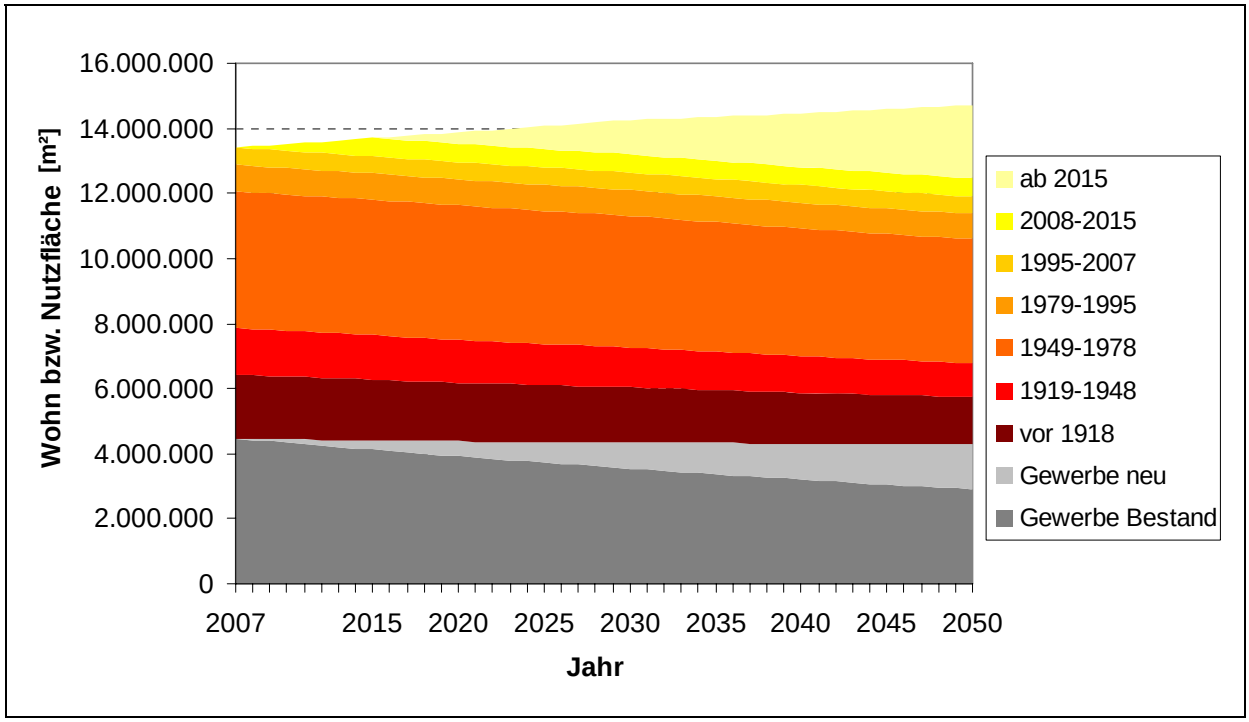


Abbildung 23: Entwicklung der Kieler Wohnflächen nach Altersklassen. Quelle: eigene Berechnungen

Der industrielle Wärmebedarf wird mit 300 GWh abgeschätzt mit einem jährlichen Rückgang von 1%. Der jährliche Warmwasserbedarf pro Person wird mit 700 kWh angesetzt und konstant gehalten.

Durch zunehmende Renovierungstätigkeiten, Zubau und Abriss verändert sich im Zeitlauf der Anteil der Baualtersklassen untereinander und innerhalb einer Klasse der Anteil energetisch sanierter Gebäude [31].

Diese Entwicklung ist in der folgenden Abbildung dargestellt: Es ist zu erkennen, dass bis dahin auch der Gebäudebestand weitgehend einmal komplett energetisch saniert ist, wobei hier Sanierungseffizienzen zwischen 40% und 20% unterstellt wurden, da in der Regel immer nur Teilbereiche, z.B. die Fassade, saniert werden und es im Altbau oftmals Restriktionen gibt, die einen Wärmestandard wie im Neubau verhindern.

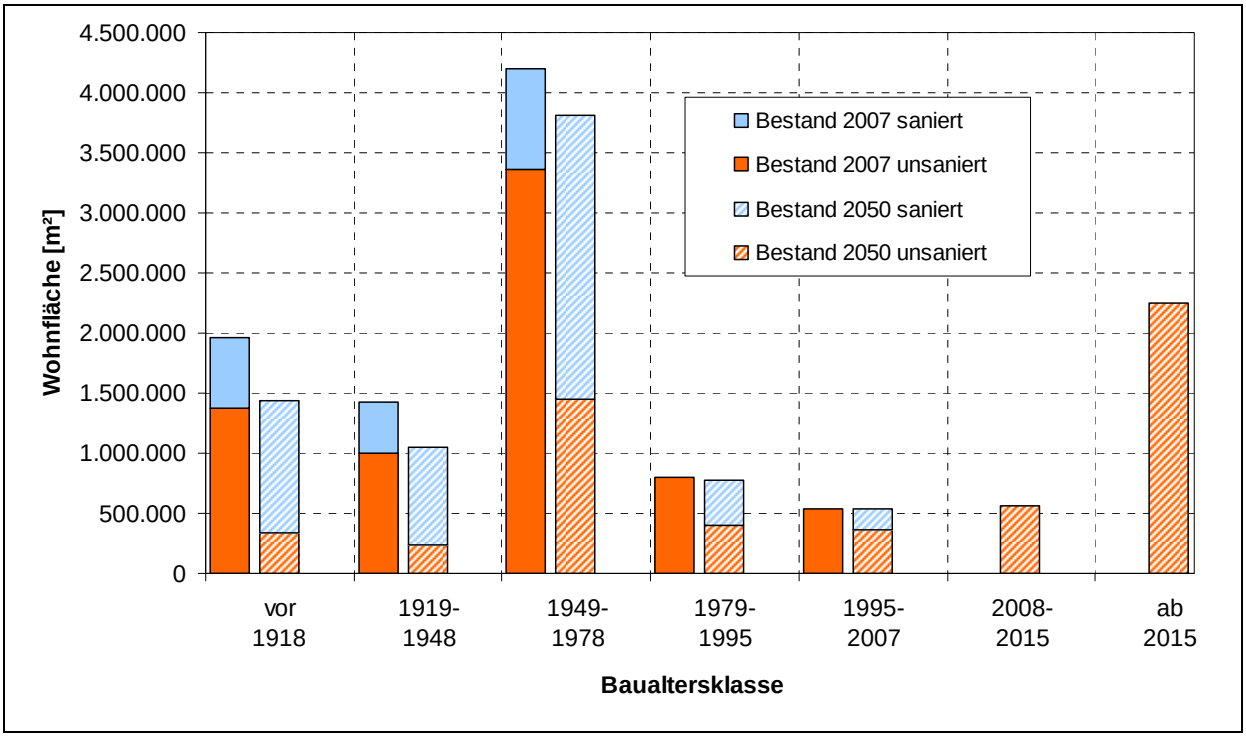


Abbildung 24: Entwicklung der Sanierungseffizienz nach Baualtersklassen. Quelle: eigene Berechnungen

Aus diesen Überlegungen heraus ergibt sich folgender Endenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser. Gut zu erkennen ist, dass der heutige Altbaubestand auch im Jahr 2050 noch bestimmend bleibt für den gesamten Energiebedarf. Dies liegt zum einen an der zurückgehenden Neubautätigkeit in Verbindung mit weiter verschärften Vorgaben. Gewerbe und Industrie machen heute wie 2050 etwa 1/3 des Bedarfes aus.

Der durchschnittliche flächenbezogene Energiebedarf für Raumwärme und Warmwasser sinkt bei Wohngebäuden von 215 auf 145 kWh/m².

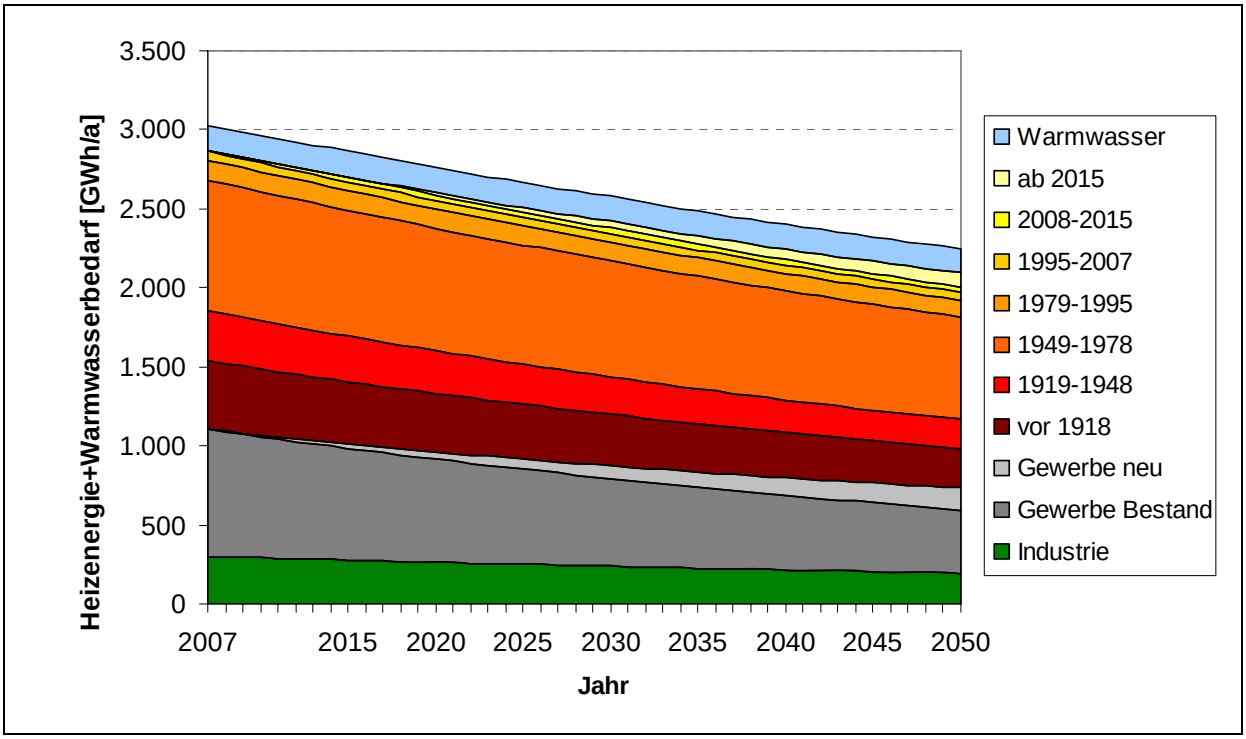


Abbildung 25: Entwicklung des Nutzenergiebedarfes nach Gebäudetypen und Altersklassen Quelle: eigene Berechnungen

Die Wärmenachfrage von heute gut 3.000 GWh wird zurzeit vorwiegend durch Erdgas und Fernwärme gedeckt, Heizöl hat nur einen Marktanteil von 21%, Strom und Sonstige zusammen 5%. Für die Referenzentwicklung wird eine Fortführung des Trends der letzten Jahre vom Öl zum Gas in nicht fernwärmeversorgten Gebieten unterstellt und gleichzeitig eine konsequente Fernwärmevorrangpolitik in den bestehenden und auszubauenden Fernwärmegebieten. Dadurch erwarten wir eine Steigerung des Fernwärmeanteils von derzeit gut 35% auf über 60%.

Gleichzeitig werden der Anteil Sonstiger Energieträger wie Biomasse, vor allem forciert durch steigende Energiepreise und die Gesetzgebung wie das EEWärmeG, weiter steigen. Der Anteil Stromheizungen bleibt in etwa konstant, allerdings wird es eine Verschiebung von Elektrodirektheizungen zu Wärmepumpen geben.

	2007	2015	2030	2030
Fernwärme	36,0%	45,0%	59,0%	64,0%
Erdgas	38,0%	33,0%	23,0%	19,0%
Heizöl	21,0%	15,4%	9,0%	6,0%
Strom	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Sonstige	3,0%	4,6%	7,0%	9,0%

Tabelle 5: Übersicht die Anteile der Energieträger im Kieler Wärmemarkt (Referenzszenario)

Die Gesamtentwicklung des Endenergieverbrauchs (unter Berücksichtigung der Umwandlungsverluste im Gebäude) und die Aufteilung auf die einzelnen Energieträger sind in der folgenden Abbildung gezeigt. Während Heizöl stark und Erdgas leicht rückläufig ist, erhöht sich der Anteil der Fernwärme bis etwa 2030 auf 1.600 GWh um dann in Folge ausgeschöpfter Verdichtungsmöglichkeiten und fortschreitender Wärmedämmstandards langsam wieder zurück zu gehen. Insgesamt reduziert sich die Energienachfrage um knapp 1%a und fällt im Betrachtungszeitraum von 3.400 GWh/a auf etwa 2.400 GWh/a ab.

Diese Fernwärmenachfragekurve wird in den Detailuntersuchungen in Kapitel 6 für die Berechnung der jährlichen Energiebilanzen weiter verwendet.

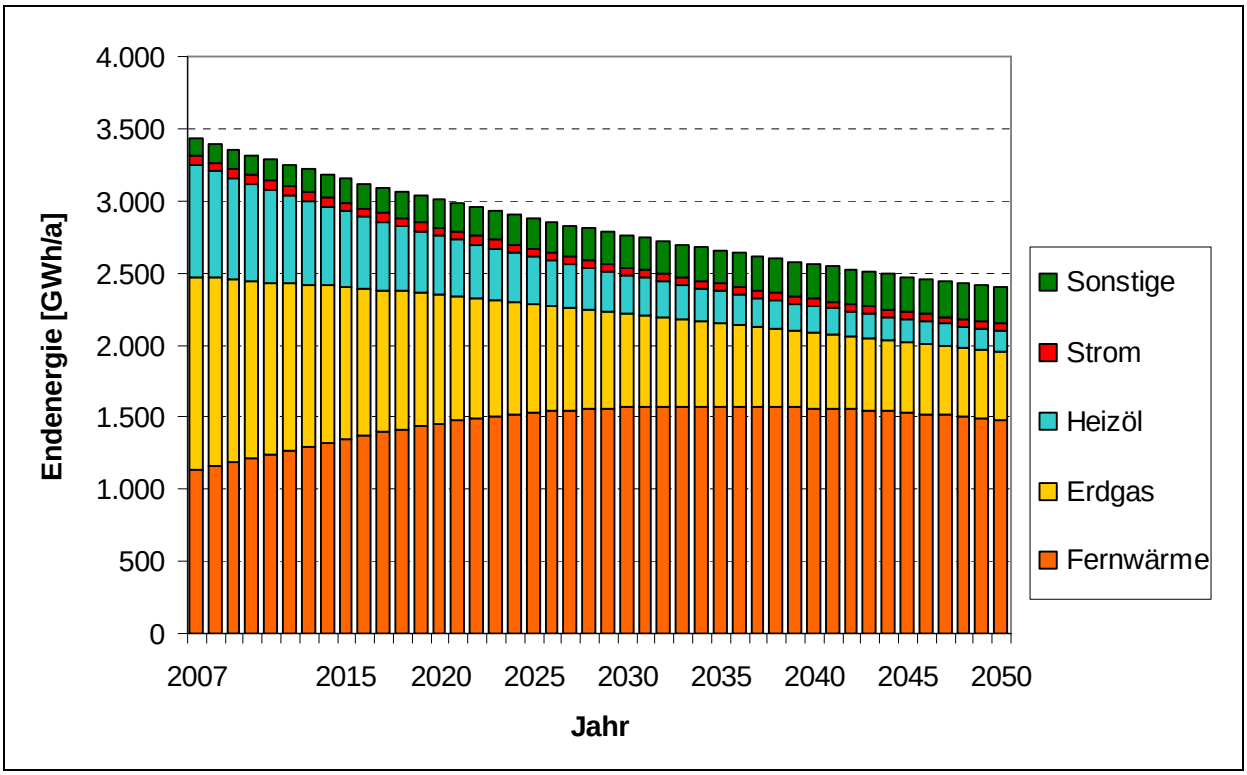


Abbildung 26: Entwicklung des Endenergiebedarfes nach Energieträgern, Referenzszenario. Quelle: eigene Berechnungen

Alternativszenario

Neben der oben dargestellten Entwicklung wird noch ein zweites Szenario betrachtet, das durch höhere Preise und einer damit einhergehenden deutlich besseren Sanierungseffizienz bestimmt ist:

- Wohnflächenentwicklung und Aufteilung auf Gebäudeklassen sind identisch
- Die Sanierungsquote im Bestand liegt nicht bei 1,5% sondern bei 4%. Das heißt, dass alle Gebäude nach 25 Jahren komplett saniert werden. Die Sanierungseffizienz

wird mit 60% Einsparung durch die Sanierung ebenfalls sehr viel optimistischer angenommen.

- Die Fernwärme wird auch in diesem Szenario ausgebaut, erreicht aber mit 54% Anteil wegen der geringeren Wärmedichte etwas weniger Marktanteil als im Referenzfall.
- Sonstige Energieträger (vor allem Holz) werden verstärkt ausgebaut, das EEWärmeG wird konsequenter umgesetzt

Mit diesen sehr restriktiven Vorgaben entwickelt sich der Wärmemarkt stark rückläufig, so sinkt der spezifische Nutzenergiebedarf (Raumwärme+Warmwasser) gemittelt über den gesamten Bestand von 215 kWh/m² auf 83 kWh/m².

Der gesamte Wärmemarkt geht so mit etwa 2%/a zurück (Referenzfall: 1%/a). Im Jahr 2030 erreicht die Fernwärme noch einen Anteil von 944 GWh, dies entspricht einer Einspeisung von etwa 1.000 GWh. Erneuerbare Energieträger bauen ihren Marktanteil im Wärmemarkt erheblich aus.

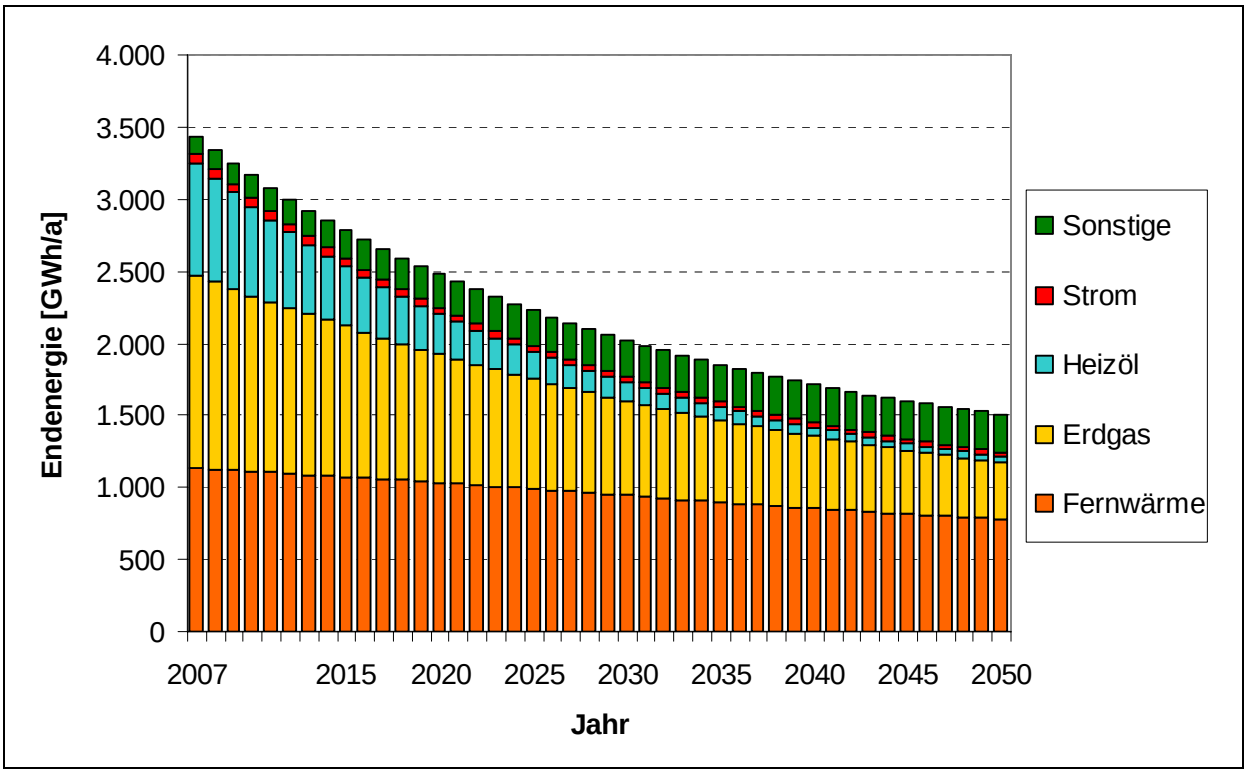


Abbildung 27: Entwicklung des Endenergiebedarfes nach Energieträgern, Alternativszenario. Quelle: eigene Berechnungen

5.3 Entwicklung des Strombedarfes

Der Strombedarf der Bundesrepublik ist in den letzten Jahren trotz vielfacher Einsparbemühungen weiter leicht angestiegen und liegt heute bei 520 TWh/a. Auf Schleswig-Holstein entfallen davon lediglich 2,5 % beziehungsweise 13 TWh/a [32].

Die Stadt Kiel wies im Jahr 2006 einen Stromverbrauch von rund 1000 GWh auf, der sich etwa hälftig auf Privat und Gewerbekunden bzw. Industriekunden aufteilt. In den letzten zehn Jahren ist der Strombedarf dabei leicht angestiegen.

Die zukünftige Entwicklung des Strombedarfes ist von mehreren gegenläufigen Trends gekennzeichnet (siehe [4]):

- Der Trend zu verbrauchsärmeren Elektrogeräten (Weiße Ware, Unterhaltungselektronik, Beleuchtung) wird sich fortsetzen
- Gleichzeitig wird sich der Ausstattungsgrad an Elektrogeräten weiter erhöhen
- Die Anzahl der Haushalte wird steigen, damit steigt automatisch auch die Anzahl verbrauchsintensiver Elektrogeräte (Kühlschrank, Spülmaschine, Beleuchtung etc.)
- Im Wohnungsmarkt wird der zunehmende Anteil von Gebäuden mit Klimaanlagen, Lüftungsanlagen und/oder Wärmepumpen zu einer Verschiebung von Wärmebedarf zu Strombedarf führen.
- Im Gewerbe und in der Industrie wird die Ausstattung und Nutzung von Geräten der Informations- und Kommunikationstechnik sowie von Klimaanlagen weiter intensiviert. Durch steigende Geräteeffizienz wird dies jedoch wieder (über)kompensiert.

In der Summe gehen die meisten aktuellen Prognosen von einem stagnierenden bis leicht rückläufigen Strombedarf aus, so z.B. die Leitstudie des BMU [33] oder die aktuellen Energieszenarien von Prognos/EWI [4].

Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend in abgeschwächter Form (wegen des weniger stark ausgeprägten Bevölkerungsrückganges) im Referenzszenario auch in Kiel wieder findet. Wir gehen von einer Stagnation des Strombedarfes bis 2015 aus und einer darauf folgenden Reduktion des Strombedarfes um 0,3%/a bis 2030 und von 0,5%/a bis 2050 aus. Damit ergibt sich bis 2050 ein Rückgang von heute etwa 1.000 GWh/a auf gut 850 GWh/a.

Analog zur Wärmemarktentwicklung wird auch ein alternatives Strommarktszenario betrachtet, das von einem stärkeren Rückgang geprägt ist, u.a. durch stärkere Durchdringung energieeffizienter Elektrogeräte und energiepreisbedingt verstärkte Einsparbemühungen.

In diesem Szenario geht der Stromverbrauch deutlich stärker auf 700 GWh/a zurück. Die Höhe des Kieler Stromverbrauches ist für die Kraftwerksentscheidung allerdings nur nachrangig, da die Stromerzeugung immer an den Großhandelspreisen gespiegelt wird, unabhängig davon, ob der Strom am Markt verkauft oder direkt in das Bezugsportfolie für die Stromkunden der Stadtwerke Kiel aufgenommen wird.

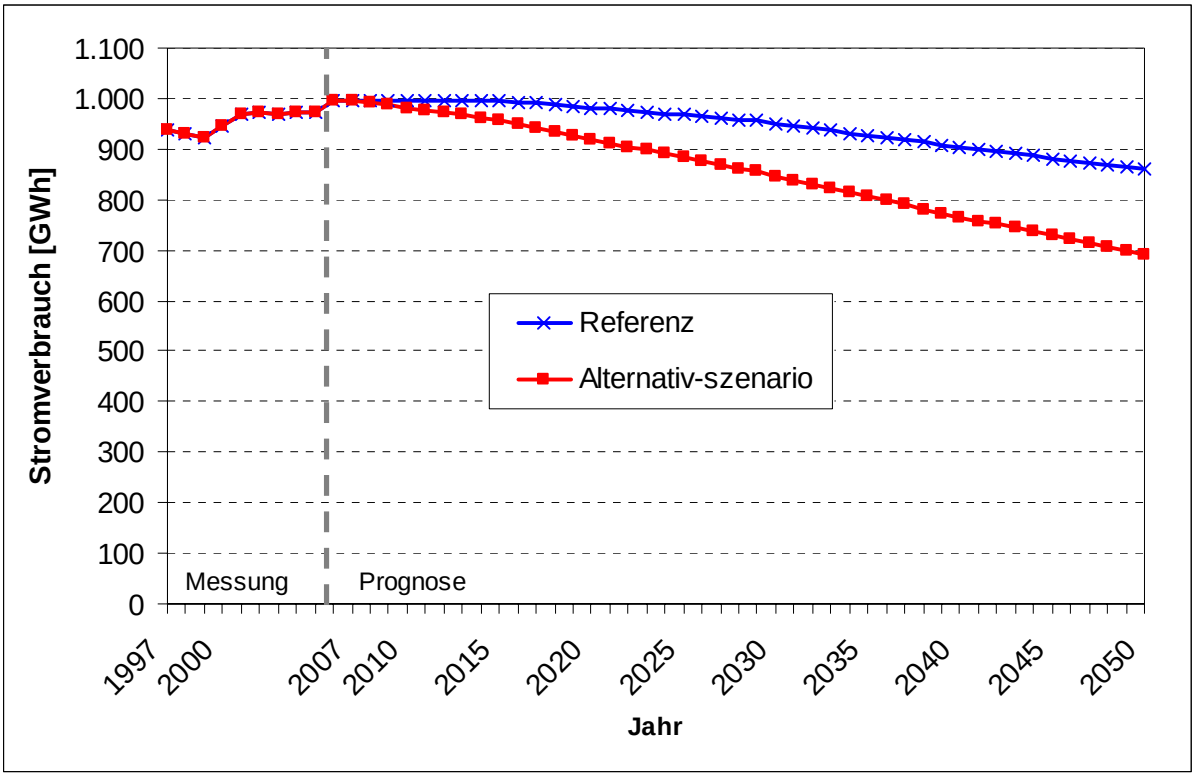


Abbildung 28: Entwicklung des Strombedarfes in Kiel. Quelle: SWK (bis 2006), eigene Berechnungen

5.4 Potenziale für dezentrale KWK-Anlagen

Die Abdeckung des Strom- und Wärmebedarfes einzelner Verbraucher in Kraft-Wärme-Kopplung ist eine energieeffiziente Möglichkeit der Versorgung, die weiter ausgebaut werden soll [3]. Durch den Ausbau der Fernwärme in Kiel, die zu über 90% in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, sind bereits über 1/3 des Wärmebedarfes abgedeckt, dieser Anteil wird in Zukunft auch noch weiter wachsen.

Neben der leitungsgebundenen Versorgung spielt auch die dezentrale KWK eine zunehmende Rolle, unterstützt durch hohe Energiepreise und verschiedene Förderinstrumente. In diesem Abschnitt wird untersucht, welche zusätzlichen Potenziale in Gebieten, die nicht fernwärmeversorgt sind, bestehen.

Zurzeit (2007) sind in Kiel dezentrale KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von insgesamt 1.180 kW registriert (ohne die großen Erzeuger GKK, Kraftwerk Humboldtstrasse und Müllverbrennungsanlage Theodor-Heuss-Ring). Diese Anlagen liegen in einem Leistungsspektrum zwischen 5 kW und 450 KW und werden teilweise von den Stadtwerken betrieben, teilweise von anderen Betreibern.

Um die Potenziale eines weiteren Ausbaus der dezentralen KWK zu bewerten, wurden die gebäudescharfen Verbrauchsdaten des Jahres 2006 der Sparten Strom, Gas, Fernwärme und Wasser ausgewertet. Dabei wurde auf die Datenbasis der SWKiel Netz GmbH zurück-

gegriffen, enthalten sind also alle Kunden im Versorgungsgebiet, nicht nur Vertriebskunden der SWK.

Entscheidend für die Dimensionierung und Auslastung von KWK-Anlagen ist dabei der Wärmebedarf der einzelnen Gebäude, da dezentrale KWK aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen immer wärmegeführt betrieben wird. Der Strombedarf spielt für die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle, wurde aber hier nicht als Kriterium angesetzt, da auch bei niedriger Eigennutzung jederzeit ein Anspruch auf Netzeinspeisung besteht, der durch die KWK-Förderung auch durch Zuschüsse gefördert wird.

KWK-Potenziale bei der Umrüstung bisher gasversorgter Gebäude

Im ersten Schritt wurden alle bisher gasversorgten Objekte betrachtet, die innerhalb der Stadt Kiel liegen. Diese wurden aufgeteilt in zwei Gruppen:

- Objekte innerhalb des Fernwärmevorranggebietes: Hier wird ein Anschluss an die Fernwärme empfohlen, um kostengünstig eine zentrale KWK-Versorgung zu erreichen.
- Objekte außerhalb des Fernwärmevorranggebietes: Diese kommen grundsätzlich für dezentrale KWK-Lösungen in Frage. Objekte mit einer bereits vorhandenen KWK-Erzeugung wurden herausgerechnet.

Die Auswertung zeigt, dass 47% des Gasverbrauches mit 417 GWh außerhalb der Fernwärmevorrang- und Verdichtungsgebiete liegt.

Diese Gasverbraucher – insgesamt 12.701 Stück – wurden in 6 Verbrauchsklassen unterteilt. Die Aufteilung ist in der folgenden Tabelle gezeigt. Aus den Gasverbräuchen wurden auch die entsprechenden Wärmeleistungen (bei unterstellten 2.000 Volllaststunden und 90% Kesselnutzungsgrad) abgeleitet sowie die korrespondierenden Stromverbräuche zugeordnet.

Die Auswertung zeigt, dass ein großer Teil des Verbrauches auf die Klasse 15-50 MWh/a entfällt. In dieser Klasse finden sich größere Einfamilienhäuser und kleiner Mehrfamilienhäuser sowie kleinere Gewerbekunden. Die beiden größten Verbrauchsklassen mit mehr als 500 MWh/a machen noch nicht einmal 15% des gesamten Gasabsatzes aus. Dies zeigt, dass die Potenziale für klassische KWK-Anlagen mittlerer und größerer Leistung in Kiel sehr begrenzt sind und man vor allem kleinere Objekte erschließen muss, wenn man eine hohe KWK-Durchdringung erreichen will.

Verbrauchsklasse	Anzahl Objekte	Gasverbrauch [MWh]	Wärmeleistung [kW]	Stromverbrauch [MWh]
bis 15 MWh/a	4.189	39.990	16.996	19.953
15 - 50 MWh/a	7.325	186.369	79.207	37.894
50 - 100 MWh/a	715	47.541	20.205	10.615
100 - 500 MWh/a	408	83.718	35.580	19.905
500 – 2.000 MWh/a	61	52.090	22.138	27.733
ab 2.000 MWh/a	3	7.314	3.109	1.425
Summe	**12.701**	**417.022**	**177.234**	**117.525**

Tabelle 6: Übersicht über die gasversorgten Objekte in Kiel außerhalb der Fernwärmevorranggebiete

Die Verteilung der gasversorgten Objekte ist auch noch einmal in der folgenden Abbildung gezeigt:

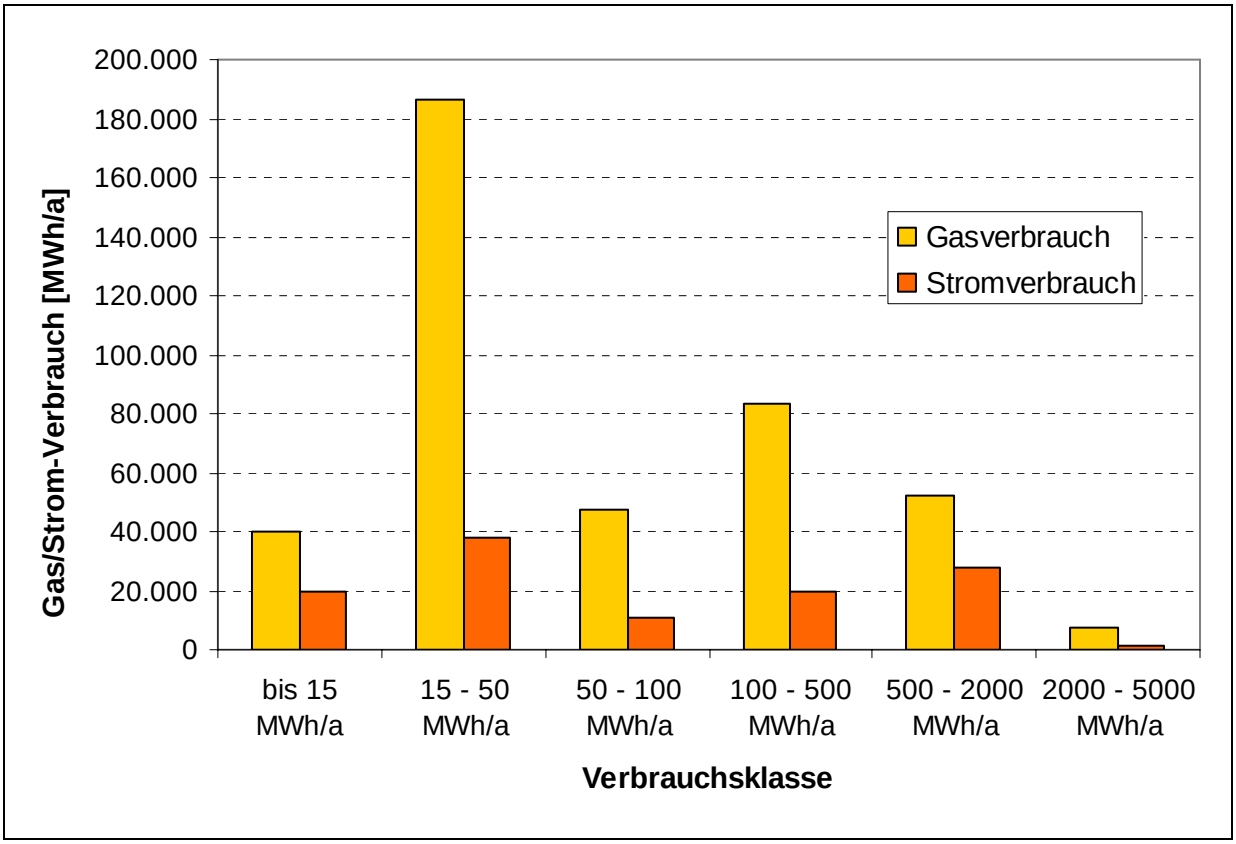


Abbildung 29: Aufteilung der gasversorgten Objekte in Kiel auf Verbrauchsklassen

Um aus den klassifizierten Verbrauchdaten KWK-Potenziale abzuleiten, wurden im nächsten Schritt typische heute verfügbare KWK-Technologien für jede Klasse beschrieben. Diese reichen von den kleinsten heute verfügbaren Mikro-KWK-Geräten (Stirlingmotor mit < 1kW) bis zu klassischen gasgefeuerten BHKW kleiner bis mittlerer Leistung.

Verbrauchs-klasse	Typisches Objekt	Mögliche KWK-Technik	Leistungs-bereich elektrisch [kW_{el}]	Leistungs-bereich thermisch [kW_{th}]	Typische Strom-kennzahl	Nutzungsgrad
bis 15 MWh/a	Reihenhaus, gut gedämmtes EFH	Stirling-Motor, z.B. WhisperGen	<1	<5	0,2	0,82
15 - 50 MWh/a	Älteres EFH, kleine MFH, Handwerk	Kleinst-BHKW, z.B. Ecopower	2-4	5-10	0,43	0,86
50 - 100 MWh/a	Mittlere MFH, Kleingewerbe	Klein-BHKW z.B. Dachs Senertec	4-8	10-20	0,44	0,88
100 - 500 MWh/a	Große MFH, Gewerbe	Klein-BHKW	8-60	20-100	0,57	0,89
500 – 2.000 MWh/a	Gewerbe, Schulen, kleinere Industriebetriebe	BHKW, Mikrogasturbine	60-250	100-400	0,67	0,9
ab 2.000 MWh/a	Industriebetriebe	BHKW/GT	ab 250	ab 400	0,77	0,91

Tabelle 7: Typische KWK-Technologien in den Verbrauchsklassen

Aus dieser Definition heraus wurde unter Berücksichtigung einer mittleren Auslegung auf 40% der maximalen Wärmeleistung (Rest ist Spitzenkessel) und einer Volllaststundenzahl von 4.000 h/a die maximal mögliche KWK-Wärmeerzeugung, KWK-Stromerzeugung und die elektrische KWK-Leistung abgeschätzt. Für jede Verbrauchsklasse wurde eine Durchdringung von 60-90% angenommen, die berücksichtigt, dass einige Objekte aus Platzgründen, wegen zu hoher Temperaturniveaus (Prozesswärme) oder zu geringen Verbrauchs (Klasse bis 15 MWh) auch theoretisch nicht auf KWK umrüstbar sind.

Verbrauchsklasse	KWK-Durchdringung bis 2030	Wärmeleistung KWK [kW_{th}]	Wärmeerzeugung KWK [MWh_{th}]	Elektrische Leistung KWK [kW_{th}]	Stromerzeugung KWK [MWh_{th}]
bis 15 MWh/a	60%	4.079	16.316	816	3.263
15 - 50 MWh/a	90%	28.514	114.058	12.261	49.045
50 - 100 MWh/a	90%	7.274	29.095	3.200	12.802
100 - 500 MWh/a	90%	12.809	51.235	7.301	29.204
500 – 2.000 MWh/a	90%	7.970	31.879	5.340	21.359
ab 2.000 MWh/a	90%	1.119	4.476	862	3.447
Summe		**61.765**	**247.059**	**29.780**	**119.120**

Tabelle 8: Abschätzung des KWK-Potenzials bisher gasversorgter Objekte in Kiel

Die Herleitung des KWK-Potenzials ist auch noch einmal in den folgen Abbildungen dargestellt:

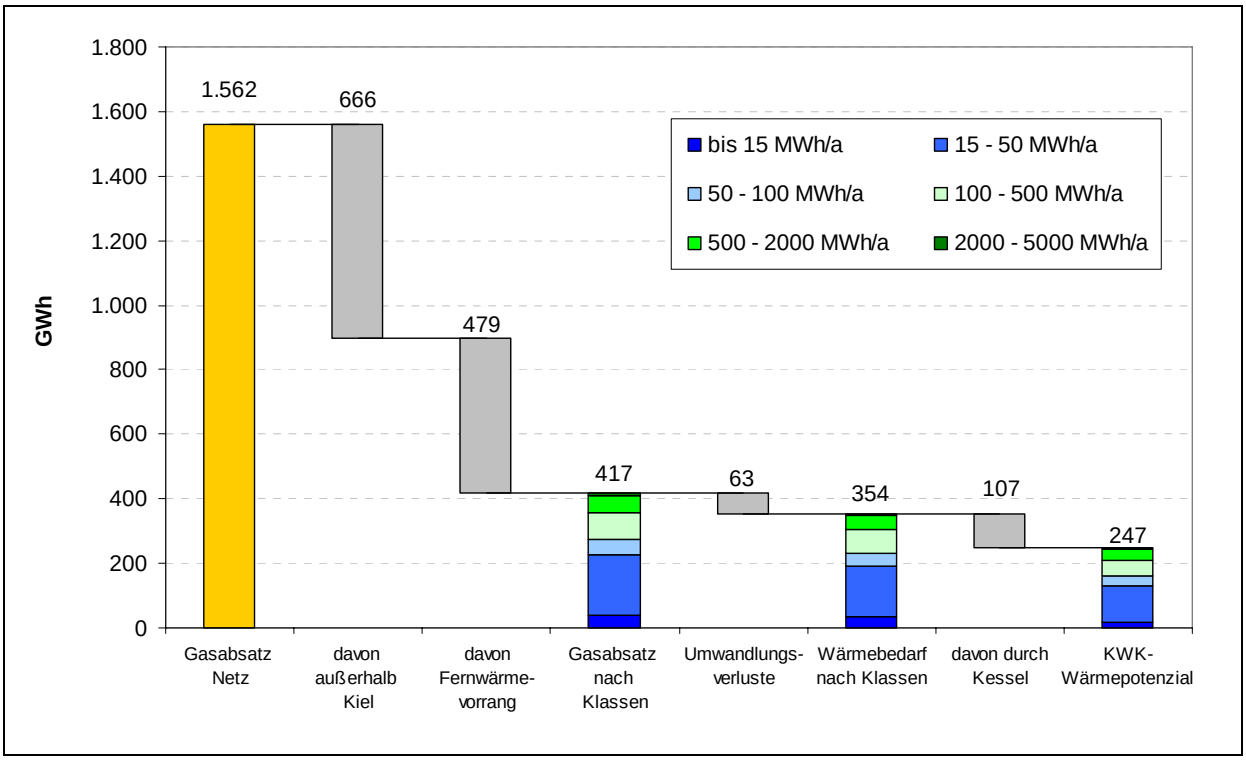


Abbildung 30: Ableitung des thermischen KWK-Potenzials gasversorgter Objekte in Kiel aus den gebäudescharfen Gasverbräuchen

Als Gesamtpotenzial ergibt sich ein Wert von 29,8 MW_{el} bzw. 61,8 MW_{th}. Zu beachten ist, dass dies bereits eine äußert ambitionierte Schätzung ist, die nur realisierbar ist, wenn sukzessive fast alle bisher mit Gaskesseln versorgten Gebäude auf KWK-Anlagen umgerüstet werden.

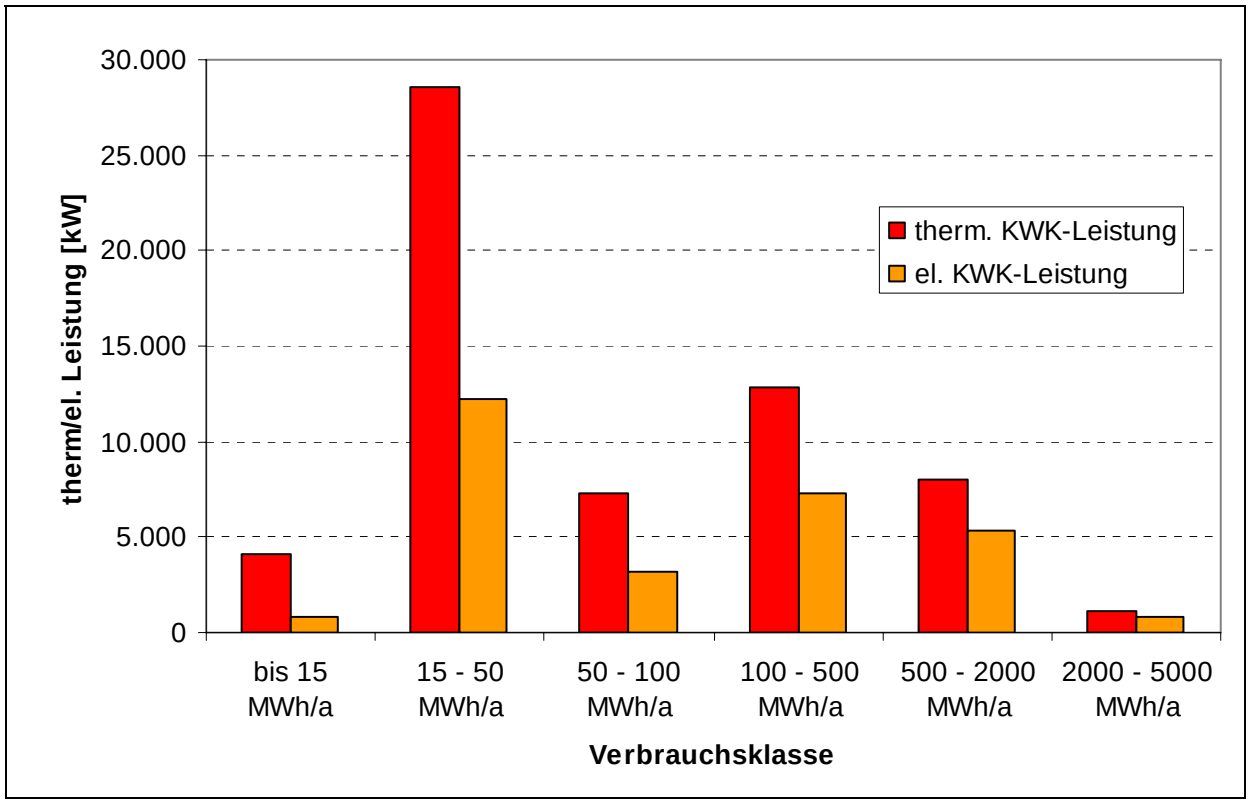


Abbildung 31: Aufteilung des KWK-Potenzials gasversorgter Objekte in Kiel auf Verbrauchsklassen

KWK-Potenziale Sonstiger Gebäude

Neben den heute schon gasversorgten Objekten gibt es in Kiel noch etwa 4.000 Gebäude außerhalb der Fernwärmevorranggebiete, die nicht gasversorgt sind. Diese Objekte sind zum überwiegenden Teil (über 80%) ölversorgt, auf die restlichen entfallen Einzelöfen, Pelletheizungen, Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen.

Da das Stadtgebiet aber fast vollständig mit Erdgas erschlossen ist, können auch diese Objekte auf KWK umgerüstet und an das Erdgasnetz angeschlossen werden. In den Fällen, wo dies nicht möglich ist, gibt es auch noch die Möglichkeit einer dezentralen KWK-Versorgung auf Basis von Heizöl oder Rapsöl.

Da zu den nicht leitungsgebundenen Gebäuden keine Abrechnungsdaten vorliegen, wurde der Wärmebedarf über die Korrelation zum Wasserverbrauch abgeschätzt. Diese Abschätzung liefert natürlich keine belastbaren Verbrauchsschätzungen für Einzelobjekte, beschreibt aber in der Summe den Wärmebedarf mit hinreichender Genauigkeit, sofern die Nutzungsstruktur und Größenaufteilung der Gebäude gasversorgter und ölversorgter Gebäude ähnlich sind.

Aus diesen hochgerechneten Wärmebedarfswerten wurde nach dem gleichen Verfahren wie bei den gasversorgten Gebäuden das maximale KWK-Potenzial abgeschätzt, wobei die KWK-Durchdringung etwas niedriger angesetzt wurde.

Verbrauchsklasse	Anzahl Objekte	KWK-Durchdringung bis 2030	Wärmeleistung KWK [kW]	Wärmeerzeugung KWK [MWh]	Elektrische Leistung KWK [kW]	Stromerzeugung KWK [MWh]
bis 15 MWh/a	2.622	40%	1.528	6.113	306	1.223
15 - 50 MWh/a	1.021	80%	3.364	13.457	1.447	5.786
50 - 100 MWh/a	180	80%	1.709	6.834	752	3.007
100 - 500 MWh/a	128	80%	3.757	15.026	2.141	8.565
500 – 2.000 MWh/a	18	80%	2.095	8.380	1.404	5.615
ab 2.000 MWh/a	2	100%	1.298	5.192	999	3.998
Summe	**3.971**		**13.751**	**55.003**	**7.048**	**28.194**

Tabelle 9: Abschätzung des KWK-Potenzials sonstiger Objekte in Kiel

Bei diesen nicht gasversorgten Objekten gibt es eine Häufung im mittleren Leistungsbereich, im Gegensatz zu den gasbeheizten Gebäuden liegt der Schwerpunkt in der Klasse zwischen 100-500 MWh/a. Die Aufteilung ist in Abbildung 32 dargestellt.

Insgesamt errechnet sich für diese Gebäude ein dezentrales KWK-Potenzial von 7,0 MW_{el} bzw. 13,8 MW_{th}.

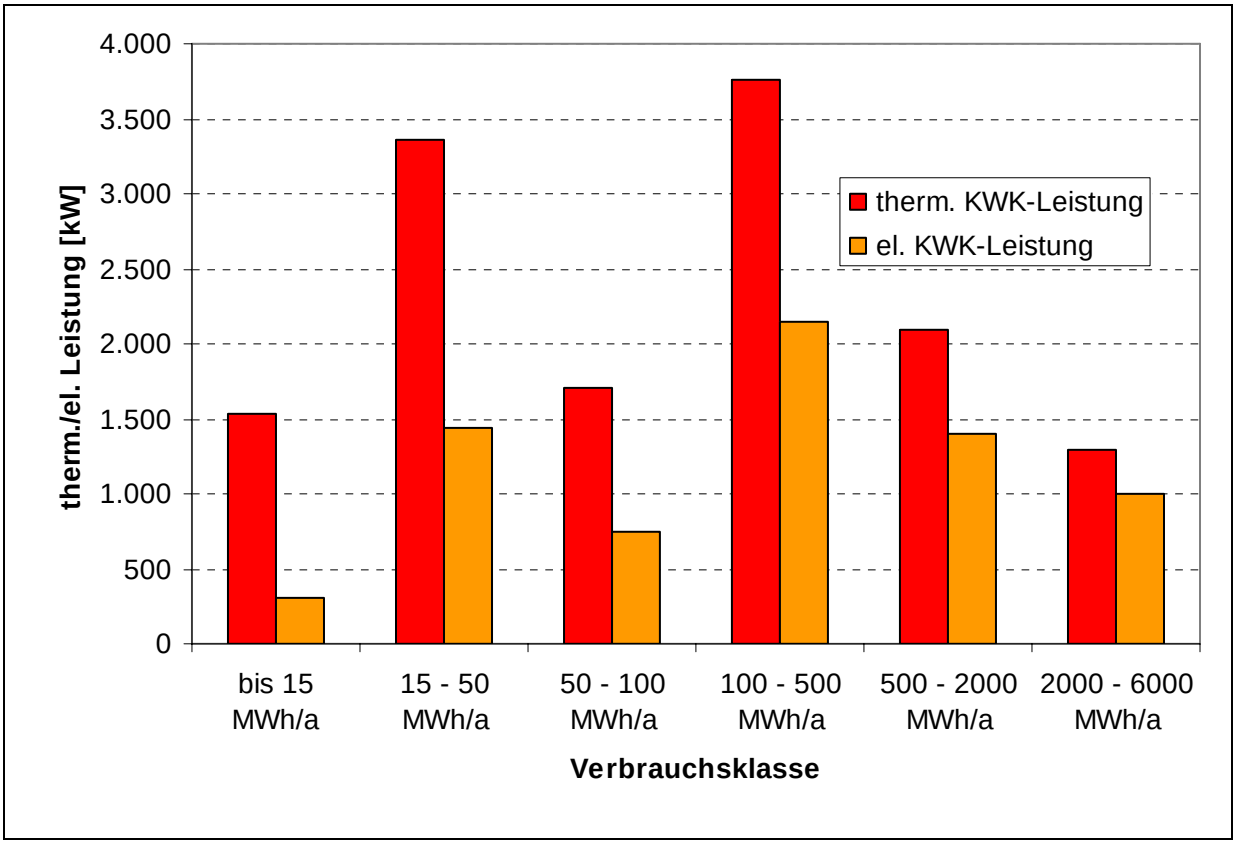


Abbildung 32: Aufteilung des KWK-Potenzials sonstiger Objekte in Kiel auf Verbrauchsklassen

Fazit und Bewertung

Die Abschätzung der KWK-Potenziale in Kiel ergibt ein Gesamtpotenzial von knapp 39 MW_{el}, das sich zu 80% auf bereits gasbeheizte Gebäude aufteilt und zu 20% auf sonstige Gebäude.

Bei einer unterstellten Nutzungsdauer von 4.000 h/a könnten damit ca. 300 GWh/a Wärme in dezentraler KWK-Betriebsweise erzeugt und zur Beheizung und Warmwasserbereitung verwendet werden. Dies entspräche knapp 10% des gesamten Wärmebedarfes der Stadt. Die KWK-Stromerzeugung läge aufgrund der niedrigen Stromkennzahlen bei den hier notwendigen kleinen Leistungen bei knapp 150 GWh/a.

Die Verteilung der Anlagen im Stadtgebiet ist in der folgenden Abbildung dargestellt. Gezeigt sind die 100 größten potenziellen KWK-Objekte, die aus der oben dargestellten Rechnung identifiziert wurden. Bisher gasversorgte Objekte sind gelb/rot dargestellt, sonstige in Blautönen.

Gut zu erkennen ist, dass vor allem in den Gewerbegebieten im Kieler Süden (Kronsburg und Elmschenhagen) sowie nördlich des Nord/Ostseekanals viele mögliche KWK-Objekte liegen.

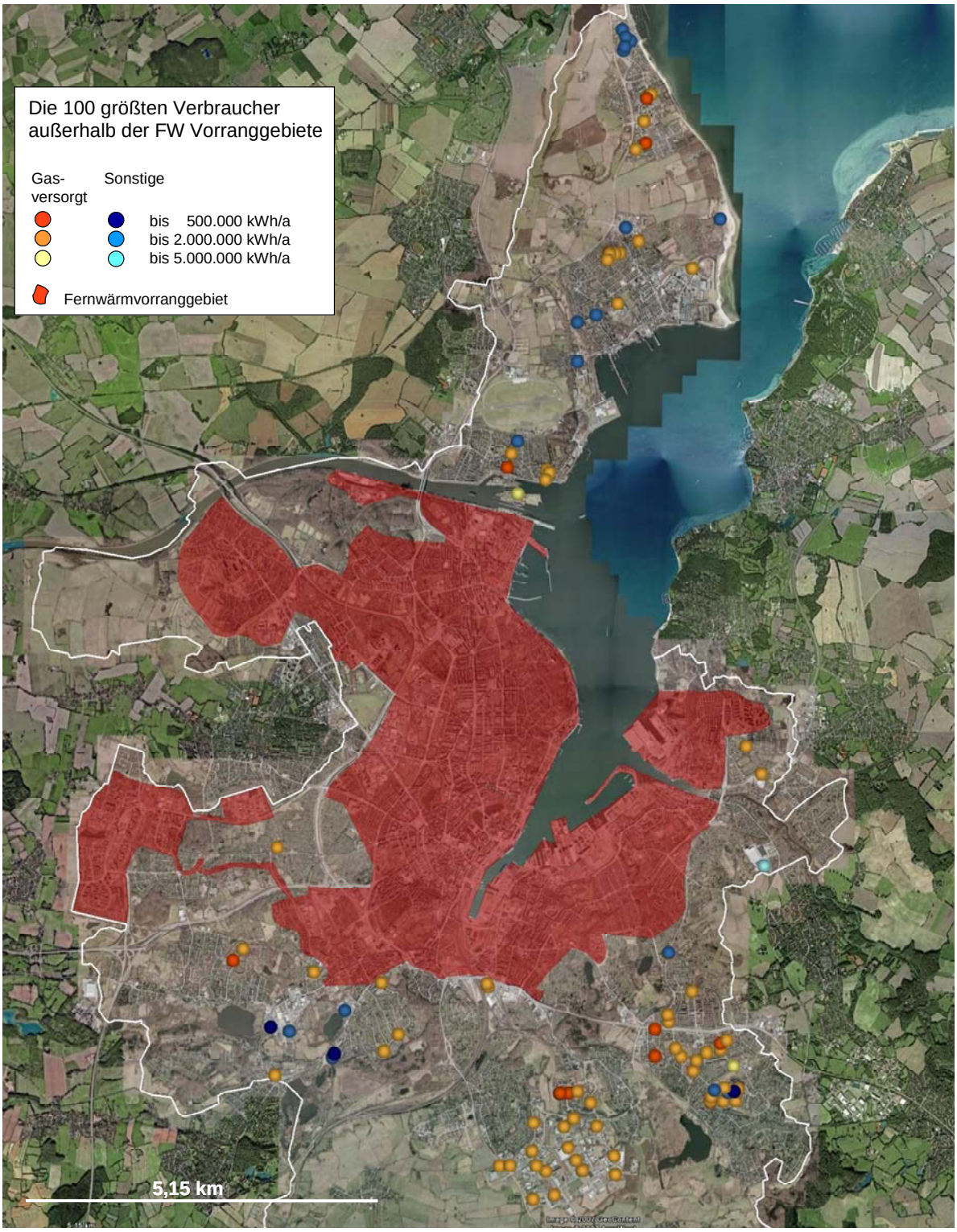


Abbildung 33: Verteilung der 100 größten potenziellen KWK-Objekte im Stadtgebiet

Dieses Gesamtpotenzial ist allerdings nur durch ein sehr ambitioniertes Umsetzungsprogramm wirklich zu erreichen. Um bis 2030 eine Umsetzung zu erreichen, müssten 10.200 bisher gasversorgte Objekte auf KWK umgerüstet werden und zusätzlich 2.100 sonstige (ölversorgte) Gebäude umgerüstet und ans Gasnetz angeschlossen werden. Damit wären etwa

74% aller Gebäude außerhalb des Fernwärmegebietes bis 2030 umzustellen. Da die durchschnittliche Nutzungsdauer dezentrale Kessel bei 20-25 Jahren liegt, wäre eine Umstellung innerhalb einer Geräte-Generation zwar grundsätzlich machbar, aber in der Praxis nur durch erhebliche Förderung und/oder ordnungsrechtliche Vorgaben möglich.

Wenn man berücksichtigt, dass es in Kiel heute trotz der bereits seit 5 Jahren existierenden KWK-Förderung durch das KWKG noch nicht einmal 15 dezentrale KWK-Anlagen gibt, müsste die Anzahl in den nächsten 23 Jahren sehr stark eröht werden.

Allerdings wird der Anreiz zur Umsetzung durch das neue EEWärmeG (Erneuerbare Energien Wärmegesetz) [34], das einen Einsatz erneuerbarer Energien, dezentraler KWK oder Fernwärmeanschluss bei Sanierungen vorschreibt sowie durch das neue KWK-G, das kleinere Anlagen wieder überproportional fördert, erhöht.

Es muss berücksichtigt werden, dass eine solche Untersuchung wie diese hier auf Basis von Kenndaten und jährlichen Verbrauchswerten natürlich nicht detaillierte Standortanalysen und lokalen Potenzialanalysen ersetzen kann. Ziel dieser Studie ist es aber, eine Abschätzung der Größenordnung des dezentralen KWK-Potenzials in Kiel zu liefern.

Auf Basis dieser Abschätzung wird für die weiteren Analysen folgendes angenommen:

- Für die Variante 5 wird eine dezentrale KWK-Nutzung von 10 MW_{el} unterstellt. dies entspricht in etwa den 100 größten potenziellen KWK-Objekten außerhalb der Fernwärmevorranggebiete. Dieses Potenzial wird sukzessive bis zum Jahr 2030 erschlossen. Berücksichtigt wird auch, dass der spezifische Wärmebedarf wie in Kapitel 4 dargelegt in Zukunft sinken wird. Es wird unterstellt, dass in den KWK-Objekten zuerst nachfrageseitige Maßnahmen (Wärmedämmung, Fensteraustausch) durchgeführt werden und dann erst auf BHKW umgestellt wird.
- Für Variante 6 wird vereinbarungsgemäß die volle Ausschöpfung des Gesamtpotenzials angenommen, auch hier mit einer sukzessiven Umsetzung innerhalb der Erneuerungszyklen von Heizungsanlagen bis 2030. Da sich im gleichen Zeitraum aber auch der Wärmeverbrauch deutlich verringert – vor allem im Alternativszenario – können die hier dargelegten Potenziale, die sich auf die Situation im Jahr 2006 beziehen, gar nicht voll ausgeschöpft werden. Umsetzung, Energiebilanzen und Kosten dieses KWK-Ausbaus sind in dem Abschnitt 6.8 näher beschrieben.
- Für die Varianten 1-4 wird kein dezentraler KWK-Ausbau unterstellt, da sich diese Varianten auf die Erzeugung der Fernwärme konzentrieren.

6 Technisch-wirtschaftliche Bewertung von Kraftwerksvarianten

6.1 Methodik

Die Bewertung der einzelnen Kraftwerksvarianten erfolgt in einem mehrstufigen Simulationsverfahren mit dem ENERKO-Kraftwerkssimulationsmodell in Verbindung mit dem Strommarktmodell deeco-s (vgl. Abschnitt 3.3.1) und dem Emissionsbilanzierungsmodell Gemis.

Im ersten Schritt erfolgt eine Berechnung der stündlichen und jährlichen Energiebilanzen für jede einzelne Anlage (HKW, Heizwerk, ggf. weitere dezentrale Anlagen) und das erste Jahr des Betrachtungszeitraumes von 2015 bis 2050. Dabei hat das Modell einen gewissen Optimierungsspielraum, um z.B. Spitzenlastaggregate wie Gasturbinen entsprechend den hinterlegten Preisrelationen eher spitzenlastseitig oder stärker in der Mittellast zu fahren.

Als wesentliche Eingangsdaten dient der stundenweise Bedarfslastgang des Fernwärmenetzes, wobei auf den Lastverlauf des Jahres 2006 zurückgegriffen wurde, der entsprechend der Entwicklung des Wärmemarktes skaliert wird. Dieser Bedarf muss immer gedeckt werden, wobei zuerst die effizientesten KWK-Anlagen zum Einsatz kommen und Lastspitzen mit den vorhandenen Heizwerken abgefahren werden. Restriktionen durch Revisionszeiträume, Teillastgrenzen oder politische Vorgaben für die Fahrweise sind im Modell hinterlegt.

in einem zweiten Schritt wird diese Berechnung mit angepassten Rahmendaten (Wärmenachfrage, Energiepreise) für alle weiteren Jahre wiederholt, solange bis alle Bilanzen bis 2050 vorliegen. Die zukünftige Entwicklung des Strommarktes ist auf Basis der vorgegebenen Energiepreisszenarien von der Arrhenius consult gmbH mit dem Strommarkt-Modell deeco-s simuliert worden.

Die Bilanzen können anschließend ausgewertet und weiter aggregiert werden, gleichzeitig dienen die Mengengerüste als Input für die Wirtschaftlichkeitsrechnung und die ökologische Bewertung.

In den untersuchten Szenarien werden im dritten Schritt diese Berechnungen unter veränderten Randbedingungen wiederholt, um die unterschiedlichen Energieszenarien zu berücksichtigen.

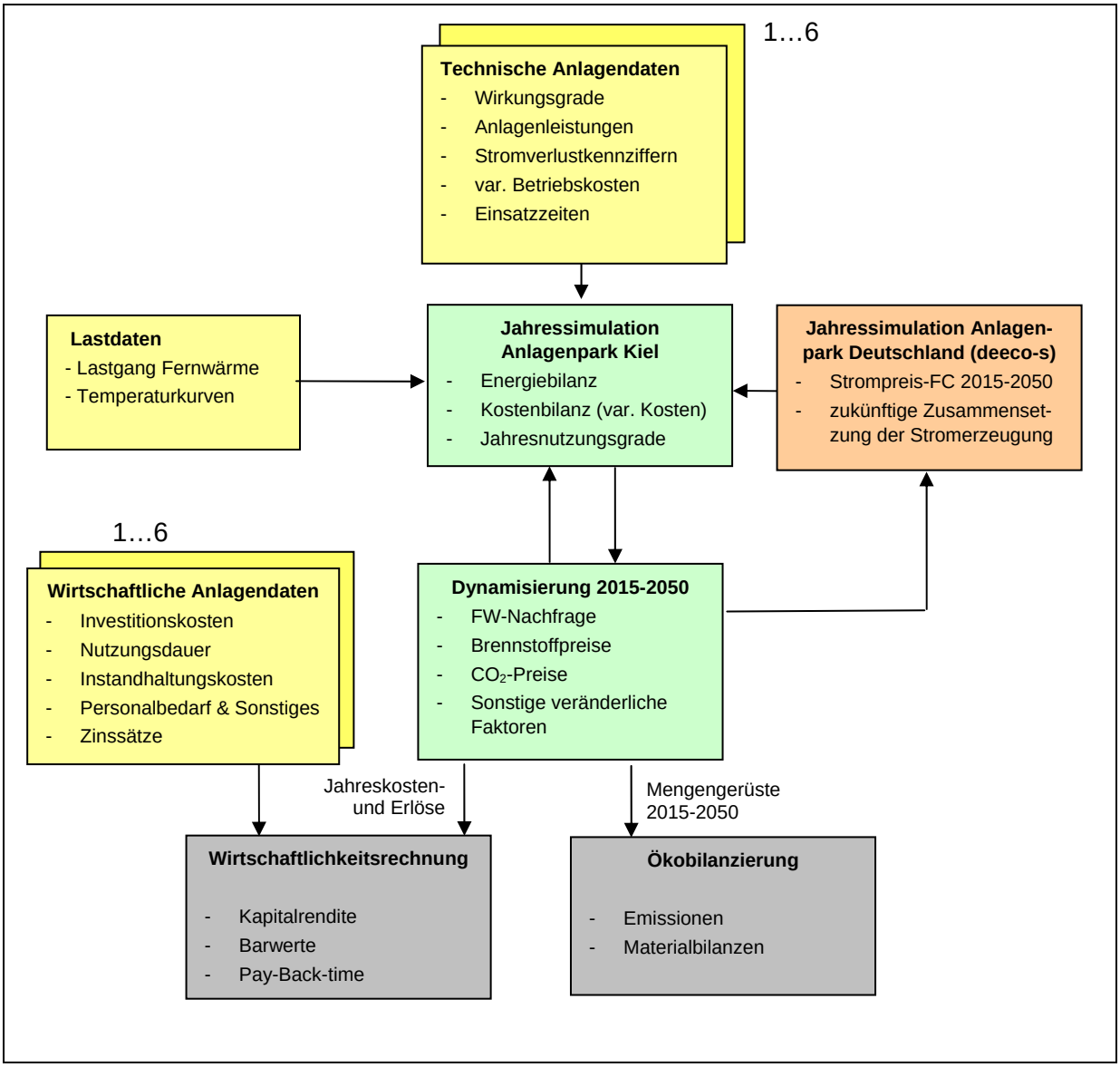


Abbildung 34: Vorgehensweise der technisch-wirtschaftlichen Bewertung

6.2 Randbedingungen und Definition von Szenarien

Der technisch-wirtschaftlichen Bewertung liegt eine Vielzahl von gemeinsamen Randbedingungen zu Grunde, die im Folgenden dokumentiert werden:

- Der Wärmebedarf der Stadt Kiel entwickelt sind entsprechend der in Abschnitt 5.2 dargestellten Prognose. In der Spitze wird bis 2030 eine Netzeinspeisung von 1700 GWh/a erreicht, ab 2030 sinkt der Wärmebedarf wieder leicht ab.
- Die aus netzhydraulischen Gründen maximale Netzeinspeisung aus dem Standort des GKK heraus durch den Fördetunnel wird gem. Absprache mit SWK mit 450 MW angenommen.
- Der Dampfnetzrückbau erfolgt bis zum Jahr 2020. Ab diesem Zeitpunkt gibt es nur noch ein einheitliches Heißwassernetz, das aus einem zentralen Heizkraftwerk bzw.

mehreren dezentralen Einspeisern versorgt wird. Der restliche Dampfbedarf bis 2019 wird von dem HKW Humboldtstrasse gedeckt.

- Die Müllverbrennungsanlage speist über den Betrachtungszeitraum konstant 237 GWh Wärme ein mit einer maximalen Einspeisung im Winter von 35 MW. Diese Einspeisung ist nicht Gegenstand der Wirtschaftlichkeitsrechnung sondern wird als konstanter Beitrag angenommen.
- Die Stromproduktion der Kraftwerke wird innerhalb eines Szenarios einheitlich mit der berechneten Forward-Curve für die Großhandelspreise bewertet.
- Für die Simulation des Kraftwerkseinsatzes im Referenzfall wird unterstellt, dass es keinen wesentlichen windlastbedingten Redispatchzeiten gibt, in der die erzeugte Leistung nicht vom Netz aufgenommen werden kann. Dies setzt einen Netzausbau im norddeutschen Verbundnetz, der allerdings unabhängig von einzelnen Kraftwerke sowie in den nächsten Jahren erforderlich ist, um die massiv gestiegene Windstromeinspeisung inkl. der zukünftig noch hinzu kommenden Offshore Mengen aufnehmen zu können. Für den Fall, dass es – durch die steigende Windstromerzeugung und entsprechende Verzögerungen (oder Optimierungen) beim Netzausbau – zu einem signifikanten Redispatch kommt, wurden separate Sensitivitätsanalysen durchgeführt (vgl. Kapitel 6.9.5).
- Die Wärmeerlöse aller Einspeiser werden mittels eines Mischpreises bewertet, der sich an den vermiedenen Stromerlösen durch die Stromeinbusse bei Wärmeauskopplung orientiert. Für das Referenzszenario und das Startjahr 2015 liegt dieser Wert bei 12 EUR/MWh. Er wird mit der unterstellten Strompreissteigerungsrate eskaliert. Die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse, die einen Vergleich mit den anlegbaren Wärmepreisen auf der Nutzerseite erlaubt, werden im Kapitel 6.9.5 dargestellt.
- Zusätzliche Erlöse durch Netzlastoptimierung für die Stadtwerke Kiel durch eine direkte Einspeisung in das Kieler 110-kW-Netz werden anhand der veröffentlichten Netzentgelte des vorgelagerten Netzbetreibers bewertet
- Die Wirtschaftlichkeitsrechnung bewertet die Strom- und Wärmeerzeugung aus Heizkraftwerken und die Rest-Wärmeproduktion aus Heizwerken gemeinsam, um eine Vergleichbarkeit bei unterschiedlich hoher Wärmeeinspeisung zu erreichen.
- Für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung wird ein realer Zinssatz von 6,5% angenommen. Als Steuersatz für die GuV-Berechnung wird ein Wert von pauschal 30% vom Vorsteuerergebnis angesetzt.
- Ab 2013 erfolgt keine kostenfreie Zuteilung mehr für Emissionsberechtigungen, die gesamten CO_2–Emissionen aller Anlagen über 20 MW Feuerungswärmeleistung werden also entsprechend der CO_2-Preisentwicklung in den einzelnen Szenarien komplett kostenseitig wirksam.

- Die Finanzierungs- und Beteiligungsmodalitäten werden nicht detailliert untersucht, es wird also keine Kosten- und Ergebnisallokation bei einer Realisierung als Gemeinschaftskraftwerk vorgenommen.
- Der Betrachtungszeitraum ist einheitlich 45 Jahre und orientiert sich an der Anlagenlebensdauer eines Großkraftwerkes. Notwendige Re-Investitionen im Laufe des Betrachtungszeitraumes werden ebenso wie Restwerte am Ende berücksichtigt.

Bewertet werden alle Investitionen, die in Zusammenhang mit der Fernwärmeeinspeisung der Stadt Kiel stehen, also neben der eigentlichen Kraftwerksinvestition auch Zusatzinvestitionen wie Gas- und Stromanbindungsleitungen oder eine ggf. notwendige Fahrrinnenvertiefung der Kieler Förde. Investitionen und Wirtschaftlichkeit der Wärmeverteilung sind nicht Gegenstand der Betrachtung, da in allen Szenarien der gleiche Fernwärmeausbau unterstellt wird.

Ergänzende Maßnahmen wie in Variante 5 der Ausbau dezentraler KWK-Anlagen oder in Variante 6 Solarthermie und Offshore Windkraft werden separat wirtschaftlich und technisch bewertet, da diese Maßnahmen keinen direkten Bezug zur Fernwärme- und Stromversorgung der Stadt Kiel haben.

Um den Unsicherheiten der zukünftigen Preisentwicklung an den Märkten für Brennstoffe, Strom und CO_2 gerecht zu werden, werden die in Kapitel 3 definierten Entwicklungsszenarien zu Grunde gelegt. Unter der Vielzahl möglicher Szenariokombinationen werden die in Abbildung 35 dargestellten Entwicklungspfade detaillierter untersucht.

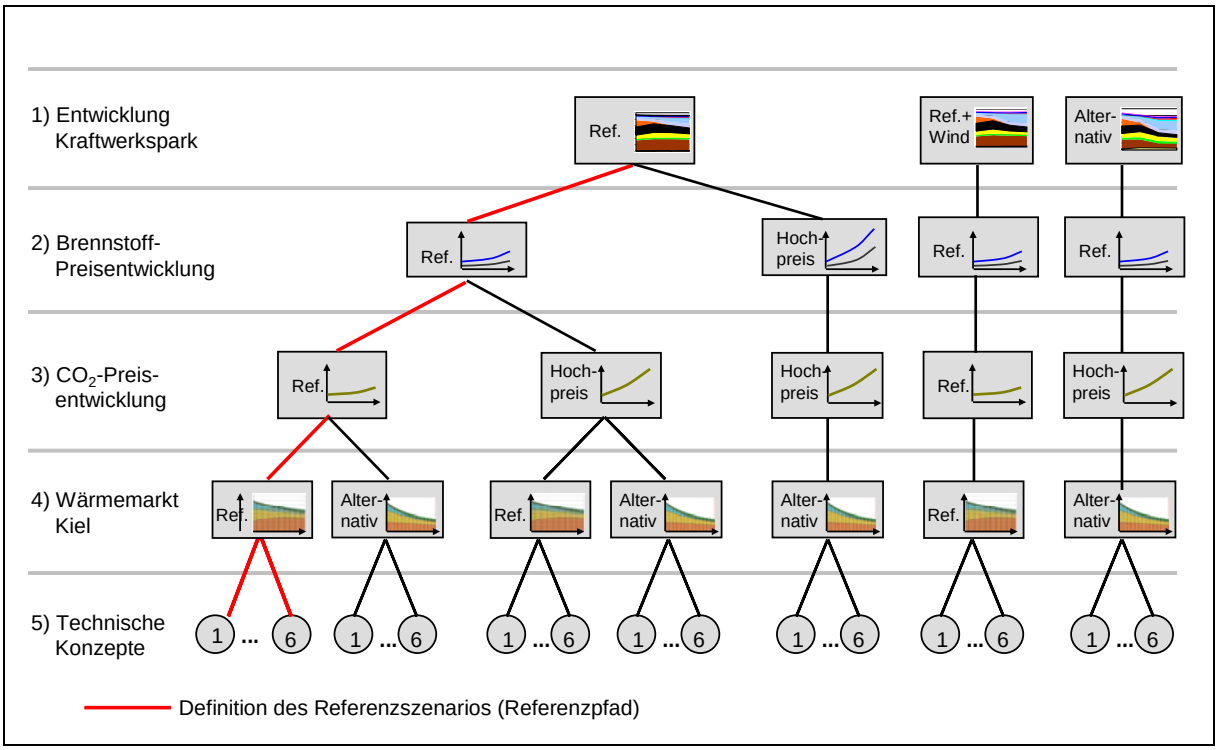


Abbildung 35: Definition der untersuchten Szenarien

Die sieben resultierenden Szenariokombinationen lassen sich wie folgt beschreiben(von links nach rechts):

- **Ref_Ref_Ref_Ref**: Dies ist das Referenzszenario, das einen mittleren Entwicklungspfad beschreibt. Die Struktur des Kraftwerksparks wird sich nicht wesentlich ändern, bestimmend bleibt die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle. Windenergie und Biomasse gewinnen Marktanteile, der Strompreis entwickelt sich steigend auf 78 EUR/MWh bis 2030 und geht danach durch zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien wieder zurück. Brennstoffpreise steigen moderat an und der Kieler Wärmemarkt entwickelt sich leicht rückläufig. Die CO_2-Preise steigen von 22,5 EUR/t im Jahr 2015 auf 28,4 EUR/t, bleiben also in etwa auf heutigem Niveau.

- **Ref_Ref_Ref_Alt**: Dieses Szenario entspricht in den globalen Randbedingungen dem Referenzszenario bis auf die Entwicklung der Wärmenachfrage. Hier wird unterstellt, dass sich der Wärmemarkt durch ordnungspolitische Vorgaben und Förderungsmassnahmen sehr viel stärker rückläufig entwickelt. Der Fernwärmebedarf sinkt trotz weiteren Netzausbaus ab und erreicht im Jahr 2030 1000 GWh Netzeinspeisung. Dieser Wert wurde der Variante 6 (dezentrale Erzeuger) zu Grunde gelegt.

- **Ref_Ref_Hoch_Ref**: Dieses Szenario ist durch eine politisch induzierte Verknappung der Zertifikatemengen gekennzeichnet. Dadurch ergeben sich höhere CO_2-Preise, die bis 2030 auf 45 EUR/t ansteigen und 2050 72 EUR/t erreichen. Die Strompreise, die unter Vorgabe eines anderen CO_2-Preispfades mit dem Kraftwerksmodell deeco-s berechnet wurden, spiegeln diese Entwicklung wider und steigen bis auf 91 EUR/MWh (baseload). Durch diesen Kompensationseffekt sind die Auswirkungen auf die Einzelwirtschaftlichkeit nicht so gravierend, es gibt allerdings eine leichte Verschiebung von Kohle zu Gas.

- **Ref_Ref_Hoch_Alt**: Dieses Szenario ist durch steigende CO_2-Preise und einen stärker Rückläufigen Wärmemarkt gekennzeichnet, kombiniert also die Varianten 2 und 3.

- **Ref_Hoch_Hoch_Alt.** Dieses Szenario stellt einen extremen Gegenpol zur vergleichsweise moderaten Preisentwicklung im Referenzfall dar. Die Brennstoffpreise steigen bis 2030 um den Faktor 3-4 an und erreichen 2050 110 EUR/MWh (Erdgas, Beug H_u) bzw. 270 EUR/t (Steinkohle). Die Strompreise entwickeln sich dementsprechend und liegen 2050 bei 185 EUR/MWh. Da eine moderate Zertifikate-Entwicklung sowie ein weitgehend gleich bleibender Wärmemarkt unter solchen Randbedingungen nicht realistisch sind, wurde die Hochpreisvariante nur mit dem höheren CO_2-Szenario und dem alternativen Wärmemarktszenario kombiniert. Es muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass dieses Szenario eine extreme Entwicklung beschreibt, bei der nicht ohne weiteres davon ausgegangen werden kann, dass die unterstellten energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen gänzlich unverändert blieben. Dieses Szenario zeigt aber exemplarisch, wie robust einzelne Kraftwerkskonzepte auf extreme Veränderungen auf den Brennstoff- und CO_2-Märkten sowie die entsprechenden Effekte auf den Strommärkten reagieren.

- **Wind_Ref_Ref_Ref**: Dieses Szenario ist mit dem Referenzfall identisch bis auf eine deutlich höhere Windeinspeisung, vor allem im Offshore Bereich. Der Windstromanteil liegt im Jahr 2030 bei 125 statt 86 TWh und im Jahr 2050 195 statt 147 TWh. Dadurch verschiebt sich die Merit-Order der Kraftwerkseinsatzplanung entsprechend und die Strompreise geben in windstarken Zeiten nach. Dieser Effekt macht sich vor allem in den letzten Jahren bemerkbar, in denen die EEX-Strompreise deutlich unter denen des Referenzfalles liegen. Für die Einzelwirtschaftlichkeit eines Kraftwerkes bedeutet das vor allem sinkende Erlöse auf der Stromseite bzw. ggf. sogar eine geänderte Einsatzplanung.

- **Alt_Ref_Hoch_Alt**: Neben der Windstromeinspeisung sind in dieser Variante auch andere Erneuerbare Energieträger wie Biomasse, Geothermie und Photovoltaik stärker im Einsatz zu Lasten von Kohleverstromung. Die Grenzkosten der Stromerzeugung sind weitgehend von Gaskraftwerken geprägt, was zu tendenziell höheren Strompreisen führt. Für den Kieler Wärmemarkt wird die alternative Variante unterstellt. Dieses Szenario entspricht somit einer insgesamt wesentlich ambitionierteren Klimaschutzpolitik – einschließlich der höheren Entwicklungsvariante für die CO_2-Preise – bei gleichzeitig aber nur moderat steigenden Marktpreisen für Brennstoffe.

Zusätzlich zu diesen sieben Szenariokombinationen wurden in Abschnitt 6.9.5 die folgenden Sensitivitätsanalysen als Einzelbetrachtungen angestellt:

- die Wirkungen einer erlösseitig anders angelegten Bewertung der Wärme;
- die Effekte einer geringeren Auslastung der Erzeugungsvariante 1 (Kohle-Heizkraftwerk 800 MW).

Mit den verschiedenen Szenarien für sinnvolle Kombinationen der energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen sowie den zusätzlichen Sensitivitätsanalysen lassen sich robuste Erkenntnisse über die Wirtschaftlichkeit der zu untersuchenden Erzeugungsvarianten ableiten.

6.3 Variante 1: 800 MW-Steinkohle Heizkraftwerk

800-MW Steinkohlekraftwerke sind zurzeit in Europa eine Standardlösung, die an vielen Standorten vorgesehen bzw. zurzeit im Bau ist (vgl. [35], [36] sowie Abschnitt 2.5). Ein solcher Block ist auch in Kiel als eine mögliche Nachfolgevariante des alten GKK in der öffentlichen Diskussion.

6.3.1 Technisches Konzept

Im Folgenden wird das technische Konzept eines 800 MW Neubaus am Standort des alten Kraftwerkes beschrieben. Die Details beruhen im Wesentlichen auf der von E.ON Engineering bereits ausgearbeiteten Konzeptstudie für den Standort Kiel sowie der VGB-Konzeptstudie „Referenzkraftwerk NRW“ [37].

Der Kraftwerksblock verfügt im Auslegungsfall über eine Bruttoleistung von 865 MW_{el} und eine Nettoleistung von 806 MW.

Der neue Block einschließlich der Kohlelagerung kann nördlich des bestehenden Kraftwerkes errichtet werden, um einen reibungslosen Weiterbetrieb der Fernwärmeauskopplung am

Standort zu gewährleisten. Als Betriebsgelände werden etwa 15 Hektar Fläche benötigt, die zum Teil bereits im Besitz des GKK sind, zum Teil erworben werden müssen.

Das alte Kraftwerk kann nach Inbetriebnahme zurückgebaut werden, die frei werdende Fläche könnte dann zur Nachrüstung einer CO_2-Abscheidungsanlage genutzt werden.

Abbildung 36: Kraftwerksstandort GKK und notwendige Erweiterungsfläche

Die Kohleanlieferung erfolgt im Gegensatz zum alten GKK ausschließlich mit Überseeschiffen. Dazu wird ein neuer Anlegesteg mit entsprechenden Transporteinrichtungen errichtet. Um die Kohle auch mit größeren Schüttgutfrachtern der Panamax-Klasse (80.000 t) nutzen zu können, ist eine Vertiefung der Fahrrinne in der Kieler Förde vorgesehen.

Zur Kohlelagerung erfolgt in einem geschlossenen Lager mit einer Lagerkapazität von 200.000 t, um Staub und Lärmemissionen zu reduzieren.

Betriebsstoffe zur Rauchgasreinigung werden per Bahn oder LKW angeliefert, die Reststoffe (Asche, Gips) können auch auf dem Seeweg mit kleineren Küstenmotorschiffen entsorgt werden.

Hinsichtlich der thermodynamischen Auslegung entspricht das Kraftwerk anderen aktuellen Neubauprojekten. Mit einer Frischdampftemperatur von 600°C bei einem Dampfdruck von 285 bar und einer Zwischenüberhitzung auf 620°C bei 59 bar kann im Nennbetrieb ein Netto-Wirkungsgrad von gut 46% erreicht werden. Noch höhere Dampfparameter von 650-700°C und damit Wirkungsgrade von über 50% sind auf Basis heute verfügbarer Stahl-Werkstoffe nicht oder noch nicht realisierbar. Neue Werkstoffkonzepte, die z.B. auf Nickel-Basis-Legierungen beruhen sind in der Entwicklung, werden aber voraussichtlich bis 2015 noch nicht serienreif sein [38].

Dieser vergleichsweise hohe Wirkungsgrad wird durch die Kondensation durch ganzjährig kühles Fördewasser erreicht, dass im Umlaufverfahren zur Kondensation eingesetzt werden kann. Erste Voruntersuchungen bestätigen die Genehmigungsfähigkeit der Fördekühlung [39]. Ein Kühlturm ist nicht erforderlich.

Zur Fernwärmeauskopplung ist ein vierstufiges System von hintereinander geschalteten Heizkondensatoren vorgesehen, um mit möglichst geringer Stromverlustkennziffer bis zu 450 MW Fernwärme auskoppeln zu können. Diese wird über den vorhandenen Fördetunnel, der ebenfalls ertüchtigt werden muss, abgeführt und in das Kieler Stadtnetz eingespeist.

Die elektrotechnische Anbindung muss über eine neu zu errichtende 380-kV Leitung erfolgen, da die bestehende 220-kV Anbindung, die ebenso wie das GKK 35 Jahre alt ist, nur eine maximale Übertragungsleistung von etwa 550 MW hat.

Da der Netzanschlusspunkt, bis zu dem die Anbindungsleitung gelegt und finanziert werden muss, noch nicht feststeht, wird hier von dem ungünstigsten Fall ausgegangen.

Hinsichtlich des Schallschutzes muss berücksichtigt werden, dass sich in unmittelbarer Nähe Wohnbebauung befindet, die Schallschutzmassnahmen (Schalldämpfer, Einhausung von Transporteinrichtungen) erforderlich macht, um genehmigungsfähige Schalldruckpegel zu erreichen.

Die planungsrechtliche Situation am Standort ist noch nicht vollständig geklärt, so existiert zum Beispiel keine gültiger Bebauungsplan. Einer Genehmigung stehen aber keine grundsätzlichen technischen oder planungsrechtlichen Bedenken gegenüber, sofern die Stadt Kiel das Vorhaben genehmigungsseitig unterstützt.

Die technischen Eckdaten für die Kraftwerksbewertung sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt:

Parameter	Wert
Nettoleistung elektrisch	806 MW
maximale Fernwärmeleistung	450 MW
Feuerungswärmeleistung	1733 MW
Brennstoff	Kohle, Heizwert ~28 MJ/kg
Einspeisungsebene	380 kV
Dampfparameter	600°C/285 bar
maximale Volllaststundenzahl	7500 h/a
Nennwirkungsgrad bei 10°C Außentemperatur	46,5 %
Stromverlustkennziffer	je nach Lastfall, im Mittel etwa 0,16
Betriebsweise	Grundlastfahrweise
Emissionen	gem. BimschG/TALuft, genauere Bewertung im Kapitel 6 auf Basis von Gemis-Rechnungen

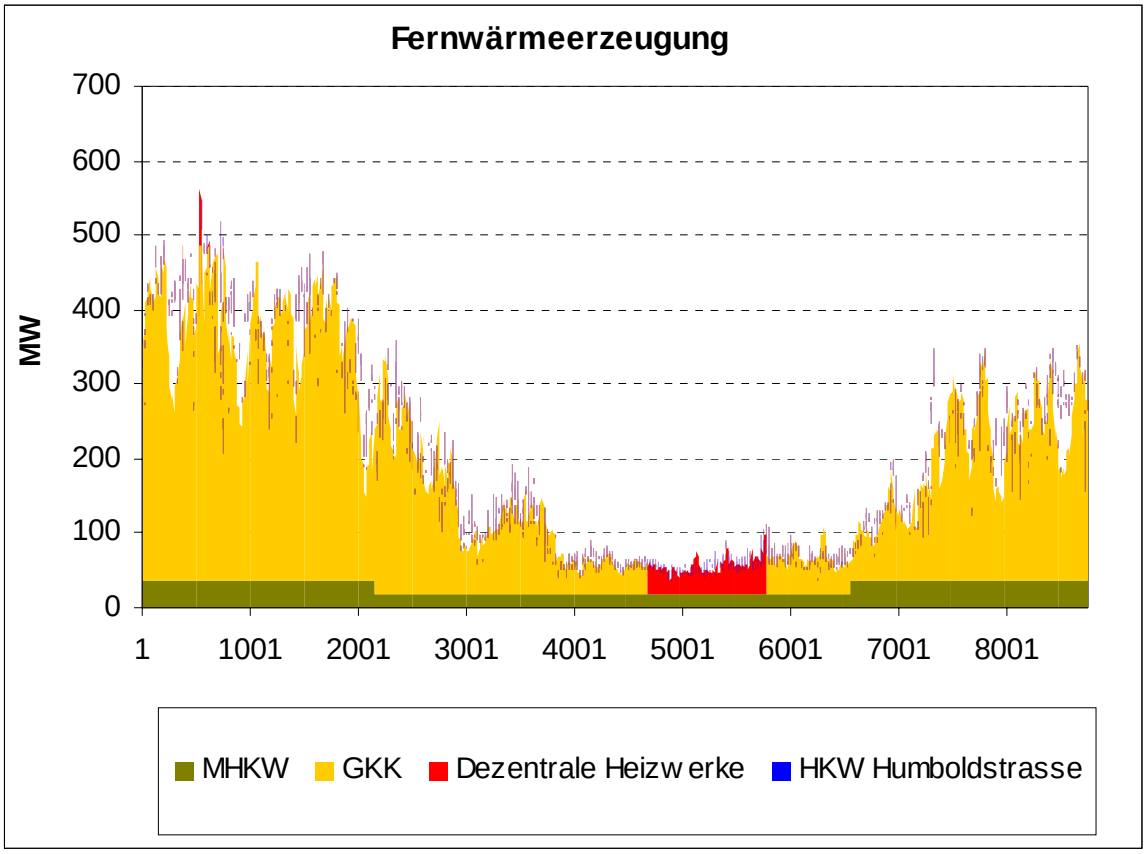
Tabelle 10: Technische Eckdaten Variante 1

6.3.2 Energiebilanzen

Die Simulation des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt neben den Nenndaten auch den Lastgang des Fernwärmebedarfes sowie die Entwicklung der Wärmeauskopplung von 2015-2050.

In den folgenden Abbildungen sind beispielhaft Wärmeerzeugung und Stromerzeugung für das Jahr 2030 dargestellt. Gut zu erkennen ist, dass der Wärmebedarf der Stadt fast vollständig aus dem Kraftwerk gedeckt werden kann. Die Reserveheizwerke werden nur für einige Winterspitzen sowie die Revisionszeit eingesetzt. Natürlich ist diese Betrachtung etwas idealisiert, da in der Praxis auch unterjährig Ausfälle und/oder Teillastphasen anfallen können, solche nicht prognostizierbaren Ausfälle werden hier wie auch in allen anderen Varianten nicht angenommen bzw. in der 4-wöchigen Revisionszeit zusammengefasst.

Stromseitig fährt das Kraftwerk durchgängig im Grundlastbetrieb und erreicht damit etwa 7300 Volllaststunden bei einem mittleren elektrischen Nutzungsgrad von 44,6% und einem Brennstoffnutzungsgrad von 55,3%. Der Brennstoffbedarf liegt bei 13.270 GWh Kohle, das entspricht etwa 1,7 Mio. t Kohle.



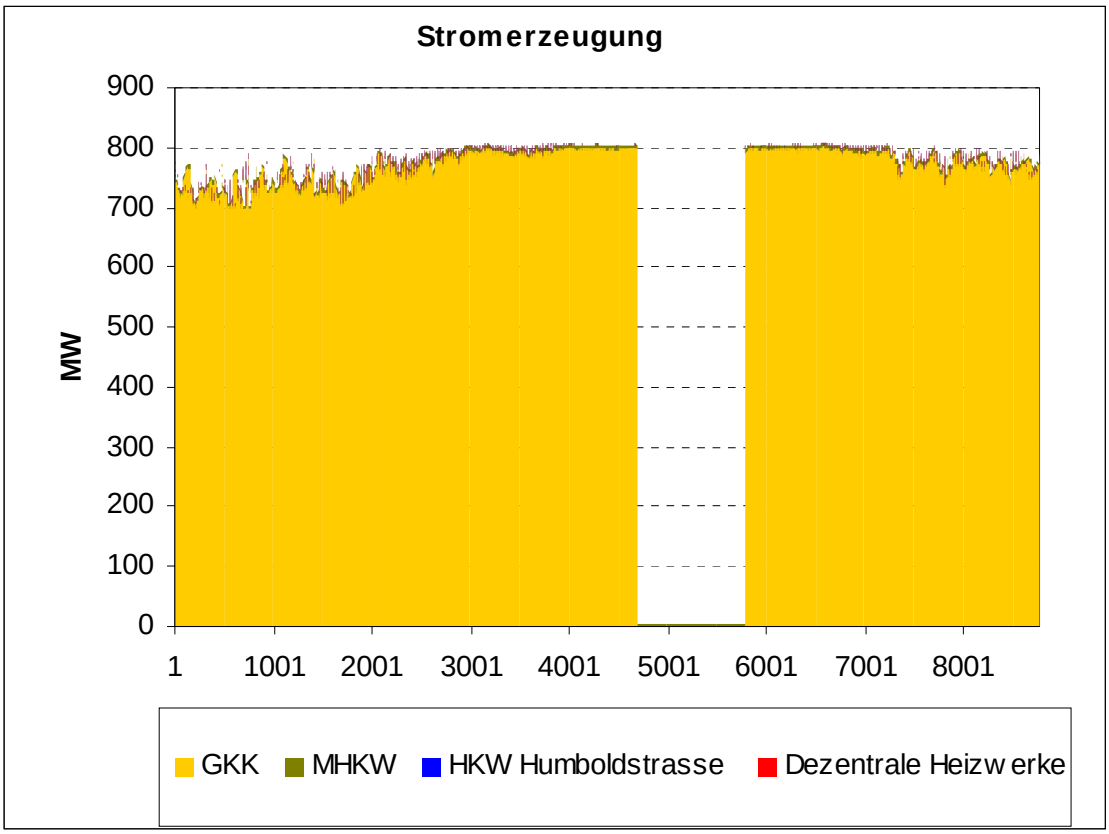


Abbildung 37: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 1 im Jahr 2030

Die Betriebsweise ändert sich im Betrachtungszeitraum nicht wesentlich, nur die Fernwärmeauskopplung ändert sich mit der Bedarfsentwicklung wie in Abbildung 38 gezeigt.

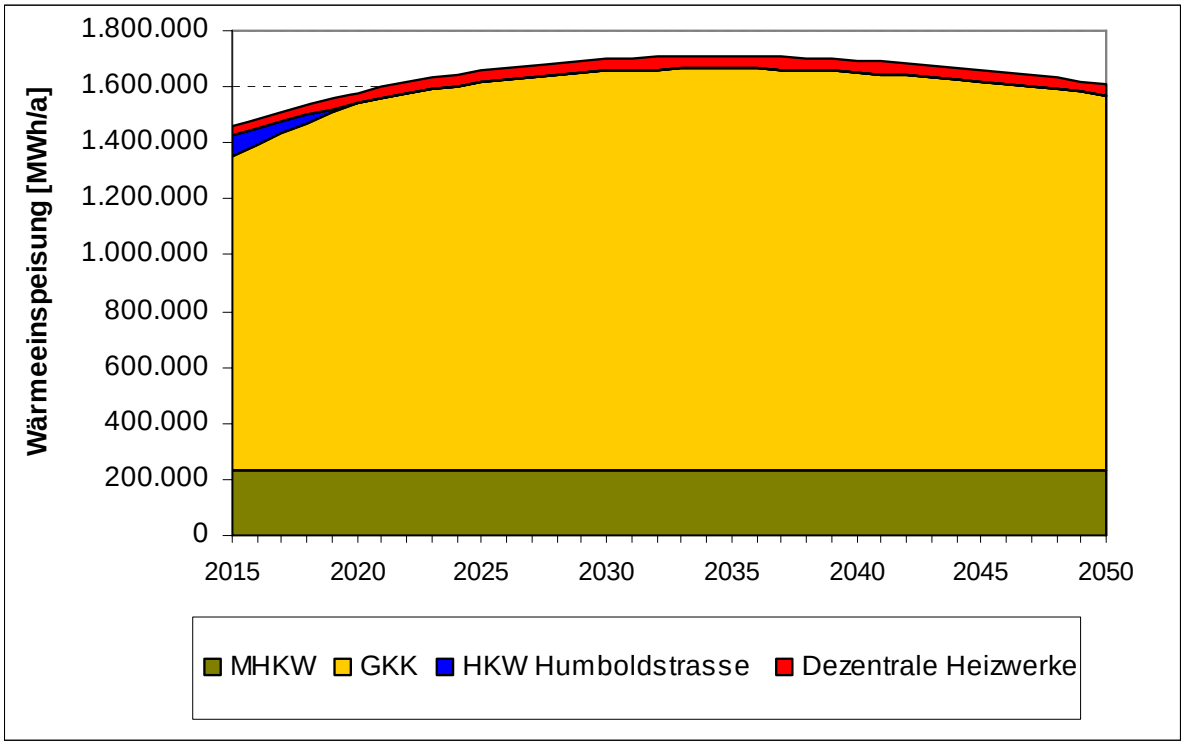


Abbildung 38: Entwicklung der Wärmeeinspeisung von 2015-2050

6.3.3 Wirtschaftlichkeit

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand der in vorigem Abschnitt dokumentierten Mengengerüste, der Brennstoff- und CO_2-Preisentwicklung in den Szenarien und der in folgender Tabelle dargestellten wesentlichen wirtschaftlichen Randbedingungen.

Parameter	**Wert**
Investitionskosten Kraftwerk inkl. Bauzeitzinsen	1109,1 Mio. EUR
Zusatzinvestitionen (Fahrrinnenvertiefung, 380-kV-Anbindung, Fernwärmeauskopplung, Zusatzheizwerke)	112,4 Mio. EUR
Gesamtinvestition spezifisch	1530 EUR/kW
Nutzungsdauer	45 a
Abschreibungsdauer	35 a
variable Erzeugungskosten (Ascheentsorgung, Hilfsstoffe)	1,5 EUR/ MWh_{el}
Personalbedarf	90 Personen zu 75 t€
Instandhaltungssatz	1,5% der Investitionskosten
Versicherungskostensatz	0,5% der Investitionskosten
Verwaltungskosten und Overhead	1,6 Mio. EUR/a
Eskalationsfaktor Sonstige Kosten	0,5%/a real
Eskalationsfaktor Personalkosten	1%/a real
Sonstige Erlöse u.a. Regelenergiebereitstellung	~ 1,6 Mio. EUR/a

Tabelle 11: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 1

Die Annahmen zu den Investitionskosten beruhen auf Daten aus Vergleichsprojekten, Literaturangaben und Datenbankabfrage (z.B. [40]). Die Kapazitätsengpässe auf dem Anlagenmarkt haben die Kraftwerkskosten in den letzten Jahren deutlich in die Höhe getrieben. Während bis etwa 2004 in einem Käufermarkt noch Investitionskosten von etwa 1.000 EUR/kW realistisch waren (vgl. [37], [41]), haben sich die in den letzten Jahren durch Preissteigerungen bei den Rohstoffen wie z.B. Stahl und die hohe Nachfrage in Europa und Asien erhebliche Kostensteigerungen ergeben (vgl. z.B. Steag Lünen [42], swb Bremen [43]) und der Anlagenmarkt hat sich zu einem Verkäufermarkt entwickelt. Kraftwerksprojekte der 800MW-Klasse, die sich aktuell in der Umsetzung befinden, liegen in einem Investitionskostenbereich von 1200-1400 EUR/kW (z.B. Electrabel Wilhelmshaven [44]), für Neubauprojekte ab 2012 werden nochmals höhere spezifische Investitionen anfallen. Unter diesen Rahmenbedingungen gehen wir von gesamten Investitionskosten von 1530 EUR/kW aus unter der Annahme eines weiterhin hohen Preisniveaus bei einem sich allerdings allmählich wieder konsolidierenden Anlagenmarkt.

Alle weiteren Angaben liegen in im Bereich vergleichbarer Literaturwerte, wie sie z.B. in [41], [37] oder [45] dokumentiert sind.

Mit diesen Randbedingungen lassen sich die in den Anlagen dargestellten Gewinn- und Verlustrechnungen aufstellen und die daraus abgeleitete Cash-flow Rechnung. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit sind dabei folgende drei Kennzahlen von wesentlicher Bedeutung:

- **Kapitalwert**: Dieser Wert, auch Net Present Value (NPV) genannt, wird aus der Cash-Flow Rechnung abgeleitet und entspricht den gesamten auf 2015 abdiskontierten Erlös- und Kostenpositionen unter Berücksichtigung steuerlicher Abgaben. Ein positiver Kapitalwert ist ein Indikator für ein werthaltiges bzw. sogar wertsteigerndes Projekt, das über die jährlichen Deckungsbeiträge seine Kapitalkosten inklusive der angesetzten Mindestverzinsung verdient und eine zusätzliche Marge erwirtschaftet.

- **Kapitalverzinsung**: Dieser Wert gibt die durchschnittliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals nach Steuer an. Liegt die Verzinsung über dem angesetzten Kalkulationszinssatz, wird gleichzeitig ein positiver Kapitalwert erwirtschaftet und das Projekt ist wirtschaftlich.

- **Pay-back-time**: Die Pay-back-time oder Amortisationszeit gibt den Zeitpunkt an, an dem die kumulierten abdiskontierten Cash-Flow-Positionen die Anfangsinvestition übersteigen (in der folgenden Grafik der Schnittpunkt zwischen kumuliertem Barwert und X-Achse). Bei gegebener Wirtschaftlichkeit (Kapitalwert>0) muss die Amortisation immer innerhalb der Projektlaufzeit erfolgen. Je früher der Zeitpunkt erreicht ist, umso weniger risikobehaftet ist das Projekt, da die Unsicherheiten in der Regel im Zeitverlauf zunehmen.

Im Detail wird hier und bei allen folgenden Varianten nur auf den Referenzfall eingegangen, die vergleichende Szenarioanalyse erfolgt anhand dieser Kennzahlen in Abschnitt 6.9.4.

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung des Cash-Flows für die Variante 1 dargestellt mitsamt den resultierenden Kennzahlen.

Mit diesem Konzept lässt sich unter den angenommenen Randbedingungen eine Kapitalverzinsung von 9,2% erreichen bei einer Amortisation nach 18 Jahren. Über die gesamte Projektlaufzeit wird ein Kapitalwert von 485 Mio. EUR erwirtschaftet. Unter den gegebenen Randbedingungen des Referenzszenarios ist diese Variante also wirtschaftlich.

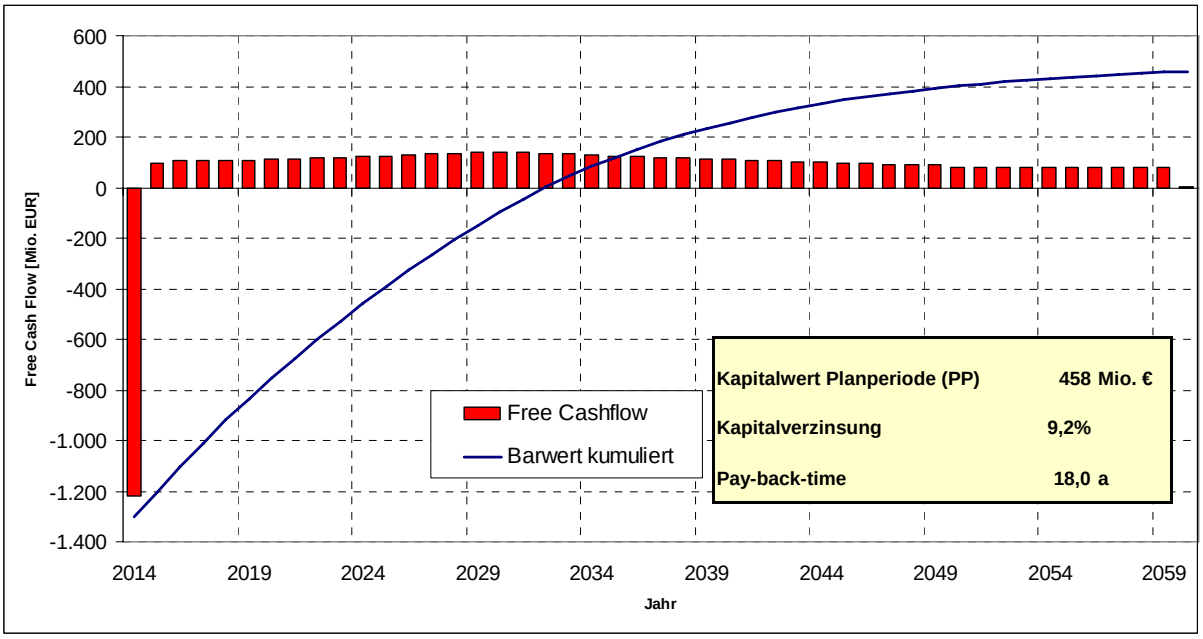


Abbildung 39: Cash-Flow Entwicklung Variante 1, Referenzszenario

Neben der Wirtschaftlichkeitsbewertung wird zur Bewertung von Kraftwerken oftmals auch die Analyse der Stromgestehungskosten herangezogen. Die Gestehungskosten enthalten neben den variablen Kosten auch die über die Nutzungsdauer annualisierten Kapitalkosten, aber keine steuerlichen Belastungen, da diese sich aus einer reinen Kostenbetrachtung ohne Berücksichtigung der Erlöse nicht bewerten lassen. Die Erlöse aus der Wärmeauskopplung wurden dabei herausgerechnet.

Der in Abbildung 40 dargestellte Verlauf der Gestehungskosten zeigt einen deutlichen Abstand zu den hinterlegten Strompreiskurven, der letztendlich auch zu der positiven Wirtschaftlichkeit führt.

Ebenfalls erkennbar ist, dass die Stromgestehungskosten im Gegensatz zur Situation bis etwa 2004 weitgehend durch Brennstoffkosten und die Einpreisung der Emissionszertifikate bestimmt sind, die zusammen etwa 65% der Gesamtkosten ausmachen mit weiter steigender Tendenz. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit hängt also viel stärker mit den Unsicherheiten auf den Beschaffungsmärkten zusammen als mit den reinen Kapitalkosten.

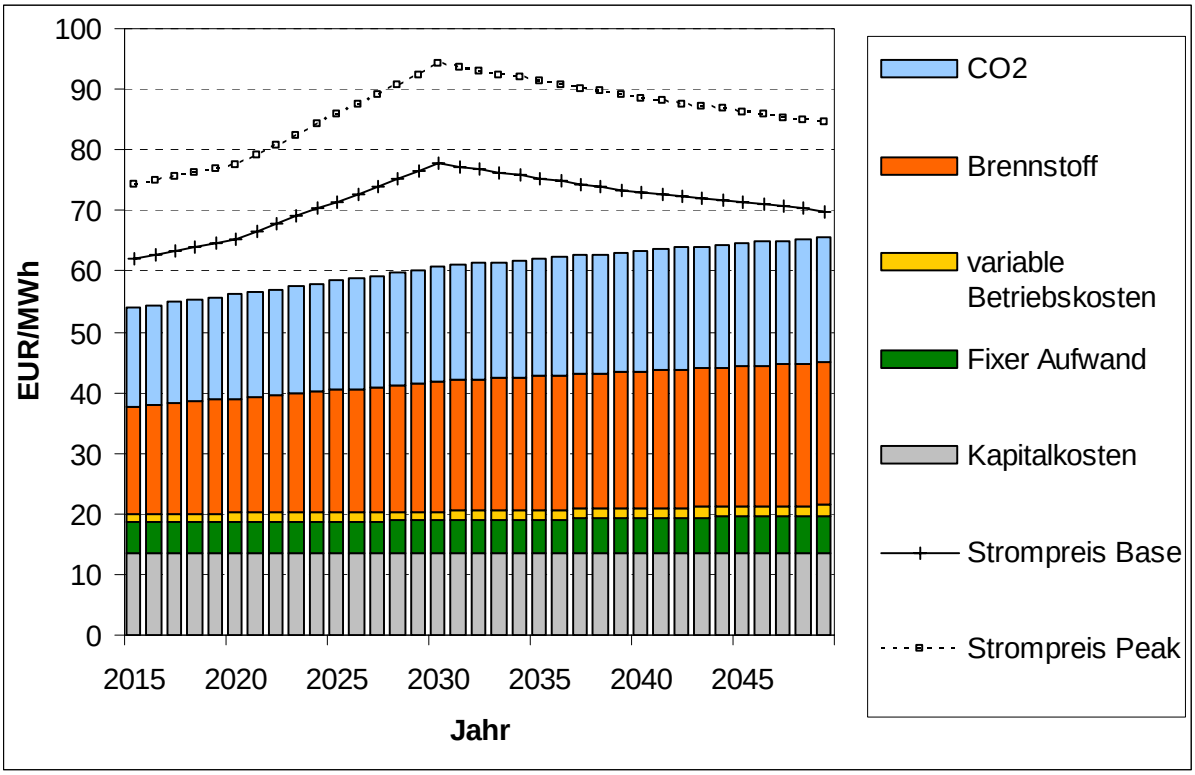


Abbildung 40: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 1, Referenzszenario

6.3.4 Risiken

Preisrisiko

Die Wirtschaftlichkeit wird, wie in vorigem Abschnitt erläutert, im Wesentlichen von der Relation zwischen den Inputpreisen für Brennstoffe und CO_2-Emissionen und Strommarktpreisen bestimmt, dem „Clean Dark Spread“.

Die Brennstoffpreise für Kohle haben sich in den vergangenen Jahren noch oben entwickelt, weniger durch erhöhte Förderkosten versucht, sondern eher durch eine Anlegbarkeit an die Erdöl- und Gaspreisentwicklung sowie durch gestiegene Frachtraten. Durch die starke Diversifizierung der Förderländer scheint aber eine ausgeprägte „Kohlekrise“ sehr unwahrscheinlich zu sein. Da sich allgemein steigende Brennstoffpreise auch auf konkurrierende Energieträger und die allgemeine Strompreisentwicklung auswirken, kann das Risiko durch überproportional steigende Beschaffungspreise als sehr gering bewertet werden.

Eine andere Situation ergibt sich für die Marktentwicklung für Emissionszertifikate. Da dieser Markt vor allem durch im Fluss befindliche politische Vorgaben geprägt ist, sind hier die Volatilität und die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung sehr viel höher. Der brennstoffbedingt hohe Kostenanteil für den Fall, dass es keine kostenlose Zuteilung der CO_2-Zertifikate mehr gibt, stellt eine ökonomische Verletzbarkeit aller kohlebasierten Varianten dar. Die Auswirkungen einer deutlich höheren Preisentwicklung für Zertifikate werden in einem Sze-

nario untersucht, das in Abschnitt 6.9.4 dargestellt wird. Bei einem Preis von mehr als 40 EUR/EUA wird die Wirtschaftlichkeit gefährdet. Begegnet werden kann diesem Risiko durch eine Vorrüstung für eine später nachzurüstende CO_2-Abscheidungsanlage, die auf der Fläche des alten Kieler Kraftwerkes errichtet werden könnte. Für die Nachrüstung einer solchen Anlage werden jedoch nochmals erhebliche Investitionen (nach heutigem Kenntnisstand in der Größenordnung von mindestens 240 bis 400 Mio. €) notwendig, entstehen durch den erheblich größeren Eigenverbrauch der Anlage signifikant höhere Brennstoffkosten und fallen auch zusätzliche Betriebskosten (CO_2-Entsorgung) an.

Terminrisiko

Bei der Anlage handelt sich um eine weitgehend standardisierte Konvoi-Anlage, wie sie an zahlreichen Standorten in Europa zurzeit geplant sind. Bei frühzeitiger Lieferabsicherung kritischer Anlagenkomponenten scheint eine Inbetriebnahme im Jahr 2015 unkritisch zu sein.

Ein kritischer Faktor ist die neu zu planende 380-kV-Trasse, die bis zur Inbetriebnahme fertig gestellt sein muss und die mit einem aufwändigen Genehmigungsverfahren verbunden ist. Da hier keine näheren Informationen über den Verfahrensstand vorliegen, kann dieser Punkt nicht bewertet werden.

Versorgungssicherheit

Neben den heimischen Energieträgern Braunkohle und Biomasse wird die Steinkohle allgemein als der Import-Brennstoff mit der höchsten Versorgungssicherheit bewertet, was durch die Fördersituation hauptsächlich in politisch stabilen Ländern (Polen, Südafrika, Nordamerika, Australien, Kolumbien) in Zusammenhang mit der großen Ressourcenreichweite begründet ist. Auch ein Auslaufen der heimischen Steinkohleförderung wird die Versorgungssicherheit nicht verschlechtern.

Technische Risiken

Bei dieser Variante handelt es sich um ein vielfach eingesetztes und bewährtes Konzept mit weitgehend standardisierten Verfahren und Komponenten, das keine außergewöhnlichen Risiken aufweist.

Ein Risiko, das besonders Großkraftwerke in Norddeutschland betrifft, ist der windbedingte Redispatch. Durch Netzüberlastung in Starkwindphasen werden konventionelle Kraftwerke stundenweise vom Netz genommen bzw. in Teillast gefahren, was zurzeit einige Male im Jahr vorkommt. Da ab 2010 mit einer deutlich erhöhten Netzeinspeisung durch Offshore Windkraftanlagen gerechnet werden muss, der Netzausbau auf der Höchstspannungsebene aber zeitlich nachgelagert erfolgt, besteht das Risiko einer deutlich häufigeren netzlastbedingten Abschaltung nicht vorrangiger Einspeiser. In Folge könnten sich die Laufzeiten zu-

mindest in den ersten Betriebsjahren verringern. Welche Folgen eine solche Entwicklung hätte, ist beispielhaft in der Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 6.9.5 dargestellt.

Genehmigungsrisko

Wie bereits dargestellt, gibt es aus unserer Sicht keine grundsätzlichen Bedenken hinsichtlich der Genehmigungsfähigkeit an diesem Standort, der ja bereits als Kraftwerksstandort genutzt wird. Noch offene Punkte hinsichtlich des Naturschutzes oder der Lärmbelastung können durch kompensatorische Maßnahmen wie Schallschutzauflagen oder Ausgleichsflächen geklärt werden.

6.4 Variante 2: 360 MW-Steinkohle Heizkraftwerk

Als zweite Variante wird ein kleineres Steinkohlekraftwerk untersucht, das in seiner Leistung in etwa dem heutigen GKK entspricht.

6.4.1 Technisches Konzept

Das Design des 360-MW Blockes entspricht weitgehend dem großen Kraftwerk. Auch hier wird eine Staubfeuerung mit dreistufigem Dampfturbinenprozess und Zwischenüberhitzung angesetzt, allerdings mit etwas niedrigeren Dampfparametern.

Der Kraftwerksblock verfügt im Auslegungsfall über eine elektrische Nettoleistung von 360 bei einer maximalen Wärmeauskopplung von 400 MW.

Dieser Block kann ebenfalls wie die große Variante nördlich des bestehenden Kraftwerkes errichtet werden, wobei hier keine zusätzlichen Flächen erworben werden müssten.

Die Kohleanlieferung erfolgt ebenfalls auf dem Seeweg, da dies die wirtschaftlichere Variante ist. Die bereits vorhandenen Verladeeinrichtungen können aufgrund ihres Alters nicht mehr weiter benutzt werden und müssen ebenfallsneu errichtet werden.

Eine Vertiefung der Fahrrinne in der Kieler Förde ist bei dieser Variante nicht vorgesehen und auch nicht wirtschaftlich, so dass ein Kohleumschlag auf kleine Küstenfrachter mit ~ 10.000 t Kapazität erfolgen muss. Dies ist in den Brennstoffpreisen frei Kraftwerk entsprechend berücksichtigt.

Aufgrund der negativen Größendegression wird bei dieser Variante ein etwas niedrigerer Wirkungsgrad angenommen, der im Nennfall ohne Wärmeauskopplung bei 45% liegt.

Kraftwerke dieser Größenordnung sind z.B. in Rostock Mitte der 90 Jahre gebaut worden oder zurzeit bei den Stadtwerke Düsseldorf (Standort Lausward) in Planung.

Die elektrotechnische Anbindung kann wie bei der bestehenden Anlage über die bestehende und zu ertüchtigende 220-kV-Trasse erfolgen. Gleichzeitig sollte eine Teileinspeisung in das Kieler 110-kV-Netz möglich sein, das ohne weiteren Ausbau etwa 90 MW aufnehmen kann.

Die technischen Eckdaten für die Kraftwerksbewertung sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt:

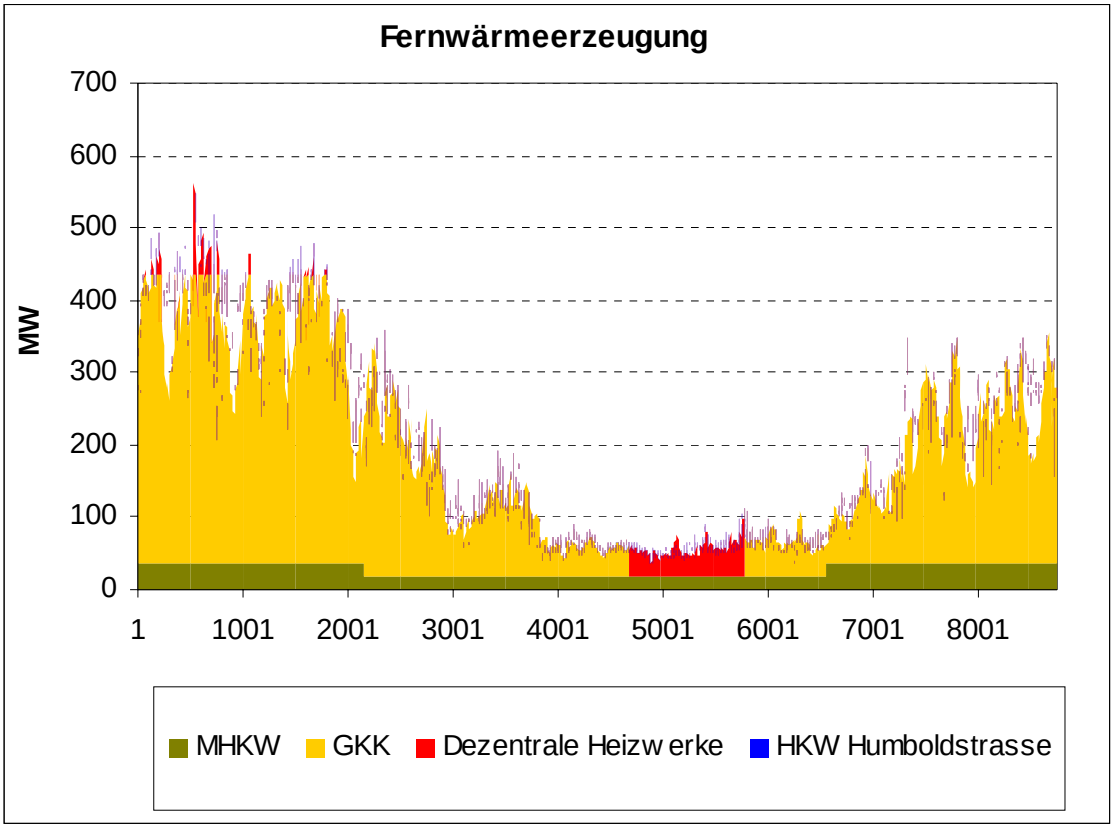
Parameter	**Wert**
Nettoleistung elektrisch	390 MW
maximale Fernwärmeleistung	360 MW
Feuerungswärmeleistung	800 MW
Brennstoff	Kohle, Heizwert ~28 MJ/kg
Einspeisungsebene	220/110 kV
Dampfparameter	560°C/580, 260 bar
maximale Volllaststundenzahl	7500 h/a
Nennwirkungsgrad bei 10°C Außentemperatur	45 %
Stromverlustkennziffer	je nach Lastfall, im Mittel etwa 0,19
Betriebsweise	Grundlastfahrweise

Tabelle 12: Technische Eckdaten Variante 2

6.4.2 Energiebilanzen

In den folgenden Abbildungen sind beispielhaft Wärmeerzeugung und Stromerzeugung für das Jahr 2030 dargestellt. Im Gegensatz zum 800-MW-Kraftwerk kann die Wärmelast nicht mehr ganz gedeckt werden und es kommt zu einem stärkeren Einsatz von Heizwerken. Trotzdem lassen sich noch über 95% des Wärmebedarfes in KWK-Betriebsweise decken (inkl. der Einspeisung aus der MVA).

Stromseitig fährt das Kraftwerk ebenso wie die große Variante weitgehend im Grundlastbetrieb und erreicht damit etwa 6900 Volllaststunden bei einem mittleren elektrischen Nutzungsgrad von 40,4% bei einem Brennstoffnutzungsgrad von 63,3%. Der Brennstoffbedarf liegt bei 6.120 GWh Kohle, das entspricht etwa 0,8 Mio. t Kohle.



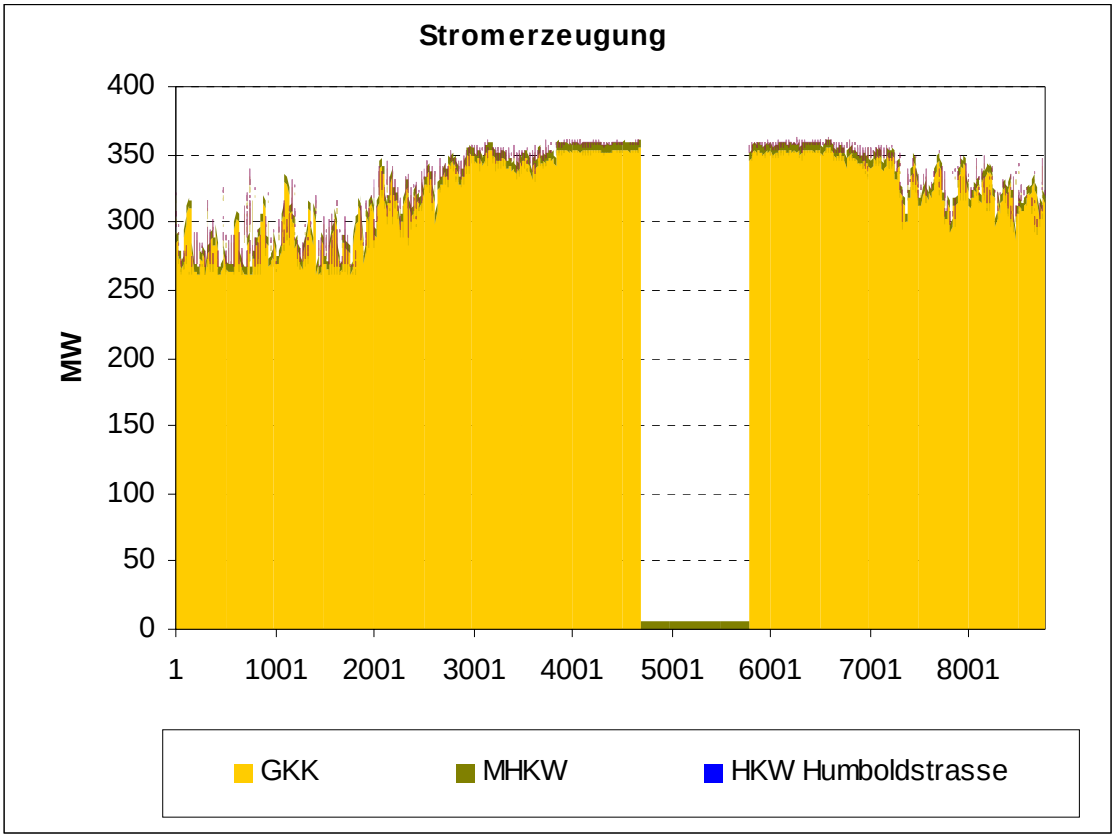


Abbildung 41: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 2 im Jahr 2030

6.4.3 Wirtschaftlichkeit

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand der in vorigem Abschnitt dokumentierten Mengengerüste, der Brennstoff- und CO_2-Preisentwicklung in den Szenarien und der in folgender Tabelle dargestellten wesentlichen wirtschaftlichen Randbedingungen. Für den Kohleumschlag auf Küstenschiffe wurde ein zusätzlicher Frachtkostenaufschlag im Vergleich zu Variante 1 von 2,5 EUR/t angenommen.

Parameter	**Wert**
Investitionskosten Kraftwerk inkl. Bauzeitzinsen	595,1 Mio. EUR
Zusatzinvestitionen (Fernwärmeauskopplung, Zusatzheizwerke)	30 Mio. EUR
Gesamtinvestition spezifisch	1740 EUR/kW
Nutzungsdauer	45 a
Abschreibungsdauer	35 a
variable Erzeugungskosten (Ascheentsorgung, Hilfsstoffe)	1,6 EUR/ MWh_{el}
Personalbedarf	60 Personen zu 75 t€
Instandhaltungssatz	1,5% der Investitionskosten
Versicherungskostensatz	0,5% der Investitionskosten
Verwaltungskosten und Overhead	0,7 Mio. EUR/a
Eskalationsfaktor Sonstige Kosten	0,5%/a real
Eskalationsfaktor Personalkosten	1%/a real
Sonstige Erlöse u.a. Regelenergiebereitstellung und vermiedene Netzentgelte durch Einspeisung in das 110-kV-NEtz	~ 1,7 Mio. EUR/a

Tabelle 13: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 2

Die Annahmen zu den Investitionskosten beruhen auf einer Skalierung der Kostenschätzung des 800-MW-Blockes. Da Kraftwerke dieser Leistungsklasse zurzeit wenig nachgefragt werden (vgl. [46]), erwarten wir spezifische Mehrkosten von 20%, die vor allem durch ein aufwändigeres Engineering, den nicht standardisierten Kesselteil und die aufwändigere doppelte Einspeisung auf 220- und 110 kV-Ebene verursacht werden. Kompensiert wird dies zum Teil wieder durch wegfallende Zusatzkosten wie die Fahrrinnenvertiefung oder die Netzanbindung.

Die Betriebskosten fallen zwar absolut niedriger aus, spezifisch gesehen ergeben sich aber auch hier höhere spezifische Kosten, z.B. beim Personalbestand.

In der folgenden Abbildung ist die resultierende Entwicklung des Cash-Flows für die Konzeptvariante 2 dargestellt mitsamt den Kennzahlen.

Bei einer Amortisationszeit, die bei über 35 Jahren liegt und einer Kapitalrendite von 6,7% stellt sich dieses Konzept nur sehr knapp wirtschaftlich dar. Ursache sind im Wesentlichen die höheren spezifischen Investitionen in Verbindung mit den schlechteren Nutzungsgraden. Positive Effekte wie die Netzlastoptimierung durch Direkteinspeisung können diese Nachteile nicht kompensieren.

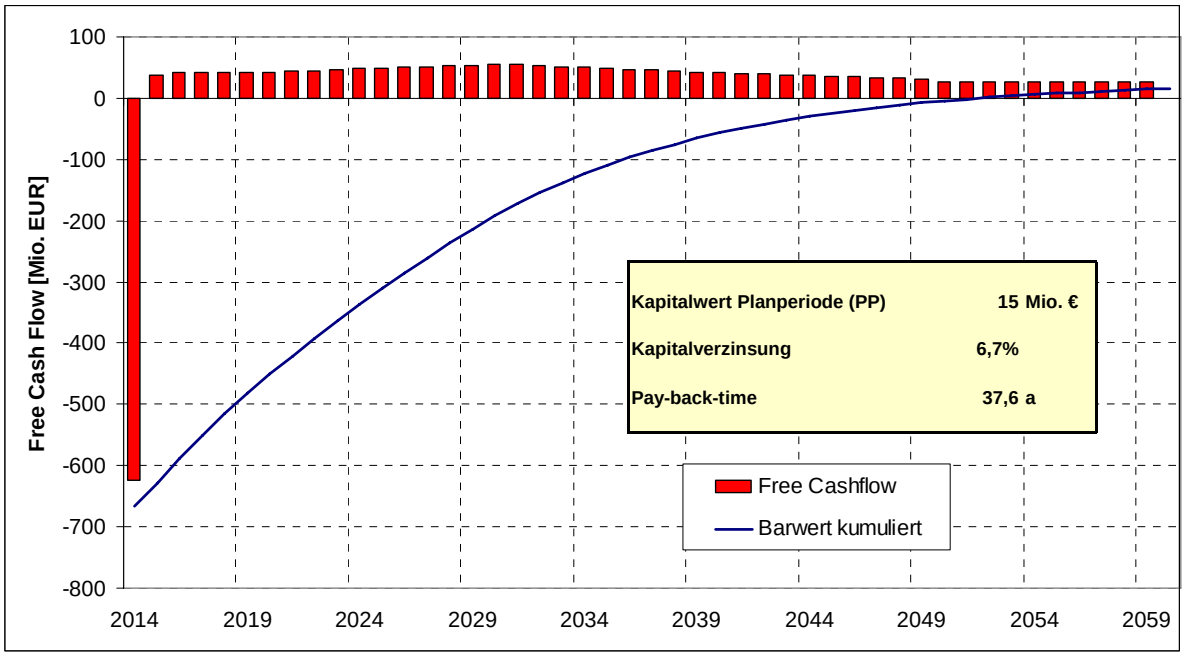


Abbildung 42: Cash-Flow Entwicklung Variante 2, Referenzszenario

Dieses Ergebnis spiegelt sich auch in der Darstellung der Stromgestehungskosten wider.

Diese liegen nur wenig unter den Großhandelspreisen für Strom, gegen Ende des Betrachtungszeitraumes allerdings auch über dem Niveau eines reinen Base-Preisbandes.

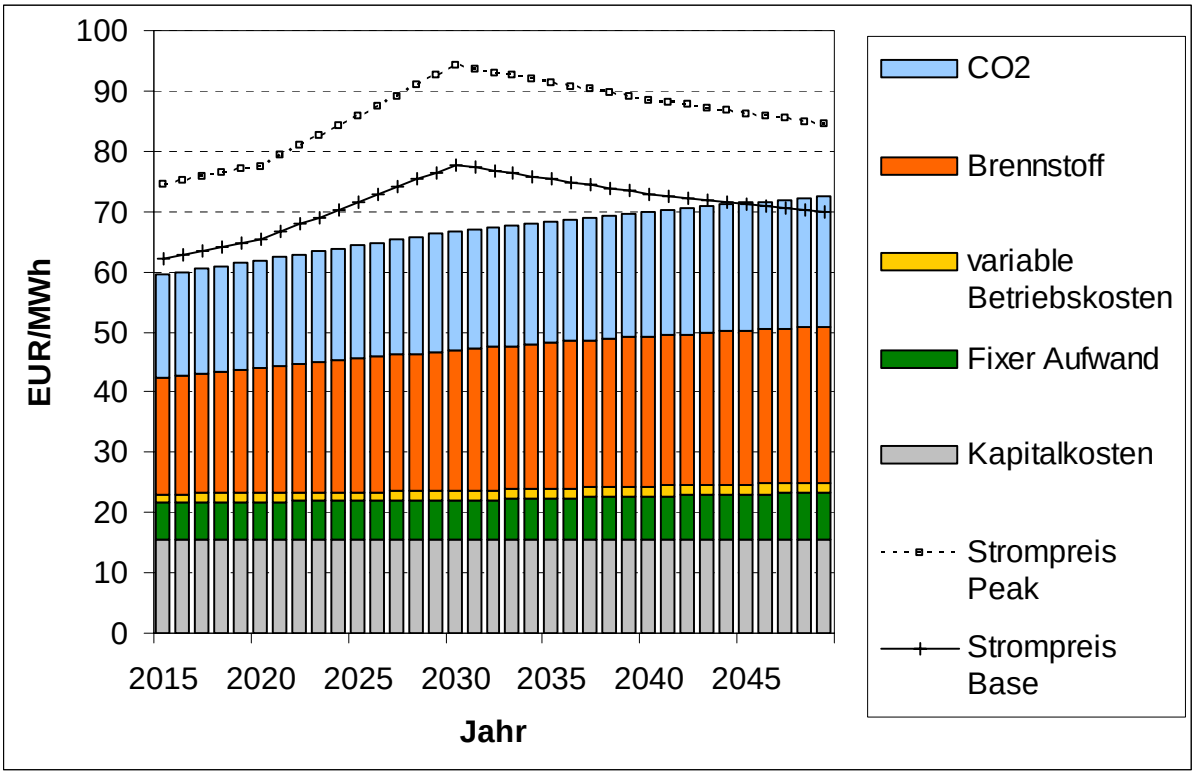


Abbildung 43: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 2, Referenzszenario

6.4.4 Risiken

Preisrisiko

Für die Preisrisiken gelten dieselben Aussagen wie für Variante 1. Da die sehr knappe Wirtschaftlichkeit nur wenig Spielraum nach unten lässt, führen höhere Zertifikate-Preise sehr schnell zu einem nicht mehr wirtschaftlichen Betrieb.

Natürlich lässt sich auch der kleine Kohleblock grundsätzlich mit einer CO_2-Abscheidungsanlage nachrüsten, sobald diese großtechnisch verfügbar sind.

Terminrisiko

Bei der Anlage handelt sich um eine nicht mehr marktgängige Leistungsklasse, die in Europa weniger nachgefragt wird und bei der keine Konvoi-Bauweise mehr unterstellt werden kann. Die Terminsituation muss daher trotz der kleineren Leistung kritischer bewertet werden.

Bei einem zeitnah beginnenden Genehmigungsprozess und frühzeitiger Lieferabsicherung kritischer Anlagenkomponenten scheint aus unserer Sicht aber eine Inbetriebnahme im Jahr 2015 möglich zu sein. Das Risiko bei der Anbindungstrasse besteht im Gegensatz zum 800-MW-block nicht, da in diesem Fall nur die bestehende 220-kV-Trasse erneuert werden muss.

Versorgungssicherheit

Hier gelten dieselben Aussagen wie für den großen Kohleblock, eine ernsthafte Einschränkung der Brennstoffversorgung wird nicht erwartet.

Technische Risiken

Bei dieser Variante handelt es sich ebenfalls um ein vielfach eingesetztes und bewährtes Konzept mit unkritischen Komponenten und Protzessparametern, das keine außergewöhnlichen Risiken aufweist.

Genehmigungsrisko

Auch für diese Variante werden keine genehmigungsrechtlichen Schwierigkeiten erwartet. Da sich die Leistung an dem vorhandenen Block orientiert, dürfte die Akzeptanz für eine „Ersatzanlage“ deutlich höher sein.

6.5 Variante 3: 400 MW GuD-Heizkraftwerk

Als weitere Konzeptvariante wird ein 400 MW Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) als mögliche Erzeugungsvariante für Kiel untersucht. Solche Kraftwerke haben sich in den letzten Jahren als Standardblock am Markt etabliert und sind im Jahr 2007 zum Beispiel in Hamm-Uentrop (Betreiber Trianel), Herdecke (Mark-E/Statkraft) oder Hürth (Doppelblock, Statkraft) in Betrieb gegangen.

6.5.1 Technisches Konzept

Das technische Konzept des 400-MW Blockes entspricht dem vergleichbarer Kraftwerksneubauten. Einer Gasturbine mit 260 MW_{el} ist ein Abhitzekessel nachgeschaltet, der Dampf mit etwa 560°C und 130 bar erzeugt. Dieser wird in einem zweistufigen Turbinenprozess entspannt mit einer elektrischen Nettoleistung von weiteren 140 MW Leistung.

Anlagen dieser Konzeption erreichen einen Wirkungsgrad von 58%, der auch hier angesetzt wurde. Wegen des hohen elektrischen Wirkungsgrades ist die Wärmeauskopplung begrenzt und deutlich kleiner als bei einem vergleichbaren Kohleblock. Bei einer maximalen Wärmeauskopplung von 270 MW lässt sich ein Brennstoffnutzungsgrad von bis zu 90% erreichen.

Die Feuerungswärmeleistung liegt bei 690 MW, dies entspricht etwa 70.000 m³ Erdgas pro Stunde.

Dieser Block kann auf dem Erweiterungsgelände nördlich des bestehenden Kraftwerkes errichtet werden, wobei hier keine zusätzlichen Flächen erworben werden müssten. Wegen des geringeren Flächenbedarfes von etwa 6 Hektar wird eine Umlegung des dort vorhandenen Umspannwerkes voraussichtlich nicht erforderlich sein.

Die Gasversorgung kann über die bestehe Infrastruktur nicht erfolgen, so dass eine neue Anbindung an die von Dänemark nach Niedersachsen verlaufende Deudan (Deutsch-Dänische Anbindungsleitung) nötig sein wird.

Eine Kapazitätsanfrage bei der Betreibergesellschaft BEB weist ab dem Gaswirtschaftsjahr 2012/2013 freie Kapazitäten ab dem Einspeisepunkt Ellund an der deutsch-dänischen Grenze in Höhe von 63.000 m³/h aus [47]. Zusammen mit frei werdenden Kapazitäten im Kieler Stadtnetz durch die Umstellung von Gas auf Fernwärme sowie den Rückbau des Heizkraftwerkes Humboldtstrasse (siehe Abschnitt 5.2) sind voraussichtlich ab 2015 genügend Transportkapazitäten für einen GuD-Block verfügbar.

Diese veröffentlichten Angaben stellen eine Indikation der freien Kapazitäten dar, begründen aber keinen Anspruch auf eine Verfügbarkeit zum Zeitpunkt der Kapazitätsanfrage. Im Falle einer konkreten Vorplanung für ein Erdgaskraftwerk muss die Versorgungssituation auf der Transportseite frühzeitig geklärt werden.

Die elektrotechnische Anbindung kann wie bei der bestehenden Anlage über die bestehende und zu ertüchtigende 220-kV-Trasse erfolgen sowie in das Kieler 110-kV-Netz.

Die technischen Eckdaten für die Kraftwerksbewertung sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt:

Parameter	**Wert**
Nettoleistung elektrisch	400 MW
maximale Fernwärmeleistung	270 MW
Feuerungswärmeleistung	690 MW
Brennstoff	Erdgas
Einspeisungsebene	220/110 kV
Dampfparameter	~560°C 130 bar
maximale Volllaststundenzahl	7500 h/a
Nennwirkungsgrad bei 10°C Außentemperatur	58 %
Stromverlustkennziffer	je nach Lastfall, im Mittel etwa 0,21
Betriebsweise	Grundlast/Mittellastfahrweise

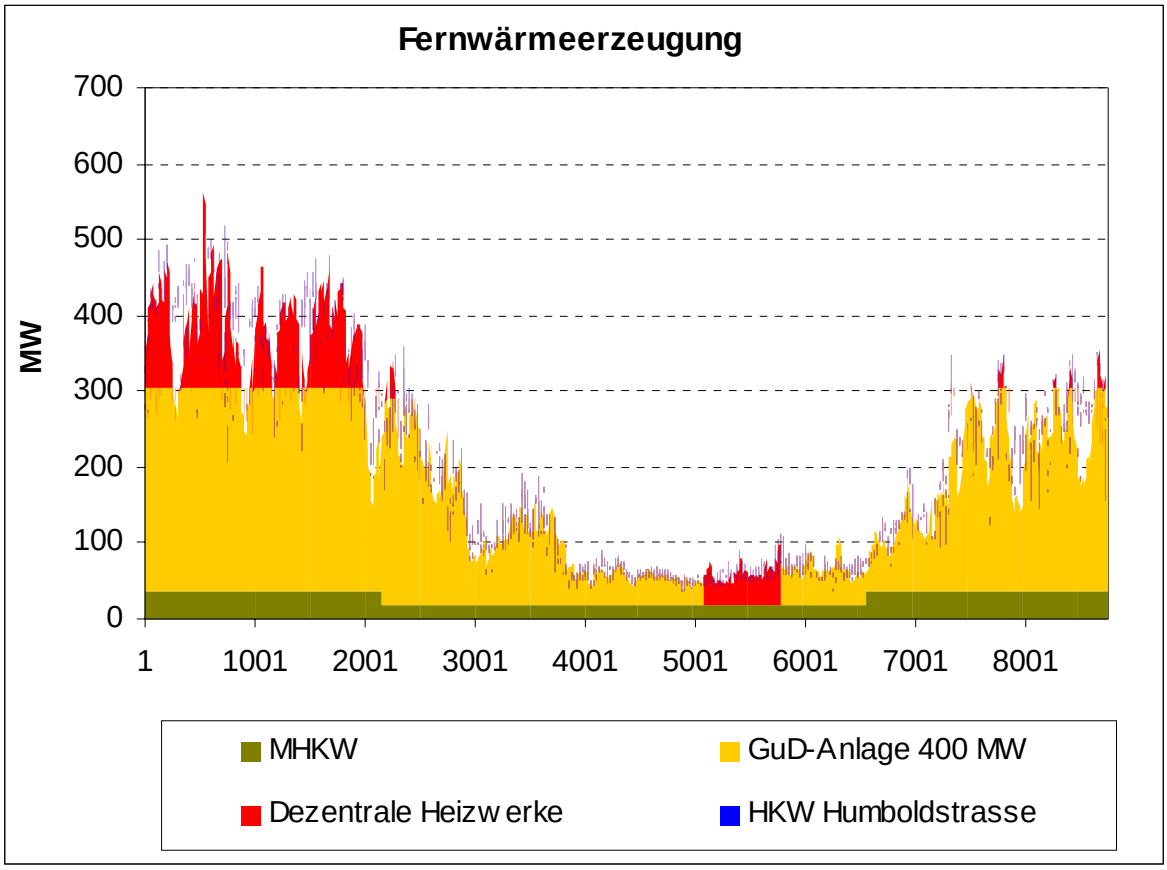
Tabelle 14: Technische Eckdaten Variante 3

6.5.2 Energiebilanzen

In den folgenden Abbildungen sind beispielhaft Wärmeerzeugung und Stromerzeugung für das Jahr 2030 dargestellt. Aufgrund der niedrigeren Wärmeauskopplung kann die Netzwärmelast nur noch zu etwa 75% aus dem GuD-Kraftwerk gedeckt werden, weitere 12% werden aus der MVA ausgekoppelt.

Die Stromerzeugung richtet sich nach der Preisentwicklung von Erdgasbezugskosten und Strompreisen, in Zeiten niedriger Strompreise und hoher Gaspreise (vor allem in den Übergangsjahreszeiten) fährt die Anlage verstärkt im Teillastbetrieb. Dementsprechend reduziert sich die Stromerzeugung im Zeitverlauf, die Volllaststunden gehen von 6800 h/a auf 6000 h/a zurück.

Analog entwickeln sich auch Nutzungsgrade und Brennstoffbedarf. Im Jahr 2030 liegt der mittlere elektrische Nutzungsgrad bei 53,2%, der Brennstoffnutzungsgrad bei 77,8%. Der Brennstoffbedarf liegt bei 5.120 GWh.



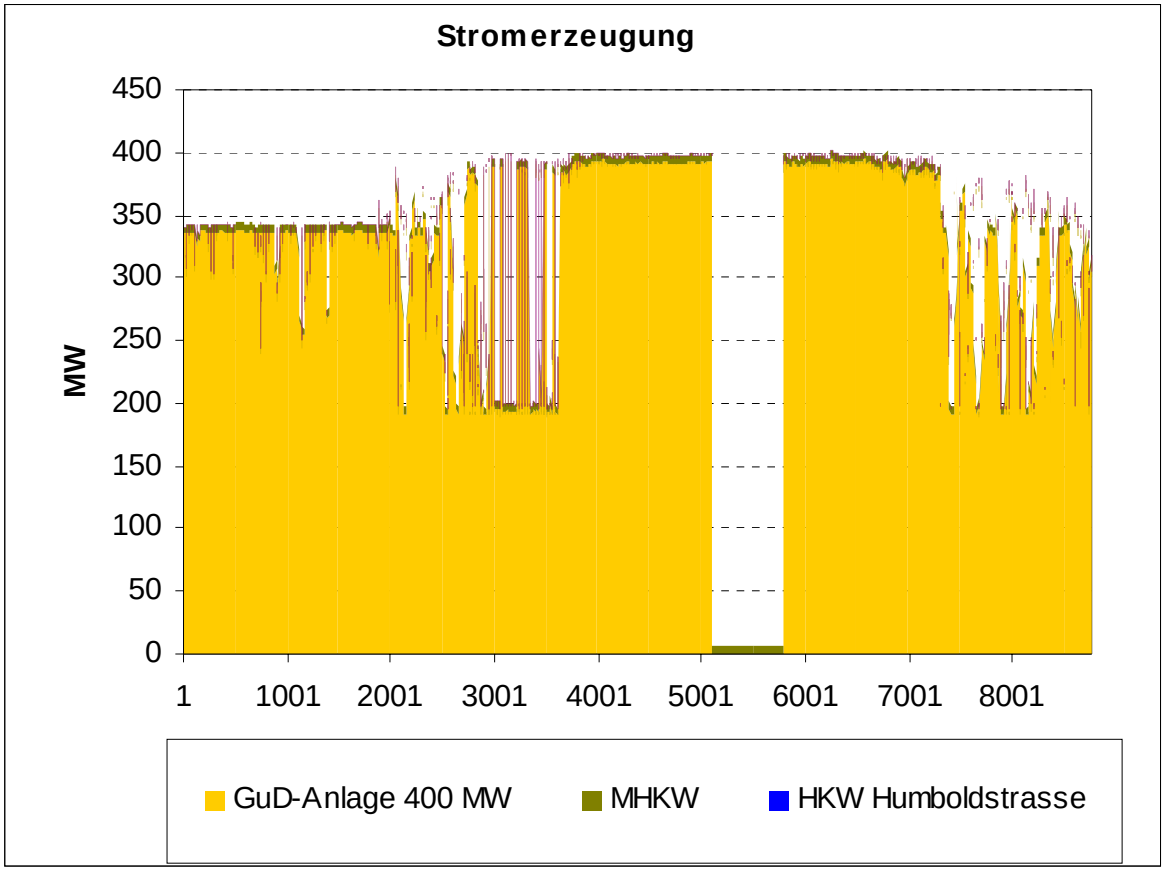


Abbildung 44: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 3 im Jahr 2030

6.5.3 Wirtschaftlichkeit

Die wesentlichen Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Parameter	**Wert**
Investitionskosten Kraftwerk inkl. Bauzeitzinsen	330,4 Mio. EUR
Zusatzinvestitionen (Fernwärmeauskopplung, Zusatzheizwerke, Gasanbindung Deudan)	52,8 Mio. EUR
Gesamtinvestition spezifisch	958 EUR/kW
Nutzungsdauer	35 a
Abschreibungsdauer	35 a
variable Erzeugungskosten	0,8 EUR/ MWh_{el}
Personalbedarf	25 Personen zu 75 t€
Instandhaltungssatz	2,0% der Investitionskosten
Versicherungskostensatz	0,5% der Investitionskosten
Verwaltungskosten und Overhead	0,7 Mio. EUR/a
Eskalationsfaktor Sonstige Kosten	0,5%/a real
Eskalationsfaktor Personalkosten	1%/a real
Sonstige Erlöse u.a. Regelenergiebereitstellung und vermiedene Netzentgelte durch Einspeisung in das 110-kV-Netz	~ 1,6 Mio. EUR/a

Tabelle 15: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 3

Die Annahmen zu den Investitionskosten basieren auf den Realisierungskosten der letzten in Betrieb gegangenen Kraftwerke, die bei spezifischen Investitionskosten von etwa 600 EUR/kW lagen [42]. Aufgrund der Preissteigerung im Anlagenbau lassen sich zukünftige GuD-Kraftwerke nicht mehr auf dieser Kostenbasis realisieren. Wir rechnen mit einer Kostensteigerung von etwa 30% im Vergleich zu einer Bestellung im Jahr 2005 auf spezifisch gut 800 EUR/kW. Zusammen mit der Erdgasanbindung, die mit 25 Mio. EUR bewertet wird und den anderen Zusatzmaßnahmen liegt die Gesamtinvestition bei 383 Mio. EUR.

Die Instandhaltungskosten fallen aufgrund des wartungsintensiven Gasturbinenteils etwas höher aus als bei den Kohleblöcken, dafür liegen die variablen Kosten wegen der wegfallenden Ascheentsorgung niedriger.

Für das Betriebspersonal wird wie in vergleichbaren Kraftwerken ein Bestand von 25 Personen unterstellt [48].

Da die Nutzungsdauer mit 35 Jahren niedriger ist als in den Varianten 1 und 2, wird eine Re-Investition zu diesem Zeitpunkt in Höhe von 60% unterstellt, am Ende des Betrachtungshorizontes wird aber auch ein entsprechender Restwert berücksichtigt.

Die resultierende Cahs-Flow-Entwicklung ist in der nächsten Abbildung dargestellt.

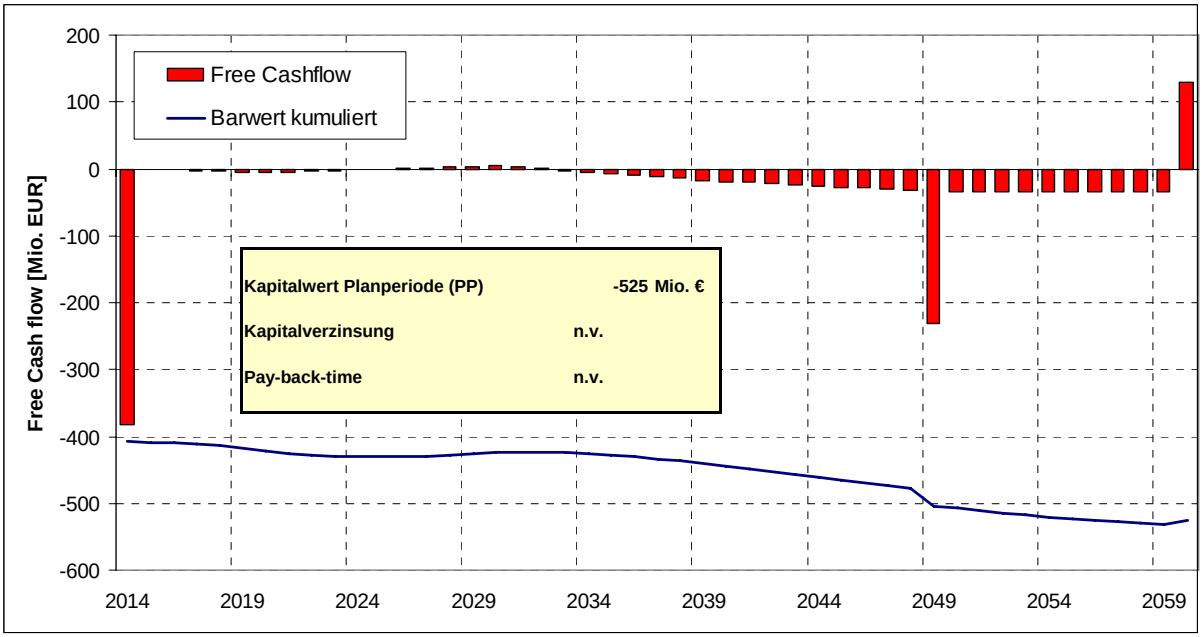


Abbildung 45: Cash-Flow Entwicklung Variante 3, Referenzszenario

Aufgrund der Spreizung zwischen Gasbezugskosten und Strompreisen und der Bewertung der Erzeugten Wärme in Höhe der Stromeinbussen werden über den gesamten Betrachtungszeitraum keine wesentlichen Deckungsbeiträge erwirtschaftet. Während in den ersten Jahren noch ein weitgehend ausgeglichenes operatives Ergebnis (ohne Kapitaldienst) erwirtschaftet wird, wird ab 2035 der Deckungsbeitrag sogar negativ.

Das heißt, dass die Anlage unter den angenommenen Randbedingungen weder eine Verzinsung erwirtschaftet noch einen Wertbeitrag liefert.

Ursache ist der bereits erwähnte sog. Clean Spark Spread, der unter Berücksichtigung des Umwandlungswirkungsgrades die Differenz zwischen Brennstoffpreis, CO_2-Preis und erzielbaren Stromerlösen angibt, also den Rohertrag aus der Brennstoffverstromung. Diese Differenz liegt bis 2030 nur bei 4-8 EUR/MWh und reicht nicht aus die Fixkosten (Personal, Instandhaltung), variable Kosten und Kapitaldienst zu decken, die zusammen etwa 15 EUR/MWh ausmachen. Der vergleichbare Kohle-Spread „Clean Dark Spread“ ist ebenfalls in der folgenden Grafik dargestellt. Er liegt bei 25-35 EUR/MWh und ermöglicht einen wirtschaftlichen Betrieb.

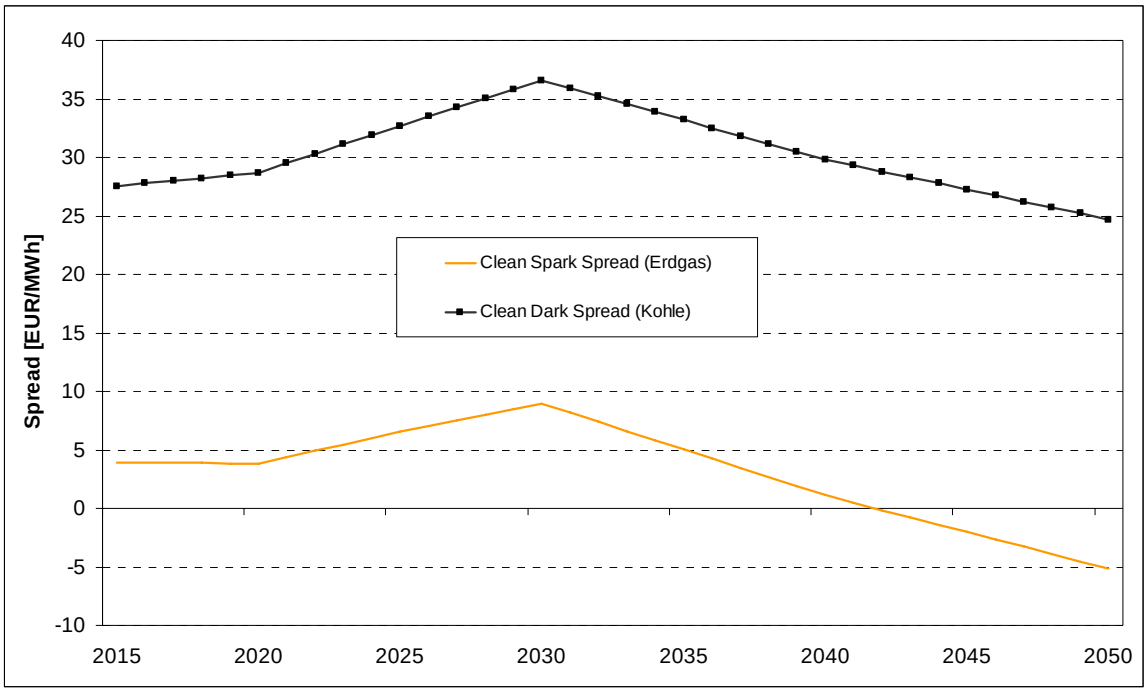


Abbildung 46: Rohertrag Kohle- (mit η=46%) und Gasverstromung (η=58%)

Dieses Ergebnis spiegelt sich auch in der Darstellung der Stromgestehungskosten wider. Diese liegen immer über dem Basepreis und meistens sogar über den Peakpreisen für Strom.

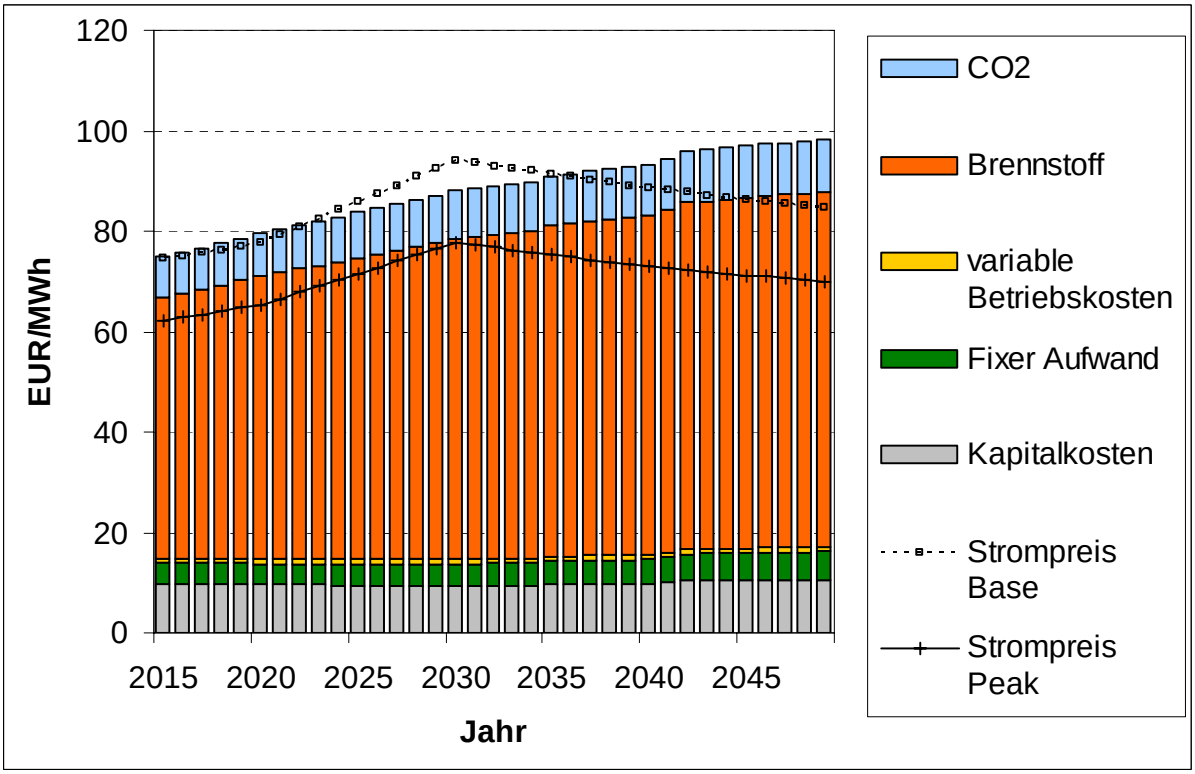


Abbildung 47: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 3, Referenzszenario

6.5.4 Risiken

Preisrisiko

Die Preisrisiken einer Grundlaststromerzeugung, so wie sie in Kiel wegen der Wärmebedarfsanforderungen nötig ist, sind aus heutiger Sicht erheblich. Die starke Volatilität der immer noch an Erdölpreise gebundenen Gaspreise ist ungebrochen. Da es im Gegensatz zu früheren Jahren kaum mehr möglich ist, auskömmliche Gasbezugskonditionen für 10 oder mehr Jahre für Kraftwerksstandorte vertraglich fest zu sichern, verbleibt ein erhebliches Risiko. Hinzu kommen Preisrisiken aus dem EU-Emissionshandelssystem, die allerdings die gasbasierte Erzeugung nicht in dem Maße betreffen wie Kohleanlagen.

Terminrisiko

Bei der Anlage handelt sich um eine Standard-Leistungsklasse, die zwar derzeit in Deutschland weniger nachgefragt, in Europa aber marktgängig ist. Angesichts der kurzen Bauzeit einer GuD-Anlage sehen wir kein Termin- und Realisierungsrisiko.

Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit im Lichte der Ressourcenverteilung ist in Abschnitt 2.6 ausführlich bewertet worden. Angesichts der momentanen Ressourcenverfügbarkeit, des technischen Fortschrittes bei der Erschließung neuer Vorkommen und neuer Transportwege (LNG) ist eine grundsätzliche physikalische Einschränkung der Versorgung nicht zu erwarten, sofern die Transportkapazitäten zum Standort in Kiel auf der Hochdruckseite gesichert sind.

Regionale Knappheiten und intransparente Märkte können sich allerdings auf der Preisseite niederschlagen, womit die Versorgungssicherheit beim Erdgas eher unter dem Aspekt eines Preisrisikos zu bewerten ist [49].

Technische Risiken

Bei dem Konzept handelt es sich ebenfalls um ein vielfach eingesetztes und bewährtes Konzept mit unkritischen Komponenten und Protzessparametern, das keine außergewöhnlichen Risiken aufweist.

Genehmigungsrisko

Für diese Variante werden keine genehmigungsrechtlichen Schwierigkeiten erwartet.

6.6 Variante 4: 360 MW-Steinkohle Heizkraftwerk + 400 MW-GuD-Heizkraftwerk

Variante 4 kombiniert die Ansätze aus den Varianten 2 und 3 zu einem Kombiblock mit Kohle- und Gasteil.

6.6.1 Technisches Konzept

Die Technischen Spezifikationen entsprechen denen des in den vorigen Abschnitten vorgestellten GuD-Kraftwerkes sowie dem kleinen Steinkohleblock (Variante 2).

Beide werden an einem Standort in einem Kombikraftwerk realisiert, wobei beide Blöcke autark zu betreiben sind. Gemeinsame Anlagenteile wie Leitwarte, Rückkühlbauwerke, Verwaltungsbereiche, Wasseraufbereitung werden soweit wie möglich genutzt um Synergien zu heben.

Dieser Doppelblock wird auf dem nördlichen Erweiterungsgelände etwa die Fläche benötigen, die auch für Variante 1 veranschlagt wird.

Die elektrotechnische Anbindung muss leistungsbedingt über eine neue 380-kV-Trasse erfolgen, parallel dazu soll eine Einspeisung in das Kieler 110-kV-Netz erfolgen (z.B. aus dem Dampfteil des GuD-Kraftwerkes).

Die Fernwärmeauskopplung wird so ausgelegt, dass sie alternativ aus einem der beiden Blöcke erfolgen kann oder bei hoher Wärmelast auch aus beiden gleichzeitig, was thermodynamisch am sinnvollsten ist.

Dieses Konzept bietet eine gewisse Flexibilität, so erlaubt es in gewissen Grenzen eine strommarktorientierte Betriebsweise, da die Fernwärmeversorgung bereits durch einen der beiden Blöcke gesichert wird. Darüber hinaus kann in Revisionszeiten oder während längerer Ausfälle in einem Block die Wärme immer in KWK-Betriebsweise in dem anderen Block bereitgestellt werden.

Die technischen Eckdaten für die Kraftwerksbewertung entsprechen denen der beiden bereits dokumentierten Einzelkraftwerke.

6.6.2 Energiebilanzen

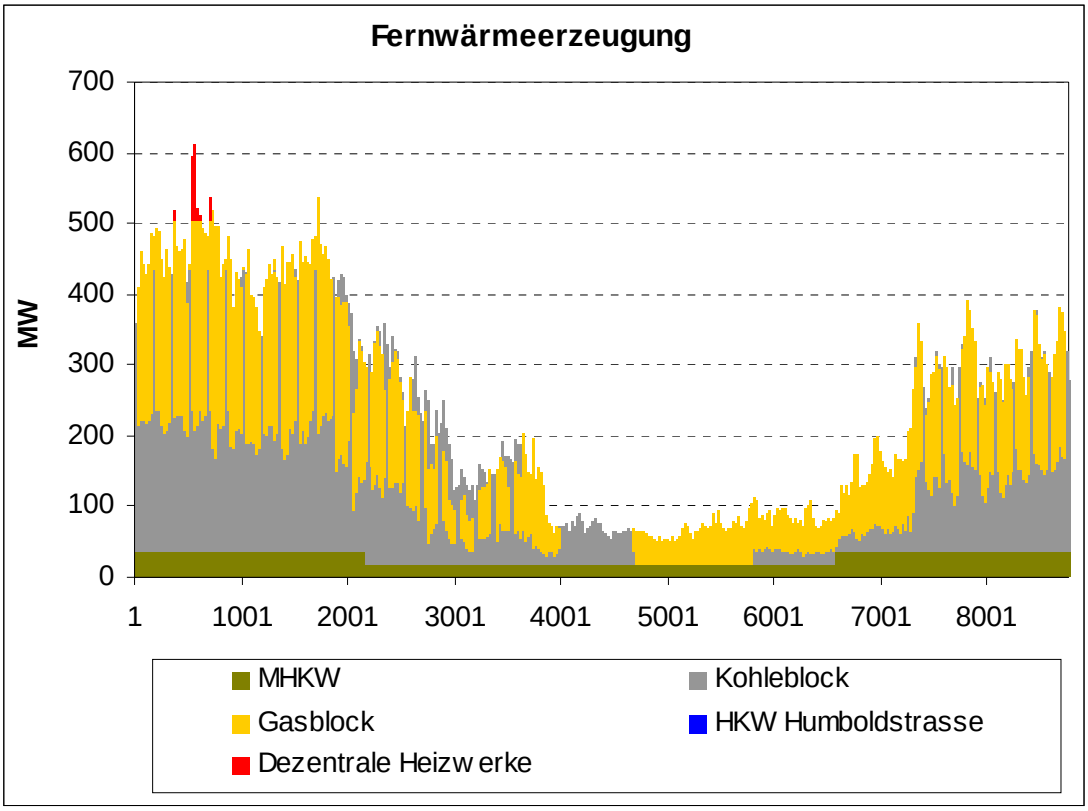
In den folgenden Abbildungen sind beispielhaft Wärmeerzeugung und Stromerzeugung für das Jahr 2030 dargestellt. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit kann die nach Einspeisung der MVA verbleibende Netzwärmelast fast vollständig dem HKW gedeckt werden.

Die Fahrweise des Gasblockes richtet sich nach der Preisentwicklung von Erdgasbezugskosten und Strompreisen, in Off-Peak-Zeiten fährt die Anlage verstärkt im Teillastbetrieb mit 5000-6000 Volllaststunden. Der Kohleblock wird in der Grundlast gefahren mit 7.000 Volllaststunden.

Im Jahr 2030 ergibt sich ein Nutzungsgrad von 41,6% für den Kohleblock (dieser koppelt die meiste Wärme aus und hat daher einen höheren Stromverlust) und 56,6% für den Gasblock.

Mit weiter steigenden Erdgaspreisen verschiebt sich die Erzeugung des Gasblocks aus wirtschaftlichen Gründen zunehmend vom Grundlast- in den Mittellastbereich.

Der Brennstoffnutzungsgrad Strom und Wärme der Gesamtanlage liegt bei 61,8% im Jahr 2030. Der Brennstoffbedarf liegt bei 6.120 GWh Kohle und 4.430 GWh Gas.



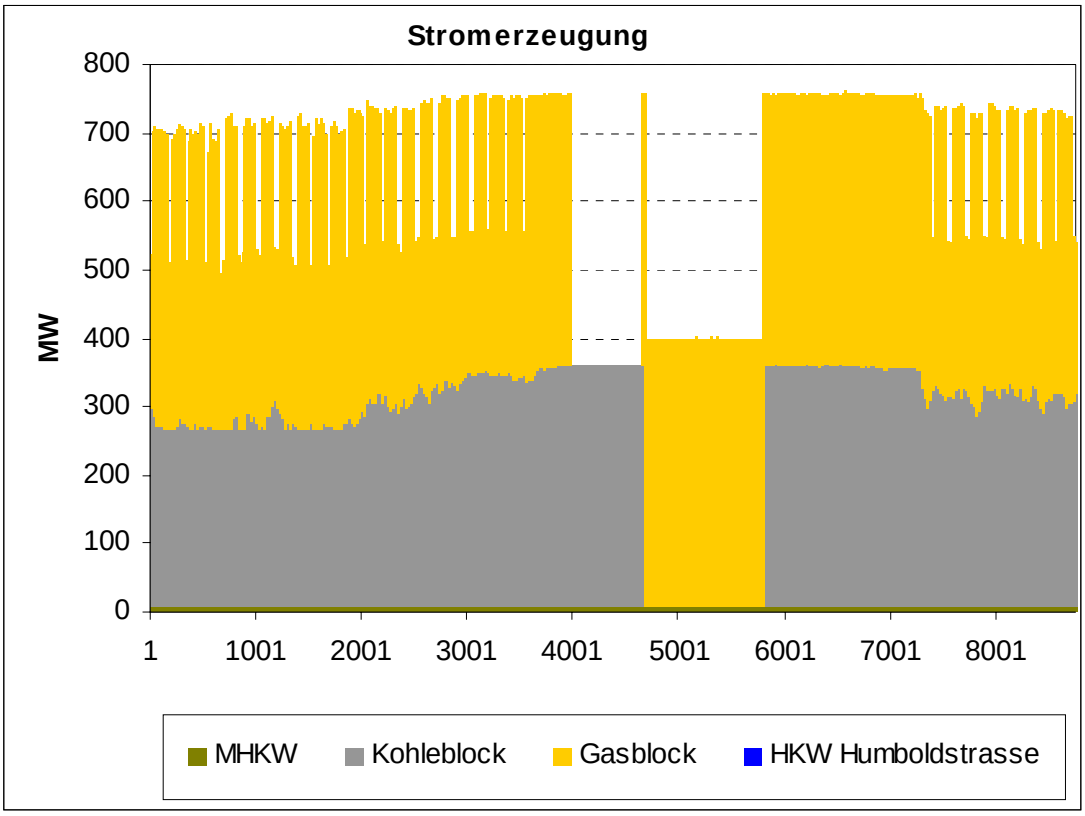


Abbildung 48: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 3 im Jahr 2030

6.6.3 Wirtschaftlichkeit

Die wesentlichen Parameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Parameter	**Wert**
Investitionskosten Kraftwerk inkl. Bauzeitzinsen	882,8 Mio. EUR
Zusatzinvestitionen (Fernwärmeauskopplung, Zusatzheizwerke,)	82,8 Mio. EUR
Gesamtinvestition spezifisch	1270 EUR/kW
Nutzungsdauer	35 a (Gasblock) 45 Jahre (Kohleblock)
Abschreibungsdauer	35 a
variable Erzeugungskosten (Ascheentsorgung, Hilfsstoffe)	0,8/1,6 EUR/ MWh_{el}
Personalbedarf	70 Personen zu 75 t€
Instandhaltungssatz	2,0% der Investitionskosten
Versicherungskostensatz	0,5% der Investitionskosten
Verwaltungskosten und Overhead	2 Mio. EUR/a
Eskalationsfaktor Sonstige Kosten	0,5%/a real
Eskalationsfaktor Personalkosten	1%/a real
Sonstige Erlöse u.a. Regelenergiebereitstellung und vermiedene Netzentgelte durch Einspeisung in das 110-kV-Netz	~ 3,4 Mio. EUR/a

Tabelle 16: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 4

Bei den Annahmen zu den Investitionskosten wurde ein Synergieeffekt von 40 Mio. EUR unterstellt im Vergleich zur einfachen Addition der beiden Einzelkonzepte, der im wesentlichen auf den gemeinsam genutzten Komponenten Leitwarte, Wasseraufbereitung und Einleitbauwerk zur Durchlaufkühlung mit Fördewasser beruht.

Die resultierende Cash-Flow-Entwicklung ist zusammen mit den Kennzahlen in der nächsten Abbildung dargestellt.

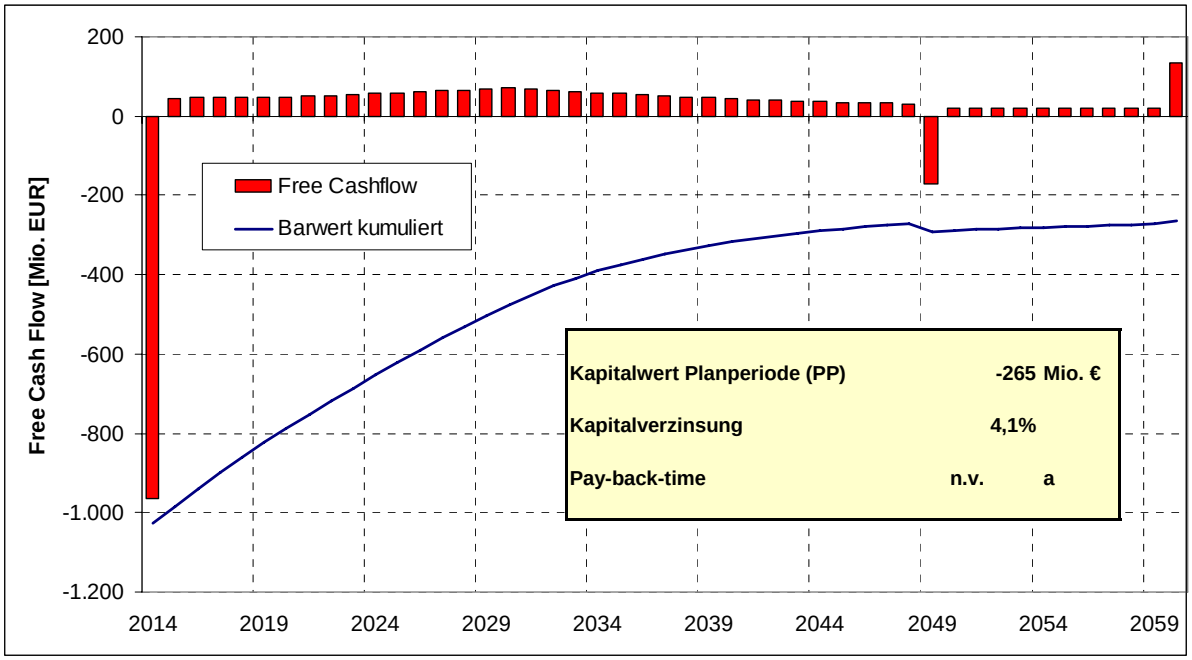


Abbildung 49: Cash-Flow Entwicklung Variante 4, Referenzszenario

Wirtschaftlich betrachtet, liegt dies Variante zwischen den Einzelvarianten 2 und 3. Zwar werden stabile Deckungsbeiträge erzielt, diese reichen aber zur Refinanzierung nicht aus. Die etwas höhere Brennstoff-Flexibilität des Doppelblockes reicht nicht aus, um die hohen spezifischen Kosten zu kompensieren.

Eine Kapitalverzinsung von 4,1% ist nicht ausreichend für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Die Stromgestehungskosten liegen zwischen 66 EUR/MWh und 80 EUR/MWh und damit über den Marktpreisen für Grundlaststrom.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass durch die Kombination zweier Konzepte, die einzeln nur sehr knapp bzw. überhaupt nicht wirtschaftlich sind, kein Vorteil erzielt werden kann.

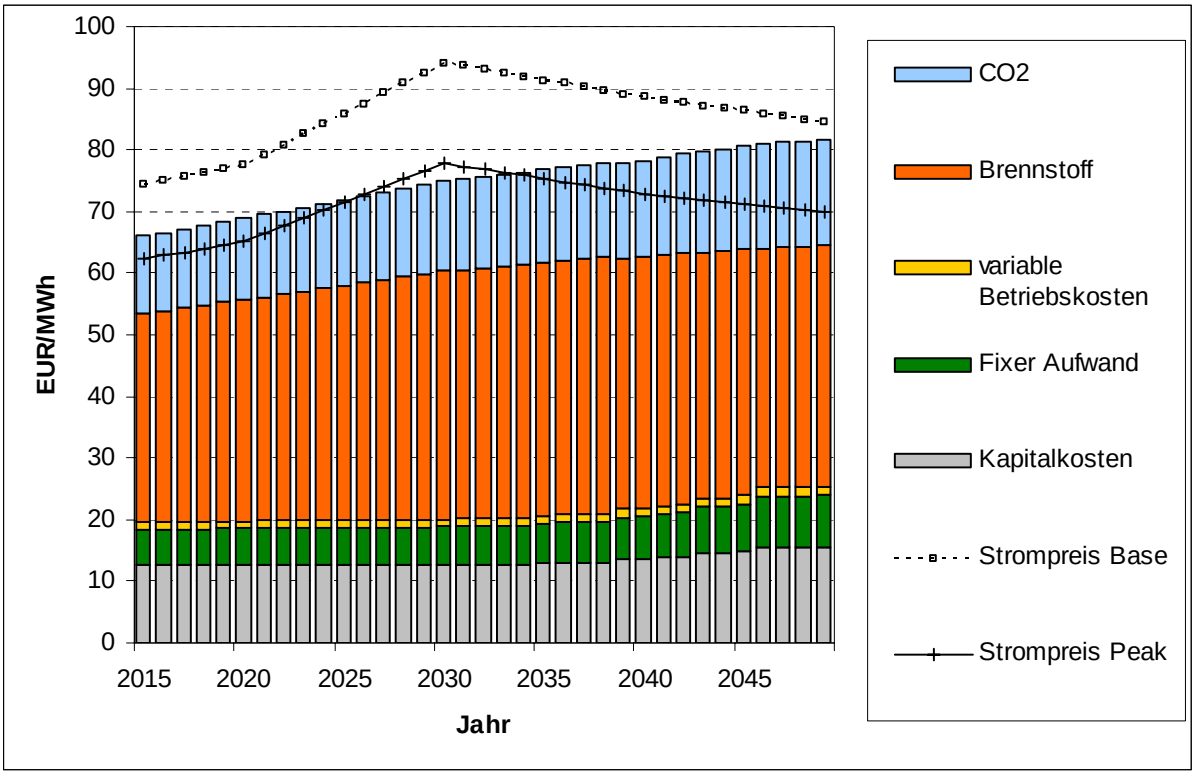


Abbildung 50: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 3, Referenzszenario

6.6.4 Risiken

Preisrisiko

Diese Variante kombiniert auch auf der Risikoseite Aspekte beider Einzelkonzepte. Neben den Risiken aus der Gasbeschaffung kommen die kohlespezifischen Risiken bei den CO2-Preisen hinzu. Diese Risiken können in einem gewissen Rahmen durch die Doppelblockphilosophie aufgefangen werden, in dem im Extremfall (entweder bei einem sehr hohen Gaspreis oder bei einem hohen CO_2-Preis) ein Block der keinen Deckungsbeitrag liefert, vom Netz genommen wird. Dies wird allerdings durch die vergleichsweise hohen Investitionskosten erkauft.

Terminrisiko

Angesichts der kurzen Bauzeit einer GuD-Anlage sehen wir kein Terminrisiko für die GuD Anlage. Der Kohleblock kann bei Lieferengpässen auch mit einem zeitlichen Verzug fertig gestellt werden, da die Wärmeversorgung auch aus dem GuD-Teil erfolgen kann.

Versorgungssicherheit

Hinsichtlich der Versorgungssicherheit gelten die Aussagen zu den beiden Einzelvarianten.

Technische Risiken

Bei dem Konzept handelt es sich ebenfalls um ein vielfach eingesetztes und bewährtes Konzept mit unkritischen Komponenten und Protzessparametern, das keine außergewöhnlichen Risiken aufweist. Die Kopplung der beiden Blöcke in den oben genanten Bereichen erfordert ein etwas aufwändigeres Engineering, das aber nicht zu Problemen führen dürfte.

Genehmigungsrisko

Für diese Variante werden keine größeren genehmigungsrechtlichen Schwierigkeiten erwartet als im Einzelfall.

6.7 Variante 5: 350 MW-Mehrbrennstoff Heizkraftwerk

Diese Variante basiert auf der Philosophie, ein an den Wärmebedarf der Stadt Kiel angepasstes Kraftwerk mit Brennstoffflexibilität und Einbindung erneuerbarer Energieträger zu bauen.

Dies wird untersucht anhand eines Mehrbrennstoffkraftwerkes, das aus einem kombinierten Kohle/Biomasseblock mit 280 MW elektrischer Nettoleistung und einer vorgeschalteten Gasturbine mit etwa 70 MW_{el} besteht. Kraftwerke dieser Art sind bisher in Deutschland nicht in dieser Größenordnung eingesetzt worden, es gibt allerdings vergleichbare Konzepte im europäischen Ausland, vor allem in Dänememark (z.B. in Kopenhagen/Avedøre, Studstrup oder Mabjerg). Außerhalb Dänemarks gibt es nur wenige einzelne große Strohfeuerungen mit Leistungen im MW-Bereich in Österreich, Großbritannien oder in Spanien [50].

Neben dem Heizkraftwerk ist auch noch ein Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung vorgesehen, hier wurde ein Ausbauziel von 10 MW_{el} angesetzt (vgl. Abschnitt 5.4).

6.7.1 Technisches Konzept

Heizkraftwerk

Kern des Kraftwerkes ist ein Kohleblock ähnlich dem in Variante 2. Dieser Block wird ergänzt durch einen Biomassekessel mit einer Feuerungswärmeleistung von 80 MW, der in der Kondensatvorwärmung bzw. der Hochdruck-Speisewasservorwärmung eingebunden ist. Durch diese Einbindung lässt sich der Biomassekessel auf einem relativ niedrigen Temperaturniveau betreiben, da Wärme maximal mit 300° ausgekoppelt wird und dadurch die Anforderungen an die Biomassefeuerung nicht so hoch sind.

Die Gasturbine wird als Vorschaltgasturbine betrieben und treibt einen eigenen Generator an. Die Abgase besitzen beim Verlassen der Gasturbine eine hohe Temperatur von etwa 580°C und noch einen hohen Gehalt an Sauerstoff, so dass sie als Zuluft für den Steinkohle-

block dienen können, der seinerseits quasi als „Abhitzekessel mit Zusatzfeuerung“ arbeitet. Durch diese Einbindung kann ein hoher Wirkungsgrad erreicht werden bei hinreichender Einsatzflexibilität. So kann das Kraftwerk – bei entsprechender Leistungseinbusse - auch ohne Vorschaltgasturbine betrieben werden, in diesem Fall wird die Verbrennungsluft über eine konventionelle Luftzuführung mit Vorwärmung zugeführt. Der Biomasseteil lässt sich ebenfalls zu- und abschalten, in dem die Speisewasservorwärmung redundant auch durch Anzapfdampf erfolgt.

In Revisionszeiten des Kohleblocks kann die Fernwärmeauskopplung in gewissem Umfang auch über den Gasturbinenteil mit einem separaten Abhitzekessel erfolgen.

Der neue Block einschließlich der Kohlelagerung und einem Zwischenlager für die Biomasse wird wie die anderen Varianten nördlich des bestehenden Kraftwerkes errichtet. Als Betriebsgelände werden etwa 12 Hektar Fläche benötigt.

Die Kohleanlieferung erfolgt wie in Variante 2 auf dem Seeweg über einen neuen Anlegesteg. Eine Vertiefung der Fahrrinne in der Kieler Förde ist aufgrund der vergleichsweise kleinen Kohlemenge von etwa 540.000 t/a wirtschaftlich nicht sinnvoll, die Anlieferung kann mit kleineren Küstenfrachtern erfolgen.

Im Nennbetrieb mit zugeschalteter Gasturbine wird ein maximaler elektrischer Nettowirkungsgrad von 48% erreicht, ohne Gasturbine liegt der Wirkungsgrad bei 44%. Die realen Nutzungsgrade sind allerdings deutlich niedriger wegen der vergleichsweise hohen Stromeinbusse durch die hohe relative Wärmeauskopplung.

Eine große Herausforderung für die Umsetzung ist die Bereitstellung der Biomasse. Bei der Abschätzung der vorhandenen Biomassepotenzial in der KERN-Region (rund 35 km um Kiel) wurde auf eine aktuelle Biomasse-Studie im Rahmen der Projektes „Bioregio“ zurückgegriffen [51]. Die Region um Kiel wurde in diesem Verbundprojekt als eine von 6 Modellregionen detailliert untersucht. Die ermittelten Potenziale sind in folgender Tabelle zusammengefasst

	Potenzial [TJ/a]	Potenzial [GWh/a]
vorhandene Potenziale		
Biogas (Abfälle)	755	210
Alt- und Restholz	121	34
Knick (Hecken)	132	37
Waldrestholz und Schwachholz	243	67
Reststroh	2486	690
Potenziale aus Anbau		
Biogas	755	210
Holz aus Kurzumtriebsplantagen	121	34

Tabelle 17: Biomassepotenziale in der KERN-Region. Quelle: Projekt Bioregio, [52]

Da Schleswig-Holstein nur relative wenig Waldbestand hat, kommt das weitaus größte Potenzial an fester Biomasse aus dem Reststroh (ohne Berücksichtigung von extra für die energetische Nutzung angebautem Plantagenholz/Kurzumtrieb). Die ausgewiesenen 690 MWh Brennstoff entsprechen 174.000 t Stroh und bei einem Massenertrag von 6 t pro Hektar und Jahr und einem Heizwert von 14,3 MJ/kg sowie einer Getreideanbaufläche von 29.000 Ha bzw. 290 km² [53].

Stroh fällt im Ackerbau als Nebenprodukt an, das zum Teil als Einstreu für die Tierhaltung oder im Garten- und Landschaftsbau Verwendung findet. Es werden jedoch auch große Mengen Stroh, die in der Landwirtschaft nicht direkt benötigt werden, als Dünger untergepflügt. Dieses Potenzial lässt sich auch energetisch nutzen.

Um diese Potenzial zu nutzen, bedarf es einer aufwändigen Brennstofflogistik. Da Stroh im Gegensatz zu Waldholz und Restholz nur einmal im Jahr im August während der Getreideernte anfällt, muss es ganzjährig gelagert werden. Aufgrund des Flächenbedarfes und der Reduzierung der Brandlast ist eine Lagerung nur dezentral bei den Erzeugern möglich. Da ein Antransport mit LKW zu einer erheblichen Lärm- und Verkehrsbelästigung im Umfeld des Kraftwerkes führen würde (bei 10 t Beladung pro LKW wären 17.000 Fahrten bzw. etwa 4 Fahrten pro Stunde ohne Wochenend- und Nachtbetrieb erforderlich), müsste die Anlieferung möglichst per Bahn erfolgen, auch wenn dies teurer ist [54]. Dazu sind neben einem Ausbau der Verladeeinrichtungen am GKK die Einrichtung von 2-3 Zwischenlagern mit Gleisanschluss im Kieler Umland (z.B. Nord, Süd, West) notwendig. Hier kann ein Mehrtagesvorrat an Stroh von den Landwirten nach einem rotierenden Schema angeliefert und zwischengelagert werden. Mit Verladekränen können dann die Strohballen auf Güterwagen um-

geladen werden, wobei bei einer Ladekapazität von 80 m³ pro Waggon und 10 Waggons pro Zug 120 t Stroh transportiert werden können. Um den Tagesbedarf im Kraftwerk zu decken, sind 4 Bahntransporte dieser Größenordnung pro Tag notwendig.

Im Kraftwerk ist ein brandschutztechnisch ausgerüstetes und automatisiertes Mehrtageslager vorzusehen, das etwa 5.000 m² Fläche beanspruchen wird.

Der Biomassekessel kann als automatisch beschickter Zigarrenbrenner oder auch als Rostfeuerung ausgeführt werden. Über Förderbänder und Einschubvorrichtung werden dabei bei einem Zigarrenbrenner ganze Quaderballen kontinuierlich in die Brennkammer eingeschoben und verbrannt. Bei einer Rostfeuerung werden die Ballen aufgetrennt und in den Feuerungsraum eingebracht bzw. eingeworfen (Stoker-Feuerung). Vergleichbare Anlagen für beide Konzepte sind in Dänemark seit Jahren im Einsatz und erprobt [55].

In Stroh und anderen Halmgütern sind insbesondere die Gehalte an Schwefel, Stickstoff, Chlor und Asche deutlich höher als in Holzbrennstoffen. Aufgrund des hohen Chlorgehaltes und niedrigen Ascheschmelzpunktes von Stroh kann es in der Feuerung zudem zu Korrosions- und Verschlackungsproblemen führen.

Um diesen Problemen zu begegnen, wird die ausgekoppelte Wärme aus dem Biomassekessel zur Speisewasservorwärmung eingesetzt, was den Vorteil hat, dass keine hohen Temperaturen und Drücke erforderlich sind. Der Wärmeaustausch kann bei max. 300°C auch mittels Thermoölkreislauf erfolgen.

Um die derzeit gültigen Emissionsbegrenzungen (Staub: 20 mg/m³, NO_x: 400 mg/m³, SO_2: 200 mg/m³) einzuhalten, sind ergänzende Abgasreinigungseinrichtungen mit filternden Abscheidern (z.B. Gewebefilter oder elektrostatische Abscheider) notwendig.

Die technischen Eckdaten des Mehrbrennstoffkraftwerkes sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt:

Parameter	Wert
Nettoleistung elektrisch	350 MW, davon 280 MW Kohle/Biomasseblock und 70 MW Vorschaltgasturbine
maximale Fernwärmeleistung	350 MW
Feuerungswärmeleistung	80 MW Biomasse, max. 560 MW Kohle, 175 MW Erdgas
Brennstoff	Kohle, Heizwert ~28 MJ/kg Erdgas Biomasse (Strohballen), ~14,3 MJ/kg
Einspeisungsebene	220 kV / 110 kV
Dampfparameter	560°C/240 bar
maximale Volllaststundenzahl	7500 h/a (Gesamtanlage, GT auch separat betreibbar)
Nennwirkungsgrad bei 10°C Außentemperatur	48,1 %
Stromverlustkennziffer	je nach Lastfall, im Mittel etwa 0,21
Betriebsweise	Grundlastfahrweise (Kohle/Biomasse) Mittel/Spitzenlast (Gasturbine)

Tabelle 18: Technische Eckdaten Variante 5

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass diese Variante technisch innovativ ist und auch ein vergleichsweise hohes Maß an Einsatzflexibilität bietet, allerdings betritt man bei der Realisierung technisches Neuland. In Deutschland gibt es weder mit der Brennstofflogistik in diesem Maßstab Erfahrungen noch im Betrieb einer solchen großen Strohfeuerungsanlage. Die Verknüpfung der Einzelkomponenten stellt ebenfalls große Herausforderung an die Anlagenplanung und die Herstellung. Um die gewünschte Flexibilität der drei Komponenten Kohle, Biomasse und Gas zu erreichen, sind aufwändige Teilanlagen, Bypasseinrichtungen und MSR-Technik notwendig.

6.7.2 Energiebilanzen

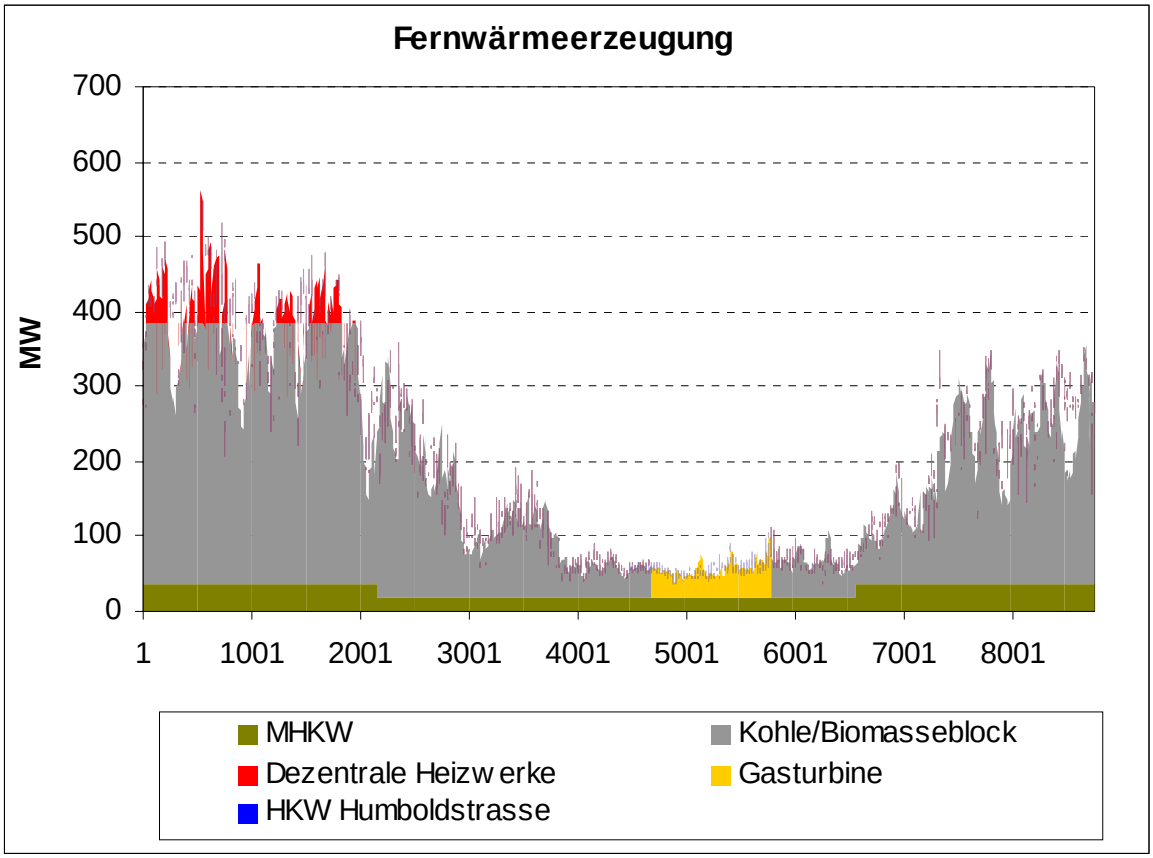
Die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzsimulation sind in den folgenden Darstellungen enthalten. Die Wärmelast wird weitgehend von dem Kohle/Biomasseblock abgedeckt, nur während der Sommerrevision wird Wärme direkt aus dem Gasturbinenteil ausgekoppelt.

Die Gasturbine wird stromgeführt gefahren, was dazu führt, dass sie nur als Spitzenlastaggregat während der Peakzeiten zum Einsatz kommt. Da die hinterlegten Strompreiskurven im Jahr 2030 keine ausgeprägte Sommer/Wintercharakteristik mehr aufweisen, sind dies vor allem Sommer- und Übergangsphasen mit niedrigeren saisonalen Gaspreisen.

Der Kohlebiomasseblock erreicht im Jahr 2030 6.600 Volllaststunden, die Gasturbine nur 2.300 h/a. Der elektrische Nutzungsgrad des Gesamtkraftwerkes liegt bei vergleichsweise niedrigen 39,1%. Dies liegt zum einen an der hohen Wärmeauskopplungsleistung, zum anderen daran, dass die Gasturbine aus Wirtschaftlichkeitsgründen nur in der Spitze eingesetzt wird.

Der Gesamtnutzungsgrad liegt hingegen bei 66,7% und damit deutlich höher als in den anderen Kohlevarianten.

Als Einsatzmengen werden 4.130 GWh Steinkohle (entspricht 80%) 410 GWh Erdgas (8%) und 610 GWh Stroh (12%) eingesetzt.



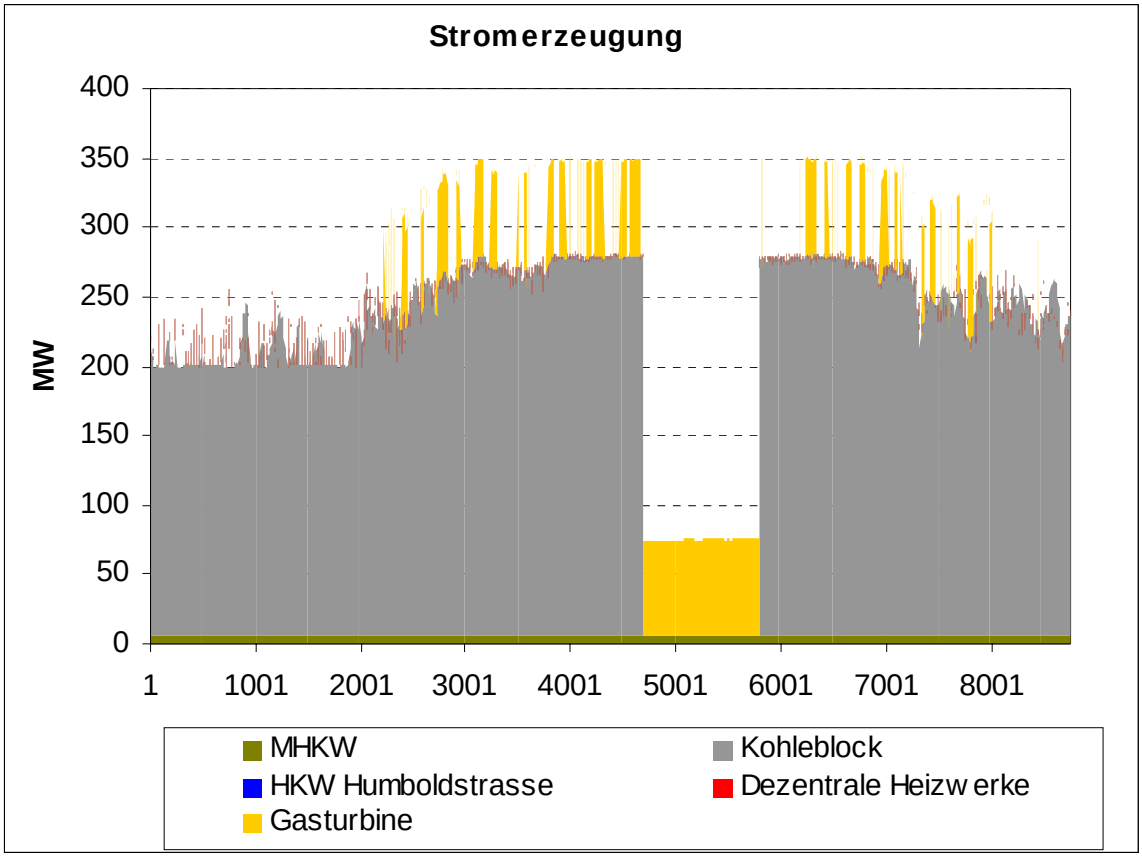


Abbildung 51: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 5 im Jahr 2030

6.7.3 Wirtschaftlichkeit

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit dieser Anlage sind zwei Faktoren von entscheidender Bedeutung: die Investitionskosten und die Beschaffungskosten für die Biomasse.

Stroh als Brennstoff wird in Deutschland nicht in der Menge eingesetzt, die diesem Konzept zu Grunde liegt. Übliche Beschaffungskosten kleinerer Mengen liegen in einer großen Bandbreite zwischen 40 und 80 EUR/t [55] frei Anlage und 30-60 EUR/t frei Feldrand.

Für die Bewertung der Strohkosten frei Kraftwerk inklusive der Transportlogistik wurde basierend auf Literaturangaben (z.B. [55], [56], [57], [58]) und aktuellen Anfragen bei möglichen regionalen Brennstofflieferanten ein Wert von 80 EUR/t bezogen auf 2015 angesetzt.

Dieser schlüsselt sich auf in folgende Bestandteile:

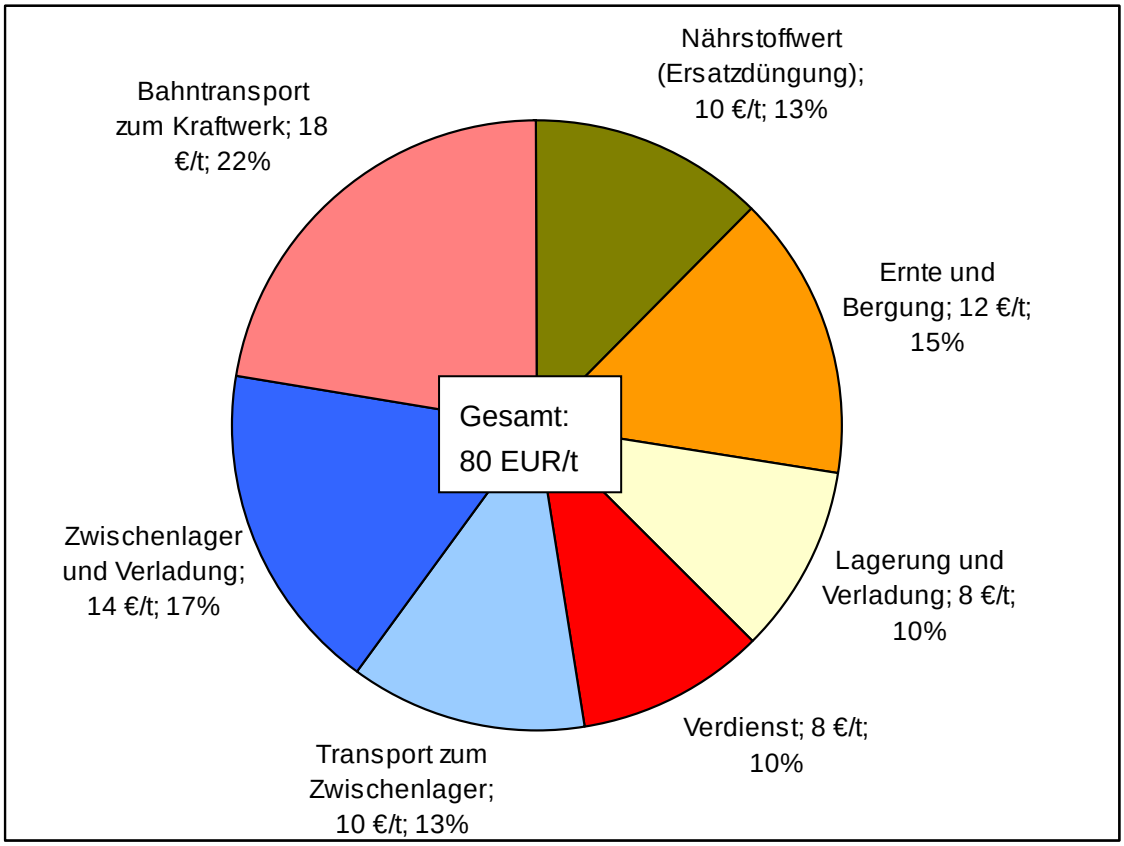


Abbildung 52: Brennstoffkosten Stroh frei Kraftwerk in Variante 5 im Jahr 2030

Als Preissteigerungsrate für die Biomasse wurden 0,5%/a real angenommen.

Die Investitionskosten wurden anhand der folgenden Annahmen bewertet:

- Kohleblock und Turbosatz und Generator: 493 Mio. EUR (1.760 EUR/kW)
- Biomasseteil: 83 Mio. EUR (1.030 EUR/kW_{th})
- Gasturbine: 22 Mio. EUR (300 EUR/kW)
- Zusatzaufwand (Verrohrung, Strohverladung, Lagerung, Unvorhergesehenes, MSR-Technik): 50 Mio. EUR

- Sonstiges (Heizwerke, Wärmeauskopplung): 36 Mio. EUR

Damit ergibt sich eine Kostenschätzung für die Gesamtinvestition von 685 Mio. EUR bzw. 1.960 EUR/kW.

Der Personalbedarf für die Anlage wird unter Annahme einer weitgehend automatischen Beschickung des Biomasseteils mit 65 Personen abgeschätzt, der Instandhaltungsaufwand ist wegen der wartungsintensiveren Gasturbine und des Biomassekessels mit 2% höher als bei einem reinen Kohleblock wie in Variante 2, ebenso wie die Versicherungskosten mit 0,8% (u.a. wegen des Brandrisikos der Strohlagerung)

Parameter	**Wert**
Investitionskosten Kraftwerk inkl. Bauzeitzinsen	648,6 Mio. EUR
Zusatzinvestitionen (Fernwärmeauskopplung, Heizwerke)	36 Mio. EUR
Gesamtinvestition spezifisch	1.957 EUR/kW
Nutzungsdauer	45 a (Kohleblock) 25 Jahre (Gasturbine) 30 Jahre (Biomassekessel)
Abschreibungsdauer	25-35 a
variable Erzeugungskosten (Ascheentsorgung, Hilfsstoffe)	1,7 EUR/ MWh_{el}
Personalbedarf	65 Personen zu 75 t€
Instandhaltungssatz	2,0% der Investitionskosten
Versicherungskostensatz	0,8% der Investitionskosten
Verwaltungskosten und Overhead	1,0 Mio. EUR/a
Eskalationsfaktor Sonstige Kosten	0,5%/a real
Eskalationsfaktor Personalkosten	1%/a real
Sonstige Erlöse u.a. Regelenergiebereitstellung und Netzlastoptimierung	~ 1,4 Mio. EUR/a

Tabelle 19: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 5

In der folgenden Abbildung ist die Entwicklung des Cash-Flows für die Variante 5 dargestellt mitsamt den resultierenden Kennzahlen.

Mit diesem Konzept lässt sich unter den angenommenen Randbedingungen eine Kapitalverzinsung von 2,0% erreichen. Eine Amortisation wird nicht erreicht. Neben den hohen spezifi-

schen Investitionskosten spielen auch die Gaspreisentwicklung, die den Einsatz der Gasturbine begrenzt und die hohen Bereitstellungskosten der Biomasse eine Rolle.

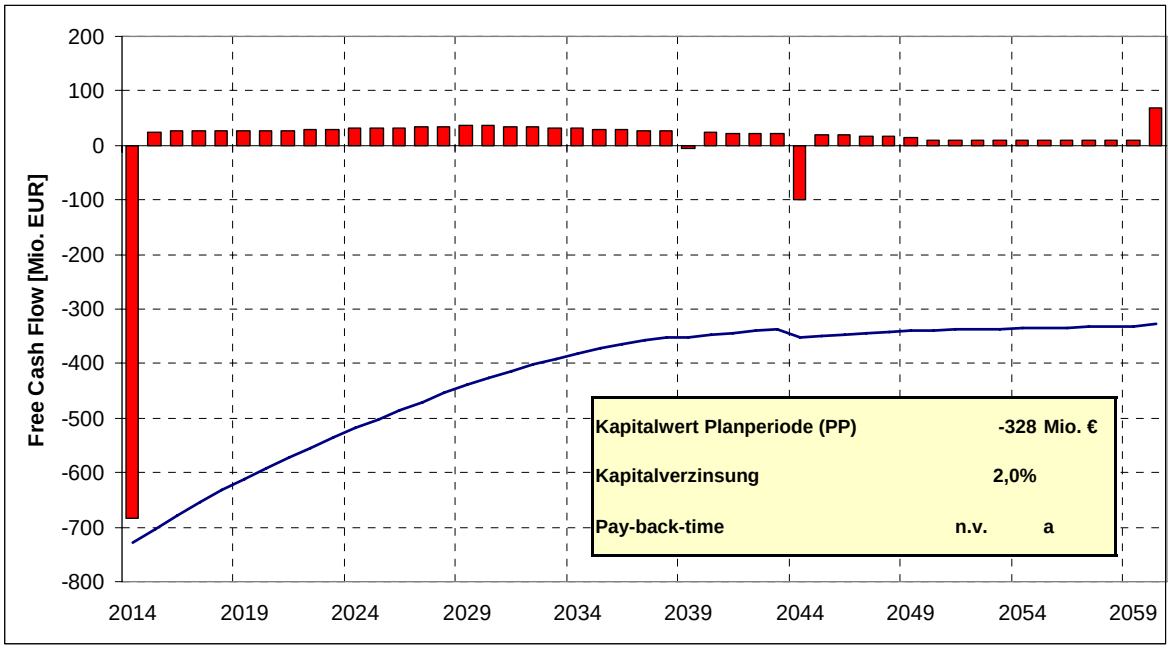


Abbildung 53: Cash-Flow Entwicklung Variante 5, Referenzszenario

Die Auswertung der Stromgestehungskosten zeigt ein analoges Bild.

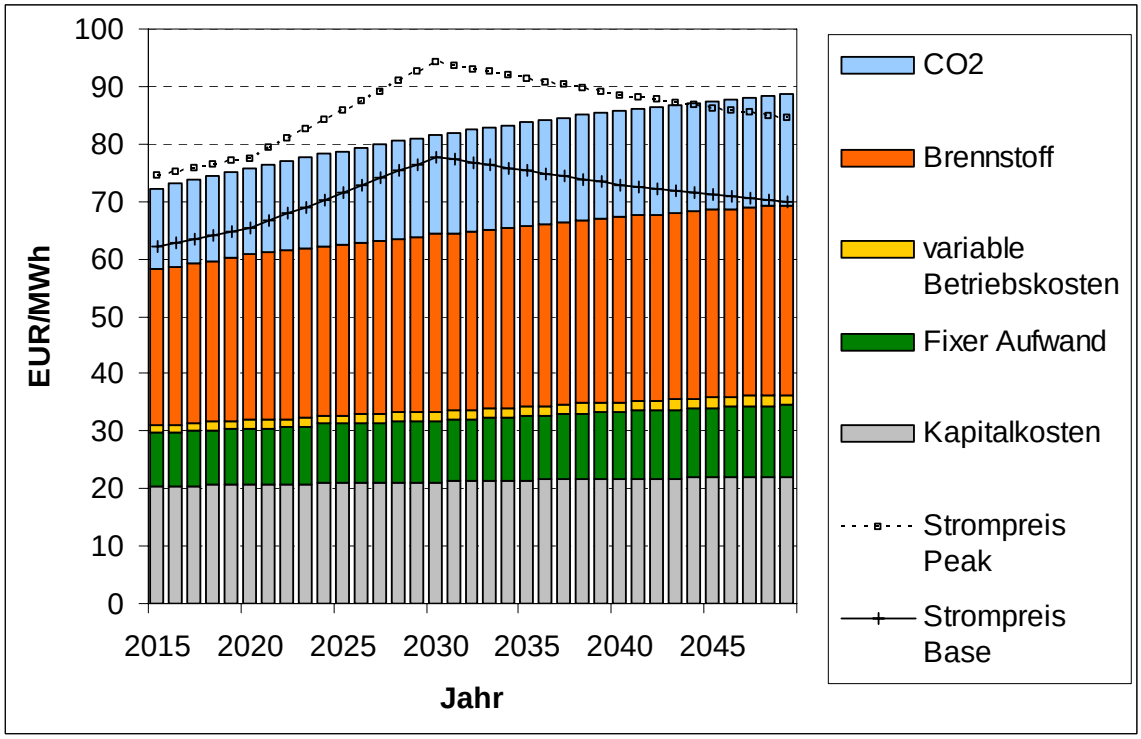


Abbildung 54: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 5, Referenzszenario

6.7.4 Risiken

Preisrisiko

Für die Preisrisiken gelten grundsätzlich die gleichen Aussagen wie für die anderen Varianten. Die Abhängigkeit von der allgemeinen Gaspreisentwicklung ist weniger stark ausgeprägt, da die Vorschaltgasturbine nicht eingesetzt werden muss und auch im Spitzenbetrieb eingesetzt werden kann. Umgekehrt kann im (unwahrscheinlichen) Falle niedriger Gaspreise und hoher Kohlepreise die Anlage auch als GuD-Anlage mit Kohlezusatzfeuerung und geringerer Leistung des Kohleblockes gefahren werden.

Hinsichtlich der Biomassepreise besteht allerdings ein erhebliches Preisrisiko. Da es erfahrungsgemäß nicht möglich ist, Bezugskonditionen langfristig zu kontrahieren und ein Strohtransport über lange Strecken auch nicht realisierbar ist, ist man von den regionalen Anbietern in einem hohen Maß abhängig. Der Boom im Bereich der Biogasanlagen in den letzten Jahren mit der nachfolgenden Preissteigerung bei Maissilage zeigt, dass auch heimische Märkte für Biomasse volatil sein können.

Terminrisiko

Bei der Anlage handelt sich um ein absolutes Unikat, das umfangreiche Vorplanungen und ein aufwändiges Engineering erfordert. Eine vergleichbare Anlage gibt es in ganz Deutschland zurzeit nicht.

Der Aufbau der Biomasselogistik erfordert ebenfalls umfangreiche Planungen und Verhandlungen mit vielen Anbietern, das Zeitfenster bis 2015 scheint aber ausreichend zu sein, um die notwendige Infrastruktur (Lager, Verladestationen, Gleisanlagen) aufzubauen.

Angesichts des überhitzten Anlagenmarktes dürfte es schwierig sein, Anbieter für ein solches Mehrbrennstoffkraftwerk zu finden, die bereits sind, bei einem solchen „Prototyp“ ohne erhebliche Preisaufschläge mit ins Risiko zu gehen.

Die Realisierbarkeit bis 2015 muss daher kritischer bewertet werden als die der anderen Anlagen.

Versorgungssicherheit

Durch die Grundversorgung auf Basis langfristig verfügbarer Steinkohle in Kombination mit Erdgas und regional verfügbarer Biomasse wird bei dieser Variante eine hohe Versorgungssicherheit auf der Brennstoffseite erreicht.

Technische Risiken

Bei der Variante handelt es sich wie bereits angesprochen um ein neues Konzept, das eine Reihe von technischen Risiken birgt:

- Mit der Biomasseverbrennung in Großanlagen gibt es wenig Erfahrung. Probleme durch Chlorkorrosion und/oder Kesselverschlackung können zu häufigen Störungen und erhöhten Reparaturkosten führen.
- Der flexible Einsatz der Vorschaltgasturbine als Hauptlieferant der Verbrennungsluft setzt eine sorgfältige Planung des Kessels und der Luftzuführung voraus, um die Lebensdauer des Kessels nicht zu gefährden und einen gleichmäßigen Ausbrand der Kohle zu erreichen.
- Die Verrohrung ist ungleich komplizierter und störungsanfälliger, da viele Komponenten (Speisewassererwärmung, Verbrennungsluftvorwärmung, Fernwärmeauskopplung) mehrfach ausgeführt werden müssen.
- Die Leittechnik ist deutlich aufwändiger, die Anforderungen an das entsprechende Personal sind hoch.

Genehmigungsrisko

Für den Kohleblock und die Gasturbine gibt es keine grundsätzlichen Bedenken hinsichtlich der Genehmigungsfähigkeit an dem Standort.

Für Strohfeuerungsanlagen ab 1 MW Feuerungswärmeleistung ist ein förmliches Genehmigungsverfahren nach § 10 der BImSchG durchzuführen. Dabei muss wie auch für den Kohleblock der Nachweis erbracht werden, dass sie die Emissionsanforderungen der TA-Luft einhalten. Dies kann durch entsprechende Filtereinrichtungen erreicht werden.

Die Lärmemissionen werden durch den Antransport der Strohballen per Bahn und Einhausung kritischer Anlagenteile (Fördereinrichtungen für Kohle und Stroh, Lagerflächen) begrenzt.

Die aufwändige Konzeption der Gesamtanlage lässt also ein entsprechend aufwändiges Genehmigungsverfahren erwarten, ohne dass es grundsätzliche Hindernisse gäbe, die durch entsprechende Maßnahmen nicht zu beseitigen wären.

6.7.5 Zusatzmaßnahme: KWK

Flankiert werden soll das Mehrbrennstoffkraftwerk als zentraler Wärmelieferant für Kiel von einem Ausbau der dezentralen Kraftwärmekopplung in den Stadtgebieten, die nicht fernwärmeversorgt sind.

Zur Bewertung dieser Maßnahmen wurde auf die Erhebung der KWK-Potenziale in Abschnitt 5.4 zurück gegriffen. Von dem maximal möglichen KWK-Potenzial von gut 37 MW_{el} wurden 10 MW angesetzt, die wirtschaftlich realisierbar sind. Dies entspricht ziemlich genau den 100 größten potenziellen KWK-Objekten, die auch in Abbildung 33 dargestellt sind.

Diese 100 Objekte mit dem jeweils hochgerechneten KWK-Potenzial sind im Folgenden dargestellt, sortiert nach Größe. Zu erkennen ist, dass zum einen knapp ¾ der Objekte bereits gasversorgt sind und daher bei Umstellung auf eine gasbasierte KWK keinen neuen Gasanschluss benötigen, zum anderen auch, dass es nur relativ wenige große Objekte gibt und die Mehrzahl der erschließbaren Objekte im Bereich um 100 kW liegen.

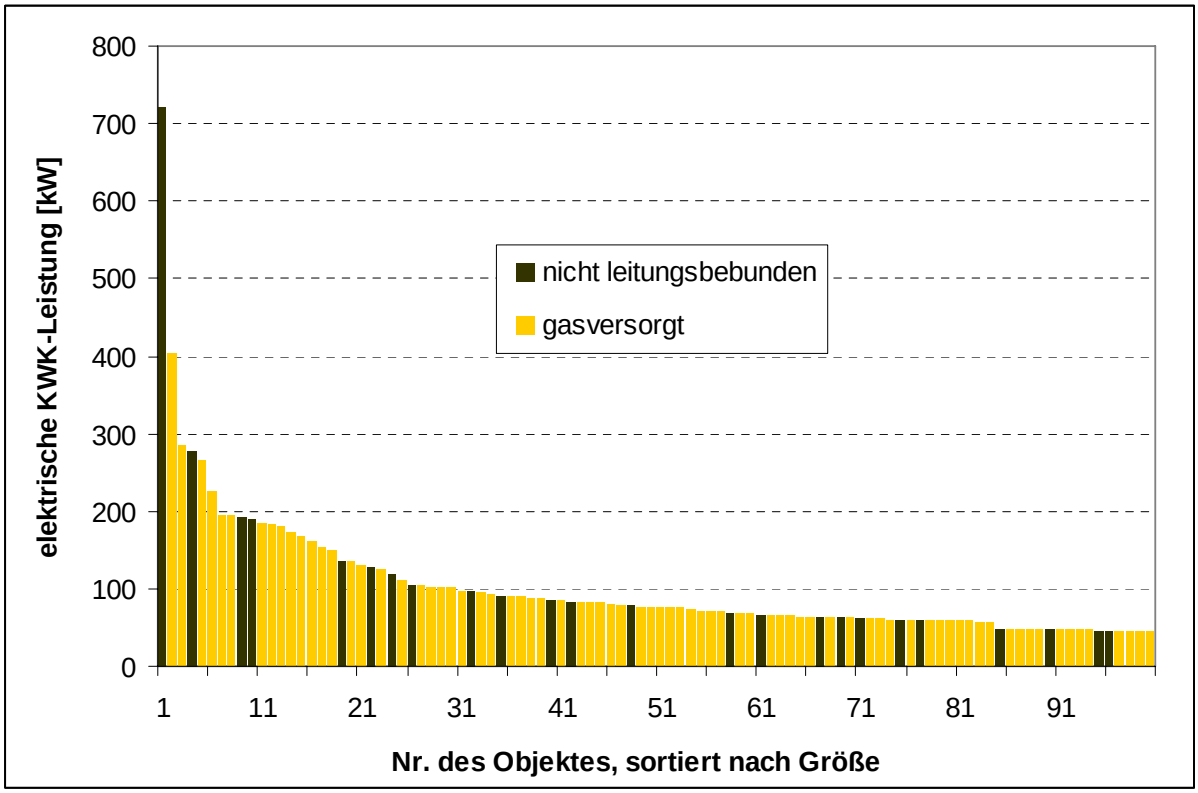


Abbildung 55: KWK-Potenziale bis 10 MW_{el}, sortiert nach Objektgröße

Technisches Konzept

Die technische Umsetzung des KWK-Ausbaus kann hier natürlich nur in generalisierter Form beschrieben werden, da KWK-Lösungen immer an den Einzelfall angepasst werden müssen. Es wird also skizziert, wie ein KWK-Ausbau auf 10 MW_{el} grundsätzlich erfolgen kann und welche Techniken dafür eingesetzt werden können.

Aufgrund der Größe der Objekte kommen für KWK-basierte Lösungen in dem oben skizzierten Leistungsbereich aus heutiger Sicht vor allem Blockheizkraftwerke in Frage, da die Objekte für Gasturbinen zu klein und für Mikro-KWK (Stirling-motor) zu groß sind.

Diese können in der Regel im oder am Objekt selber eingebunden werden und einen Teil der Wärmeversorgung übernehmen. Der erzeugte Strom wird entweder direkt genutzt oder in das Netz eingespeist. Welche Variante vorteilhafter ist, hängt von den jeweiligen Bezugskonditionen und den Fördermodalitäten ab und kann nicht allgemeingültig festgelegt werden.

Umgesetzt werden kann ein solcher Ausbau im Rahmen von Contractingmodellen, von denen eine mögliche Variante im Folgenden beschrieben wird. Als Zeitraum wird eine Umsetzung bis 2030 angesetzt, da bis dahin ein kompletter Lebenszyklus konventioneller Heizungsanlagen durchlaufen wird.

Die Stadtwerke Kiel investieren im Rahmen eines Anlagencontractings in die Anlage, besitzen und betreiben diese und liefern dem Kunden Strom und Wärme im Rahmen eines längerfristigen Liefervertrages zu marktgängigen Konditionen.

Energiebilanzen

Bei einer Umsetzung der KWK-Versorgung in den oben dargestellten 100 Objekten bis 2030 wird eine KWK-Leistung von 10 MW elektrisch und 12,5 MW thermisch aufgebaut. Bei angenommenen 4000 Volllaststunden im Mittel werden 39 GWh Strom erzeugt und 52 GWh Wärme. Der Brennstoffeinsatz liegt 2030 bei einem angesetzten Gesamtnutzungsgrad von 90% bei gut 101 GWh. Durch diesen zusätzlichen Brennstoffeinsatz werden rund 14 GWh Heizöl und 42 GWh Erdgas in Heizkesseln eingespart, zusätzlich zu den 40 GWh vermiedener Strombezug.

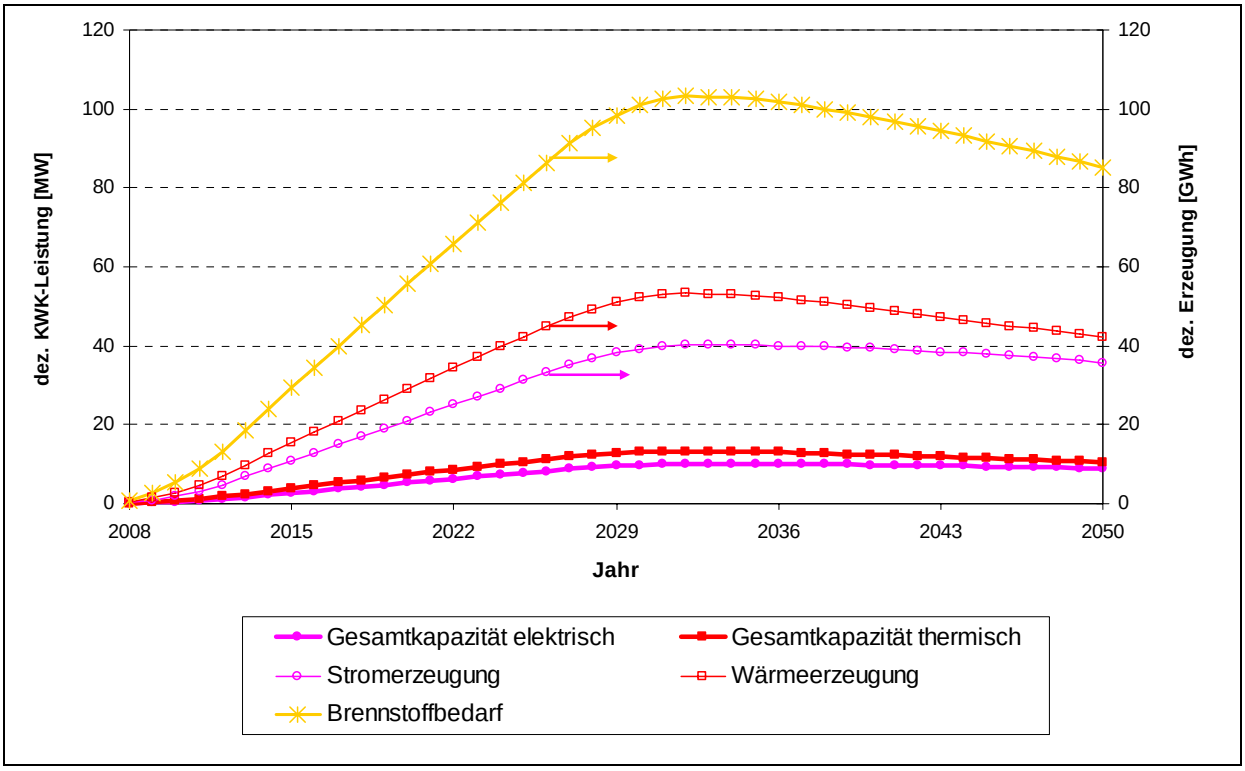


Abbildung 56: Ausbau der dezentralen KWK in Variante 5, KWK Leistung (linke Achse) und Erzeugung (rechte Achse)

Diese Mengengerüste gehen auch in die gesamthafte ökologische Bewertung ein, die in Kapitel 7 enthalten ist.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit eines forcierten KWK-Ausbaus aus Sicht des Contracting-gebers SWK hängt sehr stark von der Einzelfallsituation ab, so dass hier nur eine grobe Abschätzung getroffen werden kann.

Um die 10 MW in der beschriebenen Leistungsklasse von 50-500 kW aufzubauen, sind Investitionen in der Größenordnung von insgesamt 22 Mio. EUR notwendig bzw. rund 2200 EUR/kW. Daneben müssen Betriebskosten und sonstige administrative Kosten von etwa 20 EUR/MWh_{el} berücksichtigt werden [59]. Erlösseitig sind Umsätze aus dem Wärmeverkauf, aus der Stromeinspeisung und der KWK-Förderung sowie die Einsparung der Stromsteuer zu verbuchen.

Damit ergibt sich folgendes Bild der Kosten- und Erlöspositionen des KWK-Ausbaus:

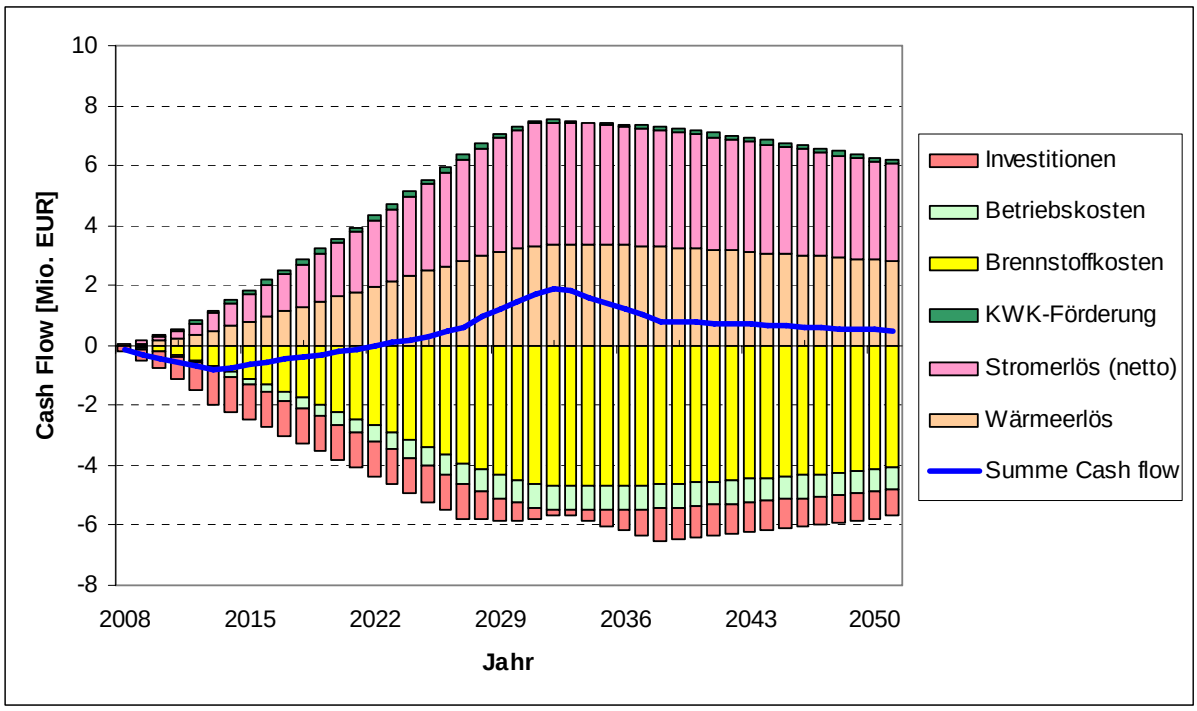


Abbildung 57: Erlöse und Kosten des 10-MW-KWK-Ausbaus in Kiel

Die Wärme- und Stromerlöse steigen mit dem Ausbau der KWK-Leistung an und erreichen etwa in 2032 ihren Höhepunkt. Danach fallen die Erlöse aufgrund der weiter zurückgehenden Wärmelasten und des sinkenden Strompreises wieder ab. Zusatzerlöse kommen durch die KWK-G Förderung, die in unveränderter Höhe von 2,1 ct/kWh absteigend auf 1,3 ct/kWh für die ersten 5 Jahre auch ab 2013 angenommen wurde.

Kostenseitig sind die Erdgaskosten bestimmend, hinzu kommen Betriebs- und Verwaltungskosten sowie die Anlageninvestitionen. Diese steigen im Rahmen des Ausbaus allmählich an um dann wieder abzufallen. Ab 2030 werden Re-Investitionen notwendig, um das Potenzial zu halten.

Preise und Eskalationsfaktoren für Strom, Wärme- und Erdgas wurden in Anlehnung an die hinterlegten Preisszenarien des Referenzfalles gewählt und passend skaliert für die Anwendung im 100kW-Bereich.

Diese überschlägige Rechnung zeigt, dass einerseits durch einen verstärkten KWK-Ausbau positive Cash-Flows für den Contractor zu erzielen sind, allerdings erst nachdem der Bestand in Relation zum Ausbau eine gewisse Größe erreicht hat, oftmals auch „Badewannenkurve“ genannt.

In der gezeigten Grafik dauert diese „Durststrecke“ etwa 15 Jahre an. Danach werden aber deutliche Überschüsse erwirtschaftet, über den gesamten Zeitraum wird in diesem Beispiel eine Vorsteuer-Rendite von etwa 6,2% erreicht.

Allerdings kann diese Grobkalkulation keine Einzelwirtschaftlichkeitsberechnung ersetzen, sie zeigt nur die Größenordnung von Investitionen, Kosten und Erlösen eines verstärkten KWK-Ausbaus auf Contracting Basis.

6.8 Variante 6: Dezentrale Erzeugung

Die Variante 6 basiert auf einer dezentrale Versorgung, wie sie in [60] beschrieben ist.

Angestrebt wird ab 2015 eine dezentrale Versorgung mit Wärme und Strom aus wärmegeführter Kraftwärmekopplung.

Als Brennstoff kommt Erdgas zum Einsatz in einem GuD-Kraftwerk, einer Gasturbinen-Anlage am alten Kraftwerksstandort, 2 BHKWs sowie Biomasse aus der Region. Die Biomasse wird in zwei EEG-Kraftwerken mit jeweils 20 MW_{el} an den Standorten Wik und Hasselfelde genutzt.

Ergänzt wird diese KWK-Erzeugung durch eine hydrothermale Geothermieanlage, die das Teilnetz in Suchsdorf mit Fernwärme versorgt.

Als zusätzliche Maßnahmen sind folgende Vorhaben definiert:

- Beteiligung der Kieler Stadtwerke an einem Offshore Windpark zur Stromgewinnung. Hier wird eine Beteiligung mit 100 MW angenommen.
- Konsequenter Neubau von KWK-Anlagen in nicht fernwärmeversorgten Bereichen mit hohem Wärmebedarf.
- Ausbau der Solarthermie mit Ziel einer Kapazitätssteigerung von 30 MW_{th}.

Diese Variante basiert auf einem durch Einsparungsmaßnahmen erreichten rückläufigen Fernwärmebedarf, wie er in dem alternativen Wärmemarktszenario beschrieben wird, im

Jahr 2030 werden in diesem Szenario nur noch 1000 GWh eingespeist. Um die Vergleichbarkeit mit den anderen Varianten zu ermöglichen, wurde Variante 6 sowohl unter Maßgabe des Wärmemarktreferenzszenarios als auch des alternativen Szenarios untersucht.

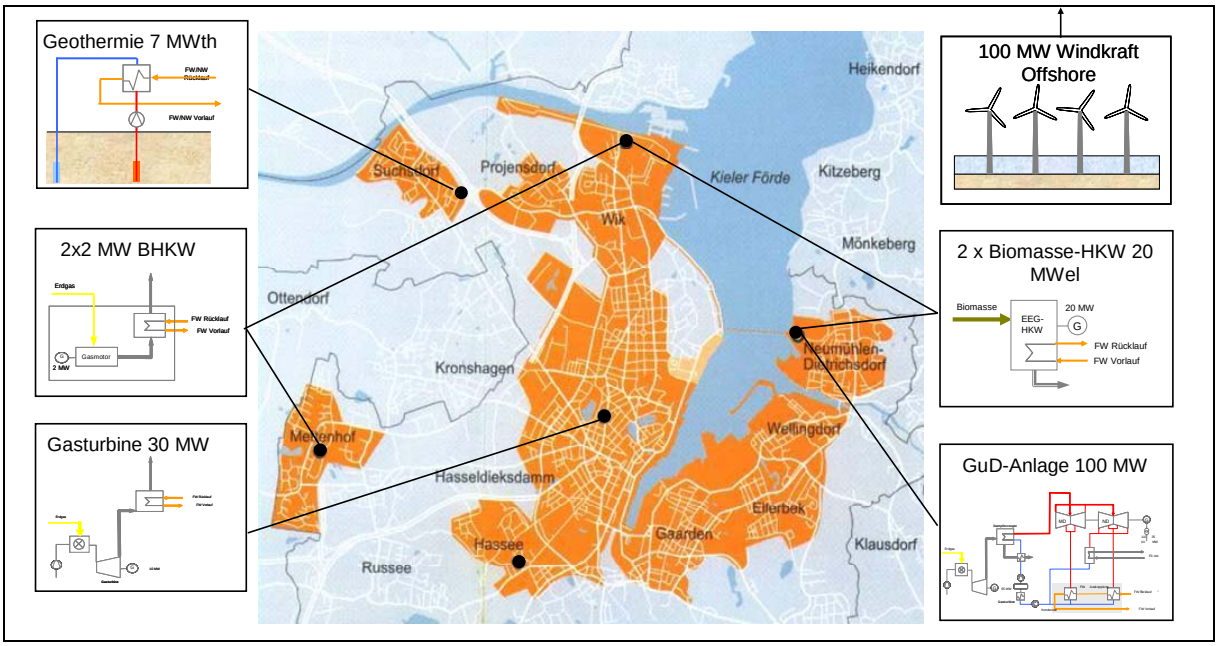


Abbildung 58: Dezentrale Anlagen in Variante 6

6.8.1 Technisches Konzept

Die zu Grunde gelegten technischen Details der einzelnen wärmeerzeugenden Anlagen werden im Folgenden kurz beschrieben, die Daten sind dann noch einmal in Tabelle 20 zusammengefasst.

GuD-Anlage

Das alte Gemeinschaftskraftwerk wird durch eine GuD-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 100 MW und einer maximalen Wärmeauskopplung von 82 MW ersetzt. Der Wirkungsgrade wurden mit 54% für die Stromerzeugung (ohne Wärmeauskopplung) angenommen bei einem Gesamtnutzungsgrad von maximal 90%.

Versorgt werden kann diese Anlage über die bestehende Gasanbindung am Standort, da hier das bisher vorhandene Spitzenheizwerk ersetzt bzw. ergänzt wird.

Betrieben wird das Kraftwerk rein wärmegeführt, in den Sommermonaten wird die Anlage also nicht eingesetzt.

BHKW

An den Heizwerksstandorten Mettenhof und Wik werden 2 BHKW-Anlagen mit jeweils 2 MW in Betrieb genommen. Die BHKW speisen elektrisch in das Mittelspannungsnetz ein und fallen damit unter die KWK-G Förderung. Die Wärme wird in das Fernwärmenetz eingespeist. Auch die BHKW werden wärmegeführt betrieben.

Der Wirkungsgrad liegt bei 42% elektrisch und bis zu 48% thermisch. Da die Anlagen als Einzelanlagen jeweils unter 20 MW Feuerungsleistung haben, fallen sie nicht unter den Emissionshandel, eine entsprechende Aufstellung außerhalb des angegliederten Heizwerkes vorausgesetzt.

Gasturbine

An dem Standort Humboldtstrasse wird eine neue Gasturbine mit 30 MW_{el} und 39 MW_{th} installiert, die die verbleibende Wärmelast in KWK-Fahrweise erzeugen kann. Der Wirkungsgrad einer solchen Anlage liegt bei etwa 36%.

Biomasse

An den Standorten Dietrichsdorf (GKK-Gelände) und Wik (HW-Gelände) wird jeweils ein Biomassekraftwerk errichtet. Diese Anlagen werden, wie auch das Mehrbrennstoffkraftwerk in Variante 5, mit dem in der Region vorhandenen Stroh befeuert, da alternative Brennstoffe wie Restholz nicht in der erforderlichen Menge zur Verfügung stehen.

Das Stroh wird ein einer geeigneten Feuerung (Vorschubrost, Zigarrenbrenner oder Wirbelschicht) verbrannt. Die Wärme wird ein einem zweistufigen Turbinenprozess in elektrische Energie umgewandelt, wobei eine Anzapfung zwischen Mitteldruck- und Niederdruckturbinenteil zur Wärmeauskopplung verwendet wird.

Aufgrund der problematischen Eigenschaften von Stroh hinsichtlich Chlorkorrosion und Ascheerweichung wird die Anlage mit vergleichsweise niedrigen Brennraumtemperaturen (gekühlter Rost) gefahren, die Dampfparameter liegen mit 450°C und 40 bar dementsprechend auch unter denen eines vergleichbar großen Gaskraftwerkes. Dadurch wird ein dauerhafter und langlebiger Betrieb bei entsprechend geeigneten (korrosionsbeständigen) Bauteilen ermöglicht.

Der elektrische Wirkungsgrad einer solchen Anlage liegt bei 29%, der Gesamtnutzungsgrad bei bis zu 84%. Gefahren wird die Anlage aus wirtschaftlichen Gründen im Grundlastbetrieb, wobei eine möglichst große Wärmenutzung angestrebt wird. In den Sommermonaten wird nur eine der Anlagen betrieben, da die verfügbare Brennstoffmenge begrenzt ist und in diesen Monaten auch kein hinreichender Wärmebedarf im Netz vorliegt.

Um den Brennstoffbedarf von 930.000 MWh/a bzw. 230.000 t/a bereitzustellen, wird wie in Abbildung 59 gezeigt ein Einzugsgebiet von 43 km rund um Kiel benötigt. Hinsichtlich der Logistik gelten die gleichen Aussagen wie für Variante 5. Da an den Kraftwerksstandorten, vor allem in Wik, keine größeren Mengen gelagert werden können, werden dezentrale Zwischenlager benötigt. Im Gegensatz zu der Mehrbrennstoffvariante gehen wir allerdings in diesem Fall davon aus, das der Antransport zu den Standorten wegen der geringeren Menge pro Standort per LKW erfolgen kann. Alternativ kann an beiden Standorten auch ein – allerdings teurerer - Bahntransport erfolgen, da Gleisanschlüsse vorhanden sind.

Vergütet werden beide Anlagen nach dem EEG, wobei neben der Grundvergütung von 7,3 ct/kWh bezogen auf 2015 auch noch ein KWK-Bonus von 3 ct/kWh berücksichtigt wurde entsprechend dem aktuellen Neuentwurf des EEG [61].

Abbildung 59: Notwendiges Einzugsgebiet der Biomassebereitstellung Variante 5 (35km) und Variante 6 (43 km)

Geothermie

Als weiterer Einspeiser ist eine Geothermieanlage vorgesehen, die in das Teilnetz Suchsdorf einspeist. Dieses Netz ist hydraulisch vom allgemeinen Netz entkoppelt und arbeitet sowohl mit niedrigerem Betriebsdruck als auch mit abgesenkten Vorlauftemperaturen von maximal 80°C.

Die geologischen Voraussetzungen für eine Nutzung hydrothermaler Tiefenenergie sind in Kiel grundsätzlich gegeben wie in [62] dokumentiert.

Eine Wärmenutzung im MW-Bereich setzt eine hydrothermale Geothermienutzung voraus, also ein System mit zwei Bohrungen. Dabei wird einem tiefen Grundwasserleiter heißes Wasser mit einer Förderbohrung entnommen und nach Abkühlung in einem Wärmetauscher in der etwa 1-2 km entfernten Injektionsbohrung wieder dem Untergrund zugeführt. Voraussetzung sind gut poröse und wasserdurchlässige Gesteinsschichten in einer Tiefe von 2.000-3.000 m, um eine hinreichende Leistung bei ausreichender Regenerationsfähigkeit des Bodens sicherzustellen.

In Kiel trifft man in einer Tiefe von etwa 3.000 m hydrothermal nutzbaren Rhät-Sandstein an bei Temperaturen von etwa 100°C [62], eine Entnahme von 7MW bei hinreichendem Temperaturniveau scheint also grundsätzlich möglich zu sein.

Das geförderte Heißwasser, das sich beim Pumpvorgang bis zur Oberfläche noch etwas abkühlt, wird dann in einem geothermalen Heizwerk über einen Wärmetauscher zur Wärmeversorgung des Suchsdorfer Teilnetzes eingesetzt, der Restwärmebedarf bei hoher Wärmelast wird wie bisher auch aus dem allgemeinen Netz nachgeheizt.

Diese Variante bedeutet allerdings auch, dass im Sommer nur ein Teil des geothermalen Wärmeangebotes genutzt werden kann.

Hydrothermale geothermische Anlagen im MW-Bereich sind vereinzelt in Deutschland bereits in Betrieb, vor allem entlang des geologisch günstigen Oberrheingrabens, allerdings meistens in Verbindung mit einer Stromerzeugung. Neuere Beispiele sind z.B. [63]:

- Landau: Heizkraftwerk, Thermalwassertemperatur 155°C, 2,6MW elektrisch, 5,8 MW thermisch. Inbetriebnahme 2007
- Neustadt-Glewe: Heizwerk, 3 MW thermisch. Inbetriebnahme 1995. Nachrüstung mit ORC-Prozess 2007
- Weinheim: Heizwerk, Thermalwassertemperatur 65°C, 2,4 MW thermisch. Inbetriebnahme 2007

Diese oben beschriebenen wärmeeinspeisenden Anlagen (GuD, 2* BHKW, Gasturbine, 2* Biomasse, Geothermie, Müllverbrennung, Spitzenheizwerke) werden entsprechend der jeweiligen Gestehungskosten nach folgender Merit-order eingesetzt:

1) Geothermie (nur Teilnetz Suchsdorf),
2) Müllverbrennung,
3) Biomasse,
4) GuD-Anlage,
5) BHKW,

6) Gasturbine,

7) Spitzenheizwerke.

Die technischen Daten der Wärmeerzeuger sind hier noch einmal zusammengefasst:

Parameter	GuD	BHKW	GT	Biomasse	Geoth.	Summe
Nettoleistung elektrisch* [MW]	100	4	30	40	-	174
maximale Fernwärme-leistung [MW]	82	4,6	39	100	7	233
Feuerungswärmeleistung [MW]	185	9,5	83	138	-	416
Brennstoff	Gas	Gas	Gas	Stroh	-	
Einspeisungsebene	110 kV	10 kV	10 kV	10 kV	-	
maximale Volllaststun-denzahl [h/a]	7500	7500	7500	7000	8500	
Nennwirkungsgrad elekt-risch bei 10°C Außen-temperatur [%]	54	42	36	29	-	
Stromverlustkennziffer	0,22	-	-	0,24	-	
Betriebsweise	ML	ML	SL	GL	GL	

*) ohne Wärmeauskopplung

Tabelle 20: Technische Eckdaten Variante 6, ohne Müllverbrennung, Heizwerke und zusätzliche Maßnahmen

6.8.2 Energiebilanzen

Die Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzsimulation sind in den folgenden Darstellungen enthalten. Da die dezentrale Variante einen gleichzeitig reduzierten Wärmebedarf unterstellt, wird auf diese Variante (Alternatives Wärmemarktszenario) detaillierter eingegangen. Die Ergebnisse für den Referenzfall werden aber aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den anderen Varianten ebenfalls dargestellt.

Im Jahr 2030 wird über die Hälfte des Wärmebedarfes CO2-frei aus Biomasse und Geothermie bereitgestellt. Der restliche Wärmebedarf wird zu etwa gleichen Teilen aus der Müllverbrennung und den Gaskraftwerken gedeckt.

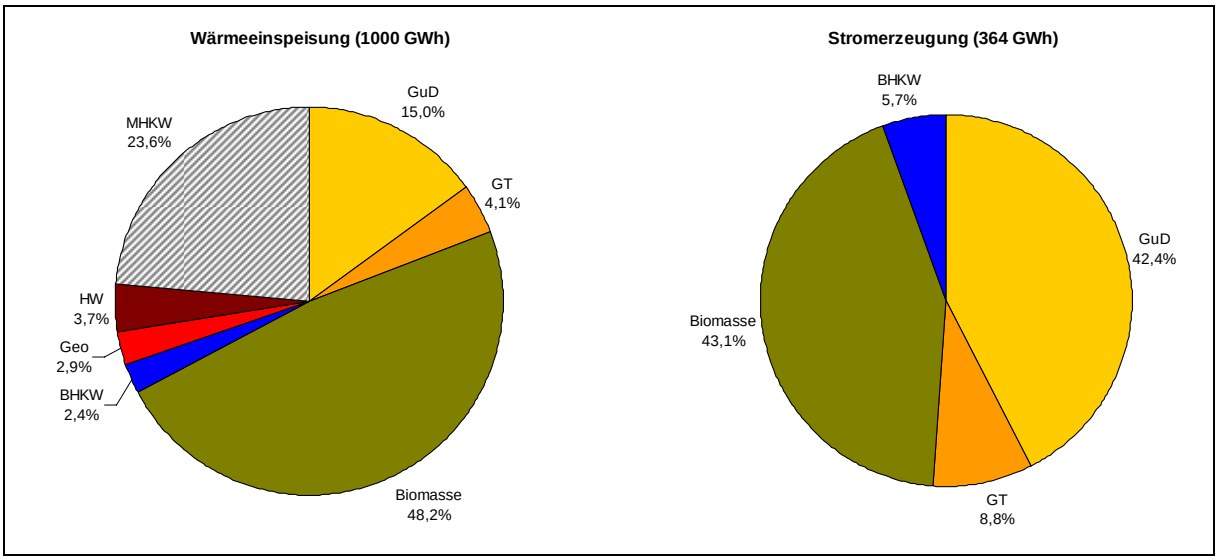


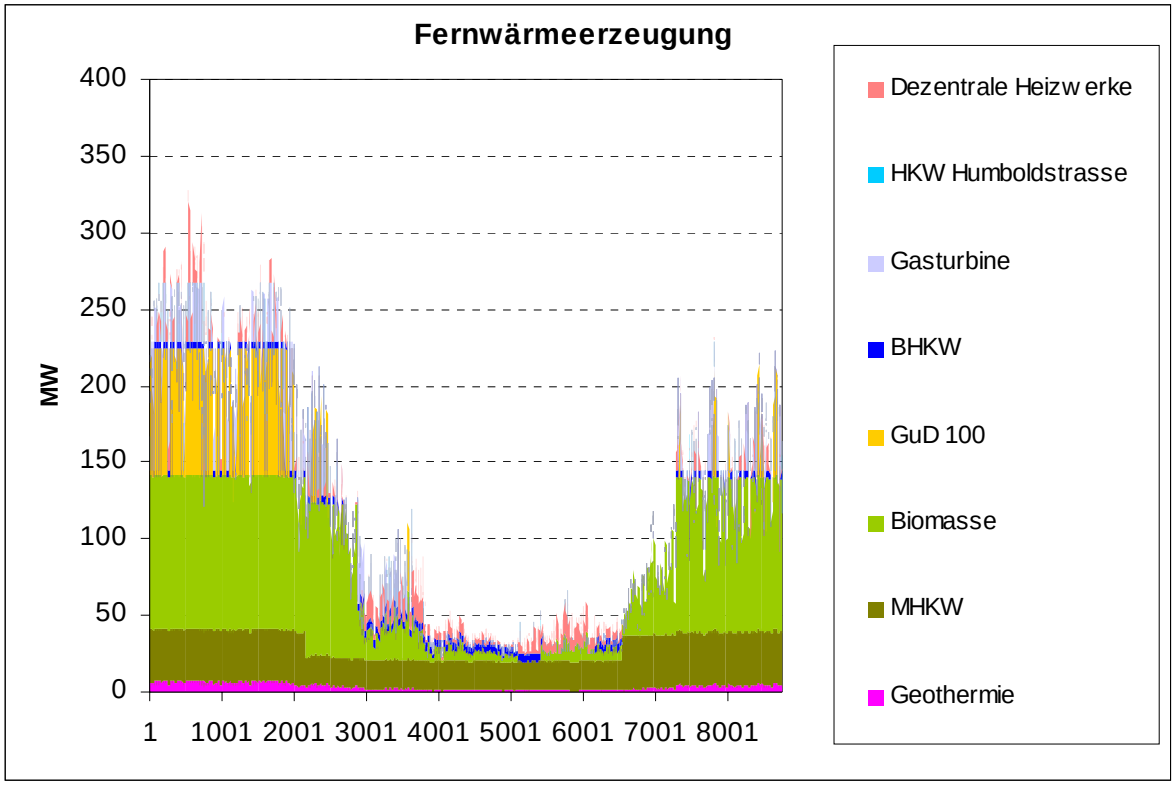
Abbildung 60: Aufteilung der Wärme- und Stromerzeugung in Variante 6 im Jahr 2030 auf die einzelnen Anlagen

Durch die Vorgabe der wärmegeführten Betriebsweise ergeben sich z.t. relativ geringe Auslastungen, so betragen die Volllaststunden der GuD-Anlage nur 1500 h/a, die Gasturbine erreicht nur 1100 Stunden. Die Biomassekraftwerke kommen auf 4000 Volllaststunden (bei allerdings sehr viel mehr Betriebsstunden), verursacht auch durch die relativ hohe Stromeinbusse bei voller Wärmeauskopplung im Winter. Diese ist auch verantwortlich für die relativ geringe elektrische Leistung in den Wintermonaten.

Die BHKW laufen 5200 h/a in dem Bereich, den ein Blockheizkraftwerk normalerweise auch erreichen sollte und das geothermische Heizwerk kommt auf 4300 Volllaststunden. Die resultierenden Gesamtnutzungsgrade liegen zwischen 69% (Biomasse) und 90% (BHKW).

Brennstoffseitig werden 541 GWh Erdgas und 932 GWh Biomasse eingesetzt.

Der saisonale Verlauf der Einspeisung ist in den folgenden Abbildungen dargestellt. Man erkennt die Reihenfolge der einzelnen Erzeuger entsprechend der Merit-Order.



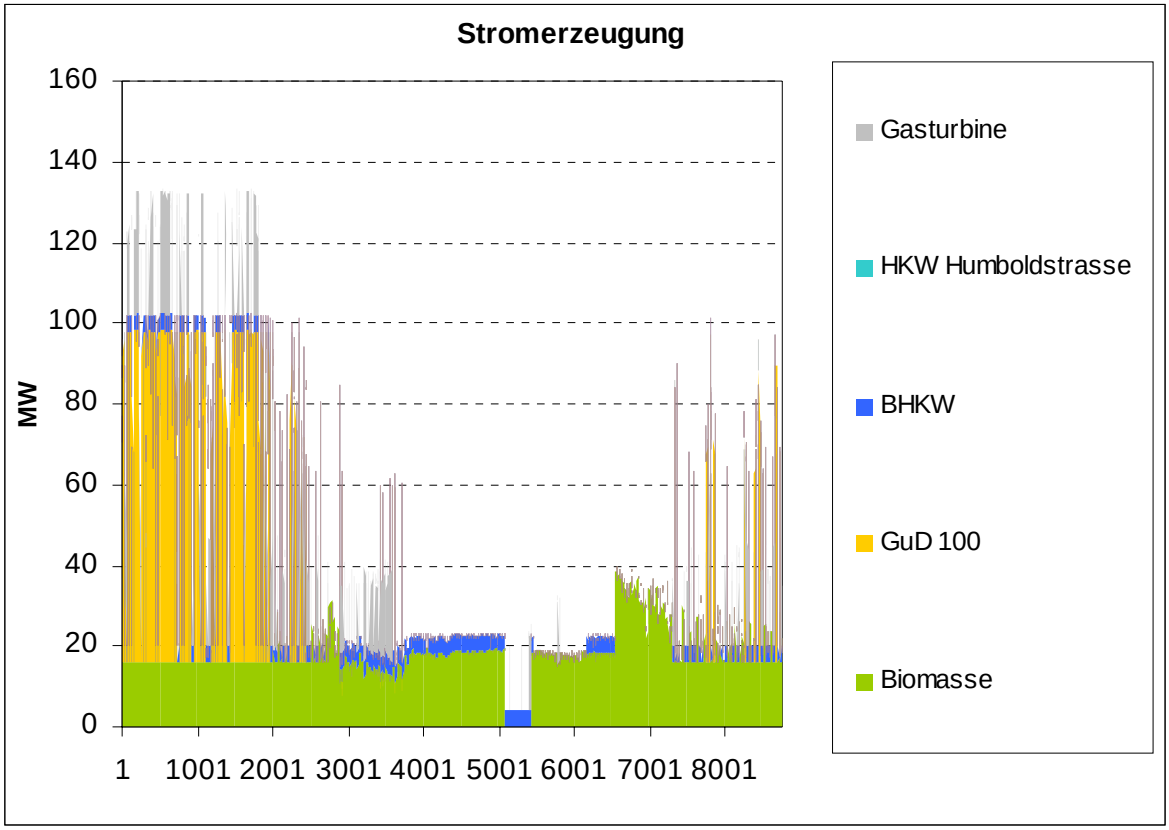
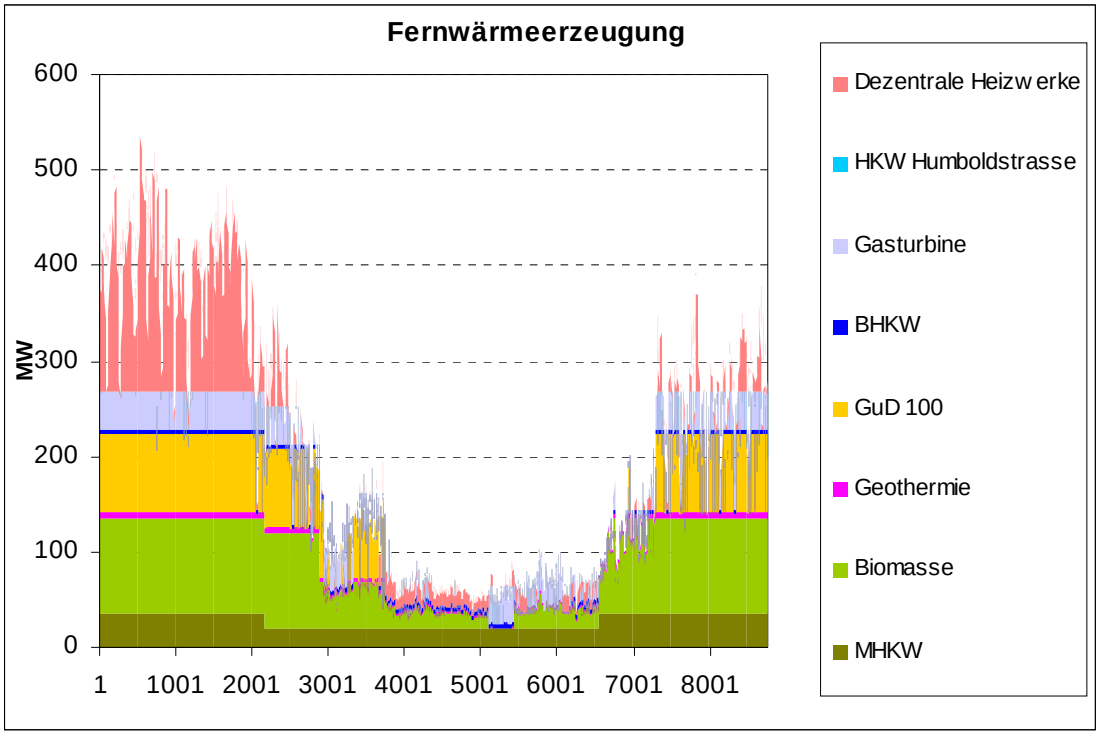


Abbildung 61: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 6 im Jahr 2030, alternatives Wärmemarktszenario

Der Vollständigkeit halber wird auch die Kombination von Variante 6 mit dem Referenzszenario dargestellt. In diesem Fall müssen die Heizwerke einen erheblichen Teil der Wärmelast abdecken, da die thermische Erzeugungskapazität im Winter nur etwa die Hälfte des Leistungsbedarfes decken kann.



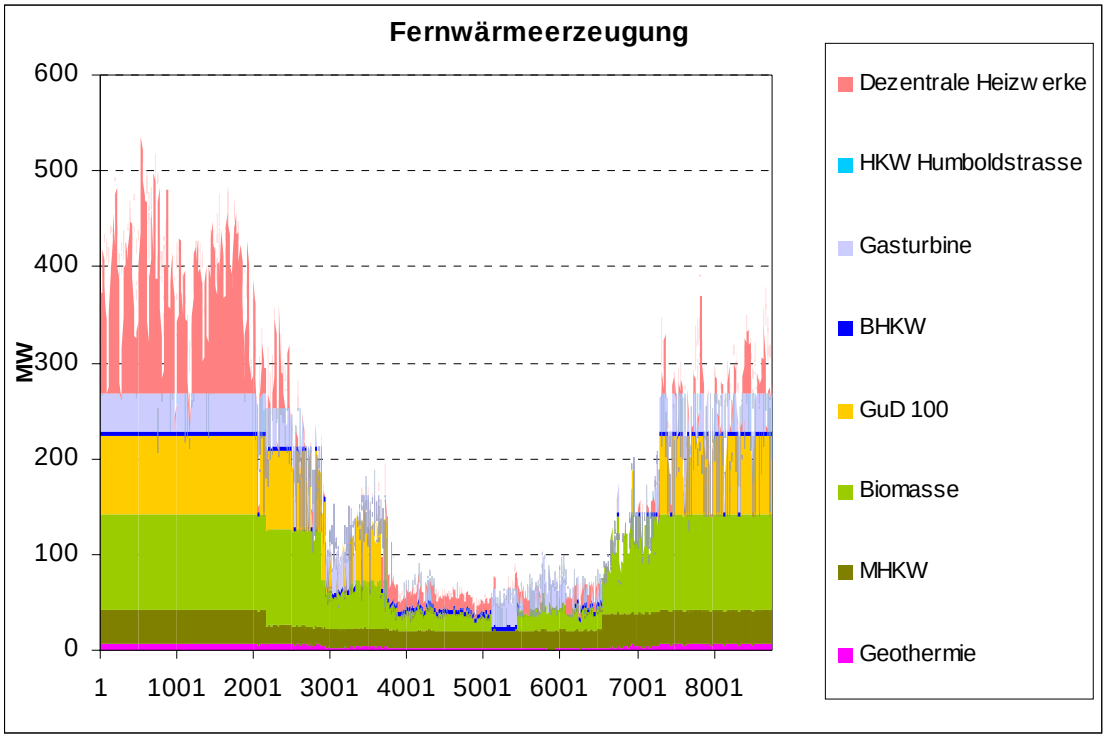


Abbildung 62: Wärme- und Stromerzeugung in Variante 6 im Jahr 2030, Referenzfall

6.8.3 Wirtschaftlichkeit

Der Berechnung liegen die in der Tabelle genannten Kostenansätze zu Grunde. Weiterhin wurden folgende Annahmen getroffen:

- Das EEG 2009 ist auch 2015 noch gültig. Damit ergibt sich eine Vergütungshöhe für die Biomassekraftwerke von 10,3 ct/kWh inkl. KWK-Bonus.
- Die Stromsteuerbefreiung für Anlagen <2 MW bleibt bestehen.
- Für den erzeugten Strom wird eine KWK-Förderung in Höhe von 1,5 ct/kWh für 5 Jahre gewährt in Anlehnung an die bestehende Regelung des KWK-G.
- Der Antransport der Biomasse verbilligt sich aufgrund eines möglichen LKW-transportes trotz des größeren Einzuggebietes um 10 EUR/t. Der Brennstoff Stroh kostet somit 70 EUR/t frei Kraftwerk. Der reale Preis steigt um 0,5% pro Jahr und damit etwas weniger stark als die konkurrierenden Energieträger Kohle und Gas.
- Die erzeugte Wärme wird so vergütet wie in den anderen Varianten auch, nämlich mit 12 EUR/MWh (bezogen auf 2015). Da alle Anlagen in das Netz einspeisen, muss auch der gleiche Wert der Wärme zu Grunde gelegt werden.
- Der erzeugte Strom wird mit Großhandelspreisen bewertet, da alle Anlagen in das Netz einspeisen. Aufgrund der dezentralen Einspeisung wird allerdings ein höherer Leistungs- und Arbeitsbonus durch vermiedene Netzentgelte im vorgelagerten Netz der E.ON berücksichtigt. Eine Ausnahme bildet die EEG-Anlage, die nach Maßgabe des EEG vergütet wird.

Die Investitionskosten dieser dezentralen Variante werden von den beiden größeren Anlagen bestimmt. Für die GuD-Anlage wurden spezifische Investitionskosten von 1.000 EUR/kW zugrunde gelegt, entsprechend der negativen Größendegression (im Vergleich: 400 MW Anlage aus Konzept 3 für 800 EUR/kW)

Die Investitionskosten der Biomasseanlagen werden aufgrund der aufwändigen Anlagentechnik mit Rauchgasreinigung, Brennstofflagerung, Kesseltechnik und Wärmeauskopplung mit 3.000 EUR/kW bewertet, sie liegen damit in dem Bereich von holzgefeuerten Biomassekraftwerken gleicher Leistung.

Die Investitionen für das geothermische Heizwerk können nur anhand vergleichbarer Referenzprojekte abgeschätzt werden, da keine genauen Informationen über die geologischen Gegebenheiten vorliegen. Bei hydrothermalen Geothermiebohrungen fallen etwa 1500-2000 EUR/m Bohrstrecke an [63], bei der hier benötigten Förder- und Injektionsbohrung mit 3000m Tiefe sind dies etwa 6-8 Mio. EUR. Diese reinen Bohrkosten machen knapp 50% der Gesamtkosten aus [64]. Hinzu kommen Verrohrung, Montage, Spülkosten sowie die oberirdischen Anlagen mit Bautechnik, Wärmetauscher, Pumpen und Fernwärmeanbindung.

Insgesamt wirddDie Investition für ein Geothermieheizwerk mit 12,4 Mio. EUR abgeschätzt.

Zusammen mit den weiteren Erzeugern ergibt sich eine Gesamtinvestition für alle wärmeeinspeisenden Anlagen von rund 260 Mio. EUR.

Parameter	**GuD**	**BHKW**	**GT**	**Biomasse**	**Geoth.**	**Summe**
Investitionskosten Kraftwerk inkl. Bauzeitzinsen [Mio. EUR]	103	3,2	15	123,9	12,4	257,7
Zusatzinvestitionen	-	-	-	-	-	kein separater Ausweis
Gesamtinvestition spezifisch [EUR/kW]	1.000	800	500	3.100	1.800 (therm.)	-
Nutzungsdauer	30	20	25	30	45	
Abschreibungsdauer	30	20	25	30	35	
variable Erzeugungskosten [EUR/MWh]	0,8*	0,8*	0,8*	1	1,5	
Personalbedarf	12	1	1	33	1	48
Instandhaltungssatz [%]	2	2	2	2	1	
Versicherungskostensatz [%]	-	-	-	-	-	0,5% der Gesamtinvestitionskosten
Verwaltungskosten und Overhead	-	-	-	-	-	1,0 Mio. EUR/a
Eskalationsfaktor Sonstige Kosten	-	-	-	-	-	0,5%/a real
Eskalationsfaktor Personalkosten	-	-	-	-	-	1%/a real
Sonstige Erlöse durch Netzlastoptimierung	-	-	-	-	-	~ 1,3 Mio. EUR/a

* ohne Instandhaltungskosten

Tabelle 21: Wirtschaftliche Eckdaten Variante 6

In der folgenden Abbildung ist resultierende Entwicklung des Cash-Flows für die Variante 6 dargestellt mitsamt den resultierenden Kennzahlen. Bezug ist auch hier das alternative Wärmemarktszenario.

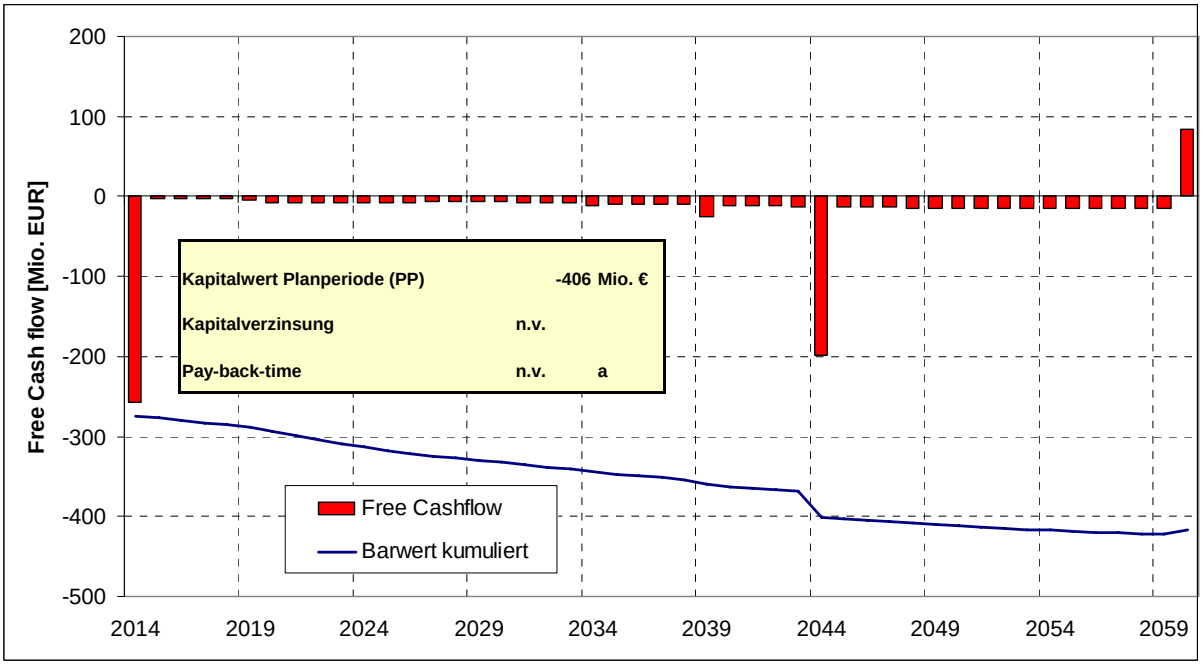


Abbildung 63: Cash-Flow Entwicklung Variante 6, alternatives Wärmemarktszenario

Über den gesamten Zeitraum werden operative Verluste erwirtschaftet, eine Refinanzierung der hohen Anfangsinvestitionen ist nicht möglich. Die Ursachen für die schlechte Wirtschaftlichkeit sind:

- Die hohen Gaspreise führen zu hohen Strom- und Wärmegestehungskosten, wie auch in Variante 3. Da aber das kleine GuD-Kraftwerk einen etwas schlechteren Nutzungsgrad hat, schlägt dieser Energiepreiseffekt noch stärker zu Buche.
- Die Auslastung der Anlagen, speziell des GuD-Kraftwerkes, ist nicht sehr hoch. Dies liegt daran, dass die Sommer- und Übergangslast bereits weitgehend von der MVA, Biomassekraftwerken und der Geothermie abgedeckt ist. Zudem kann eine GuD-Anlage nicht sehr weit in den Teillastbereich fahren, so dass auch verbleibende Laststpitzen oft nicht abgedeckt werden können.
- Die Biomasseanlagen sind nicht profitabel. Das liegt an dem problematischen Brennstoff Stroh, der zu hohen Beschaffungskosten bei niedrigeren Wirkungsgraden führt. Aus diesem Grund basieren auch fast alle bisher realisierten Biomassekraftwerke auf holz oder holzähnlichen Brennstoffen.
- Die geothermische Wärmeerzeugung ist nicht konkurrenzfähig, wenn sie nicht in einer Objektversorgung eingesetzt wird, sondern wirtschaftlich gegen eine Wärmeauskopplung aus einem Großkraftwerk gestellt wird wie hier. Die niedrigen variablen Wärmegestehungskosten können die Anfangsinvestition nicht kompensieren. Eine Al-

ternativmöglichkeit mit besserer Wirtschaftlichkeit könnte ggf. (hier nicht untersuchte) geothermische Strom- und Wärmeerzeugung sein, die durch eine EEG-Vergütung höhere Erlöse erwirtschaften kann.

Die Auswertung der Stromgestehungskosten (ohne Biomassekraftwerk) zeigt ein analoges Bild. Durch die geringe Auslastung der Anlagen liegen die Kapitalkosten schon bei etwa 20 EUR/MWh. Der Brennstoffkostenanteil ist ebenfalls hoch; wegen der wärmegeführten Betriebsweise wird vor allem teureres Wintergas eingesetzt, gleichzeitig ist der Nutzungsgrad der Stromerzeugung in den Anlagen (Gastubine, BHKW, GuD) niedriger in Variante 3.

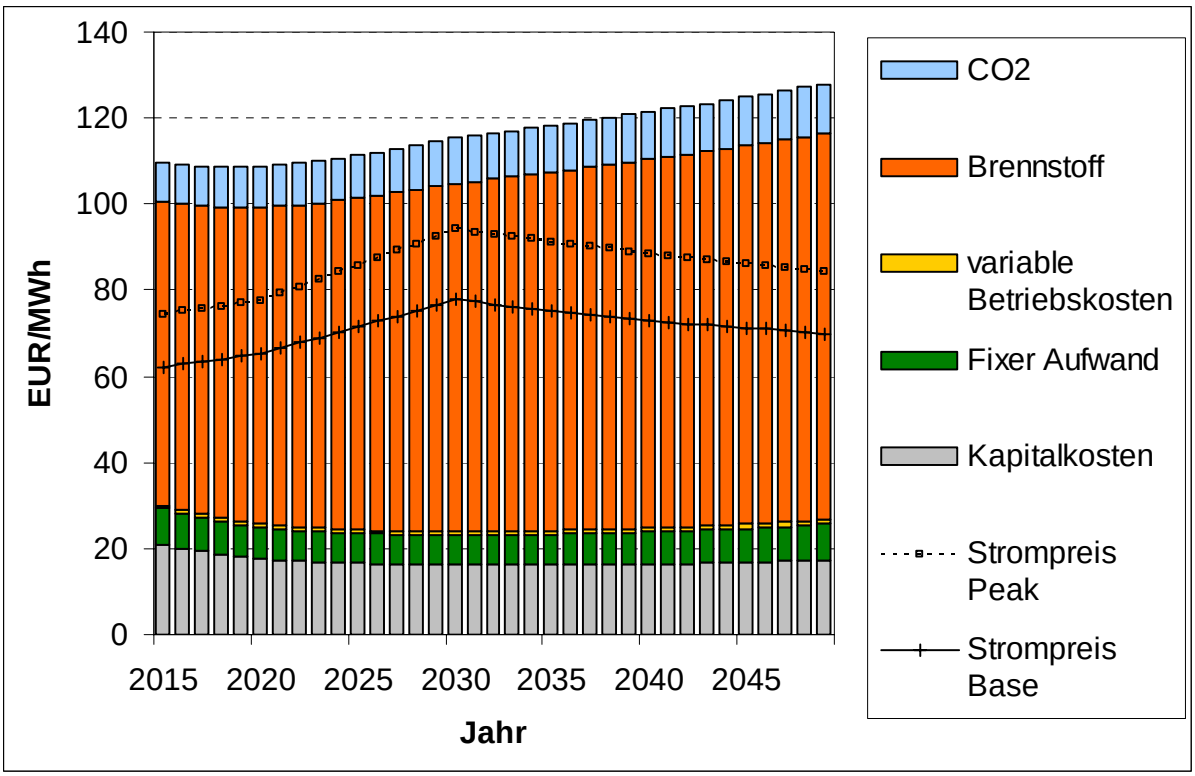


Abbildung 64: Entwicklung der Stromgestehungskosten Variante 5, Referenzszenario (ohne Biomasse-KW)

In der Referenzvariante mit der höheren Wärmebedarfsentwicklung ist die Gesamtwirtschaftlichkeit noch schlechter mit einem Kapitalwert von -560 Mio. EUR, da hier Wärmeerzeugung und Bedarf nicht angepasst sind und ein hoher Einsatz teurer Erdgasheizwerke erforderlich ist.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass diese Variante zwar eine gute Brennstoffausnutzung bei niedrigen lokalen CO_2-Emissionen bietet, aber keine hinreichende Wirtschaftlichkeit hat. Dies liegt zum einen an dem nicht optimalen Zusammenspiel der jeweils wärmegeführten Komponenten, das zu niedrigen Auslastungen führt, zum anderen an den hohen Inputpreisen für die Energieträger Erdgas und Biomasse. Einen relevanten Vorteil aus der dezen-

tralen Einspeisung gibt es nicht, da genauso in das Fernwärmenetz eingespeist wird wie bei einer zentralen Einspeisung – nur verteilt und mit schlechteren elektrischen Wirkungsgraden.

Stromseitig ergeben sich für die Stadtwerke Kiel auch keine großen Vorteile, da der dezentral erzeugte Strom kaum werthaltiger ist (nämlich nur den Betrag der vermiedenen vorgelagerten Netzentgelte) als der 110- bzw. 220 kV-seitig erzeugte Strom. Die finanziellen Anreizinstrumente Stromsteuereinsparung und KWK-Förderung können dies nicht kompensieren.

6.8.4 Risiken

Preisrisiko

Dieses Konzept basiert im Wesentlichen auf den Eingangsbrennstoffen Erdgas und Biomasse. Beide sind volatil und mit einer erheblichen Unsicherheit behaftet, und es ist in beiden Fällen kaum möglich, langfristig stabile Beschaffungskonditionen zu kontrahieren. Während die Erdgaspreise von der Ölpreisentwicklung und der Entwicklung des europäischen Teilmarktes abhängen, werden die Biomassepreise von der lokalen Bezugssituation bestimmt. Da hier großflächig ein erheblicher Teil der Ernte eingekauft werden muss, besteht eine Abhängigkeitssituation den landwirtschaftlichen Anbietern gegenüber. Bisher gibt es für Stroh außer dem Unterpflügen und einigen Kleinkesseln zwar wenig alternative Verwendungsmöglichkeiten, dies kann sich aber in Zukunft auch ändern, z.B. bei einem verstärkten Aufkommen der Stroh-Pelletierung oder einem Rückgang des Getreideanbaus insgesamt.

Ein Vorteil dieser Variante ist, dass man die Wärmeerzeugung zwischen Erdgas und Biomasse in einem gewissen Rahmen umschalten kann, um Preisschwankungen abzumildern.

Terminrisiko

Ein terminliches Risiko besteht aus unserer Sicht nicht. Nur die Biomasseanlagen bedürfen einer aufwändigeren Planung, alle anderen Komponenten sind standardisiert, wenn auch zurzeit mit längeren Lieferzeiten.

Versorgungssicherheit

Durch den Einsatz der heimischen Energieträger Biomasse, Tiefenwärme und Müll, die zusammen ¾ des Wärmebedarfes decken, besteht nur ein geringes Risiko einer Versorgungsunterbrechung. Allerdings bestehen Risiken im Langzeitbetrieb einer Geothermieanlage durch die ungewisse Regenerierung der angezapften Gesteinsschichten, da hier noch wenig Langzeiterfahrungen vorliegen.

Technische Risiken

Bei dieser Variante handelt es sich um ein vielfach eingesetztes und bewährtes Konzept mit weitgehend standardisierten Verfahren und Komponenten, das keine außergewöhnlichen Risiken aufweist.

Eine Ausnahme sind die Biomasseanlagen, bei denen durch sorgfältige Planung und besondere Sicherheitsvorkehrungen (Rostkühlung, korrosionsbeständige Einbauten, Brandschutzeinrichtungen) die Betriebsrisiken beim Umgang mit Stroh zu minimieren sind.

Ein Fündigkeitsrisiko bei der hydrothermalen Geothermie lässt sich nicht verhindern, dem kann aber durch eine entsprechende Versicherung begegnet werden.

Genehmigungsrisko

Auch hier gibt es keine grundsätzlichen Bedenken. Der Standort Wik als zweiter Standort für die Biomasse ist aufgrund der nahen Umgebungsbebauung und der relativ kleinen Fläche ggf. nur bedingt genehmigungsfähig, hier sind aber auch alternative Standorte denkbar.

6.8.5 Zusatzmaßnahme: Offshore Wind

Neben der Stromerzeugung in Kiel durch die einzelnen Heizkraftwerke sieht dieses Konzept die Beteiligung der Stadtwerke Kiel an einem Offshore-Windpark vor.

Der Ausbau der Winderzeugung vor der Küste in Form von Offshore-Windparks wird in Deutschland derzeit forciert. Bisher gibt es außer einigen kleineren Anlagen, die sich nur wenige Meter vom Ufer entfernt befinden, noch keine fertig gestellten Anlagen. In anderen Ländern, beispielsweise in Dänemark, den Niederlanden oder England, sind bereits einige Offshore-Parks errichtet worden, wenn auch in der Regel sehr küstennah („Near-Shore“).

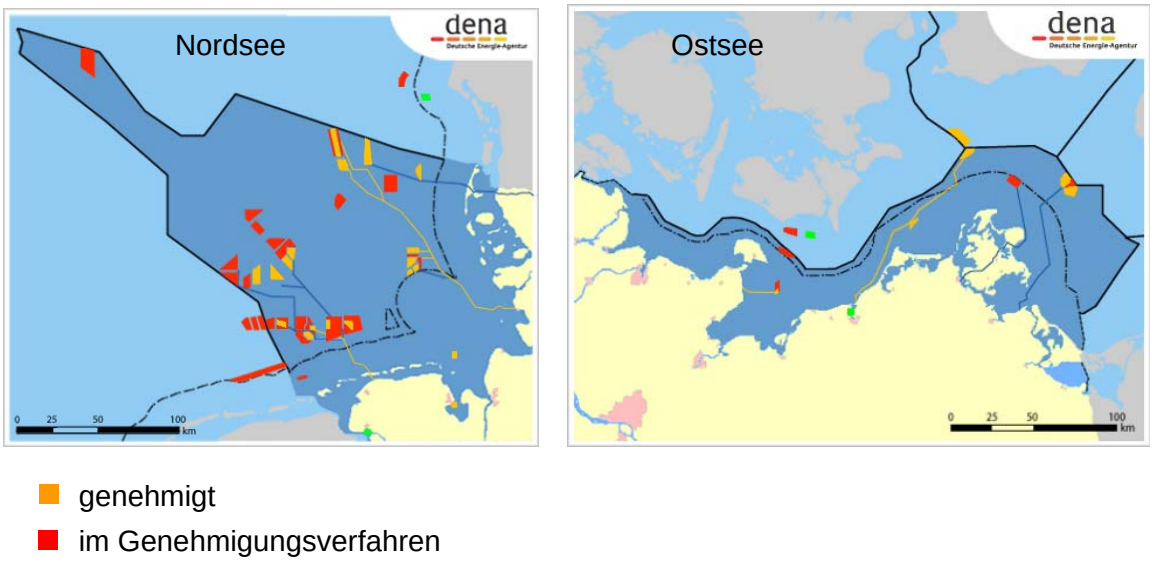


Abbildung 65: Stand der Offshore-Projekte in Nord- und Ostsee. Quelle: Dena (www.offshore-wind.de)

Zurzeit sind über 40 Projekte mit jeweils bis zu 80 Einzelanlagen in der Planung, davon sind bereits über 20 genehmigt (17 Nordsee, 6 Ostsee, Stand September 2007). Damit liegt die heute genehmigte Leistung bereits bei über 5 GW.

Offshore-Windparks liefern ihre Energie über Seekabel an die Küste, wo die Energie in das Stromnetz eingespeist wird. Der weitere Ausbau der Windenergie an der Küste macht eine Verstärkung des Netzes dort erforderlich.

Das neue EEG 2009 sieht eine standortabhängige Vergütung für Windstrom von 11-15 ct/kWh vor über eine Dauer von 12 Jahren und ermöglicht damit aus heutiger Sicht einen kostendeckenden Betrieb der Windparks. Durch das Ende 2006 verabschiedete Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz ist auch der Netzanschluss zu Lasten des aufnehmenden Übertragungsnetzbetreibers gesichert.

Aufgrund der nun weitgehend gesicherten rechtlichen Rahmenbedingungen wird für die nächsten Jahre nun ein zügiger Ausbau der Standorte erwartet. So geht das BMU-Leitszenario [33] von einem Ausbau auf 4,2 GW in 2015 und 10 GW im Jahr 2020 aus.

Technisches Konzept

Die Stadtwerke Kiel beteiligen sich mit einem Leistungsanteil von 100 MW (dies entspricht etwa 25% eines Offshore-Parks) an einem der geplanten Projekte. Mit welchem Partner und an welchem Standort dies realisiert wird, kann im Rahmen dieses Gutachtens nicht beantwortet werden.

Die Anlage wird nach Maßgabe des EEG vergütet. Eine Einspeisung in das Stromnetz der SWK findet daher weder physikalisch noch wirtschaftlich statt. Diese Investition hat daher weniger den Charakter eines Kraftwerksbaus sondern entspricht eher einer Finanzbeteiligung.

Energiebilanz

Bei einer Volllaststundenzahl von 3.800 wird eine anteilige jährliche Stromerzeugung von 380 GWh erreicht.

Wirtschaftlichkeit

Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines solchen Vorhabens können losgelöst vom konkreten Einzelfall nur beispielhaft bewertet werden. Dabei wird von einer Investitionshöhe von 2.500 EUR/kW ausgegangen (vgl. [65], [66]) und Betriebskosten von 27 EUR/MWh, die im Wesentlichen durch Instandhaltung und Versicherung bestimmt werden. Bezogen auf die Investitionshöhe wurden 3% Instandhaltungskosten und 1% Versicherungskosten berücksichtigt.

Die EEG-Vergütungshöhe wurde mit 120 EUR/MWh angesetzt für 15 Jahre entsprechend der Verlängerungsregelung im EEG 2009. Nach Auslaufen der erhöhten Anfangsvergütung wird der Strom außerhalb des EEG vermarktet unter Annahme eines mittleren Marktpreises von 50 EUR/MWh.

Unter diesen Annahmen ergibt sich ein positiver Kapitalwert bei einer Rendite von 7,7% und einer Amortisationszeit von 15 Jahren.

Dieses Beispiel zeigt, dass eine Beteiligung an einem Windpark eine wirtschaftlich wie ökologisch durchaus interessante Ergänzung des Erzeugungsportfolios darstellt. Da der Strom nach dem Umlageverfahren des EEG vergütet und auf alle nicht-privilegierten Endkunden verteilt wird, ist eine direkte Zurechnung des anteilig erzeugten Stroms auf das Versorgungsgebiet in Kiel jedoch nicht statthaft.

Berücksichtigt werden muss auch, dass es heute noch keine Langzeiterfahrungen mit echten Offshore-Anlagen gibt und die Abschätzungen zu Instandhaltungskosten und möglichen Stromerträgen noch nicht durch langjährige Betriebserfahrungen abgesichert sind. Eine solche Investition in dieser Höhe ist daher auch mit einem erheblichen Risiko für die Stadtwerke Kiel verbunden.

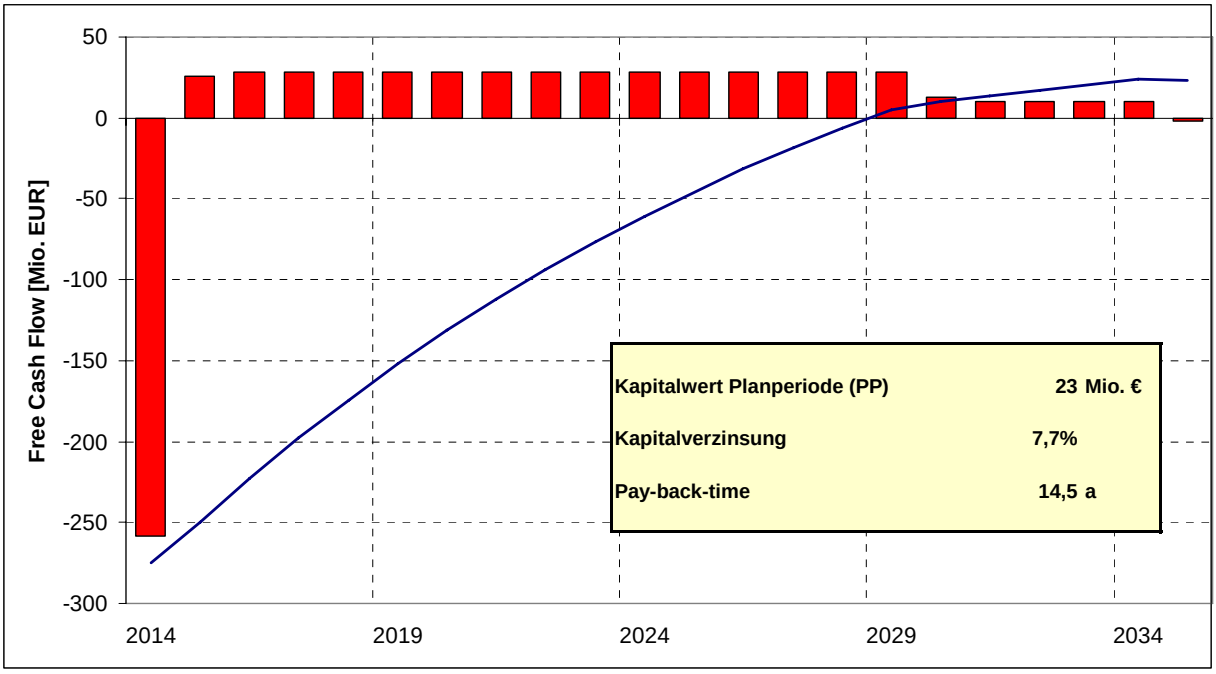


Abbildung 66: Beispielhafte Cash-Flow Entwicklung bei Beteiligung an einem Offshore-Park

6.8.6 Zusatzmaßnahme: Solarthermie

Eine weitere Zusatzmaßnahme ist der Ausbau der solarthermischen Nutzung. Im Rahmen dieser Studie wird der Ausbau der Solarthermie in Kiel um 30 MW_{th} untersucht.

Technisches Konzept

Bis 2030 werden zusätzlich 4.300 kleine Anlagen (mittlere Kollektorfläche 6 qm) und 300 größere Anlagen (60 qm mittlere Kollektorfläche) installiert, dies entspricht etwa einer Verdreifachung der heutigen Leistung in Kiel und ist damit durchaus realisierbar. Bei 35.000 Wohngebäuden in Kiel, davon 20.000 Einfamilienhäuser, ist das Dachflächen-Potenzial ausreichend für einen solchen Ausbau.

Die Solarkollektoren werden vorrangig zur Warmwasserbereitung eingesetzt, die technischen Komponenten (Flachkollektoren, Speicher, Armaturen, Regelung) sind seit Jahren etabliert.

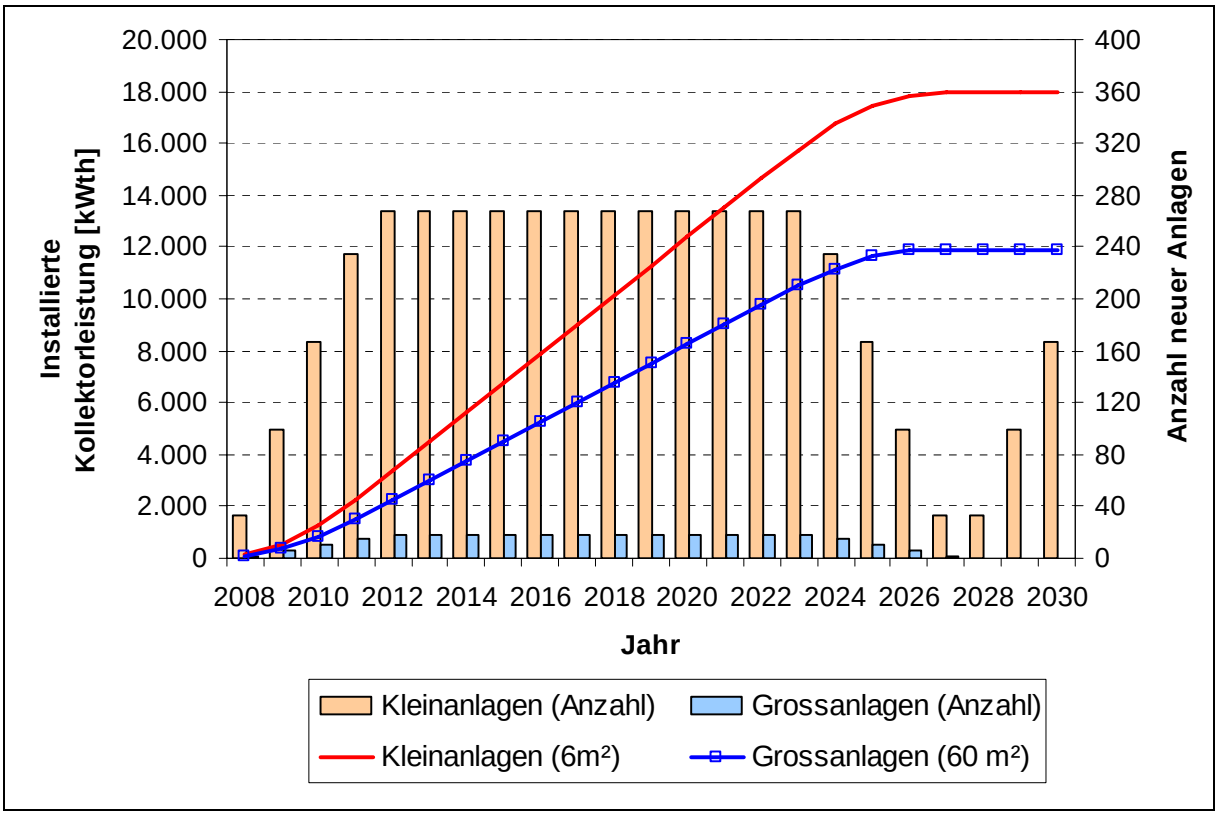


Abbildung 67: Ausbau der Solarthermie um 30 MW

Energiebilanz

Durch die thermische Leistung von 30 MW bzw. etwa 43.000 m² Kollektorfläche kann ein zusätzlicher Solarertrag von 21,4 GWh bis 2030 erreicht werden. Dadurch werden etwa 25 GWh Endenergie ersetzt. Wenn man davon ausgeht, dass der Ausbau vor allem in der Peri-

pherie bei kleineren Gebäuden (Einfamilienhäusern) stattfindet, werden vor allem Gas und Erdöl substituiert.

Wirtschaftlichkeit

Die Erstinvestition für den 30-MW-Ausbau liegt bei ca. 25,5 Mio. EUR, inkl. Reinvestitionen nach der Nutzungsdauer sind im gesamten Betrachtungszeitraum Investitionen von 69 Mio. EUR zu tätigen. Aus Sicht des Nutzers rentiert sich eine Solaranlage unter den heutigen Energiepreisen nach etwa 15-20 Jahren, je nach Anwendungsfall und Verzinsungsanspruch. Mit weiter steigenden Energiepreisen wird sich dies weiter verbessern.

Eine Direktinvestition der SWK (z.B. als Kleinanlagen-Solarcontracting) ist aufgrund des kleinteiligen Geschäfts und des administrativen Aufwandes (Messkosten etc.) nicht sinnvoll. Der administrative Aufwand für Abrechnung, Wärmemengenzähler, Instandhaltungsverträge ist in Relation zu dem Wärmeerlös einer Kleinanlage in Höhe von wenigen 100 EUR zu hoch.

SWK kann die Umsetzung eines solchen Ausbaus jedoch durch Förderprogramme, Informationskampagnen und zinsgünstige Kredite unterstützen.

6.8.7 Zusatzmaßnahme: KWK

Ziel ist es, neben der ressourcenschonenden Fernwärmebereitstellung im KWK-Betrieb auch möglichst viele Gebäude ausserhalb des Fernwärmegebietes mit KWK-Anlagen auszustatten. Die Potenziale im Stadtgebiet sind in Abschnitt 5.4 dargestellt worden.

Technisches Konzept

Alle Gebäude außerhalb des Fernwärmevorranggebietes werden sukzessive bis 2032 innerhalb des Erneuerungszyklusses der Heizungsanlage umgestellt, sofern eine Umstellung technisch machbar ist.

Bei der Hochrechnung des KWK-Ausbaus wurde die in Abschnitt 5.4 dargestellte Systematik mit der Aufteilung in 6 Gebäudeklassen angewandt.

Bei einem sukzessiven Ausbau ergibt sich die in der folgenden Abbildung gezeigte Entwicklung installierter KWK-Kapazität und Erzeugung, jeweils für das alternative Wärmemarktszenario und den Referenzfall.

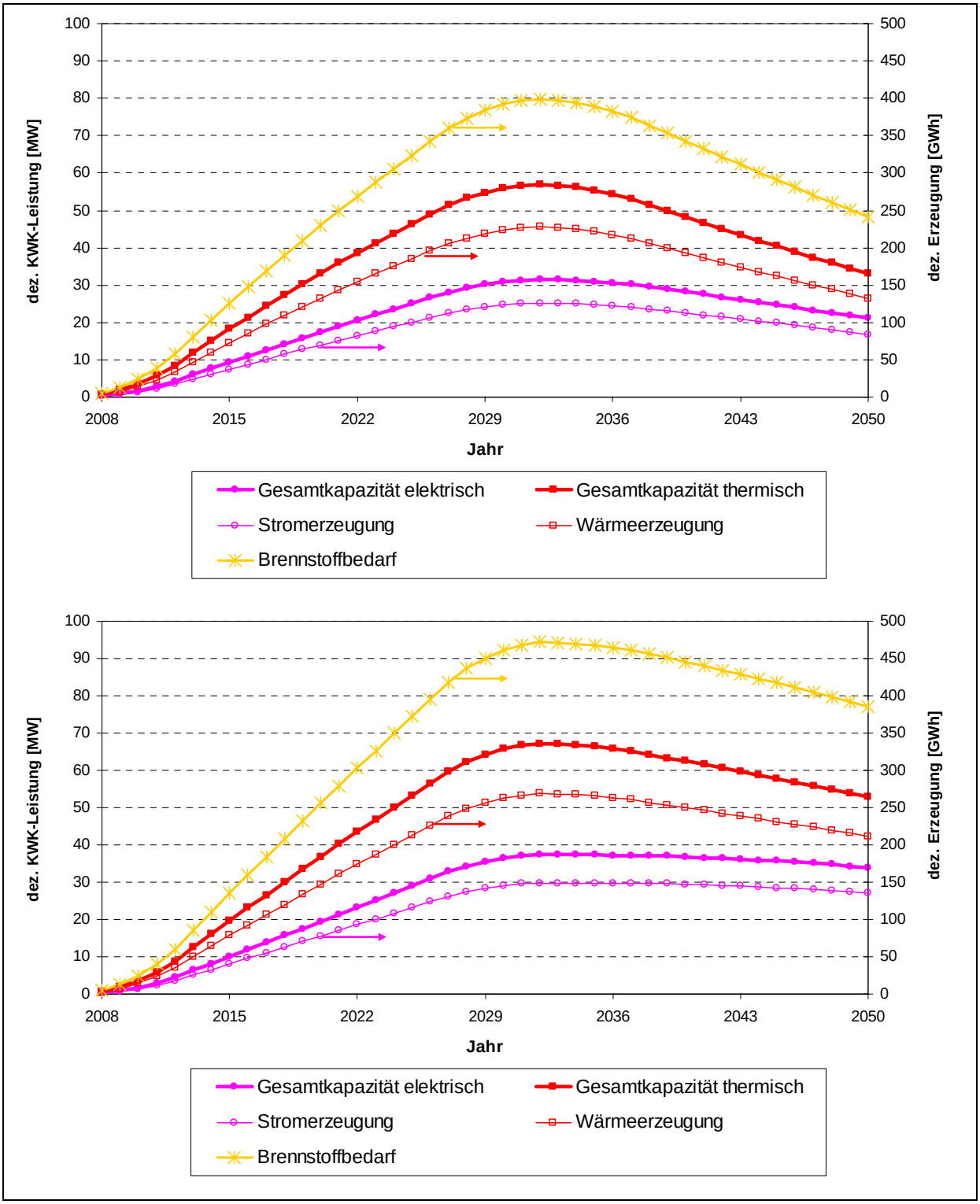


Abbildung 68: Ausbaustrategie dezentrale KWK, alternatives Wärmemarktszenario (oben) und Referenzfall (unten)

Natürlich ist die erreichbare KWK-Leistung im Fall verstärkter Einsparmassnahmen im Wärmemarkt geringer und zudem nach Erreichen des maximalen Ausbaugrades auch stärker rückläufig.

Energiebilanzen

Bis 2032 kann eine KWK-Stromerzeugung von 130 bzw. 150 GWh und eine Wärmeerzeugung von 230 bzw. 270 GWh erreicht werden, danach sinken die Mengen aufgrund weiterer Einsparungen im Gebäudebereich wieder

In beiden Szenarien ist zu erkennen, dass die Stromproduktion nach 2030 weniger stark zurückgeht als die Wärmeproduktion. Dies liegt daran, dass vor allem die Mikro-KWK (Stirlingmotoren, Kleinst-BHKW) noch ein erhebliches Verbesserungspotenzial bei der elektrischen Effizienz haben, das durch entsprechende Entwicklungspfade für die Stromkennzahl berücksichtigt wurde.

Wirtschaftlichkeit

Während KWK-Anlagen im mittleren Leistungsbereich ab 50 kW inzwischen durch hohe Energiepreise und KWK-Förderung in vielen Fällen den Bereich der Wirtschaftlichkeit gelangt sind, sind Mikro-KWK Anlagen wie z.B. der Stirlingmotor mit Investitionskosten von 8.000-10.000 EUR/kW für ein Komplettsystem noch sehr teuer. Da sich diese Anlagenklasse sich noch in einem frühen Marktstadium befindet, erwarten wir in diesem Segment noch eine deutlich Kostendegression.

Unter Berücksichtigung dieser Degression liegen die grob abgeschätzten Investitionskosten bis zum Erreichen der maximalen KWK-Leistung im Jahr 2032 bei 103 Mio. EUR (Alternativszenario) bzw. 121 Mio. EUR (Referenzszenario). Dieser Kostenschätzung liegen folgende Annahmen zu Grunde:

Klasse	**Technik**	**Leistung P_{el} [kW]**	**Investitonskosten 2008 [EUR/kW]**	**Kostendegressionsfaktor [1/a]**
1	Stirling-Motor, z.B. WhisperGen	<1	5000-10000	0,985
2	Kleinst-BHKW, z.B. Ecopower	2-4	3800-5000	0,99
3	Klein-BHKW z.B. Dachs Senertec	4-8	3000-4000	0,995
4	Klein-BHKW	8-60	2400-3300	1
5	BHKW, Mikrogasturbine	60-250	2000-2800	1
6	BHKW/GT	ab 250	1600-2400	1

Tabelle 22: Wirtschaftliche Eckdaten KWK-Ausbau Variante 6

Die Wirtschaftlichkeit eines KWK-Projektes generell aus Sicht des Contractinggebers SWK hängt sehr stark von der Einzelfallsituation ab, so dass hier nur eine grobe Abschätzung getroffen werden kann.

Neben den oben erläuterten Investitionen müssen Betriebskosten und sonstige administrative Kosten berücksichtigt werden. Erlösseitig sind Umsätze aus dem Wärmeverkauf, die sich an den anlegbaren Kosten einer Alternativerzeugung orientieren, aus der Stromeinspeisung und der KWK-Förderung sowie die Einsparung der Stromsteuer zu verbuchen.

Damit ergibt sich ein überschlägig über alle Leistungsklassen abgeschätztes Bild der Kosten- und Erlöspositionen eines KWK-Ausbaus.

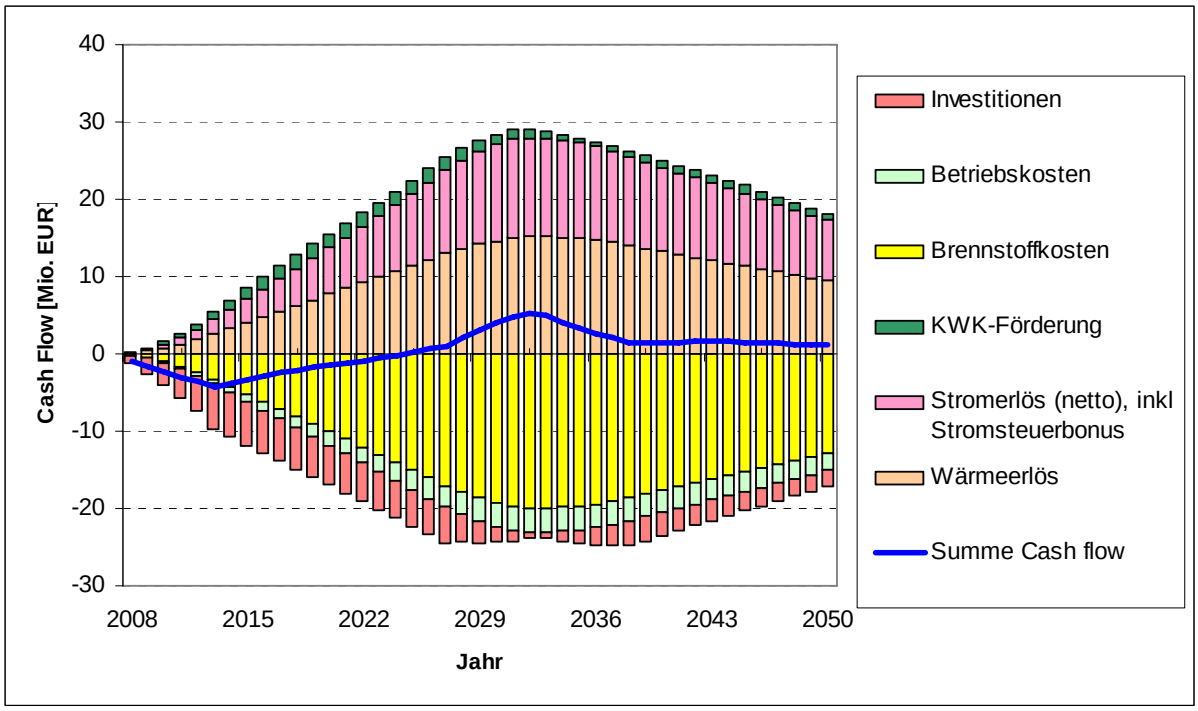


Abbildung 69: Erlöse und Kosten des KWK-Ausbaus in Kiel, alternatives Wärmemarktszenario

Die Wärme- und Stromerlöse steigen mit dem Ausbau der KWK-Leistung an und erreichen etwa in 2032 ihren Höhepunkt. Danach fallen die Erlöse aufgrund der weiter zurückgehenden Wärmelasten und des sinkenden Strompreises wieder ab. Zusatzerlöse kommen durch die KWK-G Förderung, die in unveränderter Höhe von 2,1 ct/kWh absteigend auf 1,3 ct/kWh für die ersten 5 Jahre für Anlagen mit mehr als 50 kW und 5-4 ct/kWh für acht Jahre bei Kleinanlagen auch ab 2013 angenommen wurde.

Kostenseitig sind die Erdgaskosten bestimmend, hinzu kommen Betriebs- und Verwaltungskosten sowie die Anlageninvestitionen. Diese steigen im Rahmen des Ausbaus allmählich an um dann wieder abzufallen. Ab 2030 werden Re-Investitionen notwendig, um das Potenzial zu halten.

Preise und Eskalationsfaktoren für Strom, Wärme- und Erdgas wurden in Anlehnung an die hinterlegten Preisszenarien des Referenzfalles gewählt und passend skaliert.

Diese abschätzige Rechnung zeigt, dass auch bei einem solchen massiver Ausbau positive Cash-Flows für den Contractor zu erzielen sind, ähnlich wie in Variante 5. Ein wesentlicher Faktor ist die Förderung durch das KWK-G die vor allem einen Einsatz kleinerer Anlagen interessant macht.

Die Aufbauphase eines solchen Ausbaus dauert etwa 15 Jahre an. Danach werden aber deutliche Überschüsse erwirtschaftet, über den gesamten Zeitraum wird in diesem Beispiel eine Vorsteuer-Rendite von etwa 3,3% erreicht. Diese Rendite ist zwar nicht ausreichend für die Deckung der Kapitalbeschaffungskosten, es muss allerdings berücksichtigt werden, dass in diesem Rechenbeispiel auch eine fast 100%ige Ausschöpfung der Potenziale unterstellt wurde bis hin zu Kleinstanlagen. In der Praxis würde man sich auf eine Teilausschöpfung konzentrieren und die rentableren Objekte mit einem geeigneten Bedarfsprofil zuerst umrüsten.

Natürlich kann diese Grobkalkulation keine Einzelwirtschaftlichkeitsberechnung ersetzen, da man KWK-Projekte eigentlich immer einzelfallbezogen bewerten muss und in diesem Szenario hier mehrere tausenden Einzelanlagen bis hin zu Kleinst-BHKW angesetzt werden. Hinzu kommt, dass ein solch massiver Ausbau auch Auswirkungen auf Vertriebsmargen (z.B. durch den gestiegenen Gasabsatz), Netzentgelte und sogar einen ggf. notwendigen oder auch nicht mehr notwendigen MS-und NS-Netzausbau haben kann. Auch die Unsicherheiten bei KWK-Förderung, Stromsteuerbefreiung, Energiesteuern etc. bei einem Zeitraum bis 2050 lassen eine wirklich belastbare Bewertung nicht zu.

6.9 Variantenvergleich

6.9.1 Lokale Energiebilanz

Da sich die Varianten hinsichtlich Ihrer Dimensionierung stark unterscheiden, sind auch die Mengenbilanzen sehr unterschiedlich. Die in den Varianten 1-6 erzeugte Strom- und Wärmemenge aller Anlagen inklusive der Zusatzmaßnahmen in Variante 5 und 6 ist in der folgenden Grafik dargestellt.

Im Vergleich ist die sehr stark unterschiedliche Stormerzeugung auffällig. Das Großkraftwerk erzeugt etwa die fünffache Strommenge wie die dezentrale Variante 6. Alle Varianten decken rechnerisch aber den Stromjahresbedarf der Stadt Kiel, der im Jahr 2030 bei etwa 900 GWh liegen wird.

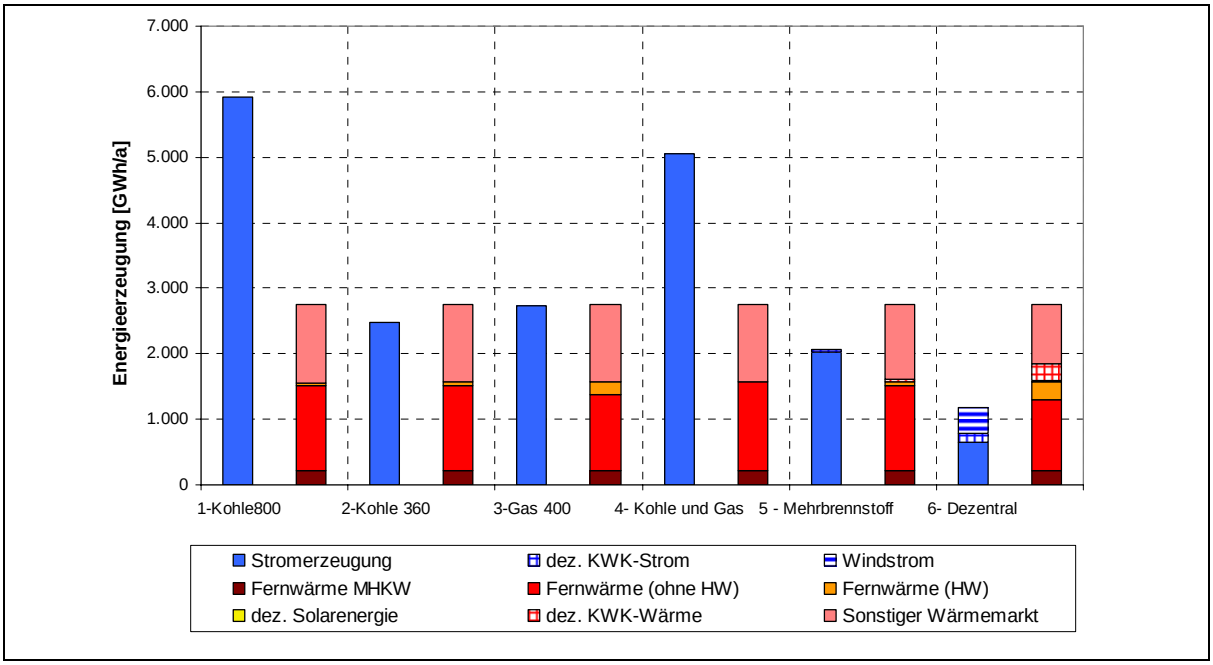


Abbildung 70: Strom- und Wärmeerzeugung im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Bezug 2030)

Die Brennstoffverbräuche sind entsprechend und liegen zwischen 2.000 GWh und 13.000 GWh.

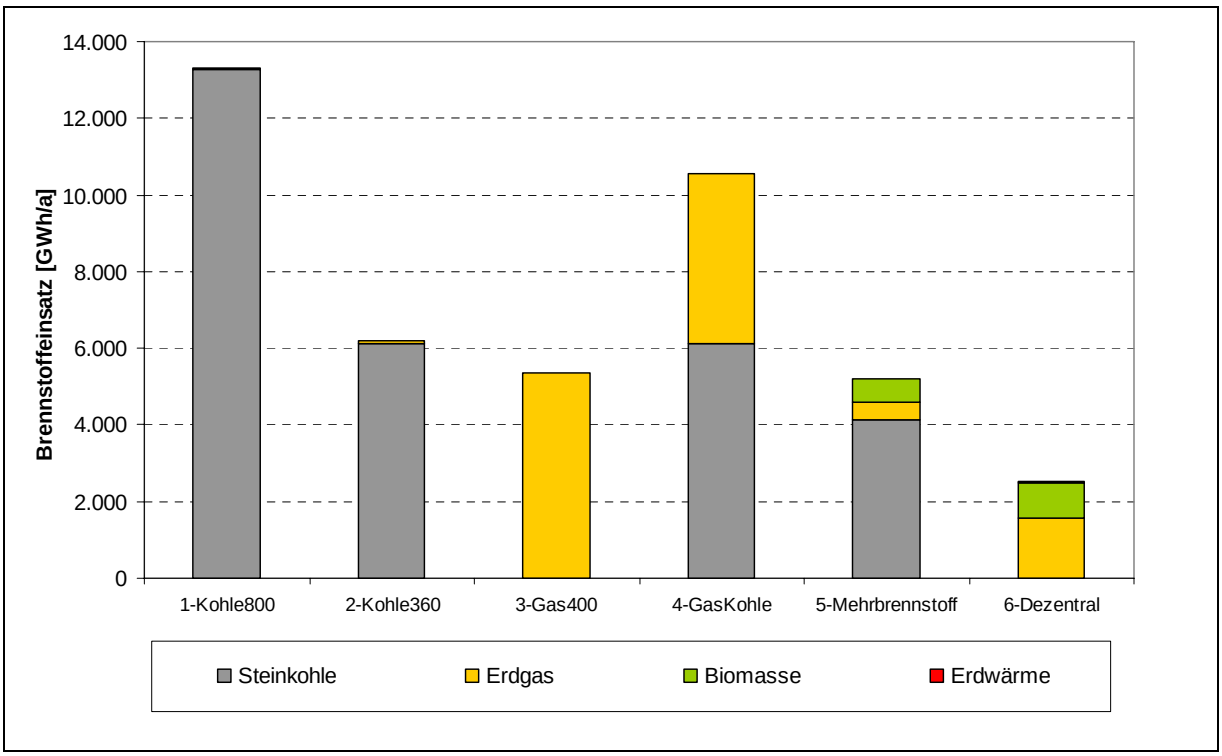


Abbildung 71: Brennstoffbedarf im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Bezug 2030, ohne Zusatzmassnahmen)

Setzt man die erzeugte Strom- und Wärmemenge in Relation zu dem eingesetzten Brennstoff, erhält man den Brennstoffnutzungsgrad. Dieser ist allerdings nur bedingt vergleichbar, da die Relation zwischen erzeugtem Strom und erzeugter Wärme stark unterschiedlich ist. Natürlich liegt die Brennstoffausnutzung in Variante 6 mit gut 83% sehr viel höher als im Fall des Großkraftwerkes in Variante 1, das auch im Kondensationsbetrieb läuft. Dafür produziert die Variante 1 aber auch den meisten Strom, der im Rahmen des Bilanzausgleichs bei den anderen Varianten aus dem Netz hinzugerechnet werden muss.

Diese Gesamtbilanzierung unter Berücksichtigung des Bilanzausgleiches der Fehlmengen ist im folgenden Kapitel „Ökologische Bewertung“ dargestellt.

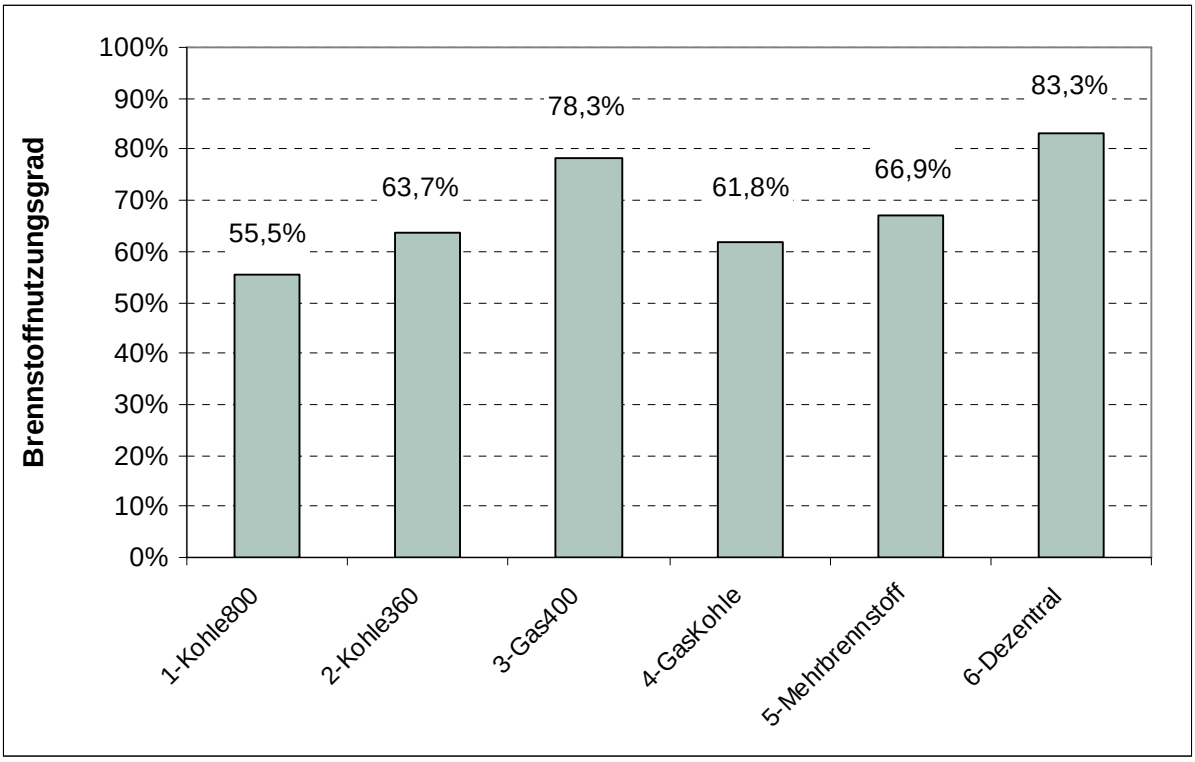


Abbildung 72: Gesamtnutzungsgrad im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Bezug 2030, ohne Zusatzmassnahmen)

6.9.2 Wirtschaftlichkeit

Bezüglich der Rentabilität aus Sicht des Investors ergibt sich aus der Untersuchung der einzelnen Varianten ein eindeutiges Ranking. Während die stark gasbasierten Varianten 3 und 6 keine Rendite erwirtschaften, liegen die Varianten, die auf dem Energieträger Kohle basieren, im positiven Bereich.

Nur die reinen Kohleblöcke erfüllen jedoch die Renditevorgabe von 6,5% Kapitalverzinsung.

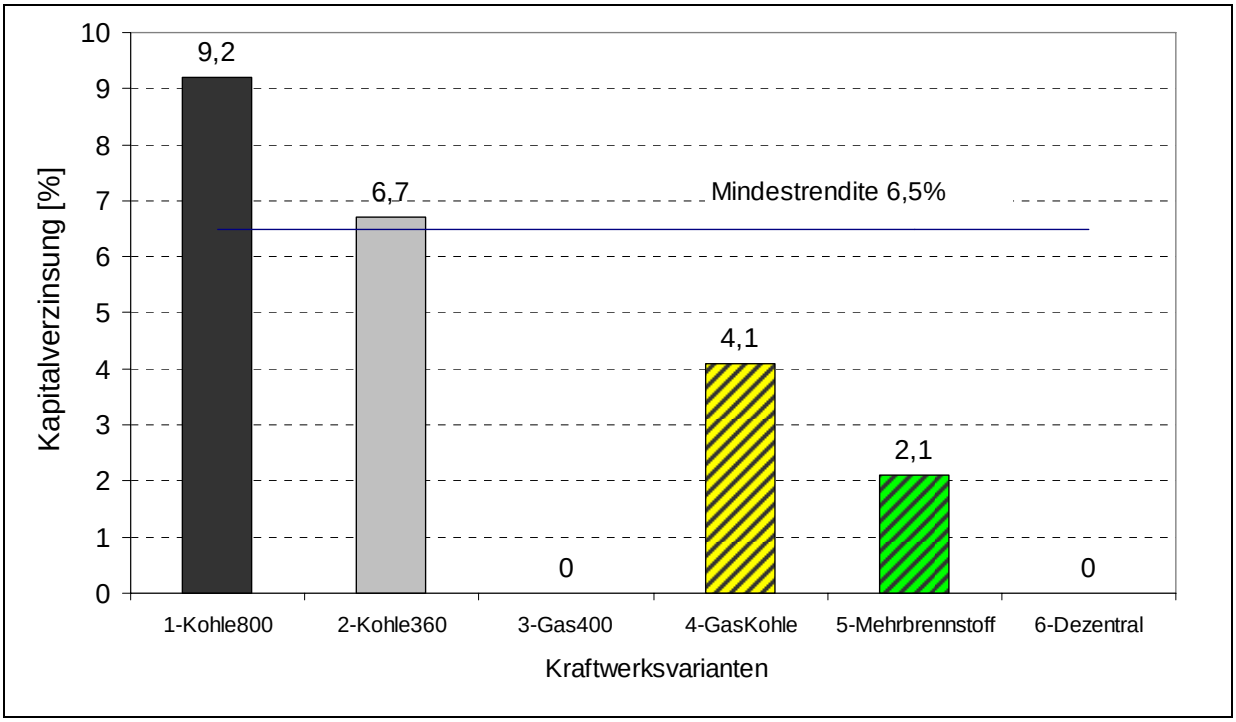


Abbildung 73: Kapitalrendite im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Variante 5 und 6 ohne Zusatzmaßnahmen)

Das gleiche Bild zeigt sich auch beim Vergleich der Stromgestehungskosten in Abbildung 74.

Bei diesem Vergleich muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Varianten 1-6 unterschiedliche Auslastungen haben, die stärker wärmegeführten Varianten 3 und 6 sind deshalb nur bedingt mit den Grundlastkraftwerken in den anderen Varianten zu vergleichen. Bei Variante 6 kommt hinzu, dass die Anlagen zum Teil eine KWK-Förderung erhalten, der Vergleich mit dem Basepreis also nur bedingt möglich ist.

Es zeigt sich jedoch auch, dass eine wärmegeführte dezentrale Erzeugung aufgrund der niedrigeren Wirkungsgrade und der schlechteren Auslastung keine Effizienzvorteile bei der Stromerzeugung hat.

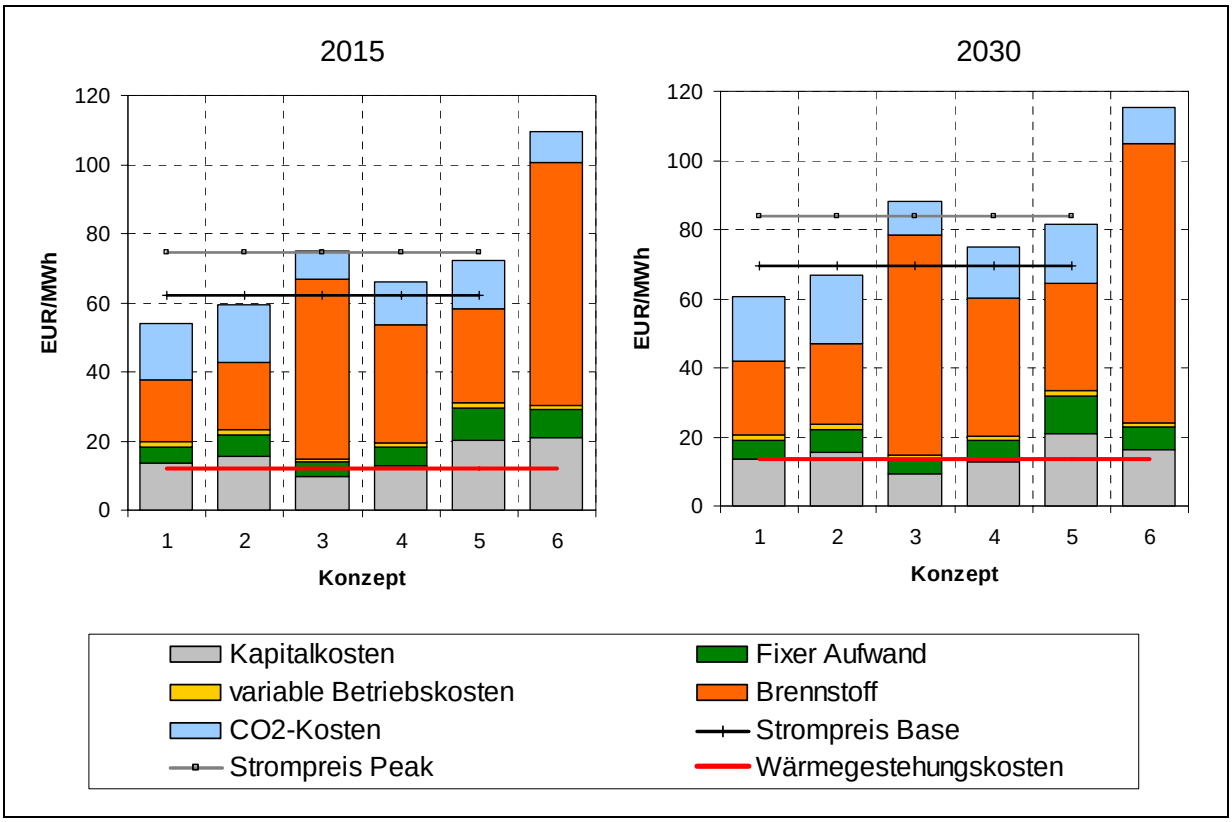


Abbildung 74: Stromgestehungskosten im Vergleich der Erzeugungsvarianten, Referenzszenario (Variante 5 und 6 ohne Zusatzmaßnahmen, Variante 6 ohne Biomasse)

6.9.3 Arbeitsplatzeffekte

Neben den reinen Renditeaspekten spielt bei der Energieversorgung auch die Sicherung von Arbeitsplätzen eine Rolle. Daher wurden die ErzeugungsVariantee auch hinsichtlich der Schaffung bzw. Sicherung von Arbeitsplätzen bewertet.

Bei der Bewertung der Beschäftigungseffekte wurden sowohl direkte als auch indirekte Beschäftigungseffekte berücksichtigt, die in der Region Kiel entstehen. Als direkter Beschäftigungseffekt wird die direkte Schaffung von Arbeitsplätzen bezeichnet, die durch den Bau, Wartung und Betrieb einer Anlage entstehen, also das Betriebspersonal, das in den vorangegangenen Abschnitten schon dargestellt wurde. Indirekte Beschäftigungseffekte entstehen durch Vorleistungen (z.B. Zulieferung) in anderen, indirekt betroffenen Sektoren der Volkswirtschaft. Es wird unterschieden zwischen den Arbeitsplätzen, die einmalig während der Bauphase entstehen und denen, die dauerhaft auf Grund von Betrieb und Wartung der Anlagen erforderlich werden. Da die Arbeitsplätze während der Bauphase nur temporären Charakter haben und im Kraftwerksbau auch vorwiegend Arbeitskräfte von außerhalb der Region eingesetzt werden, wurden diese nicht weiter betrachtet.

Mögliche gesamtwirtschaftliche Effekte wie zum Beispiel der Budgeteffekt bleiben ebenfalls unberücksichtigt. Dieser Effekt beschreibt die Veränderungen in der Beschäftigung durch

allgemeine Effekte wie zum Beispiel der Verteuerung oder Verbilligung von Strom z.B. durch die EEG-Umlage. Solche Effekte lassen sich nur in makroökonomischen Analysen wie z.b. der Input/Output-Analyse ermitteln, die im Rahmen dieser Studie nicht durchgeführt werden können.

Berücksichtigt werden folgende Bereiche:

- Direktes Kraftwerkspersonal
- Indirekte Beschäftigung in der Region, die durch das Kraftwerk ausgelöst wird (Zulieferer, Handwerk, Brennstofflogistik). Diese liegt erfahrungsgemäß etwa in der gleichen Größenordnung wie das Kraftwerkspersonal, wobei nur ein Teil auf die KERN-Region entfällt.
- Beschäftigungseffekt bei den SW Kiel durch zusätzliches Personal
- Beschäftigungseffekt in Kiel und Umgebung durch die Zusatzmaßnahmen (Installation und Wartung durch lokales Handwerk)

Mit dieser Zielsetzung wurden unterschiedliche Literaturquellen herangezogen, die sich mit den Auswirkungen auf Arbeitsplätze durch den Bau von Energieumwandlungsanlagen beschäftigen. Die meisten Faktoren vor allem für die Bewertung der Zusatzmaßnahmen wurden einer Studie des Bremer Energie Instituts entnommen [67].

Vor allem die Zusatzmaßnahmen in den Varianten 5 und 6 tragen zur Arbeitsplatzsicherung bei. Sowohl Installation und Betrieb von Solaranlagen als auch von BHKWs sind vergleichsweise beschäftigungsintensiv. So werden in Variante 5 100 mittelgroße KWK-Anlagen installiert, bei einer Umsetzung über 20 Jahre entspricht das 5 Anlagen pro Jahr. In Variante 6 werden jedes Jahr 235 Solaranlagen und im Mittel 600 kleinere KWK-Anlagen neu installiert.

Im Einzelnen werden die Beschäftigungseffekte wie folgt abgeschätzt

Variante 1 800 MW Kohle

Es entstehen 90 direkte Arbeitsplätze im Kraftwerk sowie 45 indirekte Arbeitsplätze (Handwerk, Fremdpersonal, Gutachten, Zulieferung, Ascheentsorgung) in der Region.

Variante 2 360 MW Kohle

Es entstehen 60 direkte Arbeitsplätze im Kraftwerk sowie 30 indirekte Arbeitsplätze (Handwerk, Fremdpersonal, Gutachten, Zulieferung, Ascheentsorgung) in der Region.

Variante 3 400 MW GuD

Es entstehen 25 direkte Arbeitsplätze im Kraftwerk sowie 15 indirekte Arbeitsplätze (Handwerk, Fremdpersonal, Gutachten, Zulieferung) in der Region.

Variante 4 Kombiblock

Es entstehen 70 direkte Arbeitsplätze im Kraftwerk sowie 40 indirekte Arbeitsplätze (Handwerk, Fremdpersonal, Gutachten, Zulieferung) in der Region.

Variante 5 Mehrbrennstoffkraftwerk

Es entstehen 65 direkte Arbeitsplätze im Kraftwerk sowie 30 indirekte Arbeitsplätze (Handwerk, Fremdpersonal, Gutachten, Zulieferung) in der Region.

Ein weiterer wesentlicher Effekt entsteht durch die Biomasselogistik.

Benötigt werden ca. 30.000 Transporte vom Feld zum Zwischenlager (5 t Pro Ladung) und ca. 1.000 Bahntransporte. Geht man von einer Arbeitszeit von 2 Stunden für den Strassentransport (inkl. Be- und Entladezeiten) zum Zwischenlager und 4 Stunden für den Bahntransport aus, werden 39 Mannjahre benötigt. Daneben wird noch ein Personalbestand von 2 Personen pro Zwischenlager (1-Schichtbetrieb) angesetzt sowie 2 Personen für Dispatch/Administration. Insgesamt schafft der Brennstoffantransport somit 47 Arbeitsplätze ohne Berücksichtigung von Beschäftigungssicherung bei den Landwirten direkt.

Durch den Ausbau der KWK entstehen weitere 11 Arbeitsplätze vor allem im lokalen Handwerk und bei SWK selber für die Abwicklung

Variante 6 Dezentral

Hier fällt ebenfalls ein erheblicher Transportaufwand für den Brennstoff an. Da die Menge größer ist als In Variante 5 und ein Antransport auf der Strasse unterstellt wurde, fallen 22.500 LKW-Transporte (10 t pro Transport) direkt zu den Kraftwerken an. Bei einer Dauer von 3,5 Stunden pro Transport (längere Entfernung) werden 45 Personen benötigt. Zusammen mit dem administrativen Zusatzaufwand werden 48 Arbeitsplätze entstehen.

Durch den Ausbau der KWK entstehen weitere 43 Arbeitsplätze vor allem im lokalen Handwerk und bei SWK selber für die Abwicklung. Die Offshore-Anlagen wurden nicht bilanziert, da die damit verbunden Arbeitsplätze außerhalb der Region Kiel liegen.

Die Gesamtbilanz ist in der folgenden Tabelle gezeigt.

	1 Kohle 800 MW	**2 Kohle 360 MW**	**3 GuD 400 MW**	**Gas & Kohle**	**5 Mehr-brennstoff**	**6 De-zentral**
direkt Kraftwerk	90	60	25	70	65	48
indirekt Kraft-werk	40	30	10	40	30	20
Brennstofflogistik					47	48
durch Solar-thermieausbau						7
durch KWK-Ausbau					11	43
Summe	**130**	**90**	**35**	**110**	**153**	**166**

Tabelle 23: Abschätzung der regionalen Arbeitsplatzeffekte

6.9.4 Szenarioanalyse

Die bisher dargestellten Ergebnisse beruhen auf einer Beschreibung der zukünftigen Entwicklungen unsicherer Randbedingungen, die von den Autoren als plausibler Entwicklungspfad verstanden wird.

Die Szenario-Analyse bezieht nun mehrere alternative Zukunftsbilder, auch Szenarien genannt, mit ein. Die Szenarien, die in Abschnitt 6.2 definiert wurden, werden nun als Randbedingung für Variantenrechnungen definiert.

Die Ergebnisse werden in den folgenden Abbildungen dargestellt. Dabei wird auf eine Detaildarstellung verzichtet, sondern es werden die wirtschaftlichen Projektkennzahlen dargestellt. Energie- und Ökobilanzen ändern sich auch teilweise in den Szenarien, z.B. in Form einer variierenden Einsatzplanung, die Abweichungen vom Referenzfall sind allerdings nicht sehr groß.

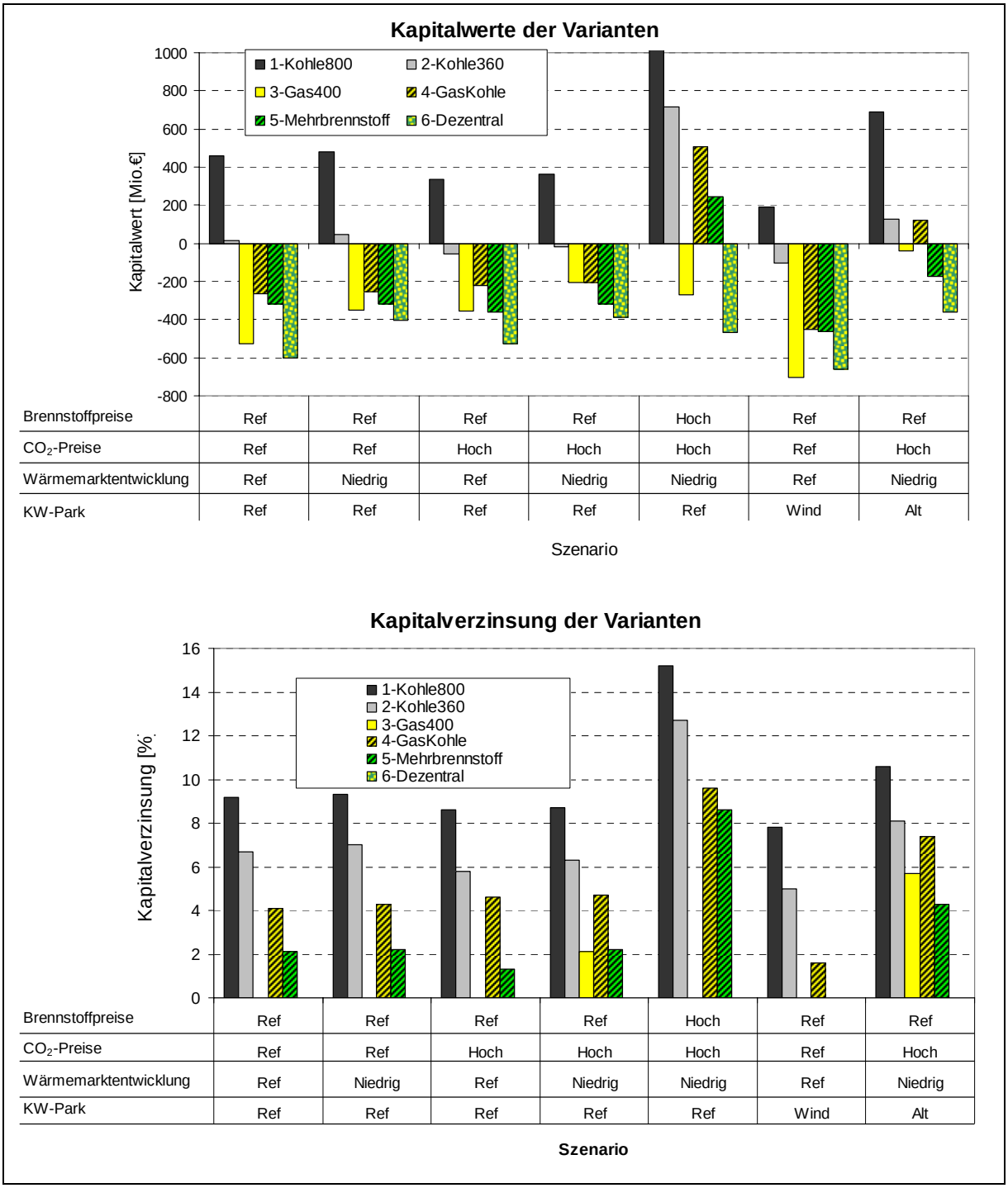


Abbildung 75: Kapitalwerte und Kapitalverzinsung in der Szenarioanalyse

Die wesentlichen Abweichungen der einzelnen Szenarien gegenüber dem Referenzfall sind:

- **Ref_Ref_Niedrig_Ref**: Dieses Szenario entspricht in den globalen Randbedingungen dem Referenzszenario bis auf die Entwicklung der Wärmenachfrage, die sehr viel stärker rückläufig ist. Da die Wärmepreise sich an der Stromeinbusse orientieren, sind die Auswirkungen auf die Rentabilität eines Kraftwerkes gering. Lediglich in Va-

riante 6 ergeben sich deutlich bessere Kennzahlen, da die Variante für einen niedrigeren Bedarf entwickelt wurde. Allerdings wird auch in diesem Szenario keine positive Verzinsung erreicht.

- **Ref_Hoch_Ref_Ref**: Dieses Szenario ist durch eine politisch induzierte Verknappung der Zertifikatemengen gekennzeichnet mit höheren CO_2-Preisen. Die Strompreise spiegeln diese Entwicklung ebenfalls wider und liegen somit höher als im Referenzfall. Die Kohlevarianten verschlechtern sich, die stärker gasbasierten Varianten 3, 4 und 6 verbessern sich, ohne dass sich das Ranking jedoch umkehren würde.

- **Ref_Hoch_Ref_Ref**: Dieses Szenario ist durch steigende CO_2-Preise und einen stärker rückläufigen Wärmemarkt gekennzeichnet, kombiniert also die beiden vorgenannten Szenarien. Das GuD-Kraftwerk verbessert sich weiter, ohne allerdings den Brennstoffpreisnachteil kompensieren zu können.

- **Hoch_Hoch_Niedrig_Ref.** Dieses Szenario stellt einen extremen Gegenpol zur vergleichsweise moderaten Preisentwicklung im Referenzfall dar. Die Brennstoffpreise steigen bis 2030 um den Faktor 3-4 an und erreichen 2050 110 EUR/MWh (Erdgas, Beug H_u) bzw. 270 EUR/t (Steinkohle). Die Strompreise entwickeln sich dementsprechend und liegen 2050 bei 185 EUR/MWh. Unter solchen extremen Randbedingungen haben vor allem die Varianten Vorteile, bei denen die Gestehungskosten weniger durch Brennstoffpreise bestimmt sind (Die Kohlevarianten 1 und 2) und die Varianten, die eine hohe Einsatzflexibilität haben, nämlich der Kombiblock und das Mehrbrennstoffkraftwerk.

- **Ref_Ref_Ref_Wind**: Dieses Szenario ist mit dem Referenzfall identisch bis auf eine deutlich höhere Windeinspeisung, vor allem im Offshore Bereich. Dadurch verschiebt sich die Merit-Order der Kraftwerkseinsatzplanung entsprechend und die Strompreise geben in windstarken Zeiten nach. Dieser Effekt macht sich vor allem in den hinteren Jahren bemerkbar, in denen die Strompreise deutlich unter denen des Referenzfalles liegen. Für die Einzelwirtschaftlichkeit der Kraftwerksvarianten bedeutet das vor allem sinkende Erlöse auf der Stromseite. Da dieser Effekt alle Varianten gleichermaßen trifft, verschieben sich die Parameter fast parallel nach unten. Die Verzinsung sinkt in allen Fällen um etwa 2%.

- **Alt_Ref_Hoch_Alt**: Neben der Windstromeinspeisung sind in dieser Variante auch andere Erneuerbare Energieträger wie Biomasse, Geothermie und Photovoltaik stärker im Einsatz zu Lasten von Kohleverstromung. Die Grenzkosten der Stromerzeu-

gung sind weitgehend von Gaskraftwerken geprägt, was zu tendenziell höheren Strompreisen führt. Für den Kieler Wärmemarkt wird die alternative Variante unterstellt. Dieses Szenario entspricht somit einer insgesamt wesentlich ambitionierteren Klimaschutzpolitik bei gleichzeitig aber nur moderat steigenden Marktpreisen für Brennstoffe. Unter diesen Randbedingungen liegen die Varianten 1-5 sehr viel näher beieinander, auch die stärker erdgasorientierten Varianten 3-5 kommen in den Bereich einer hinreichenden Rendite. Variante 6 liegt in diesem Szenario besser als in allen anderen, ohne die schon genannten grundsätzlichen Nachteile zu hoher Kapitalbindung und zu hoher Brennstoffkosten bei gleichzeitig nur geringen Stromerlösen vollständig kompensieren zu können.

6.9.5 Sensitivitätsanalyse einzelner Faktoren

In diesem Abschnitt werden einzelne Aspekte und Sensitivitäten schlaglichtartig untersucht, um den Einfluss bestimmter Faktoren zu untersuchen.

Wärmepreis

In den berechneten Szenarien wurde der anlegbare Wärmepreis an die Einbussen durch die verminderte Stromerzeugung gekoppelt. Diese Vorgehensweise führt zu vergleichsweise niedrigen Wärmeerlösen pro erzeugter MWh für die im Kraftwerk erzeugte Wärme.

Im Folgenden wird nun bewertet, welchen Einfluss ein möglicher höherer Wärmepreis auf die Wirtschaftlichkeit hat. Dieser höhere Preis kann durch die Anlegbarkeit der Wärmeerzeugung an die Gestehungskosten einer alternativen dezentralen Wärmeerzeugung begründet werden, wie in Abschnitt 3.1.3 dargelegt, muss aber auch die Kosten der Wärmeverteilung sowie die Netzverluste berücksichtigen.

Dies geschieht zum einen durch systematische Variation des Wärmepreises frei Kraftwerk und eine Auswertung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung (Abbildung 76).

Wie zu erwarten, hat der Wärmepreis vor allem auf die Varianten einen signifikanten Einfluss, die weniger Strom erzeugen und daher mehr auf die Wärmeerlöse angewiesen sind. Bei den beiden Kohleblöcken stellt der Wärmeerlös wegen der hohen Grundlaststromerzeugung nur ein „Zubrot“ dar, er macht nur etwa 4% der gesamten Erlöse aus. Dementsprechend verbessert sich die Wirtschaftlichkeit nur wenig bei Annahme eines höheren Wärmepreises.

Die Varianten 4 und 5 erreichen bei einem Wärmepreis 36 EUR/MWh die Wirtschaftlichkeitsschwelle. GuD und dezentrale Erzeugung profitieren am stärksten von einem höheren Wärmepreis. Allerdings liegen beide Varianten auch bei einem anzulegenden Preis von 36

EUR/MWh noch nicht im akzeptablen Bereich, erst bei Wärmepreisen ab etwa 40 EUR/MWh frei Kraftwerk rechnen sich auch diese Varianten.

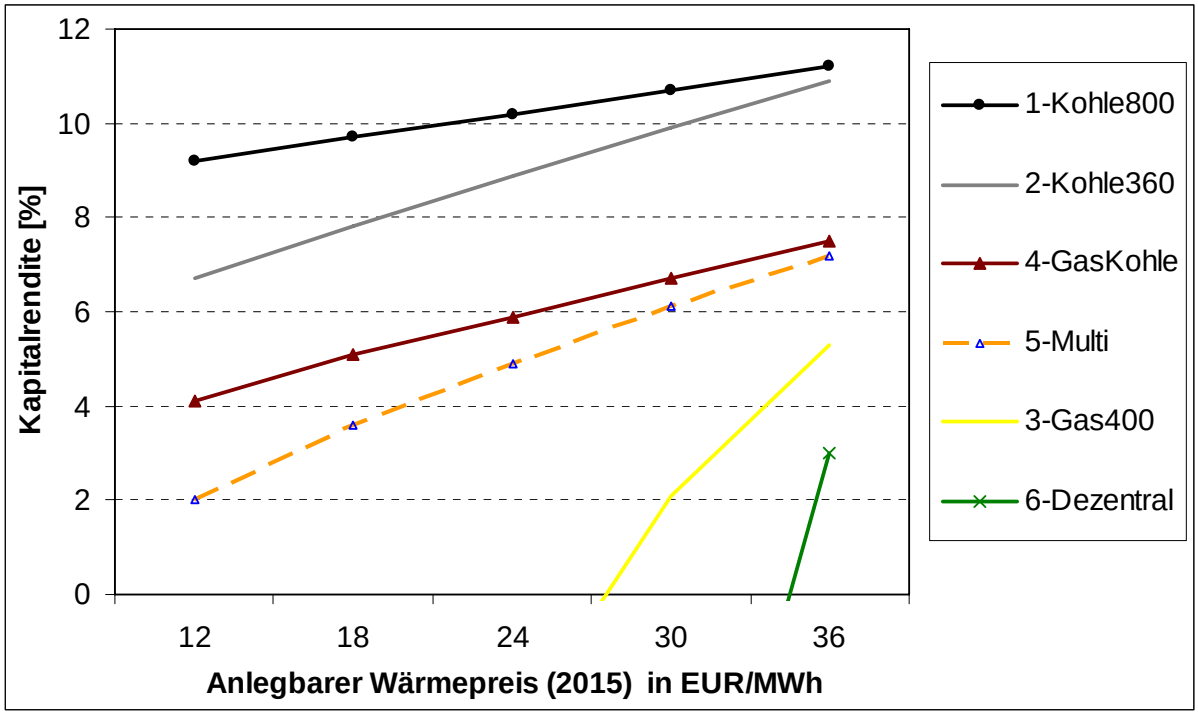


Abbildung 76: Einfluss des Wärmepreises auf die Kapitalverzinsung

Die gleiche Tendenz zeigt sich, wenn man die Berechnung rückwärts ausführt, also den Wärmepreis für alle Varianten so anpasst, dass sie wirtschaftlich gleichgestellt sind und die gleiche Mindestrendite erwirtschaften (Abbildung 77).

Bei Realisierung der Varianten Mehrbrennstoffkraftwerk und Kombiblock müsste der Wärmemischpreis bei etwa 30 EUR/MWh liegen, im Falle der Variante 3 und 6 bei 40 EUR/MWh (jeweils auf 2015 bezogen).

Variante 1 hat Wirtschaftlichkeitsreserven, was bedeutet, dass die ausgekoppelte Wärme rein rechnerisch auch kostenfrei abgegeben werden könnte, ohne den wirtschaftlichen Betrieb zu gefährden.

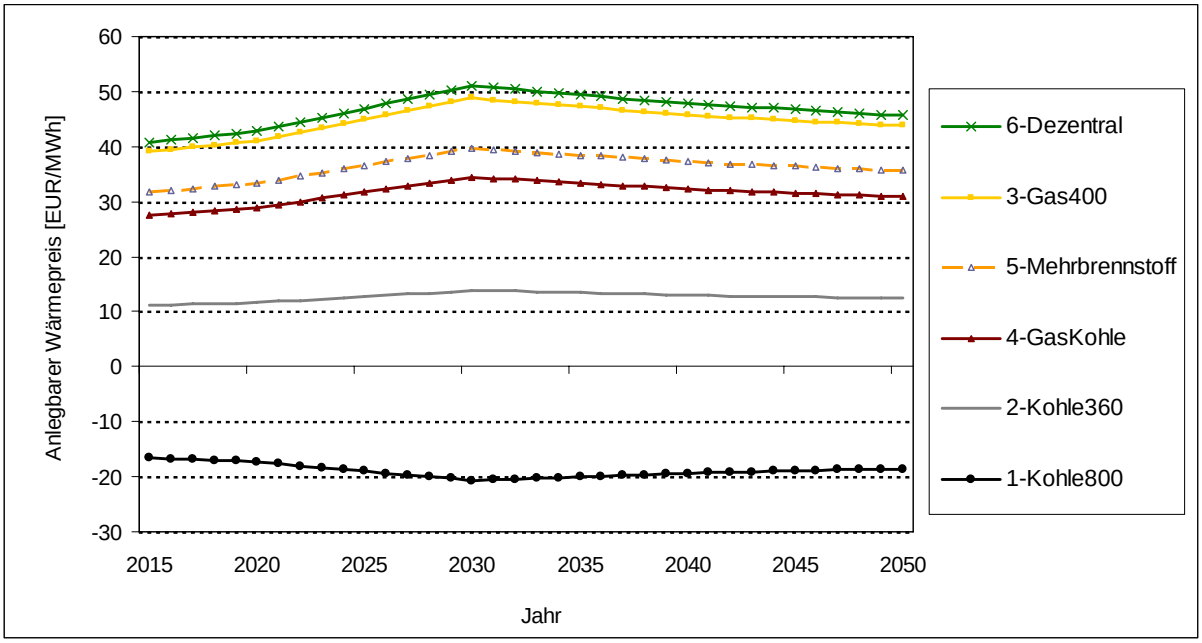


Abbildung 77: Anzulegender Wärmepreis bei gleicher Kapitalverzinsung (6,5%)

Auslastung

Bei den Berechnungen wurde immer von einer – bis auf Revisionszeiten – kontinuierlichen Verfügbarkeit ausgegangen, die Volllaststunden lagen bei gut 7000 h/a.

In einer Untervariante wird nun untersucht, welchen Einfluss eine geringere Verfügbarkeit auf den Betrieb hat. Dies wurde exemplarisch für den großen Kohleblock getan, da dieser aufgrund der hohen Leistung besondern „anfällig“ für netzlastbedingte Abschaltungen ist. Diese kommen zurzeit einige Male im Jahr vor und es wird davon ausgegangen, dass durch den weiteren Ausbau der Windenergie in den nächsten Jahren häufiger ein windlastbedingter Redispatch erfolgen muss.

Ein solches Szenario ist in beispielhaft für das Jahr 2030 und den großen Kohleblock (Variante 1) dargestellt. Neben den geringern Stromerlösen belastet auch der dann notwendige stärkere Einsatz der Heizwerke das Ergebnis.

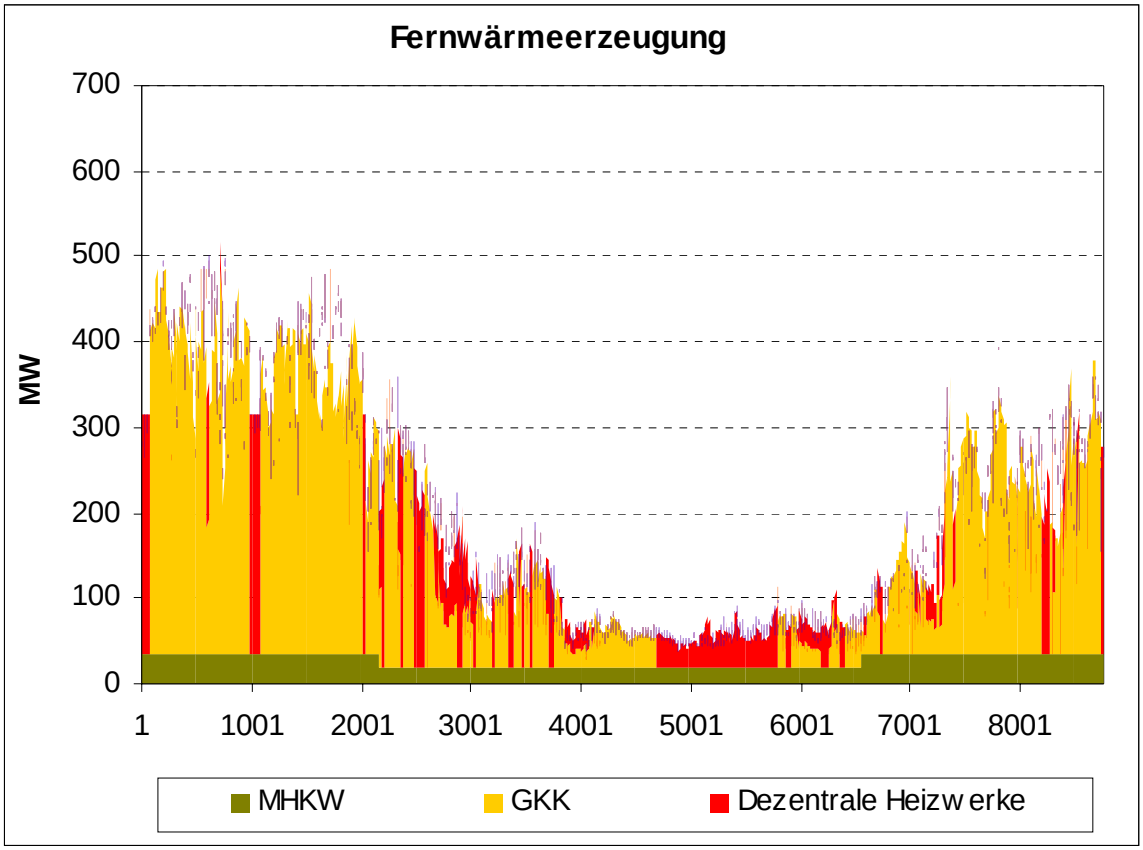


Abbildung 78: Fernwärmeversorgung bei geringer Verfügbarkeit (6000 Volllaststunden), Referenzszenario, Variante 1

Für 3 Fälle mit geringeren Verfügbarkeiten wurde die Wirtschaftlichkeitsberechnung durchgeführt. Bei einer Auslastung von 6000 wird nur noch ein geringer Kapitalwert erwirtschaftet, ein noch stärkeres Absinken würde zu negativen Renditen führen. Dies zeigt, dass Großkraftwerke die in das Verbundnetz einspeisen, sichere Randbedingungen für einen kontinuierlichen Betrieb benötigen um wirtschaftlich zu sein.

	Auslastung			
	Referenz (7.400 h/a)	7000 h/a	6500 h/a	6000 h/a
Kapitalwert [Mio. EUR]	458	354	206	38
Kapitalverzinsung	9,2%	8,6%	7,7%	6,7%
Pay-back-time	18,0	19,9	24,1	36,2

Tabelle 24: Auswirkungen geringerer Verfügbarkeit auf die Wirtschaftlichkeit von Variante 1 (800 MW Kohle)

7 Ökologische Bewertung der Varianten

7.1 Methodischer Ansatz

7.1.1 Vorbemerkungen

Die ökologische Bewertung von einzelnen Versorgungvarianten steht – bis auf sehr einfache Variantenvergleiche – immer vor dem Problem, dass Rückwirkungen für das gesamte Energieversorgungssystem berücksichtigt werden müssen. Letztlich ist damit eine konsistente und (weitgehend) widerspruchsfreie ökologische Bewertung nur mit Szenarienanalysen zu leisten, die das gesamte System umfassen.

Um trotzdem einen belastbaren Vergleich von einzelnen Versorgungvarianten zu ermöglichen, müssen für die Abbildung der Gesamtwirkungen im Energieversorgungssystem ohne umfassenden Szenarienvergleich hinreichend robuste und belastbare Näherungsverfahren gefunden werden. Diese Näherungsverfahren müssen dabei einerseits methodisch konsistent und andererseits adäquat parametrisiert werden.

Mit den folgenden Analysen werden vor diesem Hintergrund die folgenden beiden Ziele verfolgt:

1. die formale Ableitung einer konsistenten Vergleichsmethodik, die die Bandbreite der hier zu untersuchenden Versorgungsvarianten hinreichend abdeckt;
2. die Parametrisierung dieser Vergleichsmethodik in einer Weise, die die energiewirtschaftliche Situation in Kiel bzw. in Deutschland für die zu untersuchenden Zeithorizonte adäquat abbildet.

Es sei ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die hier entwickelte Methodik auf die in diesem Projekt zu berücksichtigenden Versorgungsvarianten zugeschnitten ist. Die Anwendung für weitere Versorgungsvarianten bzw. –konstellationen kann damit eine Erweiterung der Methodik erforderlich machen.

7.1.2 Formale Ableitung des methodischen Konzeptes

Die ökologische Bewertung der verschiedenen Versorgungsvarianten in diesem Projekt steht hinsichtlich der spezifischen Ausgestaltung der Versorgungsvarianten vor zwei weiteren zentralen Problemen:

1. die verschiedenen Varianten haben unterschiedliche Produktionsprofile in Bezug auf die Strom- und Wärmeproduktion in den (KWK-) Anlagen;
2. zumindest eine der zu untersuchenden Varianten (Variante 6) beinhaltet Versorgungsoptionen, die außerhalb des Kieler Versorgungsgebietes liegen.

Beide Aspekte müssen in einem systematischen Vergleich methodisch konsistent berücksichtigt werden.

Den Ausgangspunkt für die formale Ableitung der Vergleichsmethodik bildet die Annahme, dass für das Versorgungsgebiet ein Verbrauchsvektor D mit einem bestimmten Profil der

internen Stromnachfrage A^{int} und einem bestimmten Profil der internen Wärmenachfrage Q^{int} definiert wird. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass sich dieser Verbrauchsvektor D auf eine Nachfrage aus neuen Versorgungsanlagen bezieht, da es sich bei den zu berücksichtigen Versorgungsvarianten im Grundsatz um Neuanlagen (oder grundsätzlich modernisierte Anlagen) handelt. Implizit bedeutet dies, dass sich die Deckung der verbleibenden Strom- und Wärmenachfrage im Versorgungsgebiet in den verschiedenen Versorgungsvarianten nicht ändert. Wenn weiterhin unterstellt wird,

- dass die Stromproduktion in der stromseitig größten Versorgungsvariante 1 (Kohlenkraftwerk in der ursprünglich verfolgten Variante) A_1^{prod} den internen Strombedarf (aus Neuanlagen) A^{int} übersteigt (also eine Strommenge A_1^{exp} an Verbraucher außerhalb des Versorgungsgebietes abgegeben werden muss),
- dass die summarische Stromproduktion in der dezentralen Versorgungsvariante n kleiner ist als in der o.g. Variante 1,
- dass in der dezentralen Versorgungsvariante auch ein investitionsseitiges Engagement im Bereich der erneuerbaren Energien außerhalb des engeren Versorgungsgebietes (also einer externen Stromproduktion A^{ext}) berücksichtigt werden muss und
- dass in verschiedenen Varianten auch ein Strombezug von außerhalb des Versorgungsgebietes A^{imp} in Frage kommen könnte,

so lässt sich der Verbrauchsvektor D für die Strom- und Wärmenachfrage (aus Neuanlagen) wie folgt ableiten:

$$D = \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A^{int} \end{pmatrix} = \begin{matrix} \begin{pmatrix} Q_1^{int} \\ A_1^{prod} - A_1^{exp} \end{pmatrix} & \left| A_1^{prod} > A^{int} \right. \\ \ldots & \\ \begin{pmatrix} Q_n^{int} \\ A_n^{prod} + A_n^{ext} + A_n^{imp} \end{pmatrix} & \left| A_n^{prod} < \left(A^{int} - A_n^{ext} \right) \right. \end{matrix}$$

Um die den internen Strombedarf A^{int} möglicherweise übersteigende Stromproduktion der Versorgungsvariante 1 konsistent berücksichtigen zu können, ist es – für die formale Ableitung des Vergleichskonzeptes – sinnvoll, einen hypothetischen Verbrauchsvektor D' einzuführen, der eine Stromnachfrage unterstellt, die der Stromproduktion A_1^{prod} der stromseitig „größten“ Versorgungsvariante 1 entspricht; entsprechend muss die exportierte Strommenge A_1^{exp} nicht weiter betrachtet werden. Aus der Umstellung ergibt sich die folgende Beziehung:

$$D' = \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A^{int} + A_1^{exp} \end{pmatrix} = \begin{matrix} \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A_1^{prod} \end{pmatrix} & \left| A_1^{prod} > A^{int} \right. \\ \ldots & \\ \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A_n^{prod} + A_n^{ext} + A_n^{imp} + A_1^{exp} \end{pmatrix} & \left| A_n^{prod} < \left(A^{int} - A_n^{ext} \right) \right. \end{matrix}$$

Durch eine weitere Umstellung lässt sich der Vektor der Energiebereitstellung D' wie folgt formulieren

$$D' = \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A_1^{prod} \end{pmatrix} = \begin{matrix} \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A_1^{prod} \end{pmatrix} & \left| A_1^{prod} > A^{int} \right. \\ \ldots & \\ \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A_n^{prod} + A_n^{ext} + \left(A_1^{prod} - A_n^{prod} - A_n^{ext} \right) \end{pmatrix} & \left| A_n^{prod} < \left(A^{int} - A_n^{ext} \right) \right. \end{matrix}$$

Jede Versorgungsvariante lässt sich damit stromseitig auf die Parameter Stromproduktion der größten Versorgungsvariante A_1^{prod} sowie die verschiedenen internen und externen Stromerzeugungsoptionen in den verschiedenen Versorgungsvarianten A_n^{prod} und A_n^{ext} zurückführen, die jeweils eindeutig spezifiziert sind.

Wird wärmeseitig davon ausgegangen, dass die Nutzwärmeproduktion der stromseitig größten Versorgungsvariante Q_1^{prod} dem (Neu-) Wärmebedarf des Versorgungsgebietes Q^{int} entspricht und dass die summarische Wärmeproduktion in (einigen) anderen Versorgungsvarianten Q_n^{prod} unter diesem Wert liegt, so lässt sich die folgende Beziehung formulieren:

$$D' = \begin{pmatrix} Q^{int} \\ A_1^{prod} \end{pmatrix} = \begin{matrix} \begin{pmatrix} Q_1^{prod} \\ A_1^{prod} \end{pmatrix} & \left| \begin{matrix} Q_1^{prod} = Q^{int} \\ A_1^{prod} > A^{int} \end{matrix} \right. \\ \ldots & \\ \begin{pmatrix} Q_n^{prod} + \left(Q_1^{prod} - Q_n^{prod} \right) \\ A_n^{prod} + A_n^{ext} + \left(A_1^{prod} - A_n^{prod} - A_n^{ext} \right) \end{pmatrix} & \left| \begin{matrix} Q_n^{prod} < Q^{Int} \\ A_n^{prod} < \left(A^{int} - A_n^{ext} \right) \end{matrix} \right. \end{matrix}$$

Auch die wärmeseitige Bedarfsdeckung lässt sich damit über die Wärmeproduktion der verschiedenen Versorgungsvarianten formal eindeutig beschreiben.

Den entscheidenden Schritt für die ökologische Vergleichsrechnung bildet schließlich die Spezifikation der verschiedenen Emissionsfunktionen, deren Summe den Vergleich der Emissionen E auf einer einheitlichen methodischen Grundlage ermöglicht:

$$E = \sum_{i=1}^{n} e_i^{prod}\left(A_i^{prod}, Q_i^{pod}\right) + \sum_{j=1}^{o} e_j^{ext}\left(A_j^{ext}\right) + e_k^{A}\left(A_1^{prod} - \sum_{l=1}^{p}\left(A_l^{prod} + A_l^{ext}\right)\right) + e_m^{Q}\left(Q_1^{prod} - \sum_{i=1}^{n} Q_m^{prod}\right)$$

Während die Emissionsfunktionen der verschiedenen Heizkraftwerksvarianten e^{prod} (als Funktion der jeweiligen Strom- und Wärmeproduktion A^{prod} bzw. Q^{prod}) über die Anlagen genau spezifiziert sind, müssen die Emissionsfunktionen für die generische (Rest-) Strom- bzw. Wärmebereitstellung plausibel definiert werden.

Schließlich bleibt darauf hinzuweisen, dass bei der Spezifikation der Emissionsfunktionen infrastrukturell bedingte Effekte wie z.B. Leitungsverluste mit berücksichtigt werden müssen. In der Philosophie des hier entwickelten Ansatzes müssten dabei alle Strom- und Wärme-Versorgungsvarianten auf die Systemgrenze der Versorgungsvariante 1, d.h. Strom- bzw. Wärmeeinspeisung frei (Heiz-) Kraftwerk umgerechnet werden. D.h. für (dezentrale) Versorgungsvarianten mit geringeren Leitungsverlusten müsste die Differenz zur Versorgungsvariante 1 müssen entsprechende Gutschriften für die vermiedenen Leitungsverluste in Ansatz gebracht werden.

7.1.3 Verwendetes Modell

Die ökologische Bewertung wurde mit dem GEMIS-Modell des Öko-Instituts (Global Emissions Model for Integrated Systems) durchgeführt, das stoffstrom- und umweltrelevante Informationen sowie Kosten- und Beschäftigungsdaten integriert. Diese vom Öko-Institut entwickelte, öffentlich zugängliche Software enthält Informationen zu Prozessketten in mehr als 20 Ländern sowie für knapp 10.000 Prozesse aus Energiewirtschaft (Strom, Wärme), Stoffbereitstellung (z.B. Baustoffe, Chemikalien, Metalle, Nahrungsmittel) und Verkehr (Personen- und Gütertransporte). Abbildung 79 zeigt die in GEMIS implementierte Analysestruktur.

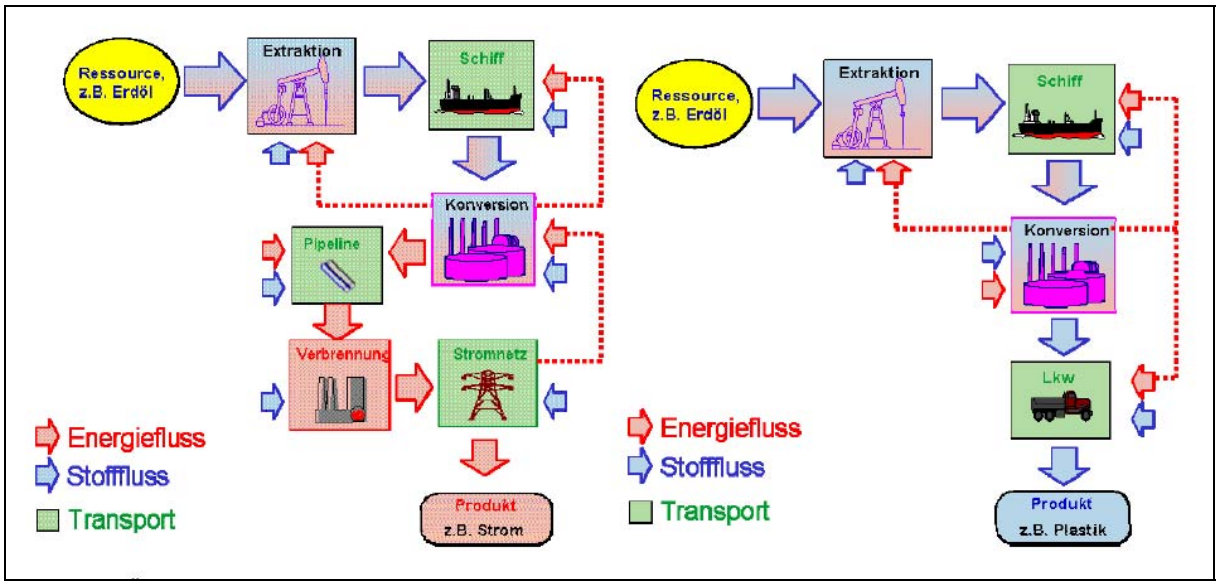


Abbildung 79 Exemplarische Darstellung der Analysestruktur in GEMIS

Mit der GEMIS-Datenbank und dem integrierten Berechnungstool kann GEMIS die Lebensweganalyse schnell und transparent durchführen und so die Umwelteffekte ganzheitlich bilanzieren. Auszüge zu Daten und Ergebnissen aus GEMIS können auch ohne das Programm unter www.probas.umweltbundesamt.de abgerufen werden. Nähere Information zu GEMIS finden sich unter www.gemis.de.

Für die Berechnungen mit dem Modell (Version 4.4) wurden die folgenden Datenbestände genutzt bzw. ergänzt (vgl. hierzu auch Öko-Institut 2007a):

- die allgemeinen Bestands- und Projektionsdaten für das deutsche Energiesystem[2];
- die Biomassedaten für die BioRegion 6 (Kiel-Eckernförde-Rensburg-Neumünster) nach den Untersuchungen von IZES u.a. (2007);
- die spezifischen Anlagendaten für die verschiedenen Versorgungsvarianten in Kiel (soweit es sich nicht um Standardtechnologien wie BHKW, Gasheizungen etc. handelt).

Darüber hinaus wurden die im Kapitel 7.1.2 abgeleiteten Strukturen für die Gesamtbilanz implementiert.

Mit GEMIS können verschiedene ökologische Effekte ermittelt werden. Hier präsentiert werden die folgenden Kennziffern:

- Die Treibhausgasemissionen werden in einer Kenngröße mit der Maßeinheit CO_2-Äquivalent zusammengefasst. Soweit es sich nicht um CO_2 handelt (sondern z.B.

[2] Der gesamte Standarddatensatz der Version 4.4 ist im Internet über www.gemis.de downloadbar und kann – nach Installation der Modellsoftware – im Detail nachvollzogen werden.

Methan aus der Erdgas-Prozesskette oder Lachgas aus der Landwirtschaft) werden die entsprechenden Emissionen mit dem spezifischen Treibhaus-Äquivalent bewertet (für einen Integrationshorizont von 100 Jahren nach Angaben des IPCC (2001)).

- Der Ausstoß versauernder Substenzen wird nach einem ähnlichen Verfahren zu einem Versauerungsäquivalent mit der Maßeinheit SO_2-Äquivalent zusammen gefasst.
- Hinsichtlich der Staubemissionen werden die Gesamtemissionen errechnet, eine weitere Differenzierung erfolgt nicht.
- Darüber hinaus werden die Reststoffe aus den Entschwefelungsanlagen (REA-Reststoffe) bilanziert.

Die verschiedenen ökologischen Effekte werden für bestimmte Analysehorizonte ermittelt, dazu gehören:

- die Emissionen über die gesamte Prozesskette;
- die Emissionen in der Region
    - hierzu gehören die Emissionen vor Ort, d.h. aus den Verbrennungsanlagen sowie der Erdgasinfrastruktur auf der Niederdruckebene sowie
    - für die Biomassenutzung die regionalen Prozessketten (Gewinnung und Antransport der Biomasse);
- die Emissionen aus den Bauvorleistungen, also die dem Materialeinsatz (über die gesamte Prozesskette) für die verschiedenen Komponenten des Energiesystems zuzurechnenden Emissionen.

Mit der Implementierung des im Kapitel 7.1.2 abgeleiteten methodischen Konzepts in GEMIS sowie unter Rückgriff auf die genannten Daten ist eine ganzheitliche und konsistente Bilanzierung der ökologischen Effekte möglich.

7.2 Parametrisierung der generischen Versorgungsvarianten und der Infrastrukturkomponenten

Hinsichtlich der generischen Versorgungsoptionen, die dem Ausgleich des Verbrauchsvektors D' dienen, müssen zunächst die in Frage kommenden Optionen hinsichtlich der Frage Neubau oder Bestandsanlage abgegrenzt werden:

- Wird eine generische Strom- bzw. Wärmebereitstellung aus bereits bestehenden Anlagen angenommen oder
- wird die generische Strom- bzw. Wärmebereitstellung aus jeweils neu zu errichtenden Anlagen angenommen?

Hinsichtlich der generischen *Strombereitstellung* kann angesichts der politischen Rahmensetzungen (gesetzlich vorgeschriebenes Auslaufen der Kernenergienutzung) und des anstehenden Erneuerungszyklus im deutschen Stromerzeugungssystem nicht davon ausgegangen werden, dass die mit spezifischen Anlagen verbundenen ökologischen Effekte im Gesamtsystem über einen längeren Zeitraum als konstant angenommen werden können. Um diese Kohortenproblematik bei der Betrachtung von Einzelinvestitionen ohne gleichzeitige Modellierung des Gesamtsystems zu lösen (eine bestimmte Investitionen konkurriert über die Zeit mit verschiedenen Erzeugungsoptionen) wird auch für die konkurrierenden Optionen der Kohortenansatz verfolgt.

Die zu betrachtenden Neuinvestitionen werden bei diesem Ansatz mit den konkurrierenden Investitionen der jeweiligen Kohorte (also der für einen vergleichbaren Inbetriebnahmezeitraum geplanten Anlagen) verglichen, damit können im Zeitverlauf konsistente und robuste Ergebnisse ermittelt werden.

Die Frage nach einer alternativen Neuinvestition in der Stromerzeugung als generisches Stromerzeugungssystem ist in hohem Maße spekulativ und hängt in erheblichem Umfang von den energiewirtschaftlichen und energie- bzw. klimapolitischen Rahmenbedingungen ab. Vor diesem Hintergrund und angesichts der bestehenden Unsicherheiten wird hier der folgende Ansatz gewählt:

- Im Bereich der *Stromerzeugung* wird als generische Versorgungsoption ein Kraftwerksmix zu Grunde gelegt, wie er als Zubaukohorte 2015/202 bei den im Kapitel 3.3 dargestellten Szenarien in Ansatz gebracht wurde. Die Betrachtung richtet sich dabei auf den marktgetriebenen Zubau (also ohne den Ausbau der erneuerbaren Energien) sowie vor allem auf die Anlagen im Bereich der Steinkohle- und Erdgasverstromung, die in der genannten Kohorte in erster Linie als konkurrierende Investitionen für die in Kiel zu untersuchenden Erzeugungsoptionen betrachtet werden können. Um die Sensitivität der Ergebnisse einordnen zu können erfolgt die Analyse nicht nur für das Referenz- sondern als Variante auch für das Alternativszenario der Entwicklung des Kraftwerksparks, der auch den Rahmen für die Analyse der Wirtschaftlichkeit (vgl. Kapitel 6) bildet.

- Eine ähnliche Situation ergibt sich für die *Wärmebereitstellung*, die alternativ zur Wärmeversorgung aus den (neuen) Heizkraftwerksprojekten erfolgt. Da im Regelfall davon ausgegangen werden kann, dass die Entscheidung für den Wärmebezug aus einem Fern- oder Nahwärmesystem alternativ zu einer Entscheidung für die Wärmebereitstellung aus einer dezentralen Heizungsanlage steht, wird als Referenzsystem für die generische Wärmebereitstellung eine dezentrale Heizungsanlage in Ansatz gebracht werden. Angesichts der aktuell zu beobachtenden Trends bildet hierfür eine *dezentrale Erdgasheizungsanlage mit Brennwerttechnik sowie mit Gutschrift für vermiedene Netzverluste im Fernwärmesystem* einen hinreichend plausiblen und belastbaren Ansatz.

Die konkrete Parametrisierung der Ansätze für die generische Strom- und Wärmebereitstellung erfolgt wie folgt:

1. Im Referenzszenario für die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks (siehe Kapitel 3.3.2) werden in der Neubaukohorte 2015/2020 Steinkohlenkraftwerke mit einer Leistung von 2,3 GW und Erdgaskraftwerke (ohne KWK- und Gasturbinen für die Spitzenlastproduktion mit einer Leistung von 3,9 GW zugebaut.[3] Um die unterschiedliche Auslastung der Anlagen zu berücksichtigen, werden für Steinkohlenkraftwerke 7.500 und für die Erdgaskraftwerke 5.000 Benutzungsstunden in Ansatz gebracht. Es ergibt sich ein Mix von 47% Erzeugung aus Steinkohlen- und 53% aus jeweils Erdgaskraftwerken für die konkurrierenden Neubauprojekte. Die wichtigsten Emissionsannahmen dieser Anlagen sind dabei wie folgt:
    - CO_2-Emissionen von 732 g/kWh beim Steinkohlenkraftwerk und 347 g/kWh beim Erdgaskraftwerk;
    - SO_2-Emissionen von 87 mg/m^3 beim Steinkohlenkraftwerk und 0,4 mg/m^3 beim Erdgaskraftwerk;
    - NO_x-Emissionen von 135 mg/m^3 beim Steinkohlenkraftwerk und 50 mg/m^3 beim Erdgaskraftwerk;
    - Staub-Emissionen von 5 mg/m^3 beim Steinkohlenkraftwerk und 0,4 mg/m^3 beim Erdgaskraftwerk.
2. Für die generische Wärmebereitstellung wurde eine Standard-Erdgasheizung (mit Brennwerttechnik) in Ansatz gebracht, die durch die folgenden Emissionsdaten gekennzeichnet ist:
    - CO_2-Emissionen von 197 g/kWh;
    - SO_2-Emissionen von 1,44 mg/m^3;
    - NO_x-Emissionen von 80 mg/m^3;

[3] Zum Vergleich: In der Projektion von EWI/Prognos (2007) für den Energiegipfelprozess werden für die Kohorte 2015 Zubauten von 3,7 GW Steinkohle- und 3,7 GW Erdgaskraftwerke unterstellt.

- Staub-Emissionen von 1 mg/m^3.

Neben den generischen Strom- und Wärmebereitstellungsoptionen müssen auch die Leitungsverluste berücksichtigt werden, um die verschiedenen Versorgungsvarianten konsistent vergleichen zu können.

Die Leitungsverluste im Stromnetz wurden auf Grundlage der Angaben der SW Kiel Netz GmbH für das Jahr 2006 ermittelt:

- Für die Hoch- und Mittelspannungsebene (einschließlich der Umspannung von der Hoch- auf die Mittelspannungsebene) betrugen die Netzverluste 15,4 GWh. Bezogen auf die gesamte Abgabe von der Hochspannungsebene ergibt sich für diese Netzsegmente ein Verlust von 1,3%.
- Für die Niederspannungsebene (einschließlich der Umspannung von der Mittel- auf die Niederspannungsebene) betrugen die Netzverluste 49,7 GWh. Bezogen auf die gesamte Abgabe zur Niederspannungsebene ergibt sich ein Verlust von 6,4%. In der Verkettung ergeben sich für die Abgabe von der Niederspannungsebene Netzverluste von 7,5%.

Für die Leitungsverluste im Fernwärmenetz wurde durchgängig der von Enerko in Ansatz gebrachte Wert von 8% verwendet.

7.3 Annahmen für die Szenarienrechnungen

Alle Berechnungen der ökologischen Bewertung wurden für das Jahr 2030 durchgeführt. Auf Basis des gewählten Ansatzes sind die Ergebnisse für die gesamte Lebensdauer der verschiedenen Investitionsoptionen als repräsentativ anzusehen.

Den Rahmen für die Modellrechnungen bilden dabei Stromerzeugungsvolumen von 5923 GWh (dies ist die Stromproduktion der stromseitig größten Variante 1) und ein Wärmebedarf von 1.631 GWh im Referenzszenario für den Wärmebedarf sowie von 947 GWh im Alternativszenario für den Wärmebedarf in Kiel (diese Werte ergeben sich aus der wärmeseitig umfassendsten Variante 6).[4]

Die Tabelle 25 zeigt den Datensatz, der die Grundlage für die ökologische Bewertung der sechs Varianten für das Referenzszenario bezüglich der Wärmemarktentwicklung in Kiel bildet.

Neben den Produktionsdaten, die aus den Wirtschaftlichkeitsanalysen von Enerko (für das Stichjahr 2030) übernommen wurden, müssen die folgenden Positionen berücksichtigt werden:

[4] Der Wert von 1.631 GWh ergibt sich aus der gesamten Wärmeproduktion von 1.748 GWh aller Anlagen für die Option 6 im Referenzszenario für die Entwicklung des Wärmemarkts, die um Netzverluste von 117 GWh im Bereich der Fernwärmeversorgung verringert wurde, so dass der Vergleich auf eine identische Wärmenachfrage bei den Verbrauchern abstellen kann. Im Alternativszenario für den Wärmemarkt beträgt die Gesamtproduktion aller Anlagen für die Option 6 etwa 1.008 GWh, die um Netzverluste von 61 GWh vermindert wurden, so dass sich eine Nachfrage von 947 GWh ergibt.

- die Annahmen zum Bilanzausgleich ergeben sich aus den übergreifenden Nachfragevektoren für Strom und Wärme sowie den Produktionsannahmen, wobei vermiedene Netzverluste berücksichtigt wurden;
- für den Fall dezentraler Erzeugungsoptionen wurden jeweils Gutschriften für die vermiedenen Netzverluste (bei Strom und Wärme) berücksichtigt (bei Netzverlusten von 7,5% entspricht eine Einheit Stromproduktion auf Höchstspannungsebene nur 92,5% einer Einheit Stromproduktion auf Objektversorgungsebene).

	Strom			Wärme		
	ungekoppelt	KWK	gesamt	ungekoppelt	KWK	gesamt
	GWh					
Kohle-Heizkraftwerk 800 MW	4.544	1.379	5.923		1.419	1.419
Heizwerke			-	43		43
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			-			*280*
Kohle-Heizkraftwerk 360 MW	1.302	1.175	2.477		1.411	1.411
Heizwerke			-	53		53
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			*3.446*			*278*
GuD-Heizkraftwerk 400 MW	165	2.456	2.621		1.265	1.265
Heizwerke			-	199		199
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			*3.302*			*278*
Kohle-Heizkraftwerk 360 MW	1.594	955	2.549		1.110	1.110
GuD-Heizkraftwerk 400 MW	1.798	712	2.510		353	353
Heizwerke			-	-		-
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			*864*			*279*
Heizkraftwerk "Kieler Modell" 350 MW	547	1.470	2.017		1.417	1.417
Heizwerke			0	46		46
Erdgas-BHKW	-	40	40		50	50
Gutschriften Netzverluste			*3*			-
Bilanzausgleich			*3.863*			*230*
GuD-Heizkraftwerk 100 MW	-	365	365		361	361
GT-Heizkraftwerk 30 MW	-	123	123		159	159
Biomasse-Heizkraftwerk 40 MW	-	133	133		580	580
Heizwerke			-	294		294
BHKW	-	25	25		23	23
Dezentrale Mikro-BHKW	-	146	146		263	263
Geothermie			-		40	40
Solarkollektoren			-		21	21
Offshore-Windpark	380	-	380			-
Gutschriften Netzverluste			*16*			-
Bilanzausgleich			*4.736*			-

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf der Grundlage von Bilanzdaten von Enerko

Tabelle 25 Bilanzdaten für die ökologische Bewertung (Referenzszenario Wärmemarkt), 2030

Die Übersicht verdeutlicht, dass angesichts der erheblichen Stromproduktion für die Variante 1 (800 MW Kohle-Heizkraftwerk) vor allem der Bilanzausgleich auf der Stromseite für alle anderen Varianten eine erhebliche Rolle spielt.

	Strom			Wärme		
	ungekoppelt	KWK	gesamt	ungekoppelt	KWK	gesamt
	GWh					
Kohle-Heizkraftwerk 800 MW	5.267	807	6.074		748	748
Heizwerke			-	16		16
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			-			*244*
Kohle-Heizkraftwerk 360 MW	1.947	691	2.638		748	748
Heizwerke			-	16		16
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			*3.436*			*244*
GuD-Heizkraftwerk 400 MW	943	1.626	2.569		752	752
Heizwerke			-	12		12
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			*3.505*			*244*
Kohle-Heizkraftwerk 360 MW	2.113	554	2.667		590	590
GuD-Heizkraftwerk 400 MW	2.182	362	2.544		174	174
Heizwerke			-	-		-
Gutschriften Netzverluste			-			-
Bilanzausgleich			*863*			*244*
Heizkraftwerk "Kieler Modell" 350 MW	1.165	1.013	2.178		767	767
Heizwerke			0	-		-
Erdgas-BHKW	40	40	80		50	50
Gutschriften Netzverluste			*3*			-
Bilanzausgleich			*3.813*			*195*
GuD-Heizkraftwerk 100 MW	-	154	154		150	150
GT-Heizkraftwerk 30 MW	-	32	32		41	41
Biomasse-Heizkraftwerk 40 MW	-	157	157		482	482
Heizwerke			-	37		37
BHKW	-	21	21		24	24
Dezentrale Mikro-BHKW	-	123	123		223	223
Geothermie			-		29	29
Solarkollektoren			-		21	21
Offshore-Windpark	380	-	380			-
Gutschriften Netzverluste			*13*			-
Bilanzausgleich			*5.194*			-

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf der Grundlage von Bilanzdaten von Enerko

Tabelle 26 Bilanzdaten für die ökologische Bewertung (Alternatives Wärmemarktszenario), 2030

Der Vergleich der beiden Szenarien zeigt, dass sich für das niedrigere Wärmemarktszenario nach den Analysen von Enerko strukturelle Veränderungen beim Betrieb der verschiedenen Heizkraftwerke ergeben. Anlagen mit niedrigeren Brennstoffkosten werden trotz niedrigerer Wärmenachfrage stromseitig fast durchgängig höher ausgelastet und Stromerzeugungsanlagen auf Erdgasbasis produzieren weniger Strom (und Wärme). Dies führt vor allem für die Variante 6 dazu, dass die Rolle des Bilanzausgleichs für Strom gegenüber dem Referenzszenario für die Wärmemarktentwicklung nochmals zunimmt (durch die höhere Stromproduk-

tion in der Variante 1 einerseits und die niedrigere Stromproduktion in der Variante 6 andererseits).

Für alle anderen Varianten ergeben sich die Veränderungen des Mengengerüstes vor allem im Bereich des Bilanzausgleichs auf der Wärmeseite.

7.4 Ergebnisse der Modellrechnungen

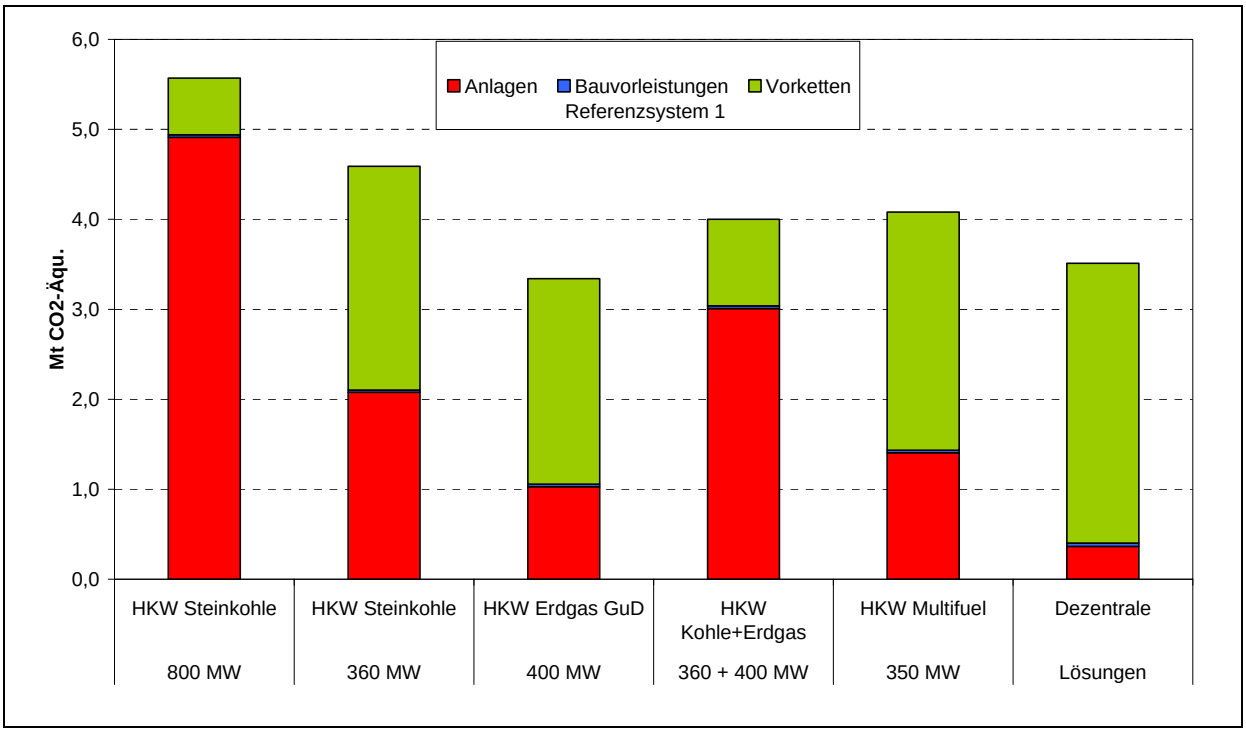


Abbildung 80 Vergleich der Treibhausgasemissionen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030

Abbildung 80 zeigt die Ergebnisse der Bilanzierung für die Treibhausgasemissionen für den Fall des generischen Referenzsystems 1 sowie das Referenz-Wärmemarktszenario:

- die Übersicht verdeutlicht, dass die Bauvorleistungen bei allen Varianten nur eine stark untergeordnete Rolle spielen;
- im Bereich der lokalen Emissionen liegen die erdgasdominierten Varianten 3 und 6 um fast 80% (Variante 3) bzw. über 90% (Variante 6) unter dem Emissionsniveau der Variante 1, die anderen Varianten liegen – teilweise bedingt durch die sehr unterschiedlichen Erzeugungsniveaus um 40 bis 70% unter dem Wert für die Variante 1;
- im Gesamtvergleich – also nach dem Bilanzausgleich für die verschiedenen Varianten und inklusive der vorgelagerten Prozessketten – liegt die kleine Kohlevariante 2 um knapp 20% unter dem Emissionsniveau der Variante 1, die (Misch-) Varianten 4

und 5 jeweils um knapp 30% unter der Variante 1 und die ergasorientierten Varianten 3 und 6 um ca. 40% unter der Variante 1.

Die zentrale Bedeutung des Referenzsystems für den Bilanzausgleich verdeutlicht die Variantenrechnung für die Alternativentwicklung des Kraftwerksparks (Abbildung 81).

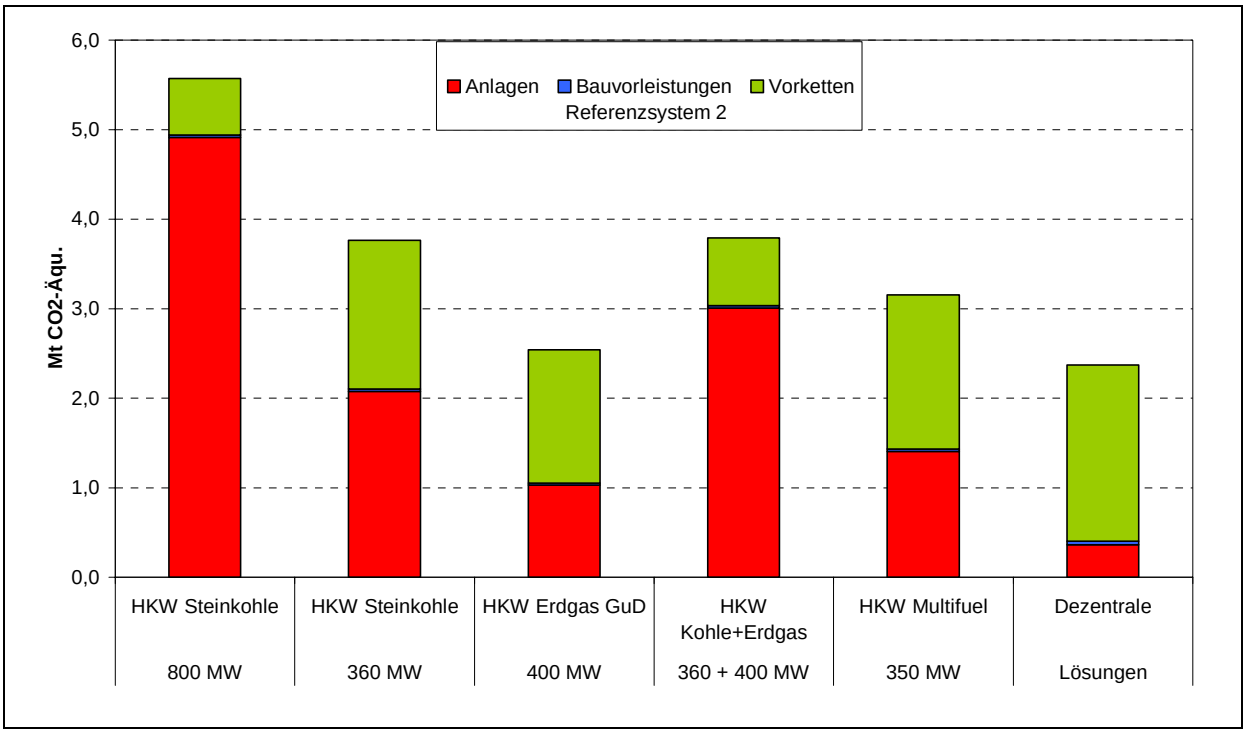


Abbildung 81 Vergleich der Treibhausgasemissionen (Referenzsystem 2 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030

Hier wird deutlich, dass vor allem die Definition des Referenzsystems für die generische Strombereitstellung einen entscheidenden Einfluss auf die ökologische Gesamtbilanz im Bereich der Treibhausgasemissionen hat:

- die Gesamtemissionen für die kleine Kohlevariante 2 liegen nun statt knapp 20% um über 30% unter dem Niveau der Variante 1;
- die Treibhausgasemissionen für die Mischvarianten 4 und 5 liegen nun um über 30% (Variante 4) bzw. um über 43% (Variante 5) unter denen der Variante 1, anstelle von 27 bis 28% in der Referenzvariante für die generische Strombereitstellung;
- die ergasorientierten Varianten 3 und 6 liegen nun statt ca. 40% emissionsseitig um deutlich über 50% (Variante 3) bzw. fast 60% (Variante 6) unter der Variante 1.

Die Abbildung 82 zeigt die Ergebnisse für die gesamten Treibhausgasemissionen für die beiden Referenzsysteme des stromseitigen Bilanzausgleichs im Vergleich. Die Zusammenstellung verdeutlicht, dass im Rahmen der hier verwendeten Annahmen für die generische

Strombereitstellung die Emissionsniveaus um 20 bis fast 60% unter dem der Variante 1 liegen.

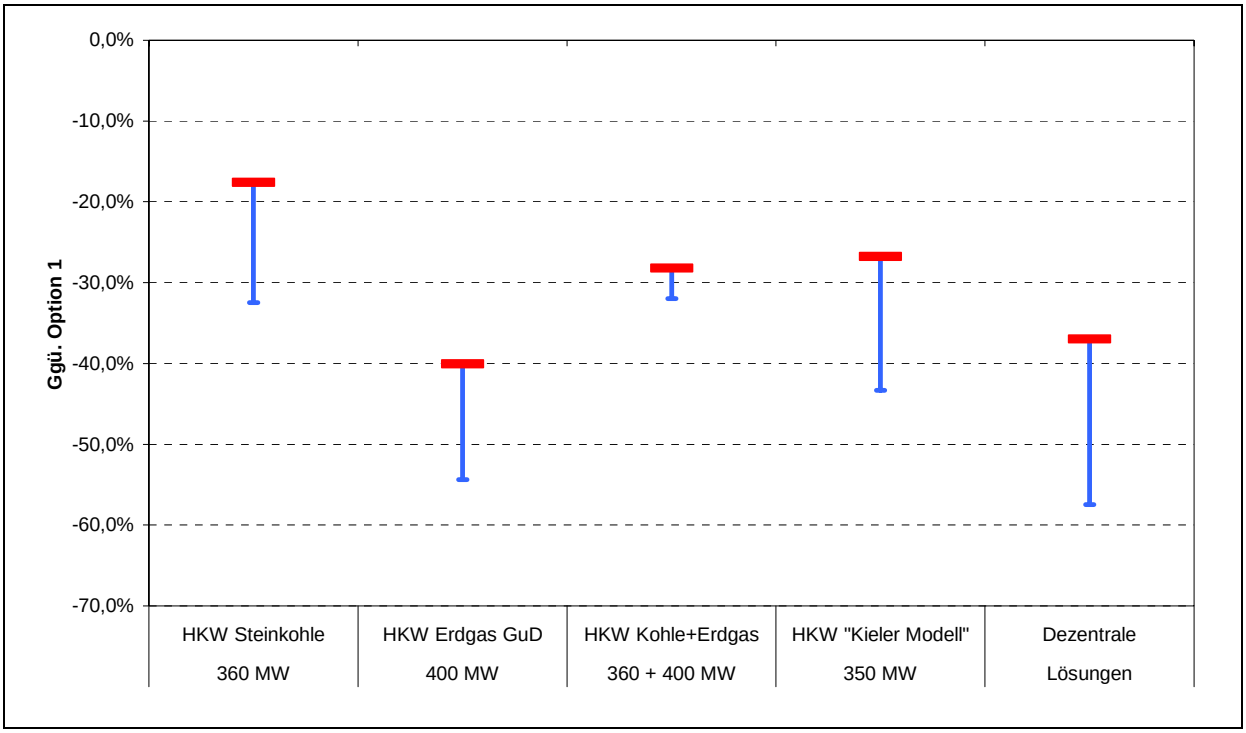


Abbildung 82 Vergleich der Treibhausgasemissionen (unterschiedliche Referenzsysteme für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030

Dieser Sachverhalt zeigt sich auch für die Modellrechnungen für das Alternativszenario bezüglich der Entwicklung des Wärmemarkts in Kiel (Abschnitt 5.2). Sowohl hinsichtlich der lokalen als auch der gesamten Emissionen ergeben sich nur geringe Veränderungen. Den geringeren Emissionen der wärmegeführten Anlagen stehen hier erhöhte Emissionen gegenüber, die sich aus dem Bilanzausgleich für die verminderte Stromproduktion ergeben (die Stromerzeugung der Variante 1 bleibt ja in beiden Szenarien nahezu unverändert.

Wenn auch mit leichten Verschiebungen ergeben sich ähnliche Strukturen auch aus der Analyse für die Emission versauernder Substanzen bzw. den Anfall von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung. Hinsichtlich der Emission von versauernden Substanzen (Abbildung 83) ist dabei speziell darauf hinzuweisen, dass der sehr hohe Emissionsstandard der größeren Kraftwerksanlagen im Vergleich zu den dezentralen Anlagen dazu führt, dass die Unterschiede zwischen den Anlagen deutlich geringer ausfallen bzw. die Rolle der dezentralen Anlagen (mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung) erheblich zunimmt.

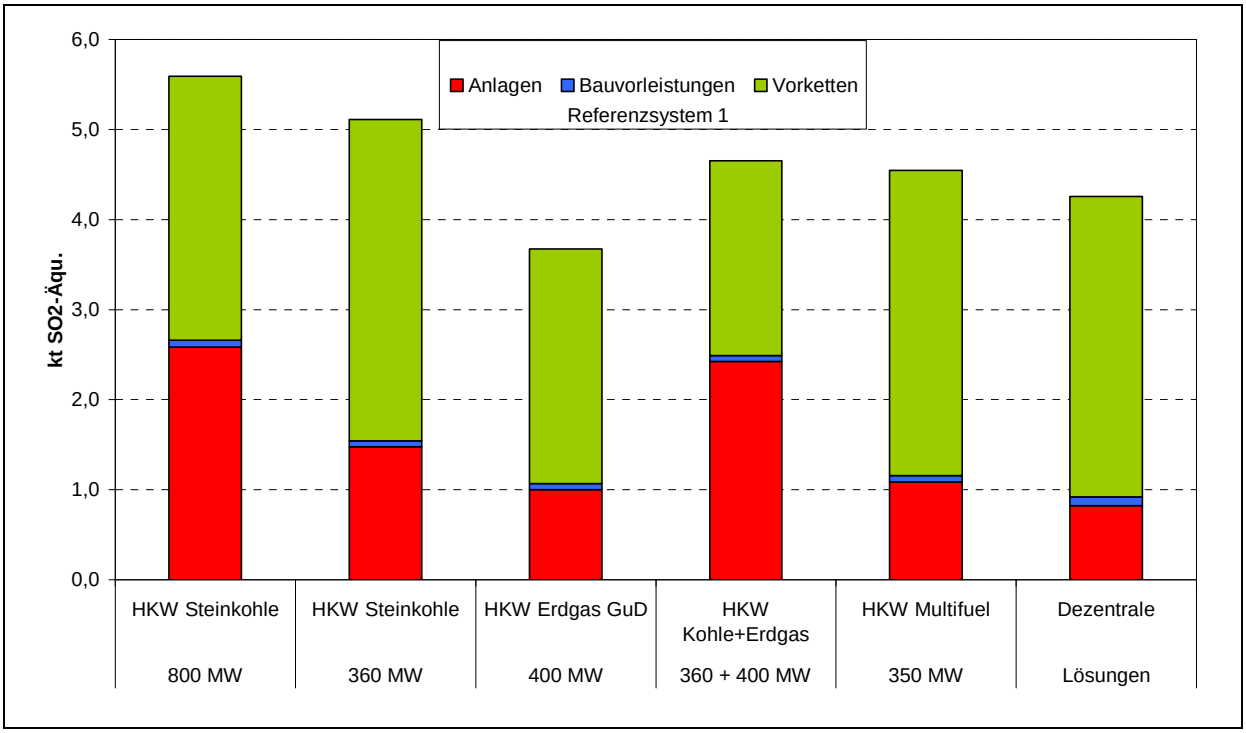


Abbildung 83 **Vergleich der versauernden Emissionen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030**

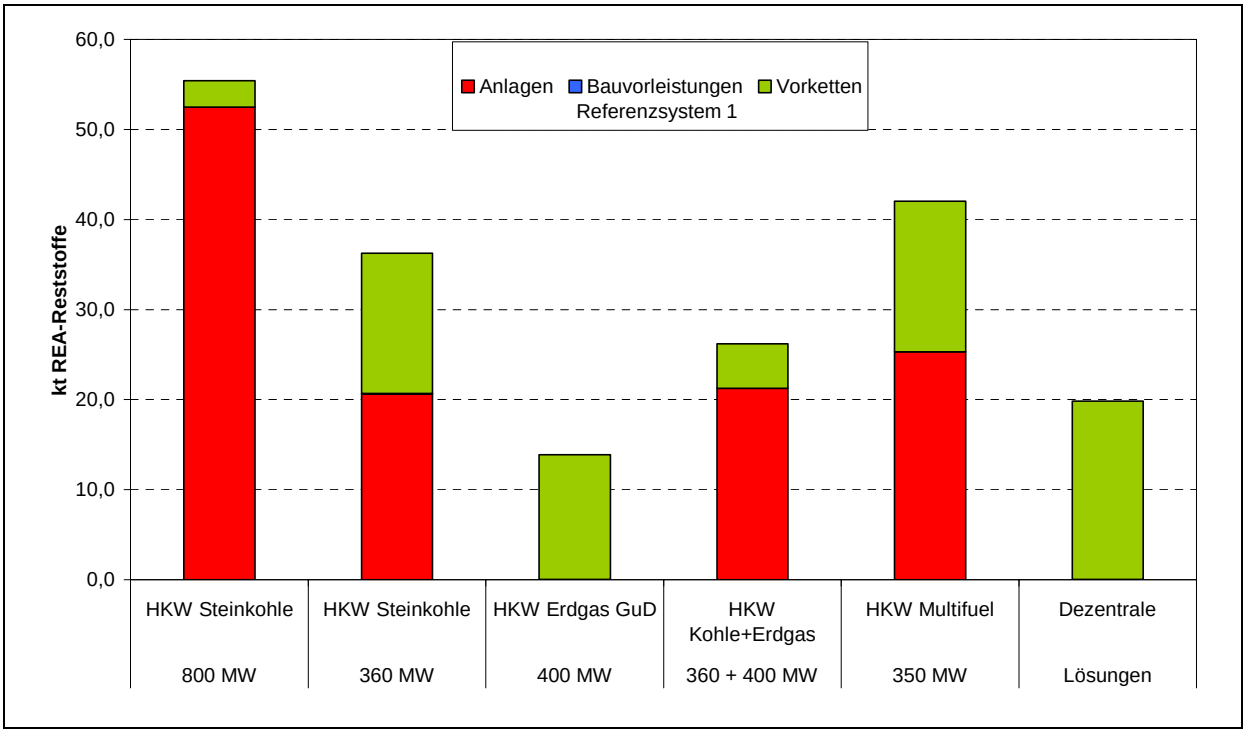


Abbildung 84 **Vergleich des Anfalls von REA-Reststoffen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030**

Das entgegengesetzte Muster ergibt sich aus der Analyse für die Reststoffe aus der Rauchgasreinigung (Abbildung 84). Hier ergeben sich für die Varianten mit einem überwiegenden Erdgaseinsatz die geringeren Werte.

Insbesondere im Vergleich der Varianten 3 (höhere Stromproduktion in Kiel) und 6 (niedrigere Stromproduktion in Kiel) für den Anfall von Reststoffen aus den Rauchgasreinigungsanlagen zeigt sich jedoch noch einmal die wesentliche Rolle des Bilanzausgleichs für die Ergebnisse der ökologischen Bewertung. Bei erheblichen Anteilen von Steinkohle im generischen Strombereitstellungssystem ergeben sich hier höhere Belastungswerte für die Variante mit geringerer Stromproduktion in Kiel.

Die wesentliche Rolle des Bilanzausgleichs zeigt sich auch für die versauernden Substanzen sowie den Anfall von REA-Reststoffen im Vergleich der beiden Szenarien für die generische Strombereitstellung. Sofern die konkurrierenden Investitionen im Bereich der Strombereitstellung signifikante Anteile von Kohleverstromung erfassen, fällt die ökologische Entlastung der Varianten 2 bis 6 im Vergleich zur Variante 1 deutlich geringer aus als in einem Szenario, in dem Kohlekraftwerke keinen (signifikanten) Anteil unter den konkurrierenden Stromerzeugungsvarianten haben.

Auch für diese Belastungsbereiche führt die Alternativuntersuchung für den Wärmemarkt in Kiel zu einer deutlichen Veränderung der Modellergebnisse (Abbildung 85 und Abbildung 86).

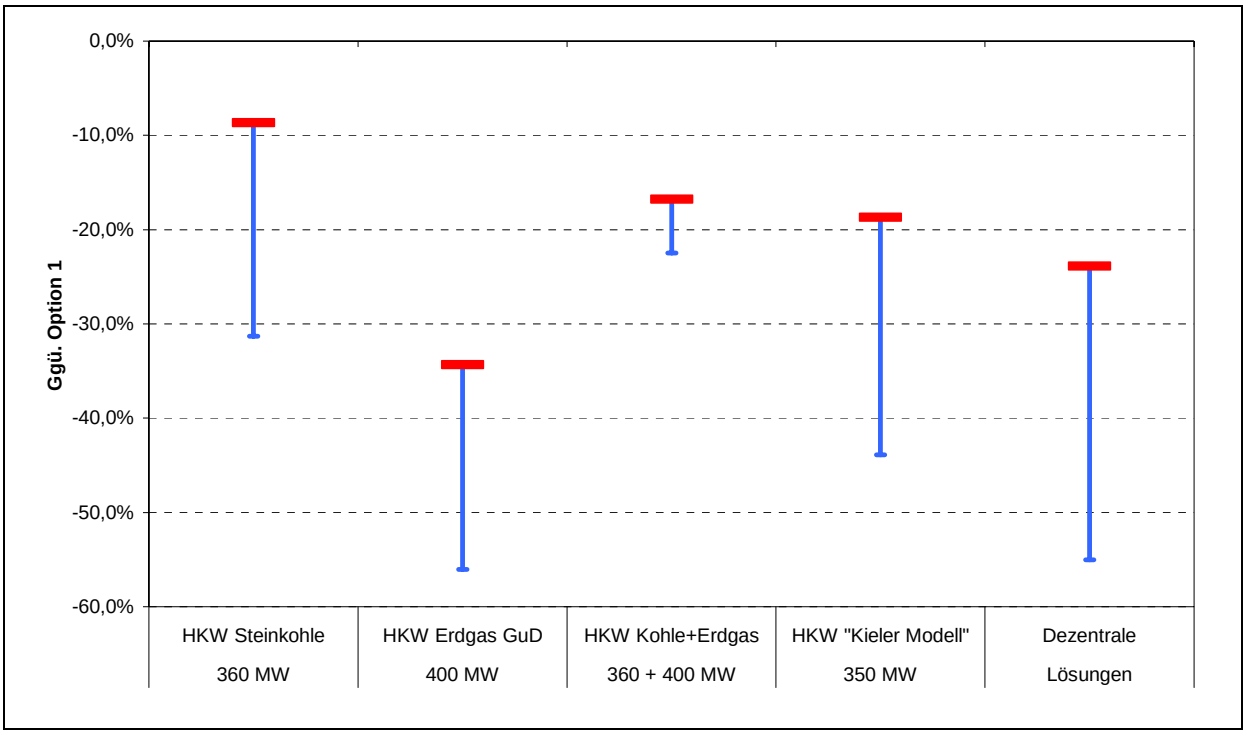


Abbildung 85 Vergleich der Emissionen versauernder Substanzen (unterschiedliche Referenzsysteme für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030

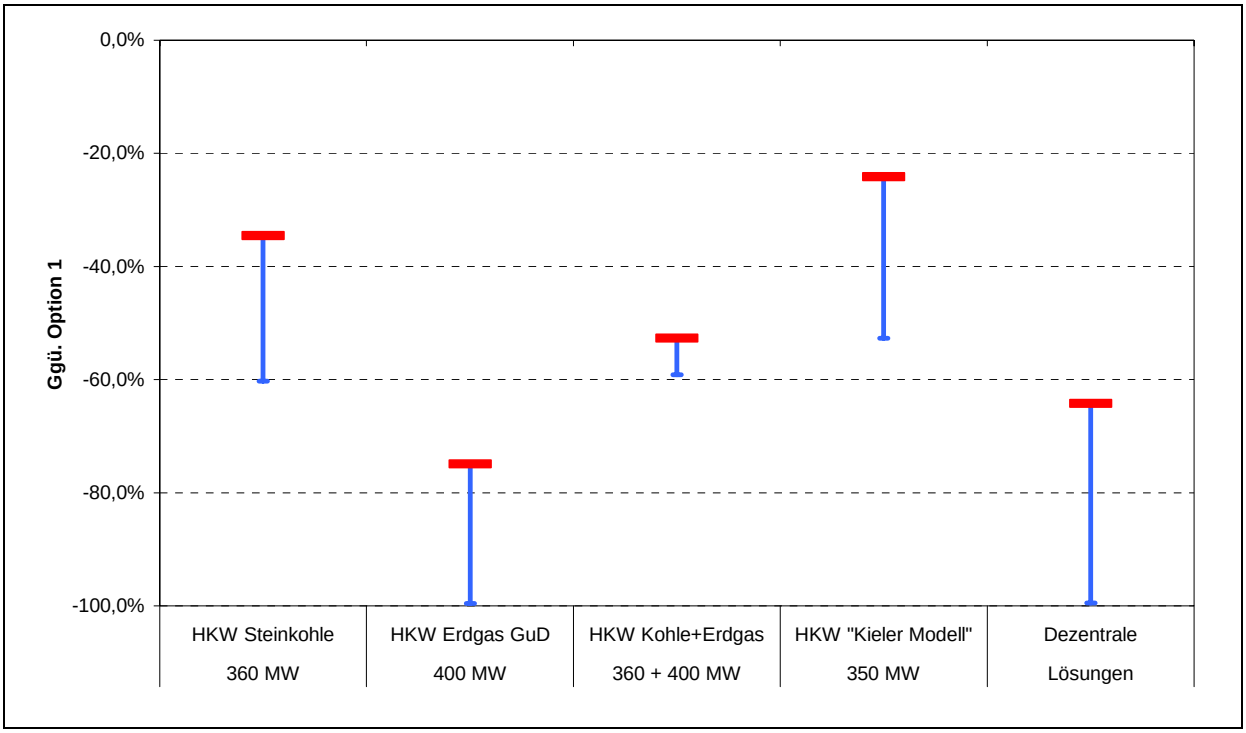


Abbildung 86 Vergleich des Anfalls von REA-Reststoffen (unterschiedliche Referenzsysteme für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030

Bei der Analyse der drei hier betrachteten ökologischen Problemdimensionen führt jedoch in keinem Fall die Variation des Referenzsystems für die generische Stromerzeugung in der hier berücksichtigten – sinnvollen – Bandbreite dazu, dass die Variante 1 im Vergleich zu den anderen Erzeugungsmodellen für Kiel ökologisch vorteilhafter abschneidet.

Im Vergleich der verschiedenen Problemdimensionen führt eine zusammenfassende Analyse für die jeweiligen Referenzszenarien (Abbildung 87) zu den folgenden Ergebnissen:

1. Diejenigen Alternativvarianten zur Variante 1 (großes Kohle-Heizkraftwerk), die eine wesentliche Kohlekomponente beinhalten (Varianten 2, 4 und 5), führen in der Gesamtbetrachtung für die Treibhausgasemissionen als das wohl wichtigste ökologische Problemsegment zu Minderemissionen von 20 bis 30 Prozent.

2. Für die Alternativvarianten mit wesentlicher Erdgaskomponente (3 und 6) ergeben sich in der Gesamtbilanz bei den Treibhausgasemissionen Vorteile von etwa 40%, wobei die Variante 3 (großes Erdgas-Heizkraftwerk) wegen der höheren Stromproduktion in Kiel einen leichten Vorteil aufweist (bei einem anderen Ansatz für das System der generischen Strombereitstellung kehrt sich das Verhältnis um).

3. Für die Emission versauernder Substanzen ergeben sich ähnliche Muster, die Spreizung der Ergebnisse fällt jedoch geringer aus als bei den Treibhausgasemissionen. Neben den leicht höheren Emissionen aus kohlebasierten Anlagen (trotz hoher Filterstandards) erwachsen jedoch auch aus einem großen Anteil kleiner Anlagen emissi-

onsseitige Nachteile, es ergeben sich also deutliche Unterschiede zwischen den beiden erdgasorientierten Varianten (3 und 6).

4. Im Gegensatz dazu ergeben sich für den Anfall von Reststoffen aus der Rauchgasreinigung erheblich höhere Spreizungen als für Treibhausgase und versauernde Substanzen, die vor allem aus der großen Rolle der Kohleverstromung entweder für die Anlagen in Kiel oder für die im Rahmen des Bilanzausgleichs in Ansatz gebrachten Anlagen für die generische Strombereitstellung resultiert.

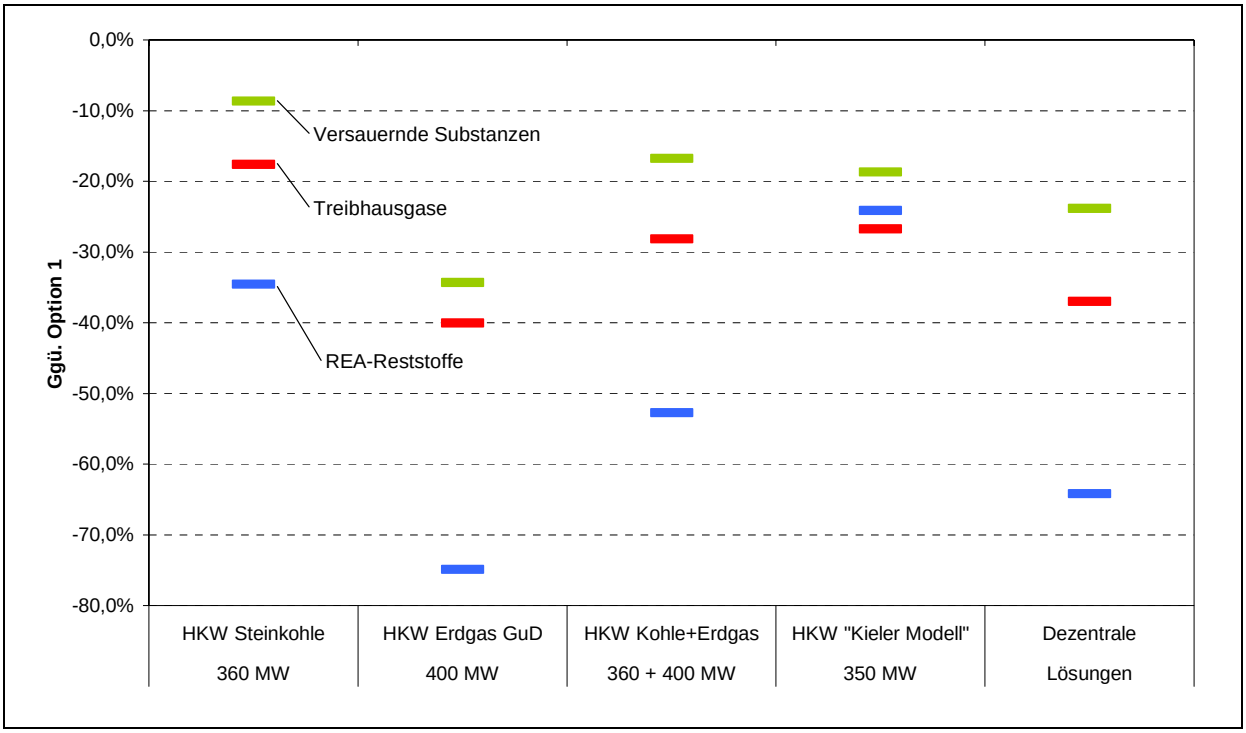


Abbildung 87 Vergleich der Emissionen von Treibhausgasen und versauernden Substanzen sowie des Anfalls von REA-Reststoffen (Referenzsystem 1 für generische Strom- und Wärmeproduktion, Referenzszenario Wärmemarkt), 2030

8 Zusammenfassende Bewertung und Handlungsempfehlung

Ziel dieser Studie war es, verschiedene Ersatzvarianten für das Gemeinschaftskraftwerk Kiel im Kontext der zukünftigen Entwicklung des Kieler Energiebedarfes zu untersuchen. Das Kraftwerk, das neben Strom auch einen Grossteil der Kieler Fernwärme erzeugt, wurde 1970 in Betrieb genommen und soll ab 2015 durch ein neues Heizkraftwerk ersetzt werden.

Die Wärmebedarfsentwicklung in Kiel als ein wesentlicher Faktor für den Kraftwerkseinsatz wurde in 2 Szenarien untersucht, die die Bandbreite von einem leicht rückläufigen Wärmemarkt bei gleichzeitig deutlichem Ausbau des Fernwärmeanteils bis hin zu einer durch große Einsparbemühungen geprägten Entwicklung des Wärmebedarfes bis 2050 abbilden.

Die Brennstoffpreise, die eine weitere sensitive Eingangsgröße für die Bewertung von Kraftwerksvarianten sind, wurden aus historischen Preisentwicklungen, aktuellen Ölpreisprojektionen und Annahmen zur Wechselkursentwicklung abgeleitet. Im Ergebnis werden die Brennstoffpreise frei Kraftwerk im Referenzfall ausgehend vom heutigen Niveau weiter moderat steigen und bis 2030 ein Niveau von 10 EUR/MWh bei Steinkohle und 35 EUR/MWh (Hu) bei Erdgas erreicht haben.

Die korrespondierenden Großhandelspreise für Strom als weitere Eingangsgröße für die Einzelwirtschaftlichkeitsrechnung wurden mit einem Strommarktmodell für verschiedene alternative Entwicklungen des Kraftwerksparkes in Deutschland berechnet.

Unter diesen Randbedingungen wurden sechs Kraftwerksvarianten von einem 800MW-Kohleblock bis hin zu einer Erdgas- und biomassegestützten dezentralen Versorgung untersucht.

Aus technischer Sicht sind grundsätzlich alle Varianten realisierbar, einzelne kritische Faktoren wie die Gasbeschaffung oder der Aufbau einer weiträumigen Biomassetransportlogistik sind allerdings hervorzuheben.

Unter Wirtschaftlichkeitskriterien ist unter den zu Grunde gelegten Rahmenbedingungen eine rein erdgasbasierte Versorgung in einem GuD-Kraftwerk ebenso wenig darstellbar wie eine dezentrale Einspeisung verschiedener Wärmeerzeuger, die durch hohe spezifische Investitionen und Brennstoffkosten bei gleichzeitig geringer Auslastung geprägt sind.

Die untersuchten Varianten mit höherer Brennstoffflexibilität bieten zwar Vorteile im Einsatz, erreichen aufgrund höherer Investitionen aber ebenfalls keine Wirtschaftlichkeit.

Eine wirtschaftliche Darstellbarkeit der Erzeugungsvarianten mit mehr oder weniger ausgeprägtem Erdgaseinsatz ergibt sich – unterschiedlich ausgeprägt – erst

- wenn die Kosten für die CO_2-Zertifikate dem hohen Preispfad folgen,
- wenn sich die niedrige Variante der Entwicklung für den Wärmemarkt in Kiel einstellt,
- wenn sich der deutsche Kraftwerkspark deutlich stärker in Richtung erdgasbasierter Stromerzeugung entwickelt und sich damit höhere Erlöse für den Stromabsatz ergeben,

- wenn aus dem Fernwärmeabsatz frei Kraftwerk Erlöse erzielt werden können, die über der Bandbreite von 36 bis 40 €/MWh liegen.

Auch wenn sich unter solchen Rahmenbedingungen, insbesondere in ihrer Kombination eine grundsätzliche wirtschaftliche Darstellbarkeit ergeben kann, hat dies keinen weiteren Einfluss auf die Reihenfolge der Varianten hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Attraktivität.

Es bleibt festzuhalten, dass unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten die Varianten für die Fernwärmeerzeugung auf Kohlebasis am attraktivsten sind, wobei eine große Kohlelösung in Form eines 800 MW-Standardblockes aufgrund von Skaleneffekten wirtschaftliche Vorteile bietet und sich in der Szenarioanalyse robust darstellt.

In der ökologischen Gesamtbewertung unter Einbeziehung vorgelagerter Ketten haben die erdgasbasierten Erzeugungsvarianten hingegen brennstoffbedingt um 30 bis 40% geringere Treibhausgasemissionen und schneiden auch bei der Bewertung anderer Schadstoffe besser ab.

Vor dem Hintergrund der ökologischen Effekte, aber auch der Entwicklungen im Bereich der Windenergie ergeben sich jedoch für die große Kohlelösung auch Anhaltspunkte für eine mögliche ökonomische „Verletzbarkeit“ dieser Erzeugungvariante:

- sofern es zu einem starken Ausbau der Offshore-Windstromerzeugung kommt, der Vorrang der Windstromeinspeisung erhalten bleibt und der Ausbau des Übertragungsnetzes nicht ausreichend oder verzögert erfolgt, laufen Anlagen in Norddeutschland mit einem großen Anteil von Kondensationsstromerzeugung Gefahr, in besonderem Maße zeitweisen Abschaltungen dem Redispatch zu unterliegen;
- sofern eine ambitionierte Klimaschutzpolitik unterstellt wird und sich das Emissionshandelssystem insgesamt als nicht ausreichend für die Erreichung der angepeilten Emissionsminderungen erweist, besteht mittelfristig die Möglichkeit, dass insbesondere große Kohlenkraftwerke einer verpflichtenden Nachrüstung mit CCS-Technologie unterliegen – dies würde zu Nachrüstungsinvestitionen in erheblicher Höhe und möglicherweise noch in der Amortisationsphase führen.

Aufgrund der hohen Emissionen an Treibhausgasen sollte vor dem Hintergrund ehrgeiziger Minderungsziele in Deutschland und der EU in jedem Fall die Option einer späteren Nachrüstung mit CO_2-Abscheidung am Standort bereits bei Planung und Auslegung der Anlage umfassend berücksichtigt werden.

Neben der eigentlichen Fernwärmeerzeugung wurden auch ergänzende Zusatzmaßnahmen untersucht.

- Ein verstärkter Ausbau von dezentralen KWK-Lösungen außerhalb des Fernwärmegebietes ist bis zu einem gewissen Grad wirtschaftlich und kann deutlich zu einer Steigerung der Energieeffizienz beitragen. Eine Umsetzung durch die Stadtwerke Kiel in sinnvollem Rahmen durch verstärktes Contracting im Stadtgebiet wird empfohlen.

- Als weitere ökologisch wie ökonomisch sinnvolle Ergänzung des Erzeugungsportfolios sollte eine Beteiligung an einem Offshore-Park geprüft werden. Ein Ausbau der dezentralen Solarthermie direkt durch SWK ist aus Sicht der Gutachter wegen des sehr kleinteiligen Geschäftes nicht sinnvoll, hier können Förder- bzw. Kreditprogramme einen Ausbau forcieren

Zusammenfassend kann festgehalten werden: Wenn unter den momentan besonders großen Unsicherheiten (Erdgasmarkt, Emissionshandel, Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks, CO_2-Abscheidung, Anlagenmarkt) heute eine Entscheidung getroffen werden muss, kommt als wirtschaftlich tragfähige Lösung nur ein Heizkraftwerk in Frage, das überwiegend auf dem Brennstoff Kohle basiert. Eine größere Kraftwerksanlage auf Kohlebasis weist dabei deutliche wirtschaftliche Vorteile auf, für eine solche Anlage können sich im Kontext der aktuellen Entwicklungen jedoch zusätzliche regulatorische Risiken ergeben, die auch auf die wirtschaftliche Performance der Anlage durchschlagen können.

Wenn die **Investitionsentscheidung noch um 3, möglichst 5 Jahre verschoben** werden kann, sollte diese Option genutzt werden. Wir erwarten, dass sich die momentan sehr großen Unsicherheiten in wesentlichen Randbedingungen in den nächsten Jahren zumindest teilweise verringern werden.

Literatur

[1] Nachhaltiges Energie- und Klimaschutzkonzept der Landeshauptstadt Kiel. Kiel, September 2007

[2] Rat der europäischen Union: Ziele der EU für die Weiterentwicklung der internationalen Klimaschutzregelung über das Jahr 2012 hinaus, Brüssel, 2007

[3] BMWi, BMU: Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, Berlin, 2007

[4] European Commission: Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/87/EC so as to improve and extend the greenhouse gas emission allowance trading system of the Community, COM(2008) 16 provisional, Brussels, 23.01.2008

[5] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, Berlin, 5.12.2007

[6] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Entwurf eines Gesetzes zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG), Berlin, 05.12.2007, www.bmu.de/erneuerbare_energien/gesetze/waermegesetz/das_gesetz/

7 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2006. Stand 31.12.2006, 2007, www.bgr.bund.de

8 Matthes, F. Chr., Ziesing, H.-J.: Sicherheit der Rohstoffversorgung – eine politische Herausforderung?! Berlin, Februar 2005

[9] International Energy Agency: World Energy Outlook. China and India Insights, Paris, 2007

[10] Energy Information Administration: Annual Energy Outlook 2007 With Projections to 2030, Washington, DC, 2007.

[11] Prognos: Variantenvergleich Küste versus Binnenland. Ein volkswirtschaftlicher Vergleich der Kosten, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit von Kraftwerksstandorten, 2006, S. 18.

[12] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)/Prognos: Energiereport IV: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 - Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Universität zu Köln/Prognos AG. Köln, Basel, 2005, www.bmwi.de

[13] Vgl. dazu Bode, S., Groscurth, H.-M.: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“, HWWA Discussion Paper 348, Hamburg, 2006 sowie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Fachgespräch zum „Merit-Order-Effekt“, abgestimmtes Thesenpapier, Berlin, 07.09.2007

[14] Deutsches Windenergie-Institut (DEWI) et al.: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und offshore bis zum Jahr 2020. Köln, 24. Februar 2005

[15] VGB PowerTech: Anmerkungen zu den Ergebnissen der dena-Netzstudie aus Erzeugersicht, VGB PowerTech e.V., März 2005

[16] Vgl. Wawer, T.: Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz, ZfE 31 (2007) 2, S. 109-116 sowie 8KU: Eckpunkte für ein diskriminierungsfreies Modell zum Netzengpassmanagement Festlegungsverfahren zur Bewirtschaftung von Engpässen im Übertragungsnetz, 30.11.2006

[17] Gerling, J. P.: Möglichkeiten, Grenzen und Wissenslücken der untertägigen CO_2-Ablagerung in Deutschland (Stand 2006), Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Deutschen Bundestag am 7. März 2007, Anhörung zu "Kohlendioxidabscheidung und -speicherung", Ausschussdrucksache 16(16)212

[18] Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Reinhard Loske, Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 16/4968 – „CO2-Abscheidung und –Lagerung“, Bundestags-Drucksache 16/5059, 20.04.2007 sowie Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Dr. Reinhard Loske, Hans-Josef Fell, Cornelia Behm, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 16/5164 – „Klimaschutz durch den Einsatz von CO2-Abscheidung und –Lagerung“, Bundestags-Drucksache 16/7264.

[19] Bohm et al.: Capture-ready coal plants – Options, technologies and economics. International Journal of Greenhouse Gas Control 1:113-120.) 2007

[20] EPPSA (EPPSA (European Power Plant Suppliers Association): EPPSA’s CO2 Capture Ready Recommendations. Bruxelles, Status: 07.12.2006.) sowie Landtag Nordrhein-Westfalen, Ausschuss für Wirtschaft, Mittelstand und Energie, Öffentliche Anhörung „Perspektiven des ‚CO2-freien Kraftwerks’ realistisch bewerten“, Ausschussprotokoll APr 14/460, 15.08.2007.

[21] Gibbins, J.: Making New Power Plants ‚Capture Ready’. 9th International CO2 Capture Network Meeting, Copenhagen, 16 June 2006. http://www.co2captureandstorage.info/)

[22] Bohm: Capture-Ready Coal Plants - Options, Technologies and Economics. Thesis MIT, http://sequestration.mit.edu/research/real_options.html.), vgl. auch NETL: Carbon Dioxide Capture from Existing Coal-Fired Power Plants, 2007 sowie MIT Interdisciplinary Study (2007), "The Future of Coal – Options for a Carbon Constrained World," March (2007) http://sequestration.mit.edu/research/coal_economic_modeling.html.

[23] Vgl. dazu Alstom: Chilled Ammonia Process for CO_2 Capture, November 21, 2006 sowie Rhudy, R., Black, S.: Chilled Ammonia Process Update, CO2 Capture Network, Lyon, May 24, 2007

[24] Zu diesen Vorinvestitionen beim IGCC-Kraftwerk gehören eine um 10% größere Auslegung der Luftabscheideanlage und des Vergasers im Basiskraftwerk. Vgl. Bohm, 2006

[25] NETL 2007

26 Wuppertal-Institut et al., Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit CCS (RECCS), Wuppertal, 2007

[27] Statistik-Amt Nord: Bevölkerungsvorausberechnung für die Kreise und Kreisfreien Städte Schleswig-Holsteins bis 2020. Hamburg 2005

[28] Statistik-Amt Nord: F II 4 - j|06 S: Der Bestand an Wohngebäuden und Wohnungen in Schleswig-Holstein am 31.12.2006. Hamburg, 2007

[29] Kleemann, M., Heckler, R., Kolb, G., Hille, M.: Die Entwicklung des Wärmemarktes für den Gebäudesektor bis 2050. Forschungszentrum Jülich, 2000

[30] EWI/Prognos: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Köln/Basel, 2005

[31] GEWOS: Kieler Wohnungsmarktkonzept. www.kiel.de/Aemter_61_bis_92/55/Wohnungsmarktkonzept/wohnungsmarktkonzept.htm. Kiel, 2007

[32] Ministerium für Wissenschaft, Wirtschaft und Verkehr des Landes Schleswig-Holstein: Energie 2020 – Grünbuch. Kiel 2007

[33] Nitsch, J., et al.: Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Berlin, 2007

[34] BMU: Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG). Entwurf Stand Dezember 2007. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/gesetze/waermegesetz/ueberblick/doc/40556.php

[35] BUND: BUND-Übersicht: 26 neue Kohlekraftwerke (Stand September 2007), http://vorort.bund.net/klimaschutz/publikationen/publikationen_80/publikationen_279.htm September 2007

[36] Hagemann, P.: Kohleverstromung bei der STEAG. Tagung „Kohle, Gaskraftwerke und alternative Brennstoffe“ der Managerakademie. Düsseldorf,16.4.2007

[37] VGB: Konzeptstudie Referenzkraftwerk NRW. Essen, 2004

[38] BMWI: Leuchtturm Cooretec – Der Weg zum Zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen. Forschungsbericht, Berlin, Juni 2007

[39] E.ON Engineering/GKK: Konzeptstudie für ein 800 MW Steinkohlekraftwerk am Standort Kiel. unveröffentlicht, September 2007

[40] Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS), Version 4.4, www.gemis.de

[41] Pfaffenberger, W., Hille, M.: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen. Bremen, 2004

[42] Hector, M.: Erdgas und Steinkohle als Brennstoff in der Stromerzeugung. Tagung „Kohle, Gaskraftwerke und alternative Brennstoffe“ der Managerakademie. Düsseldorf,16.4.2007

[43] Schumacher, F., Beatt, B.: Durch Eigenerzeugung zu mehr Unabhängigkeit in der Beschaffung ? Chancen und Risiken am Beispiel der aktuellen Kraftwerksprojekte der swb AG. Tagung „Kraftwerke – in die Zukunft investieren“ der Managerakademie. Düsseldorf, 6.11.2007

[44] Electrabel baut 800-MW-Kohlekraftwerk. Dow Jones Trade News Energy, 19.11.2007

[45] Nollen, A.: Lebensdaueranalysen von Kraftwerken in der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Jülich, Forschungszentrum Jülich, 2003

[46] Wilckens, C.: Marktsituation im Kraftwerksbau. Fachkonferenz Kraftwerkstechnik auf der e-world, Essen, 7.2.2007

[47] BEB: 10-Jahresvorschau frei verfügbare Kapazitäten, Stand 1.10.2007. www.beb.de

[48] Rukes, B., Balling, L.: Entwicklung, Bau, Service und Betrieb von Kraftwerken. in: BWK, Nr. 1/2 , 2007

[49] Bothe, D., Seeliger, A.: Erdgas – sichere Zukunftsenergie oder knappe Ressource?. EWI-Diskussionspaper, Köln, Dezember 2006

[50] Thrän, D., Kaltschmitt, M.: Stroh als biogener Festbrennstoff in Europa. Gülzower Fachgespräche: Band 17 - Energetische Nutzung von Stroh, Ganzpflanzengetreide und weiterer halmgutartiger Biomasse. Gülzow, 2001

[51] Projekt Bioregio, www.bioregio.info

[52] Kittmann, U.: Das Biomasse-Potenzial in der K.E.R.N.-Region. Infoveranstaltung „Saubere Energie für Kiel“. Fachhochschule Kiel, 25.04.07

[53] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Bioenergie Basisdaten Deutschland. Gülzow, 2007. www.fnr.de

[54] Kaltschmitt, M., et el.: Logistik für die Versorgung von Anlagen zur energetischen Nutzung biogener Festbrennstoffe. 12. Thüringer Bioenergietag, November 2006. www.tll.de/ainfo/pdf/biotag/bt111106.pdf

[55] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR): Heizen mit Getreide und Halmgut. Gülzow, 2007. www.fnr.de

[56] Behrmann, C., Conseur, M., Fuchs, C.: Analyse einer Anlage zur Herstellung von Halmgutpellets für die energetische Nutzung in Verbrennungsanlagen und in einer BtL-Produktionsanlage. Workshop "Chancen der Biomassenutzung in Mecklenburg-Vorpommern", Neubrandenburg, 11.01.2007

[57] Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) : Konzept zur energetischen Nutzung von Biomasse. Berlin, 2004

[58] Reinhold, G.: Betriebswirtschaftliche Bewertung der Bereitstellung von Stroh und Energiegetreide. Gülzower Fachgespräche: Band 17 - Energetische Nutzung von Stroh, Ganzpflanzengetreide und weiterer halmgutartiger Biomasse. Gülzow, 2001

[59] Eikmeier, B. et al.: Analyse des nationalen Potenzials für den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung. Bremer Energie Institut, 2005

[60] Fraktion der Grünen in Kiel: Hintergrundpapier zum Neubau des Gemeinschaftskraftwerkes Kiel. Kiel, 13.4.2007, www.gruene-kiel.de/uploads/media/HintergrundpapierKohleKraftwerk__2_.pdf

[61] Bundesumweltministerium: Entwurf zur Neuregelung des EEG ab 2009. Stand Dez. 2007. www.erneuerbare-energien.de

[62] Landesamt für Naturschutz und Umwelt des Landes Schleswig-Holstein: Geothermie, eine Perspektive für Schleswig-Holstein. Flintbek, 2001

[63] Schmitt, F.: Geothermie und Wärmenetze. VDI-Tagung „Erneuerbare Energien in Strom-, Gas- und Wärmenetzen“. 2006

[64] Skiera, E. et al.: Kosten- und Risikoanalyse hydrothermaler Tiefbohrungen. Geothermikongress 2007, Bochum, 29-31.10.2007

[65] Tiedemann, A.: Offshore-Windkraft in Deutschland - eine Einführung. Branchen- und Exportforum Erneuerbare Energien, Hannover Messe Industrie, 19.04.2007

[66] KPMG: Offshore-Windparks in Europa – Marktstudie. KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, 2007

[67] Pfaffenberger, W. et al.: Ermittlung der Arbeitsplätze und Beschäftigungswirkungen im Bereich Erneuerbarer Energien. Bremen, 2003