

Endbericht

# Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung

Projektnr. | C 4 - 02 08 15 - 47/10

Studie im Auftrag des  
**Bundesministeriums  
für Wirtschaft und  
Technologie**

Autoren:

**Prognos AG**

Marco Wunsch

Friedrich Seefeldt

Stefan Mellahn

Vincent Rits

Dr. Alexander Piégsa

**Berliner Energieagentur  
GmbH**

Anton Wetzel

Dr. Lutz Dittmann

Berlin, Basel

08. August 2011

# Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>2</b>
<b>Verzeichnis der Tabellen</b>	<b>5</b>
<b>Verzeichnis der Abbildungen</b>	<b>6</b>
<b>1 Zusammenfassung</b>	<b>9</b>
<b>2 Einleitung</b>	<b>12</b>
<b>3 Vorgehen und Methodik</b>	<b>14</b>
3.1 Vorgehen	14
3.2 Abgrenzungen	15
3.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse	16
3.3.1 Methodisches Vorgehen	16
3.3.2 Anwendungsfälle	17
3.4 Methode zur Ermittlung der CO <sub>2</sub> -Einsparungen	18
3.4.1 Methoden zur Allokation der CO <sub>2</sub> -Emissionen	18
3.4.2 Methoden zur Berechnung der CO <sub>2</sub> -Vermeidung	20
<b>4 Das novellierte KWK-Gesetz</b>	<b>23</b>
<b>5 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung bis 2010</b>	<b>26</b>
5.1 Datenlage	26
5.2 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung	28
5.2.1 Gesamte KWK	28
5.2.2 Nach KWK-G-Anlagen geförderte Anlagen	31
5.3 Wärmenetze	36
5.3.1 Datenlage	36
5.3.2 Status quo – Wärmenetze	36
5.3.3 Wärmenetzausbau nach KWK-Gesetz	38
5.3.4 Vergleich zur Wärmenetzförderung im Rahmen des Marktanreizprogramms	44
5.3.5 Zwischenfazit und Empfehlungen	49
<b>6 Wirtschaftlichkeitsanalyse</b>	<b>51</b>
6.1 Annahmen und Rahmendaten	51
6.2 Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen bis 10 MW <sub>el</sub>	54
6.2.1 Methodischer Ansatz	54
6.2.2 Betrachtete KWK-Anlagen	62
6.2.3 Ergebnisse	63
6.2.4 Zwischenfazit und Empfehlungen	77
6.3 Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen ab 10 MW <sub>el</sub>	79

6.3.1	Methodischer Ansatz	79
6.3.2	Entwicklung des Großhandelsstrompreises	81
6.3.3	Vermiedene Strombezugskosten	82
6.3.4	Wärmeerlöse und vermiedene Wärmeerzeugungskosten	83
6.3.5	Zuteilung von CO <sub>2</sub> -Emissionszertifikaten	84
6.3.6	Vermiedene Netznutzungskosten	84
6.3.7	Erdgassteuer	85
6.3.8	Förderung nach dem KWK-G	85
6.3.9	Betrachtete KWK-Fälle	86
6.3.10	Ergebnisse	87
6.3.11	Zwischenfazit und Empfehlungen	91
<b>7</b>	<b>Prognose der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2020</b>	<b>92</b>
7.1	Vorgehen und Annahmen	92
7.2	Entwicklung der KWK-Stromerzeugung	93
7.2.1	Methodik	93
7.2.2	Ergebnisse	93
7.3	Investitionen in KWK-Anlagen bis 2020	98
7.4	Entwicklung der KWK-Vergütungszahlungen bis 2020	99
7.4.1	Fazit	100
<b>8</b>	<b>Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	<b>101</b>
8.1.1	Methodik	101
8.1.2	Ergebnisse	102
8.1.1	Fazit	104
<b>9</b>	<b>Fazit &amp; Empfehlungen</b>	<b>105</b>
9.1	Fazit	105
9.2	Empfehlungen zur Weiterentwicklung der KWK-Förderung	109
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>112</b>
	<b>Anhang 116</b>	
A	Umrechnungsfaktoren	116
B	Brennstoffanteil je Anlagenkategorie	117
C	Annahmen für einen Jahreskostenvergleich für ein Einfamilienhaus	119
D	Unterteilung der Investitionskosten der betrachteten KWK-Anlagen von 50 kW <sub>el</sub> bis 7,8 MW <sub>el</sub>	121
E	Installierte Trassenmeter 2009 und 2010 nach Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage, Art der Maßnahme und Nenndurchmesser sowie Förderbetrag nach Brennstoffeinsatz	122
F	Gesamtkapitalverzinsung in Abhängigkeit der Wärmeabnahme in Volllaststunden	125

H	Wirtschaftlichkeit	127
H.1	Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD klein (20 MW <sub>el</sub> ) in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a im Szenario <i>Sofortausstieg 8 Blöcke</i>	127
H.2	Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD groß (400 MW <sub>el</sub> ) in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a im Szenario <i>Sofortausstieg 8 Blöcke</i>	133
H.3	Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Steinkohlekraftwerk (800 MW <sub>el</sub> ) in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a im Szenario <i>Sofortausstieg 8 Blöcke</i>	139
H.5	Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Industrie-GuD (1) (40 MW <sub>el</sub> ) in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a im Szenario <i>Sofortausstieg 8 Blöcke</i>	145
H.6	Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Industrie-GuD (2) (40 MW <sub>el</sub> ) in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a im Szenario <i>Sofortausstieg 8 Blöcke</i>	151

## Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 3-1:	Varianten zur Berechnung der CO <sub>2</sub> -Vermeidung	21
Tabelle 4-1:	Zuschlagssätze KWK-G, in Eurocent/kWh	25
Tabelle 5-1:	Stromerzeugung, in TWh (z.T. in %)	29
Tabelle 5-2:	KWK-Zubau in den Jahren 2009 und 2010	31
Tabelle 5-3:	Förderfähige KWK-Strommengen in GWh	33
Tabelle 5-4:	KWK-Strom- und Wärmeerzeugung, Leistung und Anlagenanzahl 2009	34
Tabelle 5-5:	Zuschlagszahlungen der Netzbetreiber an die Anlagen-Betreiber in Mio. Euro	35
Tabelle 5-6:	Überblick Wärmenetzförderung 2009 und 2010	39
Tabelle 5-7:	Zusammenfassung der Evaluierung des Marktanreizprogramms 2009	44
Tabelle 5-8:	Vergleich der Förderung nach Marktanreizprogramm 2009 und KWK-G in Kombination mit dem KWK-G	45
Tabelle 5-9:	Ablaufschema der Beantragung und Auszahlung der Förderung nach MAP und KWK-G	46
Tabelle 5-10:	Installierte Trassenlänge und Abschätzung der erzeugten End_energie aus erneuerbaren Energieträgern im Rahmen der Wärmenetzförderung nach KWK-G	48
Tabelle 6-1:	Rahmendaten zur Entwicklung der Stromerzeugung	52
Tabelle 6-2:	Strom- und Erdgaspreise für Endkunden	53
Tabelle 6-3:	Kennwerte des Referenzgebäudes für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der 1-kW-Module	59
Tabelle 6-4:	Kennwerte des Referenzgebäudes für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des 5.5-kW-Moduls	60
Tabelle 6-5:	Parameter der untersuchten KWK-Anlagen	62
Tabelle 6-6:	Entwicklung der Wärmeerlöse für industrielle und öffentliche KWK-Anlagen in EUR <sub>2009</sub> /MWh	84
Tabelle 6-7:	Annahmen zur kostenfreien Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen	84

Tabelle 6-8:	Betrachtete KWK-Fälle und wesentliche Annahmen	86
Tabelle 7-1:	KWK-Zubau im Jahr 2009	95

## Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 3-1:	Untersuchungsablauf	15
Abbildung 5-1:	Statistik Fernwärmetrassenlänge AGFW	37
Abbildung 5-2:	Übersicht zum Wärmenetzbestand in Deutschland	38
Abbildung 5-3:	Zugebaute Trassenlänge nach Brennstoffen und Nenndurchmesser 2009 bis 2010	40
Abbildung 5-4:	Zugebaute Trassenlänge nach Brennstoffen und Baumaßnahmen 2009 bis 2010	41
Abbildung 5-5:	Abschätzung der installierten Wärmeleistung nach Brennstoffen und Baumaßnahmen	42
Abbildung 5-6:	Abschätzung der installierten Wärmeleistung für den Netzneu- und -ausbau nach thermischen Leistungsklassen und Brennstoffen	43
Abbildung 6-1:	Jahresdauerlinie Wärme Kategorie 1 (Einfamilienhaus)	57
Abbildung 6-2:	Stromlastgang einer Winterwoche (Einfamilienhaus)	58
Abbildung 6-3:	Durchschnittliche Jahresgesamtkosten bei der Stromeigenverwertung private Haushalte	63
Abbildung 6-4:	Vergleich der durchschnittlichen jährlichen Gesamtkosten von Brennwertechnik (BWT) und 5.5-kW <sub>el</sub> - Verbrennungsmotor (VM)-Modul bei Stromverkauf private Haushalte bei 5.500 VBH und 60 % Eigenstromverwertung	65
Abbildung 6-5:	Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Stromverkauf an private Haushalte (mit Abführung der EEG-Umlage)	66
Abbildung 6-6:	Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Stromverkauf an private Haushalte (ohne Abführung der EEG-Umlage)	67
Abbildung 6-7:	Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Verkauf an private Haushalte	68

Abbildung 6-8:	Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei einer GHD-Stromeigennutzung	69
Abbildung 6-9:	Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung im GHD-Sektor	70
Abbildung 6-10:	Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite bei einer industriellen Stromeigennutzung	71
Abbildung 6-11:	Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung in der Industrie für Anlagen bis 2 MW <sub>el</sub>	72
Abbildung 6-12:	Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite bei einer industriellen Stromeigennutzung für Gasturbinen (GT) mit 5,7 und 7,8 MW <sub>el</sub>	73
Abbildung 6-13:	Einfluss von Stromsteuer und CO <sub>2</sub> -Kosten auf die jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung in der Industrie für Gasturbinen (GT) mit 5,7 und 7,8 MW <sub>el</sub>	74
Abbildung 6-14:	Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung in der Industrie für Gasturbinen (GT) mit 5,7 und 7,8 MW <sub>el</sub>	75
Abbildung 6-15:	Ansatz zur Modellierung des KWK-Einsatzes	81
Abbildung 6-16:	Baseloadstrompreis und Historische Entwicklung, in EUR <sub>2009</sub> /MWh	82
Abbildung 6-17:	Verteilung der Volllaststunden der Wärme-auskopplung für KWK-Anlagen im Jahr 2009	87
Abbildung 6-18:	Gesamtkapitalverzinsung für den Neubau von großen KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmeabnahme, <b>bestehende KWK-Förderung</b>	88
Abbildung 6-19:	Gesamtkapitalverzinsung für den Neubau von großen KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmeabnahme, <b>ohne KWK-Förderung</b>	88
Abbildung 7-1:	Installierte Leistung der KWK-Anlagen in den Szenarien bis zum Jahr 2020	94
Abbildung 7-2:	Installierte Leistung der KWK-Anlagen nach Anlagenklassen in den Szenarien bis zum Jahr 2020	94
Abbildung 7-3:	KWK-Stromerzeugung in den Szenarien bis zum Jahr 2020	96
Abbildung 7-4:	KWK-Stromerzeugung nach Anlagenklassen in den Szenarien bis zum Jahr 2020	97
Abbildung 7-5:	Entwicklung der KWK-Quote in den Szenarien bis zum Jahr 2020	98

Abbildung 7-6:	Investitionen in KWK-Anlagen in den Szenarien bis zum Jahr 2020	99
Abbildung 7-7:	Entwicklung der KWK-Vergütungszahlungen in den Szenarien bis zum Jahr 2020	100
Abbildung 8-1:	Grundschemata zur Berechnung der CO <sub>2</sub> -Einsparung der KWK	101
Abbildung 8-2:	Durch KWK verdrängte Stromerzeugung nach Energieträgern	102
Abbildung 8-3:	Emissionsfaktoren der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2035 in g/kWh	103
Abbildung 8-4:	CO <sub>2</sub> -Einsparung durch KWK-Strom- und Wärmeerzeugung in Mio. t	104

# 1 Zusammenfassung

Das vorliegende Forschungsvorhaben soll die Bundesregierung bei der Zwischenüberprüfung des Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetzes unterstützen. Hierzu wurden im Rahmen dieser Studie auftragsgemäß folgende Aspekte analysiert:

- Die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland ex-post und ex-ante, im Rahmen einer Prognose bis zum Jahr 2020,
- der Ausbau der Wärmenetze,
- die Wirtschaftlichkeit (des Betriebs) von KWK-Anlagen,
- die CO<sub>2</sub>-Einsparung gegenüber einer ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sowie
- das Finanzvolumen (Zuschlagszahlungen).

## **Die Analyse der Entwicklung der KWK-Stromerzeugung ergab:**

- Im Zeitraum 2002 bis 2010 nahm der KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung um 1,5 %-Punkte auf 15,4 % zu, wobei der Anstieg in den Jahren 2008 und 2009 allein 1,4 %-Punkte ausmacht.
- Die KWK-Nettostromerzeugung wurde kontinuierlich ausgeweitet und erhöhte sich in der Periode 2002 bis 2010 um etwa 14 TWh.
- Die jährlichen Zuschlagszahlungen betrugen zwischen 2003 und 2006 etwa 800 Mio. Euro, je nach Erzeugungsmenge und Zuschlagsätzen. Durch das Auslaufen der Förderung für alte Bestandsanlagen verringerten sich die Zuschlagszahlungen 2008 auf 521 Mio. Euro. Die Zuschlagszahlungen der neuen Bestandsanlagen enden 2009, so dass die KWK-G-Vergütung 2010 mit 384 Mio. Euro nochmals wesentlich geringer ausfällt.
- Das Investitionsvolumen der zwischen 2002 und 2010 neu errichteten und modernisierten KWK-Anlagen kann auf etwa 10 Milliarden Euro abgeschätzt werden.
- Im Jahr 2009 wurden etwa 60-65 % der KWK-Nettostromerzeugung durch das KWK-Gesetz gefördert. Insgesamt, d.h inklusive der alten Bestandsanlagen, liegt dieser Wert bei 80 bis 85 %.

### Ausbau der Wärmenetze:

- Der Wärmenetzausbau im Rahmen des KWK-G im Jahr 2010 hat gegenüber 2009 deutlich an Dynamik gewonnen. Die neu installierte Trassenlänge stieg pro Jahr von 264 auf 534 km. In beiden Jahren wurden insgesamt bei einem Fördermitteleinsatz von rund 64 Mio. Euro Investitionen in Höhe von 231 Mio. Euro ausgelöst. Die Förderquote beträgt 18 %.
- Der Anteil des Wärmenetzausbaus nach KWK-G, welcher aus erneuerbaren Energieträgern gespeist wird, beträgt ein Drittel des Gesamtzubaus. Gleichzeitig bleibt der Wärmenetzausbau auf Basis erneuerbarer Energien im Rahmen des KWK-G deutlich hinter dem Ausbau im Rahmen des MAP zurück.
- Durch den Wärmenetzausbau konnte der Wärmeanschlusswert um ca. 2,7 GW, der elektrische Anschlusswert um ca. 1,1 GW erhöht werden. Rund 75 % der Wärmeanschlussleistung basiert auf den Brennstoffen Erdgas und Steinkohle, wohingegen Biomasse und Biogas zusammen 14,5 % ausmachen.

### Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung:

- Unter den getroffenen Annahmen sind die betrachteten Mikro-KWK-Anlagen unter  $6 \text{ kW}_{\text{el}}$  nicht wirtschaftlich zu betreiben.
- Der Einfluss des KWK-Bonus auf die Wirtschaftlichkeit wird insbesondere bei Anlagen mit einer Leistung von  $50 \text{ kW}_{\text{el}}$  sichtbar.
- In Industrie und Gewerbe mit einem hohen Bedarf an Wärme und Strom ist die höchste Wirtschaftlichkeit erzielbar.
- Industrielle KWK-Anlagen weisen aufgrund der – im Vergleich zu einer ungekoppelten Erzeugung – höheren Wärme- und Stromerlöse eine bessere Wirtschaftlichkeit auf als Anlagen der öffentlichen Versorgung.
- Die Wirtschaftlichkeit aller untersuchten Anlagen verbessert sich mit zunehmenden Volllaststunden der Wärmeabgabe.
- Der Neubau von Steinkohle-KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung ist unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich.
- Bei den aktuellen Renditeerwartungen privater und öffentlicher Investoren ist der Neubau von großen GuD-Anlagen ab einer gesicherten Wärmeabgabe von 3.000 Jahresvolllaststunden wirtschaftlich, sofern die bestehende KWK-Förderung fortgeführt wird. Kleinere GuD-Anlagen kommen ab einer

Wärmeabgabe von 4.500 Jahresvolllaststunden in den Bereich der Wirtschaftlichkeit.

- Ohne KWK-Förderung sinkt die zu erwartende Rendite der einzelnen Anlagentypen um 1,1 bis 3,6 %-Punkte. Große GuD-Anlagen würden ohne KWK-Förderung eine um etwa 1.000 Jahresvolllaststunden höhere Wärmeabgabe benötigen, um die gleiche Rendite zu erzielen.

### **Prognose der KWK-Entwicklung bis zum Jahr 2020**

- Für die Prognose der KWK-Stromerzeugung wurden drei verschiedenen Szenarien zur Laufzeit der Kernkraftwerke betrachtet. Die KWK-Stromerzeugung steigt in den Szenarien um 10 TWh bis 23 TWh bis zum Jahr 2020. In Summe liegt der Korridor für die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020 dann zwischen 99 TWh und 112 TWh, bei einer Ausgangslage von rund 89 TWh im Jahr 2010.
- Diese liegt je nach Szenario im Jahr 2020 zwischen 17,4 % und 20,8 %, nach rund 15,4 % im Jahr 2009.
- Für den Ausbau der Wärmenetze wird erwartet, dass die Zuschlagszahlungen bei einem konstanten Netzausbau von 600 km pro Jahr langfristig etwa 50 Mio. EUR betragen. Die jährliche Investitionssumme beträgt etwa 270 Mio. EUR pro Jahr.
- Die kumulierten Investitionen bis zum Jahr 2020 liegen je nach Szenario zwischen 26 Mrd. EUR und 29 Mrd. EUR. Dies entspricht durchschnittlich etwa 2 Mrd. EUR bis 3 Mrd. EUR pro Jahr. Davon entfallen rund 2,7 Mrd. EUR auf den Ausbau der Wärmenetze.
- Die KWK-Zuschlagszahlungen steigen dabei von 159 Mio. EUR im Jahr 2011 kontinuierlich auf ein Niveau von rund 600 Mio. EUR im Jahr 2015 und sinken (unter der Annahme einer Fortführung der Förderung bis zum Jahr 2020) danach wieder leicht.

### **CO<sub>2</sub>-Einsparung**

- Im Jahr 2010 wurden durch den Betrieb von KWK-Anlagen gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung 46 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart, bei Anwendung des Verdrängungsmix-Ansatzes. In Abhängigkeit der Szenarien zur Laufzeit der deutschen Kernkraftwerke steigt die CO<sub>2</sub>-Einsparung bis zum Jahr 2020 auf 65 bis 73 Mio. Tonnen/a.
- Bei Anwendung des Strommix-Ansatzes beträgt die CO<sub>2</sub>-Einsparung durch KWK im Jahr 2010 etwa 25 Mio. Tonnen und bleibt danach bis 2020 in etwa konstant.

## 2 Einleitung

Die Bundesregierung setzt auf den weiteren Ausbau der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK). Um Brennstoffe effizient einzusetzen, soll der Anteil der hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an der Stromproduktion auf 25 % gesteigert werden.

Die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, durch das der Neu- und Umbau von KWK-Anlagen und von Wärmenetzen gefördert wird, ist ein wesentlicher Baustein zur Erreichung dieses Ziels und Gegenstand des integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung (IEKP).

Eine Zwischenüberprüfung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetzes ist nach § 12 Abs. 1 des Gesetzes in 2011 fällig. Das vorliegende Forschungsvorhaben soll das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie bei der Überprüfung unterstützen.

Im Rahmen des Vorhabens werden analysiert:

- Die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in Deutschland (ex-post und ex-ante),
- der Beitrag der KWK zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele,
- die Wirtschaftlichkeit (des Betriebs) der KWK-Anlagen,
- das Finanzvolumen (Zuschlagszahlungen).

Aufbauend auf den Ergebnissen der Analyse werden Aussagen zur Wirksamkeit des Gesetzes vorgenommen und erste Empfehlungen zur eventuell erforderlichen Modifikation des Gesetzes abgeleitet.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der großen KWK-Anlagen, die Prognose der KWK-Stromerzeugung sowie für die Prognose der CO<sub>2</sub>-Einsparung der KWK wurden folgende drei Szenarien betreffend der Kernenergienutzung in Deutschland betrachtet:

- Atomgesetz 2010: Verlängerung der KKW-Laufzeiten gegenüber dem Atomgesetz 2002 um 8 Jahre für die vor 1980 gebauten Blöcke und 14 Jahre für die neueren Anlagen.
- Atomgesetz 2002: Restlaufzeiten gemäß dem Atomgesetz 2002, kontinuierliches Auslaufen der Kernenergienutzung bis zum Jahr 2022.

- *Sofortabschaltung 8 Blöcke*: Die acht nach dem Moratorium vorübergehend stillgelegten Anlagen bleiben dauerhaft vom Netz. Für die verbleibenden neun neueren Blöcke gelten die Restlaufzeiten gemäß dem Atomgesetz 2002.

Das Szenario *Sofortabschaltung 8 Blöcke* kommt dem Beschluss der Bundesregierung vom 30. Mai 2011, die vom Moratorium betroffenen acht Kernkraftwerke endgültig stillzulegen und die neueren Anlagen bis spätestens Ende 2022 vom Netz zu nehmen, sehr nahe und bildet die zu erwartende Entwicklung am besten ab.

## 3 Vorgehen und Methodik

### 3.1 Vorgehen

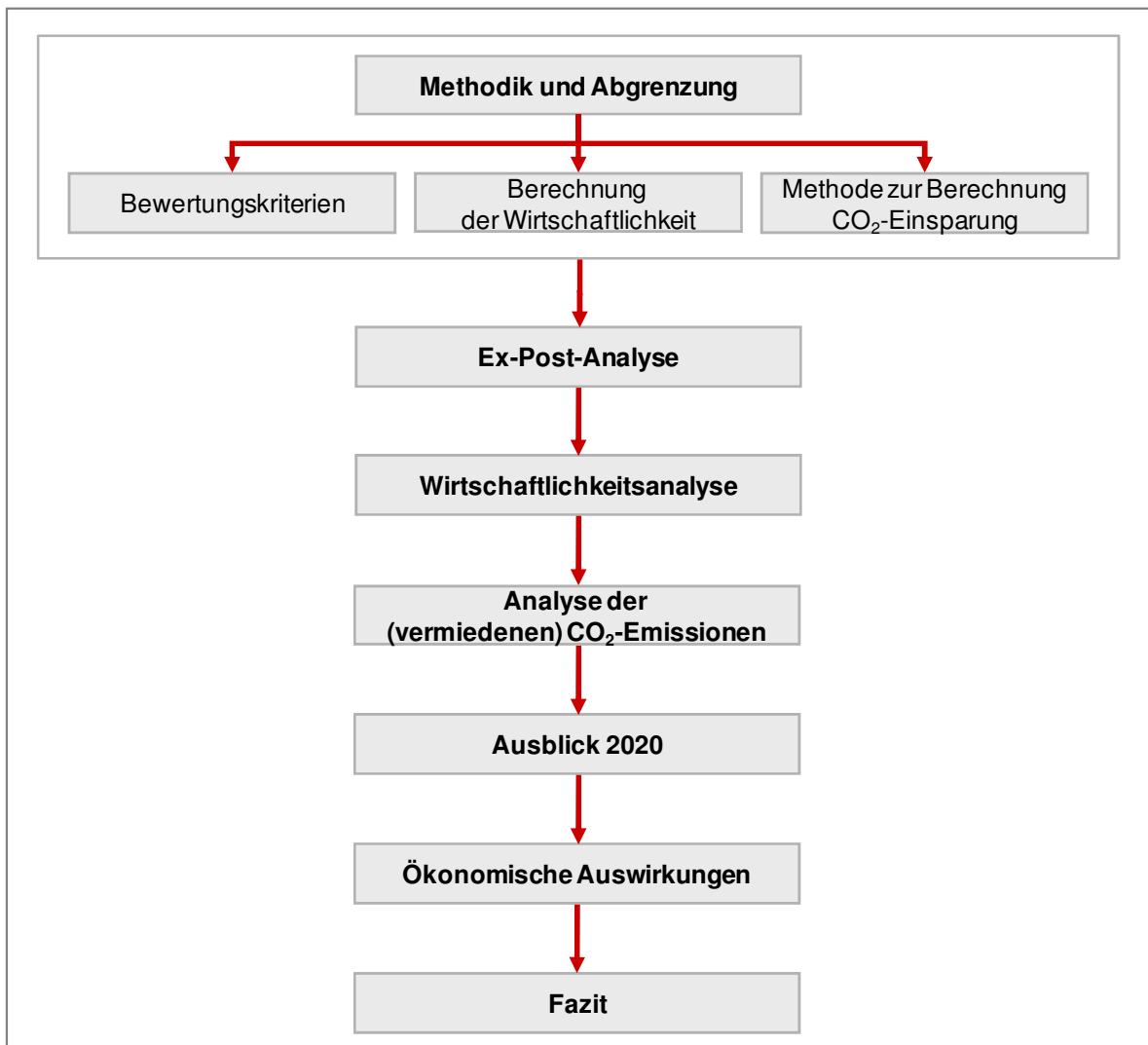
Die vorliegende Studie besteht aus sieben Teilen (Abbildung 3-1):

1. **Methodik und Abgrenzung** zu den Bewertungskriterien zur Überprüfung des Gesetzes, zu der Berechnung der CO<sub>2</sub>-Minderung und der Wirtschaftlichkeitsanalyse;
2. **Analyse der bisherigen Entwicklung**; Darstellung der Entwicklung der KWK-Stromerzeugung und des Wärmenetzausbaus bis 2009, insbesondere der Entwicklung der Anlagen, die über das KWK-G gefördert werden;
3. **Wirtschaftlichkeitsanalyse** für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung;
4. Analyse der vermiedenen **CO<sub>2</sub> Emissionen**;
5. **Ausblick bis 2020**, wie sich die Stromerzeugung aus KWK unter bestimmten Annahmen entwickeln könnte und wie weit die gesetzten Ziele erreicht werden;
6. Analyse der **ökonomischen Auswirkungen**;
7. Ableitung von **Schlussfolgerungen und Empfehlungen**;

Der Zeithorizont der hier vorliegenden Studie bezieht sich entsprechend dem KWK-Ziel auf das Jahr 2020. Die Ex-post-Analyse beinhaltet den Zeitraum ab 2005.

Beim Ausblick bis 2020 wurden drei Szenarien zur möglichen Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung bei unterschiedlicher Nutzung der Kernenergie untersucht.

Abbildung 3-1: Untersuchungsablauf



Prognos / Berliner Energieagentur 2011

## 3.2 Abgrenzungen

Die Analyse wurde unter folgenden Annahmen erstellt:

- Der Fokus liegt auf (fossil-befeuerten) Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie auf Wärmenetzen, die über das KWK-Gesetz gefördert werden. Entwicklungen bei nicht durch das KWK-G sowie bei durch das EEG geförderten KWK-Anlagen werden kursorisch beschrieben.
- Für die verschiedenen Kenngrößen der einzelnen Technologien werden in einem typologischen Ansatz durchschnittliche Kosten, Leistungen und Wirkungsgrade unterstellt. In der Realität weisen diese Kenngrößen eine Streuung auf.

- Alle Kosten werden real angegeben, also inflationsbereinigt bezogen auf die Preisbasis 2009 [in Euro<sub>2009</sub>].
- Die Analyse der (makro-) ökonomischen Auswirkungen umfasst die Aspekte Investitionskosten und Fördervolumen. Sonstige Auswirkungen (wie Wachstumsimpulse oder Arbeitplatzeffekte) sind nicht Bestandteil des Auftrages.

### 3.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

#### 3.3.1 Methodisches Vorgehen

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgt vorrangig aus betriebswirtschaftlicher Perspektive, also aus Sicht potenzieller Investoren und Anlagenbetreiber. Für die Errichtung einer in Planung befindlichen Anlage spielen dabei in der Regel zwei Kriterien eine Rolle:

- die absolute Höhe der Wirtschaftlichkeit (Kapitalverzinsung),
- die relative Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur üblichen (naheliegenden) Alternative (Referenzvariante).<sup>1</sup>

Selbst bei einer der absoluten Höhe nach zufriedenstellenden Wirtschaftlichkeit würde eine KWK-Anlage nur dann realisiert, wenn die Referenzvariante nicht günstiger wäre.

Dabei werden in Anlehnung an VDI 2067 folgende Kosten- und Erlösarten zugrunde gelegt:

- Investitionskosten,
- Kapitalkosten,
- fixe Betriebskosten (Instandsetzung, Versicherung),
- variable Betriebskosten (Brennstoffkosten, Wartung),
- Stromerlöse bzw. vermiedenen Strombeschaffungskosten,
- Wärmeerlöse bzw. vermiedene Wärmeerzeugungskosten,
- vermiedenen Netznutzungskosten.

Dabei werden alle Kosten und Erlöse unter Berücksichtigung der Zins- und Inflationseffekte über die wirtschaftliche Lebensdauer der KWK-Anlage betrachtet.

---

<sup>1</sup> Dies trifft v.a. auf die kleineren Anlagen zu. Bei größeren Kraftwerken (<20 MW<sub>el</sub>) ist die Wahl des Kraftwerks durch die Standortbedingungen eher begrenzt.

Wesentliche Treiber der Wirtschaftlichkeit sind die Brennstoff- und Strompreise. Diese Preise differieren nach den Abnehmergruppen Haushalte, Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen. Darüber hinaus muss zwischen einer Einspeisung ins öffentliche Stromnetz und einer Eigennutzung des erzeugten Stroms unterschieden werden.

Die Brennstoffpreise beeinflussen auch die anlegbaren Preise für die Wärme. Dabei legen wir einen deutschlandweit einheitlichen Mix für die Wärmeversorgung aus einem konventionellen Heizkessel / Heizwerk zugrunde.

Auf Basis der zugrundeliegenden Preise im World Energy Outlook 2010 sowie in enger Anlehnung an die Preisentwicklung in den Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung wurden die Brennstoff- und Strompreise ermittelt. Bei Anlagen ab 20 MW wird die Ausstattung und Auktionierung mit CO<sub>2</sub>-Zertifikaten berücksichtigt.

Zur Bestimmung der Effekte durch das KWK-Gesetz werden die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse der definierten KWK-Anlagen berechnet, jeweils mit und ohne KWK-Zulage. Im Bereich der Mini-KWK-Anlagen ist die Wirkung des Gesetzes von der Wirkung des ausgesetzten Impulsprogramms für Mini-KWK-Anlagen zu unterscheiden. Bei den größeren KWK-Anlagen (>20 MW) und deren Alternativen (z.B. Heizkraftwerk >20 MW) wird die Rolle des EU-Emissionshandelssystems (ETS) berücksichtigt. Nach dem gleichen Verfahren wird ein Ausblick auf die Wirtschaftlichkeit bis 2020 vorgenommen.

### 3.3.2 Anwendungsfälle

Angesichts der Heterogenität der KWK-Anwendungen wird eine typologische Betrachtung für folgende Fälle durchgeführt:

- KWK-Anlagen bis 15 kW<sub>el</sub> (*Mikro*) mit je einem Typ: Gasverbrennungsmotor, Stirlingmotor, Brennstoffzelle
- KWK-Anlagen 15 kW<sub>el</sub> bis 50 kW<sub>el</sub> (*Mini*) mit je einem Typ: Gasverbrennungsmotor, Mikrogasturbine
- KWK-Anlagen 50 kW<sub>el</sub> bis 2 MW<sub>el</sub> (*Klein*) mit je einem Typ: Gasverbrennungsmotor, Mikrogasturbine
- KWK-Anlagen 2 MW<sub>el</sub> bis 20 MW<sub>el</sub> (*Mittel*): GuD mit 20 MW (öffentliche Versorgung)
- KWK-Anlagen größer 20 MW<sub>el</sub> (*groß*): GuD mit 20 MW<sub>el</sub> und 40 MW<sub>el</sub> (Industrielle KWK), GuD mit 400 MW<sub>el</sub>, Steinkohlekraftwerk mit 800 MW<sub>el</sub>.

Dabei wird für alle genannten Anlagentypen das Set von den in Abschnitt 2.4.1 aufgeführten Wirtschaftlichkeitsparametern bestimmt. Für die jüngeren am Markt eingesetzten Technologien, insbesondere für kleine Motoren, Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen werden bis 2020 Annahmen für die Kostenentwicklung getroffen.

Aufgrund der Heterogenität der Anwendungsfälle sind die Systemgrenzen unterschiedlich weit zu ziehen. Bei objektorientierter KWK wird als Referenzvariante die Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz sowie die Wärmebereitstellung aus einem Heizkessel (in der Regel Gas oder Heizöl) herangezogen.

Größere Anlagen, GuD-Kraftwerke oder auch Kohlekraftwerke, orientieren sich in ihrer Wirtschaftlichkeit vorrangig an den am Markt erzielbaren Stromerlösen bei fixem anlegbarem Preis für die Wärmeseite.

### **3.4 Methode zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen**

Die Berechnung der Energie- und Klimaschutzeffekte zur Überprüfung der gesetzten Ziele ist bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme nicht eindeutig. Es stellt sich die Frage, welche Referenzanlage für den Vergleich heranzuziehen ist. Welche Anlagen haben die KWK-Anlagen „verdrängt“ bzw. welche Anlagen wären alternativ zum Einsatz gekommen?

Zur Berechnung der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen gibt es keine allgemein gültige Konvention. Zwar sind für einzelne KWK-Anlagen der Brennstoffeinsatz, die erzeugte Nutzwärme und der erzeugte Strom bestimmbar. Die Zuordnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die Wärme- und Stromerzeugung kann aber nach unterschiedlichen Ansätzen erfolgen. Für die Berechnung der (Primärenergie- und) CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung ist zudem ein geeignetes ungekoppeltes Referenzsystem zu bestimmen, welches durch die KWK-Anlage substituiert wird.

Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, wird für alle in Kapitel 3.3.2 ausgewiesenen KWK-Anlagentypen dasselbe Referenzsystem für die ungekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme betrachtet.

#### **3.4.1 Methoden zur Allokation der CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Mauch et al. (2010; vgl. auch VIK, 2006 und Öko-Institut, 2008) zeigen in ihrem Beitrag die verschiedenen Methoden zur Allokation

der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen auf von KWK-Anlagen erzeugten Strom und Wärme auf. Hierzu gehören<sup>2</sup>:

- IEA-Methode:

Allokation der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis der Brennstoffanteile unter Berücksichtigung der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme.

Die Brennstoffanteile und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden aus dem Verhältnis des jeweiligen Einzelwirkungsgrades zum Gesamtwirkungsgrad der KWK-Anlage abgeleitet.

- Wirkungsgradmethode:

Allokation der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Basis der Brennstoffanteile unter Berücksichtigung der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme.

Die Brennstoffanteile und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen (z.B. der Wärmeerzeugung) werden aus dem Quotienten des jeweiligen Einzelwirkungsgrades der Erzeugung des anderen Produktes (z.B. Strom) zum Gesamtwirkungsgrad der KWK-Anlage abgeleitet.

- Finnische Methode:

Allokation der CO<sub>2</sub>-Emissionen unter Bezugnahme auf Referenzkraftwerke ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung.

Für die Ermittlung der anteiligen Brennstoffeinsätze wird die Energieeinsparung durch den gekoppelten Betrieb ggü. der ungekoppelten Erzeugung der Referenzanlagen zu gleichen Teilen den Produkten Strom und Wärme der gekoppelten Erzeugung zugeteilt.

- Gutschriftenmethode (Wärme oder Strom):

Allokation der CO<sub>2</sub>-Emissionen unter Berücksichtigung der getrennten Produktion von Strom und Wärme.

Der Brennstoffeinsatz wird zuerst einem der Produkte Wärme oder Strom zugeordnet. Davon abgezogen wird der Brennstoffeinsatz, der nötig gewesen wäre um das andere Produkt alternativ in einem ungekoppelten Prozess zu erzeugen.

Die Verdrängungsmixmethode ist eine Art der Stromgutschriftenmethode, wobei auf der Stromseite (stundenscharf) geprüft wird, welches ungekoppelte Kraftwerk durch die KWK-Anlage aus dem Kraftwerkspark verdrängt wird.

---

<sup>2</sup> Die theoretische Möglichkeit die gesamten Emissionen jeweils nur einem der Produkte (Strom bzw. Wärme) zuzuordnen wurde nicht betrachtet.

Für die schematische Darstellung der Methoden sowie der daraus folgenden Allokation der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird auf Anhang B verwiesen.

Es kann festgehalten werden, dass keine der Methoden prioritär anzuwenden ist. Vielmehr ist die geeignete Methode je nach Fall auszuwählen und zu begründen (Mauch et al., 2010).

### 3.4.2 Methoden zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidung

Aufbauend auf den Ausführungen im Abschnitt 3.4.1 sind drei Methoden zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung durch KWK ableitbar (vgl. BET, 2003; Mauch et al., 2010; VIK, 2006):

- Referenzsystem: faktische Verdrängung

Eine KWK-Anlage verdrängt in der Merit Ordner eine Anlage zur ungekoppelten Stromerzeugung. In jeder einzelnen Stunde kann eine andere Anlage verdrängt werden. Der über das Jahr gemittelte Mix der verdrängten Anlagen (mit einer gemittelten Effizienz und gemittelten Emissionen) dient als Referenzsystem für die KWK-Anlage.

- Referenzsystem: Kraftwerk und Heizanlage (finnische Methode)

Das Referenzsystem wird gebildet durch Kraftwerke zur ungekoppelten Erzeugung von Strom und Heizwerke zur ungekoppelten Erzeugung von Wärme (bzw. den entsprechenden Anlagenmix in einem Jahr), mit jeweils spezifischen Effizienzen und Emissionen.

- Referenzsystem: Brennstoffkontinuität

Die Referenz bildet ein System zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme mit dem selben Brennstoff wie die KWK-Anlage. Die Referenz können bestehende oder neue Anlagen sein.

Bei der Beurteilung bzw. der Auswahl der Methoden sind folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- Wird eine Neuanlage mit einer anderen Neuanlage verglichen oder wird eine Neuanlage mit einer Bestandsanlage bzw. einem bestehenden Anlagenmix verglichen?
- Wird eine Anlage mit einer „theoretischen“ (noch nicht vorhandenen) Referenzanlage verglichen?
- Welches Alter hat die Referenzanlage und wird sie zeitlich – dynamisch – angepasst?

- Welche regionale Abgrenzung hat die Referenzanlage (z.B. bezogen auf Deutschland oder die EU)?

In der vorliegenden Studie werden die Methoden „faktische Verdrängung“ und „Referenzsystem: Kraftwerk und Heizanlage“ angewendet.

Auf der Stromseite werden zwei Varianten betrachtet:

- Variante 1: der im jeweiligen Betrachtungsjahr geltende Stromerzeugungsmix und
- Variante 2: die faktische Verdrängung.

Dabei werden in der Variante 1 zum einen die durchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der gesamten Stromerzeugung einschließlich der erneuerbaren Energien berücksichtigt (Variante 1a), zum anderen die entsprechenden Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks ohne erneuerbare Energien (Variante 1b).

Auf der Wärmeseite wird ein Mix aus Erdgas- und Heizöl-Anlagen unterstellt.

Die Analysen erfolgen dynamisch für jedes einzelne Jahr.

*Tabelle 3-1: Varianten zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Vermeidung*

	<b>Variante 1a</b>	<b>Variante 2</b>
Stromseite	Strommix (inkl. EE)	faktische Verdrängung
Wärmeseite	Wärmemix	Wärmemix

Prognos 2011

Die berechnete CO<sub>2</sub>-Einsparung ist je nach Methode bzw. Variante unterschiedlich, wobei die hier ermittelten Werte die Spannweite aufzeigen können.

#### **Exkurs: Angewendete Methoden zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung in früheren Studien**

In der letzten Studie zur Überprüfung des KWK-G (IER 2006) wurde von der Methode eines Referenzkraftwerks ausgegangen und folgende Sensitivitäten betrachtet:

- Stromerzeugung in modernem Braunkohlekraftwerk & Wärmemix 1999
- Stromerzeugungsmix 1998 & Wärmemix 1999
- Stromerzeugung in modernem Erdgas-GuD-Kraftwerk & Wärmemix 1999

- Stromerzeugung in Vergleichskraftwerk mit dem gleichen Brennstoff & Wärmemix 1999

Eine Parallelstudie zur Zwischenüberprüfung des KWK-G (DIW/Öko-Institut 2006) geht von den folgenden Varianten aus:

- Auf der Stromseite:
  - 1) Ein jeweils hälftiger Mittellast-Mix aus modernen Steinkohle- und Erdgas-GuD-Kraftwerken mit Emissionen von 586 g CO<sub>2</sub>/kWh ungekoppelter Stromerzeugung,
  - 2) Ein ebenfalls hälftiger Mittellast-Mix aus Steinkohle- und Erdgas-Bestandsanlagen mit einem spezifischen Emissionswert von 771 g CO<sub>2</sub>/kWh ungekoppelter Stromerzeugung.
- Auf der Wärmeseite wird ein hälftiger Ersatz von Gas- und Ölheizungen angenommen, aus dem sich vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen von 260 g/kWh ungekoppelter Wärmeerzeugung ermitteln lassen.

Die Bewertung der vermiedenen CO<sub>2</sub>-Emissionen kann je nach Blickwinkel eine größere Spannbreite einnehmen. Die vorliegende Studie strebt an, diese Spannbreite transparent zu machen.

## 4 Das novellierte KWK-Gesetz

Das novellierte KWK-Gesetz (KWK-G 2009) trat am 1. Januar 2009 in Kraft. Es baut auf das KWK-G auf, welches am 1. April 2002 in Kraft getreten war. Vor 2002 galt das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung vom 12. Mai 2000 als Vorschaltgesetz zur Bestandssicherung von KWK-Anlagen.

Der Zweck des novellierten Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ist (Bundesministerium der Justiz/Juris, 2009):

*„ . . . es, einen Beitrag zur Erhöhung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung in der Bundesrepublik Deutschland auf 25 Prozent durch den befristeten Schutz, die Förderung der Modernisierung und des Neubaus von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen), die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzelle sowie die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen, in die Wärme aus KWK-Anlagen eingespeist wird, im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung zu leisten.“*

Die Förderung der Anlagen, die im Gesetz vom 01.04.2002 festgelegt war, wird im novellierten KWK-Gesetz (KWKG) weitergeführt. Das aktualisierte Gesetz modifiziert die Kategorisierung für KWK-Anlagen und ergänzt sie um eine Kategorie mit hocheffizienten Anlagen über 2 MW. Im Vergleich zum vorherigen Gesetz wird ab dem 01.01.2009 auch der selbstverbrauchte Strom vergütet.

Das KWK-Gesetz nennt folgende Anlagen (KWK-Gesetz 2009; EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2011):

- **alte KWK-Anlagen** (§ 5.1.1)
- KWK-Anlagen (**neue Bestandsanlagen**), die ab dem 01.01.1990 bis zum 01.04.2002 in Dauerbetrieb genommen worden sind (§ 5.1.2)
- alte Bestandsanlagen (**modernisierte Bestandsanlagen**), die modernisiert oder durch eine neue Anlage ersetzt und nach dem 01.04.2002 bis zum 31.12.2005 in Dauerbetrieb genommen worden sind (§ 5.1.3)
- alte oder neue Bestandsanlagen (**hocheffiziente modernisierte KWK-Anlagen**), die modernisiert oder durch

eine neue Anlage ersetzt und nach dem 01.01.2009 bis zum 31.12.2016 in Dauerbetrieb genommen worden sind (§ 5.1.4)

- **kleine KWK-Anlagen (Zubau) > 50 kW bis max. 2 MW** elektr. Leistung, die nach dem 01.04.2002 bis zum 31.12.2008 in Dauerbetrieb genommen worden sind (§ 5.2.1a)
- **kleine KWK-Anlagen (Zubau) bis max. 50 kW** elektrische Leistung, die nach dem 01.04.2002 bis zum 31.12.2016 in Dauerbetrieb genommen worden sind und keine bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängen; bei Inbetriebnahme ab 01.01.2009: Erfordernis "Hocheffizienz"
- **hocheffiziente kleine KWK-Anlagen (Zubau) > 50 kW bis max. 2 MW** elektrische Leistung, die nach dem 01.01.2009 bis zum 31.12.2016 in Dauerbetrieb genommen worden sind (§ 5.2.1c)
- **Brennstoffzellen**-Anlagen, die nach dem 01.04.2002 in Dauerbetrieb genommen worden sind (§ 5.2.2)
- KWK-Anlagen > 2 MW (**hocheffiziente Neuanlagen**), die ab dem 01.01.2009 bis zum 31.12.2016 in Dauerbetrieb genommen worden sind, die hocheffizient sind und durch die keine Verdrängung bestehender KWK-Anlagen erfolgt (§ 5.3)

Die Höhe der Zuschläge und die Dauer der Zahlungen sind nach Anlagenkategorien in Tabelle Tabelle 4-1 dargestellt.

Zudem regelt das novellierte KWK-Gesetz die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen. Demnach haben Wärmenetzbetreiber für den Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen (unter der Voraussetzung einer erteilten Zulassung) gegenüber dem Netzbetreiber Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags, wenn

- *„der Neu- oder Ausbau ab dem 1. Januar 2009 begonnen wird und die Inbetriebnahme des neuen oder ausgebauten Wärmenetzes spätestens bis zum 31. Dezember 2020 erfolgt,*
- *die Versorgung der an das neue oder ausgebaute Wärmenetz angeschlossenen Abnehmenden überwiegend mit Wärme aus KWK-Anlagen im Anwendungsbereich dieses Gesetzes erfolgt und für den geplanten Endausbau des Netzbereichs für die Wärmeeinspeisung aus KWK-Anlagen im Anwendungsbereich dieses Gesetzes mindestens ein Anteil von 60 Prozent nachgewiesen wird.“*

Je Millimeter Nenndurchmesser der neu verlegten Wärmeleitung beträgt der Zuschlag einen Euro pro Meter Trassenlänge. Der Zuschlag beträgt maximal 20 Prozent der gesamten Investitionskosten des Projektes und darf die absolute Grenze von 5 Mio. Euro je Projekt nicht überschreiten.

Tabelle 4-1: Zuschlagssätze KWK-G, in Eurocent/kWh

	In Dauerbetrieb gegangen	Leistungsanteilig	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Periode
Alte Bestandsanlagen	bis 31.12.1989		1,53	1,53	1,38	1,38	0,97						-
Neue Bestandsanlagen	nach 1.1.1990 und vor 1.4.2002		1,53	1,53	1,38	1,38	1,23	1,23	0,82	0,56			-
Modernisierte Bestandsanlagen		alle	1,74	1,74	1,74	1,69	1,69	1,64	1,64	1,59	1,59		-
Hocheffiziente modernisierte Anlagen	Inbetriebnahme der modernisierten Anlage zwischen 1.1.2009 und 31.12.2016	≤ 50 kW								5,11	5,11	5,11	6 Jahre / Industrieanlagen 4 Jahre oder 30.000 VBH
		> 50 kW u. ≤ 2 MW								2,10	2,10	2,10	
		> 2 MW u. ≤ 10 MW								1,50	1,50	1,50	
Kleine KWK-Anlagen (Zubau) > 50 kW bis max. 2 MW	nach 1.4.2002 und vor dem 1.1.2009	> 50 kW bis max. 2 MW	2,56	2,56	2,40	2,40	2,25	2,25	2,10	2,10	1,94		-
		≤ 50 kW	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	-
kleine KWK-Anlagen (Zubau) < 50 kW sowie Brennstoffzellen	nach dem 1.4.2002 und vor dem 1.1.2016 (ab 1.1. 2009 nur hocheffiziente Anlagen)	≤ 50 kW	6 11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	10 Jahre
Kleine KWK-Anlagen > 50 kW bis max. 2 MW (hocheffiziente Neuanlagen)	ab dem 1.1.2009 und vor dem 1.1.2016	≤ 50 kW								5,11	5,11	5,11	6 Jahre / Industrieanlagen 4 Jahre oder 30.000 VBH
		> 50 kW u. ≤ 2 MW								2,10	2,10	2,10	
KWK-Anlagen > 2 MW (hocheffiziente Neuanlagen)	ab dem 1.1.2009 und vor dem 1.1.2016	≤ 50 kW								5,11	5,11	5,11	
		> 50 kW u. ≤ 2 MW								2,10	2,10	2,10	
		> 2 MW u. ≤ 10 MW								1,50	1,50	1,50	
		> 10 MW							1,50	1,50	1,50		

VBH: Vollbenutzungsstunden

Quellen: KWK-Gesetz 2009; EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2011

## 5 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung bis 2010

### 5.1 Datenlage

Im folgenden Kapitel wird die Entwicklung der KWK von 2002 bis auf 2009 analysiert. Für das Jahr 2010 erfolgt eine Hochrechnung auf Basis der bereits bekannten Entwicklung der gesamten Stromerzeugung.

Für die Ermittlung der Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung wird auf eine Reihe von Veröffentlichungen und Daten zurückgegriffen.

Ausgangslage sind die Daten des Statistischen Bundesamtes, welche in Form folgender Veröffentlichungen vorliegen:

- Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung

Die Berichte weisen für Anlagen der allgemeinen Versorgung (Elektrizitätsversorgungsunternehmen) die Gesamtleistung (elektrisch und thermisch), die Brutto- und Nettostromerzeugung, für letztere den KWK-Anteil, sowie die (KWK-) Nettowärmeerzeugung bis 2009 aus. Es werden nur Anlagen von über 1 MW<sub>el</sub> berücksichtigt.

- Statistik des Verarbeitenden Gewerbes

Die Statistik weist für industrielle Anlagen (> 1 MW<sub>el</sub>) die gleichen Größen wie der Monatsbericht der allgemeinen Versorgung aus.

Die gesamte Bruttoelektrizitätserzeugung Deutschlands wird vom BMWi bis 2010 ausgewiesen in:

- Zahlen und Fakten; Energiedaten; Nationale und Internationale Entwicklung (BMWi, 2011)

Mittels der Multiplikation des gemittelten Verhältnisses zwischen Brutto- und Nettoerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Industrie (aus den ersten beiden Quellen) mit der Bruttostromerzeugung vom BMWi lässt sich die gesamte Nettostromerzeugung ableiten.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Eurostat weist für Deutschland sowohl die gesamte Brutto- als auch die Nettoelektrizitätserzeugung aus. Die Zahlen zur Bruttostromerzeugung Deutschlands von Eurostat weichen leicht von denen des BMWi ab. Hier werden die offiziellen Daten der inländischen Statistik vorgezogen und als Ausgangslage genommen (vgl. auch AG-Energiebilanzen).

Zudem wird auf (ergänzende) Datenbanken der Verbände (AGFW, VIK, VKU, BDEW) zurückgegriffen:

- VKU: Bericht des VKU zur Umsetzung der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 09.11.2000.

Der Bericht stellt eine Hochrechnung der KWK-Nettostromerzeugung der kommunalen Versorgung als Zeitreihe bis 2009 dar.

- AGFW: Hauptbericht 2008 (und ältere Versionen)

Die Daten werden primär für die Analyse der Wärmenetze genutzt. Die Angaben zu KWK-Anlagen beruhen auf einer Stichprobe, die mit der Statistik der allgemeinen Versorgung, der kommunalen Versorgung und der Industrie teilweise überlappt. Einzelne Angaben zu KWK-Anlagen werden für einzelne Parameter (z.B. bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse) angewendet.

- VIK: Stromerzeugung (netto) der Industrie inkl. KWK (Maschinen, Industriegruppen) sowie uns zur Verfügung gestellte Daten

Die Quellen zeigen ergänzende und vergleichende Angaben zur StaBu-Statistik des Verarbeitenden Gewerbes.

Zur Ermittlung der Biomasse KWK-Daten, die hauptsächlich über das EEG gefördert werden, wird auf Angaben:

- der Studie „Monitoring Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19.12.2003 für den Teilbereich KWK“ (Öko-Institut, 2010)

Sie zeigt eine ausführliche Analyse der Erzeugung der biogenen KWK-Anlagen, die nicht in Statistiken des StaBu erfasst sind.<sup>4</sup>

- des BDEW: Daten zu KWK-Anlagen gefördert über EEG (Jahr 2008)

zugegriffen. Die Zahlen liegen bis bzw. für 2008 vor.

Bei der Ex-post-Analyse der über das KWK-G geförderten Anlagen stehen folgende Quellen zur Verfügung:

---

<sup>4</sup> Sowie BHKW-Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub>

- BAFA-Datensatz:

Die uns für diese Zwischenüberprüfung des KWK-G vom BAFA zur Verfügung gestellte Datenbank enthält anlagenscharf nach den Kategorien im Gesetz die (KWK-)Leistung, die produzierten Mengen (Strom und Wärme), sowie eine Aufteilung nach Brennstoffart. Sie erhält somit auch (vergleichsweise) detaillierte Angaben zu Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub>. Mit den Daten kann die Förderperiode von 2002 bis 2009 gut dargestellt werden.

- Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2010): Entwicklung der Förderung nach dem KWK-G im Zeitraum 2002 - 2015, sowie Jahresabrechnungen zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.

Bis 2009 werden die förderfähigen KWK-Strommengen und Zuschlagszahlungen nach den Gesetzeskategorien ausgewiesen.

Wie oben beschrieben, wird die KWK-Nettostromerzeugung vom Statistischen Bundesamt separat für die allgemeine Versorgung und für industrielle Anlagen erhoben. Nicht erfasst wird die Elektrizitätserzeugung von Anlagen mit einer Leistung kleiner 1 MW<sub>el</sub>.

Der Block der KWK-Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> kann z.T. anhand des BAFA-Datensatzes abgeschätzt werden, der den mit fossilen Brennstoffen erzeugten KWK-Strom gut abdeckt. Der mit nicht fossilen Brennstoffen in KWK-Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> erzeugte Strom wird größtenteils über das EEG gefördert, wobei die verfügbaren Datenbasen zur KWK-Erzeugung hier nicht vollständig bzw. eindeutig sind. Da insbesondere bei der Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien in den letzten Jahren ein erheblicher Zuwachs zu verzeichnen war, führt die unvollständige Datenbasis zu einer Unschärfe der Ergebnisse.

## 5.2 Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung

### 5.2.1 Gesamte KWK

Im Zeitraum 2002 bis 2010 stieg die gesamte KWK-Nettostromerzeugung um 14 TWh, von 75,9 TWh auf etwa 89,9 TWh. Die KWK-Quote stieg im gleichen Zeitraum um 1,5 % auf 15,4 %.

Die KWK-Erzeugung der allgemeinen Versorgung stieg von 51 TWh in 2002 auf 53,3 TWh in 2010 an. Der KWK-Anteil der allgemeinen Versorgung bleibt im Betrachtungszeitraum bei etwa 11 % konstant. Die KWK-Anteile in der Industrie erhöhten sich von

2002 bis 2010 um 9 %-Punkte auf 62 %. Absolut gesehen nahm die KWK-Erzeugung um etwa 4,2 TWh zu.<sup>5</sup>

Am dynamischsten von allen KWK-Kategorien entwickelten sich fossilen KWK-Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> und die biogenen KWK-Anlagen. Zwischen 2002 und 2010 stieg die Erzeugung der kleinen fossilen KWK-Anlagen von 1,9 TWh und 3,5 TWh. Die, über das EEG geförderten, biogenen KWK-Anlagen konnten ihre Stromerzeugung von annähernd Null im Jahr 2004 auf etwa 5,9 TWh im Jahr 2010 steigern.

Tabelle 5-1: Stromerzeugung, in TWh (z.T. in %)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Quelle
<b>Bruttostromerzeugung</b>	<b>586,7</b>	<b>606,7</b>	<b>615,3</b>	<b>620,6</b>	<b>636,9</b>	<b>637,2</b>	<b>637,1</b>	<b>593,2</b>	<b>621,0</b>	BMWI, 2011
davon allgem. Versorgung (> 1 MW <sub>el</sub> )	517,7	532,9	533,3	532,4	540,4	522,8	522,8	478,6	501,1	StaBu
davon Industrie (> 1 MW <sub>el</sub> )	46,8	48,2	48,3	50,1	51,1	53,2	49,4	46,0	49,3	StaBu
davon sonstige Kraftwerke**	22,2	25,6	33,7	38,1	45,4	61,2	64,9	68,6	70,6	Berechnung
<b>Nettostromerzeugung</b>	<b>547,8</b>	<b>566,2</b>	<b>574,5</b>	<b>572,7</b>	<b>594,6</b>	<b>594,5</b>	<b>594,7</b>	<b>552,9</b>	<b>583,5</b>	Berechnung
davon allgemeine Versorgung (> 1 MW <sub>el</sub> )	484,0	498,1	498,8	497,5	505,1	488,4	488,6	453,8	467,9	StaBu
davon Industrie (> 1 MW <sub>el</sub> )	43,0	44,1	44,2	46,0	46,9	49,0	45,5	42,5	45,3	StaBu
davon sonstige Kraftwerke**	20,8	24,0	31,5	29,2	42,6	57,1	60,6	56,6	70,3	Berechnung
<b>KWK-Nettoerzeugung</b>	<b>75,9</b>	<b>76,0</b>	<b>77,5</b>	<b>80,0</b>	<b>83,0</b>	<b>83,0</b>	<b>86,2</b>	<b>85,4</b>	<b>89,9</b>	Berechnung
davon allgemeine Versorgung (> 1 MW <sub>el</sub> )	51,0	50,5	52,4	51,5	54,0	51,9	53,8	50,5	53,3	StaBu
davon kommunal	16,5	17,4	17,5	19,5	21,8	20,9	21,3	22,5	22,9	VKU, Schätzung
davon Industrie (> 1 MW <sub>el</sub> )	23,0	23,5	22,9	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	27,2	StaBu, Schätzung
davon sonstige KWK	1,9	2,0	2,2	3,0	3,2	5,4	6,7	8,3	9,4	Berechnung
davon fossile KWK (< 1 MW <sub>el</sub> )	1,9	2,0	2,2	2,4	2,6	2,7	2,9	3,3	3,5	Schätzung nach BAFA
davon biogene KWK	0,0	0,0	0,0	0,5	0,6	2,7	3,9	5,0*	5,9*	nach Öko-Institut, 2010, Schätzung
<b>Anteil KWK an Nettoerz. (%)</b>	<b>13,9</b>	<b>13,4</b>	<b>13,5</b>	<b>14,0</b>	<b>14,0</b>	<b>14,0</b>	<b>14,5</b>	<b>15,4</b>	<b>15,4</b>	Berechnung

\* eigene Schätzung Quellen: StaBu 2010, BAFA 2010, VKU 2010, Öko-Institut, 2010; eigene Berechnungen der Prognos

\*\* Kraftwerke < 1 MW<sub>el</sub>, z.T. Kraftwerke ,die unter das EEG fallen sowie z.T. Kraftwerke von IPPs

<sup>5</sup> Es ist darauf hinzuweisen, dass bestimmte (KWK-)Erzeugungsmengen der Industrie statistisch bei der allgemeinen Versorgung ausgewiesen werden, sofern in das öffentlichen Netz eingespeist wird (VIK, 2011).

Das Investitionsvolumen der zwischen 2002 und 2010 errichteten und modernisierten KWK-Anlagen kann nach Auswertung der zugebauten und modernisierten KWK-Leistung und Ansatz von typischen Investitionskosten (siehe Tabelle 6.5 und Tabelle 6.8) auf etwa 10 Milliarden Euro abgeschätzt werden.

Im Vergleich zur Zwischenüberprüfung des KWK-Gesetzes vom IER aus 2005, liegt die KWK-Nettostromerzeugung bis 2004 mehr als 10 TWh über der vom IER ausgewiesenen Strommenge. Die Studie vom DIW / Öko-Institut (2006) weist für die Jahre bis 2004 ähnliche KWK-Mengen aus, insbesondere für die der allgemeinen Versorgung und der Industrie. Die Zahlen in Tabelle 5-2 liegen in einer ähnlichen Größenordnung wie die Angaben im Öko-Institut (2010), die im Vergleich zu den älteren Studien auch eine Abschätzung zur sonstigen KWK-Erzeugung (klein KWK < 1 MW und biogene KWK) gemacht haben.

Die Berechnung der (fossilen) KWK-Anlagen bis 1 MW<sub>el</sub> beruht auf einer Hochrechnung des anlagenscharfen BAFA-Datensatzes. Dessen, zum Teil, unvollständige Einträge werden auf Grundlage von Mittelwerten komplettiert, die aus den vollständigen Einträgen stammen. Anschließend schreibt ein Kohortenalgorithmus die einzelnen Anlagen in der Zeit fort bzw. zurück, wobei die Kalibrierung für das Jahr 2009 (bzw. 2006 für alte Bestandsanlagen) erfolgt. Da die verwendete Brennstoffart nicht vervollständigt werden kann, wird der fossile Anteil auf alle Einträge hochgerechnet. Die Erzeugung der fossilen KWK-Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> erhöhte sich um ca. 75 % von 1,9 TWh in 2002 auf 3,3 TWh in 2009.

Wie oben erwähnt, gibt es zu der mit biogenen Brennstoffen erzeugten KWK-Strommenge, die nicht vom StaBu (allgemeine Versorgung oder Industrie) erfasst ist, keine eindeutigen Zahlen. Wir beziehen uns deshalb hier auf Angaben, die im Rahmen des Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19.12.2003 erarbeitet wurden (Öko-Institut, 2010). Anhand der Daten der AG-Energiebilanzen, der Bundesnetzagentur sowie eigener Abschätzungen brechen die Autoren der Monitoringstudie die Nettostromerzeugung der Biomasse-Anlagen auf kleinere Biomasse-KWK-Anlagen herunter. Hierbei ergibt sich, dass etwa 1/3 der Stromerzeugung der Biomasse-Anlagen gekoppelt erzeugt wird, wovon im Jahr 2008 etwa 2/3 in anderen Veröffentlichungen statistisch nicht erfasst sind. Für 2009 und 2010, für das noch keine Daten vorliegen, wurde eine Abschätzung anhand des zwischen 2008 und 2009 erfolgten Zuwachses der Biomasse-Stromerzeugung vorgenommen, die der öffentlichen Statistik zu erneuerbaren Energien zu entnehmen ist.<sup>6</sup> Die Erzeugung erhöhte

---

<sup>6</sup> Neben den Daten des Öko-Instituts liegt uns der vom BDEW zur Verfügung gestellte Datensatz zu KWK-Anlagen, die 2008 durch das EEG gefördert wurden, vor. Über 60 % der dort genannten Biomasse-Anlagen sind KWK-Anlagen, die

sich allein in den letzten 6 Jahren auf schätzungsweise 5,9 TWh und verzeichnet damit den stärksten Zuwachs.

### 5.2.2 Nach KWK-G-Anlagen geförderte Anlagen

Die Entwicklung der förderfähigen KWK-Stromerzeugung ist v.a. geprägt durch die modernisierten Bestandsanlagen. Zahlenmäßig gesehen spielen KWK-Anlagen bis 2 MW<sub>el</sub> eine bedeutende Rolle. Die in ihnen erzeugte Strommenge stieg zwischen 2002 und 2009 kontinuierlich an. Die Erzeugung in alten und neuen Bestandsanlagen schwankte mit den Jahren, wofür u.a. Zu- und Abgänge, aber auch ihre wirtschaftliche Einsatzplanung von Bedeutung war (Tabelle 4-2).

In den Werten, ab 2009 ist anders als in den Vorjahren, die Stromerzeugung zur Eigenversorgung enthalten. Dies wirkte sich vermutlich insbesondere auf die Zahlen zur Erzeugung der neuen Bestandsanlagen aus. Die Erzeugung dieser Anlagen stieg deutlich schneller an als die KWK-Stromerzeugung insgesamt.

Die jährlichen Zuschlagszahlungen betrugen zwischen 2003 und 2006 etwa 800 Mio. Euro, je nach Erzeugungsmenge und Zuschlagsätzen. Durch das Auslaufen der Förderung für alte Bestandsanlagen verringerten sich die Zuschlagszahlungen 2008 auf 521 Mio. Euro (Tabelle 5-3).

Die Anlagenanzahl konnte im Jahr 2009 trotzdem deutlich gesteigert werden. In 2009 wurden 4.414 KWK-Anlagen mit einer Leistung von 523 MW zugebaut bzw. modernisiert, welche durch das KWK-G gefördert worden sind. Damit lag die KWK-Anlagenanzahl Ende 2009 bei rund 27 Tausend Stück (inkl. alte Bestandsanlagen).

*Tabelle 5-2: KWK-Zubau in den Jahren 2009 und 2010 (Neubau und Modernisierung)*

	2009		2010	
	Anzahl	Zubau in MW	Anzahl	Zubau in MW
Anlagen bis 10 kW <sub>el</sub>	2.794	16	1.888	9
Anlagen 10 kW <sub>el</sub> bis 50 kW <sub>el</sub>	1.337	34	1.038	28
Anlagen 50 kW <sub>el</sub> bis 2 MW <sub>el</sub>	259	104	333	130
Anlagen über 2 MW <sub>el</sub>	24	369	24	594
<b>Summe</b>	<b>4.414</b>	<b>523</b>	<b>3.283</b>	<b>761</b>

Prognos / BAFA 2011

max. 11,5 TWh Strom erzeugten (davon max. 8,5 TWh aus Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub>). Allerdings ist nicht bekannt, welcher Anteil tatsächlich gekoppelt erzeugt wurde und welcher Teil in der Statistik der öffentlichen Versorgung sowie der Industrie (StABU) bereits enthalten ist.

Im Jahr 2010 wurden 3.283 durch das KWK-G geförderte Anlagen mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 761 MW neu errichtet bzw. modernisiert.

Die Tabellen Tabelle 5-3 und Tabelle 5-5 geben die KWK-Nettostromerzeugung, die KWK-Nettowärmeerzeugung, die KWK-Nettostromleistung, die Anlagenzahl und den Brennstoffeinsatz nach Anlagenkategorie an. Da der BAFA-Datensatz meist nur für Anlagen  $> 2 \text{ MW}_{\text{el}}$  ausreichende Informationen liefert, wurden die fehlenden Einträge für die restlichen Anlagen geschätzt. Dies wird auf Basis der Anlagentypen umgesetzt, denn diese bilden einerseits eine ausreichend große Grundgesamtheit. Andererseits sind die Anlagentypen, im Vergleich z.B. zu den Anlagenkategorien, homogen in Bezug auf die zu ergänzenden Einträge, womit deren Unsicherheiten minimiert werden. Für das Referenzjahr 2009 liegt der Anteil der nachträglich ergänzten an den bereits vorhandenen Einträgen bei etwa 10 %. Dies gilt sowohl für den nach dem KWK-G geförderten Nettostrom als auch für die Nettowärme. Die Hochrechnung verwendet mittlere Betriebsdauern je Anlagentyp und multipliziert sie mit der KWK-Strom- bzw. der KWK-Wärmeleistung (beide sind für fast alle Anlagen angegeben). Die ausgewiesenen Zahlen liegen nah an den förderfähigen KWK-Strommengen (vgl. Tabelle 4-2 mit 4-4).

Die kleinen KWK-Anlagen (§5.2.1) sind mit etwa 84 % am Anlagenpark (Stand 2009) zwar zahlenmäßig dominierend, tragen aber nur zu rund 4 % der KWK-Nettostrom- und KWK-Nettowärmeerzeugung bei.

Der Brennstoff Gas macht bei den kleinen Anlagen ( $< 2 \text{ MW}$ ) über 95 % der Anlagen (gemessen an der installierten Leistung) aus. Bei den größeren Anlagen ist der Brennstoffanteil Gas, Braun- und Steinkohle etwa gleich groß (vgl. Anhang C).

Tabelle 5-3: Förderfähige KWK-Strommengen in GWh

Kat.	Anlagenkategorie	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
§5.1.1	Alte Bestandsanlagen	10.031,4	16.313,9	16.252,9	14.518,6	12.432,9			
§5.1.2	Neue Bestandsanlagen	20.695,4	35.617,2	37.254,7	36.137,3	33.231,3	31.507,1	31.093,9	37.436,3
§5.1.3	Modernisierte Bestandsanlagen	165,5	518,2	2.083,6	8.512,0	13775,7	13.588,1	14.236,2	13.611,9
§5.1.4	Hocheffiziente modernisierte Anlagen								169,7
§5.2.1a	kleine KWK-Anlagen (Zubau) > 50 kW bis max. 2 MW	14,8	105,8	255,9	450,4	627,1	716,6	821,7	1.031,5
§5.2.1b	kleine KWK-Anlagen (Zubau) bis max. 50 kW	6,3	37,7	76,6	129,0	196,1	263,5	307,0	478,4
§5.2.1c	hocheffiziente kleine KWK-Anlagen (Zubau) > 50 kW bis max. 2 MW								287,2
§5.2.2	Brennstoffzellen	0,4	3,3	3,9	5,5	3,9	1,3	1,0	2,3
§5.3	KWK-Anlagen > 2 MW (hocheffiziente Neuanlagen)								387,0
	<b>Summe</b>	<b>30.913,8</b>	<b>52.596,1</b>	<b>55.927,6</b>	<b>59.752,8</b>	<b>60.267,0</b>	<b>46.076,6</b>	<b>46.459,8</b>	<b>53.404,3</b>

Quelle: EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2011b

Tabelle 5-4: KWK-Strom- und Wärmeerzeugung, Leistung und Anlagenanzahl 2009 der nach KWK-G geförderten Anlagen

Kat.	Anlagenkategorie	KWK-Nettostromerzeugung in GWh	KWK-Nettowärmeerzeugung in GWh	Elektrische KWK-Nettleistung in MW	Anlagenzahl
§5.1.1	Alte Bestandsanlagen	15.010	46.127	16.159	282
§5.1.2	Neue Bestandsanlagen	37.954	78.123	19.912	3.699
§5.1.3	Modernisierte Bestandsanlagen	13.811	18.776	3.377	76
§5.1.4	Hocheffiziente modernisierte Anlagen	1.034	2.467	290	63
§5.2.1	kleine KWK-Anlagen (Zubau)	2.698	5.894	568	22.716
§5.2.2	Brennstoffzellen	11	3	2	54
§5.3	KWK-Anlagen > 2 MW (hocheffiziente Neuanlagen)	1.372	1.559	427	16
	<b>Summe</b>	<b>71.891</b>	<b>152.950</b>	<b>40.736</b>	<b>26.906</b>

Quelle: BAFA, nach KWK-G geförderte Anlagen, 2010

Bemerkung: Die Zahlen der Tabelle 5-4 weichen leicht von denen in Tabelle 5-3 ab. Die Gründe hierfür sind zum einen, dass Tabelle 5-3 nur die förderfähigen KWK-Strommengen (d.h. eingespeiste Strommengen) berücksichtigt, wohingegen Tabelle 5-4 den gesamten produzierten KWK-Strom aufführt. Dabei werden zusätzlich zu den Anlagen mit vollständigen Angaben, auch Anlagen ohne Angabe zur Produktionsmenge sowie beantragte Anlagen mittels einer Hochrechnung berücksichtigt.

Tabelle 5-5: Zuschlagszahlungen der Netzbetreiber an die Anlagen-Betreiber in Mio. Euro

Kat.	Anlagenkategorie	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
§5.1.1	Alte Bestandsanlagen	153,50	249,60	224,29	200,36	120,60			
§5.1.2	Neue Bestandsanlagen	316,60	544,94	514,11	498,70	408,75	387,54	254,97	209,61
§5.1.3	Modernisierte Bestandsanlagen	2,90	9,02	36,26	143,85	232,81	222,84	233,47	216,43
§5.1.4	Hocheffiziente modernisierte Anlagen								3,27
§5.2.1a	kleine KWK-Anlagen (Zubau) > 50 kW bis max. 2 MW	0,40	2,71	6,14	10,81	14,11	16,12	17,26	21,66
§5.2.1b	kleine KWK-Anlagen (Zubau) bis max. 50 kW	0,30	1,93	3,90	6,60	10,02	13,46	15,69	24,45
§5.2.1c	hocheffiziente kleine KWK-Anlagen (Zubau) > 50 kW bis max. 2 MW								4,63
§5.2.2	Brennstoffzellen	0,00	0,17	0,20	0,28	0,20	0,07	0,05	0,12
§5.3	KWK-Anlagen > 2 MW (hocheffiziente Neuanlagen)								6,16
	<b>Summe</b>	<b>473,70</b>	<b>808,37</b>	<b>784,90</b>	<b>860,60</b>	<b>786,49</b>	<b>640,03</b>	<b>521,44</b>	<b>486,33</b>

Quelle: EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2011b

## 5.3 Wärmenetze

### 5.3.1 Datenlage

Die Daten zu Wärmenetzen stammen aus insgesamt vier Quellen:

- AGFW-Hauptbericht 2008 sowie Mitteilungen zu Bestandsänderungen in 2009,
- Aktueller Wärmenetzbestand nach BDEW,
- BAfA-Daten für die Auswertung der geförderten Wärmenetze nach KWK-Gesetz (Stand 29.03.2011) und
- Evaluierung des Marktanreizprogramms 2009 (BMU 2010).

Die Daten des Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e. V. (AGFW) liefern ein detailliertes Bild zur Entwicklung des Fernwärmenetzbestandes der öffentlichen Versorgung in den letzten Jahren, bilden jedoch nicht den kompletten Bestand ab. Änderungen in der Trassenlänge sind nicht ausschließlich auf den Zu- bzw. Rückbau der Wärmenetze zurückzuführen, sondern spiegeln ebenfalls Zu- und Abgänge der Mitgliedsunternehmen wider.

Die Zahlen zum Wärmenetzbestand des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) umfassen eine größere Anzahl von Wärmenetzen der öffentlichen Versorgung, im Gegensatz zu den AGFW-Zahlen liegen hier aber keine Zahlen über die Veränderungen der letzten Jahre vor. Zwischen den statistischen Erhebungen beider Verbände existiert eine große Schnittmenge, wobei eine genaue Abgrenzung nicht möglich ist. Wärmenetze des industriellen Sektors sind nicht enthalten.

Durch Evaluierung des MAP können insbesondere Aussagen zum Zubau kleinerer Wärmenetze gemacht werden, die kaum in den Daten von AGFW und BDEW enthalten sind.

### 5.3.2 Status quo – Wärmenetze

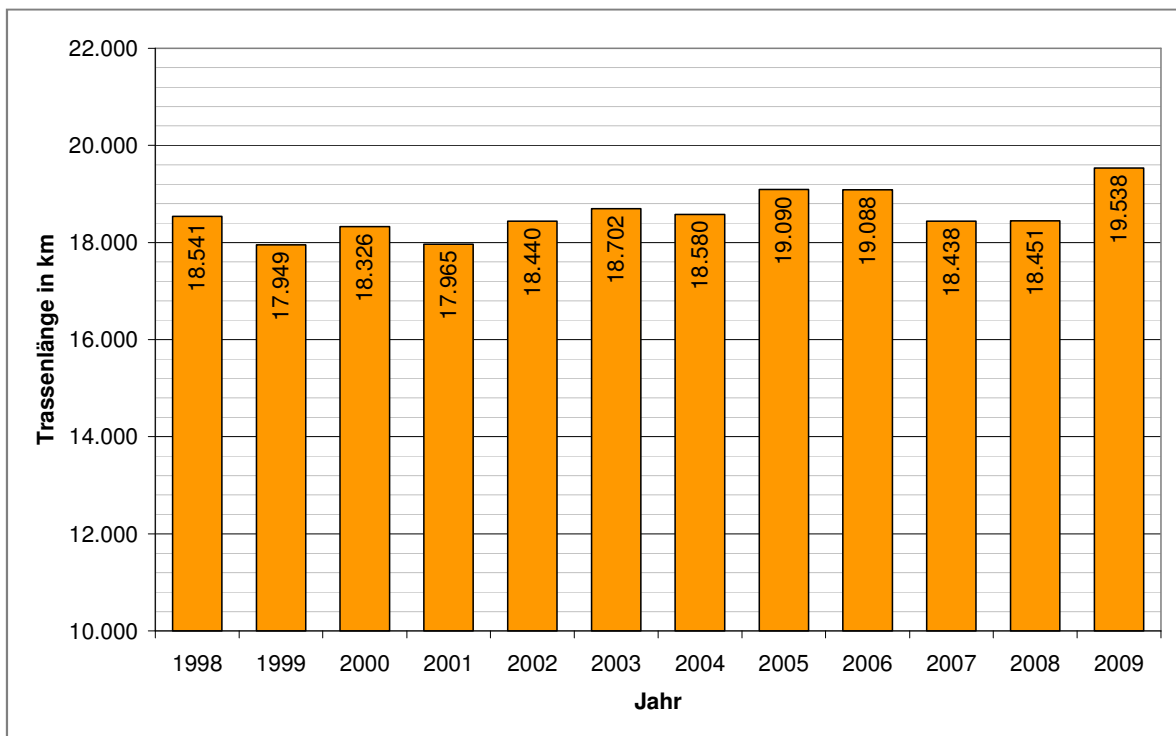
Eine Übersicht zur Entwicklung der Fernwärmenetze in Deutschland kann durch die jährlichen Erhebungen der AGFW gegeben werden.

Von den rund 1.087 km Trassenlänge, die in 2009 gegenüber 2008 neu hinzugekommen sind, entfallen insgesamt 767 km auf vorher noch nicht erfasste Fernwärmenetze. Damit liegt der bereinigte Zuwachs mit ca. 330 km etwas höher als dies die Daten der Wärmenetzförderung des BAfA widerspiegeln. Der Grund könnte darin liegen, dass bei der Erfassung bereits Angaben zu

Wärmenetzen gemacht wurden, die zwar bereits im Bau, jedoch noch nicht in Betrieb genommen wurden.

Trotz der Unsicherheiten hinsichtlich der teilnehmenden Fernwärmeunternehmen lässt sich aus den Erhebungen des AGFW eine Referenzentwicklung ableiten. Nach einer um die Netzlänge der neu bilanzierten AGFW-Mitglieder des Jahres 2009 bereinigten Mittelwertbildung werden jährlich durchschnittlich ca. 21 Trassenkilometer neu hinzugebaut, was rund 0,1 % des Wärmenetzbestandes entspricht. Es wird davon ausgegangen, dass die im AGFW organisierten Unternehmen rund 80 % der Wärmenetztrassen in Deutschland repräsentieren.

Abbildung 5-1: Statistik Fernwärmetrassenlänge AGFW

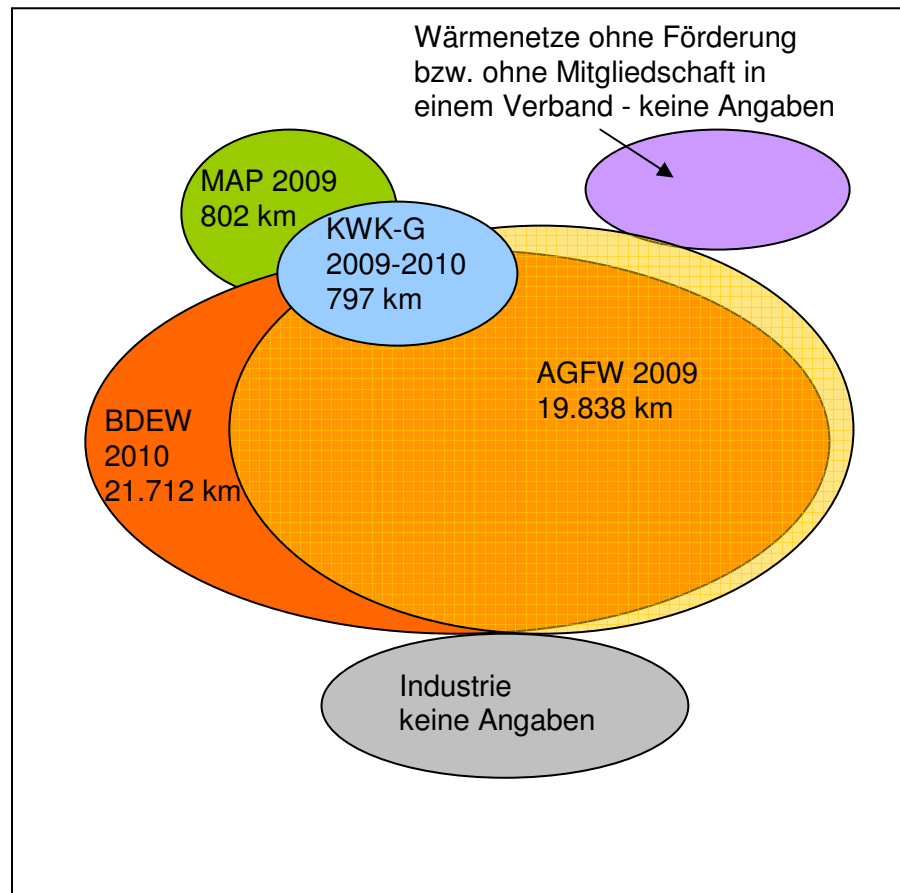


Quelle: AGFW 2009 und 2010

Erhebungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., die eine größere Anzahl an Mitgliedsunternehmen berücksichtigen, ergeben einen aktuellen Bestand an Fernwärmetrassen mit einer Länge von 21.712 km (BDEW, 2011).

In Abbildung 5-2 wurden die verschiedenen Datenquellen zusammengeführt. Die dargestellten Daten zu den Wärmenetzen, die im Rahmen der KWKG- und der MAP-Förderung erfasst worden sind, werden in den anschließenden Kapiteln erläutert.

Abbildung 5-2: Übersicht zum Wärmenetzbestand in Deutschland



Quelle: AGFW 2009 und 2010, BDEW 2011, BAfA 2011, BMU 2010

### 5.3.3 Wärmenetzausbau nach KWK-Gesetz

Der für die Bewertung des Wärmenetzausbaus vorliegende Datensatz des BAfA ist unterteilt in die Inbetriebnahmejahre 2009 und 2010<sup>7</sup>. Während die Förderanträge der in 2009 in Betrieb genommenen Wärmenetze beinahe vollständig geprüft und bewilligt sind, befinden sich der Großteil der Anträge für die Inbetriebnahme in 2010 noch in Bearbeitung. Die Daten für 2010 entsprechen somit den Förderanträgen, wodurch sich nach eingehender Prüfung durch das BAfA Änderungen hinsichtlich der Förderhöhe und den ansetzbaren Investitionskosten ergeben können.

In Tabelle 5-6 sind die zentralen Ergebnisse der Wärmenetzförderung dargestellt.

<sup>7</sup> Der Datensatz zur Wärmenetzförderung ist Stand 29.03.2011.

Tabelle 5-6: Überblick Wärmenetzförderung 2009 und 2010<sup>8</sup>

	Inbetriebnahme 2009	Inbetriebnahme 2010	Summe
<b>Anzahl Förderanträge, davon:</b>	<b>464</b>	<b>637</b>	<b>1.101</b>
in Bearbeitung	6	492	498
Erinnerungsschreiben	0	43	43
zugelassen	432	60	492
<b>Zwischensumme</b>	<b>438</b>	<b>595</b>	<b>1.033</b>
<i>Ablehnung, Storno, Widerspruch</i>	26	42	68
<b>Trassenlänge in m</b>			
	<b>263.736</b>	<b>533.575</b>	<b>797.311</b>
<b>Wärmenetzförderung nach KWKG in Mio. Euro</b>			
	<b>23,704</b>	<b>41,758</b>	<b>65,462</b>
<b>durchschnittliche Wärmenetzförderung in Euro/m</b>			
	<b>89,88</b>	<b>78,26</b>	<b>82,10</b>
<b>Investitionskosten in Mio. Euro</b>			
	<b>131,013</b>	<b>230,679</b>	<b>361,692</b>
<b>durchschnittliche Förderquote in Prozent</b>			
	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>	<b>18,1</b>
<b>Anzahl der Anträge mit 20 % Förderung</b>			
	<b>65</b>	<b>106</b>	<b>171</b>
<b>Anteil der Anträge mit 20 % Förderung an Gesamtzahl der gestellten Anträge in Prozent</b>			
	<b>14,84</b>	<b>18,03</b>	<b>16,90</b>

Quelle: BAfA 2011

Unter der Annahme, dass sämtliche Förderanträge der Kategorie „in Bearbeitung“ mit den von den Antragstellern gemachten Angaben bewilligt werden, wurden in den zwei Jahren insgesamt knapp 66 Mio. Euro an Fördergeldern bereitgestellt, wodurch 797 km Trassenlänge installiert worden sind. Die Förderquote beträgt durchschnittlich 18,1 %.

Der Wärmenetzausbau in 2010 hat gegenüber 2009 deutlich an Dynamik gewonnen. Die Anzahl der Förderanträge stieg um rund 37 %, während sich die in Betrieb genommene Trassenlänge sogar mehr als verdoppelte. In diesem Zusammenhang ist die Erhöhung der Fördersumme um rund 76 % festzustellen.

Bei 17 % der Anträge wurde die Fördergrenze von 20 % erreicht oder anders ausgedrückt: mit 83 % blieb der Großteil der beantragten Wärmenetze unter der festgelegten Deckelung.

Für die nachfolgenden Darstellungen wurden alle vorliegenden Daten zu den Wärmenetzen der Inbetriebnahmejahre 2009 und 2010 zusammengefasst. Eine differenzierte Tabellenübersicht befindet sich im Anhang.

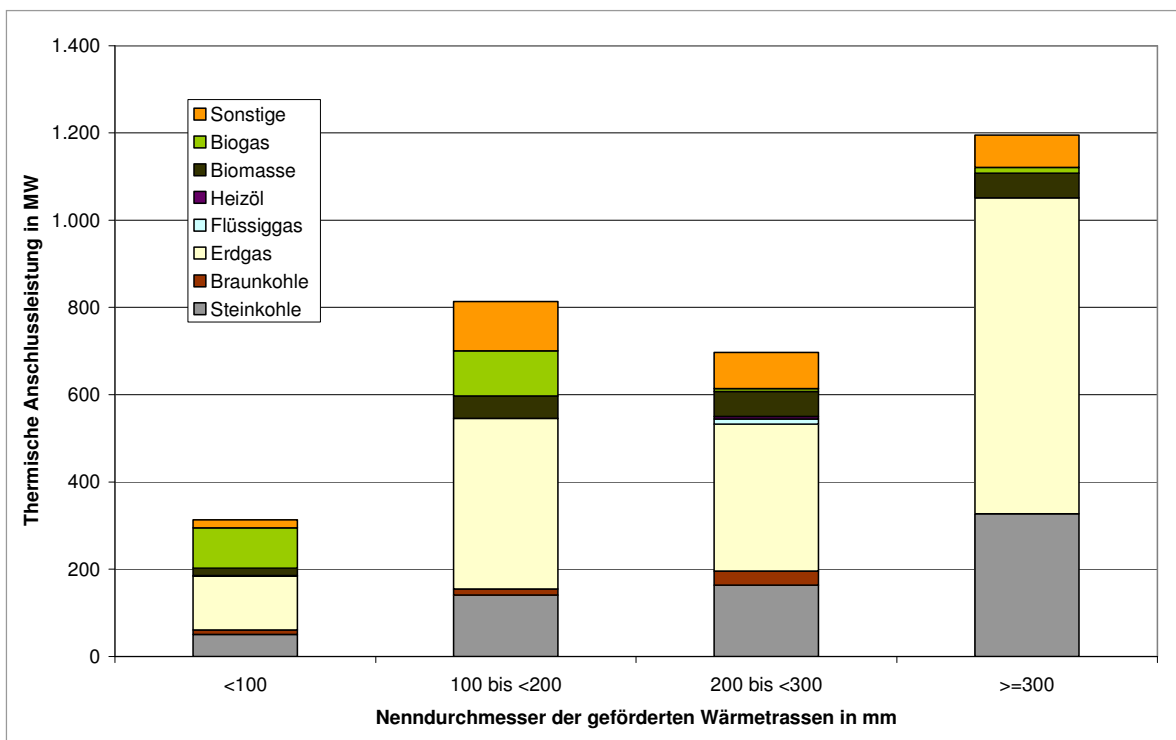
<sup>8</sup> Die Angaben zu Trassenlänge, Förderbetrag, Investitionskosten usw. beziehen sich auf die Zwischensumme der Förderanträge, d. h. Anträge der Kategorie „Ablehnung, Storno, Widerspruch“ wurden nicht berücksichtigt.

Bezogen auf die installierte Trassenlänge erfolgte die Wärmeerzeugung zu 32,7 % aus Erdgas, zu 25,1 % aus Biogas, zu 19,5 % aus Steinkohle und zu 12,6 % aus „sonstigen Brennstoffen“. Darunter fallen insbesondere:

- Müllverbrennungsanlagen,
- KWK-Anlagen, die nicht beim BAfA gemeldet sind,
- mehrere KWK-Anlagen mit unterschiedlichen Brennstoffen oder
- KWK-Anlagen, die Deponie-, Klär- oder Grubengas einsetzen.

Ein Großteil davon entfällt auf Müllverbrennungs- und Klärschlammanlagen. Feste Biomasse wird in 7,9 % aller geförderten Wärmenetze eingesetzt, während Braunkohle (1,7 %), Flüssiggas (0,5 %) und Heizöl (0,1 %) äußerst selten als Brennstoff verwendet werden. In Abbildung 5-3 sind die eingesetzten Energieträger nach den Nenndurchmessern der geförderten Wärmenetze geordnet.

Abbildung 5-3: Zugebaute Trassenlänge nach Brennstoffen und Nenndurchmesser 2009 bis 2010



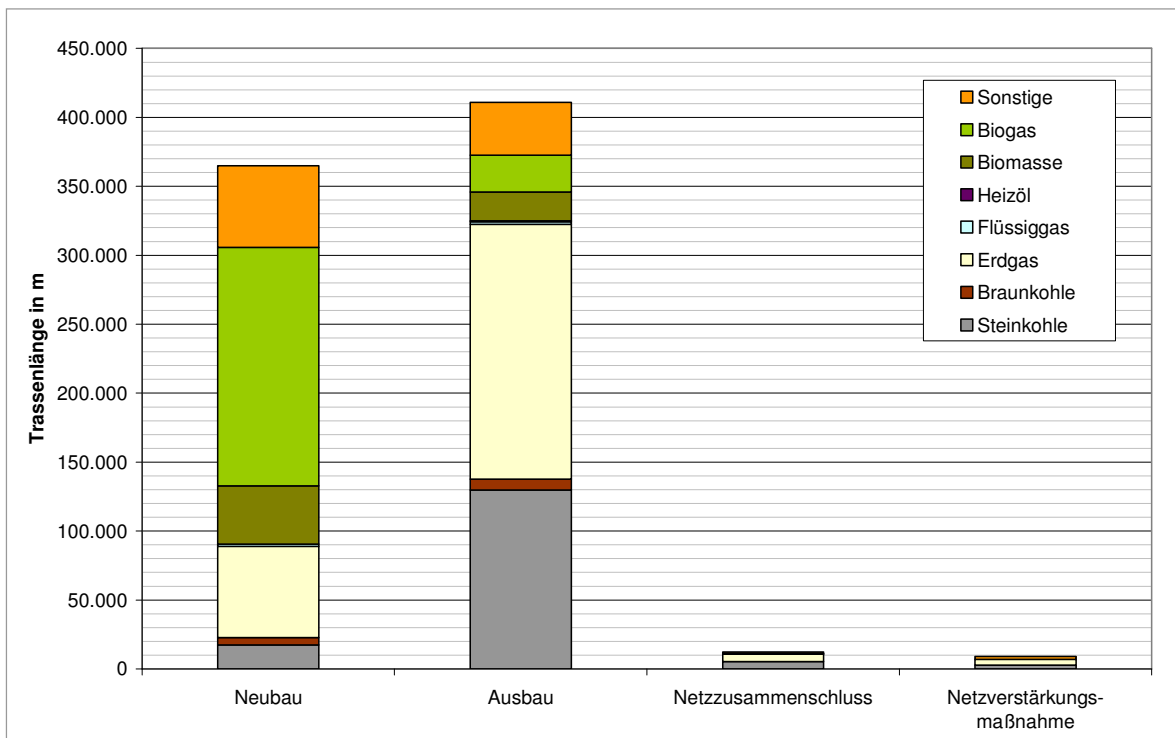
Berliner Energieagentur GmbH 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

Mit rund 451 km entfällt der Großteil der geförderten Trassenlänge auf Leitungen mit einem Nenndurchmesser unterhalb 100 mm, was einem Anteil von 57 % entspricht. Auf Wärmeleitungen mit einem Nenndurchmesser zwischen 100 und 199 mm entfallen rund 193 km und ab 200 mm Durchmesser betrug der Zubau im Rahmen des KWK-G rund 153 km.

Die Wärmeerzeugung mit Biogas beschränkt sich hauptsächlich auf den Einsatz in kleinen Wärmenetzen bis 200 mm, während bei Wärmenetzen mit großen Nenndurchmessern (> 200 mm) die Brennstoffe Erdgas und Steinkohle dominieren.

Ingesamt entfallen 51,5 % der geförderten Trassenmeter auf den Netzausbau, 45,7 % auf den Netzneubau, 1,6 % auf den Netzzusammenschluss und 1,1 % auf Maßnahmen zur Netzverstärkung.

Abbildung 5-4: Zugebaute Trassenlänge nach Brennstoffen und Baumaßnahmen 2009 bis 2010



Berliner Energieagentur GmbH 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

Der Anteil erneuerbarer Brennstoffe (Biogas, Biomasse) zur Wärmeerzeugung beim Netzneubau beträgt etwa 63 % auf. Bei Ausbau-, Verstärkungs- und Zusammenschlussmaßnahmen werden überwiegend fossile Energieträger verwendet.

Für die Bewertung des Netzzubaus ist die dadurch zusätzlich installierte thermische Leistung ein wichtiger Parameter. Obwohl dieser Parameter aus den gelieferten Daten nicht hervorgeht, können Abschätzungen für Wassernetze getroffen werden. Folgende Annahmen liegen der Abschätzung zugrunde:

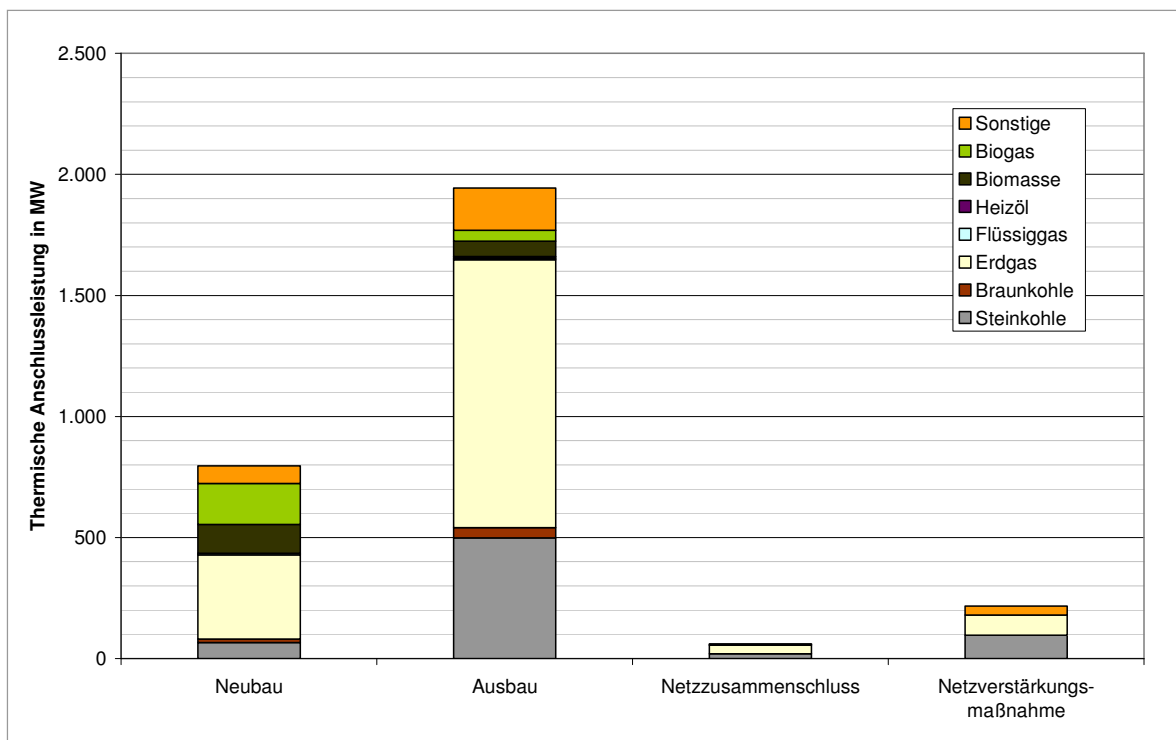
- Temperaturspreizung Wärmenetz  $\Delta T$ : 30 K
- Durchschnittliche Geschwindigkeit Wärmeträger  $c$ : 1,5 m/s
- Dichte Wärmeträger  $\rho$ : 975 kg/m<sup>3</sup>
- spez. Wärmekapazität Wärmeträger  $c_p$ : 4,2 kJ/kg·K

Die thermische Leistung des spezifischen Netzes berechnet sich in Abhängigkeit vom größten Nenndurchmesser  $d_N$  des jeweiligen Netzes wie folgt:

$$\begin{aligned} \dot{Q} &= \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T = \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \Delta T = c \cdot A \cdot \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \\ &= c \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_N^2 \cdot \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \approx 0,14435 \frac{\text{kW}}{\text{mm}^2} \cdot d_N^2 \end{aligned}$$

Ausgehend von diesem Wert wurden die nachfolgenden Leistungsangaben ermittelt.

Abbildung 5-5: Abschätzung der installierten Wärmeleistung nach Brennstoffen und Baumaßnahmen

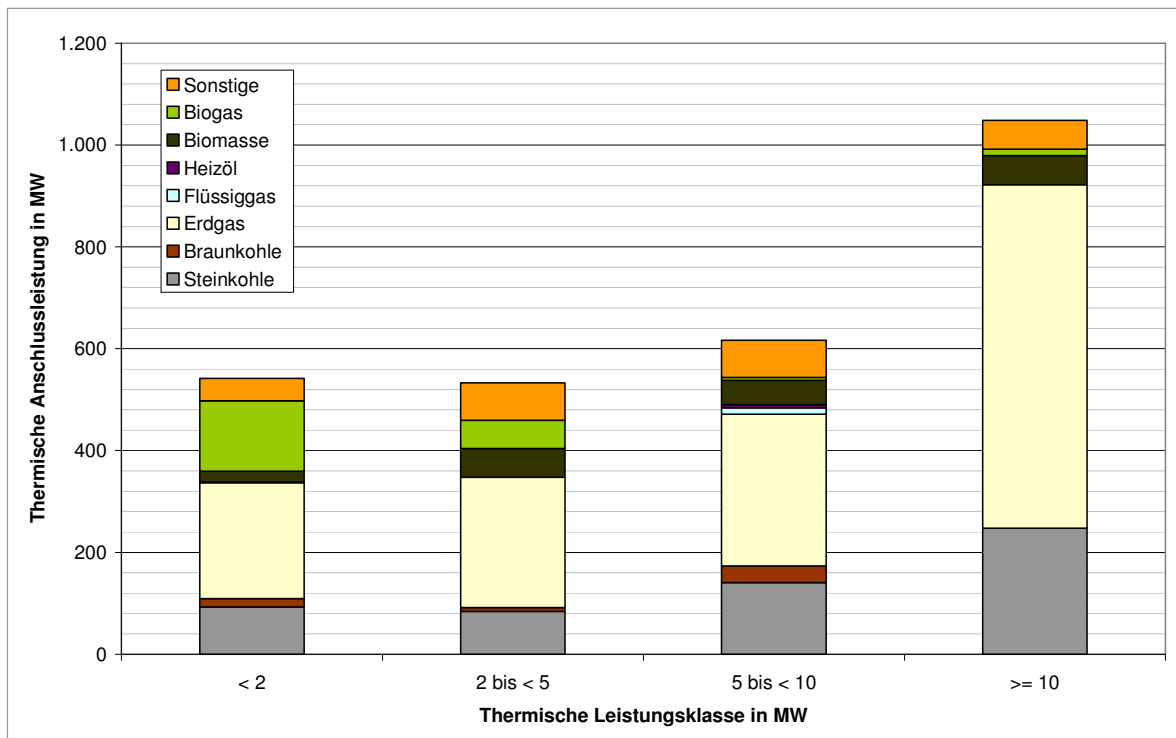


Berliner Energieagentur GmbH 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

Nach dieser Abschätzung liegt die gesamte neu installierte Wärmeleistung bei 3.018 MW, wobei etwa 1.944 MW auf den Netzausbau und 795 MW auf neue Wärmenetze entfallen. Die restlichen 279 MW sind Netzverstärkungs- und -zusammenschlussmaßnahmen zuzurechnen. Da jedoch bei Netzverstärkungsmaßnahmen keine Angaben zum Nenndurchmesser der ersetzten Wärmetrassen vorliegen und Maßnahmen zum Netzzusammenschluss nicht zwangsläufig zu einer Erhöhung des Wärmebedarfs führen, werden die errechneten Anschlussleistungen für diese beiden Kategorien im Folgenden nicht berücksichtigt.

Abbildung 5-6 stellt die thermische Anschlussleistung für den Netzneu- und -ausbau differenziert nach Brennstoffen und thermischen Leistungsklassen dar.

Abbildung 5-6: Abschätzung der installierten Wärmeleistung für den Netzneu- und -ausbau nach thermischen Leistungsklassen und Brennstoffen



Berliner Energieagentur GmbH 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

Die im Rahmen des Netzausbaus abgeschätzte, zusätzlich installierte thermische Anschlussleistung wird zu 38,2 % durch Anlagen mit einer thermischen Leistung über 10 MW erzeugt. 22,5 % entfallen auf die Leistungsklasse 5 bis 10 MW, während der Anteil der kleineren Leistungsklassen bei 19,5 % (2 bis 5 MW) und 19,8 % (kleiner 2 MW) liegt. Dabei erfolgt die Wärmebereitstellung zu 53,1 % durch erdgasbetriebene, zu 20,6 % durch steinkohlebetriebene, zu 9 % durch mit sonstigen Brennstoffen betriebene, zu 7,8 % durch biogasbetriebene und zu 6,7 % durch biomassebetriebene Anlagen. Der Anteil der Anlagen, welche mit Braunkohle, Flüssiggas und Heizöl betrieben werden, liegt insgesamt bei lediglich 2,8 %.

Den Abschätzungen zur zusätzlichen thermischen Anschlussleistung infolge der Wärmenetzförderung in Höhe von rund 2,7 GW steht jedoch ein Rückgang des Wärmebedarfs in Folge der kontinuierlichen Gebäudesanierung gegenüber. Nach Angaben der AGFW ging der Fernwärmeanschlusswert seit 1998 bis 2008 um rund 6 GW zurück (AGFW 2009).

Ausgehend von den obigen Berechnungsergebnissen konnte die elektrische Anschlussleistung im Rahmen des Wärmenetzausbaus abgeleitet werden. Hierfür wurde angenommen, dass 40 % der Wärmeanschlussleistung in KWK-Anlagen erzeugt wird. Den errechneten thermischen Anschlussleistungen wurden in Abhängigkeit von der thermischen Leistung durchschnittliche Stromkennzahlen zugeordnet<sup>9</sup>. Demnach beträgt der elektrische Anschlusswert für 2009 rund 487 MW und für 2010 rund 580 MW.

#### 5.3.4 Vergleich zur Wärmenetzförderung im Rahmen des Marktanreizprogramms

Wärmenetze sind seit der Richtlinie vom 5. Dezember 2007 ein eigenständiger Fördertatbestand im Marktanreizprogramm (MAP). Davor waren Wärmenetze nur in Kombination mit Anlagen der Wärmebereitstellung förderfähig. Bis Ende 2008 wurden Darlehen in Höhe von 35,8 Mio. Euro zugesagt, womit 181 km Trassenlänge errichtet wurden. Insgesamt konnten Investitionen in Höhe von 43 Mio. Euro (mit MWSt.) ausgelöst werden (BMU, 2009).

Die Bewilligung von KfW-Darlehen inklusive Tilgungszuschüssen für die Wärmenetzförderung im MAP hat sich im Jahr 2009 sehr positiv entwickelt. Während in den Jahren 2007 und 2008 die Anzahl der Förderanträge lediglich 318 betrug, wurden 2009 ca. 1.200 Anträge gestellt. Ob die Wärmenetze tatsächlich in 2009 in Betrieb gingen, kann jedoch nicht beurteilt werden. In Tabelle 5-7 sind die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 5-7: Zusammenfassung der Evaluierung des Marktanreizprogramms 2009

Darlehenszusagen	1.207
Summe Investitionen in Tausend € <sup>10</sup>	275.220
Kreditvolumen in Tausend €	188.216
Zuschuss in Tausend €	71.132
Trassenlänge in km	802
Trassenlänge Biogas-BHKW in km	370
Erschließung Biogas-BHKW Endenergie in GWh	370
Gesamtwärmeerschließung in GWh	ca.1.000

Quelle: BMU 2010

<sup>9</sup> Die Stromkennzahl drückt das Verhältnis von elektrischer Leistung zu genutzter Abwärmeleistung aus. Es wird angenommen, dass Anlagen mit einer thermischen Leistung unter 0,5 MW über eine durchschnittliche Stromkennzahl von 0,7 verfügen, Anlagen mit 0,5 – 2 MW<sub>th</sub> - 0,9 und über 2 MW<sub>th</sub> - 1.

<sup>10</sup> Die Investitionskosten beinhalten auch Anteile für die Gebäude der Heizzentrale, Hausanschlüsse sowie Wärmeübergabestationen und beziehen sich nicht ausschließlich auf die Rohrleitungen, was einen direkten Vergleich mit den ausgelösten Investitionen durch das KWK-G nicht empfehlenswert erscheinen lässt.

Durch das MAP wurden im Jahr 2009 insgesamt Investitionen in Höhe von 275 Mio. Euro ausgelöst, was einem Wärmetrassenausbau von 802 km impliziert. Ein Teil davon ist auch auf die Förderung im Rahmen des KWK-G zurückzuführen.

Werden die Fördervoraussetzungen nach KWK-G und MAP erfüllt, erfolgt die Wärmenetzförderung vorrangig durch das KWK-G und ergänzend durch das MAP. Tabelle 5-8 stellt beide Förderbedingungen gegenüber. Weiterhin sind die Auswirkungen der Kombination von MAP und KWK-G gegenüber der alleinigen Förderung über das MAP dargestellt.

*Tabelle 5-8: Vergleich der Förderung nach Marktanreizprogramm 2009 und KWK-G in Kombination mit dem KWK-G*

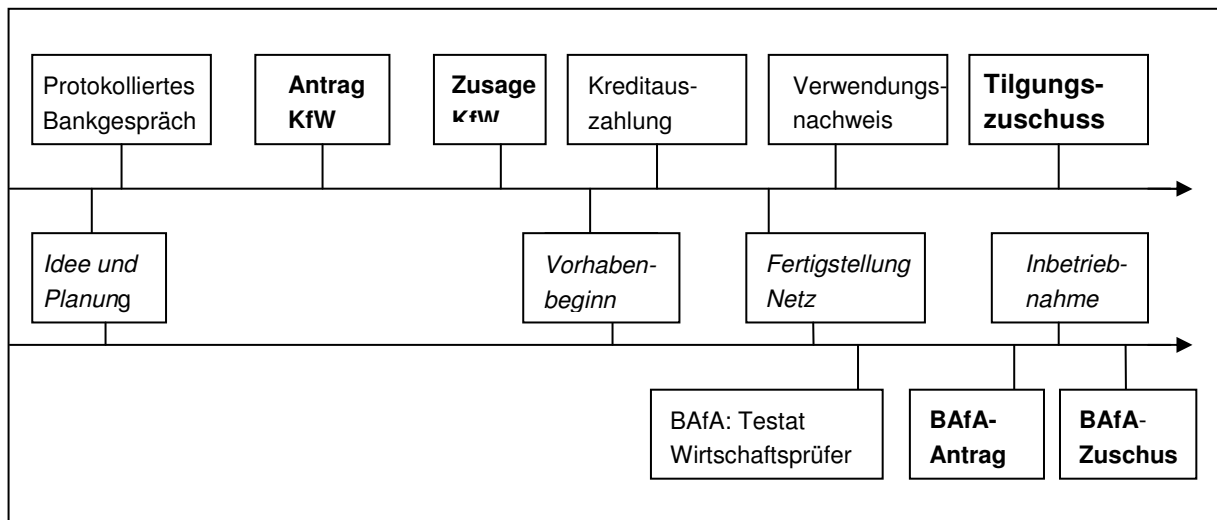
<b>MAP</b>	<b>KWK-G</b>
<b>Förderbedingung:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mindesteinspeisung von 20 % aus solarer Strahlungsenergie, sofern ansonsten fast ausschließlich Wärme aus hocheffizienter KWK, aus Wärmepumpen oder aus industrieller oder gewerblicher Abwärme eingesetzt wird oder mindestens 50 % mit Wärme aus erneuerbaren Energien oder aus Wärmepumpen gespeist wird</li> <li>- Mindestwärmeabsatz von 500 kWh pro Jahr und Trassenmeter</li> </ul>	<b>Förderbedingung:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Mindestens 50 % Wärmeeinspeisung aus KWK-Anlagen (60 % im Endausbau)</li> <li>- Anschluss von mindestens einem Wärmeabnehmer, der nicht Eigentümer oder Betreiber der in das Wärmenetz einspeisenden KWK-Anlage ist</li> <li>- Anschluss einer unbestimmten Zahl von Wärmeabnehmern (öffentliches Netz)</li> <li>- Vorliegen eines Wirtschaftsprüferstats</li> </ul>
<b>Ansatzfähige Investitionskosten:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- „Zu den förderfähigen Investitionskosten zählen auch die Nettoinvestitionskosten für jede Hausübergabestation, für die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des förderbaren Nahwärmenetzes ein verbindlicher Anschlussvertrag geschlossen wurde und für die kein Anschlusszwang besteht. Der Tilgungszuschuss beträgt 1800 € je Hausübergabestation. Für Neubauten wird kein Tilgungszuschuss gewährt. Der Antragsteller hat sicherzustellen, dass die vom Hausbesitzer bzw. Eigentümer des Wohn- oder Nichtwohngebäudes zu tragenden Anschlusskosten sich um den Betrag der Förderung vermindern“</li> </ul>	<b>Ansatzfähige Investitionskosten:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- „Ansatzfähige Investitionskosten sind alle Kosten, die für erforderliche Leistungen Dritter im Rahmen des Neu- oder Ausbaus von Wärmenetzen tatsächlich angefallen sind. Nicht dazu gehören insbesondere interne Kosten für Konstruktion und Planung, kalkulatorische Kosten, Grundstücks-, Versicherungs- und Finanzierungskosten. Investitionskostenminderungen und Zahlungen Dritter müssen abgesetzt werden.“</li> </ul>
<b>MAP-Förderung</b>	<b>Kombinierte Förderung KWK-G und MAP</b>
	<b>KWK-G-Förderung:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- in vollem Umfang; pro mm Nenndurchmesser 1 Euro/m Trassenlänge; höchstens jedoch 20 % der ansatzfähigen Investitionskosten (Die ansatzfähigen Investitionskosten verringern sich um den Betrag des MAP-Tilgungszuschusses)</li> </ul>

<p>Darlehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Umfang bis zu 100 % der förderfähigen Netto-Investitionskosten; maximal 10 Mio. € je Vorhaben</li> </ul>	<p>MAP-Darlehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- in vollem Umfang nach MAP</li> </ul>
<p>Tilgungszuschuss<sup>11</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 80 € für jeden Trassenmeter in einem bereits erschlossenen Gebiet</li> <li>- 60 € für jeden Trassenmeter in einem noch nicht erschlossenen Gebiet</li> <li>- Förderhöchstbetrag: 1 Mio. € (1,5 Mio. € bei Wärme aus Tiefengeothermieanlagen)</li> <li>- bis zu 1.800 € für Hausübergabestationen</li> </ul>	<p>MAP-Tilgungszuschuss:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- gekürzt auf 20 € für jeden Trassenmeter</li> <li>- Förderhöchstbetrag: 300.000 €</li> </ul>

Quelle: Bundesministerium der Justiz / Juris 2009, BMU 2011

Generell ist bei einem Vergleich zwischen den Ergebnissen des MAP und denen des KWK-G auf die zeitliche Differenz der Beantragung und Bewilligung hinzuweisen. Es ist davon auszugehen, dass ein erheblicher Anteil der Wärmenetze, die eine Bewilligung nach MAP in 2009 erhielten, erst im Jahr 2010 in Betrieb gingen. Zum besseren Verständnis wird der Ablauf der Beantragung und Auszahlung im Rahmen der KWK-G- und der MAP-Förderung nachfolgend aufgezeigt.

*Tabelle 5-9: Ablaufschema der Beantragung und Auszahlung der Förderung nach MAP und KWK-G*



Quelle: Berliner Energieagentur auf Grundlage von Friedl 2010

<sup>11</sup> Seit dem 15.03.2011 sind neue Förderbedingungen in Kraft getreten. Demnach entfällt zukünftig die Unterteilung zwischen erschlossenen und nicht erschlossenen Gebieten. Der Tilgungszuschuss beträgt einheitlich 60 € pro Trassenmeter.

Folgende Hemmnisse werden bei der derzeit gültigen Wärmenetzförderung gesehen:

1. Unklarheiten im Verfahrensablauf

Die Beantragung einer Förderung bei der KfW setzt einen Antrag beim BAfA voraus. Beim KfW-Antrag muss daher angegeben werden, ob mit einer BAfA-Förderung zu rechnen ist oder nicht. Der BAfA-Antrag selbst soll jedoch erst kurz vor Inbetriebnahme des Wärmenetzes gestellt werden. Das führt zu Unsicherheiten bei den potentiellen Antragstellern und zu einem hohen unnötigen Aufwand bei der Antragsbearbeitung. Der Verfahrensablauf muss besser aufeinander abgestimmt werden.

2. Verschlechterung der Förderung von Wärmenetzen durch Kombination KWK-G und MAP

Die Deckelung der Förderung im Rahmen des KWK-G auf 20 % der ansetzbaren Investitionskosten verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen, deren Wärmezeugung aus erneuerbaren Energien erfolgt, gegenüber einer alleinigen KfW-Förderung. Die Zuschüsse werden zusätzlich von den ansetzbaren Investitionskosten abgezogen. Um das Problem zu verdeutlichen, folgt ein Rechenbeispiel:

Die Investitionskosten eines Wärmenetzes mit einer Länge von 660 m und einem durchschnittlichen Nenndurchmesser von 70 mm betragen 103.620 Euro (Wert nach BMU 2010: durchschnittlich 157 €/ m) für das Wärmenetz (ohne Hausanschlüsse). Durch die KfW-Förderung verringern sich die ansetzbaren Investitionskosten um 13.200 Euro auf nunmehr 90.420 Euro. Die Förderung durch das KWK-G beträgt 18.084 Euro. Die Gesamtförderhöhe aus beiden Fördersystemen beträgt somit 31.284 Euro bzw. 47,4 Euro/ m. Gelingt es hingegen dem Antragsteller, die Kriterien des KWK-G nicht zu erfüllen bzw. dies darzustellen, erhält er 60 Euro/ m nach MAP. Um die verringerte Förderung zu umgehen, existieren zwei Möglichkeiten: In der ersten Variante wird das Wärmenetz so ausgelegt, dass die Förderbedingungen des KWK-G nicht erreicht werden (verringerte KWK-Quote). Die zweite Möglichkeit besteht darin, das Wärmenetz als kein öffentliches Netz zu deklarieren, weil die Planung und Auslegung der Trasse nur die Versorgung feststehender oder bestimmbarer Wärmeabnehmer zulässt und damit der Anschluss einer unbestimmten Anzahl von Abnehmenden nicht möglich ist.

Weiterhin wurde das Verhältnis zwischen Hausanschlussleitungen und den Abzugsbeträgen nach § 7a Abs. 3 KWK-G untersucht. Nach Angaben des BAfA liegt der Anteil der Förderanträge ohne Hausanschlussleitungen bei rund 20 % aller Anträge. In einer Auswertung einer Stichprobe aus 50 Förderanträgen mit

Hausanschlussleitungen konnte kein signifikanter Zusammenhang zwischen der Höhe der Hausanschlusskosten und den Abzugsbeträgen identifiziert werden. Vielmehr war eine hohe Spannbreite der spezifischen Hausanschlusskosten festzustellen.

Für einen qualitativen Vergleich der Wärmenetzförderung nach dem KWK-G und nach dem Marktanreizprogramm (MAP) ist neben der Betrachtung der installierten Trassenmeter eine Ableitung der erschlossenen Endenergie notwendig. Nach den Berechnungen zur Wärmeanschlussleistung durch die Förderung nach KWK-G in Kapitel 4.4.3 entfallen rund 396 MW installierte thermische Leistung auf die Energieträger Biomasse und Biogas. Bei einer Multiplikation mit den durchschnittlichen Ausnutzungsdauern in Höhe von 1.546 h/a im Jahr 2008 (AGFW, 2009) errechnet sich ein Endenergieverbrauch in Höhe von 611 GWh/a für erneuerbare Energieträger. Unter der Annahme, dass 60 % der erzeugten Endenergie in KWK-Anlagen erzeugt wird, beträgt der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger 367 GWh. Da keine Kenntnisse über die technische Auslegung der Wärmenetze und dem tatsächlichen Anteil der KWK-Wärmeerzeugung vorliegen, erfolgt eine Darstellung der erschlossenen Endenergie als Spannbreite zwischen 60 und 100 %. Darüber hinaus sind in der nachfolgenden Tabelle die Ergebnisse nach dem Jahr der Inbetriebnahme und nach Brennstoffen differenziert.

*Tabelle 5-10: Installierte Trassenlänge und Abschätzung der erzeugten Endenergie aus erneuerbaren Energieträgern im Rahmen der Wärmenetzförderung nach KWK-G*

	Fördervolumen in Euro	Installierte Trassenlänge in m	Thermische Anschlussleistung in MW	Endenergie in MWh/a (100% der Gesamtwärmeerzeugung)	Endenergie in MWh/a (60% der Gesamtwärmeerzeugung)
<b>2009 Summe</b>	<b>4.341.804</b>	<b>79.021</b>	<b>187,08</b>	<b>289.226</b>	<b>173.535</b>
davon Biomasse	2.628.659	33.123	104,7	161.866	97.120
davon Biogas	1.713.146	45.898	82,38	127.359	76.416
<b>2010 Summe</b>	<b>7.300.655</b>	<b>184.317</b>	<b>208,43</b>	<b>322.233</b>	<b>193.340</b>
davon Biomasse	1.876.093	30.061	77,51	119.830	71.898
davon Biogas	5.424.563	154.256	130,91	202.387	121.432
<b>2009-2010 Summe</b>	<b>11.642.460</b>	<b>263.338</b>	<b>395,51</b>	<b>611.458</b>	<b>366.875</b>
davon Biomasse	4.504.751	63.184	182,21	281.697	169.018
davon Biogas	7.137.708	200.154	213,3	329.762	197.857

Berliner Energieagentur 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

Unter der Annahme, dass zwischen der Darlehenszusage im Rahmen des MAP und der Inbetriebnahme des Wärmenetzes durchschnittlich 12 Monate liegen, erscheint der KWK-G-Datensatz von 2010 als geeignete Vergleichsgröße für die Ergebnisse des MAP. Trotz der deutlichen Steigerung des

Wärmenetzausbau auf Basis erneuerbarer Energieträger in 2010 auf 184 km entspricht die geförderte Trassenlänge nach KWK-G nur 23 % des MAP-Wertes (vgl. Tabelle 5-7: 802 km).

Im Rahmen des MAP wurden 2009 Darlehenszusagen für rund 370 km Trassenlänge in Verbindung mit Biogas-BHKW getätigt. Damit liegt der Anteil der aus Biogas-BHKW gespeisten Wärmetrassen, die nach KWK-G gefördert worden sind, lediglich bei rund 35 % der geförderten MAP-Trassen, obwohl diese größtenteils den Fördervoraussetzungen des KWK-G entsprechen müssten. Es wird davon ausgegangen, dass die installierten 131 km sowohl über das KWK-G als auch über das MAP gefördert worden sind. Vergleicht man den Anteil der erschlossenen Endenergie ergibt sich ein Wert von rund 55 %. Hierbei wird davon ausgegangen, dass 100 % der in Biogas-BHKW erzeugten Wärme in das Netz eingespeist wird. Daraus wird ersichtlich, dass tendenziell größere Wärmenetze über beide Fördersysteme und kleinere nur über das MAP gefördert werden.

### **5.3.5 Zwischenfazit und Empfehlungen**

Der Wärmenetzausbau im Rahmen des KWK-G im Jahr 2010 hat gegenüber 2009 deutlich an Dynamik gewonnen. Die neu installierte Trassenlänge stieg pro Jahr von 264 auf 534 km. In beiden Jahren wurden insgesamt bei einem Fördermitteleinsatz von rund 64 Mio. Euro Investitionen in Höhe von 231 Mio. Euro ausgelöst, was einer Förderquote von 18 % entspricht.

Der Anteil des Wärmenetzausbau nach KWK-G, welcher aus erneuerbaren Energieträgern gespeist wird, beträgt ein Drittel des Gesamtzubaus.

Gleichzeitig bleibt der Wärmenetzausbau auf Basis erneuerbarer Energien im Rahmen des KWK-G deutlich hinter dem Ausbau im Rahmen des MAP zurück. Die Gründe für den geringeren Wärmenetzausbau durch das KWK-G liegen sowohl in den höheren Anforderungen (z. B. Wirtschaftsprüfung) als auch in der verringerten Förderquote durch die Kombination beider Fördertöpfe gegenüber der alleinigen MAP-Förderung.

Durch den Wärmenetzausbau konnte der Wärmeanschlusswert um ca. 2,7 GW, der elektrische Anschlusswert um ca. 1,1 GW erhöht werden. Rund 75 % der Wärmeanschlussleistung basiert auf den Brennstoffen Erdgas und Steinkohle, wohingegen Biomasse und Biogas zusammen 14,5 % ausmachen.

Das durchschnittliche jährliche Fördervolumen des Wärmenetzausbau nach KWK-Gesetz liegt mit rund 33 Mio. Euro deutlich unter der jährlichen Förderbegrenzung von 150 Mio. Euro.

Es wird empfohlen, die Wärmenetzförderung zwischen KWK-G und MAP besser aufeinander abzustimmen. Folgende Punkte stehen im Vordergrund:

- Die derzeit gültigen Regelungen können zu einer weniger effizienten Auslegung der Wärmenetze führen. Dies hat zur Folge, dass unter Umständen der KWK-Anteil unter 60 % sinkt, damit die Wärmenetze nicht in die Fördersystematik des KWK-G fallen, sondern in das finanziell attraktivere MAP. Dies gilt insbesondere für kleinere Wärmenetze.
- Für größere Wärmenetze sollte an der ergänzenden Förderung durch das MAP festgehalten werden, damit ein möglichst hoher Anteil der Wärmezeugung aus erneuerbaren Brennstoffen in KWK erzeugt wird. Hierfür ist eine zeitliche Anpassung der beiden Verfahrensabläufe für eine vereinfachte Antragstellung notwendig.

Weiterhin wird empfohlen die Antragsfrist über den jeweils 28. Februar hinaus zu verlängern. Einerseits wurde von Seiten der Wärmenetzbetreiber signalisiert, dass für Vorhaben, die Ende des Jahres in Betrieb gehen, die Nachweiserbringung inklusive Wirtschaftsprüferattest in einer sehr knappen Bearbeitungszeit zu erfolgen hat. Andererseits wird dadurch verhindert, dass ein Großteil der Förderanträge erst in den letzten zwei Februarwochen eintrifft, wodurch die zeitliche Bearbeitung der Förderanträge beim BAfA vereinfacht wird.

Die Fördersätze für den Wärmenetzausbau sollten beibehalten werden.

## 6 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen wird von den Strom- und Wärmeerlösen sowie von den Kosten für den eingesetzten Brennstoff, den Investitionskosten, den CO<sub>2</sub>-Kosten sowie von den Betriebskosten bestimmt. In diesem Kapitel werden das methodische Vorgehen, die getroffenen Annahmen und die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Neubau von kleinen und großen KWK-Anlagen dargestellt.

### 6.1 Annahmen und Rahmendaten

Folgende wesentliche Annahmen liegen der Prognose der Stromerzeugung für Deutschland zu Grunde:

- Entwicklung des Strombedarfs entsprechend dem Referenzszenario der 2010 berechneten Energieszenarien (Prognos/EWI/GWS, 2010),
- Betrachtung von drei Szenarien zur Laufzeit der Kernenergie in Deutschland,
- Entwicklung des Stromexportsaldos: eigene Abschätzung auf Basis von Berechnungen des Prognos-Kraftwerksparkmodells,
- Entwicklung der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 entsprechend dem Nationalen Aktionsplan (NAP) Erneuerbare Energien, danach eigene Fortschreibung bis 2035,
- Energiepreisentwicklung (Ölpreis): Energieszenarien (Prognos/EWI/GWS, 2010),
- CO<sub>2</sub>-Zertifikate Preis Niveau 2030: Energieszenarien (Prognos/EWI/GWS, 2010), Anpassung des Verlaufs bis 2030.

Diese Prognose bildet den Rahmen für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen. Die folgende Tabelle zeigt die wesentlichen Annahmen in numerischer Form.

Tabelle 6-1: Rahmendaten zur Entwicklung der Stromerzeugung

		2010	2020	2030	2035
Internationaler Ölpreis	USD <sub>2009</sub> /Barrel	86	99	112	115
Erdgas frei Kraftwerk, GuD-Anlage	EUR <sub>2009</sub> /MWh (Hu)	22	25	29	31
Steinkohlepreis frei Kraftwerk	EUR <sub>2009</sub> /MWh	9,7	11,4	12,1	12,6
CO <sub>2</sub> -Preis					
Szenario Atomausstieg 2010	EUR <sub>2009</sub> /t	14	25	38	44
Szenario Atomausstieg 2002		14	30	39	44
Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		14	31	39	44
Endenergieverbrauch Strom (Deutschland)	TWh	510	495	489	494
Stromexportsaldo					
Szenario Atomausstieg 2010	TWh	22	40	13	2
Szenario Atomausstieg 2002		22	6	-7	-16
Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		22	6	-7	-16
Nettostromerzeugung					
Szenario Atomausstieg 2010	TWh	588	574	570	577
Szenario Atomausstieg 2002		588	540	550	559
Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		588	540	550	559

Quellen: Prognos/ewi/gws, 2010; NAP, 2010; WEO 2010

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von KWK-Anlagen wurden die relevanten Endkundenstrompreise mit Hilfe des verwendeten Kraftwerksmodells sowie den Modellen von Prognos zur EEG-Umlage und Endkundenpreisen bestimmt. Die Endkundenpreise für Erdgas wurden auf Basis der Entwicklung der Grenzübergangspreise sowie der bekannten historischen Endkundenpreise fortgeschrieben.

Tabelle 6-2: Strom- und Erdgaspreise für Endkunden

Abnehmer		2010	2020	2030	2035	
Strompreis, Haushalte, 3.500 kWh pro Jahr (inkl. MwSt)						
	Szenario Atomausstieg 2010	Cent <sub>2009</sub> /kWh	23,1	27,7	25,7	25,5
	Szenario Atomausstieg 2002		23,1	28,1	26,0	25,8
	Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		23,1	28,2	26,0	25,8
Strompreis, GHD, 80 MWh pro Jahr, Niederspannungsebene (exkl. MwSt.)						
	Szenario Atomausstieg 2010	Cent <sub>2009</sub> /kWh	18,4	21,9	20,0	19,9
	Szenario Atomausstieg 2002		18,4	22,3	20,2	20,1
	Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		18,4	22,4	20,2	20,1
Strompreis, Industrie, 100.000 MWh pro Jahr, Mittelspannungsebene, Keine EEG-Befreiung, (exkl. MwSt.)						
	Szenario Atomausstieg 2010	Cent <sub>2009</sub> /kWh	10,8	14,3	12,4	12,2
	Szenario Atomausstieg 2002		10,8	14,7	12,6	12,4
	Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		10,8	14,8	12,6	12,4
Strompreis, Industrie, 100.000 MWh pro Jahr, Mittelspannungsebene, EEG-Befreiung, (exkl. MwSt.)						
	Szenario Atomausstieg 2010	Cent <sub>2009</sub> /kWh	8,8	10,8	11,1	11,0
	Szenario Atomausstieg 2002		8,8	11,2	11,3	11,2
	Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		8,8	11,3	11,3	11,2
Strompreis, Industrie, 200.000 MWh pro Jahr, Mittelspannungsebene, Keine EEG-Befreiung, (exkl. MwSt.)						
	Szenario Atomausstieg 2010	Cent <sub>2009</sub> /kWh	10,3	13,8	11,8	11,7
	Szenario Atomausstieg 2002		10,3	14,1	12,0	11,9
	Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		10,3	14,2	12,0	11,9
Strompreis, Industrie, 200.000 MWh pro Jahr, Mittelspannungsebene, EEG-Befreiung, (exkl. MwSt.)						
	Szenario Atomausstieg 2010	Cent <sub>2009</sub> /kWh	8,4	10,3	10,6	10,5
	Szenario Atomausstieg 2002		8,4	10,6	10,9	10,9
	Szenario Sofortausstieg 8 Blöcke		8,4	10,7	10,9	10,9
Erdgaspreis, GHD, ab 100 MWh pro Jahr (exkl. MwSt, inkl. Erdgassteuer)	Cent <sub>2009</sub> /kWh	5,7	6,0	6,3	6,4	
Erdgaspreis, Industrie, ab 100 MWh pro Jahr (exkl. MwSt, inkl. Erdgassteuer)	Cent <sub>2009</sub> /kWh	3,3	3,6	4,0	4,1	

Prognos 2011

## 6.2 Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen bis 10 MW<sub>el</sub>

### 6.2.1 Methodischer Ansatz

KWK-Anlagen im kleineren Leistungsbereich werden in verschiedenen Anwendungsgebieten eingesetzt. Neben dem klassischen Einsatz in der Wohnungswirtschaft, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Industrie sind seit kurzer Zeit auch Kleinanlagen für den privaten Heizungskeller im Einfamilienhaus verfügbar. Gerade bei kleinen Modulen ist ein sehr starker Anstieg der spezifischen Kosten festzustellen. Zudem gibt es eine Reihe von konkurrierenden Technologien am Markt. Dies macht es notwendig, für eine ökonomische Analyse die gesamte Spannbreite von 1 bis 10.000 kW elektrischer Leistung und die für den speziellen Fall geeignete Technik zu bewerten. Für die Analyse wurden konkrete Marktabfragen vorgenommen. Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Industrie-KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von über 5 MW wurden konkrete Projektdaten durch den Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. (VIK) zur Verfügung gestellt.

Die Untersuchungen erstrecken sich generell auf eine Inbetriebnahme in den Jahren 2010, 2015 bzw. 2020 bei einem Betrachtungszeitraum von zehn Jahren. Um die Auswirkungen der Novellierung des KWK-G im Jahr 2009 zu bewerten, werden zusätzlich die Ergebnisse für 2005 aufgezeigt.

Es wurde unterstellt, dass sowohl die KWK-Modulpreise (mit Ausnahme der 1 kW<sub>el</sub>-Module) als auch die sonstigen Kosten real – also inflationsbereinigt – konstant bleiben. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen bei einer Inbetriebnahme der KWK-Anlagen in 2015 und 2020 zeigen somit lediglich die Auswirkungen der aktuellen Energiepreisprognosen sowie die Effekte des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels bei größeren Anlagen in der Industrie.

Grundsätzlich wird bei den betrachteten KWK-Anlagen von einer wärmegeführten Betriebsweise ausgegangen. Die KWK-Anlagen decken die Wärmegrundlast ab und sind auf eine hohe Anzahl von Vollbenutzungsstunden ausgelegt. Bei der Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurden u. a. Kosten für Steuerung und Wärmespeicher (Anlagenperipherie) berücksichtigt, damit ist prinzipiell auch eine stromgeführte Betriebsweise nach dem jeweiligen Objektbedarf möglich, was auch schon teilweise von Betreibern von KWK-Anlagen praktiziert wird. KWK-Anlagen, die überwiegend ins öffentliche Stromnetz einspeisen, können zukünftig verstärkt strommarktorientiert betrieben werden. Der Zusammenschluss mehrerer KWK-Anlagen in virtuellen Kraftwerken ermöglicht einen direkten Stromverkauf an der EEX-

Strombörse und eine Teilnahme am Markt für Regelleistungen. Erste Zusammenschlüsse, wie z. B. das virtuelle Kraftwerk von Vattenfall Europe AG, sind bereits in Betrieb bzw. in einer Testphase.

Für kleinere Anlagen mit einem hohen Anteil des im Objekt verbrauchten Stroms ist eine stärkere Orientierung am Strommarkt z. Z. wirtschaftlich nicht attraktiv. Neben der Erhöhung der spezifischen Investitionskosten aufgrund des zusätzlichen Pufferspeicherbedarfs und der kommunikationstechnischen Einbindung sind die Erlöse bei einer direkten Teilnahme am Stromhandel nur in sehr seltenen Fällen höher als bei einem Verkauf bzw. der Nutzung des Strom im Objekt. Eine Ausnahme bildet das Konzept von Lichtblick, welches auf die direkte Vermarktung des Stroms aus 20 kW<sub>e</sub>-Modulen und nicht auf den Mieterstromverkauf setzt. Mit der Volkswagen AG konnte zudem ein Partner, der u. a. Kostensenkungspotenziale aufgrund von Skaleneffekten realisieren kann, gewonnen werden, wodurch die Voraussetzungen dieses Projektkonsortiums deutlich andere sind als für die Mehrheit der Energiedienstleistungsunternehmen am Markt. Momentan befindet sich dieses Modell in der Startphase, in der die BHKW noch separat betrieben werden. Sollte eine den Erwartungen von Lichtblick entsprechende Anzahl von BHKW installiert werden, soll in der zweiten Phase eine Zusammenschaltung realisiert werden.

Generell werden bei den Berechnungen der Erlöse sowohl eine Wärme- als auch eine Stromgutschrift ermittelt. Die Wärme-gutschrift errechnet sich aus dem anlegbaren Erdgaspreis einer vergleichbaren Heizkesselanlage mit einem Nutzungsgrad von 90 %. Die Stromgutschrift setzt sich aus zwei Teilen zusammen – aus dem Erlös für die Einspeisung in das öffentliche Netz (Vergütung nach KWKG: EEX, vermiedene Netznutzung) und der Eigennutzung bzw. dem Erlös aus dem Stromverkauf im Objekt. Um eine differenzierte Betrachtung zu erhalten, wurden insgesamt vier Anwendungskategorien definiert:

- Kategorie 1: private Erzeugung und Nutzung des KWK-Stroms,
- Kategorie 2: Direktvermarktung des KWK-Stroms an private Haushalte,
- Kategorie 3: Eigenverwertung im GHD-Sektor,
- Kategorie 4: Eigenverwertung in der Industrie.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Kategorien 2 bis 4 erfolgt aus der Investorensicht. Über die interne Zinsfußmethode wurde die Gesamtkapitalrendite ermittelt, welche durch den Betrieb einer KWK-Anlage die existierende Wärmeversorgung ergänzt.

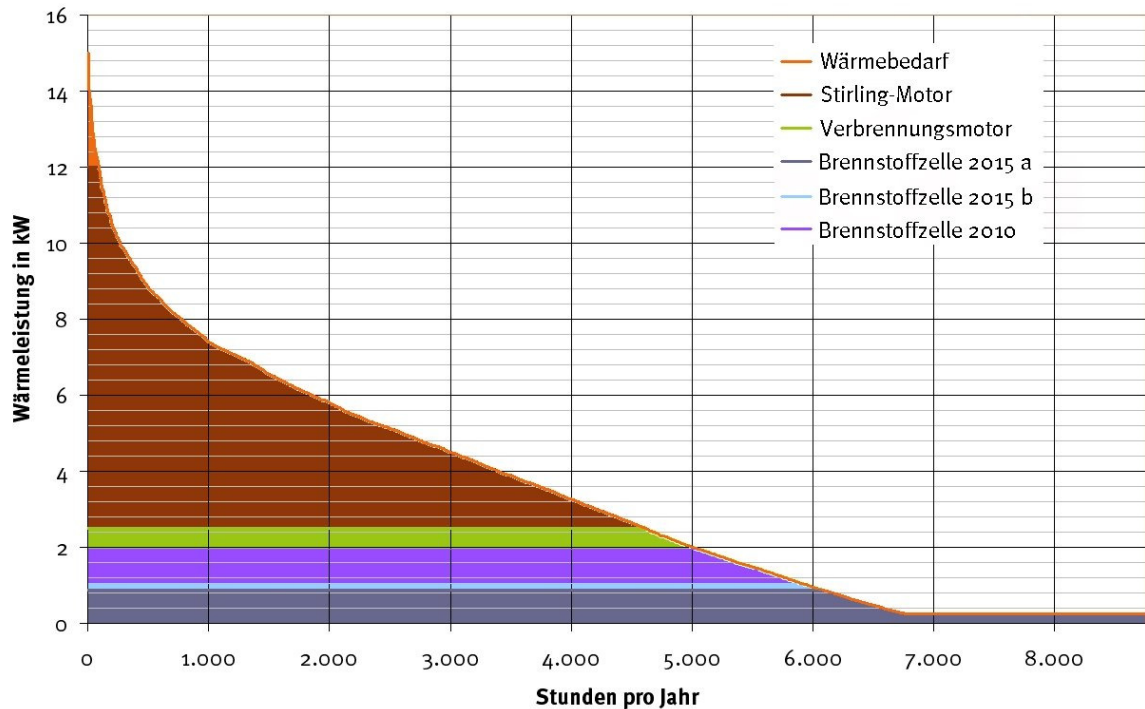
Für die Kategorie 1 und für das 5.5-kW<sub>el</sub>-Modul ist eine derartige Betrachtung nicht relevant. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit erfolgt hier über einen direkten Jahreskostenvergleich mit einem Erdgas-Brennwertkessel in Kombination mit einem Warmwasserspeicher. Die kapitalgebundenen Kosten werden mit der Annuitätenmethode über eine Laufzeit von 20 Jahre und einem Zinssatz von 5 % ermittelt.

In *Kategorie 1* wurden drei KWK-Module betrachtet:

- Stirling-Motor (SM) 1 kW<sub>el</sub> mit 2.492 Vollbenutzungsstunden (VBH)/a und 69,4 % Stromeigennutzung
- Brennstoffzelle (BZ) 1 kW<sub>el</sub> mit 6.274 VBH/a und 40,3 % Stromeigennutzung bei Inbetriebnahme in 2010 sowie 7.081 VBH/a und 40,5 % Stromeigennutzung (Variante 15a) bzw. 6.927 VBH/a und 40,3 % Stromeigennutzung (Variante 15b) in 2015
- Verbrennungsmotor (VM) BHKW 1 kW<sub>el</sub> mit 5.936 VBH/a und 41,0 % Stromeigennutzung

Sowohl die Vollbenutzungsstunden als auch der Anteil der Stromeigennutzung wurden anlagenscharf mit Hilfe von Jahreslastprofilen für Wärme- und Strombedarf berechnet. Dabei wurde das Rechenverfahren nach VDI 2067 bzw. das Standardlastprofil Haushaltskunden 2011 der Vattenfall Europe Berlin Distribution GmbH genutzt. Die folgenden Abbildungen geben einen Eindruck von den sich ergebenden Relationen für den Einsatz der Brennstoffzellen.

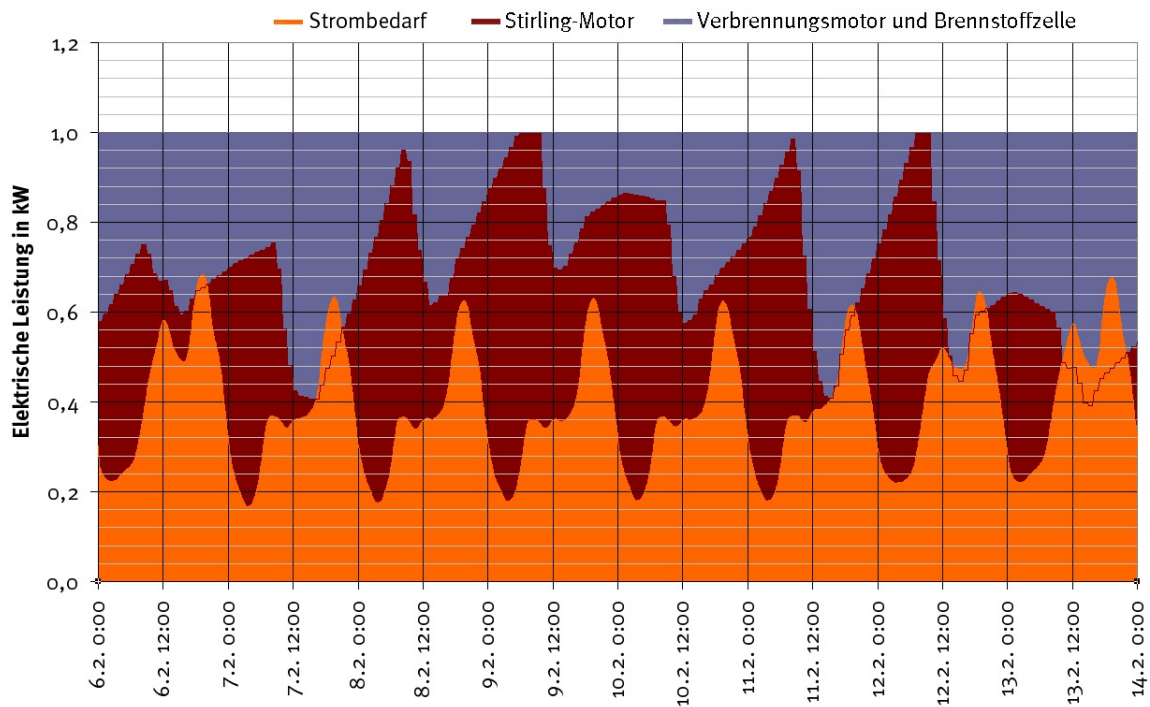
Abbildung 6-1: Jahresdauerlinie Wärme Kategorie 1 (Einfamilienhaus)



Berliner Energieagentur 2011

Die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs zeigt, dass der Stirling-Motor aufgrund seiner hohen thermischen Leistung nur eine geringe Volllaststundenzahl erreicht. Verglichen damit erreichen die anderen Module eine wesentlich höhere Auslastung, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Insbesondere in Neu- und energetisch sanierten Bestandsbauten steigt wegen des geringeren Heizwärmebedarfs der absolute Anteil der Trinkwarmwasserbereitung am Gesamtwärmeverbrauch, so dass insgesamt ein höherer KWK-Anteil erreicht wird, als dies in unsanierten Bestandsgebäuden der Fall wäre.

Abbildung 6-2 Stromlastgang einer Winterwoche (Einfamilienhaus)



Berliner Energieagentur 2011

Die simulierten Stromlastgänge in einer Winterwoche zeigen, dass Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle im Vollastbetrieb laufen und damit den gesamten Strombedarf des Objekts abdecken und Überschussstrom ins Stromnetz einspeisen<sup>12</sup>. Dahingegen übersteigt der Strombedarf die Stromproduktion des Stirling-BHKW an einigen Stunden.

In den Sommermonaten sind die KWK-Module mit Verbrennungsmotor und Brennstoffzelle ebenfalls in der Lage, den Großteil des Strombedarfs des Objekts abzudecken, wozu jedoch eine stromgeführte Fahrweise mit entsprechender Steuerungstechnik vonnöten ist. Aufgrund der hohen thermischen Leistung kann das Stirling-BHKW nur einen marginalen Anteil zur Deckung des Strombedarfs beisteuern.

Aufgrund der hohen Einsatzpotentiale im Ein- und Zweifamilienhausbereich wurde für den Stirlingmotor und den Verbrennungsmotor eine Kostendegression der KWK-Module um 6,7 % bzw. 6,2 % bis zum Jahr 2015 angenommen. Da sich die 1 kW<sub>el</sub>-Brennstoffzelle noch in der Testphase befinden, wird laut

<sup>12</sup> In der Realität treten dennoch zeitweise Lastspitzen auf, in denen der Strombedarf größer ist als die Erzeugung.

Aussagen von Herrn Klinder<sup>13</sup>, von einer Kostendegression in Höhe von 57,5 % ausgegangen. Neben den Annahmen zur Kostendegression bestehen gleichzeitig hohe Effizienzpotentiale durch die Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades. Bei den Festoxid (SOFC)-BZ werden durch Weiterentwicklungen beim Dampfreformer, Anodengasrückführung und optimierten Konverter elektrische Wirkungsgrade von 50 % bis 2015 erreicht. Bei den Hochtemperatur-Polymerelektrolyt (HTPEM)-BZ besteht ein Optimierungspotential zur Erhöhung der elektrischen Wirkungsgrade auf 45 %. Im Vergleich dazu erreichen die BZ-Anwendungen im Callux-Programm (Niedertemperatur-PEM und einfache SOFC) lediglich elektrische Wirkungsgrade von rund 28 %. Die NOW koordiniert und steuert u.a. das Förderprogramm des Bundes „Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)“.

Da viele 1-kW<sub>el</sub>-Module erst seit 2010 marktfähig sind und die Annahmen zu der Entwicklung der Modulkosten mit Unsicherheiten verbunden sind, erfolgt die Darstellung der Wirtschaftlichkeit lediglich für eine Inbetriebnahme in 2010 und 2015.

Zur Vergleichbarkeit der Heizsysteme wird generell von einer Lebensdauer von 20 Jahren ausgegangen. Da die Lebensdauer einer KWK-Anlage deutlich kürzer ist als die eines Brennwertkessels, wurden zusätzlich die Kosten für eine Generalüberholung der KWK-Module berücksichtigt. Die 1-kW-Module verfügen allesamt über einen integrierten Spitzenlastbrenner sowie einen Kombispeicher.

Für den Einsatz wurde ein Referenzgebäude mit folgenden Kennwerten definiert.

*Tabelle 6-3: Kennwerte des Referenzgebäudes für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der 1-kW-Module*

Wohnfläche	m <sup>2</sup>	150
Nutzfläche	m <sup>2</sup>	209
spez. Heizwärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	123
Jahresheizwärmebedarf	kWh/a	25.728
spez. WW-Bedarf	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	12,5
Jahres-WW-Bedarf	kWh/a	2.612
Jahresgesamtwärmebedarf	kWh/a	28.340

Berliner Energieagentur 2011

<sup>13</sup>Geschäftsführer der Nationalen Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW-GmbH) und Programmleiter stationäre Energieversorgung

Bei der privaten Eigenverwertung des produzierten Stroms erfolgt die Berechnung der Stromgutschrift anhand der vermiedenen Ausgaben für bezogenen Strom nach einem durchschnittlichen Haushaltstarif. Das Erdgas wird ebenfalls zum Haushaltstarif (mit MWSt.) bezogen.

*Kategorie 2* analysiert eine BHKW-Beistellung in der Wohnungswirtschaft. Folgende gasmotorische Module wurden betrachtet:

- Motorisches BHKW 5,5 kW<sub>el</sub> mit 5.500 VBH/a
- Motorisches BHKW 48 kW<sub>el</sub> mit 5.500 VBH/a
- Motorisches BHKW 450 kW<sub>el</sub> mit 5.500 VBH/a

Hier wird ein Teil des erzeugten Stroms an im versorgten Objekt bzw. Nahwärmesystem wohnende Haushaltskunden verkauft. Für den verkauften Strom wird gemäß § 37 EEG die Abführung der EEG-Umlage berücksichtigt, da Strom-Endkunden durch einen Dritten beliefert werden. In diesem und in den nachfolgenden Anwendungsfällen wird die MWSt. bei der Berechnung der Stromgutschrift nicht berücksichtigt. Weiterhin wird für den Erdgasbezug im KWK-Prozess die Rückerstattung der Energiesteuer nach § 53 EnergieStG beachtet. Für die Entgelte der vermiedenen Netznutzung auf Niederspannungsebene wurden 1 ct/kWh angenommen. Der Anteil des verkauften Stroms beträgt 60 %. Für das 450-kW-BHKW wird lediglich von einem Anteil des direkt verkauften Stroms in Höhe von 20 % ausgegangen.

In Anlehnung an das Vorgehen zur Untersuchung der Technologien der Kategorie 1 wurde für das 5.5-kW<sub>el</sub>-Modul ebenfalls ein relativer Wirtschaftlichkeitsvergleich mit der Referenzvariante Erdgas-Brennwerttechnik durchgeführt.

Folgendes Referenzgebäude wurde für den Vergleich gewählt:

*Tabelle 6-4: Kennwerte des Referenzgebäudes für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit des 5.5-kW-Moduls*

Wohnfläche	m <sup>2</sup>	1.000
Nutzfläche	m <sup>2</sup>	1.210
spez. Heizwärmebedarf	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	100
Jahresheizwärmebedarf	kWh/a	121.000
spez. WW-Bedarf	kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	12,5
Jahres-WW-Bedarf	kWh/a	15.125
Jahresgesamtwärmebedarf	kWh/a	136.125

Berliner Energieagentur 2011

*Kategorie 3* fasst die Mini-KWK-Nutzung in gewerblichen Objekten zusammen. Dabei wurden untersucht:

- Motorisches BHKW 5,5 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a
- Motorisches BHKW 48 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a
- Gasturbine 50 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a
- Motorisches BHKW 450 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a

Wenn es sich in Kategorie 3 um eine Eigennutzung des produzierten Stroms handelt, ist im Falle eines Eigenbetriebs der KWK-Anlage (wie auch in Kategorie 4) keine EEG-Umlage abzuführen. Übernimmt den Anlagenbetrieb ein Energiedienstleistungsunternehmen (Contractor) und verkauft dieser den Strom an andere Unternehmen, ist die EEG-Umlage abzuführen. Da Contracting-Projekte i.d.R. nur realisiert werden, wenn der Strompreis des Contractinganbieter deutlich günstiger ist als ein konventioneller Strombezug hat das insgesamt zur Folge, dass sich die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte deutlich schlechter darstellt als dies die folgenden Ergebnisse widerspiegeln. Der Anteil der Stromeigennutzung wurde mit 60 % angenommen.

In der Kategorie 4 Industrielle Anwendung wurden folgende fünf Module berücksichtigt:

- Motorisches BHKW 450 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a
- Gasturbine 600 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a
- Motorisches BHKW 2.000 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a
- Gasturbine 5.700 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a
- Gasturbine 7.800 kW<sub>el</sub> mit 6.000 VBH/a

Aufgrund des hohen Strombedarfs in der Industrie wird für alle Anlagen von einer Eigenstromverwertung in Höhe von 80 % ausgegangen. KWK-Zuschlagszahlungen wurden für 30.000 Vollbenutzungsstunden berücksichtigt.

Für die Anlagen ab 5,7 MW<sub>el</sub> wurden die Kosten für den CO<sub>2</sub>-Emissionshandel berücksichtigt, da die Feuerungsleistung der KWK-Anlagen zusammen mit dem vorzuhaltenden Back-up-System die Bemessungsgrenze von 20 MW deutlich übersteigen.

Für das produzierende Gewerbe gelten hierbei Übergangsregelungen. Es wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2013 eine kostenlose Zuteilung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Höhe von 80 % erfolgt und diese schrittweise auf 30 % im Jahr 2020 und auf 0 % im Jahr 2027 gesenkt wird. Weiterhin wurde hier die

Abführung der Stromsteuer für den erzeugten KWK-Strom berücksichtigt. Die Analyse der Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen bezieht sich auf einen Zeitraum von 15 Jahren.

### 6.2.2 Betrachtete KWK-Anlagen

Tabelle 6-5: Parameter der untersuchten KWK-Anlagen<sup>14</sup>

Einheit	Hersteller	El. Leistung kW	Th. Leistung kW	El. Wirkungsgrad	Gesamt- wirkungsgrad	Investitions- kosten (inkl. Peripherie) €/kW <sub>el</sub>	Wartungs- kosten € ct/k Wh <sub>el</sub>
Stirling-Motor 1kW <sub>el</sub>	Whispergen	1,0	7,0	11%	81%	23.800	5,00
Brennstoffzelle 1 kW <sub>el</sub> 2010	keine Angabe	1,0	1,9	28%	90%	63.500	5,00
Brennstoffzelle 1 kW <sub>el</sub> 2015a	keine Angabe	1,0	1,0	45%	90%	27.000	5,00
Brennstoffzelle 1 kW <sub>el</sub> 2015b	keine Angabe	1,0	0,8	50%	90%	27.000	5,00
Motorisches BHKW 1 kW <sub>el</sub>	Vaillant/ Honda-	1,0	2,5	26%	92%	32.000	5,00
Motorisches BHKW 5,5 kW <sub>el</sub>	Senertec	5,5	12,5	27%	88,4%	7.800	3,20
Motorisches BHKW 48 kW <sub>el</sub> HH	2G	48	97	32,5%	98,2%	3.600	2,50
Motorisches BHKW 48 kW <sub>el</sub> GHD						3.000	
Gasturbine 50 kW <sub>el</sub> GHD	EQuad	50	110	26%	83,2%	3.400	2,00
Motorisches BHKW 140 kW <sub>el</sub> HH	2G	140	207	36 %	53,8%	2.300	1,75
Motorisches BHKW 140 kW <sub>el</sub> HH						2.000	
Motorisches BHKW 450 kW <sub>el</sub> HH	2G	450	481	41%	84,8%	1.400	1,25
Motorisches BHKW 450 kW <sub>el</sub> GHD						1.400	
Motorisches BHKW 450 kW <sub>el</sub> IND						1.300	
Gasturbine 600 kW <sub>el</sub> IND	EQuad	600	858	33%	80,2%	1.700	1,00
Motorisches BHKW 2.000 kW <sub>el</sub> IND	2G	2.000	1.987	43,6%	86,9%	850	0,75
Gasturbine 5.700 kW <sub>el</sub> IND	Turbomach	5.670	9.538,	31,5%	84,5%	1.000	0,58
Gasturbine 7.800 kW <sub>el</sub> IND	Turbomach	7.819	12.748	32,2%	84,7%	1.200	0,58

Berliner Energieagentur 2011

Bei den Berechnungen wurde für alle Anlagen ein Abschlag in Höhe von 5 % auf die elektrische und 2 % auf die thermische

<sup>14</sup> Die Investitionskosten der 1-kW-Module beinhalten die Kosten für eine Generalüberholung der KWK-Anlage und verstehen sich mit MWSt. Die Investitionskosten aller anderen Module enthalten keine MWSt. Das 5,5-kW-Modul enthält Kosten für einen Spitzenlastkessel sowie die Kosten für die Generalüberholung des KWK-Moduls. Eine Aufschlüsselung der Investkosten ist im Anhang zu finden.

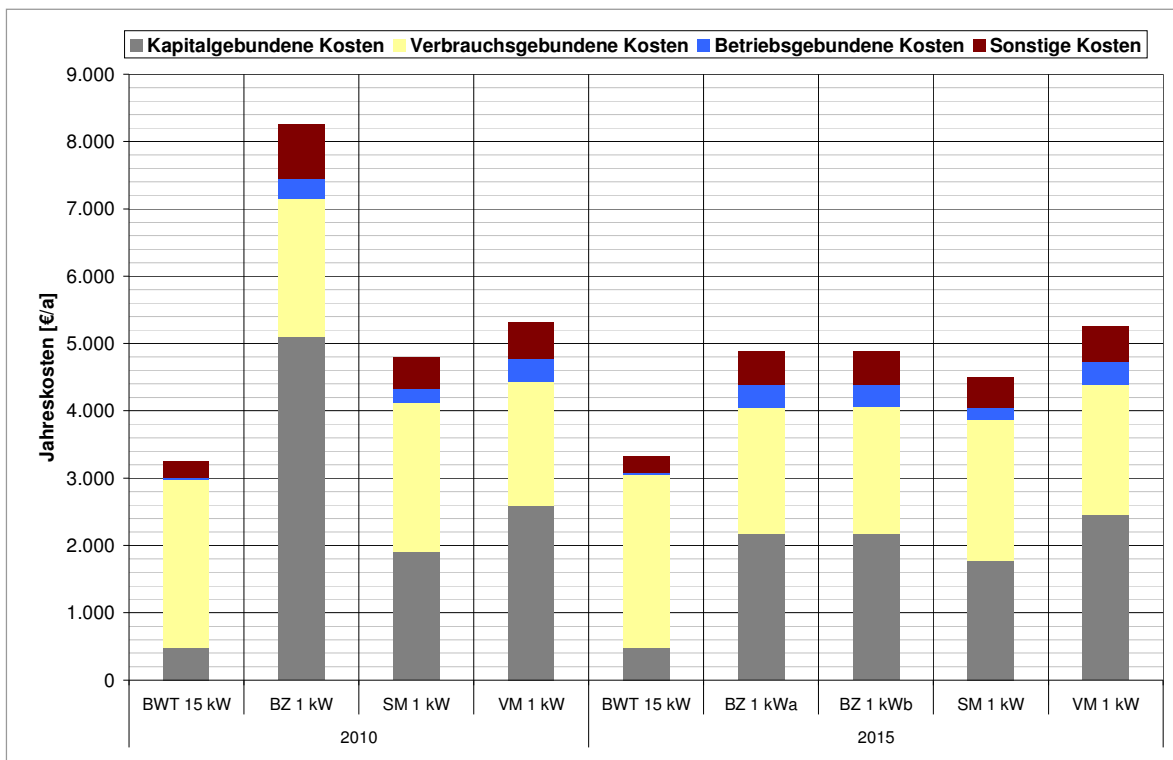
Leistung berücksichtigt. Bei den Angaben zu den Gasturbinen handelt es sich um Netto-Jahresnutzungsgrade, d. h. hier erfolgen keine Abschläge.

### 6.2.3 Ergebnisse

#### 6.2.3.1 Kategorie 1 – private Erzeugung und Nutzung des KWK-Stroms

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Kleinst-Module erfolgt im direkten Vergleich mit der auf erdgasbasierten Brennwerttechnik.

Abbildung 6-3: Durchschnittliche Jahresgesamtkosten bei der Stromeigenverwertung private Haushalte<sup>15</sup>



Berliner Energieagentur 2011

Die Ergebnisse zeigen, dass trotz der KWK-Zuschlagszahlungen alle Anlagen deutlich höhere Jahresgesamtkosten erzeugen als die Referenzvariante Erdgas-Brennwerttechnik. Dies gilt nicht für den Neubau, wo aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen im EEWärmeG die KWK-Module im Wettbewerb mit anderen Heizungssystemen stehen und durchaus konkurrenzfähig sind.

<sup>15</sup> mit KWK-G-Zuschlag und ohne Abführung der EEG-Umlage; BWT-Brennwerttechnik, BZ-Brennstoffzelle, SM-Stirling-Motor, VM-Verbrennungsmotor

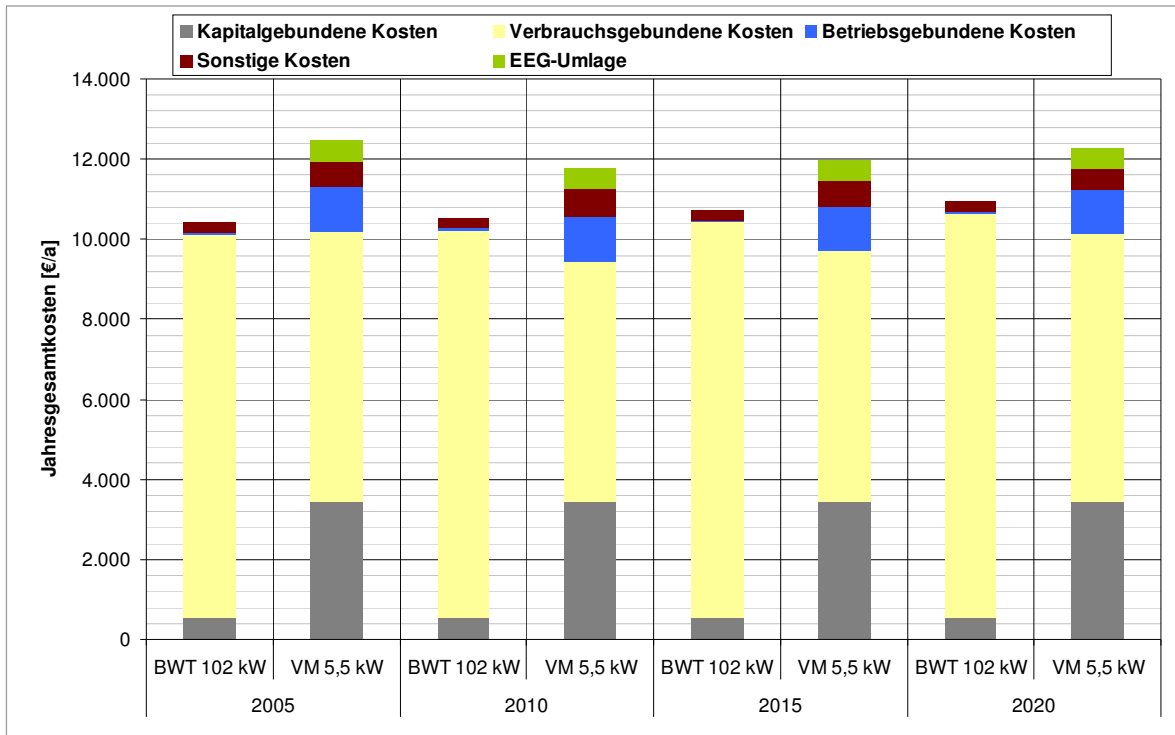
Die verbrauchsgebundenen Kosten sind aufgrund der Erlöse aus der Stromgutschrift geringer, jedoch können sie die höheren Kapitalkosten infolge der hohen Investitionskosten nicht ausgleichen. Gegenüber dem Stirlingmotor (SM) und dem Verbrennungsmotor (VM) weist die Brennstoffzelle (BZ) bei einer Inbetriebnahme 2010 noch deutliche Nachteile auf. Wenn bis 2015 eine breite Markteinführung der BZ gelingt, was mit einer deutlichen Reduzierung der Systemkosten bei gleichzeitiger Realisierung der Effizienzpotentiale einhergeht, könnte die BZ-Technologie ein wesentlicher Bestandteil der stationären Energieversorgung werden. Das gilt sowohl für den Einsatz in privaten Haushalten, aber auch für den größeren Leistungsbereich in Gewerbe- und Industrie.

Neben den hohen Investitionskosten besteht für die Kleinstanlagen ein hoher bürokratischer Aufwand. Die gesamte Prozedur von der Anmeldung und Zulassung der KWK-Anlage beim BAfA sowie Strom- und ggf. Gasnetzbetreiber bis hin zur jährlichen Abrechnung des KWK-Zuschlags und des in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms als auch die Rückerstattung der Energiesteuer eignet sich eher für KWK-Anlagen im größeren Leistungsbereich. Hier ist der Aufwand im Verhältnis zu den erzielbaren Erlösen gerechtfertigt. Eine Vereinfachung der Förderstruktur für die Kleinstanlagen könnte zusätzliche Anreize schaffen und gleichzeitig den bürokratischen Aufwand verringern. Ein Ansatz besteht in der Zusammenfassung der jährlichen Zuschlagszahlungen nach KWK-G und die Erstattung der Energiesteuer über einen Zeitraum von zehn Jahren zu einer einmaligen Zuschlagszahlung. Diese ist für jedes KWK-Modul bei einer durchschnittlichen Vollbenutzungsstundenzahl zu bestimmen.

#### 6.2.3.2 Kategorie 2 – Verkauf private Haushalte

Abbildung 6-4 vergleicht den Einsatz eines 5,5-kW<sub>el</sub>-BHKW in einem Mehrfamilienhaus gegenüber einer regulären Wärmeversorgung mittels Erdgas-Brennwerttechnik.

Abbildung 6-4: Vergleich der durchschnittlichen jährlichen Gesamtkosten von Brennwerttechnik (BWT) und 5.5-kW<sub>el</sub>-Verbrennungsmotor(VM)-Modul bei Stromverkauf private Haushalte bei 5.500 VBH und 60 % Eigenstromverwertung

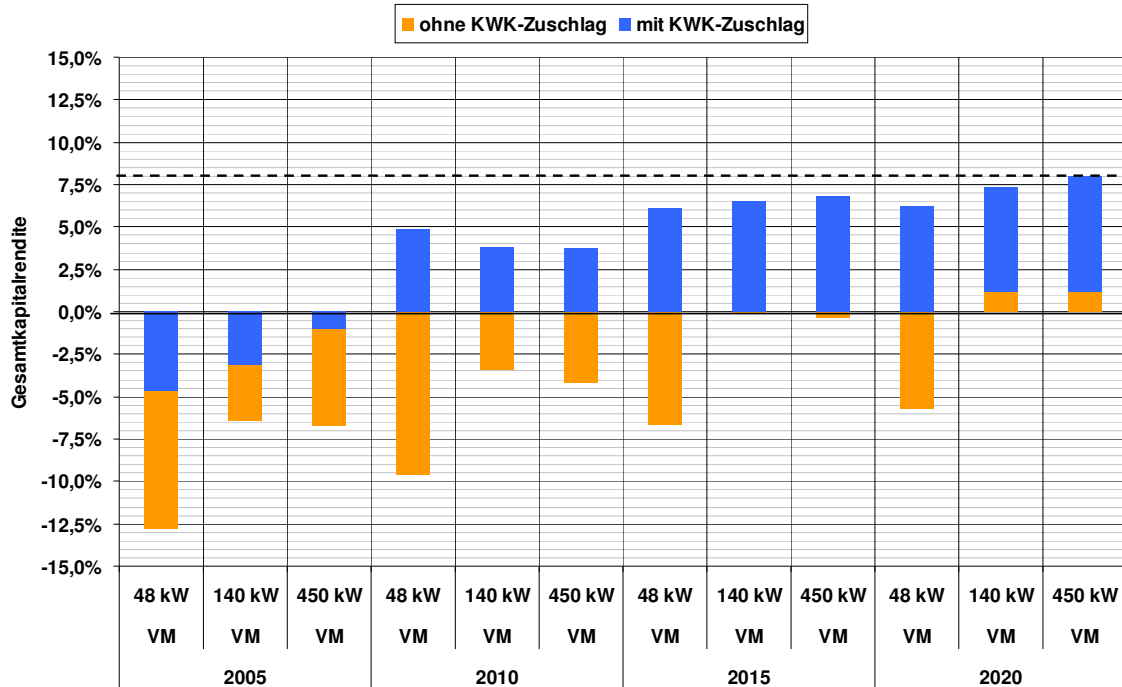


Berliner Energieagentur 2011

Nach der Novellierung des KWKG in 2009 und der damit verbundenen Zuschlagszahlung für den im Objekt verbrauchten Strom hat sich die Wirtschaftlichkeit des BHKW zwar verbessert, dennoch liegen die jährlichen Gesamtkosten ca. 10 % höher als bei der Referenzvariante. Ist es dem Gebäudeeigentümer möglich, einen Teil der Investitionskosten als Modernisierungsumlage auf die Mieter umzulegen, kann sich die Installation eines BHKW dennoch wirtschaftlich lohnen.

Abbildung 6-5 stellt die Ergebnisse der dynamischen Vollkostenrechnung bei Abführung der EEG-Umlage dar.

Abbildung 6-5: Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Stromverkauf an private Haushalte (mit Abführung der EEG-Umlage)

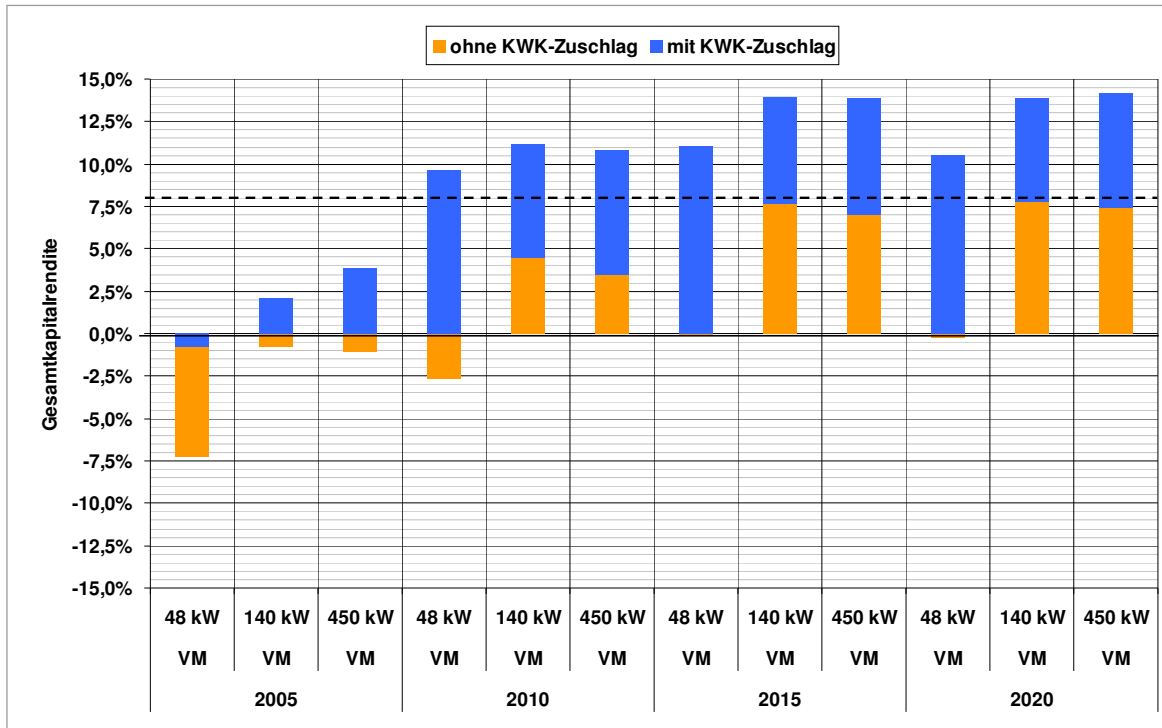


Berliner Energieagentur 2011

Beim Betrieb von KWK-Anlagen in der Wohnungswirtschaft wird der Einfluss der Zuschlagszahlungen auf die Wirtschaftlichkeit besonders deutlich. Vor der Novellierung des KWK-G war ein wirtschaftlicher Betrieb des 48 kW<sub>el</sub>-Moduls unter den getroffenen Annahmen nicht möglich. Bei einer Inbetriebnahme in 2010 beträgt die durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite durch die Gewährung des KWK-Zuschlags rund 5 %. Ohne KWK-Zuschlag wäre keine Rendite möglich. Dennoch erreichen die betrachteten Anlagen nicht die erforderliche Mindestrendite, welche in der Wohnungswirtschaft aufgrund der relativ konstanten Nachfrage nach Wärme und Strom bei ca. 8 % liegt (gestrichelte Linie). Aktuell werden nur Projekte realisiert, wenn es gelingt, den Anteil des im Objekt verkauften Stroms deutlich zu erhöhen.

Bei den betrachteten 140 und 450 kW<sub>el</sub>-Modulen ist die zu erwirtschaftende Gesamtkapitalrendite geringer als bei dem kleineren 48-kW<sub>el</sub>-BHKW. Der Grund hierfür liegt in dem veränderten Kostenanteil der EEG-Umlagenabführung gegenüber den Gesamtkosten.

Abbildung 6-6: Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Stromverkauf an private Haushalte (ohne Abführung der EEG-Umlage)



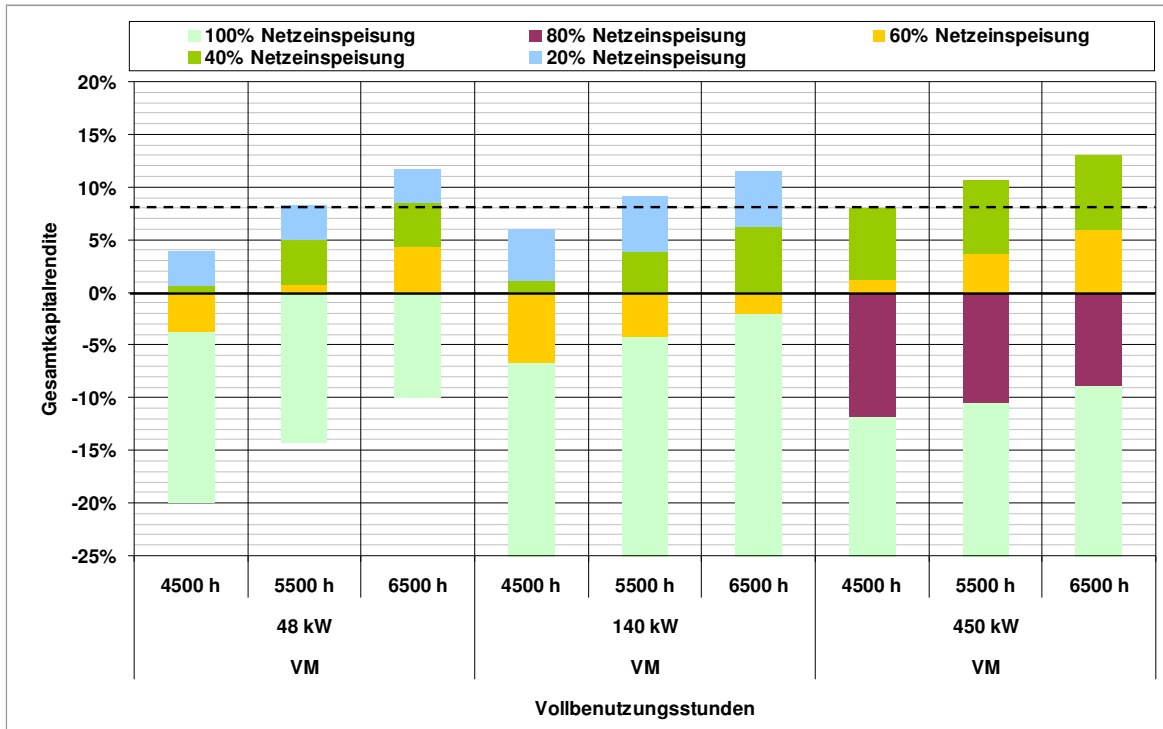
Berliner Energieagentur 2011

Abbildung 6-6 zeigt die jährliche Gesamtkapitalrendite, die resultieren würde, wenn nicht die EEG-Umlage abzuführen wäre. In diesem Fall erhöht sich die erzielbare Gesamtkapitalrendite zusätzlich um 4 bis 6 % und macht die Projektrealisierung für Energiedienstleistungsunternehmen deutlich attraktiver. Insbesondere die Wirtschaftlichkeit der größeren BHKW verbessert sich deutlicher als die des 48 kW<sub>e1</sub>-Moduls.

Durch die Befreiung von der EEG-Umlage nach § 27 EEG für KWK-Anlagen, die den Strom in unmittelbarer Nähe der Erzeugung an Endkunden liefern, kann ein deutlicher Impuls für ein verstärktes Wachstum der KWK-Anlagenzahl in der Wohnungswirtschaft gesetzt werden. Erst bei einer Inbetriebnahme in 2020 nimmt der Einfluss der EEG-Umlage auf die Wirtschaftlichkeit etwas ab.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Prognosen zu den Entwicklungen der Energiepreise (inkl. EEG-Umlage, EEX-Baseload und weitere Tarife) verbessert sich die Wirtschaftlichkeit leicht bis zum Jahr 2020. Bei der Bewertung der Ergebnisse ist auf die Unsicherheiten bezüglich zu erwartenden Preissteigerungen bei den KWK-Modulen und anderer Kosten hinzuweisen. Die Ergebnisse sind lediglich als Tendenz zu verstehen, dass auch zukünftig die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb gegeben sind.

Abbildung 6-7: Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Verkauf an private Haushalte<sup>16</sup>



Berliner Energieagentur 2011

Wie die Sensitivitätsanalyse zeigt, wird die Installation von KWK-Anlagen in der Wohnungswirtschaft erst interessant, wenn der Anteil des Direktstromverkaufs steigt bzw. höhere Vollbenutzungsstunden des KWK-Betriebs erzielt werden. Dadurch bleiben jedoch viele vorhandene Wärmesenken für den KWK-Einsatz unerschlossen.

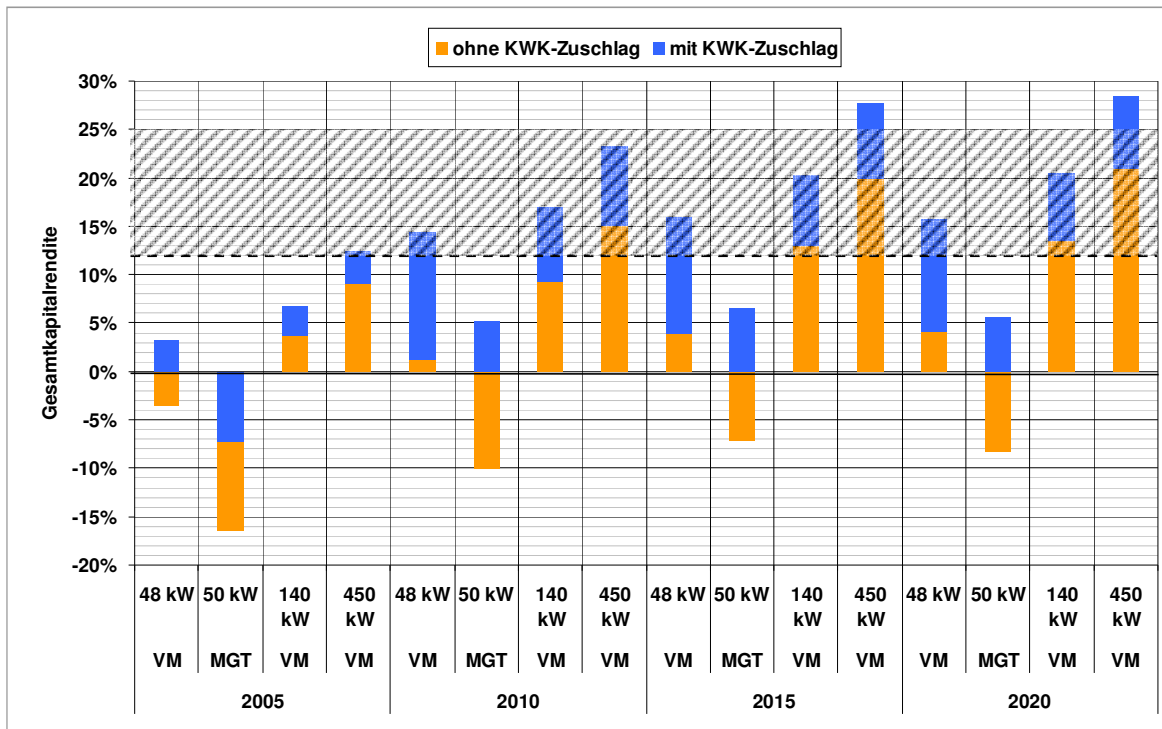
Weiterhin wird deutlich, dass der Einfluss des direkt vermarkteten KWK-Stroms auf die Wirtschaftlichkeit proportional mit der Leistung der KWK-Module steigt. Mit zunehmender Leistung steigen die zusätzlichen Stromerlöse stärker als die Stromgestehungskosten.

### 6.2.3.3 Kategorie 3 – GHD-Sektor

Für den Einsatz von KWK-Anlagen im GHD-Sektor besteht teilweise ein hoher Prozesswärme oder -kältebedarf. Typische Anwendungen sind z. B. in Krankenhäusern oder in Hotel- oder Gewerbebetrieben zu finden.

<sup>16</sup> mit Abführung der EEG-Umlage; Inbetriebnahme 2010; Differenzierung nach Vollbenutzungsstunden und nach dem Anteil des in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms (40 % Einspeisung entspricht 60 % Objektstromverkauf)

Abbildung 6-8: Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei einer GHD-Stromeigennutzung<sup>17</sup>



Berliner Energieagentur 2011

Bei einer Vollkostenbetrachtung ist unter den gewählten Annahmen ein wirtschaftlicher Betrieb eines 5,5-kW<sub>el</sub>-BHKW im GHD-Bereich nicht möglich. Im direkten Vergleich mit der Referenzvariante ist auf Abbildung 6-4 zu verweisen, wo die Ergebnisse ohne Abführung der EEG-Umlage relevant sind. Geht man davon aus, dass in einem Gebäude des GHD-Sektors der Anteil des im Objekt verbrauchten Stroms etwas höher liegt, so liegen die jährlichen Gesamtkosten des BHKW in etwa auf dem gleichen Niveau wie die Referenzvariante Brennwärtekessel.

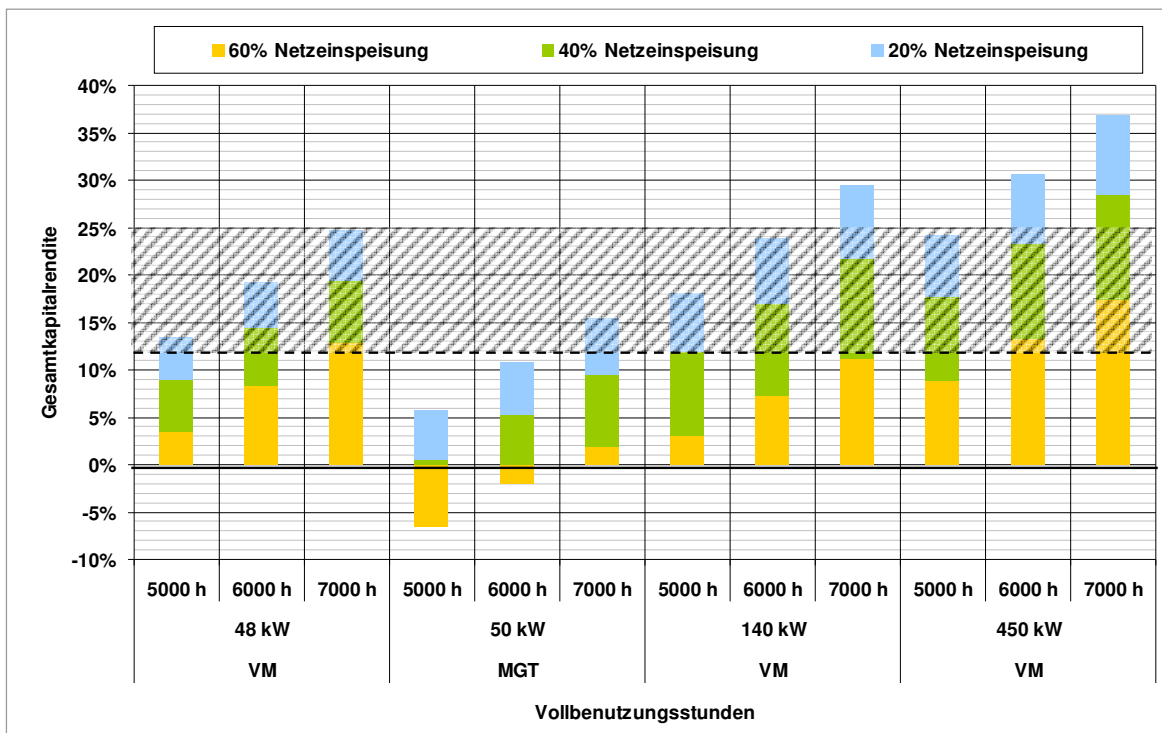
Generell stellen sich die Ergebnisse der motorischen KWK-Anlagen beim Einsatz im GHD-Sektor besser dar, als im Falle des Stromverkaufs an Dritte, da hier keine EEG-Umlage abgeführt werden muss. Das gilt für alle Leistungsklassen in dieser Anwendungskategorie. Gleichzeitig ist der ökonomische Schwellenwert für eine Projektrealisierung höher als in der Wohnungswirtschaft. Aufgrund höherer Risikoaufschläge wird angenommen, dass KWK-Anlagen ab einer Gesamtkapitalrendite von etwa 12 % in Betrieb installiert werden. Es gibt auch Betriebe, die erst bei höheren Renditeerwartungen (schraffierter Bereich) investieren. Häufig entscheidet sich die Frage, ob eine KWK-Anlage installiert wird oder nicht, an der spezifischen Finanzlage

<sup>17</sup> MGT-Mikrogasturbine

der Unternehmen und dem Investitionsbedarf in dem jeweiligen Kerngeschäft.

Die Mikrogasturbine (MGT) schneidet etwas schlechter ab, als eine vergleichbare KWK-Anlage mit einem Verbrennungsmotor (VM), was auf höhere Investitionskosten und etwas geringere elektrische Wirkungsgrade zurückzuführen ist. Der Vorteil der Gasturbine liegt in der Erreichbarkeit eines höheren Temperaturniveaus, was sie z. B. für Anwendungen mit Trocknungsprozessen oder Dampfbedarf interessant erscheinen lässt.

Abbildung 6-9: Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung im GHD-Sektor<sup>18</sup>



Berliner Energieagentur 2011

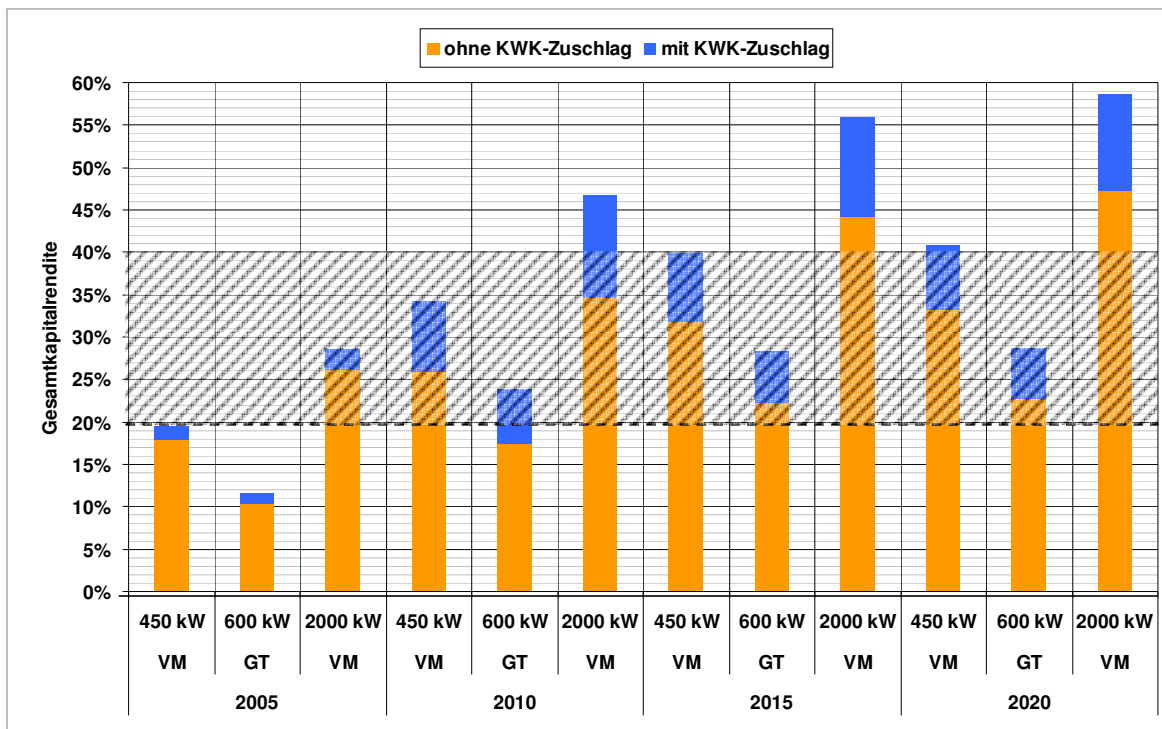
Die Sensitivitätsanalyse stellt dar, dass die Motor-BHKW im GHD-Bereich auch bei geringeren Vollbenutzungsstunden und mittleren Stromeigennutzungsquoten die Wirtschaftlichkeit erreichen. Die höchste Rendite wird mit dem 450-kW-Modul erzielt.

<sup>18</sup> Inbetriebnahme 2010 Differenzierung nach Vollbenutzungsstunden und nach dem Anteil des in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms; VM-Verbrennungsmotor, MGT-Mikrogasturbine

### 6.2.3.4 Kategorie 4 – Industrie

Aufgrund des hohen Wärme- und Strombedarfs stellt sich die Wirtschaftlichkeit für Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis 2 MW in der Industrie im Gegensatz zu den anderen Anwendungskategorien am besten dar. Gleichzeitig bestehen hohe Erwartungen an sehr kurze Amortisationszeiten. Es wird davon ausgegangen, dass nur Projekte realisiert werden, die sich nach drei, spätestens nach sechs Jahren amortisieren, was ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten etwa einer Gesamtkapitalrendite von 20 bis 40 % entspricht.

Abbildung 6-10: Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite bei einer industriellen Stromeigennutzung

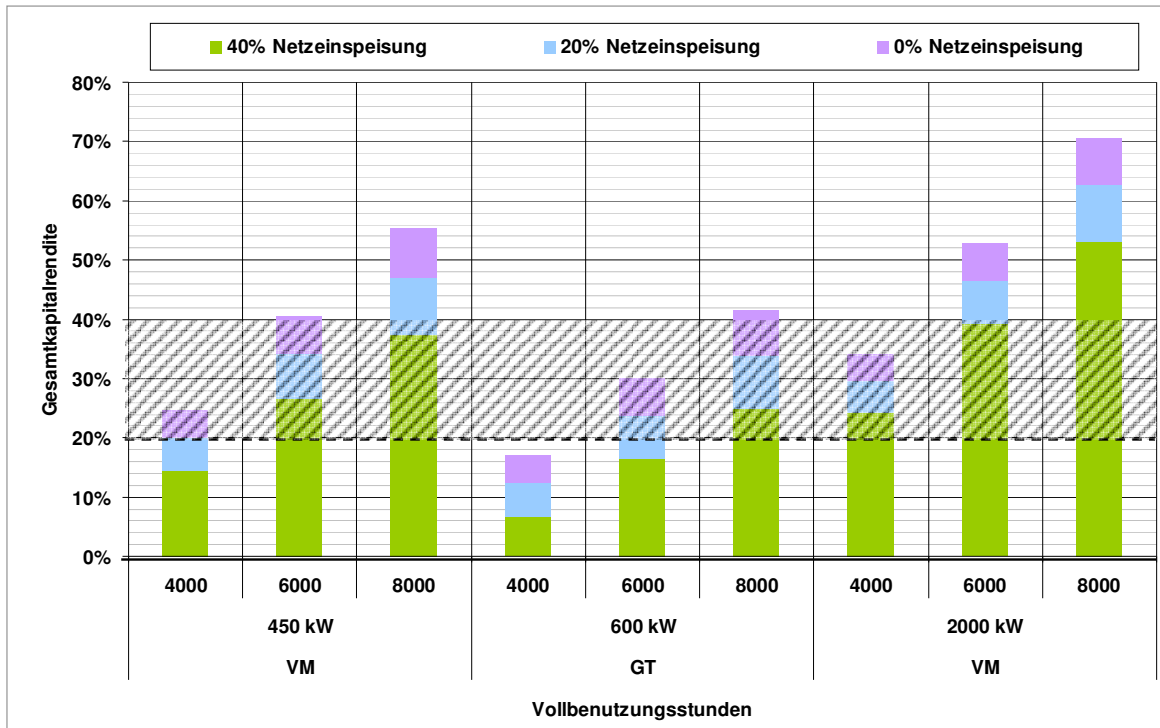


Berliner Energieagentur 2011

Die Gasturbine schneidet aufgrund der im vorherigen Kapitel dargestellten Ursachen schlechter ab als das von der Leistung her kleinere Motor-BHKW. Besonders attraktiv erscheint der Betrieb eines BHKW mit einer Leistung von 2 MW<sub>el</sub>.

Abbildung 6-11 zeigt die jährlichen Gesamtkapitalrenditen bei Variation der Vollbenutzungsstunden und der Eigennutzung des produzierten Stroms bei einer Inbetriebnahme 2010.

Abbildung 6-11: Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung in der Industrie<sup>19</sup> für Anlagen bis 2 MW<sub>el</sub>



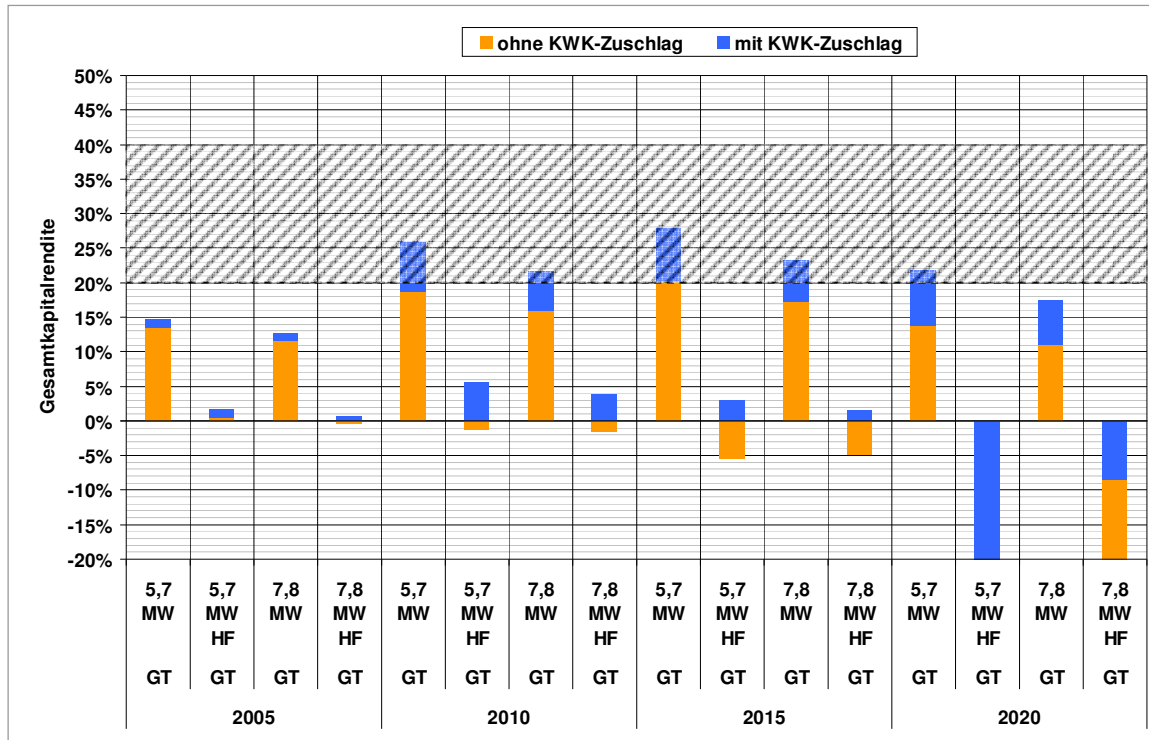
Berliner Energieagentur 2011

Im Gegensatz zu dem Leistungsbereich bis 2 MW<sub>el</sub> stellt sich die Wirtschaftlichkeit im Leistungsbereich zwischen 5 und 8 MW<sub>el</sub> schlechter dar. Betrachtet wurden Gasturbinen, die Prozesswärme im Temperaturbereich zwischen 200 und 500 °C bereitstellen. Neben einem Standardfall wurde für jede KWK-Anlage ein Härtefall (HF) berechnet, wo für den Strombezug nur 1 % der EEG-Umlage abzuführen ist. Unternehmen, die unter die EEG-Härtefallregelung fallen, haben einen Stromverbrauch von mehr als 10 GWh und einen Mindestanteil der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung von 14 %.

Die kleinere Gasturbine zeichnet sich gegenüber der etwas größeren Variante durch deutlich geringere spezifische Investitionskosten aus. Diese Anlage konnte ohne großen Mehraufwand in das vorhandene Heizwerk integriert werden. Im zweiten Fall waren umfangreiche Abriss- und Umbaumaßnahmen, aber auch zusätzliche Investitionen in einen Gasverdichter notwendig. Die beiden untersuchten Varianten geben somit eine gute Bandbreite der anzusetzenden Investitionskosten für größere Industrie-KWK-Projekte wider.

<sup>19</sup> Inbetriebnahme 2010; Differenzierung nach Vollbenutzungsstunden und nach dem Anteil des in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms; GT-Gasturbine

Abbildung 6-12: Durchschnittliche jährliche Gesamtkapitalrendite bei einer industriellen Stromeigennutzung für Gasturbinen (GT) mit 5,7 und 7,8 MW<sub>el</sub>



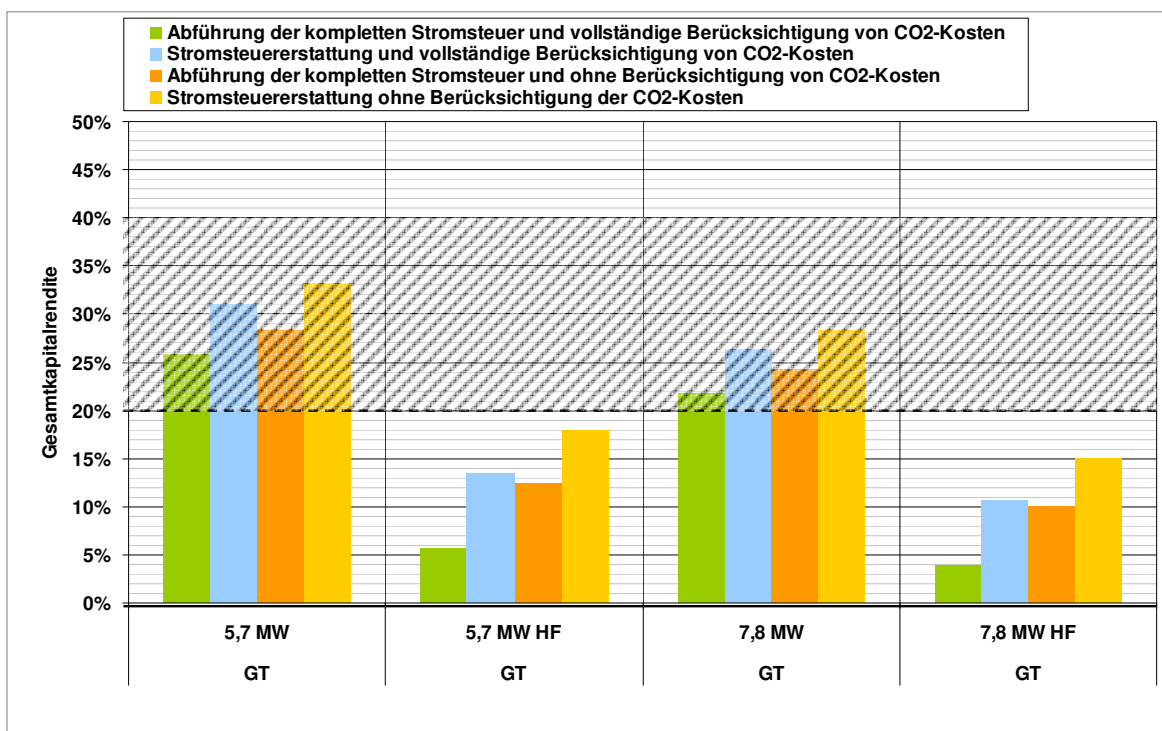
Berliner Energieagentur 2011

Wie in allen Anwendungskategorien hat sich nach der Novellierung des KWK-G in 2009 auch die Wirtschaftlichkeit großer Gasturbinen in der Industrie deutlich verbessert. Allerdings fallen die erzielbaren Renditen deutlich geringer aus als für motorische BHKW im Leistungsbereich zwischen 450 und 2.000 kW<sub>el</sub> (vgl. Abbildung 6-11: Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung in der Industrie für Anlagen bis 2 MW<sub>el</sub>) und erreichen im Fall der größeren Gasturbine nur die Untergrenze der Renditeerwartung. Ohne KWK-Zuschlag ist wären die erforderlichen Renditeerwartungen nicht zu erreichen. Die Gründe für die geringere Wirtschaftlichkeit liegen neben den höheren spezifischen Kosten in der Abführung der Stromsteuer auf den erzeugten KWK-Strom sowie in den Kosten der Teilnahme am CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel. Der Einfluss dieser beiden Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit ist in Abbildung 6-13 dargestellt. Auch die Kosten für die Vorhaltung von Reserveleistung nimmt bei diesen Industrieanlagen eine erhebliche Kostenposition ein.

Im Gegensatz zu den vorher betrachteten Anwendungsfällen sinkt die erzielbare Rendite für Anlagen, die erst 2020 in Betrieb gehen. Hier fallen die zukünftig zunehmenden Kosten für den Erwerb von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten ins Gewicht.

Für Unternehmen, die größtenteils von der EEG-Umlage befreit sind (Härtefall – HF), lohnt sich die Investition in eine Gasturbine unter den getroffenen Annahmen nicht, da die Erlöse der KWK-Stromerzeugung wegen den geringeren vermiedenen Strombezugskosten auch geringer zu bewerten sind. Für solche Unternehmen gibt es keinen Anreiz, in eine Gasturbine zu investieren, auch wenn möglicherweise größere Wärmesenken vorhanden sind.

Abbildung 6-13: Einfluss von Stromsteuer und CO<sub>2</sub>-Kosten auf die jährliche Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung in der Industrie<sup>20</sup> für Gasturbinen (GT) mit 5,7 und 7,8 MW<sub>el</sub>



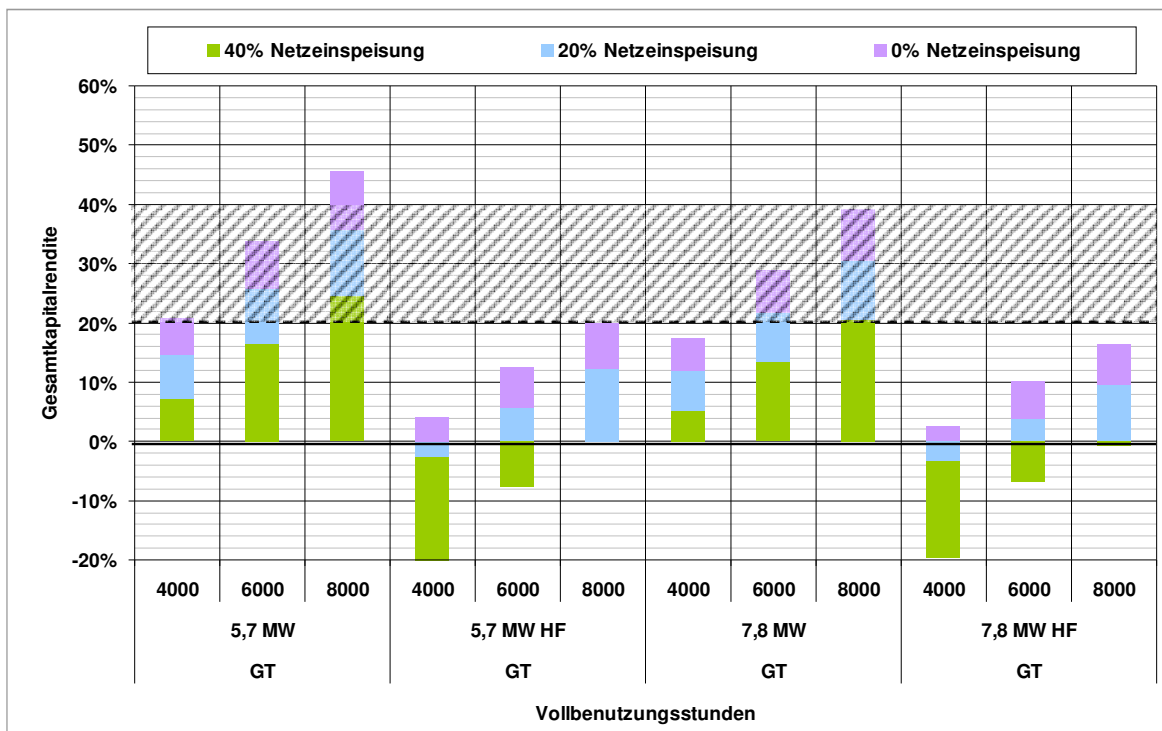
Berliner Energieagentur 2011

Die Ergebnisse zeigen, dass für das Inbetriebnahmejahr 2010 die Reduzierung der Stromsteuer auf den Sockelbetrag von 10 % eine größere Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit hat als eine Befreiung vom Emissionshandel. Gilt das betreffende Unternehmen als Härtefall, ist durch die Befreiung von beidem ein wirtschaftlicher Anreiz für eine Realisierung gegeben. Dies gilt zumindest dann, wenn für die Errichtung der Gasturbine günstige Voraussetzungen im Hinblick auf die notwendigen Abriss- und Baumaßnahmen vorherrschen.

<sup>20</sup>Inbetriebnahme 2010 bei 6.000 Vollbenutzungsstunden und 80 % Eigenstromverwertung; HF–EEG–Härtefall

Für Unternehmen, welche bestimmten Sektoren angehören und für die ein "erhebliches Risiko der Verlagerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen" in Nicht-EU-Länder mit weniger strikten Klimaschutzbestimmungen besteht (so genanntes "Carbon Leakage"), wurden weitere Ausnahmeregelungen geschaffen. Diese bekommen eine kostenfreie Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten für den anteiligen Brennstoff der Wärmeerzeugung. Für solche Industriebetriebe liegt die erzielbare Rendite zwischen dem grünen und dem orangefarbenen Balken.

Abbildung 6-14: Sensitivität der jährlichen Gesamtkapitalrendite (vor Steuern) bei Eigenstromverwertung in der Industrie<sup>21</sup> für Gasturbinen (GT) mit 5,7 und 7,8 MW<sub>el</sub>



Berliner Energieagentur 2011

Die Sensitivitätsanalyse bestätigt eine ausreichende Rendite, wenn ein KWK-Betrieb mit mehr als 6.000 Vollbenutzungsstunden möglich ist. Anlagen mit geringeren Vollbenutzungsstunden können hingegen nur realisiert werden, wenn die für die Errichtung von Gasturbinen notwendigen Bau- und Zusatzkosten nicht zu hoch ausfallen.

Weiterhin wird deutlich, dass auch für Unternehmen, die der EEG-Härtefall-Regelung unterliegen, mit sehr hohen

<sup>21</sup>Inbetriebnahme 2010; Differenzierung nach Vollbenutzungsstunden und nach dem Anteil des in das öffentliche Netz eingespeisten Stroms; GT-Gasturbine; HF – Härtefall

Vollbenutzungsstunden und einer nahezu hundertprozentigen Stromeigennutzung ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann. Um die KWK-Potentiale für weitere Industrieunternehmen, die unter die EEG-Härtefallregelung fallen, zu erschließen, ist eine Verbesserung der Rahmenbedingungen notwendig.

Beispielsweise könnte eine Erweiterung der Stromsteuerbefreiung für eigenerzeugten KWK-Strom bis auf 10 MW elektrischer Leistung hier weitere Investitionen in KWK-Technik ermöglichen.

Trotz der teilweise hohen erzielbaren Rendite werden oftmals hocheffiziente KWK-Anlagen in der Industrie nicht realisiert. Mögliche Hemmnisse sind:

- begrenzte Finanzierungsmöglichkeiten und Fokussierung auf die Eigenkapitalquote,
- Erwartungen an sehr kurze Kapitalrücklaufzeiten,
- Vermeidung zusätzlicher Risiken,
- Fehlende Fachkräfte für Planung, Realisierung und Betrieb und
- Fehlendes Know-How (B.KWK 2011).

Die genannten Hemmnisse gelten in gleichem Maße für den GHD-Bereich, wo jedoch i.d.R. nicht ganz so hohe Erwartungen an die Kapitalrücklaufzeiten bestehen dürften. Zur Realisierung des bestehenden Effizienzpotentials bieten sich Contracting-Lösungen an.

Werden die KWK-Anlagen von spezialisierten Energiedienstleistern geplant und betrieben, so ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass solche Projekte nur realisiert werden, wenn die Unternehmen von günstigeren Wärme- und Strompreisen profitieren. Dadurch verschlechtert sich die zu erzielende Rendite für den Contractor und führt zu längeren Vertragslaufzeiten. Viele Industrieunternehmen haben jedoch Vorbehalte gegen langfristige Verträge.

Die gesetzliche Regelung zur Modernisierung von KWK-Anlagen wurde nicht gesondert untersucht. Während der Erstellung dieses Gutachtens wurde von Vertretern einiger Verbände die Meinung geäußert, die 50 %-Grenze aufzuheben. Es wird ein weiteres KWK-Potential in der Industrie gesehen, wo existierende Dampferzeugungsanlagen mit Dampfturbinen nachgerüstet werden können. Für diese speziellen Fälle bekommen die Anlagenbetreiber keinen KWK-Zuschlag, da die Kosten für die Nachrüstung einer Dampfturbine deutlich unter 50 % der Kosten einer Neuinstallation der gesamten Anlage liegen. Es wäre sinnvoll, wenn diese Unternehmen einen anteiligen KWK-Zuschlag erhalten. Wenn beispielsweise die Nachrüstung einer

Dampfturbine nur 25 % der Kosten einer Neuinstallation umfasst, sollte sich der KWK-Zuschlag halbieren.

#### 6.2.4 Zwischenfazit und Empfehlungen

Grundsätzlich zeigt die Analyse der Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen < 10 MW ein heterogenes und komplexes Bild. Die Wirtschaftlichkeit hängt stark von Größe und Typ der Anlage sowie insbesondere vom Versorgungsfall ab. Generell ist eine hohe Abdeckung des Eigenstromverbrauchs förderlich für die Wirtschaftlichkeit.

Unter den getroffenen Annahmen sind die betrachteten Mikro-KWK-Anlagen mit 1 kW<sub>el</sub> nicht wirtschaftlich zu betreiben. Mit der Größe der Wärmesenke und mit der Größe der Anlage nimmt die Wirtschaftlichkeit deutlich zu, allerdings nehmen hier die Fallzahlen ab. Die Transaktionskosten und die Komplexität steigen insbesondere dann, wenn mehrere Abnehmer an eine Versorgungslösung angeschlossen werden sollen. Der Markt zeigt insbesondere im kleinen Leistungsbereich weiterhin deutliche Zuwächse, weshalb die Zuschüsse des KWK-G auch verstetigt und fortgeführt werden sollten. Die Novellierung des KWK-G im Jahr 2009 hat zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit im Falle einer Stromverwertung im Objekt geführt. Der Einfluss des KWK-Zuschlags auf die Wirtschaftlichkeit wird insbesondere bei Anlagen in der Wohnungswirtschaft sichtbar.

In Industrie und Gewerbe mit größeren Wärme- und Stromsenken ist die höchste Wirtschaftlichkeit erzielbar. Grundsätzlich steigt die erzielbare Rendite bis zur Leistungsgrenze von 2 MW<sub>el</sub> und fällt danach ab. Die Ursache liegt in nicht unwesentlichem Maße in den sich ändernden Rahmenbedingungen, insbesondere in der abzuführenden Stromsteuer auf den erzeugten KWK-Strom sowie in den zukünftig anfallenden CO<sub>2</sub>-Kosten. Aus diesem Grund ist auch nur ein moderater Zubau in diesem Marktsegment zu beobachten.

Allgemein ist im Gegensatz zu motorischen BHKW beim Betrieb von Gasturbinen eine geringere Wirtschaftlichkeit gegeben.

Folgende Empfehlungen werden abgeleitet:

- Die Förderung für Mikro-KWK-Anlagen ist weiter zu vereinfachen. Die Zusammenfassung der jährlichen Zuschlagszahlungen nach KWK-G und die jährliche Erstattung der Energiesteuer zu einer einmaligen Zuschlagszahlung verringern den bürokratischen Bearbeitungsaufwand und gleichen die hohen Investitionskosten zumindest teilweise aus. Die Vereinfachung sollte nur Leistungsbereich zwischen 1 und maximal 5 kW umfassen.

- Im Rahmen der EEG-Novellierung ist eine Befreiung der Abführung der EEG-Umlage bei Lieferung an Dritte aus KWK-Anlagen anzustreben. Dadurch können viele KWK-Anlagen in der Wohnungswirtschaft die Schwelle der Wirtschaftlichkeit erreichen. Weiterhin würde die Benachteiligung von Energiedienstleistungsunternehmen gegenüber Eigenrealisierung aufgehoben werden. Die Befreiung von der EEG-Umlage sollte sich auf KWK-Anlagen beziehen, die Objekte in unmittelbarer Nähe mit Strom versorgen.
- Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde davon ausgegangen, dass der nicht im Objekt verbrauchte Strom durch die Netzbetreiber abgenommen und nach dem EEX-Baseload vergütet wird. Dem steht jedoch § 4 Abs. 4 des KWK-G entgegen. Die Abnahmepflicht für den erzeugten KWK-Strom zwischen 50 kW<sub>el</sub> und 2 MW<sub>el</sub> sollte über den Zeitraum der Zuschlagszahlungen ausgedehnt werden.
- Die Integration der KWK-Anlagen in das Lastmanagement der Netzbetreiber ist hinsichtlich der rechtlichen (EnWG) und technischen Voraussetzungen (zentrale Ansteuerung) näher zu prüfen. Grundsätzlich dürften insbesondere größere Anlagen ein vielversprechendes Lastmanagementpotential bieten.
- Bei kleineren Anlagen ist ein zentral anzusteuernendes Lastmanagementpotential ins Verhältnis zum Aufwand der zentralen Aufschaltung zu setzen. Vermutlich sind bei kleineren Anlagen Anreize für die Verbesserung der stromgeführten Betriebsweise zielführender. Dies kann über Tarife erfolgen und eine verbesserte Förderung von dezentralen Wärmespeichern in KWK Netzen.
- Die Jahresbegrenzungen von 4 bzw. 6 Jahren gemäß § 4 Abs. 4 des KWK-G sind zu streichen. Dies wird vor dem Hintergrund einer zukünftig stärkeren stromorientierten Betriebsweise mit geringeren Vollbenutzungsstunden als notwendig erachtet.
- Die wirtschaftlichen Anreize zur Installation von KWK-Anlagen in großen Industrieunternehmen, die der EEG-Härtefallregelung unterliegen, sind zu verbessern. Dadurch könnten weitere Potentiale erschlossen werden, auch wenn die zu erreichenden Vollbenutzungsstunden im einem Bereich um 6.000 h/a liegen. Ansatzpunkte bieten die Erweiterung der Stromsteuerbefreiung für eigenerzeugten KWK-Strom bis 10 MW<sub>el</sub> oder die Befreiung vom CO<sub>2</sub>-Emissionshandel für KWK-Anlagen in diesem Bereich.
- Die bisherige Förderung mit den bestehenden Fördersätzen sollte beibehalten werden. Für Anlagen im kleinen Leistungsbereich bis 50 kW<sub>el</sub> wird eine leichte Anhebung des Fördersatzes für notwendig erachtet.

## 6.3 Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen ab 10 MW<sub>el</sub>

### 6.3.1 Methodischer Ansatz

Für die Studie wurden die Ergebnisse des Kraftwerksparkmodells von Prognos genutzt, in dem Großkraftwerke (ab 100 MW) in der EU-27 und Deutschland einzeln abgebildet sind. Das Modell simuliert stundenscharf den Kraftwerkseinsatz entsprechend den aktuellen bzw. zukünftigen ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen.

Die Datenbasis des Kraftwerksparks wird laufend aktuell gehalten und speist sich aus Informationen der Elektrizitätswirtschaft und der Kraftwerksindustrie.

Modellinput sind die (konventionellen) Kraftwerke (ab 100 MW) in den einzelnen Ländern. Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt i.d.R. automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft, so dass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist. Das Modell hat derzeit einen Zeithorizont bis 2050.

Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage der Grenzkostenlogik in Jahresscheiben (Merit Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten läuft am längsten, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihrer Grenzkosten ein, bis die Last für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk (mit den höchsten Grenzkosten) den Preis.

Der Zubaubedarf wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres in dem jeweiligen Land und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark) ermittelt. Erneuerbare werden nach exogenen Vorgaben, unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale, zugebaut. Ihr Beitrag zur Leistung wird vom Zubaubedarf abgezogen. Der weitere Zubau bedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Diese werden anhand ihrer Wirtschaftlichkeit (max. Eigenkapital-Rendite) zugebaut. Dabei werden 15 Kraftwerkstypen nach Brennstoff und Betriebsart unterschieden. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst ihre Position in der Merit Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet. Das Kraftwerk mit der höchsten Gesamtverzinsung über die nächsten Jahre wird zugebaut.

Die im Modell berechneten Großhandelspreise sind eine Funktion der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, der Kraftwerkswirkungsgrade und der variablen Betriebskosten der eingesetzten Kraftwerke. Diese Großhandelspreise wiederum bestimmen die Jahreserlöse eines Kraftwerksblocks im jeweiligen regionalen Markt. Um den jährlichen Reingewinn zu ermitteln, werden die annuisierten Vollkosten in Abzug gebracht.

Unterschieden wird zwischen Base- und Peakload-Preisen. Peakload bezeichnet ein Stromprodukt, bei dem die Strommenge in der Zeit zwischen 8:00 und 20:00 Uhr von Montag bis Freitag geliefert wird. Die Strommenge, die in der restlichen Zeit geliefert wird, heißt Baseload.

Die mit der Stromerzeugung verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen und Preise können zunächst unabhängig von der jeweiligen Verfügbarkeit von Zertifikaten modelliert werden. Dabei wird ein bestimmter Preispfad für die CO<sub>2</sub>-Zertifikate unterstellt. Umgekehrt können durch die Vorgabe des CO<sub>2</sub>-Caps der sich einstellende CO<sub>2</sub>-Preis und die entsprechenden Strompreise berechnet werden.

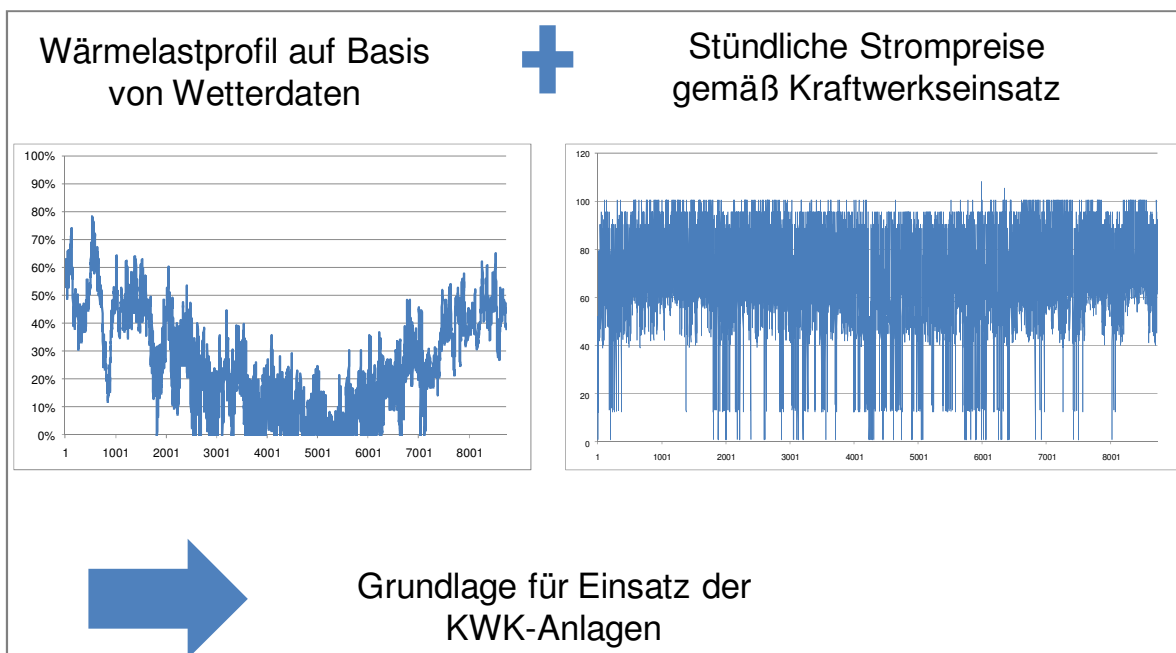
In das Modell fließen unter anderem folgende Eingangsparameter ein:

- Der Jahreslastgang als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden,
- mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen,
- der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik,
- Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten von Kraftwerken (zumeist vertraulich),
- der Wirkungsgrad von Neubaukraftwerken als ambitionierter oder weniger ambitionierter Pfad technischer Entwicklung,
- Anfahrkosten der Kraftwerke,
- Politische Vorgaben zum Betrieb der Kernkraftwerke,
- Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Der Einsatz von KWK-Anlagen wird entsprechend der stündlichen Wärmenachfrage sowie den stündlichen erzielbaren Strompreisen modelliert. Das erste zu erfüllende Kriterium ist die Deckung der Wärmenachfrage. Je nach Höhe der notwendigen Wärmeabgabe wird das Heizkraftwerk in Voll- oder Teillast betrieben. Für den Fall des wärmebedingten Teillastbetriebes (bzw. Stillstandes) wird

ermittelt, ob die an der Strombörse zu erzielenden Erlöse ausreichen, um das Kraftwerk bzw. einen Teil des Kraftwerkes im Kondensationsbetrieb zu fahren. Dies ist immer dann der Fall, wenn die Grenzkosten des Kraftwerkseinsatzes – inklusive der notwendigen Anfahrkosten bei Kraftwerksstillstand – niedriger sind als der aktuelle Strompreis. Liegt der Strompreis bei gleichzeitig notwendiger Wärmenachfrage unter den Grenzkosten, wird das Kraftwerk im sogenannten Zwangseinsatz trotzdem betrieben. Die KWK-Anlage weist in diesen Stunden einen negativen Deckungsbeitrag auf, da die Erlöse aus der Wärme- und Stromproduktion geringer sind als die Grenzkosten des Anlagenbetriebes. Die Möglichkeit, in diesen Stunden nur einen reinen Spitzen- bzw. Reservekessel zur Wärmeerzeugung zu betreiben, wurde hier nicht abgebildet. Die Auswirkung auf die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist aber vernachlässigbar gering.

Abbildung 6-15: Ansatz zur Modellierung des KWK-Einsatzes



Prognos 2011

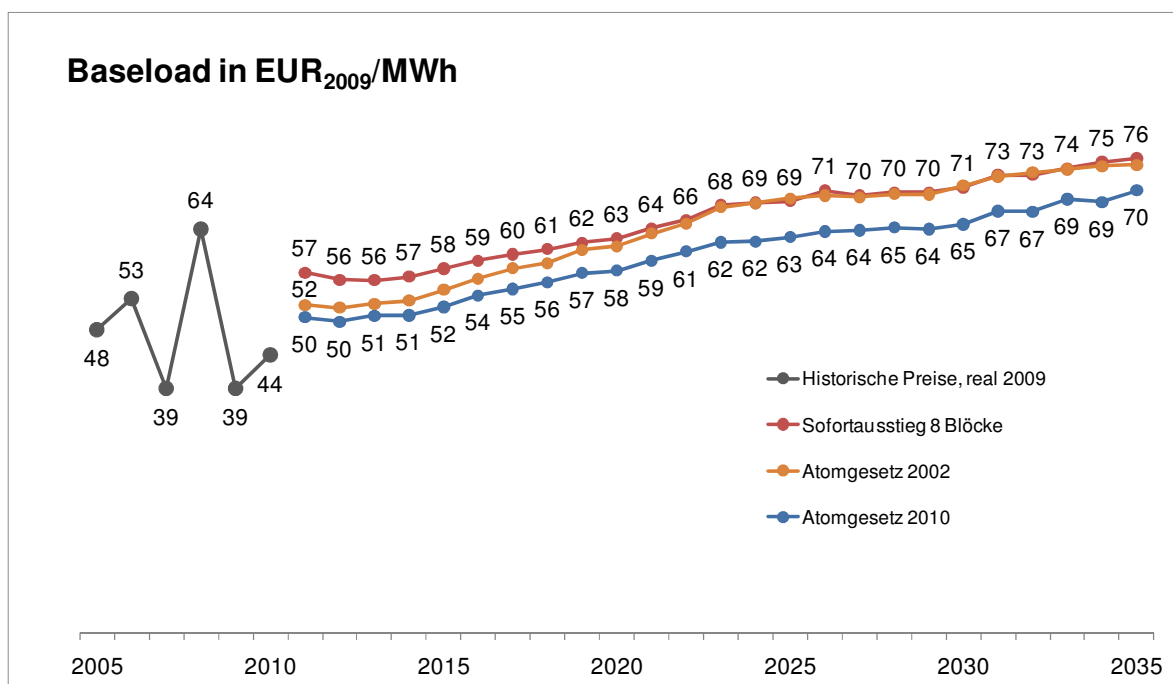
### 6.3.2 Entwicklung des Großhandelsstrompreises

Der Großhandelsstrompreis für das Produkt Baseload steigt in den untersuchten Szenarien bis zum Jahr 2035 kontinuierlich. Im Szenario *Atomgesetz 2010* steigt der Preis von 50 auf etwa 70 EUR/MWh bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes. Bei einem beschleunigtem Ausstieg aus der Kernenergie liegt der Strompreis im Jahr 2011 um 3 bis 9 EUR/MWh höher, langfristig beträgt der Preisunterschied zwischen den beiden Ausstiegsszenarien und dem *Atomgesetz 2010* etwa 5 EUR/MWh.

Der zunehmende Einsatz von erneuerbaren Energien, welche zum überwiegenden Anteil keine oder nur geringe Grenzkosten ausweisen, begrenzt langfristig den Anstieg der Großhandelsstrompreise.

Die Darstellung des Baseload-Preises dient der allgemeinen energiewirtschaftlichen Einordnung des betrachteten Szenarios. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung der KWK-Anlagen basiert auf den jeweiligen stündlichen Strompreisen.

Abbildung 6-16: *Baseloadstrompreis und Historische Entwicklung, in EUR<sub>2009</sub>/MWh*



Quelle: EEX, Prognos 2011

### 6.3.3 Vermiedene Strombezugskosten

Die Stromproduktion von industriellen KWK-Anlagen senkt den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse werden die damit vermiedenen Strombezugskosten als Erlöse der KWK-Anlage betrachtet.

Als Referenzsystem zur Bewertung von großen KWK-Anlagen wurde eine jährliche Stromabnahme von 100.000 MWh auf Mittelspannungsebene gewählt. Der Strompreis wurde jeweils für einen Abnehmer ohne EEG-Befreiung und einen Abnehmer mit EEG-Befreiung berechnet. Unternehmen mit einem Stromverbrauch größer als 10.000 MWh pro Jahr sind gemäß §42 EEG größtenteils von der EEG-Umlage befreit, sofern die Stromkosten mindestens 15 % der Bruttowertschöpfung ausmachen.

Das Strompreisniveau steigt in beiden betrachteten Fällen bis zum Jahr 2020. Danach sinken für den Abnahmefall ohne EEG-Befreiung die Strombezugskosten deutlich, da schrittweise relativ teure EEG-Anlagen aus der Förderung ausscheiden und die EEG-Umlage sich entsprechend verringert.

Tabelle 6-2 im Kapitel 6.1 zeigt die verwendeten Strompreise.

#### **6.3.4 Wärmeerlöse und vermiedene Wärmeerzeugungskosten**

Als Referenzsystem für die Wärmebereitstellung industrieller KWK-Anlagen wurde die Wärmeerzeugung in einem bestehenden Kessel mit dem Brennstoff Erdgas gewählt. Zur Besicherung der KWK-Anlage steht in den Industriebetrieben üblicherweise von Reservekessel zur Verfügung. Daher werden keine zusätzlichen Kapitalkosten für die ungekoppelte Wärmeerzeugung in Ansatz gebracht. Die, durch die KWK-Anlage, vermiedenen Wärmeerzeugungskosten berechnen sich aus den Erdgas- (inkl. Erdgassteuer) - und CO<sub>2</sub>-Kosten. Als mittlerer Wirkungsgrad solcher Kessel wurden 90 % angesetzt.

Im Bereich der öffentlichen KWK liegt der Wärmeabgabepreis im Vergleich zum Referenzwärmepreis der industriellen Anlagen niedriger. Für die Kalkulation des Wärmepreises (ab der KWK-Anlage) werden heute von den Marktakteuren mindestens zwei Verfahren verwendet:

- Berechnung des Wärmepreises entsprechend den entgangenen Gewinnen am Strommarkt, aufgrund der geringeren Stromerzeugung (wird die die Stromverlustkennziffer ausgedrückt) durch die Wärmeauskopplung. Bei diesem Verfahren wird zusätzlich ein Grundpreis für die Deckung der fixen Betriebskosten der Wärmeauskopplung angesetzt.
- Berechnung des Wärmepreises auf Basis der jährlichen Mehrkosten der Wärmeauskopplung, durch erhöhten Brennstoffeinsatz, CO<sub>2</sub>-Zertifikate, Wartungskosten usw.

Über die Höhe der erzielbaren Preise für die ausgekoppelte Wärme gibt es keine öffentlich verfügbaren Daten. Auf Basis von Gesprächen mit Anlagenbetreibern kann eine Bandbreite von etwa 20 bis 25 EUR/MWh<sub>th</sub> als realistisch angenommen werden.

Für die zukünftige Entwicklung wurde unterstellt, dass sich die Endkundenpreise für Fernwärme weiter an den Wärmegestehungskosten von Erdgasheizungen orientieren und die mögliche Preiserhöhung etwa hälftig zwischen dem Wärmenetzbetreiber und dem Betreiber der KWK-Anlage aufgeteilt wird.

*Tabelle 6-6: Entwicklung der Wärmeerlöse für industrielle und öffentliche KWK-Anlagen in EUR<sub>2009</sub>/MWh*

Wärmeerlöse/ Vermiedene Wärmeherzeugungskosten	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Öffentliche KWK-Anlagen	EUR/MWh <sub>th</sub>	23	28	32	35	38	43
Industrielle KWK-Anlagen	EUR/MWh <sub>th</sub>	43	45	50	53	56	61

Prognos 2011

### 6.3.5 Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten

KWK-Anlagen unterliegen ab einer Feuerungswärmeleistung von 20 MW dem EU-Emissionshandel. Ab dem Jahr 2013 ist für Kraftwerke prinzipiell eine Vollversteigerung der benötigten Zertifikate vorgesehen. Für die Wärmeherzeugung aus KWK-Anlagen wird wahrscheinlich über einen Benchmarkansatz ein Teil der benötigten Zertifikate für den Zeitraum bis zum Jahr 2026 zugeteilt. Die Tabelle 5-2 zeigt die Entwicklung des Benchmarks zur kostenfreien Zuteilung von Emissionszertifikaten.

*Tabelle 6-7: Annahmen zur kostenfreien Zuteilung von Emissionszertifikaten für die Wärmeherzeugung in KWK-Anlagen*

Wärme-benchmark	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
g CO <sub>2</sub> /kWh <sub>th</sub>	176	158	140	122	105	89	73	58	49	40	31	23	15	7

Quelle: Matthes/ Ziesing, 2011

### 6.3.6 Vermiedene Netznutzungskosten

Bei einer Stromeinspeisung unterhalb der 380 kV-Ebene werden Netzkosten vermieden, da die höheren Netzebenen nicht benötigt werden. Die entsprechenden Kosten werden dem einspeisendem Kraftwerk vom Netzbetreiber erstattet. Die vermiedenen Netzkosten sind in Deutschland nicht überall gleich hoch, sondern hängen von den spezifischen Kosten der Übertragungsnetzbetreiber ab.

Die vermiedenen Netznutzungsentgelte ergeben sich aus einem Arbeitspreisanteil für jede Stunde der Netzeinspeisung und einem Leistungspreis für die Einspeisung im Moment der höchsten Netzlast in dem jeweiligen Teilnetz.

Für die Einspeisung auf der 110 kV-Ebene betragen die vermiedenen Netznutzungsentgelte (umgerechnet auf die Jahreserzeugung) etwa 10 EUR/MWh<sub>el</sub>, entsprechend den Preisblättern der vier

Höchstspannungsübertragungsnetzbetreibern (TenneT, 2011; Amprion, 2011; EnBW, 2011; 50Hertz, 2011). Gemäß einer Auswertung der Bundesnetzagentur betragen die vermiedenen Netznutzungsentgelte auf der 10 bis 20 kV-Ebene etwa 15 EUR/MWh<sub>el</sub> (BNetzA, 2010).

### **6.3.7 Erdgassteuer**

Für die Berechnungen wurde unterstellt, dass KWK-Anlagen über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2035 weiter von der Erdgassteuer befreit sind und dass der Steuersatz für Erdgas in der ungekoppelten Erzeugung von Wärme weiterhin nominal 5,50 EUR/MWh beträgt.

### **6.3.8 Förderung nach dem KWK-G**

Es wurde unterstellt, dass die Förderung der großen KWK-Anlagen in ihrer jetzigen Form und Höhe beibehalten wird, auch nach 2016. Für die erzeugte KWK-Strommenge wurde weiter eine KWK-Vergütung von 15 Euro/MWh (nominal) angenommen, welche für maximal 30.000 Volllaststunden innerhalb der ersten sechs Betriebsjahre gezahlt wird.

### 6.3.9 Betrachtete KWK-Fälle

Das mögliche Spektrum zu betrachtender KWK-Anlagen ist sehr groß. Die fünf für die Analyse ausgewählten Fälle repräsentieren diese Vielfalt sehr gut. Im Bereich der industriellen KWK wurden nur Anlagen untersucht, in denen Erdgas als Brennstoff eingesetzt wird.

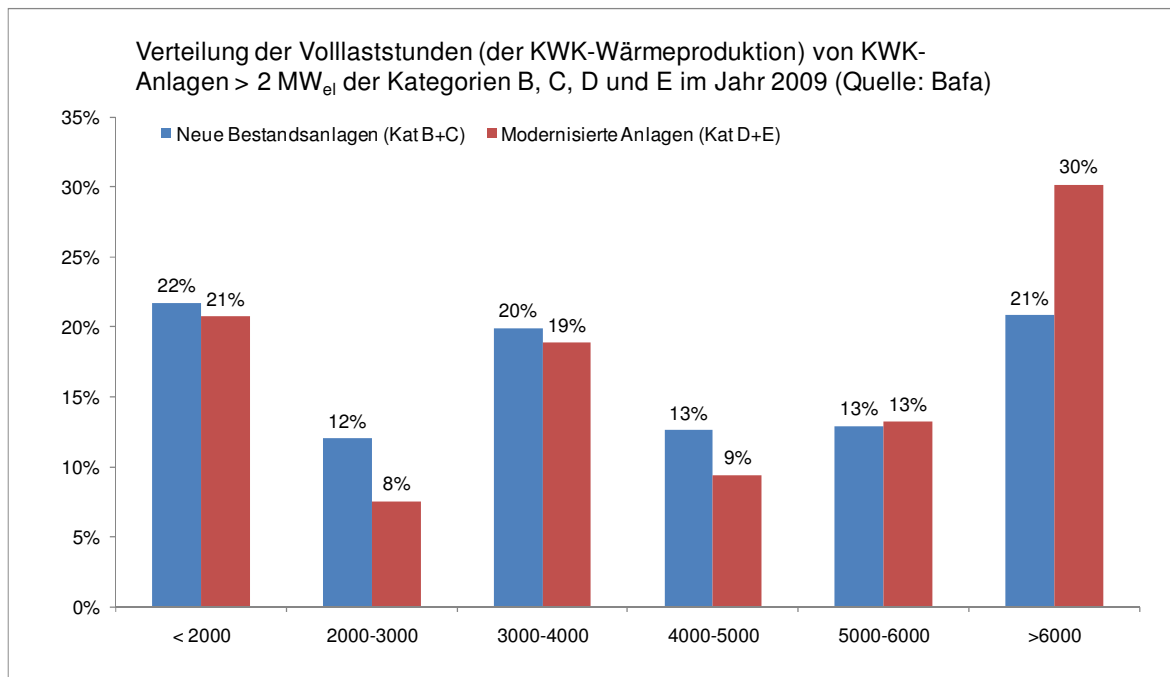
Tabelle 6-8: Betrachtete KWK-Fälle und wesentliche Annahmen

	Einheit	GuD, klein	GuD, groß	Steinkohle-kraftwerk	Industrie-GuD (1)	Industrie-GuD (2)
Brennstoff	-	Erdgas	Erdgas	Steinkohle	Erdgas	Erdgas
Nettoleistung, el	MW	20	400	800	40	40
Nettoleistung, th	MW	30	300	300	40	40
Investitionskosten, (ohne Bauzeitinsen)	EUR <sub>2009</sub> /kW <sub>el</sub>	1.400	1.200	1.700	1.400	1.400
Fixe Betriebskosten	EUR <sub>2009</sub> /kW <sub>el</sub>	16	16	24	16	16
Variable Betriebskosten	EUR <sub>2009</sub> /MWh <sub>el</sub>	1,00	1,00	2,00	1,00	1,00
Netto-Wirkungsgrad, el (im optimalen Anlagenbetrieb)	-	45%	56%	46%	46%	46%
Max. Gesamtnutzungsgrad	-	90%	90%	58%	90%	90%
Netzebene der Einspeisung	kV	10-20	110	380	10-20	10-20
Vermiedene Netznutzungsentgelte	EUR <sub>2009</sub> /MW <sub>el</sub>	15	10	-	15	15
EEG-Befreiung	-	Nein	Nein	Nein	Ja	Nein
Art der Anlage	-	Öffentliche Versorgung			Industrielle KWK	

Prognos 2011

Auf Basis der vom Bafa zur Verfügung gestellten anlagenscharfen Daten konnten für die bestehenden KWK-Anlagen (>2 MW<sub>el</sub>) die Volllaststunden der Wärmeauskopplung bestimmt werden. Die Bandbreite reicht von wenigen Stunden bis zu mehr als 8.000 Stunden pro Jahr. Die meisten Anlagen weisen Jahresvolllaststunden im Bereich von 2.000 bis 6.000 Stunden auf. Da dieser Aspekt eine hohe Relevanz für die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen hat, wurde für die fünf untersuchten KWK-Typen eine Sensitivitätsanalyse zu den Vollbenutzungsstunden der Wärmeabgabe durchgeführt. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde für die Fälle 2.000, 3.000, 4.000, 5.000 sowie 6.000 Volllaststunden durchgeführt.

Abbildung 6-17: Verteilung der Volllaststunden der Wärmeauskopplung für KWK-Anlagen im Jahr 2009



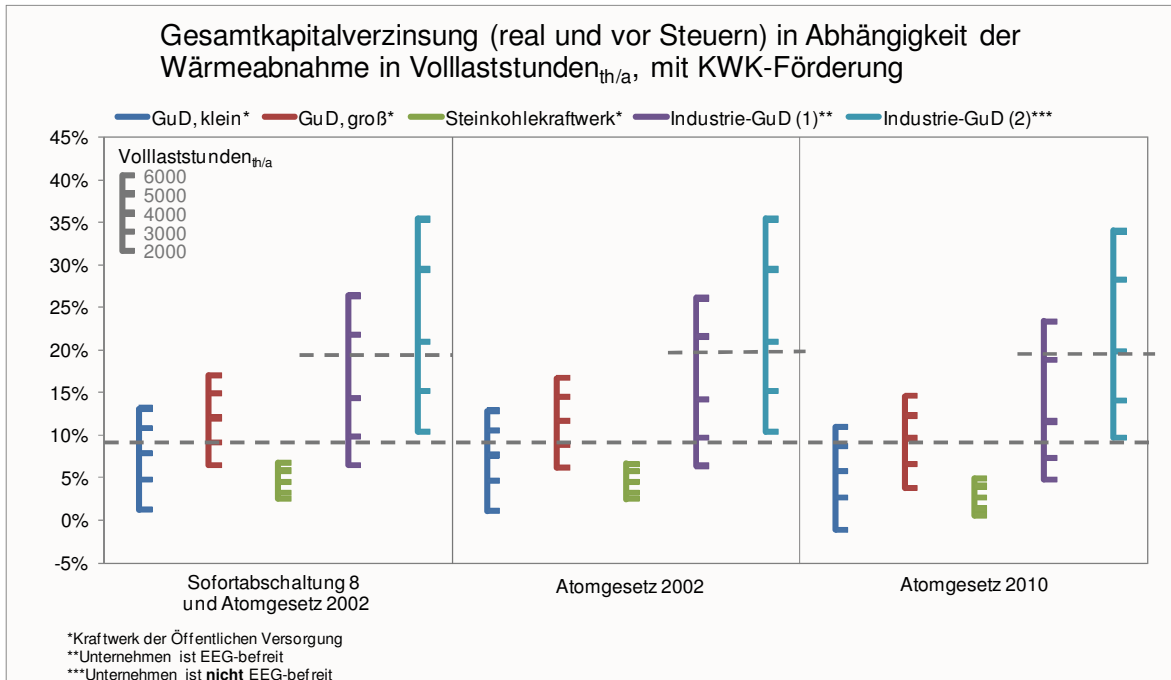
Prognos 2011

### 6.3.10 Ergebnisse

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt aus der Perspektive eines Investors, der heute vor der Entscheidung steht, ein neues KWK-Kraftwerk zu bauen. Die notwendige Planungs- und Bauzeit hängt sowohl vom einzelnen Projekt als auch vom zu errichtendem Kraftwerkstyp ab. Für die hier untersuchten KWK-Typen wurde einheitlich von einer Inbetriebnahme im Jahr 2015 ausgegangen.

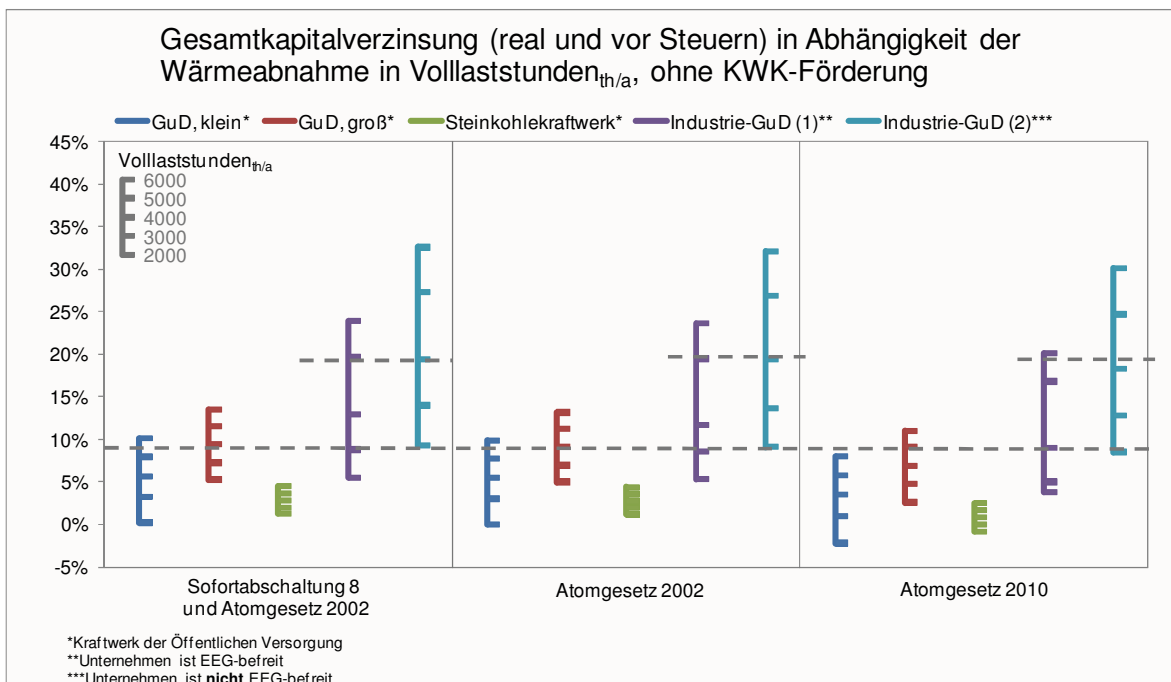
Mit Hilfe der Methode des internen Zinsfußes wurde die mittlere, jährliche Rendite der verschiedenen Investitionen berechnet. Dieses Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung eignet sich sehr gut zur Bewertung von Projekten mit unterschiedlich hohen jährlichen Rückflüssen und wird von Investoren im Kraftwerksbereich oft eingesetzt. Als Betrachtungszeitraum wurden, wie heute bei Kraftwerksprojekten üblich, die ersten 20 Betriebsjahre gewählt. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen das Ergebnis der Investitionsrechnung. Im Anhang des Berichtes ist für jeden betrachteten KWK-Fall die Erlös- und Kosten-Situation sowie die resultierenden Überschüsse zur Ermittlung der Gesamtkapitalverzinsung (Anhang H) dargestellt sowie die Ergebnisse der Investitionsrechnung in Tabellenform.

Abbildung 6-18: Gesamtkapitalverzinsung für den Neubau von großen KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmeabnahme, bestehende KWK-Förderung



Prognos 2011

Abbildung 6-19: Gesamtkapitalverzinsung für den Neubau von großen KWK-Anlagen in Abhängigkeit von der Wärmeabnahme, ohne KWK-Förderung



Prognos 2011

Die Wirtschaftlichkeit des Neubaus der untersuchten KWK-Kraftwerke ist unterschiedlich hoch. Für alle Kraftwerkstypen und Einsatzfälle wirken sich hohe Nutzungsdauern der Wärmeabnahme positiv auf die zu erwartende Rendite aus, aufgrund der höheren Erlöse für den Wärmeabsatz sowie der höheren KWK-Förderung.

Bei Fortführung der bestehenden KWK-Förderung ergibt sich im *Szenario Sofortabschaltung 8* folgendes Bild:

Von den untersuchten Varianten hat die Investition in ein neues 800 MW Steinkohlekraftwerk mit KWK-Auskopplung die schlechteste Renditeerwartung. Selbst bei einer sehr hohen Wärmeabnahme von 6.000 Stunden pro Jahr ist eine Gesamtkapitalverzinsung (real<sup>22</sup>, vor Steuern) von nur 6,7 % zu erwarten. In dem betrachteten Szenario zur Entwicklung der Stromerzeugung verliert die Steinkohle durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, die verlängerten KWK-Laufzeiten und die vergleichsweise kostengünstige Braunkohleverstromung relativ schnell Anteile an der Stromproduktion. Für die einzelnen Anlagen bedeutet dies einen Rückgang der Einsatzzeiten.

Die beiden GuD-Varianten der öffentlichen Versorgung weisen eine bessere Wirtschaftlichkeit auf. Die Renditeerwartung für einen großen GuD-Neubau mit 400 MW<sub>el</sub> liegt je nach Wärmeauskopplung zwischen 6,5 und etwa 17 %. Der Neubau eines kleineren GuD-Kraftwerkes stellt sich etwas weniger wirtschaftlich dar. Die Gründe liegen in den etwas höheren spezifischen Investitionskosten sowie dem geringeren elektrischen Wirkungsgrad, welcher sich negativ auf die Erlöse im Strommarkt im Kondensationsbetrieb auswirkt. Die maximale Verzinsungserwartung liegt bei etwa 13 %. Eine reale Rendite von 8,5 % erreichen kleine GuD-Anlagen bei etwa 4.500 Stunden KWK-Wärmeauskopplung, große Anlagen erreichen diesen Renditewert bereits ab etwa 3.000 Stunden KWK-Wärmeauskopplung.

Im Bereich der Industriellen KWK ist der Neubau von GuD-Anlagen im Vergleich zu einer eigenen Wärme- bzw. Dampferzeugung sowie dem Strombezug aus dem öffentlichen Netz hoch rentabel. Schon bei einer relativ geringen Wärmeabnahme von 2.000 Stunden pro Jahr beträgt die Rendite bei EEG-befreiten Unternehmen 6,5 % und bei nicht EEG-befreiten Unternehmen etwa 10,4 %. Bei einer längeren Wärmeabnahme, welche im industriellen Bereich sehr oft zu finden ist, ist die Rendite einer KWK-Anlage noch wesentlich höher.

---

<sup>22</sup> Unter der realen Verzinsung ist die Verzinsung, die über die Inflationsrate hinausgeht, zu verstehen. Dem Szenario ist eine mittlere, jährliche Inflationsrate von etwa 1,7 % pro Jahr hinterlegt. Eine reale Verzinsung von z.B. 4,0 % pro Jahr entspricht damit einer (nominalen) Verzinsung von 5,7 % pro Jahr.

Ohne KWK-Förderung sinkt die Rendite für neue KWK-Anlagen. Für die untersuchten Anlagentypen ist die zu erwartende Gesamtkapitalverzinsung der Investitionen geringer, um 1,0 bis 1,5 %-Punkte bei einer Wärmeauskopplung von 2.000 Stunden pro Jahr und um 2,2 bis 3,6 %-Punkte, bei einer Wärmeauskopplung von 6.000 Stunden pro Jahr.

Die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen im *Szenario Atomgesetz 2002* unterscheidet sich nur unwesentlich von den Ergebnissen des *Szenarios Sofortausstieg 8*, da die Unterschiede in der Stromproduktion der Kernkraftwerke somit der der Strompreise ab dem Jahr 2015 nur gering ausfallen.

Im *Szenario Atomgesetz 2010* stellt sich die Wirtschaftlichkeit für den Neubau von KWK-Anlagen schlechter dar. Bei einer Wärmeabgabe von 4.000 Volllaststunden ist die Renditeerwartung für öffentliche GuD-Anlagen und Steinkohlekraftwerke gegenüber den beiden anderen Szenarien um 2,0 bis 2,5 %-Punkte geringer. Bei Industrie-GuD-Anlagen fällt der Effekt, aufgrund der geringere Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von den Großhandelspreisen, mit etwa 1 %-Punkt geringer aus.

Die von Investoren geforderte Rendite für den Bau von Kraftwerken ist nicht fix, sondern hängt vom allgemeinen Zinsniveau, den Renditeerwartungen für alternative Investitionen (z.B. in erneuerbare Energien, Netze usw.) und von der Einschätzung des Risikogrades der Investition ab.

Um heute den Neubau einer KWK-Anlage im Bereich der Öffentlichen Versorgung zu planen und zu beschließen, sind Renditeerwartungen von nominal 10 bis 12 % bzw. real 8 bis 10 % erforderlich. Im industriellen Bereich liegen der Verzinsungserwartungen in der Regel höher und erreichen bei einzelnen Unternehmen Werte von bis zu 20 % pro Jahr.

Wegen des größeren Risikos liegen diese Werte höher als bei anderen Investitionen im Bereich der Energiewirtschaft in Deutschland. Bei Neuinvestitionen in Stromnetze gelten (entsprechend den Regelungen der Bundesnetzagentur) aktuell nominale Renditen von 7,9 % und bei Gasnetzen von 9,2 % als ausreichend. Bei erneuerbaren Energien mit einer gesicherten Vergütung entsprechend dem EEG haben private Investoren in der Vergangenheit ab einer zu erwartenden Mindestverzinsung von nominal 7 bis 8 % Projekte realisiert.

### Exkurs: Angewendete Methoden zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung in früheren Studien

In der letzten Studie zur Überprüfung des KWK-G (IER 2006) wurde von der Methode eines Referenzkraftwerks ausgegangen und folgende Sensitivitäten betrachtet:

Die Auswirkung eines langfristig höheren Erdölpreises, im Vergleich zu den getroffenen Annahmen, auf die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Anlagen ist ohne die Durchführung von weiteren Modellrechnungen und Szenarienbetrachtungen noch nicht richtungssicher abschätzbar. Die Gesamtwirkung setzt sich u. a. aus folgenden Teilaspekten zusammen:

- Wie stark steigen in einem solchen Szenario die Preise für Erdgas und Steinkohle?
- Wie stark kann der Fernwärmeendkundenpreis bei hohen Erdgaspreisen angehoben werden?
- Wie groß sind die Auswirkungen auf den deutschen und europäischen Strommarkt und die Preisentwicklung?
- Werden die Zielvorgaben im europäischen Emissionshandel aufgrund der zu erwartenden höheren CO<sub>2</sub>-Preise angepasst?

### 6.3.11 Zwischenfazit und Empfehlungen

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zum Neubau von großen industriellen und öffentlichen KWK-Anlagen zeigt:

- Industrielle KWK-Anlagen weisen aufgrund der höheren Wärme- und Stromerlöse (gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung) eine bessere Wirtschaftlichkeit auf als Anlagen der öffentlichen Versorgung.
- Die Wirtschaftlichkeit aller untersuchten Anlagen verbessert sich mit zunehmenden Volllaststunden der Wärmeabgabe.
- Der Neubau von Steinkohle-KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung ist nicht wirtschaftlich.
- Unter den aktuellen Renditeerwartungen privater und öffentlicher Investoren ist der Neubau von großen GuD-Anlagen ab einer gesicherten Wärmeabgabe von 3.000 Volllaststunden wirtschaftlich, sofern die bestehende KWK-Förderung fortgeführt wird. Kleinere GuD-Anlagen kommen hingegen erst ab 4.500 Volllaststunden<sub>th</sub> in den Bereich der Wirtschaftlichkeit.
- Ohne KWK-Förderung sinkt die zu erwartende Rendite der einzelnen Anlagentypen um 1,1 bis 3,6 %-Punkte. Große GuD-Anlagen würden ohne KWK-Förderung eine um etwa 800 Volllaststunden höhere Wärmeabgabe benötigen, um die gleiche Rendite zu erzielen.

## 7 Prognose der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2020

### 7.1 Vorgehen und Annahmen

Grundlage für die Prognose der KWK-Stromerzeugung ist ein Kohortenmodell der heute bestehenden KWK-Anlagen nach Anlagentypen und -kategorien (entsprechend Bafa-Statistik). Unter der Annahme typischer Lebensdauern erfolgt eine Außerbetriebnahme bzw. Modernisierung der derzeit betriebenen der entsprechenden KWK-Anlagen. Dabei wird davon ausgegangen, dass im Szenario *Atomgesetz 2010* (KKW-Verlängerung) weniger Anlagen modernisiert werden als in den beiden anderen Szenarien.

Der Neubau von heute schon im Bau befindlichen großen KWK-Anlagen wurde anlagenscharf erfasst. Diese Anlagen ersetzen zum Teil heute betriebene große KWK-Anlagen.

Hinsichtlich der kleinen KWK-Anlagen erfolgte eine Orientierung am KWK-Ausbaupfad der Leitstudie 2010 (Basisszenario 2010 A). Zwischen den einzelnen Szenarien wurde keine Differenzierung vorgenommen.

Die verschiedenen Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Volllaststunden. Im Szenario *Atomgesetz 2010* fallen sie am geringsten aus, im Szenario *Sofortabschaltung 8 Blöcke* am höchsten. Insbesondere eine Verlängerung der KKW-Laufzeiten hätte auch erhebliche Auswirkungen auf den Betrieb der KWK-Anlagen. Aktuell hat das Bundeskabinett einen Ausstiegsplan aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland beschlossen. Längere Laufzeiten für die deutschen Kernkraftwerke sind demnach ausgeschlossen, was sich bis zum Jahr 2020 grundsätzlich positiv auf die KWK-erzeugte Strommenge auswirkt.

Auf Basis der Szenarien für die KWK-Stromerzeugung und den Zubau der KWK-Anlagen erfolgte die Berechnung der Investitionen und Zuschlagszahlungen.

## 7.2 Entwicklung der KWK-Stromerzeugung

### 7.2.1 Methodik

Ausgangspunkt für die Szenarien der KWK-Entwicklung in Deutschland ist zuvor durchgeführte Ist-Analyse (vgl. Tabellen 4-1 und 4-4).

Grundsätzlich gliedert sich die Entwicklung der KWK-Anlagen bis zum Jahr 2020 in folgende Bereiche:

- Zubau bereits im Bau befindlicher großer KWK-Anlagen,
- Zubau von kleinen KWK-Anlagen,
- Modernisierung von vom Netz gehenden Anlagen (entsprechend ihrer angenommenen Lebensdauer).

In den Szenarien mit einem beschleunigten Kernenergieausstieg herrschen grundsätzlich bessere Investitionsbedingungen für große KWK-Neuanlagen, weshalb der Zubau bzw. die Modernisierung hier im Betrachtungszeitraum höher ausfällt. Der Ausbau der EEG-geförderten und dezentralen KWK-Anlagen ist in den drei Szenarien fast gleich, da hier die veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nur geringe Auswirkungen haben.

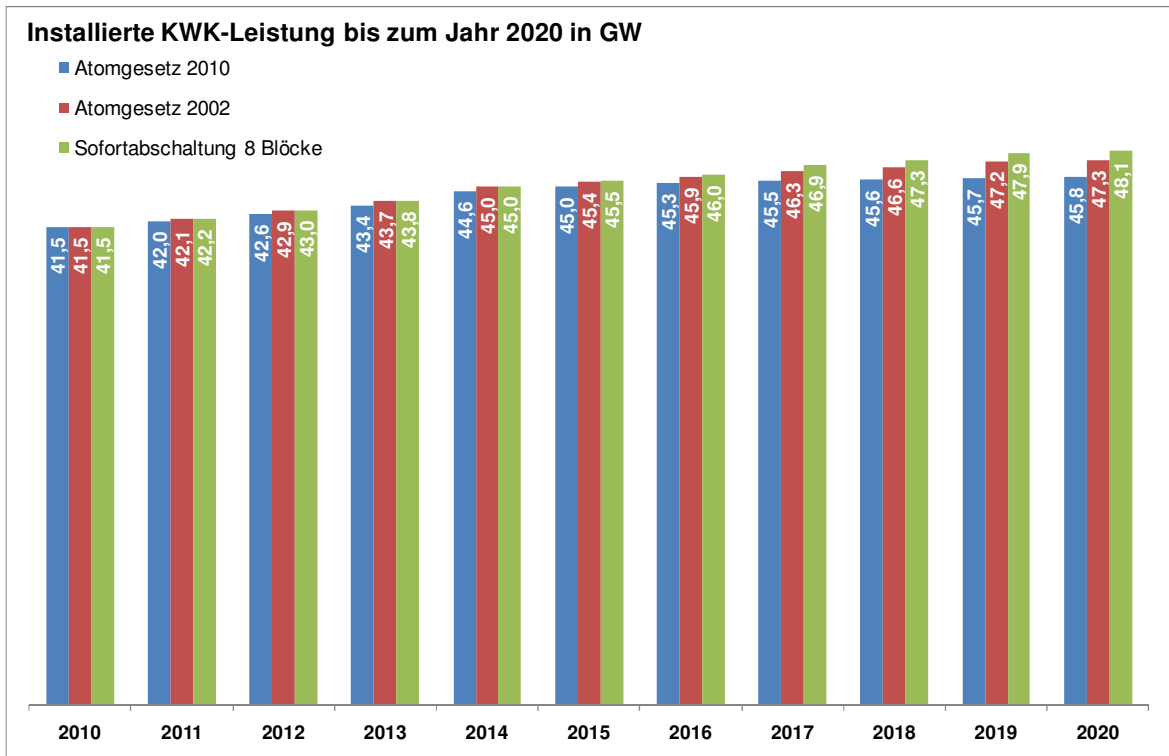
Als gegeben für alle drei Szenarien sind zudem die derzeit im Bau befindlichen großen KWK-Anlagen. Hierzu zählen insbesondere die KWK-Anlagen an folgenden Standorten: Duisburg-Walsum 10, Datteln 4, Hamburg Moorburg A und B, Karlsruhe RDK 8, Lünen, Wilhelmshaven (Rutersieler Groden 1), Chemiepark Knappsack und Haiming.

### 7.2.2 Ergebnisse

Die folgenden Abbildungen zeigen die Entwicklung der installierten Leistung der KWK-Anlagen in Deutschland bis zum Jahr 2020 (vgl. Abbildung 7-1) sowie die Entwicklung der KWK-Leistung nach Anlagenklassen (vgl. Abbildung 7-2).

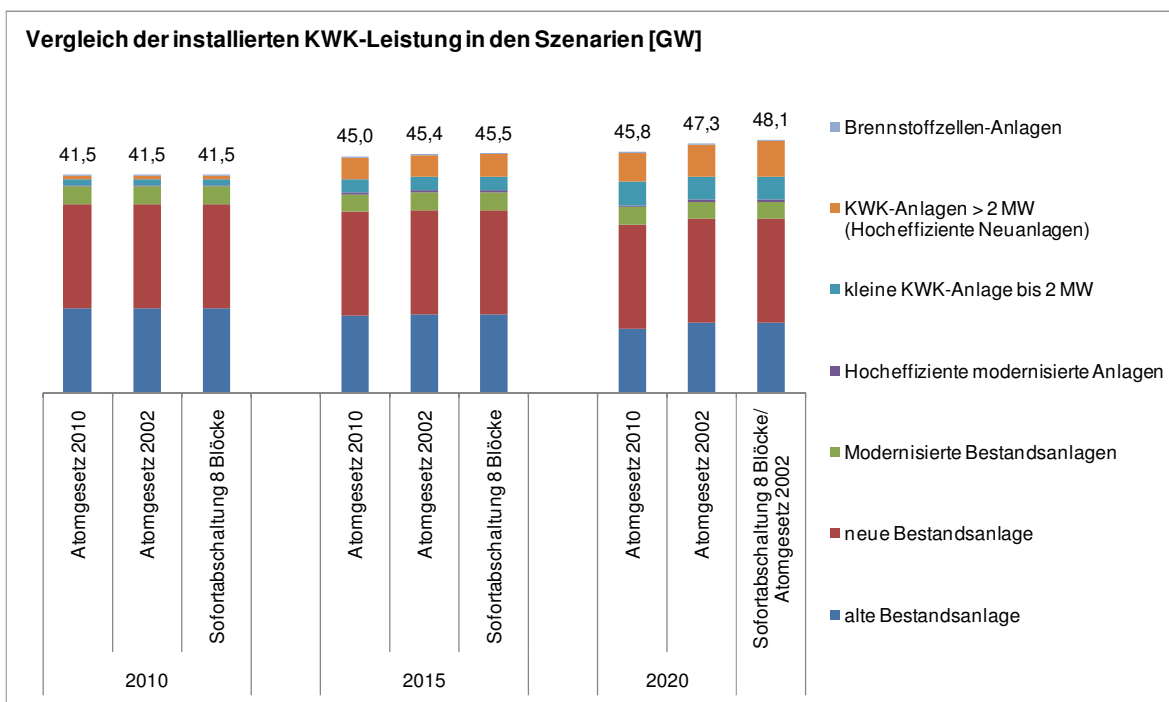
Die installierte Leistung der KWK-Stromerzeugungsanlagen steigt in den Szenarien um bis zu 6,6 GW bis zum Jahr 2020. In Summe liegt der Korridor für die installierte KWK-Leistung im Jahr 2020 dann zwischen 45,8 GW und 48,1 GW, nach rund 41 GW im Jahr 2009 (vgl. Abbildung 7-1).

Abbildung 7-1: *Installierte Leistung der KWK-Anlagen in den Szenarien bis zum Jahr 2020*



Quelle: Prognos

Abbildung 7-2: *Installierte Leistung der KWK-Anlagen nach Anlagenklassen in den Szenarien bis zum Jahr 2020*



Quelle: Prognos

Der Unterschied bei der installierten Leistung zwischen den Szenarien liegt vor allem im Zubau bzw. der Modernisierung großer KWK-Anlagen begründet (vgl. Abbildung 7-2). Deshalb ist der Unterschied bei der Anzahl der installierten KWK-Anlagen zwischen den Szenarien relativ gering, gerade da sich die Ausbaupfade bei den kleinen KWK-Anlagen zwischen den Szenarien nicht unterscheiden. Im Jahr 2009 lag die Anzahl der KWK-Anlagen bei rund 27 Tausend Stück (inkl. alter Bestandsanlagen). Dabei gestaltete sich der Zubau der KWK-Anlagen im Jahr 2009 laut BAFA-Statistik wie folgt:

*Tabelle 7-1: KWK-Zubau im Jahr 2009  
(Neubau und Modernisierung)*

	<b>Anzahl der Anlagen</b>	<b>Zubau in MW</b>
Anlagen bis 10 kW <sub>el</sub>	2.794	16
Anlagen 10 kW <sub>el</sub> bis 50 kW <sub>el</sub>	1.337	34
Anlagen 50 kW <sub>el</sub> bis 2 MW <sub>el</sub>	259	104
Anlagen über 2 MW <sub>el</sub>	24	369
<b>Summe</b>	<b>4.414</b>	<b>523</b>

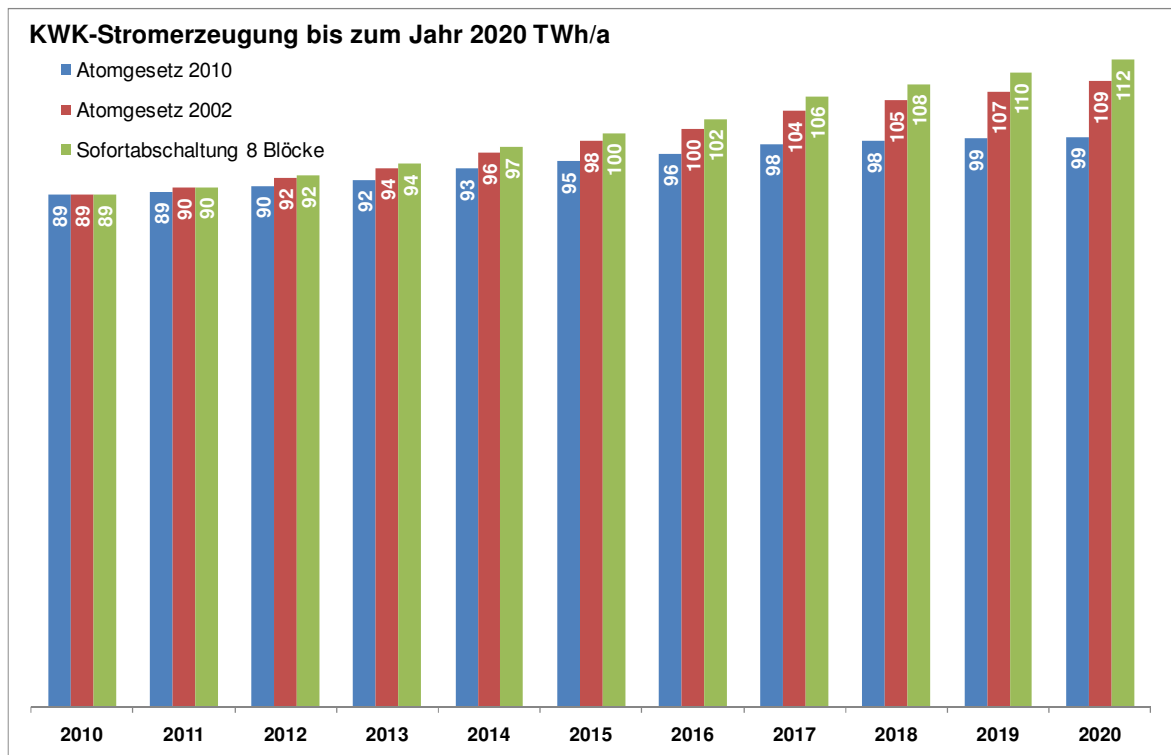
Prognos / BAFA 2011

Demnach erfolgte trotz eines Rückgangs der KWK-Stromerzeugung im Jahr 2009 ein deutlicher Zubau von KWK-Anlagen. Der Rückgang der KWK-Stromerzeugung ist demzufolge vor allem auf konjunkturelle Gründe zurück zu führen. Durch einen kräftigen Zubau der kleinen Anlagen bis zu einer Größe von 2 MW wird die Anzahl bis zum Jahr 2020 deutlich zunehmen.

Die KWK-Stromerzeugung steigt in den Szenarien um 10 TWh bis 23 TWh bis zum Jahr 2020. In Summe liegt der Korridor für die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020 dann zwischen 99 TWh und 112 TWh nach rund 89 TWh im Jahr 2010 (vgl. Abbildung 7-3).

Neben der Entwicklung der installierten Leistung der KWK-Anlagen spielt die Entwicklung der Volllaststunden dieser Anlagen eine entscheidende Rolle. Gegenüber heute wird davon ausgegangen, dass die Volllaststunden im Szenario *Atomausstieg 2002* bis zum Jahr 2020 ungefähr konstant bleiben. Dagegen steigen sie im Szenario *Sofortabschaltung 8 Blöcke* leicht an. Im Falle einer Verlängerung der KKW-Restlaufzeiten (Szenario *Atomgesetz 2010*) ist von einer deutlicheren Reduktion der Volllaststunden bis zum Jahr 2020 auszugehen.

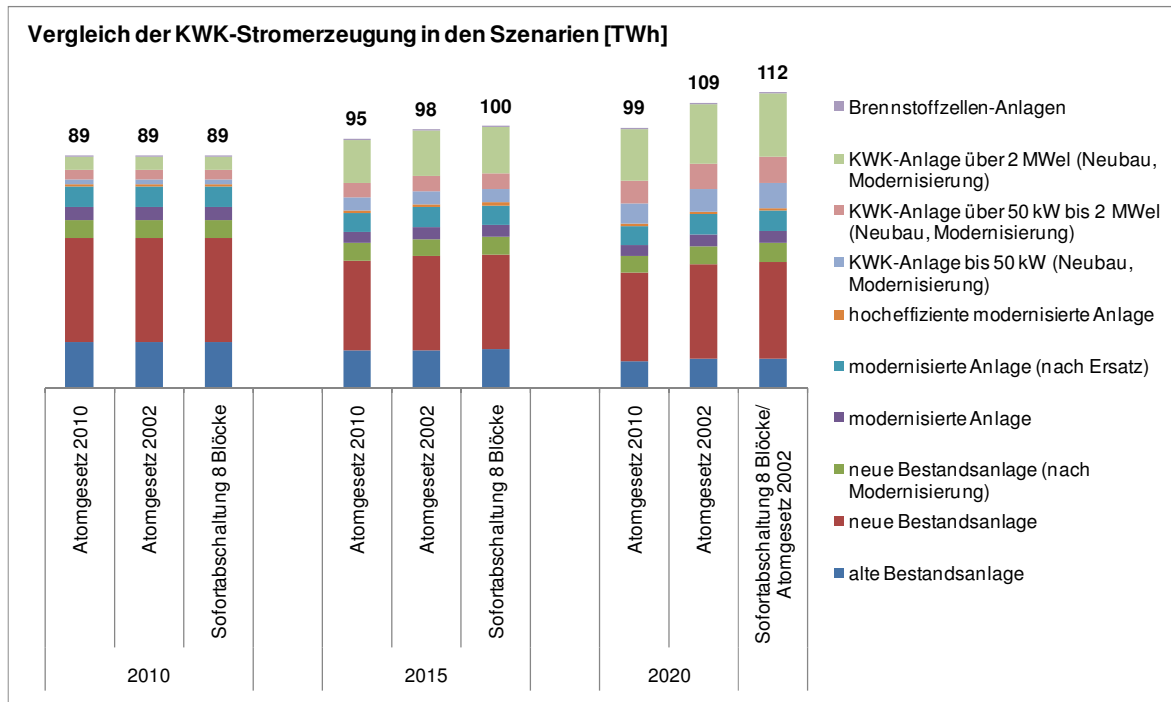
Abbildung 7-3: KWK-Stromerzeugung in den Szenarien bis zum Jahr 2020



Quelle: Prognos

Die folgende Abbildung 7-4 zeigt die Entwicklung der KWK-Stromerzeugung in den Szenarien nach Anlagenklassen. Es wird deutlich, dass die Bestandanlagen auch bis zum Jahr 2020 eine bedeutende Rolle im Rahmen der KWK-Stromerzeugung in Deutschland spielen werden. Aufgrund der unterschiedlichen Entwicklung der Vollaststunden in den Szenarien kommt es bereits hier zu Unterschieden bei der KWK-Stromerzeugung in den Szenarien. Es wird deutlich, dass der Unterschied bei den KWK-Kleinanlagen relativ gering ist. Maßgebend ist hier der höhere Zubau (inkl. Modernisierung) der größeren KWK-Anlagen.

Abbildung 7-4: KWK-Stromerzeugung nach Anlagenklassen in den Szenarien bis zum Jahr 2020

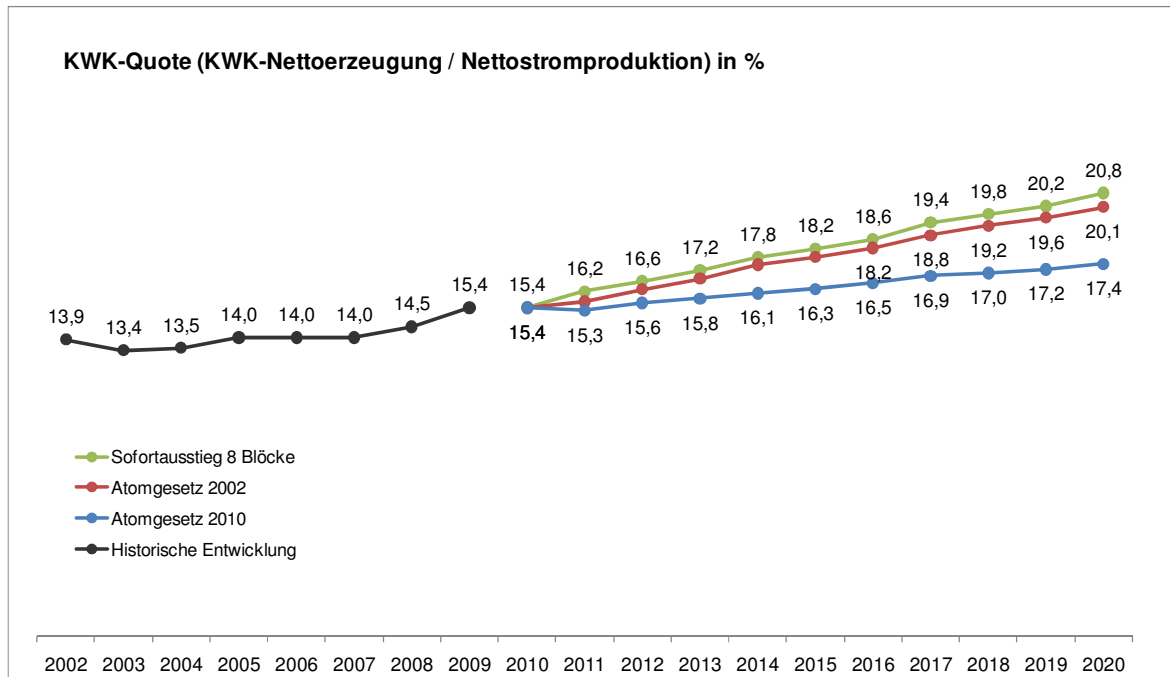


Quelle: Prognos

Für die Entwicklung der KWK-Stromquote ist neben der KWK-Stromerzeugung die Entwicklung der gesamten Stromproduktion interessant. Die grundsätzliche Entwicklung (Szenario *Atomgesetz 2010*) der Nettostromerzeugung in Deutschland zeigt die Tabelle 6-1, demnach sinkt die Nettostromerzeugung bis zum Jahr 2020. Bei einem gleichzeitigen Anstieg der KWK-Nettostromerzeugung kommt zu einem relativ deutlichen Anstieg der KWK-Quote bis zum Jahr 2020. Diese liegt je nach Szenario im Jahr 2020 zwischen 17,4 % und 20,8 %, nach rund 15,4 % im Jahr 2009 (vgl. Abbildung 7-5).

Neben der höheren KWK-Stromerzeugung in den Szenarien *Atomgesetz 2002* und *Sofortabschaltung 8 Blöcke* wurde für diese beiden Szenarien auch ein stärkerer Rückgang der Nettostromerzeugung in Deutschland unterstellt, was sich grundsätzlich positiv auf eine höhere KWK-Quote auswirkt. Die Nettostromerzeugung liegt in den beiden Szenarien im Jahr 2020 bei rund 540 TWh (rund 34 TWh weniger als im Szenario *Atomgesetz 2010*). Somit macht die geringere Nettostromproduktion in Summe etwa einen Prozentpunkt des Anstiegs der KWK-Quote bei den zwei Szenarien mit einer verkürzten KWK-Laufzeit aus.

Abbildung 7-5: Entwicklung der KWK-Quote in den Szenarien bis zum Jahr 2020



Quelle: Prognos

### 7.3 Investitionen in KWK-Anlagen bis 2020

Die im Folgenden ermittelten Investitionen in KWK-Anlagen bis zum Jahr 2020 basieren einerseits auf dem zuvor dargestellten Ausbaupfad der KWK-Anlagen und andererseits auf den in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Investitionskosten für KWK-Anlagen (vgl. Tabellen 5-3 und 5-5).

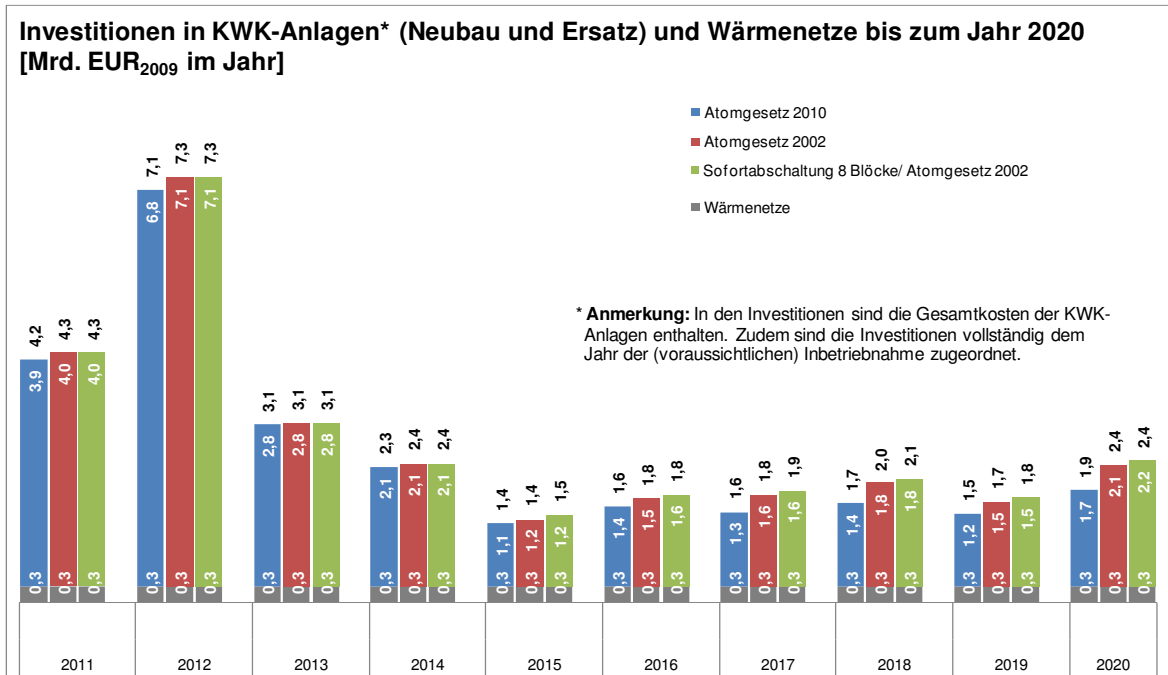
In den KWK-Investitionen sind die Gesamtkosten der KWK-Anlagen enthalten. Zudem sind die Investitionen vollständig dem Jahr der (voraussichtlichen) Inbetriebnahme zugeordnet.

Abgebildet sind ferner die jährlichen Investitionen in die Wärmenetze. Diese liegen pro Jahr bei rund 0,3 Mrd. EUR<sub>2009</sub> und bleiben bis zum Jahr 2020 real konstant.

Die kumulierten Investitionen bis zum Jahr 2020 liegen je nach Szenario zwischen 26 Mrd. EUR<sub>2009</sub> und 29 Mrd. EUR<sub>2009</sub>. Dies entspricht durchschnittlich etwa 2 Mrd. EUR<sub>2009</sub> bis 3 Mrd. EUR<sub>2009</sub> pro Jahr. Davon entfallen rund 2,7 Mrd. EUR<sub>2009</sub> auf den Ausbau der Wärmenetze. In den einzelnen Jahren fallen die Investitionen relativ unterschiedlich aus, was zum Großteil auf die heute im Bau befindlichen großen KWK-Anlagen zurückzuführen ist (insbesondere im Jahr 2012). Sollte es hier aus unterschiedlichen Gründen zu Bauverzögerungen kommen, hätte dies Verschiebungen zwischen den einzelnen Jahren zur Folge, da die Gesamtinvestitionen

vollständig dem Jahr der Inbetriebnahme des Kraftwerks zugeordnet sind (vgl. Abbildung 7-6).

Abbildung 7-6: Investitionen in KWK-Anlagen in den Szenarien bis zum Jahr 2020



Quelle: Prognos

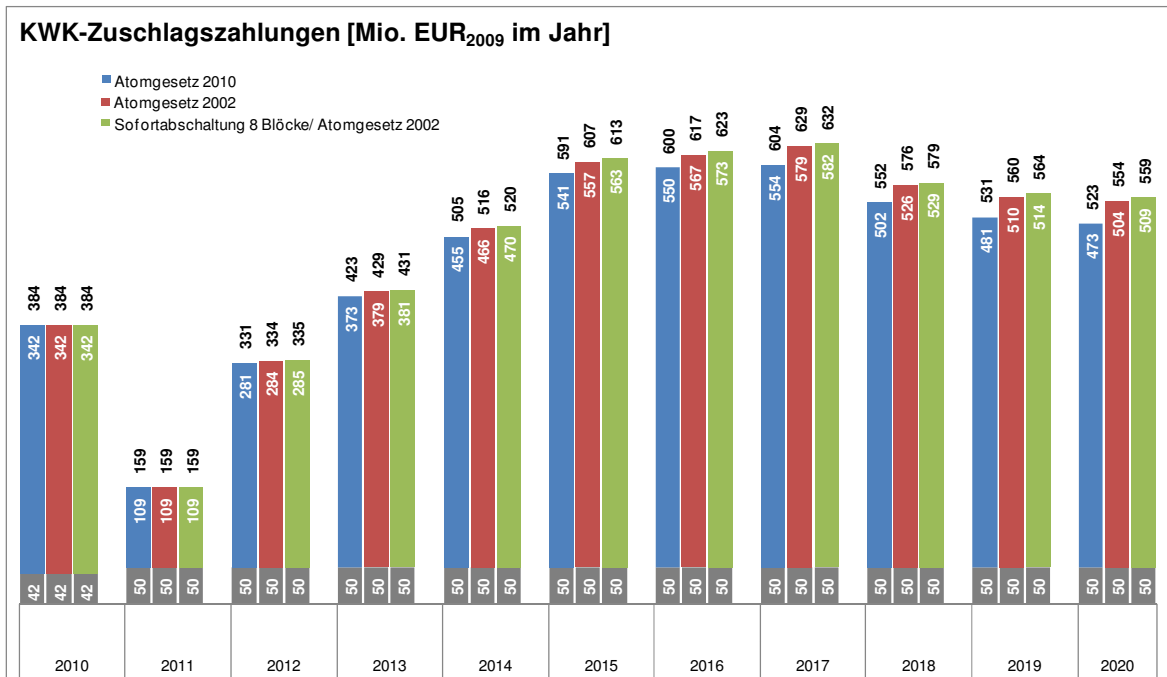
## 7.4 Entwicklung der KWK-Vergütungszahlungen bis 2020

Die im Folgenden ermittelten KWK-Vergütungszahlungen basieren einerseits auf der zuvor dargestellten Entwicklung der KWK-Stromerzeugung und andererseits auf den in den zuvor dargestellten KWK-Zuschlagssätzen (vgl. Tabellen 3-1). Bis zum Jahr 2020 wurde davon ausgegangen, dass die KWK-Zuschlagssätze auf dem Niveau des Jahres 2011 konstant bleiben.

Die KWK-Zuschlagszahlungen steigen dabei von 159 Mio. EUR im Jahr 2011 kontinuierlich auf ein Niveau von rund 600 Mio. EUR im Jahr 2015 und sinken (unter der Annahme einer Fortführung der Förderung bis zum Jahr 2020) danach wieder leicht (vgl. Abbildung 7-7)

Für den Ausbau der Wärmenetze wird erwartet, dass die Zuschlagszahlungen bei einem konstanten Netzausbau von 600 km pro Jahr langfristig etwa 50 Mio. EUR betragen. Die jährliche Investitionssumme beträgt etwa 270 Mio. EUR pro Jahr.

Abbildung 7-7: Entwicklung der KWK-Vergütungszahlungen in den Szenarien bis zum Jahr 2020



Prognos 2011

### 7.4.1 Fazit

Die KWK-Stromerzeugung steigt in den Szenarien um 10 TWh bis 23 TWh bis zum Jahr 2020. In Summe liegt der Korridor für die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020 dann zwischen 99 TWh und 112 TWh, bei einer Ausgangslage von rund 89 TWh im Jahr 2010 (vgl. Abbildung 7-3).

Diese liegt je nach Szenario im Jahr 2020 zwischen 17,4 % und 20,8 %, nach rund 15,4 % im Jahr 2009 (vgl. Abbildung 7-5).

Damit verzeichnet die KWK-Stromproduktion -unter Annahme der Fortführung der aktuellen Förderung - einen weiteren kontinuierlichen Zuwachs. Aufgrund der aktuellen politischen Rahmensetzungen dürfte der Zuwachs eher am oberen Rand des Prognosetrichters liegen und könnte im Jahr 2020 einen 20% Anteil an der deutschen Nettostromproduktion erreichen.

## 8 Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen

### 8.1.1 Methodik

Wie im Kapitel 3.4 ausführlich beschrieben gibt es verschiedene Methoden zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung durch die KWK gegenüber einer ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung.

Auf der Stromseite werden in dieser Studie zwei Varianten betrachtet:

- Variante 1: Stromerzeugungsmix Deutschlands und
- Variante 2: die faktische Verdrängung.

Beide Varianten haben den Vorteil, die Einsparung jeweils gegenüber einer dynamischen Referenz berechnen zu können, damit sind beide Verfahren sowohl für die Istanalyse als auch für die Prognose der CO<sub>2</sub>-Einsparung gut geeignet. Der Vorteil der Variante 1 besteht darin, einfach und gut nachvollziehbar zu sein. Variante 2, die Berechnung der faktischen Verdrängung, erlaubt hingegen eine realistischere Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung.

Für die erzeugte KWK-Wärme wird mit einem einheitlichen Wert von 290 g CO<sub>2</sub> pro kWh gerechnet.

Die folgende Abbildung zeigt das Grundprinzip zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung, diese ergibt sich aus der Differenz der Emissionen der ungekoppelten Strom und Wärmeproduktion und den Emissionen der KWK.

Abbildung 8-1: Grundschemata zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung der KWK



Prognos 2011

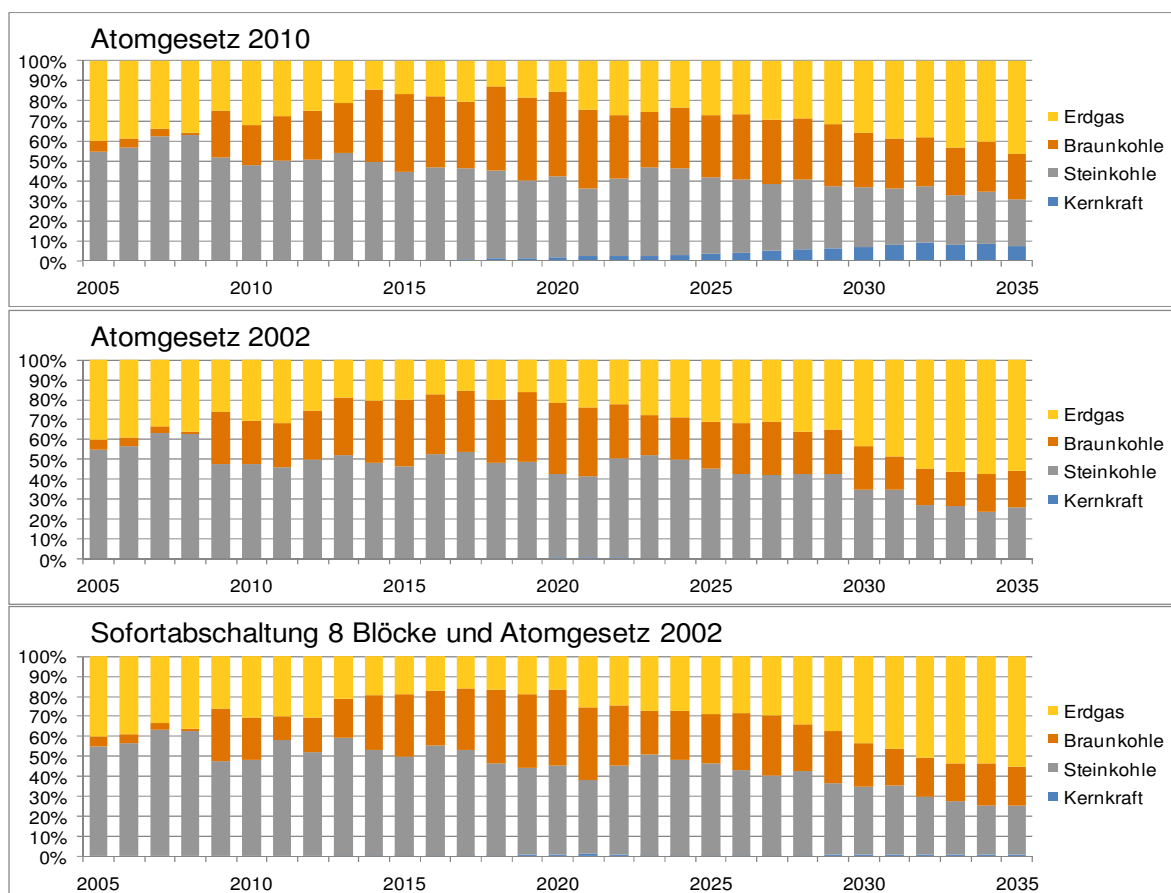
Die beiden in dieser Studie angewendeten Varianten unterscheiden sich durch den unterschiedlichen Emissionsfaktoren für

die ungekoppelte Stromerzeugung. Bei Variante 1 ergibt dieser sich aus der gesamten deutschen Nettostromerzeugung (inkl. Kernenergie und der erneuerbaren Energien) und den zugehörigen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

Bei Variante 2 wird mit dem auch für die Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendeten stundenscharfen Kraftwerksmodells ermittelt, welche Kraftwerke durch eine erhöhte KWK-Stromproduktion verdrängt werden. Dazu wurden für die drei Szenarien jeweils in Referenzlauf und ein Modelllauf mit einer erhöhten KWK-Einspeisung durchgeführt. Die folgende Abbildung zeigt, welche Kraftwerkserzeugung nach eingesetzten Brennstoffen durch KWK verdrängt wird. Im Wesentlichen wird in den drei Szenarien im Zeitraum 2005 bis 2035 ungekoppelte Stromerzeugung aus Steinkohle, Braunkohle und Erdgas verdrängt. Bei einer Verlängerung der KKW-Laufzeiten im Szenario *Atomgesetz 2010* wird ab 2020 auch zunehmend Kernenergie verdrängt.

### 8.1.2 Ergebnisse

Abbildung 8-2: Durch KWK verdrängte Stromerzeugung nach Energieträgern



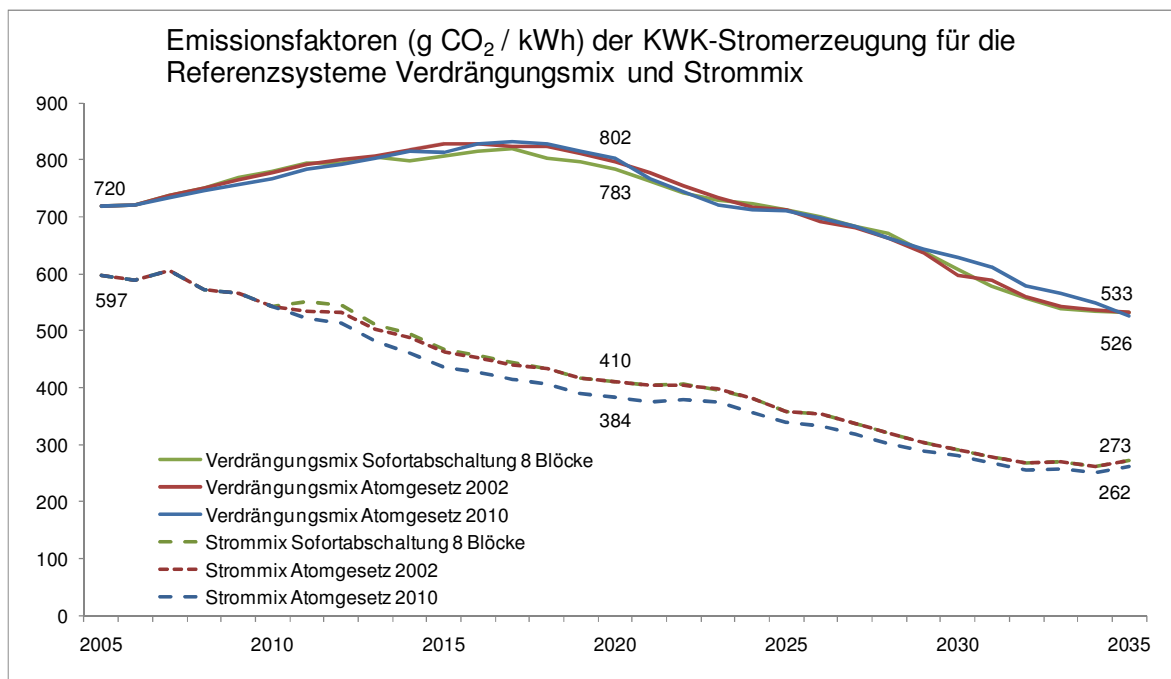
Prognos 2011

Aus den sich ergebenden Differenzen der eingesetzten Brennstoffe wurde der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor für den verdrängten Strom berechnet.

Der verdrängte Strom hat bei der betrachteten Variante 2 eine CO<sub>2</sub>-Intensität von 720 g/ kWh im Jahr 2005. Aufgrund der zunehmenden Anteile von verdrängtem Braunkohlestrom steigt der Wert bis zum Jahr 2020 in den drei Szenarien auf 783 bis 802 g/ kWh. Nach 2020 sinkt die CO<sub>2</sub>-Intensität des verdrängten Strommixes infolge höherer Effizienz der verdrängten Kraftwerke sowie des steigenden Anteils von verdrängten Erdgaskraftwerken.

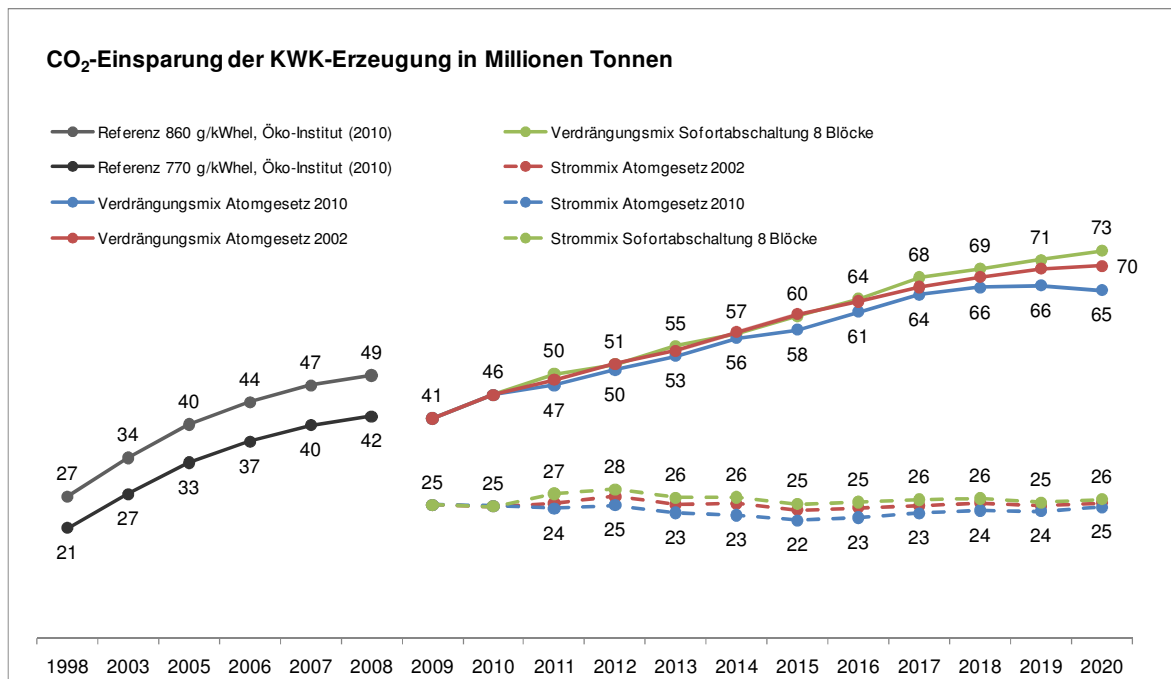
Wenn der deutsche Strommix (inklusive der Erzeugung der erneuerbaren Energien) als Referenzsystem für den in gekoppelten Strom gewählt wird (Variante 1), beträgt die CO<sub>2</sub>-Intensität im Jahr 2005 597 g/kWh und sinkt aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der zunehmend höheren Effizienz des konventionellen Kraftwerksparks kontinuierlich bis auf 262 bis 273 g/kWh im Jahr 2035.

Abbildung 8-3: Emissionsfaktoren der KWK-Stromerzeugung bis zum Jahr 2035 in g/kWh



Prognos 2011

Abbildung 8-4: CO<sub>2</sub>-Einsparung durch KWK-Strom- und Wärmeerzeugung in Mio. t



Prognos 2011

### 8.1.1 Fazit

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen liefert einen erheblichen Beitrag zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Jahr 2010 wurden durch den Betrieb von KWK-Anlagen bei Anwendung des Verdrängungsmix-Ansatzes gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung 46 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart,

Insbesondere durch den aktuellen Beschluss zum Ausstieg aus der Kernkraft (Bundeskabinett 06.06.) steigt die CO<sub>2</sub>-Einsparung bis zum Jahr 2020 auf 65 bis 73 Mio. Tonnen, wobei der höchste Wert im Szenario *Sofortausstieg 8* zu erwarten ist,

Bei Anwendung des Strommix-Ansatzes (Variante 1) beträgt die CO<sub>2</sub>-Einsparung durch KWK im Jahr 2010 etwa 25 Mio. Tonnen. Diese Einsparung bleibt bis zum Jahr 2020 trotz der steigenden KWK-Stromerzeugung aufgrund des sich schnell verbessernden Referenzsystem der Stromerzeugung in etwa konstant.

## 9 Fazit & Empfehlungen

### 9.1 Fazit

Aus den vorliegenden Ergebnissen lassen sich folgende vorläufige Schlussfolgerungen ziehen:

Im Zeitraum 2002 bis 2010 nahm der KWK-Anteil an der Nettostromerzeugung um 1,5 %-Punkte auf 15,4 % zu, wobei der Anstieg seit 2008 und 2009 allein 1,4 %-Punkte ausmacht.

Insgesamt wurde die KWK-Nettostromerzeugung kontinuierlich ausgeweitet und erhöhte sich in der Periode 2002 bis 2010 um etwa 14 TWh.

Die durch das EEG geförderte KWK-Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien verzeichnete in den letzten Jahren einen erheblichen Zuwachs. Allein die KWK-Erzeugung der kleineren Biomasse-Anlagen wurde fast 6 TWh ausgeweitet.

Die Entwicklung der über das KWK-G förderfähigen KWK-Stromerzeugung war v.a. durch die modernisierten Bestandsanlagen geprägt.

Relativ gesehen spielen KWK-Anlagen bis 2 MWel eine bedeutende Rolle. Die in ihnen erzeugte Strommenge stieg im Betrachtungszeitraum kontinuierlich an und lag 2009 um 2,2 TWh höher als 2002.

Die KWK-Stromerzeugung steigt in den Szenarien um 10 TWh bis 23 TWh bis zum Jahr 2020. In Summe liegt der Korridor für die KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020 dann zwischen 99 TWh und 112 TWh, bei einer Ausgangslage von rund 89 TWh im Jahr 2010 (vgl. Abbildung 7-3).

Diese liegt je nach Szenario im Jahr 2020 zwischen 17,4 % und 20,8 %, nach rund 15,4 % im Jahr 2009 (vgl. Abbildung 7-5).

Damit verzeichnet die KWK-Stromproduktion -unter Annahme der Fortführung der aktuellen Förderung - einen weiteren kontinuierlichen Zuwachs. Aufgrund der aktuellen politischen Rahmensetzungen dürfte der Zuwachs eher am oberen Rand des Prognosekorridors liegen und könnte im Jahr 2020 einen 20% Anteil an der deutschen Nettostromproduktion erreichen.

Die jährlichen Zuschlagszahlungen bewegten sich zwischen 2003 und 2006 um die 800 Mio. Euro, je nach Erzeugungsmenge und Zuschlagsätzen. Durch das Auslaufen der Förderung für alte Bestandsanlagen verringerten sich die Zuschlagszahlungen 2008

auf 521 Mio. Euro. Die Zuschlagszahlungen der neuen Bestandsanlagen enden 2009, so dass die KWK-G-Vergütung 2010 voraussichtlich niedriger ausfallen wird als 2009.

Im Jahr 2009 wurden etwa 60-65 % der KWK-Nettostromerzeugung durch das KWK-Gesetz gefördert. Insgesamt, d.h inklusive der alten Bestandsanlagen liegt dieser Wert bei 80 bis 85 %.

Der Wärmenetzausbau im Rahmen des KWK-G im Jahr 2010 hat gegenüber 2009 deutlich an Dynamik gewonnen. Die neu installierte Trassenlänge stieg pro Jahr von 264 auf 534 km. In beiden Jahren wurden insgesamt bei einem Fördermitteleinsatz von rund 64 Mio. Euro Investitionen in Höhe von 231 Mio. Euro ausgelöst, was einer Förderquote von 18 % entspricht.

Der Anteil des Wärmenetzausbaus nach KWK-G, welcher aus erneuerbaren Energieträgern gespeist wird, beträgt ein Drittel des Gesamtzubaus. Gleichzeitig bleibt der Wärmenetzausbau auf Basis erneuerbarer Energien im Rahmen des KWK-G deutlich hinter dem Ausbau im Rahmen des MAP zurück. Die Gründe für den geringeren Wärmenetzausbau durch das KWK-G liegen sowohl in den höheren Anforderungen (z. B. Wirtschaftsprüfung) als auch in der verringerten Förderquote durch die Kombination beider Fördertöpfe gegenüber der alleinigen MAP-Förderung.

Durch den Wärmenetzausbau konnte der Wärmeanschlusswert um ca. 2,7 GW, der elektrische Anschlusswert um ca. 1,1 GW erhöht werden. Rund 75 % der Wärmeanschlussleistung basiert auf den Brennstoffen Erdgas und Steinkohle, wohingegen Biomasse und Biogas zusammen 14,5 % ausmachen.

Unter den getroffenen Annahmen sind die betrachteten Mikro-KWK-Anlagen unter  $6 \text{ kW}_{\text{el}}$  nicht wirtschaftlich zu betreiben.

Der Einfluss des KWK-Bonus auf die Wirtschaftlichkeit wird insbesondere bei Anlagen mit einer Leistung von  $50 \text{ kW}_{\text{el}}$  sichtbar.

In Industrie und Gewerbe mit einem hohen Bedarf an Wärme und Strom ist die höchste Wirtschaftlichkeit erzielbar.

Industrielle KWK-Anlagen weisen aufgrund der – im Vergleich zu einer ungekoppelten Erzeugung – höheren Wärme- und Stromerlöse eine bessere Wirtschaftlichkeit auf als Anlagen der öffentlichen Versorgung.

Die Wirtschaftlichkeit aller untersuchten Anlagen verbessert sich mit zunehmenden Volllaststunden der Wärmeabgabe.

Der Neubau von Steinkohle-KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung ist unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich.

Bei den aktuellen Renditeerwartungen privater und öffentlicher Investoren ist der Neubau von großen GuD-Anlagen ab einer gesicherten Wärmeabgabe von 4.000 Jahresvolllaststunden wirtschaftlich, sofern die bestehende KWK-Förderung fortgeführt wird. Kleinere GuD-Anlagen kommen ab einer Wärmeabgabe von 5.000 Jahresvolllaststunden in den Bereich der Wirtschaftlichkeit.

Ohne KWK-Förderung sinkt die zu erwartende Rendite der einzelnen Anlagentypen um 1,1 bis 3,6 %-Punkte. Große GuD-Anlagen würden ohne KWK-Förderung eine um etwa 800 Jahresvolllaststunden höhere Wärmeabgabe benötigen, um die gleiche Rendite zu erzielen.

### ***Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen***

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen liefert einen erheblichen Beitrag zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Im Jahr 2009 wurden durch den Betrieb von KWK-Anlagen bei Anwendung des Verdrängungsmix-Ansatzes gegenüber einer ungekoppelten Erzeugung 41 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> eingespart. Im Jahr 2010 wurden infolge der höheren KWK-Stromerzeugung etwa 46 Mio. Tonnen eingespart.

Insbesondere durch den aktuellen Beschluss zum Ausstieg aus der Kernkraft (Bundeskabinett 06.06.) steigt die CO<sub>2</sub>-Einsparung bis zum Jahr 2020 an den oberen Rand unseres Prognosekorridors auf 65 bis 73 Mio. Tonnen/a.

Bei Anwendung des Strommix-Ansatzes (Variante 1) ist die CO<sub>2</sub>-Einsparung geringer und beträgt im Jahr 2010 etwa 25 Mio. Tonnen. Diese Einsparung bleibt bis zum Jahr 2020 trotz der steigenden KWK-Stromerzeugung aufgrund des sich schnell verbessernden Referenzsystems der Stromerzeugung in etwa konstant.

Dies zeigt, dass die KWK unter Annahme einer Fortschreibung der Förderung auch über 2020 hinaus erhebliche Beiträge zur Reduktion der energiebedingten CO<sub>2</sub> Emissionen leisten kann.

### ***Zusammenfassendes Fazit***

Über einen längeren Zeitraum hinweg (2002-2007) ist die KWK-Stromproduktion kaum über den Anstieg der Nettostromproduktion hinaus gewachsen; die KWK-Quote ist annähernd konstant geblieben. Erst in den Jahren 2008 und 2009 ist die KWK-Quote von ca. 14 % auf 15,4 % gestiegen. Dies ist zum Einen auf den konjunkturell bedingten Rückgang der Nettostromproduktion in

2009 zurückzuführen, zum Anderen gab es eine signifikante Ausweitung der biogenen KWK-Anlagen unter dem Regime des EEG.

Über die Auswirkungen des novellierten KWK-G lässt sich angesichts des kurzen Erfahrungshorizonts keine belastbare Aussage treffen, da insbesondere die KWK Stromerzeugung der Anlagen in der öffentlichen Versorgung stark von der Wettbewerbssituation abhängt.

Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Rahmensetzungen zum Atomausstieg ist jedoch zu erwarten, dass sich die KWK Stromproduktion in den kommenden Jahren kontinuierlich ausweitet, sofern das aktuelle Förderdesign beibehalten wird. Es ist davon auszugehen, dass die KWK Quote bis 2020 auf etwa 20 % ansteigt.

Die Auswertung der vermiedenen CO<sub>2</sub> Emissionen zeigt, dass die KWK zu einer erheblichen Minderung der CO<sub>2</sub> Emissionen beiträgt und dass dies auch weit über 2030 hinaus der Fall sein wird. Darüber hinaus bietet die KWK mittel- und langfristig einen Anlagenpark, der über eine gute Regelfähigkeit verfügt.

## 9.2 Empfehlungen zur Weiterentwicklung der KWK-Förderung

Das Wachstum der KWK war in den letzten Jahren eher moderat; aktuell zeichnet sich eine Verbesserung der Rahmenbedingungen ab, die (bei unterstellter Fortführung der Förderung) zu einem weiteren Anstieg der KWK-Quote führt.

Generell stellt sich das KWK-G als ein Instrument mit relativ hohen Investitionen und relativ hoher CO<sub>2</sub>-Vermeidung bei einem eher moderaten Fördervolumen dar. Die Erkenntnisse sollten ermutigen, die KWK-G Förderung in bisherigem Design und Umfang fortzuführen.

Eine Anpassung der Förderung sollte möglichst zielgerichtet erfolgen und Mitnahmeeffekte möglichst vermeiden. Eine - zum Teil geforderte - Erhöhung der Fördergrenze von 30.000 Volllaststunden würde zum Beispiel zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit von bereits sehr wirtschaftlichen Anlagen/Projekten und zu höheren Mitnahmeeffekten führen. Eine Aufhebung bzw. Verlängerung der 6-Jahres-Fördergrenze hingegen würde Anlagen mit einer geringeren Wirtschaftlichkeit stärker fördern und könnte damit zusätzliche KWK-Projekte für Investoren attraktiv machen.

Es wird empfohlen, die Wärmenetzförderung zwischen KWK-G und MAP besser aufeinander abzustimmen. Folgende Punkte stehen dabei im Vordergrund:

- Die derzeit gültigen Regelungen können zu einer weniger effizienten Auslegung der Wärmenetze führen. Dies hat zur Folge, dass unter Umständen der KWK-Anteil unter 60 % sinkt, damit die Wärmenetze nicht in die Fördersystematik des KWK-G fallen, sondern in das finanziell attraktivere MAP. Dies gilt insbesondere für kleinere Wärmenetze.
- Für größere Wärmenetze sollte an der ergänzenden Förderung durch das MAP festgehalten werden, damit ein möglichst hoher Anteil der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Brennstoffen in KWK erzeugt wird. Hierfür ist eine zeitliche Anpassung der beiden Verfahrensabläufe für eine vereinfachte Antragstellung notwendig.
- Weiterhin wird empfohlen die Antragsfrist über den jeweils 28. Februar hinaus zu verlängern. Einerseits wurde von Seiten der Wärmenetzbetreiber signalisiert, dass für Vorhaben, die Ende des Jahres in Betrieb gehen, die Nachweiserbringung inklusive Wirtschaftsprüferattest in einer sehr knappen Bearbeitungszeit zu erfolgen hat. Andererseits wird dadurch verhindert, dass ein Großteil der Förderanträge erst in den

letzten zwei Februarwochen eintrifft, wodurch die zeitliche Bearbeitung der Förderanträge beim BAfA vereinfacht wird.

Die Förderung für Mikro-KWK-Anlagen ist zu vereinfachen. Die Zusammenfassung der jährlichen Zuschlagszahlungen nach KWK-G und die jährliche Erstattung der Energiesteuer zu einer einmaligen Zuschlagszahlung verringern den bürokratischen Bearbeitungsaufwand und gleichen die hohen Investitionskosten zumindest teilweise aus. Die Vereinfachung sollte nur den ganz kleinen Leistungsbereich zwischen 1 und maximal 5 kW<sub>el</sub> umfassen.

Im Rahmen der EEG-Novellierung ist eine Befreiung der Abführung der EEG-Umlage bei Lieferung an Dritte aus KWK-Anlagen anzustreben. Dadurch können viele KWK-Anlagen in der Wohnungswirtschaft die Schwelle der Wirtschaftlichkeit erreichen. Weiterhin würde die Benachteiligung von Energiedienstleistungsunternehmen gegenüber Eigenrealisierung aufgehoben werden. Die Befreiung von der EEG-Umlage sollte sich auf Objekte in geschlossenen Arealen beziehen.

Die Jahresbegrenzungen von 4 bzw. 6 Jahren gemäß § 4 Abs. 4 des KWK-G sind zu streichen. Dies wird vor dem Hintergrund einer zukünftig stärkeren stromorientierten Betriebsweise mit geringeren Vollbenutzungsstunden als notwendig erachtet.

Die bisherige Fördersystematik mit den existierenden Fördersätzen sollte generell beibehalten werden. Nur für die Anlagen im kleinen Leistungsbereich bis 50 kW<sub>el</sub> wird eine leichte Anhebung des Fördersatzes für notwendig erachtet.

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wurde davon ausgegangen, dass der nicht im Objekt verbrauchte Strom durch die Netzbetreiber abgenommen und nach dem EEX-Baseload vergütet wird. Dem steht jedoch § 4 Abs. 4 des KWK-G entgegen. Die Abnahmepflicht für den erzeugten KWK-Strom zwischen 50 kW<sub>el</sub> und 2 MW<sub>el</sub> sollte über den Zeitraum der Zuschlagszahlungen ausgedehnt werden.

Bei kleineren Anlagen ist ein zentral anzusteuernendes Lastmanagementpotential ins Verhältnis zum Aufwand der zentralen Aufschaltung zu setzen. Vermutlich sind bei kleineren Anlagen Anreize für die Verbesserung der stromgeführten Betriebsweise zielführender. Dies kann z. B. über Tarife erfolgen bzw. über eine verbesserte Förderung von dezentralen Wärmespeichern in KWK Netzen. Dies sollte jedoch in einer separaten Studie untersucht werden.

Die Förderung von Wärmespeichern ist zu prüfen; im Rahmen der vorliegenden Studie konnte die Wirtschaftlichkeit von Wärmespeichern nicht explizit untersucht werden. Aufgrund der

zukünftig steigenden fluktuierenden Einspeisung von erneuerbaren Energien werden in Zukunft insbesondere am Wochenende zunehmend niedrige Strompreise auftreten. Betreiber von KWK-Anlagen müssen auch in diesen Zeiten, sofern der Bedarf existiert, Wärme einspeisen. Wärmespeicher (z.B. zur Überbrückung des Wochenendes) können den unwirtschaftlichen Zwangsbetrieb von KWK-Anlagen oder die Nutzung von ungekoppelter Frischwärmeproduktion in Spitzenkesseln verringern. Wärmespeicher können so einen Teil zur Systemintegration der erneuerbaren Energien leisten. Zur Bestimmung eines geeigneten Fördersatzes sollte eine differenzierte Betrachtung der Potenziale, der Kosten sowie der Erträge (vermiedenen Kosten) durchgeführt werden.

## Literaturverzeichnis

- 50Hertz (2011): Preise und Regelungen für die Nutzung des Übertragungsnetzes  
[http://www.50hertz-transmission.net/de/file/Preisblatt\\_2011.pdf](http://www.50hertz-transmission.net/de/file/Preisblatt_2011.pdf)
- Amprion (2011): Preise und Regelungen für die Nutzung des Übertragungsnetzes  
<http://www.amprion.net/netzentgelte-2010>
- AG Energiebilanzen (2000-2009): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. AG Energiebilanzen e.V., Berlin.
- AGFW (2009): *AGFW – Hauptbericht 2008*. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt am Main.
- AGFW (2010): Daten zum AGFW-Hauptbericht 2009; unveröffentlicht
- BAFA (2010): *BAFA-Datensatz 2009*. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Eschborn.
- BDEW (2010): Aktuelle Daten zum Fernwärmebestand in Deutschland; unveröffentlicht
- BDEW (2011): *EEG-KWK Datensatz 2008*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin.
- BET (2003): *KWK und CO<sub>2</sub>-Emissionshandel*. Schrader, K., BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen.
- BMU (2010): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland; Leitszenario 2009*. Dr. Joachim Nitsch, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart und Dr. Bernd Wenzel, Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE), Teltow. Für das BMU, Berlin
- BMU (2010): *Erneuerbare Energien in Zahlen*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.
- BMWi (2011): *Zahlen und Fakten; Energiedaten; Nationale und Internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Berlin.
- BNetzA (2011): Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht 2010*. Bonn, 2010
- Bundesministerium der Justiz / Juris (2009): *Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)*. Ein Service des Bundesministeriums der Justiz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [Hrsg.] (2009): *Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum Januar 2007 bis Dezember 2008. Endbericht Dezember 2009*

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [Hrsg.] (2010): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011 - Evaluierung des Förderjahres 2009. Zwischenbericht Dezember 2010
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare\\_energien/vorschriften/energie\\_ee\\_richtlinie\\_15\\_03\\_2011.pdf](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/vorschriften/energie_ee_richtlinie_15_03_2011.pdf)
- Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. (2011): Neue Chancen mit Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie: effizient produzieren - nachhaltig wirtschaften. [http://www.bkww.de/industrie/Broschuere\\_KWK\\_in\\_der\\_Industrie.pdf](http://www.bkww.de/industrie/Broschuere_KWK_in_der_Industrie.pdf)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit [Hrsg.] (2010): Evaluierung von Einzelmaßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011 - Evaluierung des Förderjahres 2009. Zwischenbericht Dezember 2010 (unveröffentlicht)
- DBFZ (2010): *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*. Deutsches BiomasseForschungszentrum gemeinnützige GmbH, in Kooperation mit Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL). Im Auftrag des BMU & des Projektträgers Projektträger Jülich (PtJ), Berlin.
- DIW / Öko-Institut / VIK (2005): *Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einschließlich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung)*. Manfred Horn, HansJoachim Ziesing, DIW, Berlin, Felix Christian Matthes, Ralph Harthan, Öko-Institut, Berlin, Gerald Menzler, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Essen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes
- EnBW (2011): Preise und Regelungen für die Nutzung des Übertragungsnetzes [http://www.enbw-transportnetze.de/assets/Uploads/PreiseRegelungen\\_Netznutzung201101.2011-12.2011.pdf](http://www.enbw-transportnetze.de/assets/Uploads/PreiseRegelungen_Netznutzung201101.2011-12.2011.pdf)
- Eurostat (2011). *Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - Elektrizität - jährliche Daten*. Europäische Kommission.
- Friedl, G. (2010): Fördermöglichkeiten von Nahwärmenetzen – KfW- und BAfA-Förderung einfach erklärt. [http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Foerdermoeglichkeiten\\_von\\_Nahwarmenetzen.pdf](http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Foerdermoeglichkeiten_von_Nahwarmenetzen.pdf)
- IER (2005): *Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungs-gesetzes*. M. Blesl, U. Fahl, A. Voß, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Im Auftrag des BMWI.
- Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2010): *Entwicklung der Förderung nach dem KWK-G im Zeitraum 2002 - 2015*. <http://www.eeg-kwk.net>

- Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2010):  
*Jahresabrechnungen zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.* <http://www.eeg-kwk.net>
- KfW Bankengruppe (2011): *Neue Richtlinien für das KfW-Programm Erneuerbare Energien (Premium) (271, 281, 272, 282).* Rundschreiben vom 16.03.2011
- Matthes, F.C. & Ziesing, H-J. (2011). *Wirtschaftlichkeit von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen.* Studie für den Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)
- Mauch et al. (2010): *Allokationsmethoden für spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen.* Wolfgang Mauch, Roger Corradini, Karin Wiesemeyer und Marco Schwentzek, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, FiE GmbH, München. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55.Jg. (2010) Heft 9.
- Öko-Institut (2008): *Bestimmung spezifischer Treibhausgas-Emissionsfaktoren für Fernwärme.* Uwe R. Fritsche, Lothar Rausch, Öko-Institut, Darmstadt. Im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau
- Öko-Institut (2010): *Monitoring Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19.12.2003 für den Teilbereich KWK.* Im Unterauftrag des Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (unveröffentlicht)
- Prognos (2009): *Innovative Technologien zur energetischen Nutzung von Gas.* Im Auftrag der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches und der Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Bonn/Berlin, 2009.
- Prognos/EWI/GWS (2010): *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung.* Prognos AG Basel, EWI Köln und GWS Osnabrück. Im Auftrag des BMWi, Berlin, 2010
- Statistisches Bundesamt (2010): *Produzierendes Gewerbe; Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden (2009 und ältere Versionen).* Statistisches Bundesamt, Wiesbaden
- Statistisches Bundesamt (2010): *Monatsbericht über die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung der Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung.* Statistisches Bundesamt, Wiesbaden
- TenneT (2011): *Preise und Regelungen für die Nutzung des Übertragungsnetzes*  
[http://www.transpower.de/pages/tennetso\\_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzentgelte/Entgelt\\_fuer\\_die\\_Netznutzung/index.htm](http://www.transpower.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzentgelte/Entgelt_fuer_die_Netznutzung/index.htm)
- VIK (2006): *CO<sub>2</sub>-Kennzeichnung von Strom aus KWK-Anlagen Brennstoffzuordnung auf elektrische- und thermische Energie.* VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen, September 2006.
- VIK (2010): *Stromerzeugung (netto) der Industrie inkl. KWK (Maschinen, Industriegruppen).* VIK, Essen.
- VIK (2011): *Persönliche Kommunikation mit Herrn Menzler.* VIK, Essen, Februar 2011.

VKU (2010): *Bericht des VKU zur Umsetzung der Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 09.11.2000. Zeitraum 2009 (und ältere Versionen)*. Verband kommunaler Unternehmen e.V., Berlin.

# Anhang

## A Umrechnungsfaktoren

### Vorsatzzeichen:

*Tabelle A-1: Vorsatzzeichen und entsprechende Faktoren*

Bezeichnung:	Faktor:	Bezeichnung:	Faktor:
Nano (n)	$10^{-9}$	Mega (M)	$10^6$
Mik ro ( $\mu$ )	$10^{-6}$	Giga (G)	$10^9$
Milli (m)	$10^{-3}$	Tera (T)	$10^{12}$
Kilo (k)	$10^3$	Peta (P)	$10^{15}$

### Energieeinheiten:

*Tabelle A-2: Umrechnungsfaktoren Energieeinheiten*

Von: \ Zu:	J	TJ	kWh
J	1	$1 \times 10^{-12}$	$0.2778 \times 10^{-6}$
TJ	$1 \times 10^{12}$	1	$0.2778 \times 10^6$
kWh	$3.6 \times 10^6$	$3.6 \times 10^{-6}$	1
GWh	$3.6 \times 10^{12}$	3.6	$1 \times 10^6$

## B Brennstoffanteil je Anlagenkategorie

Tabelle B-1: Brennstoffanteil je Anlagenkategorie an der KWK-Nettostromleistung in 2009 (bzw. 2006 für alte Bestandsanlagen), in MW

Kat.	Anlagenkategorie	Steinkohle	Braunkohle	Gas	Heizöl	Biomasse	Sonstige Brennstoffe	Insgesamt
§5.1.1	Alte Bestandsanlagen	6965	5397	3009	503	0	533	<b>16406</b>
§5.1.2	Neue Bestandsanlagen	3269	8104	7152	119	20	1041	<b>19705</b>
§5.1.3	Modernisierte Bestandsanlagen	105	26	2882	19	0	339	<b>3370</b>
§5.1.4	Hocheffiziente modernisierte Anlagen	24	0	39	0	0	0	<b>63</b>
§5.2.1	kleine KWK-Anlagen (Zubau)	0	1	228	3	6	6	<b>244</b>
§5.2.2	Brennstoffzellen	0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
§5.3	KWK-Anlagen > 2 MW (hocheffiziente Neuanlagen)	140	0	42	8	0	9	<b>200</b>
	<b>Summe</b>	<b>10502</b>	<b>13528</b>	<b>13351</b>	<b>653</b>	<b>26</b>	<b>1927</b>	<b>39988</b>

Quelle: BAFA, nach KWK-G geförderte Anlagen, 2010

Bemerkung: Die Summenwerte weichen leicht von denen in Tabelle 4-4 ab, da nicht für alle Anlagen die verwendete Brennstoffart gegeben ist.

Tabelle B-2: *Installierte elektrische Leistung je Anlagenkategorie, in MW*

Kat.	Anlagenkategorie	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
§5.1.1	Alte Bestandsanlagen	18.436	18.359	18.055	17.687	16.891			
§5.1.2	Neue Bestandsanlagen	20.551	20.547	20.547	20.546	20.544	20.541	20.535	20.499
§5.1.3	Modernisierte Bestandsanlagen	3.277	3277	3277	3.377	3.377	3.377	3377	3.377
§5.1.4	Hocheffiziente modernisierte Anlagen	275	275	275	275	275	275	275	290
§5.2.1	kleine KWK-Anlagen (Zubau)	38	87	156	241	317	383	415	568
§5.2.2	Brennstoffzellen	0	1	1	1	3	3	3	3
§5.3	KWK-Anlagen > 2 MW (hocheffiziente Neuanlagen)								427
	<b>Summe</b>	<b>42.577</b>	<b>42.545</b>	<b>42.310</b>	<b>42.127</b>	<b>41.407</b>	<b>24.578</b>	<b>24.605</b>	<b>25.164</b>

Quelle: BAFA, nach KWK-G geförderte Anlagen, 2010

Bemerkung: Die Summenwerte weichen leicht von denen in Tabelle 4-4 ab, da sie auf Basis einer Hochrechnung mittels eines Kohortenmodells ermittelt worden sind.

## C Annahmen für einen Jahreskostenvergleich für ein Einfamilienhaus

Tabelle C-1: *Detaillierte Annahmen für einen Jahreskostenvergleich in einem Einfamilienhaus bei einer Inbetriebnahme 2010*

EFH Altbau		BWT 15kW	BZ 1kW	SM 1kW	VM 1kW
Bezeichnung		Erdgas-Brennwerttechnik	Brennstoffzelle	Stirlingmotor	Verbrennungsm
elektrische Leistung, Datenblatt	kW	0,00	1,00	1,00	1,00
elektrischer Wirkungsgrad H(i)	-	0,00	0,28	0,11	0,26
thermische Leistung, Datenblatt	kW	14,59	1,86	7,35	2,50
thermischer Wirkungsgrad H(i)	-	0,95	0,52	0,70	0,66
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	<b>h/a</b>	0,00	6.273,60	2.491,91	5.935,80
Wärmeerzeugung BHKW gekoppelt	kWh	0,00	11.422,52	17.956,39	14.548,54
Wärmeerzeugung Spitzenlastbrenner	kWh	28.340,40	16.917,88	10.384,01	13.791,86
Stromerzeugung BHKW	kWh	0,00	5.974,85	2.847,89	5.653,15
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>	<b>€/a</b>	<b>506</b>	<b>5.093</b>	<b>1.910</b>	<b>2.584</b>
<b>Investitionskosten</b>	<b>€</b>	<b>5.300</b>	<b>53.333</b>	<b>20.000</b>	<b>27.057</b>
KWK-Anlage	€	3.500	40.000	11.000	17.008
Peripherie	€	1.500	0	3.000	2.295
einmaliger Aufwand	€	300	0	1.000	990
Reinvestition	€	0	13.333	5.000	6.764
davon MWSt.	€	1.007	10.133	3.800	5.141
<b>Summe Investitionskosten [mit MWSt.]</b>	<b>€</b>	<b>6.307</b>	<b>63.467</b>	<b>23.800</b>	<b>32.198</b>
<b>Summe der Annuitäten (20 Jahre)</b>	<b>€</b>	<b>10.122</b>	<b>101.855</b>	<b>38.195</b>	<b>51.673</b>
<b>Verbrauchgebundene Kosten</b>	<b>€/a</b>	<b>2.503</b>	<b>3.195</b>	<b>2.914</b>	<b>2.935</b>
Jahreshilfsenergiekosten (Strom)	€/a	38	38	38	38
Jahresbrennstoffkosten	€/a	2.466	3.157	2.876	2.898
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>	<b>€/a</b>	<b>30</b>	<b>299</b>	<b>205</b>	<b>334</b>
Stundensatz	€/h	69	69	69	69
Vollwartung KWK-Anlage	Ct/kWh(el)	0	5,00	5,00	5,00
Vollwartung Peripherie	% Invest	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Schmierölverbrauch	Ct/kWh(el)	0,00	0,00	0,10	0,10
Betriebsführung	h/a	0	0	0	0
<b>Sonstige Kosten &amp; EEG-Umlage</b>	<b>€/a</b>	<b>250</b>	<b>805</b>	<b>472</b>	<b>543</b>
Versicherung	EUR/a	100	100	100	100
Schornsteinfeger	EUR/a	100	100	100	100
Einspeisezähler	EUR/a	0	72	72	72
Sonstiger laufender Aufwand	% Invest	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
<b>Erlöse</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>1.135</b>	<b>704</b>	<b>1.082</b>
Stromgutschrift	Ct/kWh(el)	0	26,47	26,47	26,47
EEX Baseload	Ct/kWh(el)	0	5,75	5,75	5,75
vNNE	Ct/kWh(el)	0	1,00	1,00	1,00
KWK-Zuschlag	Ct/kWh(el)	0	4,30	4,30	4,30
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>3.289</b>	<b>8.256</b>	<b>4.797</b>	<b>5.313</b>

Tabelle C-2: *Detaillierte Annahmen für einen Jahreskostenvergleich in einem Mehrfamilienhaus bei einer Inbetriebnahme in 2010*

MFH Altbau Bezeichnung		BWT 100kW	5,5-kW-Modul
		Erdgas-Brennwerttechnik	Verbrennungsmotor
elektrische Leistung, Datenblatt	kW	0,00	5,50
elektrischer Wirkungsgrad H(i)	-	0,00	0,26
thermische Leistung, Datenblatt	kW	102,56	12,50
thermischer Wirkungsgrad H(i)	-	0,95	0,60
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	<b>h/a</b>	0,00	4.500,00
Wärmeerzeugung BHKW gekoppelt	kWh	0,00	55.147,06
Wärmeerzeugung Spitzenlastbrenner	kWh	136.125,00	80.977,94
Stromerzeugung BHKW	kWh	0,00	23.571,43
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>	<b>€/a</b>	<b>599</b>	<b>3.449</b>
<b>Investitionskosten</b>	<b>€</b>	<b>7.466</b>	<b>42.979</b>
KWK-Modul	€	0	16.550
Peripherie	€	1.800	7.800
<i>davon Steuerung</i>	€	0	5.000
<i>davon 4-Quadrantenzähler</i>	€	0	300
<i>davon Hausanschluss Strom</i>	€	0	500
<i>davon Pufferspeicher</i>	€	0	2.000
einmaliger Aufwand	€	500	4.635
<i>davon Planung</i>	€	0	2.000
<i>davon Stromzähler HH-Kunden</i>	€	0	635
<i>davon sonstige bauliche Maßnahmen</i>	€	0	500
<i>davon Lieferung, Montage, IBN, Einbringung</i>	€	0	1.500
Kessel	€	5.166	4.332
Reinvestition	€	0	9.662
davon MWSt.	€	0	0
<b>Summe Investitionskosten [mit MWSt.]</b>	<b>€</b>	<b>6.966</b>	<b>42.979</b>
<b>Summe der Annuitäten (20 Jahre)</b>	<b>€</b>	<b>11.179</b>	<b>68.974</b>
<b>Verbrauchgebundene Kosten</b>	<b>€/a</b>	<b>9.672</b>	<b>11.398</b>
Jahreshilfsenergiekosten (Strom)	€/a	149	149
Jahresbrennstoffkosten	€/a	9.523	11.249
<b>Betriebsgebundene Kosten</b>	<b>€/a</b>	<b>36</b>	<b>934</b>
Stundensatz	€/h	69	69
Vollwartung KWK-Anlage	Ct/kWh(el)	0	3,20
Vollwartung Peripherie	% Invest	2,0%	2,0%
Schmierölverbrauch	Ct/kWh(el)	0,00	0,10
<b>Sonstige Kosten &amp; EEG-Umlage</b>	<b>€/a</b>	<b>270</b>	<b>1.061</b>
Versicherung	EUR/a	100	100
Schornsteinfeger	EUR/a	100	100
Einspeisezähler	EUR/a	0	72
Sonstiger laufender Aufwand	% Invest	1,0%	1,0%
Abführung EEG-Umlage	-	nein	ja
<b>Erlöse</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>4.387</b>
Stromgutschrift	Ct/kWh(el)	0	21,87
EEX Baseload	Ct/kWh(el)	0	5,75
vermeidene Netznutzungsentgelte	Ct/kWh(el)	0	1,00
KWK-Zuschlag	Ct/kWh(el)	0	4,30
<b>Jahresgesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>10.577</b>	<b>12.455</b>

## D Unterteilung der Investitionskosten der betrachteten KWK-Anlagen von 50 kW<sub>el</sub> bis 7,8 MW<sub>el</sub>

Tabelle D-1: Technische Daten und Kostenannahmen der betrachteten KWK-Anlagen von 50 bis 7,8 MW<sub>el</sub>

KWK-Anlage - Leistung und Anwendung		50 kW HH	50 kW GHD	50 kW GHD	140 kW HH	140 kW GHD	450 kW HH	450 kW GHD	450 kW IND	600 kW IND	2000 kW IND	5700 kW IND	7800 kW IND
Hersteller		2G	2G	Equad	2G	2G	2G	2G	2G	Equad	2G	Turbomach	Turbomach
KWK-Anlagentyp		VM	VM	MGT	VM	VM	VM	VM	VM	GT	VM	GT	GT
Endverbraucher-kategorie Strom & Wärme		HH	GHD	GHD	HH	GHD	HH	GHD	IND	IND	IND	IND	IND
Eigenverbrauchskategorie Brennstoff		GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	GHD	IND	IND	IND	IND	IND
Brennstoff		Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas
Lebensdauer der Anlage		10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	15
elektrische Leistung, Datenblatt	kW(el)	48	48	50	140	140	450	450	450	600	2.000	5.670	7.810
elektrischer Wirkungsgrad, Datenblatt		32,5%	32,5%	26,0%	36,4%	36,4%	41,0%	41,0%	41,0%	33,0%	43,6%	31,5%	32,2%
thermische Leistung, Datenblatt	kW(th)	97	97	110	207	207	481	481	481	858	1.987	6.538	12.748
thermischer Wirkungsgrad, Datenblatt		65,7%	65,7%	57,2%	53,8%	53,8%	43,8%	43,8%	43,8%	47,2%	43,3%	53,0%	52,5%
Brennstoffleistung, Datenblatt	kW(Br)	148	148	192	385	385	1.098	1.098	1.098	1.818	4.587	17.997	24.283
Stromkennzahl		0,49	0,49	0,45	0,68	0,68	0,94	0,94	0,94	0,70	1,01	0,59	0,61
Stromkunden		63	1	1	185	1	396	1	1	1	1	1	1
Spezifische Investitionskosten	EUR/kW(el)	3.258,32	3.038,98	3.356,10	2.260,30	2.033,04	1.572,76	1.443,32	1.382,58	1.710,68	858,88	1.034,09	1.214,99
Gesamtinvestitionskosten	EUR	156.448	145.871	167.805	316.443	284.625	707.740	649.495	622.160	1.026.410	1.717.760	5.863.300	9.500.000
Erzeugungseinheit	EUR	70.000	70.000	79.500	130.000	130.000	300.000	300.000	300.000	583.500	905.000	3.700.000	5.100.000
bauliche Kosten	EUR	11.500	11.500	11.500	20.750	20.750	43.000	43.000	43.000	43.000	83.000	390.000	1.350.000
Brennstoffinfrastruktur	EUR	4.000	4.000	13.000	10.250	10.250	38.000	38.000	20.000	62.000	37.000	350.000	850.000
Stromnetzinfrastruktur	EUR	33.925	24.310	25.150	97.875	68.950	203.100	150.150	141.300	183.300	430.300	200.300	400.000
Gutachten, Genehmigungen, Gebühren	EUR	2.500	2.500	2.500	3.500	3.500	28.000	28.000	28.000	28.000	30.000	65.000	75.000
Lieferung, Montage, IBN und Einbringung	EUR	2.500	2.500	2.500	5.000	5.000	8.000	8.000	8.000	8.000	16.000	50.000	100.000
Planung	EUR	14.223	13.281	15.255	28.768	25.875	64.340	59.045	56.560	93.310	156.160	808.000	925.000
sonstiger Aufwand	EUR	17.800	17.800	17.800	20.300	20.300	25.300	25.300	25.300	25.300	60.300	300.000	900.000
Betriebsführung	h/a	30	30	30	50	50	75	75	75	75	125	320	320
Vollwartungskosten der KWK-Anlage	Cent/kWh(el)	2,50	2,50	2,00	1,75	1,75	1,25	1,25	1,25	1,00	0,75	0,58	0,58
Vollwartungskosten der Peripherie	% Invest	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	0,80%	0,80%

Berliner Energieagentur 2011

## E Installierte Trassenmeter 2009 und 2010 nach Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage, Art der Maßnahme und Nenndurchmesser sowie Förderbetrag nach Brennstoffeinsatz

Tabelle E-1: Installierte Trassenmeter 2009 nach Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage, Art der Maßnahme und Nenndurchmesser sowie Förderbetrag nach Brennstoffeinsatz (Stand 29.03.2011)

Inbetriebnahme 2009				Trassenmeter nach Maßnahme				Trassenmeter nach Durchmesser in mm				
Brennstoff	Förderbetrag in Euro	Prozent	Trassenmeter	Prozent	Neubau	Ausbau	NZS	NVM	bis <100	100 bis <200	200 bis <300	>=300
Steinkohle	5.698.151	24,04%	58.952	22,35%	6.531	49.476	355	2.590	35.472	12.841	4.179	6.460
Braunkohle	328.019	1,38%	4.415	1,67%	1.069	3.346	0	0	2.799	1.616	0	0
Erdgas	11.836.876	49,94%	103.264	39,15%	20.878	78.265	1.955	2.166	49.759	25.760	16.079	11.666
Flüssiggas	271.176	1,14%	3.487	1,32%	1.481	1.888	118	0	982	2.043	462	0
Heizöl	61.208	0,26%	624	0,24%	0	624	0	0	426	0	198	0
Biomasse	2.628.659	11,09%	33.123	12,56%	20.893	12.230	0	0	16.908	11.769	3.758	688
Biogas	1.713.146	7,23%	45.898	17,40%	36.397	9.501	0	0	30.887	14.381	0	630
Sonstige	1.166.792	4,92%	13.973	5,30%	0	13.855	0	118	8.323	4.261	1.389	0
Gesamt	23.704.027	100,00%	263.736	100,00%	87.249	169.185	2.428	4.874	145.556	72.671	26.065	19.444
Prozent					33,08%	64,15%	0,92%	1,85%	55,19%	27,55%	9,88%	7,37%

Berliner Energieagentur 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

Tabelle E-2: Installierte Trassenmeter 2010 nach Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage, Art der Maßnahme und Nenndurchmesser sowie Förderbetrag nach Brennstoffeinsatz (Stand 29.03.2011)

Inbetriebnahme 2010				Maßnahme				Durchmesser in mm				
Brennstoff	Förderbetrag in Euro	Prozent	Trassenmeter	Prozent	Neubau	Ausbau	NZS	NVM	bis <100	100 bis <200	200 bis <300	>=300
Steinkohle	10.604.808	25,40%	96.310	18,05%	10.806	80.399	4.944	161	37.221	16.657	16.763	25.669
Braunkohle	670.288	1,61%	8.927	1,67%	4.346	4.581	0	0	5.655	2.008	1.264	0
Erdgas	16.988.469	40,68%	157.184	29,46%	45.221	106.346	3.479	2.138	58.022	54.477	17.448	27.237
Flüssiggas	4.281	0,01%	175	0,03%	175	0	0	0	175	0	0	0
Heizöl	0	0,00%	0	0,00%	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	1.876.093	4,49%	30.061	5,63%	21.409	8.652	0	0	18.392	8.512	3.103	54
Biogas	5.424.563	12,99%	154.256	28,91%	136.522	17.428	306	0	130.408	23.692	156	0
Sonstige	6.189.916	14,82%	86.662	16,24%	59.233	24.261	1.243	1.925	55.475	15.421	9.199	6.567
Gesamt	41.758.418	100,00%	533.575	100,00%	277.712	241.667	9.972	4.224	305.348	120.767	47.933	59.527
Prozent					52,05%	45,29%	1,87%	0,79%	57,23%	22,63%	8,98%	11,16%

Berliner Energieagentur 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

Tabelle E-3: *Installierte Trassenmeter 2009 und 2010 nach Brennstoffeinsatz der KWK-Anlage, Art der Maßnahme und Nenndurchmesser sowie Förderbetrag nach Brennstoffeinsatz (Stand 29.03.2011)*

Inbetriebnahme 2009 und 2010					Maßnahme				Durchmesser in mm			
Brennstoff	Förderbetrag in Euro	Prozent	Trassenmeter	Prozent	Neubau	Ausbau	NZS	NVM	bis <100	100 bis <200	200 bis <300	>=300
Steinkohle	16.302.959	24,90%	155.262	19,47%	17.337	129.875	5.299	2.751	72.693	29.498	20.942	32.129
Braunkohle	998.306	1,53%	13.342	1,67%	5.415	7.927	0	0	8.454	3.624	1.264	0
Erdgas	28.825.345	44,03%	260.448	32,67%	66.099	184.611	5.434	4.304	107.781	80.237	33.527	38.903
Flüssiggas	275.457	0,42%	3.662	0,46%	1.656	1.888	118	0	1.157	2.043	462	0
Heizöl	61.208	0,09%	624	0,08%	0	624	0	0	426	0	198	0
Biomasse	4.504.751	6,88%	63.184	7,92%	42.302	20.882	0	0	35.300	20.281	6.861	742
Biogas	7.137.708	10,90%	200.154	25,10%	172.919	26.929	306	0	161.295	38.073	156	630
Sonstige	7.356.708	11,24%	100.635	12,62%	59.233	38.116	1.243	2.043	63.798	19.682	10.588	6.567
Gesamt	65.462.445	100,00%	797.311	100,00%	364.961	410.852	12.400	9.098	450.904	193.438	73.998	78.971
Prozent					45,77%	51,53%	1,56%	1,14%	56,55%	24,26%	9,28%	9,90%

Berliner Energieagentur 2011 auf Datengrundlage des BAfA 2011

## F Gesamtkapitalverzinsung in Abhängigkeit der Wärmeabnahme in Volllaststunden

Tabelle F-1 Gesamtkapitalverzinsung (real und vor Steuern) in Abhängigkeit der Wärmeabnahme in Volllaststunden, mit KWK-Förderung

Volllast-Std. Wärmeauskopplung	GuD, klein	GuD, groß	Steinkohlekraftwerk	Industrie-GuD (1)	Industrie-GuD (2)
<i>Szenario Sofortabschaltung 8 Blöcke</i>					
2000	1,3%	6,5%	2,6%	6,5%	10,4%
3000	4,8%	9,2%	3,3%	9,9%	15,2%
4000	7,9%	12,0%	4,5%	14,4%	21,0%
5000	10,8%	14,9%	5,8%	21,8%	29,5%
6000	13,1%	17,1%	6,7%	26,4%	35,4%
<i>Szenario Atomausstieg 2002</i>					
2000	1,1%	6,2%	2,5%	6,4%	10,3%
3000	4,6%	8,8%	3,2%	9,7%	15,1%
4000	7,7%	11,7%	4,5%	14,2%	20,9%
5000	10,6%	14,5%	5,8%	21,6%	29,3%
6000	12,9%	16,7%	6,7%	26,1%	35,1%
<i>Szenario Atomgesetz 2010</i>					
2000	-1,1%	3,8%	0,6%	4,8%	9,7%
3000	2,7%	6,6%	1,3%	7,3%	14,1%
4000	5,8%	9,6%	2,6%	11,6%	19,8%
5000	8,7%	12,3%	4,0%	18,9%	28,3%
6000	11,0%	14,6%	4,9%	23,4%	34,0%

Prognos 2011

*Tabelle F-2 Gesamtkapitalverzinsung (real und vor Steuern) in Abhängigkeit der Wärmeabnahme in Volllaststunden, ohne KWK-Förderung*

Volllast-Std. Wärmeauskopplung	GuD, klein	GuD, groß	Steinkohle kraftwerk	Industrie-GuD (1)	Industrie-GuD (2)
<i>Szenario Sofortabschaltung 8 Blöcke</i>					
2000	0,2%	5,3%	1,3%	5,5%	9,3%
3000	3,2%	7,3%	2,0%	8,8%	14,0%
4000	5,6%	9,5%	2,8%	12,9%	19,4%
5000	8,0%	11,6%	3,7%	19,7%	27,3%
6000	10,1%	13,5%	4,5%	23,9%	32,6%
<i>Szenario Atomausstieg 2002</i>					
2000	0,0%	5,0%	1,2%	5,3%	9,1%
3000	3,0%	7,0%	1,9%	8,6%	13,7%
4000	5,4%	9,1%	2,7%	11,7%	19,4%
5000	7,7%	11,2%	3,6%	19,5%	26,9%
6000	9,9%	13,1%	4,4%	23,6%	32,1%
<i>Szenario Atomgesetz 2010</i>					
2000	-2,2%	2,6%	-0,8%	3,8%	8,5%
3000	1,0%	4,8%	0,0%	5,0%	12,8%
4000	3,5%	6,9%	0,8%	9,0%	18,3%
5000	5,8%	9,1%	1,7%	16,8%	24,7%
6000	8,0%	11,0%	2,5%	20,1%	30,1%

Prognos 2011

## H Wirtschaftlichkeit

- H.1 Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow  
(vor Steuern und Abschreibungen)  
für den KWK-Fall GuD klein (20 MW<sub>el</sub>)  
in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a  
im Szenario *Sofortausstieg 8 Blöcke*

Abbildung H-1: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **GuD klein (20 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **2.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

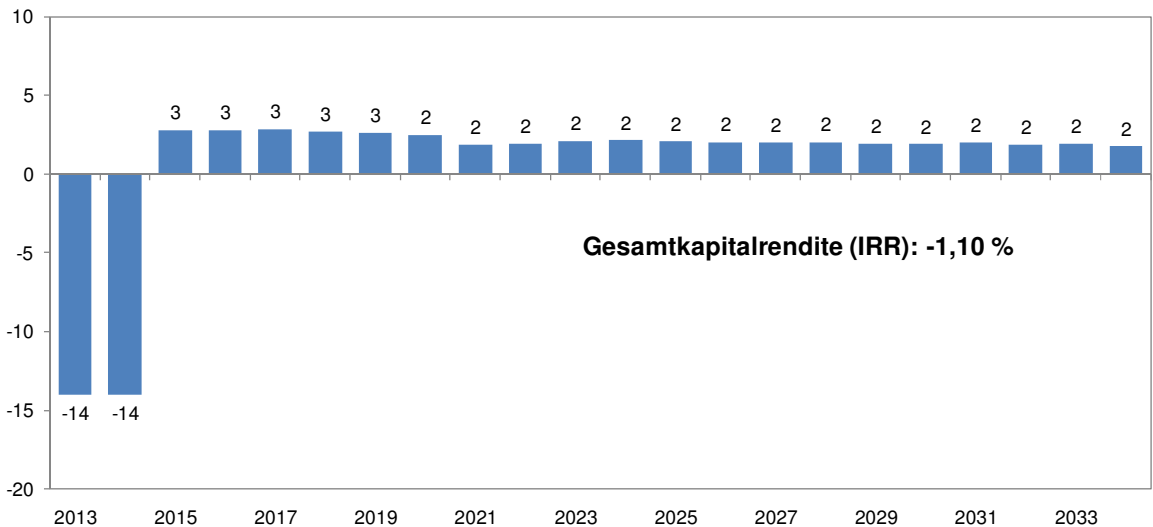
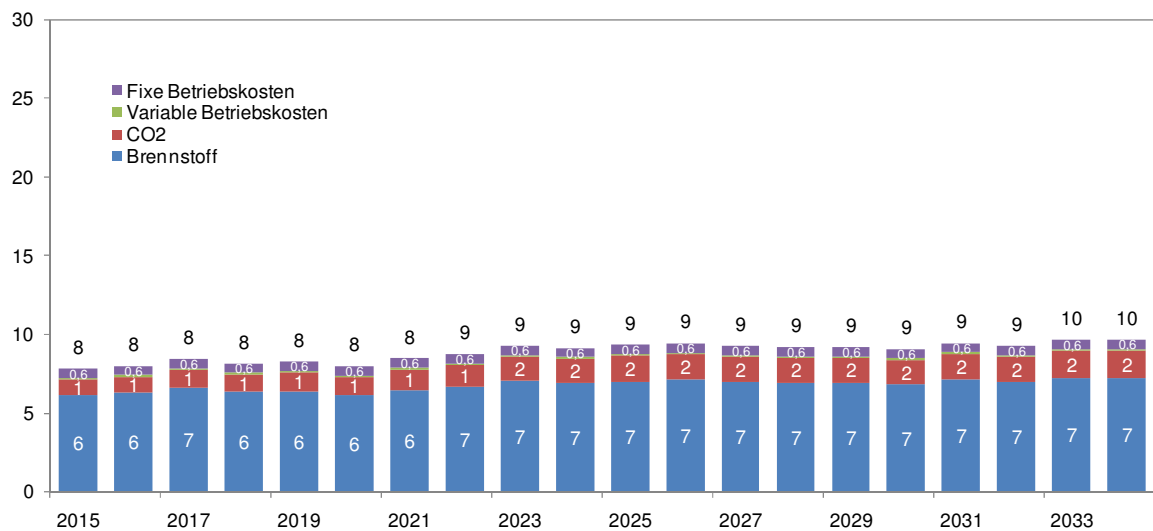
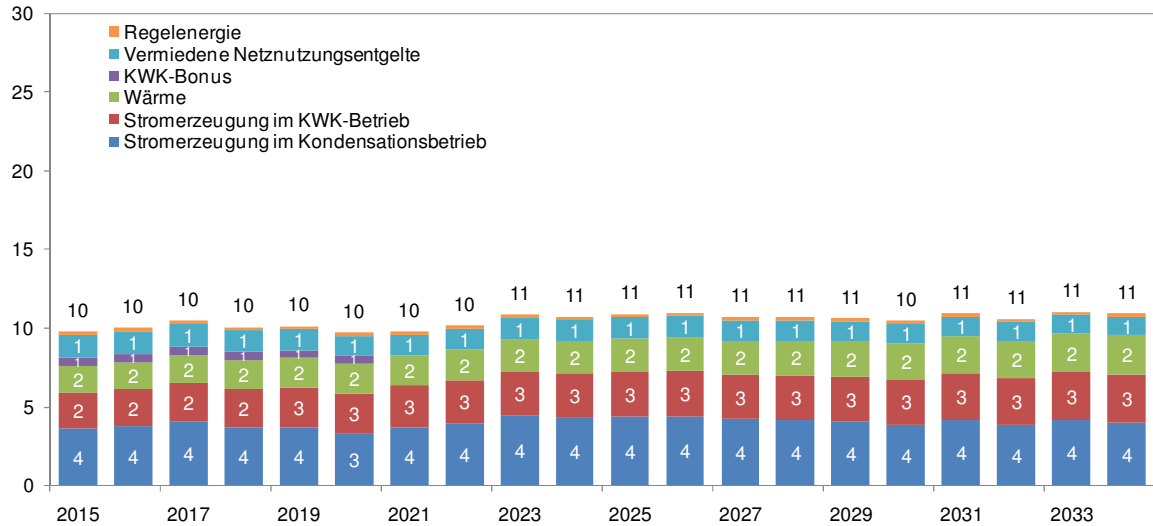


Abbildung H-2: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD klein (20 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 3.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

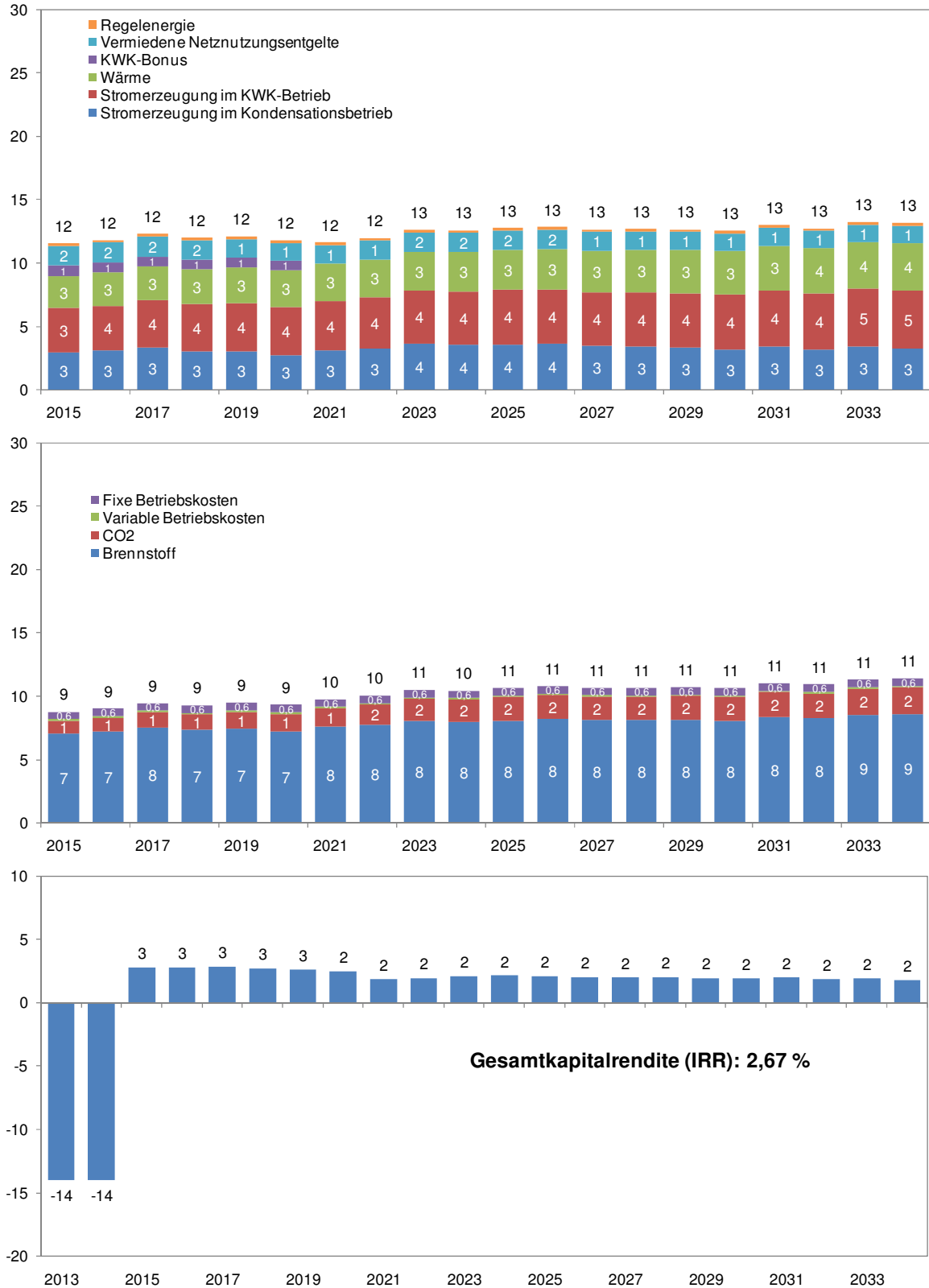


Abbildung H-3: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD klein (20 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 4.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

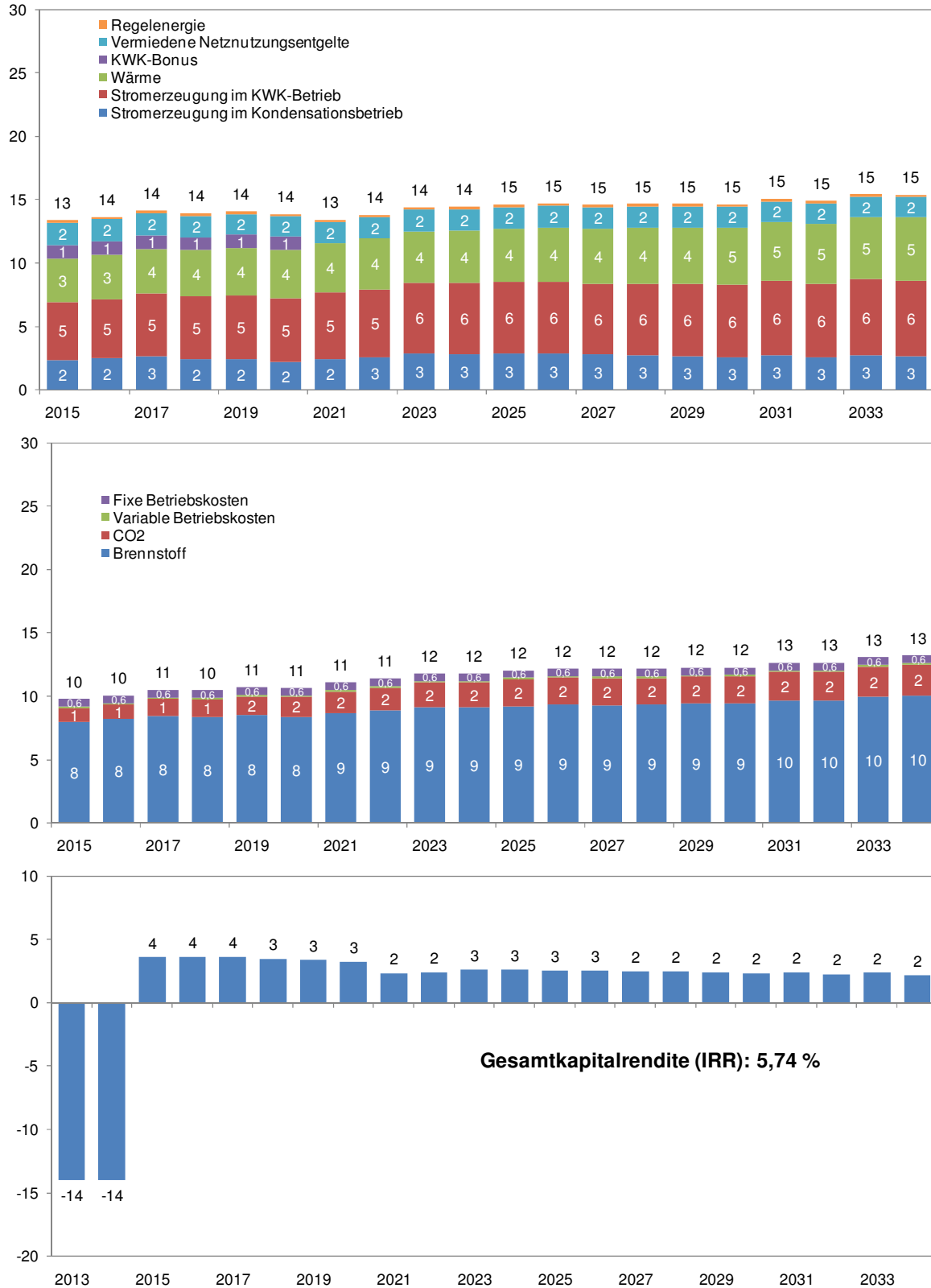


Abbildung H-4: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD klein (20 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 5.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

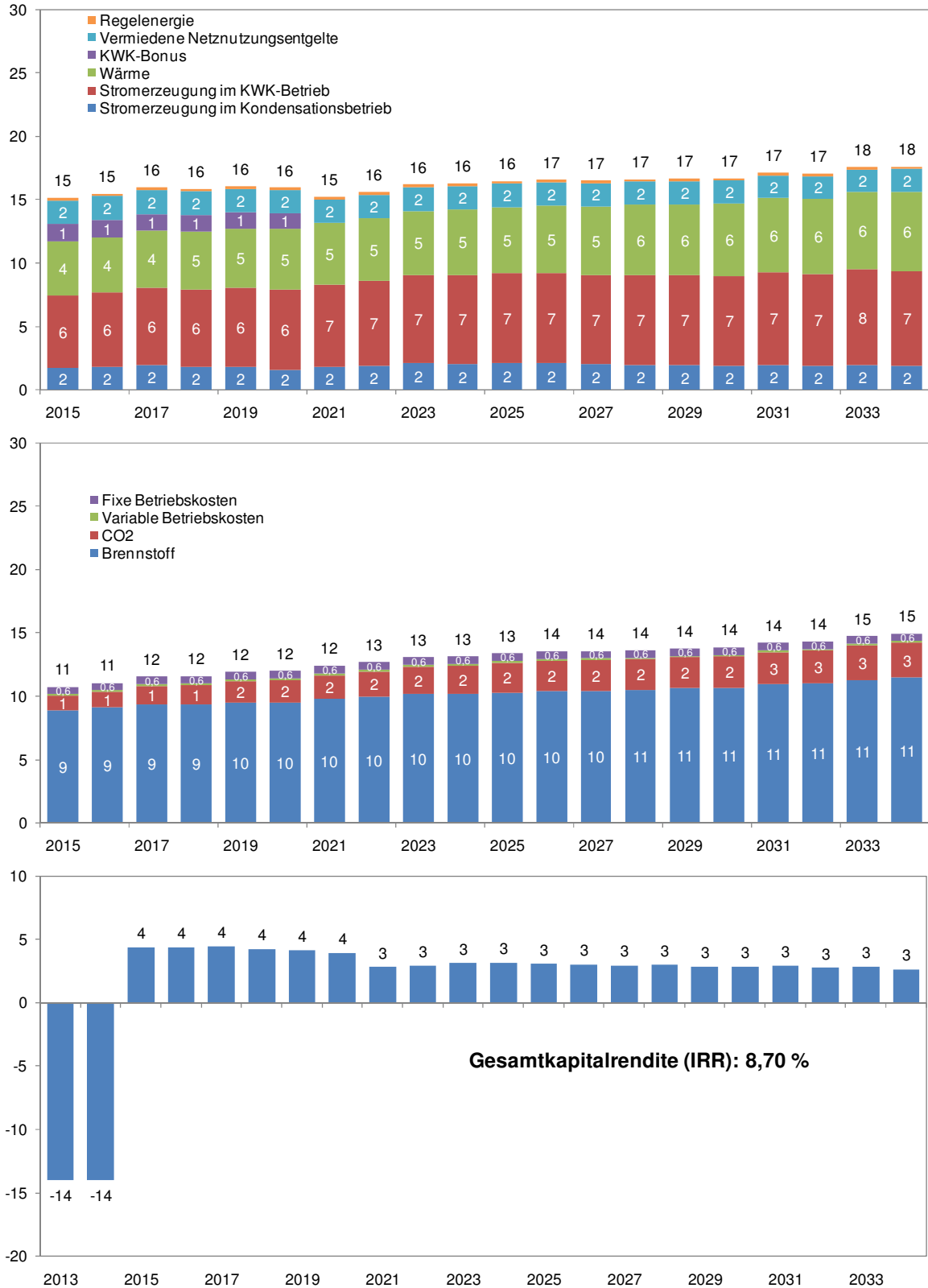
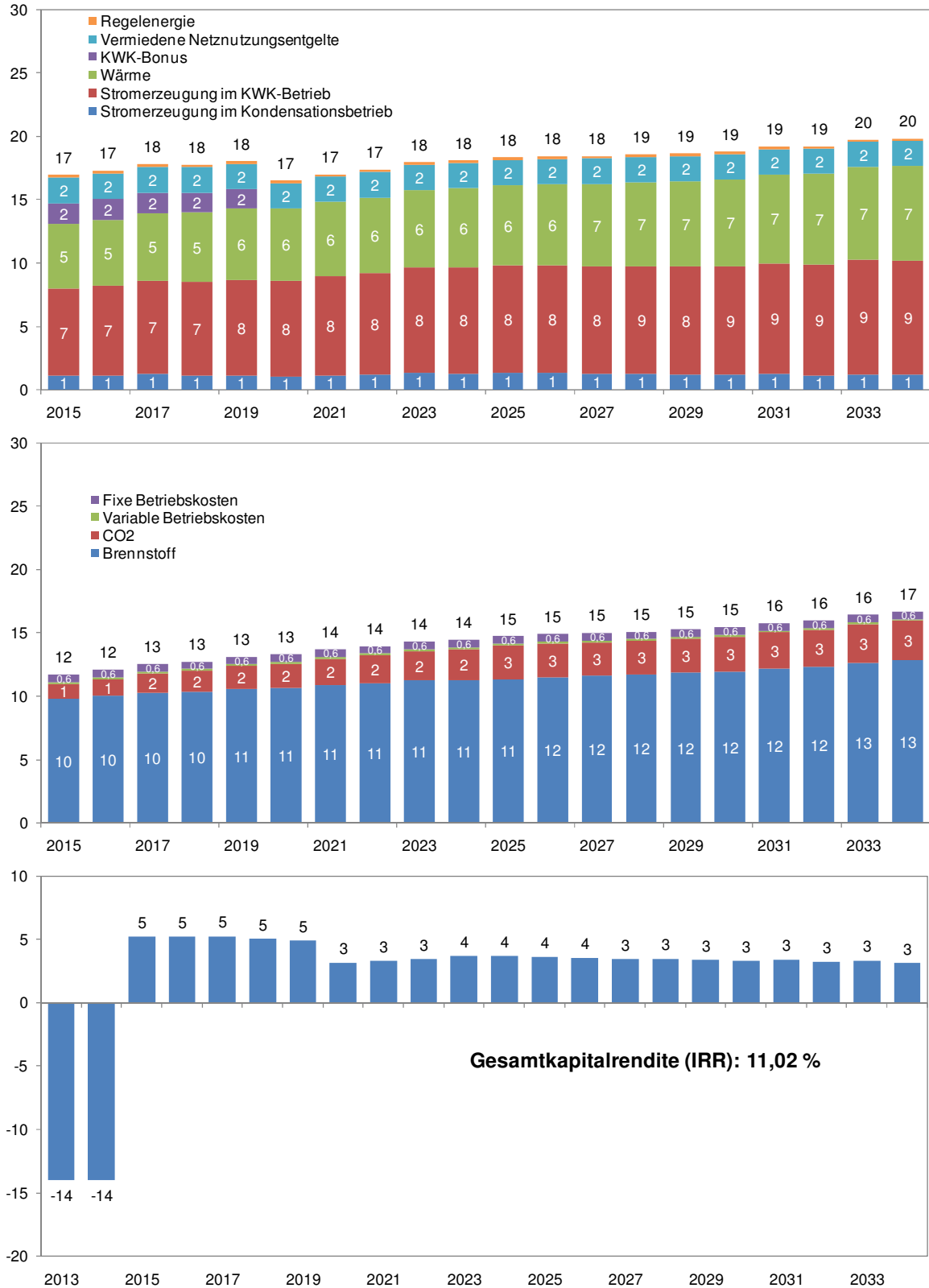


Abbildung H-5: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD klein (20 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 6.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>



**H.2 Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow  
(vor Steuern und Abschreibungen)  
für den KWK-Fall GuD groß (400 MW<sub>el</sub>)  
in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a  
im Szenario *Sofortausstieg 8 Blöcke***

Abbildung H-6: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD groß (400 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

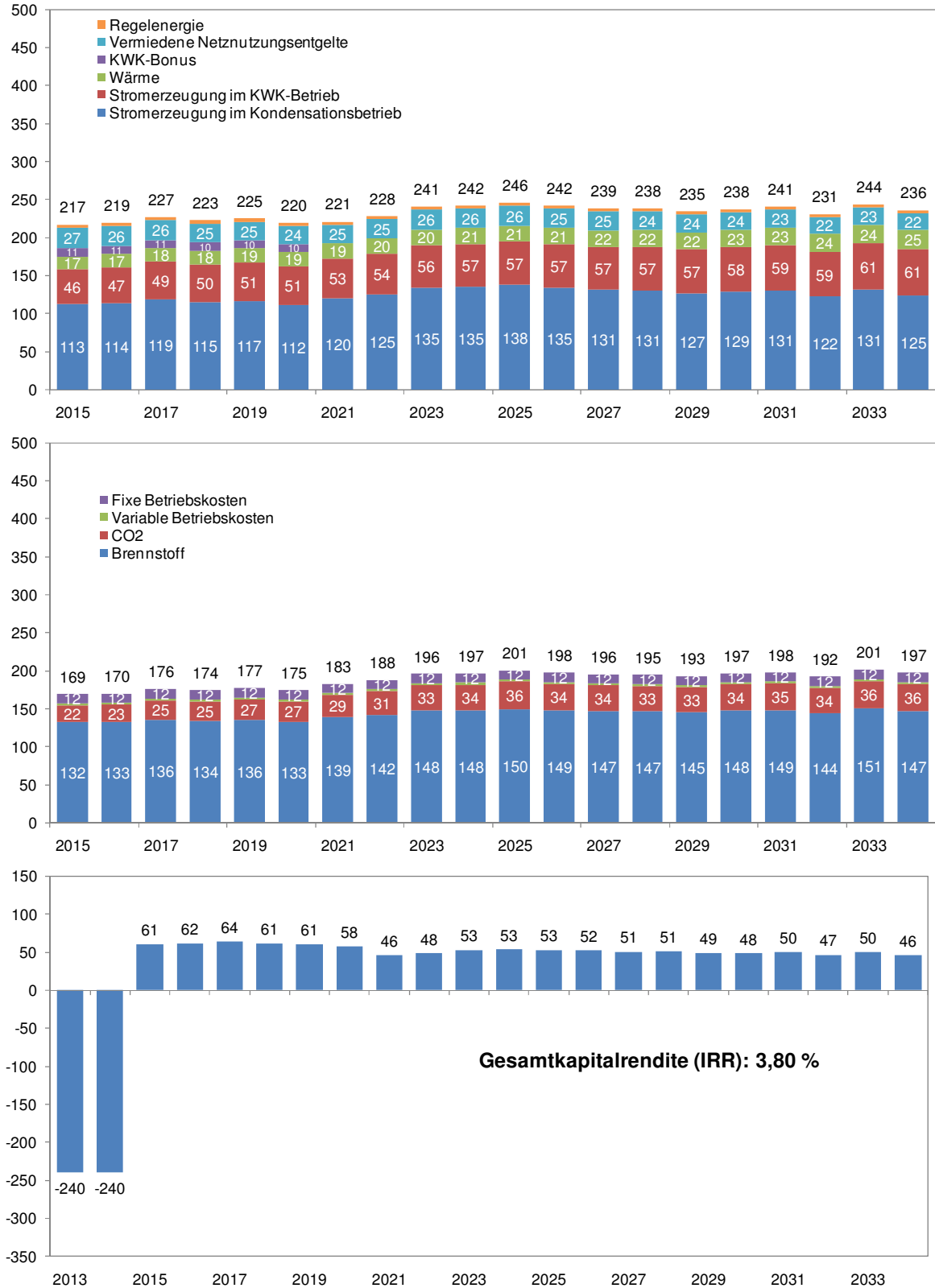


Abbildung H-7: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD groß (400 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 3.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

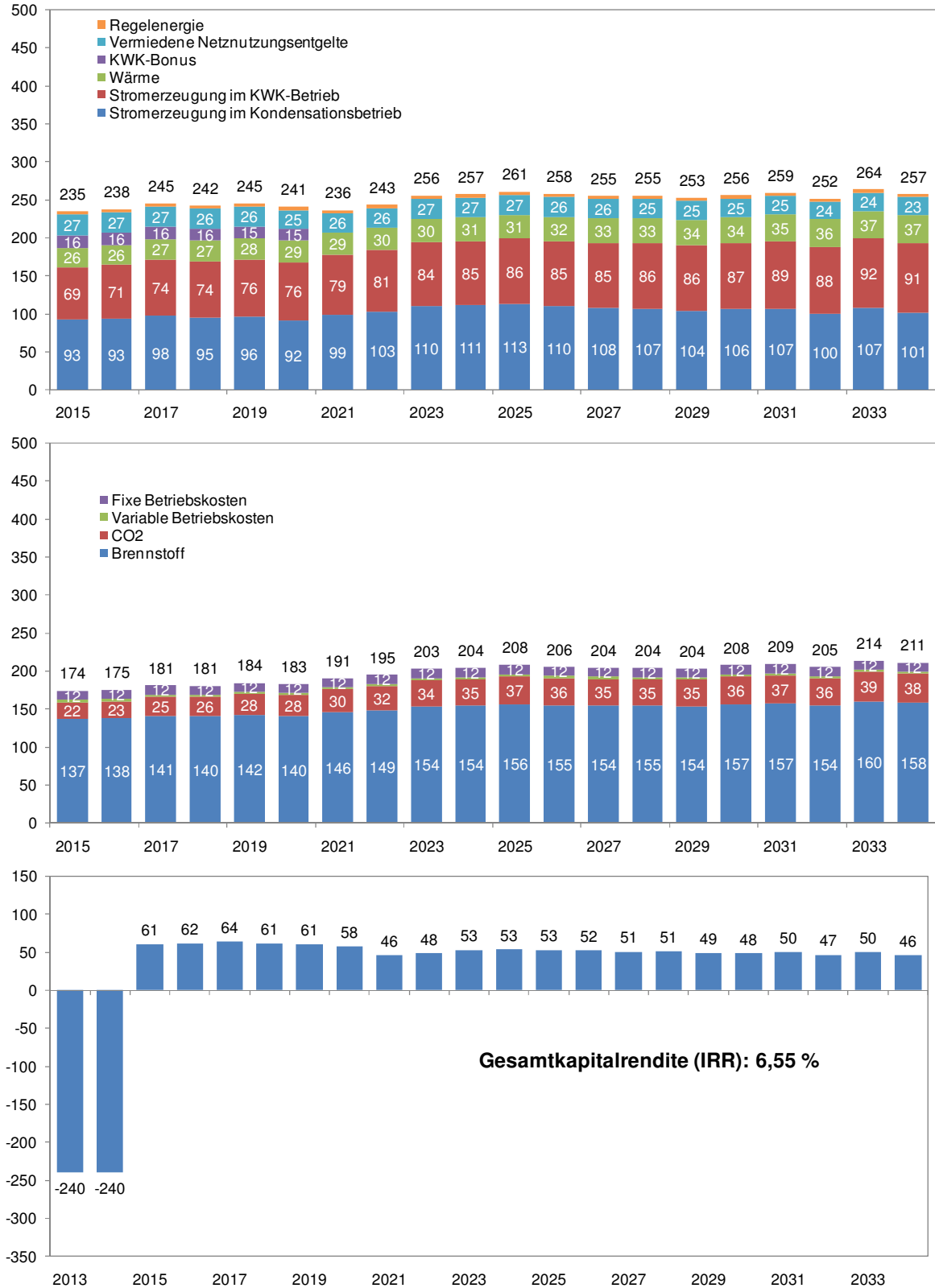


Abbildung H-8: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD groß (400 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 4.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

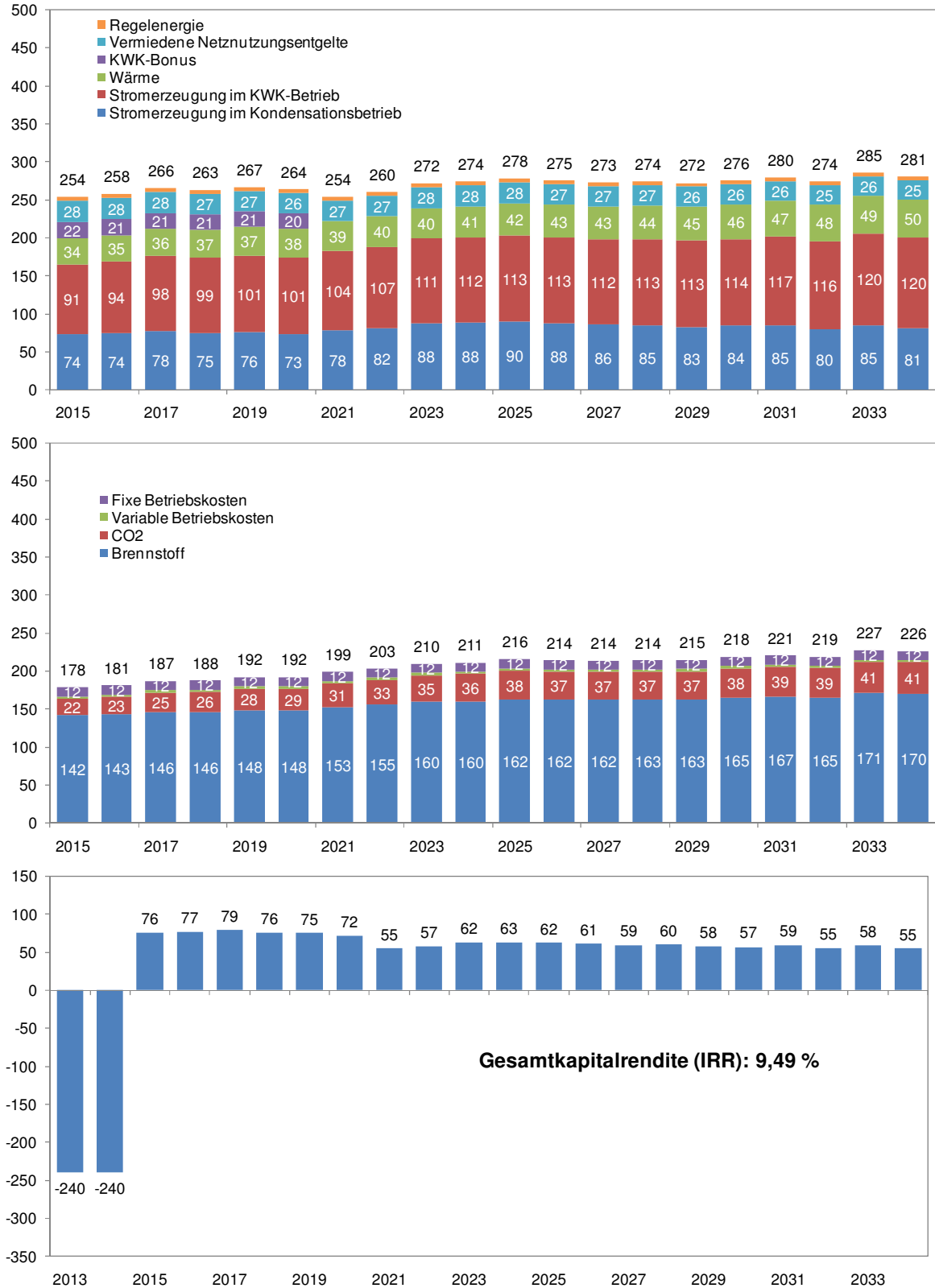


Abbildung H-9: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD groß (400 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 5.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

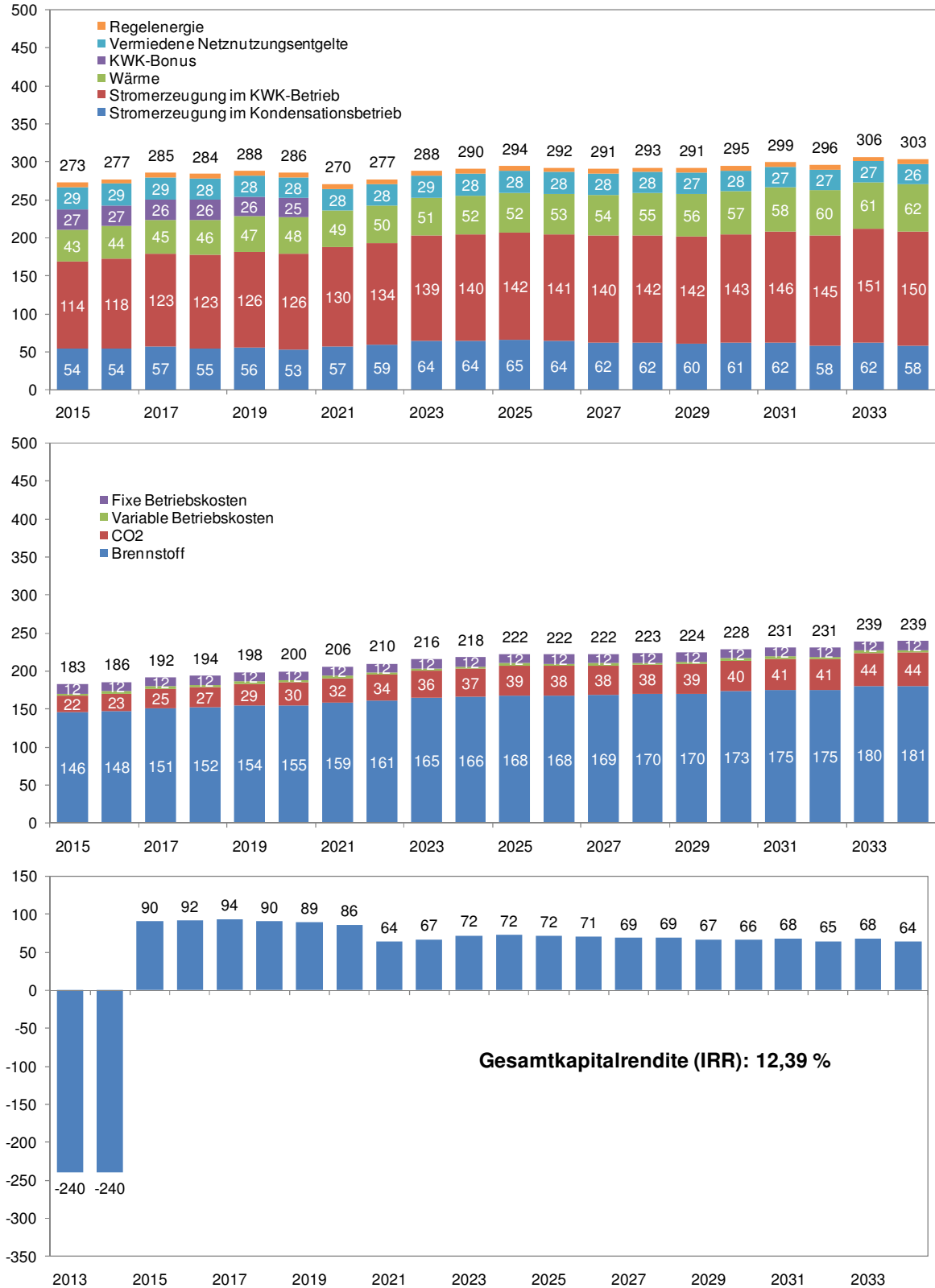
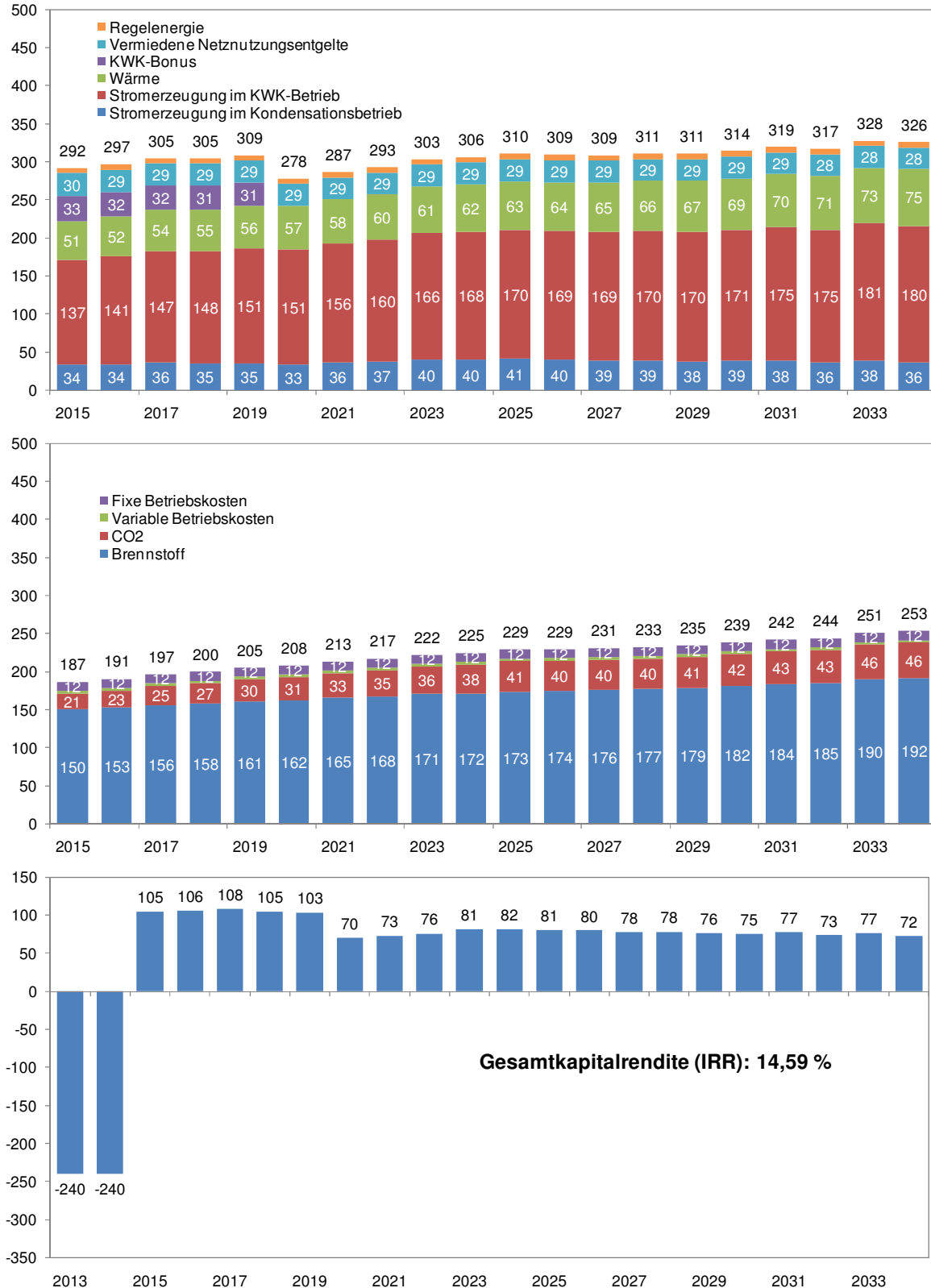
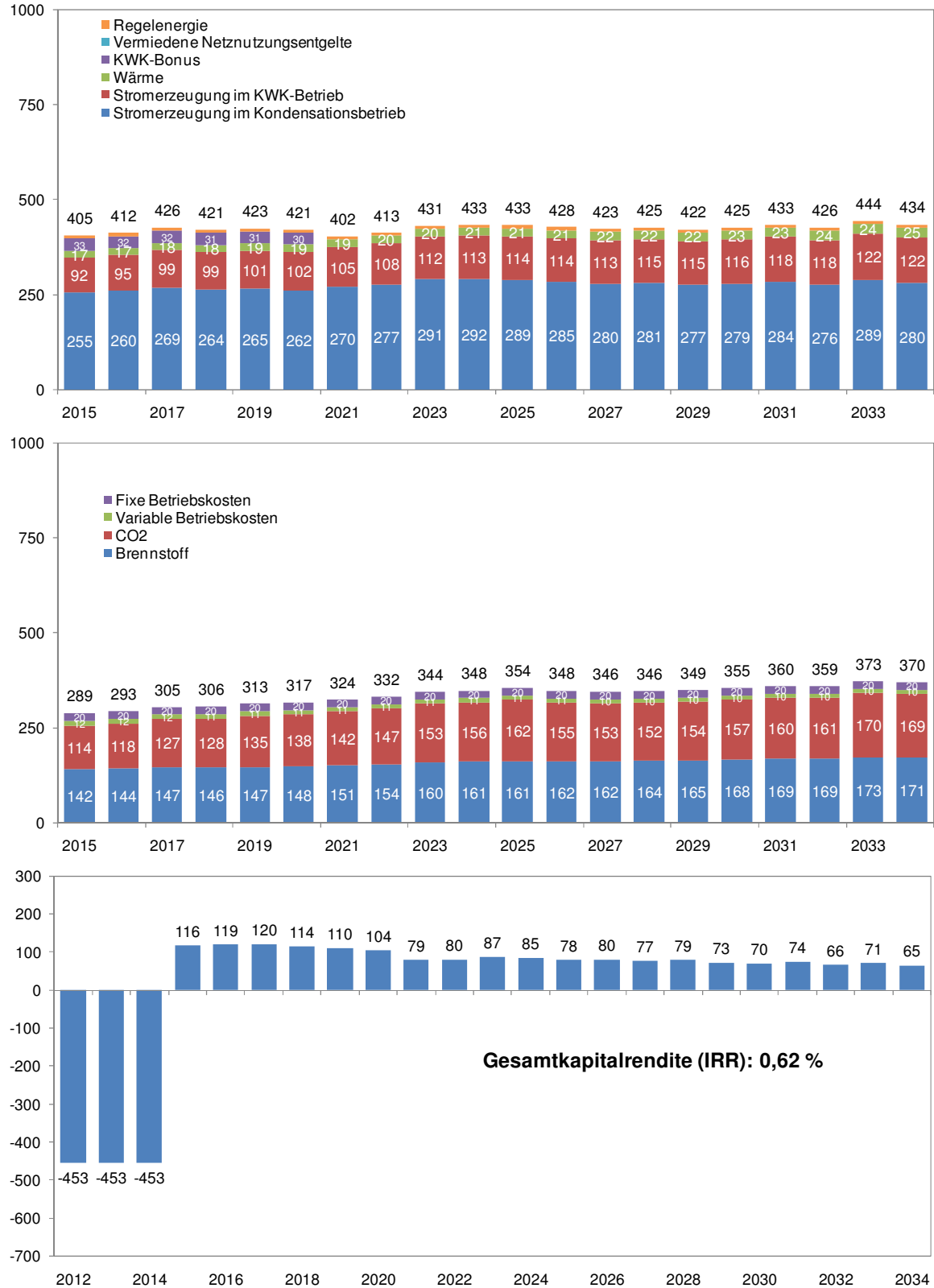


Abbildung H-10: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall GuD groß (400 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 6.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>



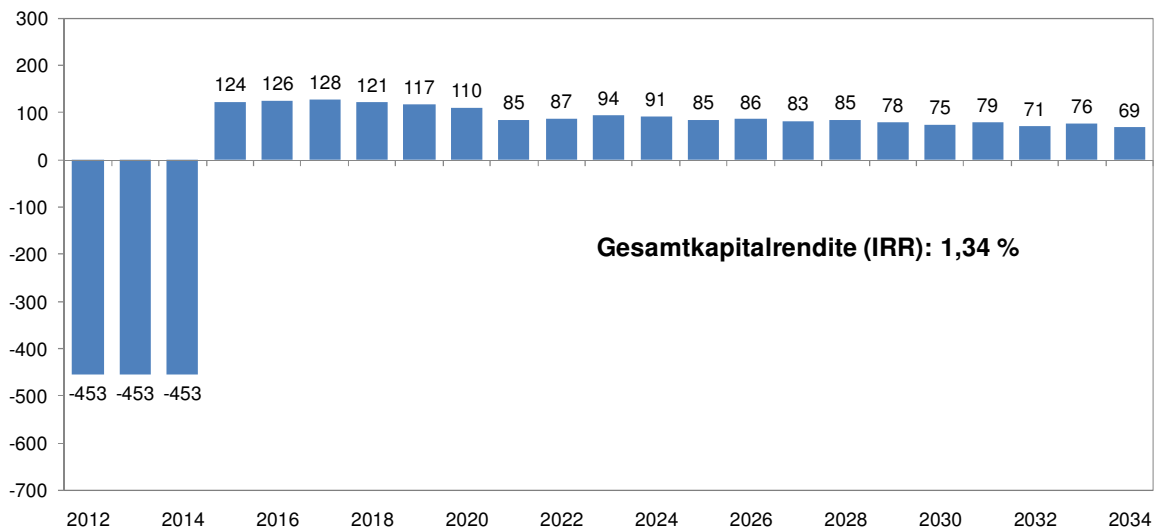
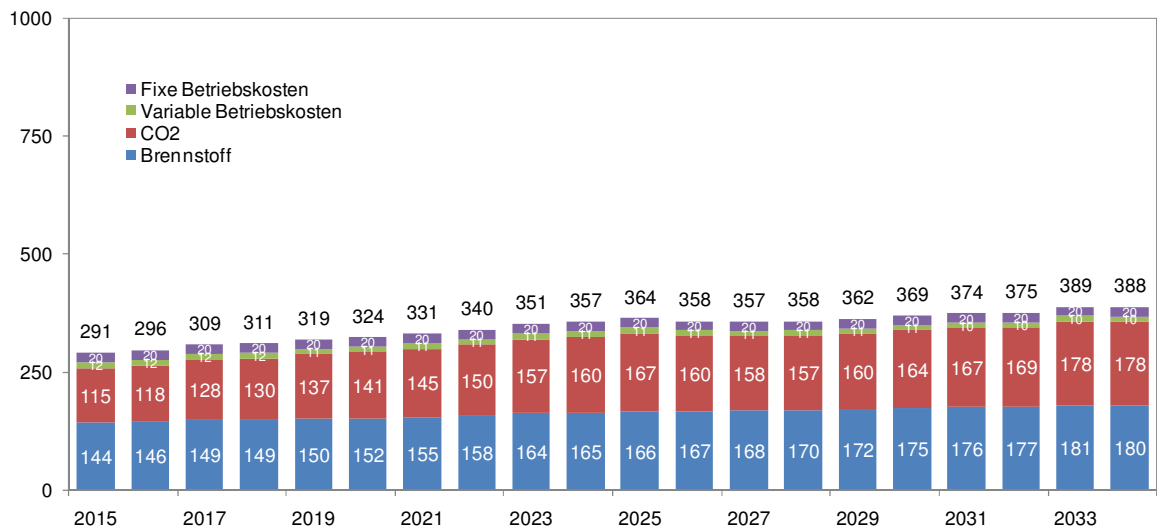
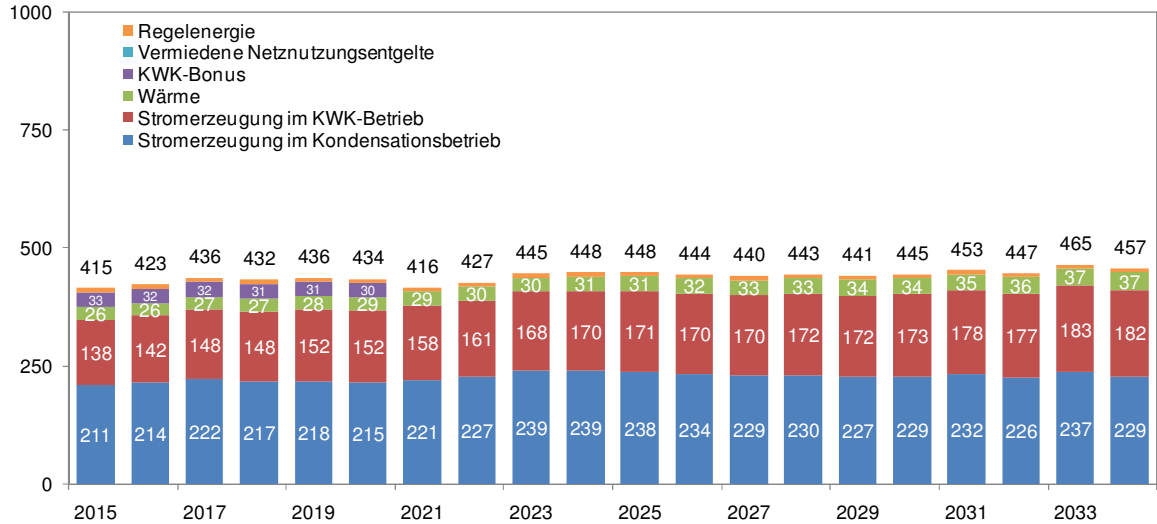
**H.3 Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow  
(vor Steuern und Abschreibungen)  
für den KWK-Fall Steinkohlekraftwerk (800 MW<sub>el</sub>)  
in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a  
im Szenario *Sofortausstieg 8 Blöcke***

Abbildung H-11: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Steinkohlekraftwerk (800 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>



Prognos 2011

Abbildung H-12: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Steinkohlekraftwerk (800 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 3.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>



Prognos 2011

Abbildung H-13: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Steinkohlekraftwerk (800 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 4.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

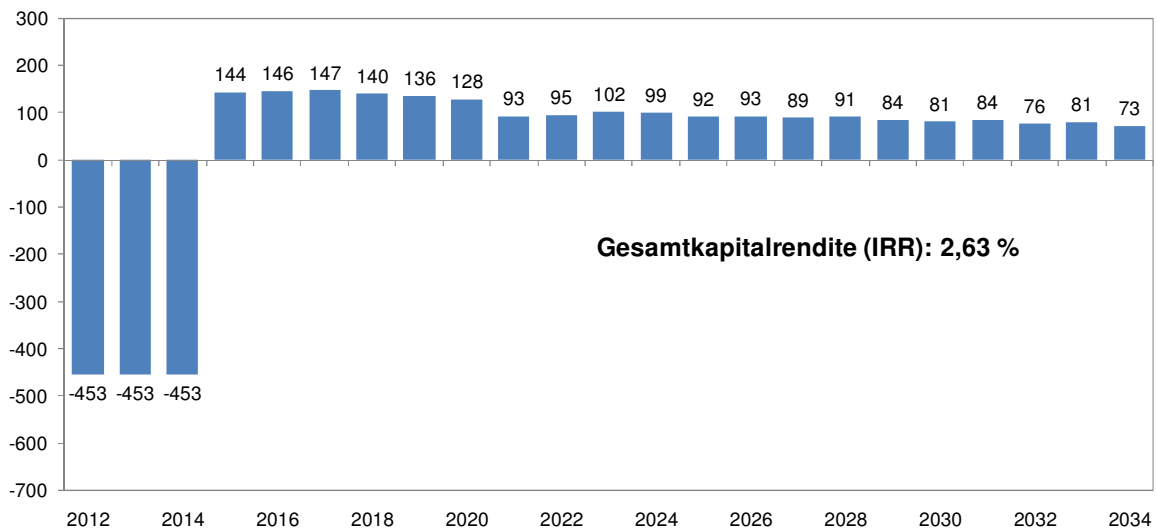
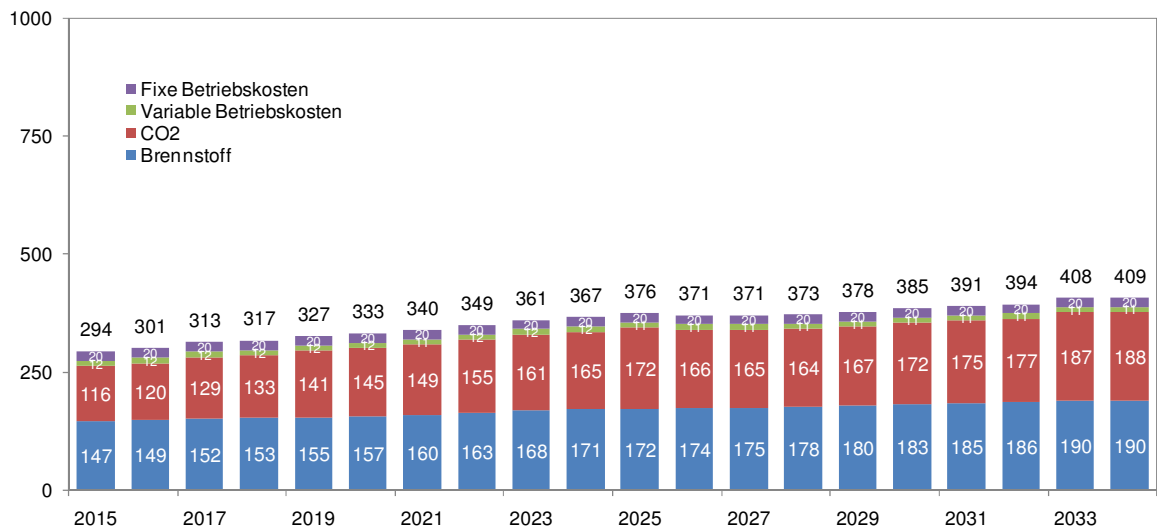
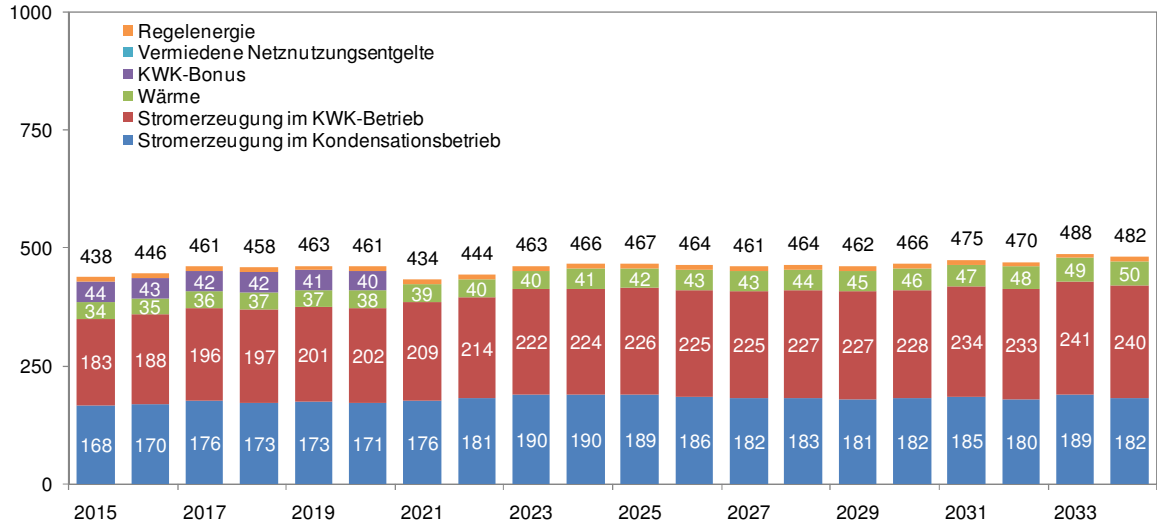


Abbildung H-14: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Steinkohlekraftwerk (800 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 5.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>

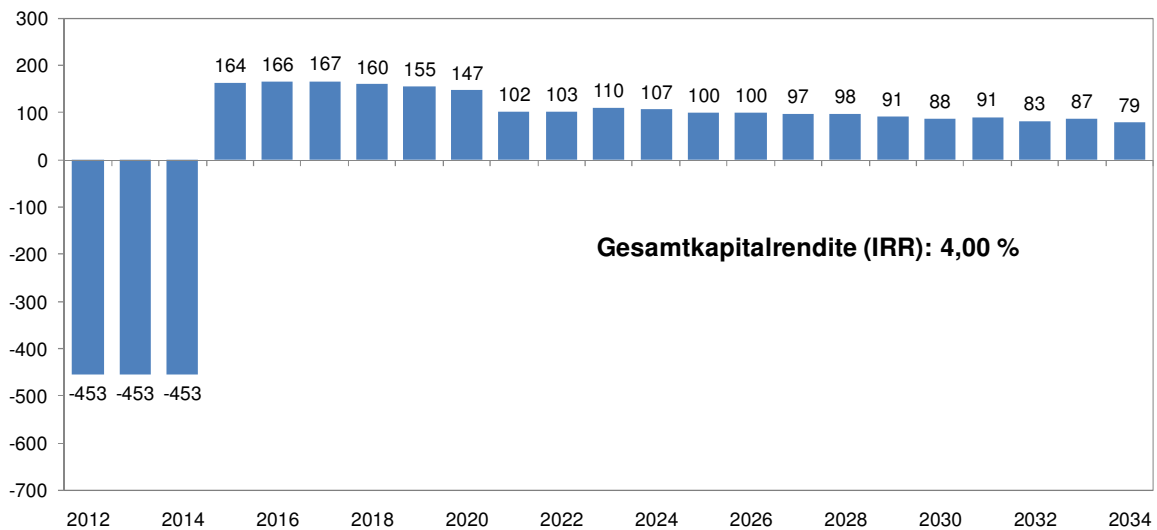
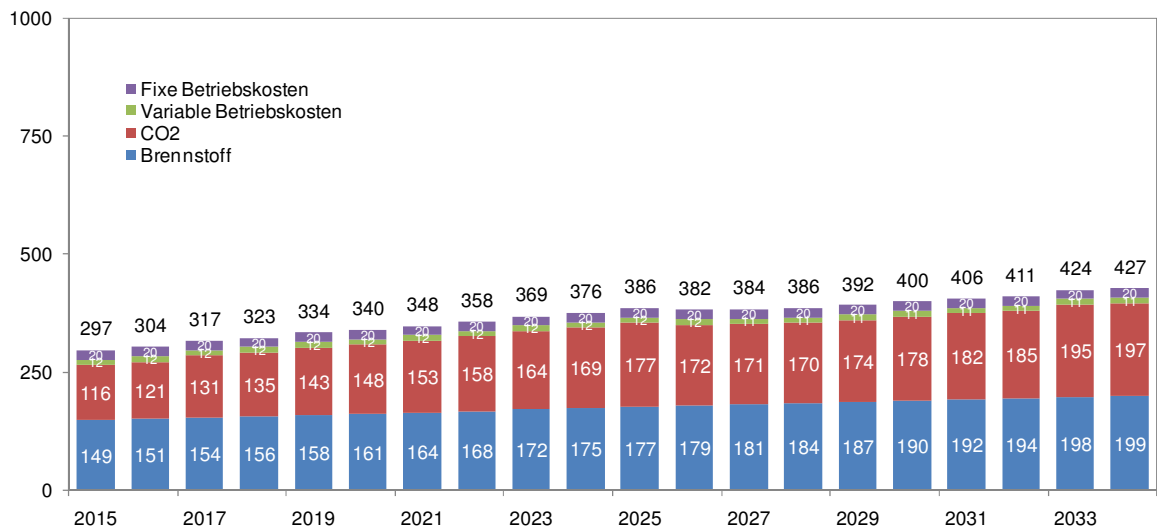
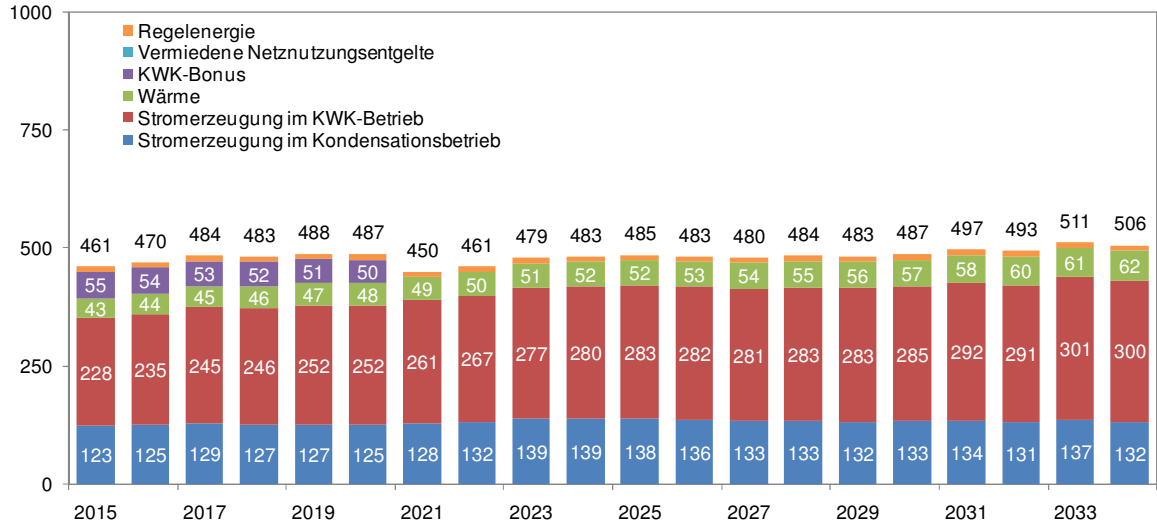
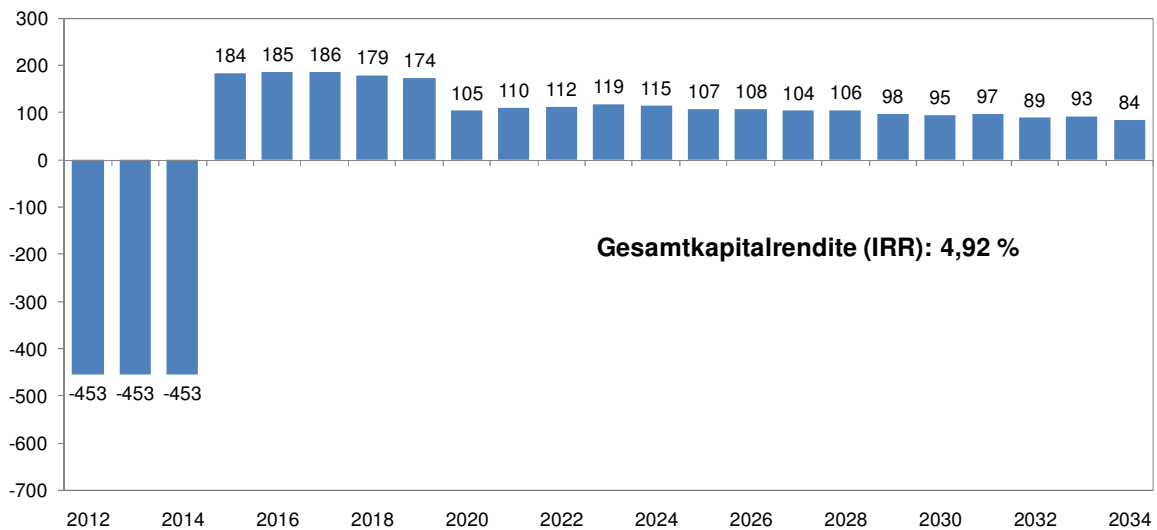
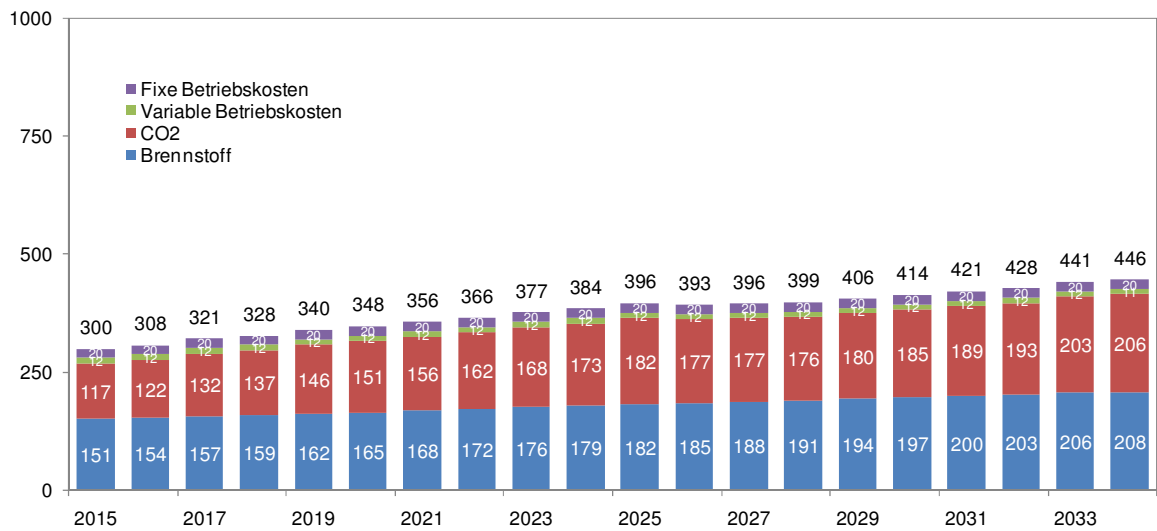
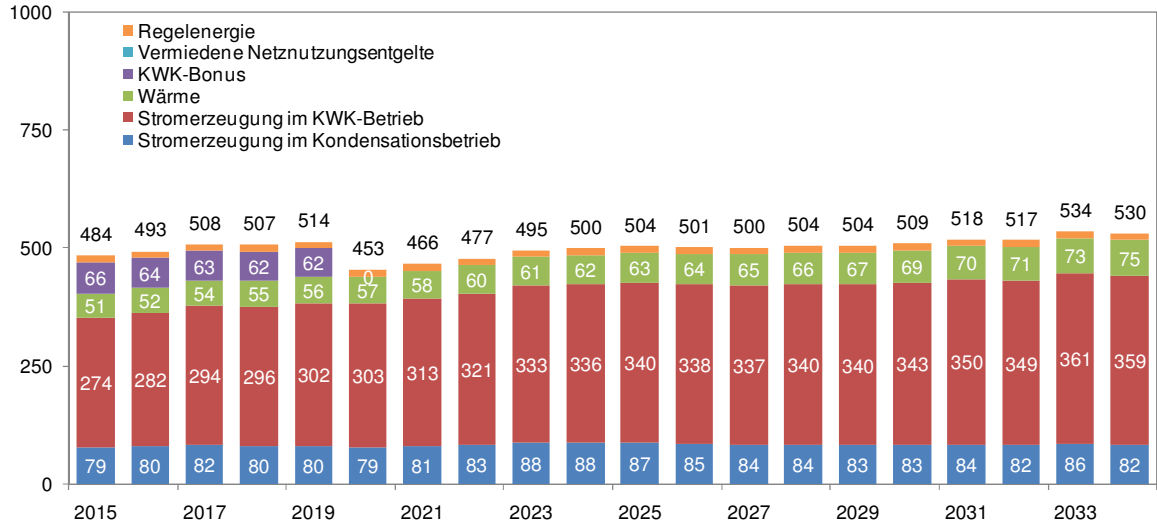


Abbildung H-15: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall Steinkohlekraftwerk (800 MW<sub>e</sub>) bei einer Wärmeabnahme von 6.000 h/a in Mio. Euro<sub>2009</sub>



**H.5 Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow  
(vor Steuern und Abschreibungen)  
für den KWK-Fall Industrie-GuD (1) (40 MW<sub>el</sub>)  
in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a  
im Szenario *Sofortausstieg 8 Blöcke***

Abbildung H-21: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (1) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **2.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

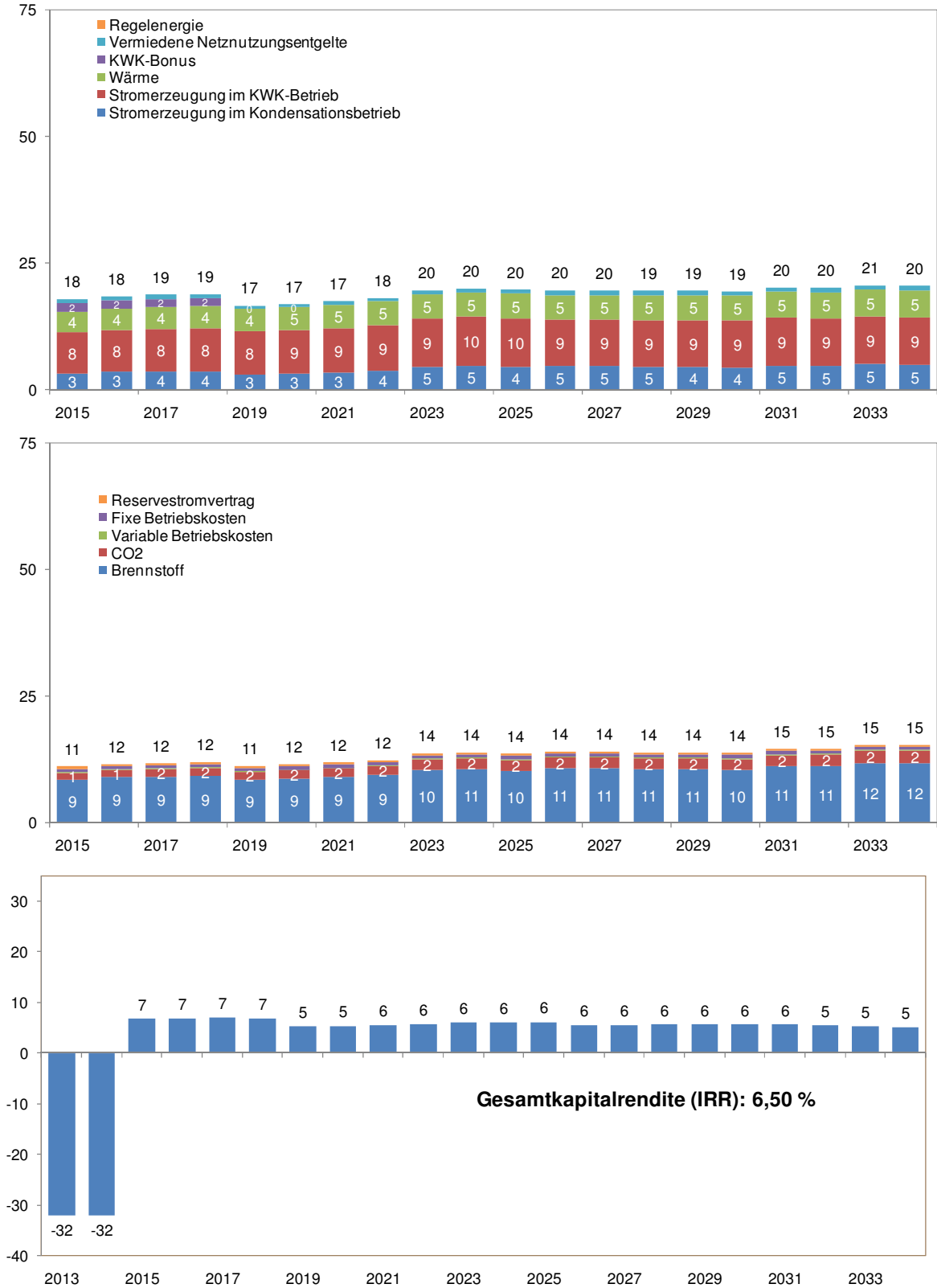


Abbildung H-22: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (1) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **3.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

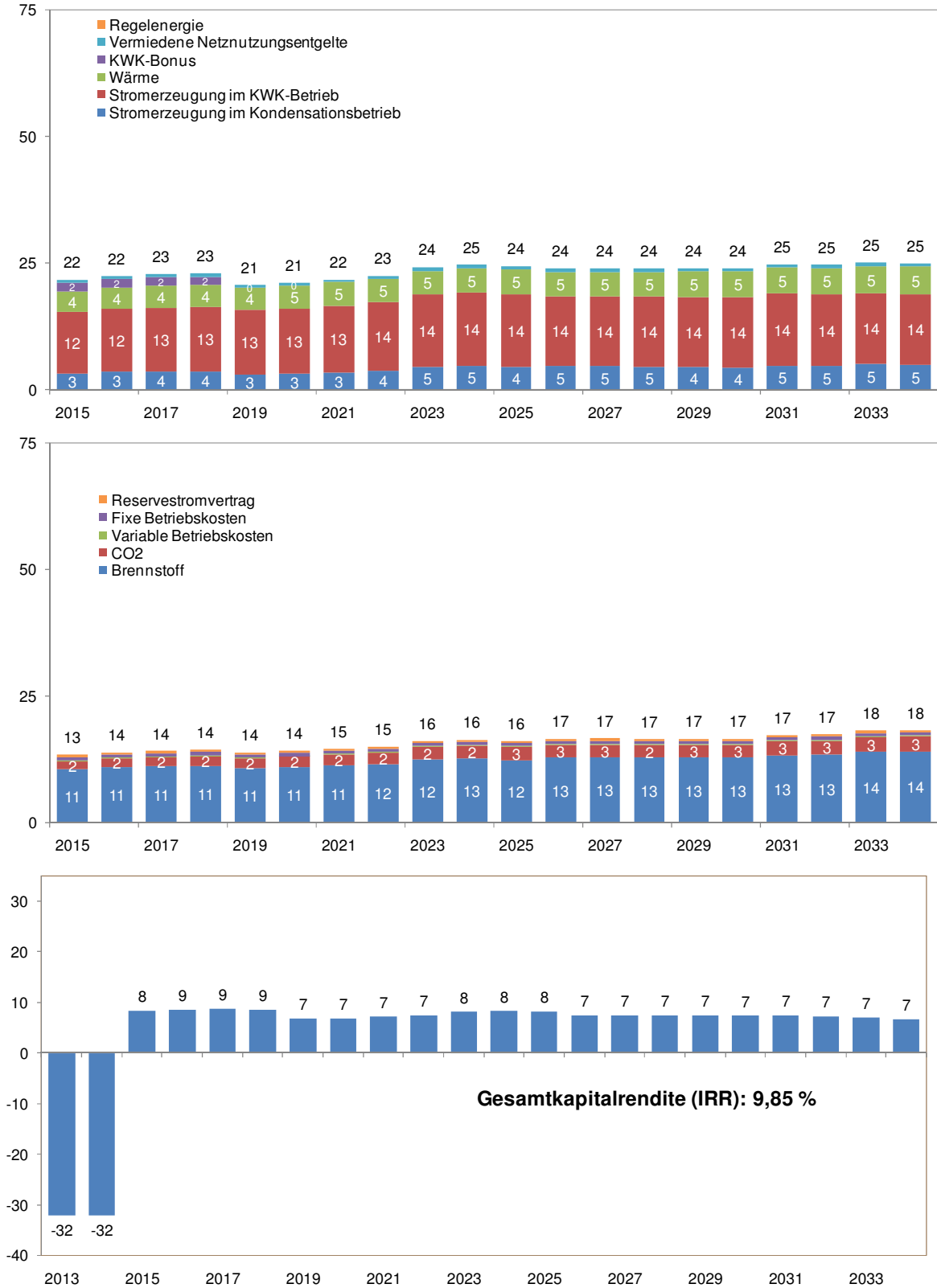


Abbildung H-23: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (1) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **4.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

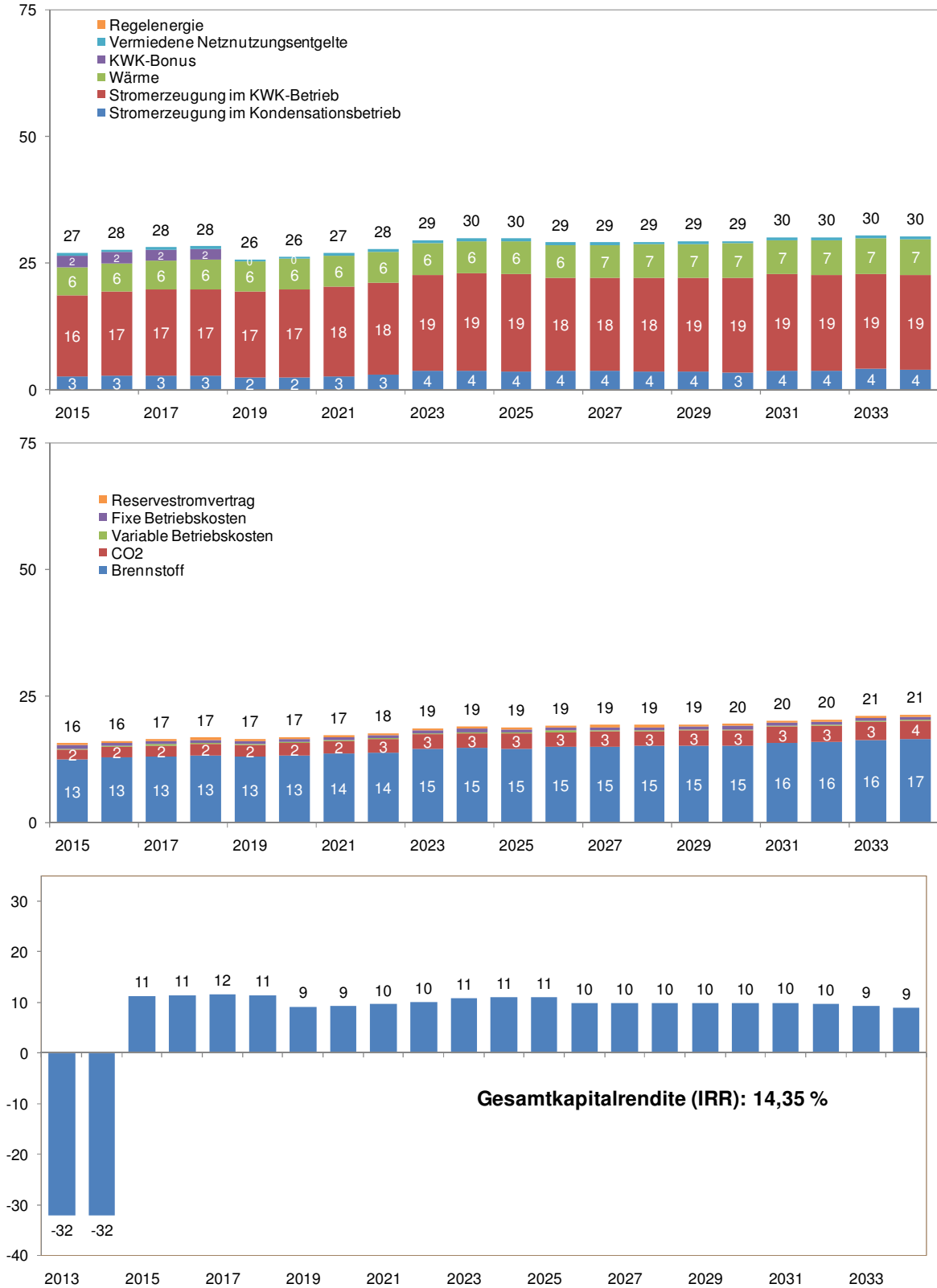


Abbildung H-24: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (1) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **5.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

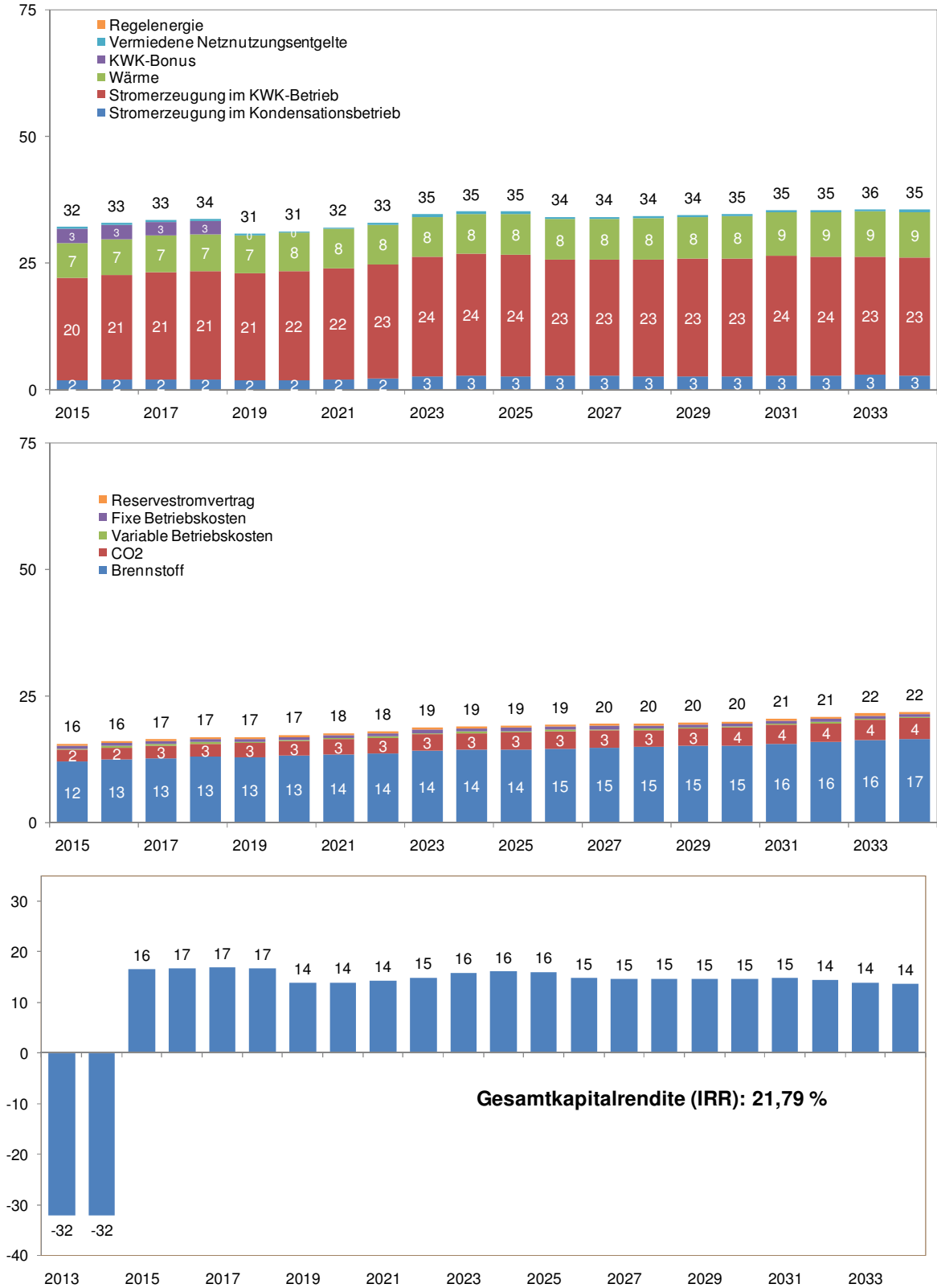
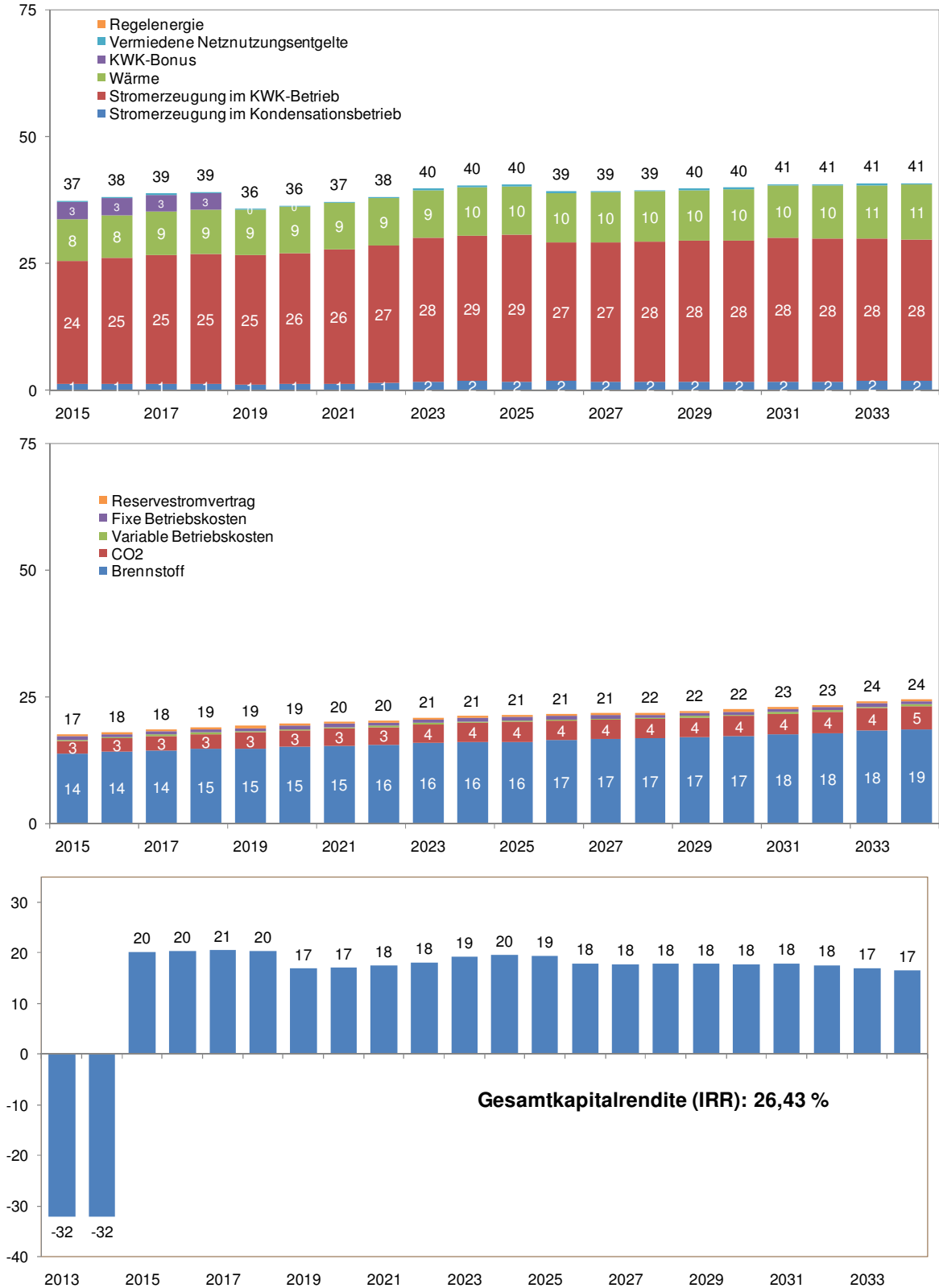


Abbildung H-25: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (1) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **6.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>



**H.6 Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow  
(vor Steuern und Abschreibungen)  
für den KWK-Fall Industrie-GuD (2) (40 MW<sub>el</sub>)  
in Abhängigkeit einer Wärmeabnahme von 2.000 h/a bis 6.000 h/a  
im Szenario *Sofortausstieg 8 Blöcke***

Abbildung H-16: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (2) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **2.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

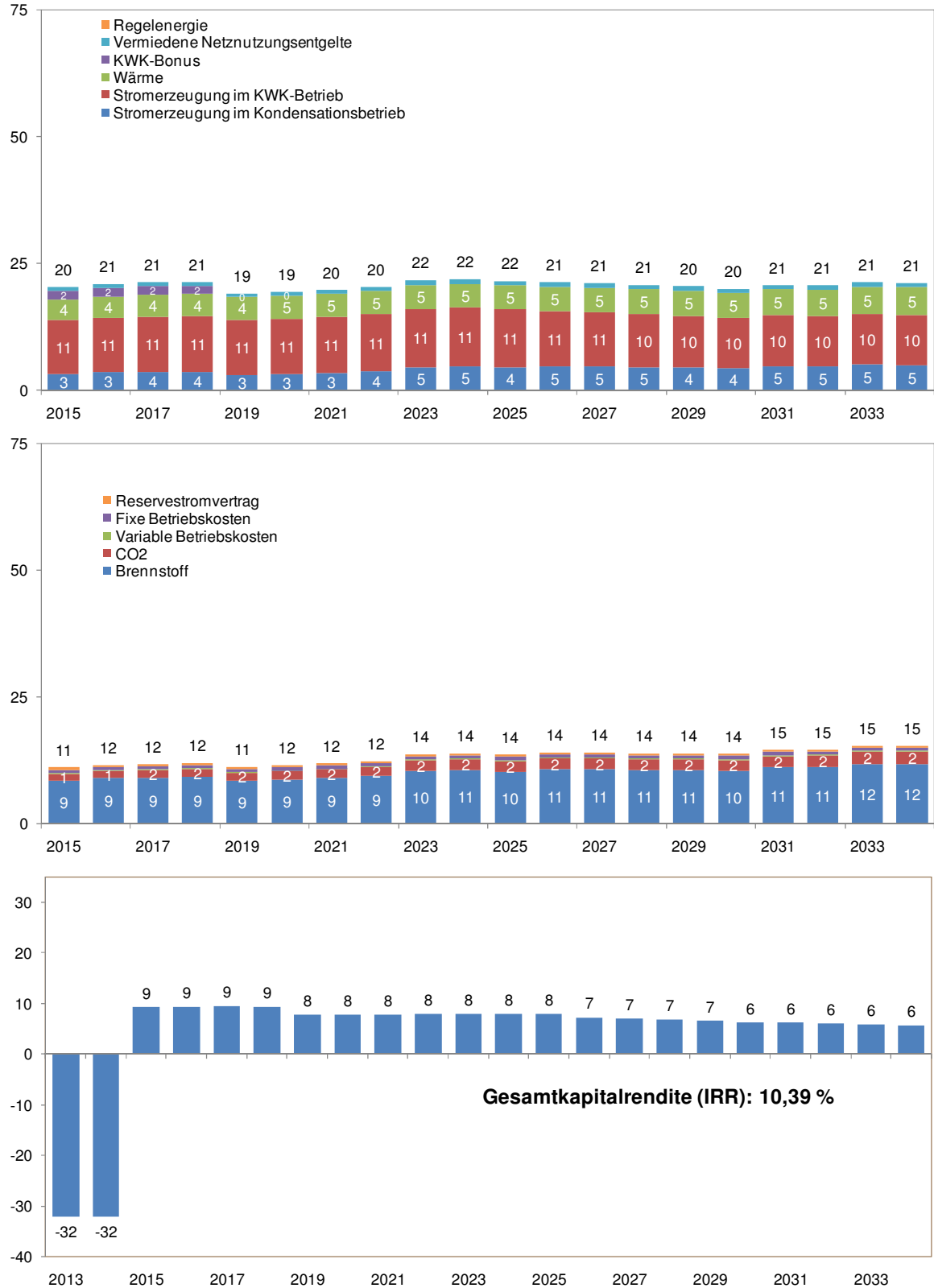


Abbildung H-17: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (2) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **3.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

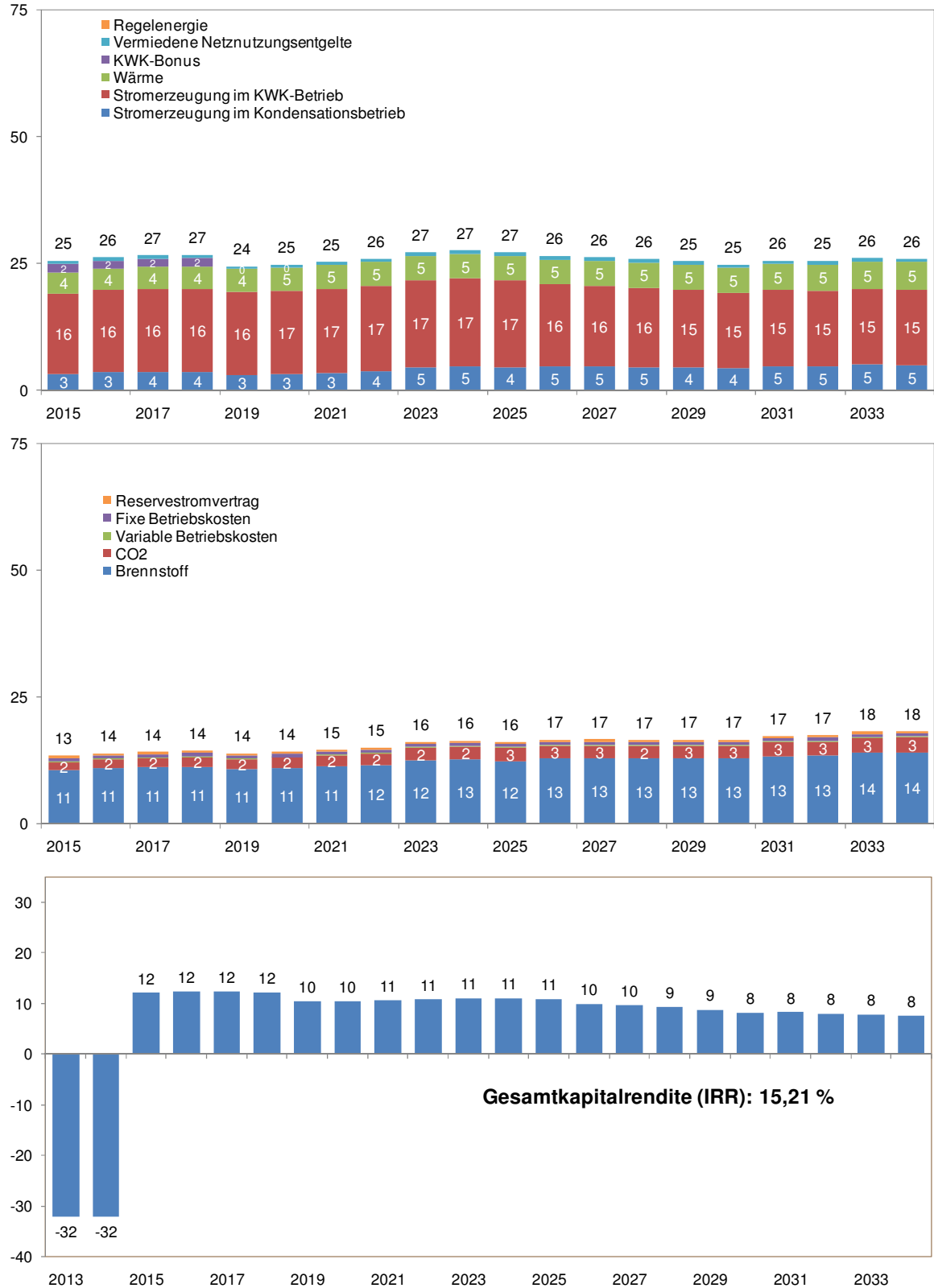


Abbildung H-18: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (2) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **4.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

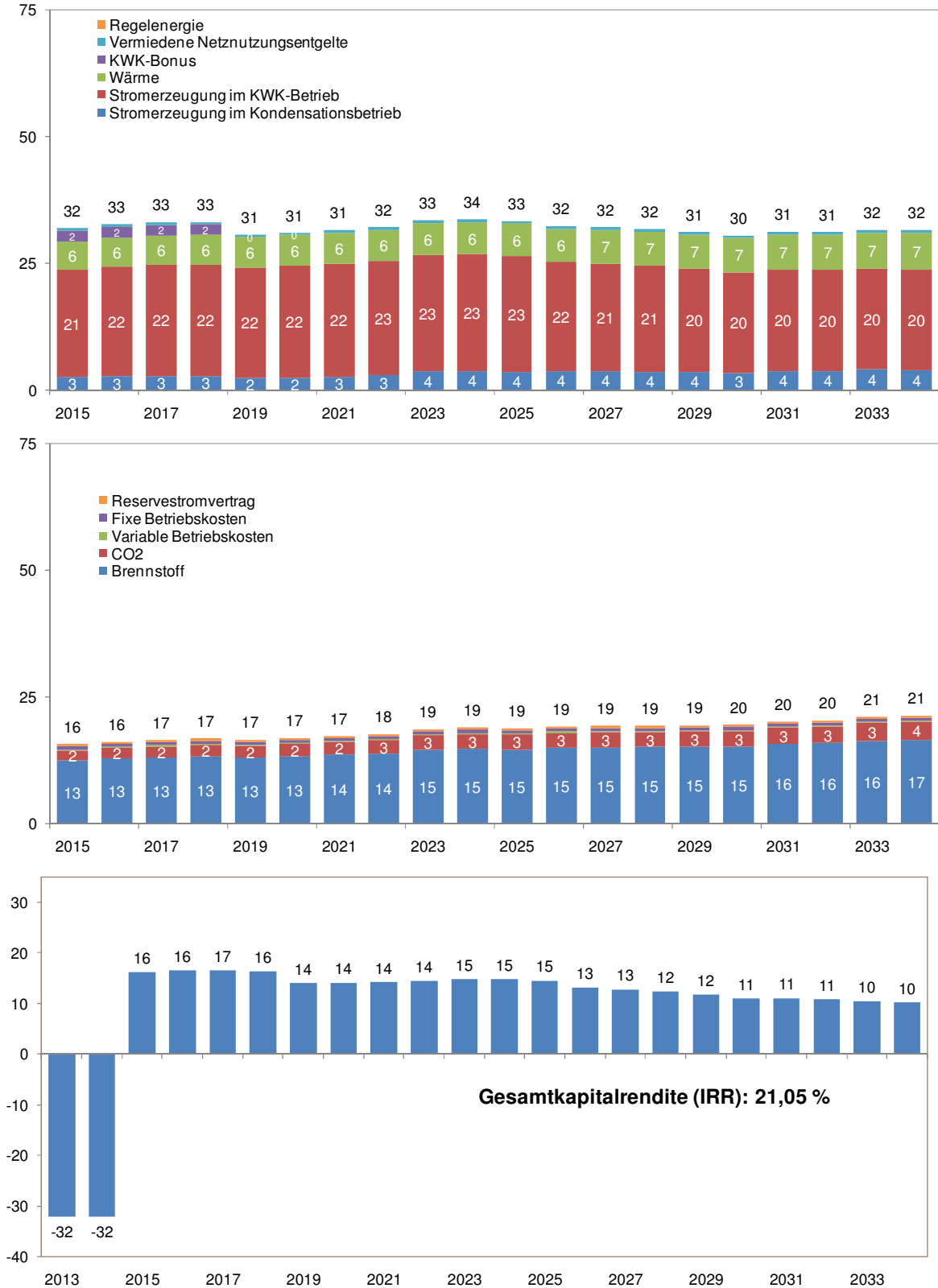


Abbildung H-19: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (2) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **5.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

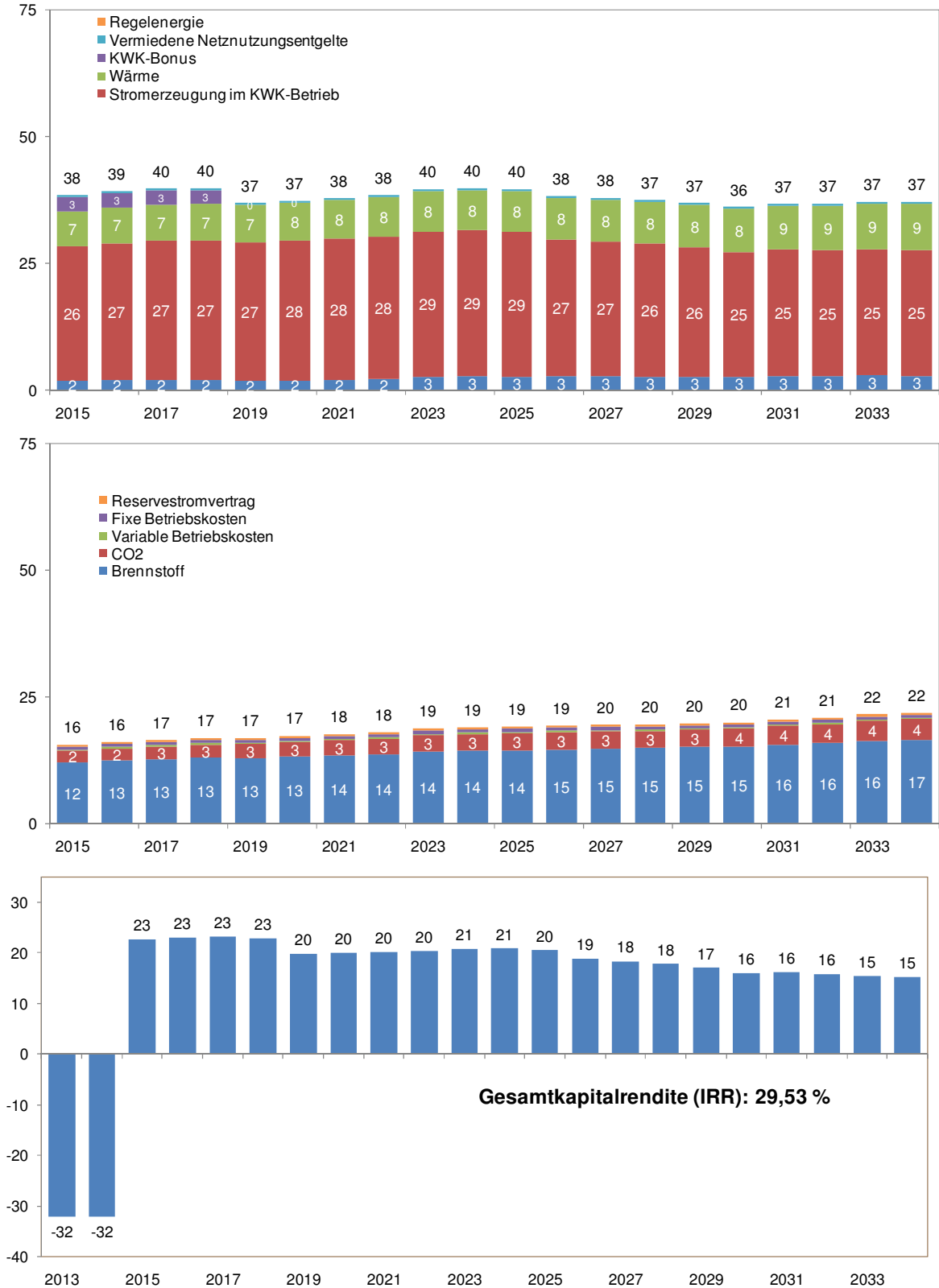


Abbildung H-20: Erlöse, Betriebskosten und Bruttocashflow (vor Steuern und Abschreibungen) für den KWK-Fall **Industrie-GuD (2) (40 MW<sub>el</sub>)** bei einer Wärmeabnahme von **6.000 h/a** in Mio. Euro<sub>2009</sub>

