
Die Rolle der Kraft- Wärme-Kopplung in der Energiewende

Status quo, Perspektiven und Weichen-
stellungen für den sich wandelnden
Strom- und Wärmemarkt

STUDIE

Agora
Energiewende



Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende

IMPRESSUM

STUDIE

Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung
in der Energiewende

Status quo, Perspektiven und Weichenstellungen
für den sich wandelnden Strom- und Wärmemarkt

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung:

Dr. Thies F. Clausen

thies.clausen@agora-energiewende.de

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Carsten Diermann
LBD Beratungsgesellschaft mbH
Mollstraße 32 | 10349 Berlin

Redaktion:

Mara Marthe Kleiner

Korrektorat:

infotext GbR, Berlin

Satz:

Maren Rabe, www.marenrabe.com

Titelbild:

Andrei Merkulov, Fotolia

068/06-S-2015/DE

Veröffentlichung: April 2015

Aktualisierung/Korrektur: September 2015

Bitte zitieren als:
LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015): *Die Rolle
der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende.*
Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Mit Kraft-Wärme-Kopplung lässt sich Strom erzeugen und die entstehende Wärme nutzen – effizienter als bei der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme. Jenseits dieser allgemeinen Charakterisierung der KWK entfaltet sich ein weites Spektrum von KWK-Lösungen, die sich hinsichtlich ihrer Einsatzbereiche, Anlagengrößen, Brennstoffe und Geschäftsmodelle teils erheblich unterscheiden.

Dementsprechend komplex ist die Diskussion um die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (KWK-G), die die Bundesregierung für das laufende Jahr 2015 anstrebt. Sie kreist um Fragen wie die Flexibilisierung von Anlagen, die Neubestimmung des KWK-Ausbauziels, die Förderung von Bestandskraftwerken und die Behandlung von Selbstverbrauch aus Eigenerzeugung.

Agora Energiewende will diese oft nur Expertinnen und Experten verständliche Diskussion leichter zugänglich machen. Hauptaugenmerk liegt dabei auf dem Ansatz, die zukünftige Rolle der KWK in einem Energiesystem zu bestimmen, das mehr und mehr von Wind- und Solaranlagen geprägt ist. Wir haben deshalb die LBD Beratungsgesellschaft damit beauftragt, den Status quo der KWK, ihr wirtschaftliches Umfeld und ihren gegenwärtigen regulatorischen Rahmen zu analysieren und Vorschläge für dessen Weiterentwicklung auszuarbeiten.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick

1.

Die KWK soll ihre Effizienzvorteile in die Energiewende einbringen – in einem fairen Wettbewerb mit anderen Technologien. KWK ist eine von mehreren Optionen, die zu Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Effizienz im Stromsystem beitragen können. Sie muss sich diesem Wettbewerb stellen. Die KWK-Förderung muss deshalb in ein Energiewende-Marktdesign eingebettet werden.

2.

Die KWK-Förderung muss den Klimaschutzeffekt der KWK gezielt belohnen. Das Ziel der Energiewende ist der Klimaschutz. Gas-KWK-Anlagen haben einen deutlich höheren Klimaschutzeffekt als Kohle-KWK-Anlagen. Solange die CO₂-Preise im Emissionshandel diesen Wert nicht spiegeln, sollte das KWK-G gezielt klimaschonende Gas-KWK unterstützen.

3.

Die KWK-Förderung muss die Flexibilität der Anlagen belohnen. Damit das Stromsystem Erneuerbare Energien bestmöglich integrieren kann, braucht es flexible Kraftwerke. Auch die KWK muss deshalb technisch flexibler werden. Darüber hinaus muss die KWK-Förderung Anreize für systemdienliche Betriebsentscheidungen schaffen, indem Zuschläge bei negativen Preisen ausgesetzt werden.

4.

Die Verzerrung von Betriebs- und Investitionsentscheidungen durch die indirekte KWK-Förderung sollte dringend abgebaut werden. Die größte KWK-Förderquelle ist nicht die KWK-G-Förderung, sondern die Vermeidung von Abgaben und Umlagen durch Selbstverbrauch. Selbst verbrauchter Strom sollte deshalb nicht auch noch KWK-Förderung erhalten. Auch die implizite Förderung aus den vermiedenen Netzentgelten ist nicht sinnvoll.

Inhalt

Vorwort	1
Einleitung	5
1 KWK heute: Segmente, Mengen, Wirtschaftlichkeit	7
1.1 Verschiedene KWK-Segmente und ihre Entwicklung	7
1.2 Das gegenwärtige wirtschaftliche Umfeld der KWK	12
1.3 Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und Investitionsprojekten	14
2 Die Rolle der KWK in einem Marktdesign für die Energiewende	19
2.1 Ein ordnungspolitisches Zielmodell für die KWK	20
2.2 Das 25-Prozent-Ziel und die Förderung von Neuinvestitionen	22
2.3 Bestandsförderung gasgefeuerter Fernwärme-KWK	25
2.4 Volumen und Wirkung direkter und indirekter KWK-Förderung	29
2.4.1 Selbstverbrauchsprivilegierung	30
2.4.2 Vermiedene Netzentgelte	35
2.4.3 KWK-Zuschläge nach KWK-G	37
2.5 Weitere Ansatzpunkte für eine höhere Energiewendekompatibilität der KWK	38
2.5.1 Förderung der technischen Flexibilisierung	39
2.5.2 Ausweitung der Direktvermarktung	39
2.5.3 Abbau von Preisverzerrungen an den Sektorgrenzen	40
3 Die langfristige Rolle der KWK	43
3.1 Langfristige Energiewendeziele für den Strom- und Wärmemarkt	43
3.2 Die langfristige Entwicklung des energiewirtschaftlichen Umfelds von KWK und Fernwärme	44
Szenario 1: Dezentrale Wärmeversorgung	45
Szenario 2: Fernwärmenetze in städtischen Ballungsräumen	45
3.3 Fazit: Die Konturen der Wärmewende zeichnen sich noch nicht ab	46
4 Fazit	47
Eckpunkte für die Weiterentwicklung des KWK-G	47
Eckpunkte für bessere Rahmenbedingungen jenseits des KWK-G	48
Literatur	50

Einleitung

Mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) lassen sich Primärenergieträger – Erdgas, Kohle, biogene Brennstoffe – besonders effizient in Strom und Wärme umwandeln. Ihre Effizienz beruht darauf, dass die unvermeidlich entstehende Abwärme der Verbrennungsprozesse thermischer Kraftwerke als Nutzwärme zur Verfügung gestellt wird. KWK ist deshalb historisch vor allem dort eingesetzt worden, wo Brennstoffe besonders knapp und teuer waren. Einen neuen Schub erfuhr die KWK im Kontext des Klimaschutzes, da sie im direkten Vergleich zu ungekoppelter Umwandlung fossiler Brennstoffe in Strom und Wärme weniger Treibhausgase emittiert. In dem 2007 beschlossenen *Integrierten Energie- und Klimaprogramm* der Bundesregierung wurde deshalb das später in das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) aufgenommene Ziel beschlossen, den Anteil der KWK an der Stromerzeugung auf 25 Prozent zu steigern.

Dass KWK-Anlagen trotz ihrer Effizienzvorteile in Deutschland nicht der Regelfall im thermischen Kraftwerkspark geworden sind (in KWK-Anlagen werden heute 16 Prozent des Stroms erzeugt), liegt daran, dass KWK-Anlagen darauf angewiesen sind, Wärme in ihrer Umgebung absetzen zu können. Im Falle industrieller Wärmesenken wird die Wärme erzeugungsnah vorwiegend als Prozesswärme genutzt. Fernwärme-KWK erschließt ihre Wärmesenke über Fernwärmenetze und beliefert Haushalte sowie den gewerblichen Sektor. Hauptanwendungsfall sind dabei städtische Räume. Hier ist die Wärmedichte höher, sodass die bei der Leitung entstehenden Wärmeverluste und die Kosten für die Fernwärmeinfrastruktur im Rahmen bleiben.

Ein weiterer Hinderungsgrund für einen stärkeren KWK-Ausbau besteht darin, dass die spezifischen Investitionskosten von KWK-Anlagen im Vergleich zu alternativen Formen der Bereitstellung von Strom durch Großkraftwerke und Wärme durch Heizkessel oft höher sind. Das gilt insbesondere dann, wenn mit der Investition in die KWK-Anlage der Auf- oder Ausbau einer Wärmenetzinfrastruktur verbunden ist oder die Anlagen sehr klein sind. Diese

Mehrkosten lassen sich betriebswirtschaftlich oft nur dann rechtfertigen, wenn sich der Effizienzvorteil in ausreichendem Maße auszahlt. Dies ist tendenziell bei hohen Brennstoffpreisen, hohen Kohlenstoffdioxid(CO₂)-Zertifikatspreisen und hohen Volllaststunden der KWK-Anlagen gegeben – Bedingungen, die aktuell nicht gegeben sind und es auch in der Vergangenheit oft nicht waren.

Mit technischer Effizienz, der Verfügbarkeit von Wärmesenken und der Kostenstruktur der KWK sind wesentliche Eckpunkte der Diskussion im Vorfeld der für das Jahr 2015 geplanten Novellierung des „Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (kurz: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, KWK-G) angesprochen. Im Zuge der Energiewende kommen nun drängende Fragen der Integration der KWK in ein die Energiewende flankierendes Marktdesign hinzu: Unter dieser Perspektive ist die KWK als eine Option zu beschreiben, die sich im Wettbewerb verschiedener Flexibilitätsoptionen bewähren kann und soll, um dazu beizutragen, die Integration volatiler Erneuerbarer Energien in das Energiesystems zu steigern.

„KWK“ steht dabei für eine Vielzahl technischer Lösungen, die in sehr unterschiedlichen Umgebungen zum Einsatz kommen und deren wirtschaftliches Umfeld sich im Zuge der Energiewende rapide wandelt. Die vorliegende Studie konzentriert sich angesichts dieser Komplexität auf drei wesentliche Themenfelder und Zeithorizonte: Teil I unterscheidet verschiedene KWK-Segmente und beschreibt deren Entwicklung bis zum heutigen Zeitpunkt. Er gibt einen Überblick über das energiewirtschaftliche Umfeld der KWK und stellt die betriebswirtschaftliche Situation dar. Dabei und im folgenden Teil wird an vielen Stellen auf Berechnungen zweier 2014 veröffentlichter und weithin anerkannter Studien zur KWK zurückgegriffen, die das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegeben hatte.¹

¹ vgl. Prognos et al. 2014 sowie Öko-Institut 2014

Im Anschluss widmet sich Teil II kurz- bis mittelfristig zu bewältigenden Herausforderungen, die KWK in ein energiewendekompatibles Marktdesign einzupassen. Er analysiert Fragen des Bestandserhalts stilllegungsgefährdeter Anlagen, volkswirtschaftliche Effekte der Verfolgung des geltenden KWK-Ausbauziels, Volumen und Wirkung direkter und indirekter KWK-Förderung sowie diverse Flexibilisierungshemmnisse.

Teil III stellt die Frage nach der fernen Zukunft der KWK, indem er die Wärmeversorgung im Jahr 2050 skizziert. Es wird versucht zu klären, ob, zugespitzt formuliert, die Wärmewende nur mit oder nur ohne die KWK gelingen kann. Im abschließenden Teil IV werden die Ergebnisse der Analysen zu einer Reihe von Handlungsempfehlungen für die KWK-G-Novelle und darüber hinaus zusammengeführt.

1 KWK heute: Segmente, Mengen, Wirtschaftlichkeit

Seit Beginn der Liberalisierung hat das wirtschaftliche Umfeld (insbesondere Brennstoffpreise und Preise für CO₂-Zertifikate) die technischen Vorteile der KWK selten so honoriert, dass sie ihre Mehrkosten überkompensieren konnte. Der Gesetzgeber hat entschieden, dass dies nicht gegen die KWK, sondern gegen das Marktdesign spricht, und die KWK erstmals kurz nach der Liberalisierung und seither ununterbrochen gefördert.

Dahinter stand zu Beginn die Motivation, den Austritt von Bestandsanlagen zu verhindern. Diese waren wirtschaftlich unter Druck geraten, da die Überkapazitäten in der Stromerzeugung, die vor der Liberalisierung des Strommarktes aufgebaut worden waren, zu sehr niedrigen Strompreisen führten. Als Beitrag zur Umsetzung der Klimaschutzziele erhielt die KWK ab 2009 einen anderen Förderfokus: Sie sollte zusätzliche Investitionen auslösen.

Investitionen in neue KWK-Anlagen und Ersatzinvestitionen sind aktuell dennoch nur in einigen, besonders stark regulatorisch getriebenen Marktsegmenten möglich. Die gesunkenen Strompreise haben die wirtschaftliche Situation von Bestandsanlagen deutlich verschlechtert. Die anstehende Novellierung des KWK-G muss sich deshalb auch wieder Fragen des Bestandsschutzes zuwenden.

In den folgenden Kapiteln wird ein Überblick über verschiedenen KWK-Segmente und ihre Entwicklung gegeben. Ihr gegenwärtiges wirtschaftliches Umfeld wird ebenso dargestellt wie die resultierende Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und Investitionsvorhaben.

1.1 Verschiedene KWK-Segmente und ihre Entwicklung

Die wesentliche Gemeinsamkeit von KWK-Anlagen besteht darin, dass sie die in der Stromerzeugung von thermischen Kraftwerken unvermeidliche Abwärme nicht an die Umwelt abgeben, sondern deren Nutzung als Heiz-

wärme oder für industrielle Prozesse² ermöglichen. Jenseits dessen verbirgt sich hinter der Bezeichnung „KWK“ jedoch eine große Zahl unterschiedlicher technischer Lösungen. So lässt sich zwischen KWK der allgemeinen Versorgung (insbesondere Fernwärme-KWK), Industrie-KWK, KWK in der Objektversorgung sowie biogener KWK unterscheiden (vgl. Tabelle 1).

² Weitere Verwendungszwecke sind Kühlen und Warmwasserzubereitung.

Unterschiedliche KWK-Segmente

Tabelle 1

Förderinstrument	KWK-G			EEG
KWK-Segment	KWK der allgemeinen Versorgung (insbes. Fernwärme)	Industrie-KWK	kleine KWK-Anlagen (insbes. Objektversorgung)	biogene KWK
Akteure	überwiegend kommunale Unternehmen	Industriebetriebe, seltener Dienstleister (Kontraktoren)	Hausbesitzer, Immobiliengesellschaften, Betriebe (GHD), seltener Dienstleister (Kontraktoren)	Objektversorgung, Landwirte, geringe Anteile der allgemeinen Versorgung und der Industrie (z. B. Papierwerke)
Brennstoffe	Gas/Kohle (seltener Holz, Abfall)	Gas/Kohle	Gas	Biomasse/-gas
Typische/repräsentative Anlagengrößen* (elektr. Leistung)	10 MW - 800 MW	500 kW - 20 MW	1 kW - 50 kW	50 kW - 2 MW
Anlagengrößen im Markt** (elektr. Leistung)	1 MW - 800 MW	500 kW - 300 MW	1 kW - 1 MW	50 kW - 20 MW bei industriellen Anlagen auch über 50 MW
Erschließung der Wärmesenke	Fernwärmenetze in städtischen Räumen	lokal oder über Nahwärmenetze in Industriearealen	lokal oder über Nahwärmenetze (Quartierslösungen)	lokal, Nahwärmenetze
Wärmenutzung	Heizwärme, Warmwasser	Prozesswärme, Heizwärme	Heizwärme, Warmwasser	Heizwärme, Warmwasser
Anteil des selbst verbrauchten Stroms***	3 %	84 %	60 %	5 %

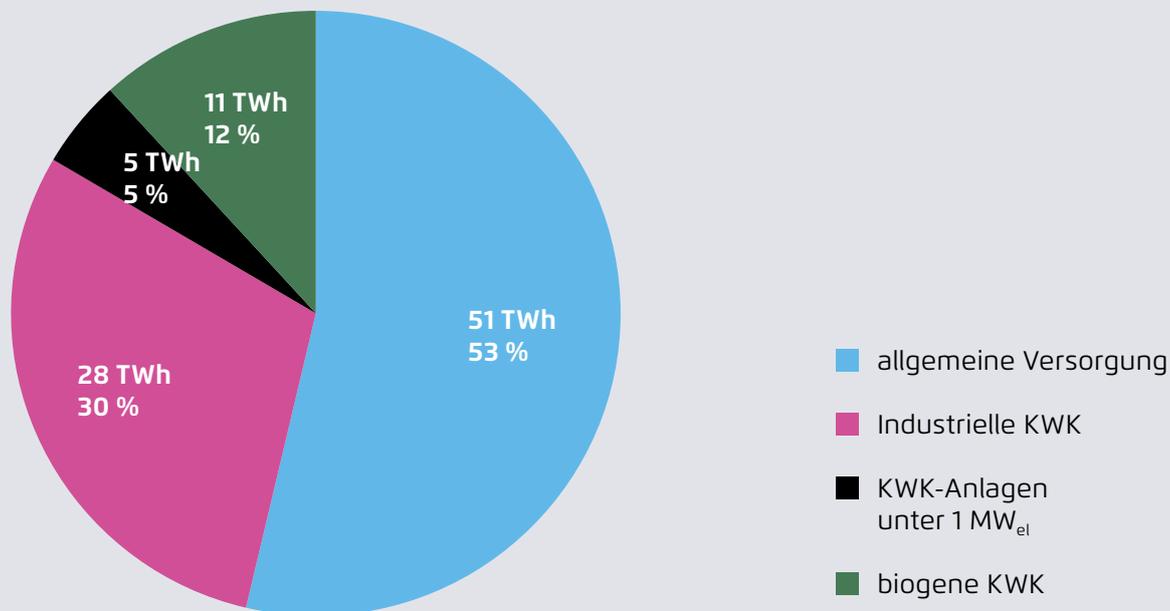
Eigene Darstellung, Öko-Institut 2014, *Die angegebenen Größenklassen orientieren sich an den von Prognos et al. 2014 in der Wirtschaftlichkeitsanalyse betrachteten Anlagen (vgl. Prognos et al. 2014), **Basis: Projekterfahrung LBD; obere Grenze für Industriekraftwerke gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, Stand 12.03.2015, ***Quelle: Öko-Institut 2014

Dabei dominieren Fernwärme- und Industrie-KWK: Im Jahr 2012 betrug ihr Anteil am gesamten KWK-Strom zusammengenommen 83 Prozent (vgl. Abbildung 1).

Im Gegensatz zum Gesamtkraftwerkspark überwiegt im KWK-Bereich Gas als Brennstoff, gefolgt von Kohle und biogenen Brennstoffen (vgl. Abbildung 2).

Allgemeine Versorgung und Industrie dominieren die KWK-Stromerzeugung:
Anteile an der KWK-Strommenge im Jahr 2012

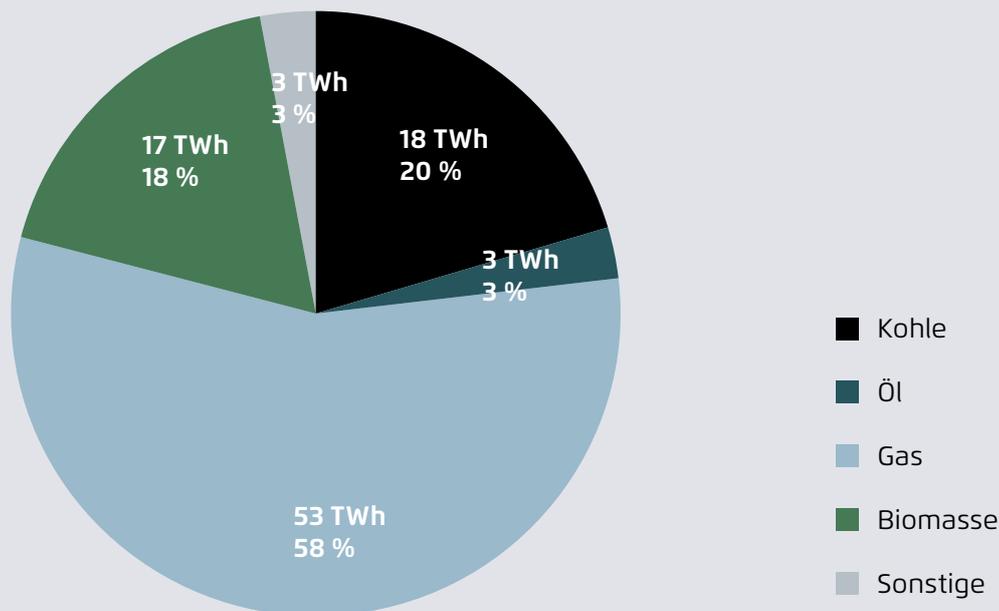
Abbildung 1



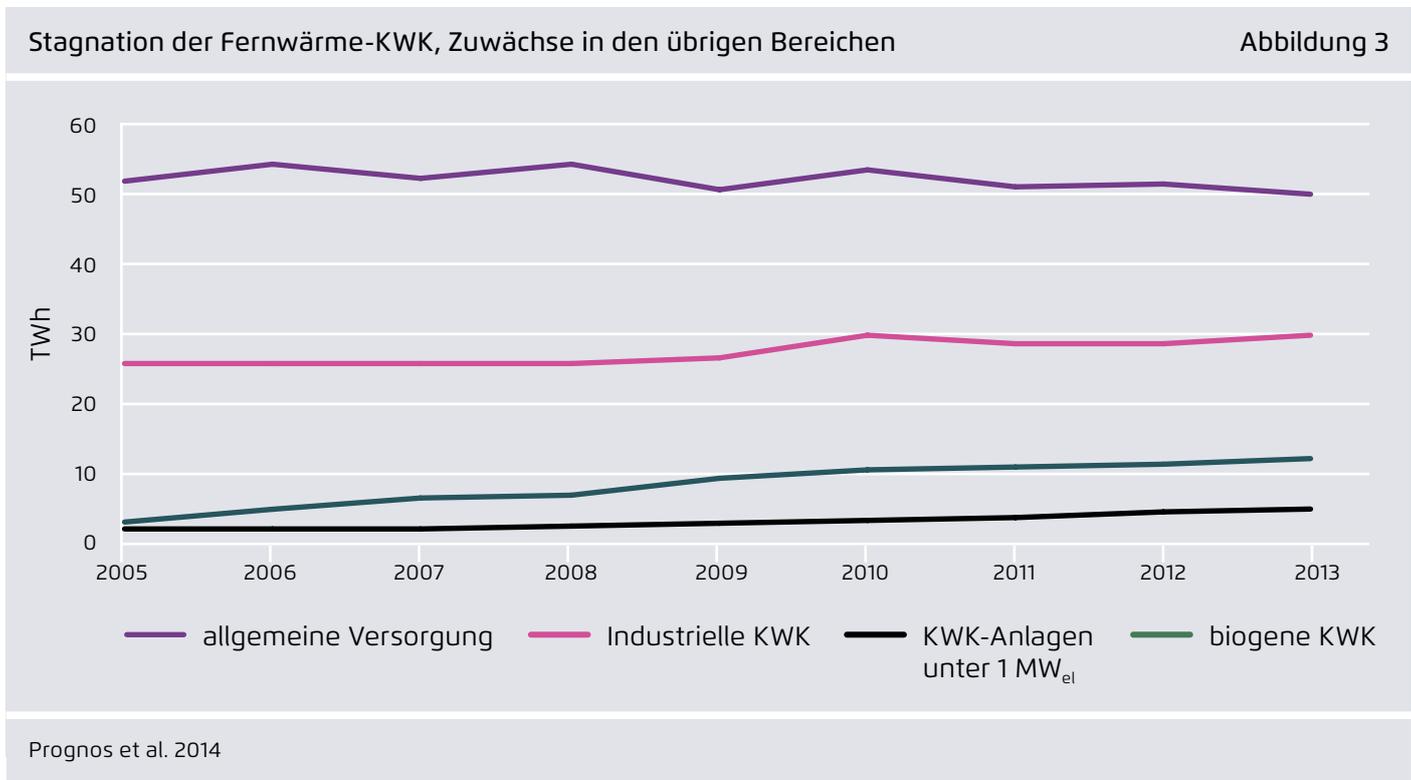
Öko-Institut 2014

Erdgas ist wichtigster Energieträger im KWK-Bereich:
KWK-Stromerzeugung im Jahr 2012

Abbildung 2



Öko-Institut 2014



Wie Abbildung 3 zeigt, haben sich die in den verschiedenen KWK-Segmenten erzeugten Strommengen in den letzten Jahren unterschiedlich entwickelt.

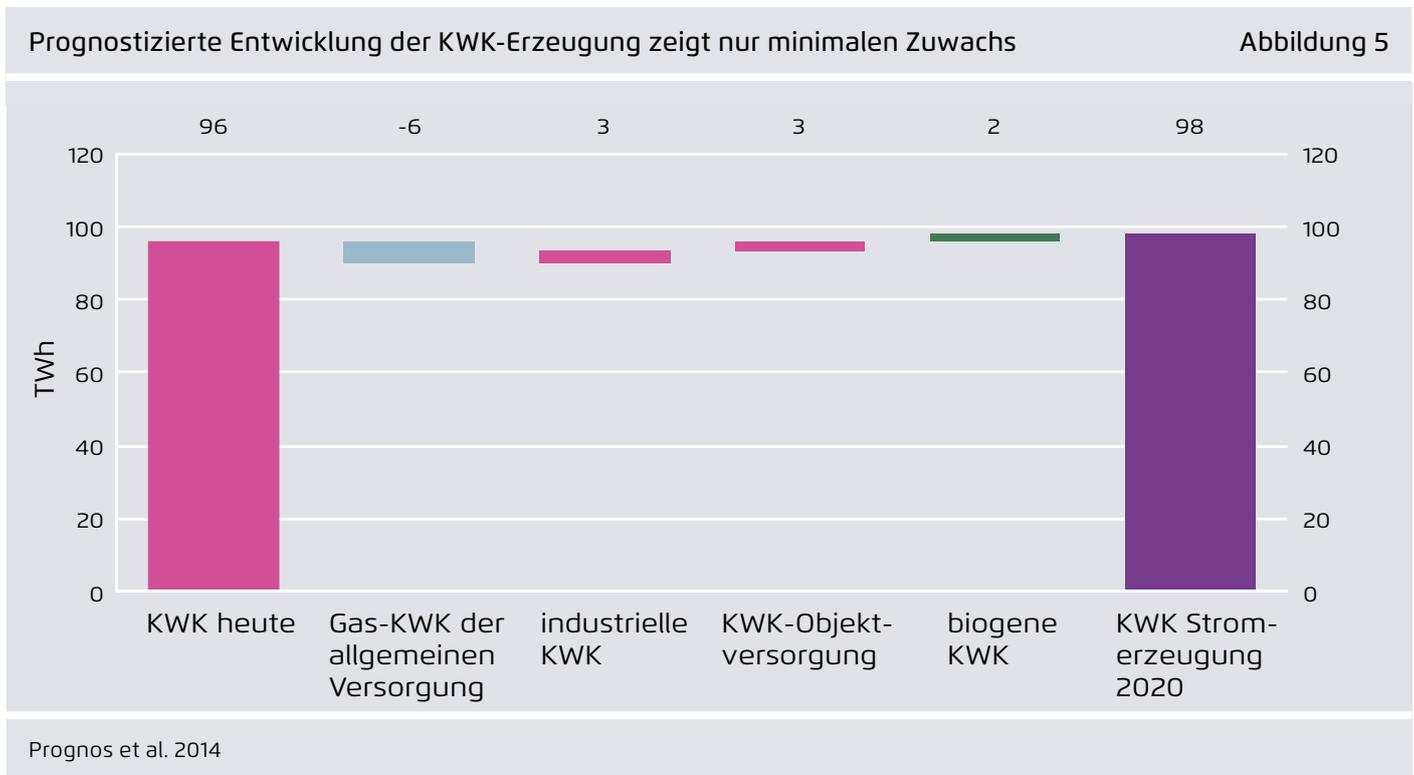
- Fernwärme: Leichter Rückgang mit gegenläufigen Trends bei Gas und Kohle
Es zeigt sich, dass die Stromerzeugung der Fernwärme-KWK in den letzten Jahren zurückgegangen ist und 2013 mit 49,7 Terawattstunden (TWh) unterhalb des Niveaus von 2005 (minus 1,8 TWh) liegt. Während dabei mit Kohle befeuerte Anlagen zuletzt zulegen konnten (plus 2,1 TWh zwischen 2011 und 2013), ging die Erzeugung in gasgefeuerten Anlagen im gleichen Zeitraum stark zurück (minus 4,2 TWh).
- Industrie-KWK: Zuwächse nach Stagnationsphase
Die industrielle KWK-Stromerzeugung hat seit 2005 insgesamt deutlich und nach einer Stagnationsphase zuletzt wieder leicht zugenommen. 2013 liegt sie mit 29,7 TWh um fast vier TWh höher als 2005.
- Biogene KWK: Wachstum seit 2005, Dämpfung erwartet durch das EEG 2014
Den stärksten Zubau weist die – nicht durch das KWK-G, sondern durch das EEG geförderte – biogene KWK mit

einem Plus von fast 9 TWh seit 2005 auf: 2013 liegt sie bei 12 TWh, 2005 waren es noch 3,2 TWh. Aufgrund der Deckelung der Förderung für Stromerzeugung aus Biomasse durch das EEG 2014 auf einen jährlichen Bruttozubaup in Höhe von 100 Megawatt (MW) ist die Fortsetzung eines starken Wachstums gegenwärtig nicht zu erwarten.

- Fossile BHKW: Mengen noch gering, Wachstum stark
Eine starke Ausbaudynamik liegt im Bereich kleiner, mit Erdgas betriebener KWK-Anlagen vor. Seit 2005 (2,1 TWh) haben sich die erzeugten Mengen mehr als verdoppelt (2013: 4,9 TWh), wobei die Zubaugeschwindigkeit zuletzt zugenommen hat.



Im Jahr 2013 wurden insgesamt 96,4 TWh Strom in KWK-Anlagen erzeugt; dies entspricht 16,2 Prozent an der Nettostromerzeugung in Deutschland. Abbildung 4 zeigt die Entwicklung über die vergangenen Jahre sowie das KWK-Ziel in Höhe von 25 Prozent KWK-Stromerzeugung an der Nettostromerzeugung im Jahre 2020. Es zeichnet sich – ohne eine im Vergleich zu den vergangenen Jahren erhebliche Steigerung des KWK-Ausbaus – eine deutliche Verfehlung des 25-Prozent-Ziels ab.



Ohne zusätzliche Förderung ist eine solche Steigerung nicht zu erwarten. Prognos et al. 2014 erwartet bei Fortsetzung der heutigen Förderpraxis lediglich einen geringfügigen Anstieg der Erzeugung von 96,4 TWh im Jahr 2013 auf 98 TWh im Jahr 2020 (vgl. Abbildung 5).

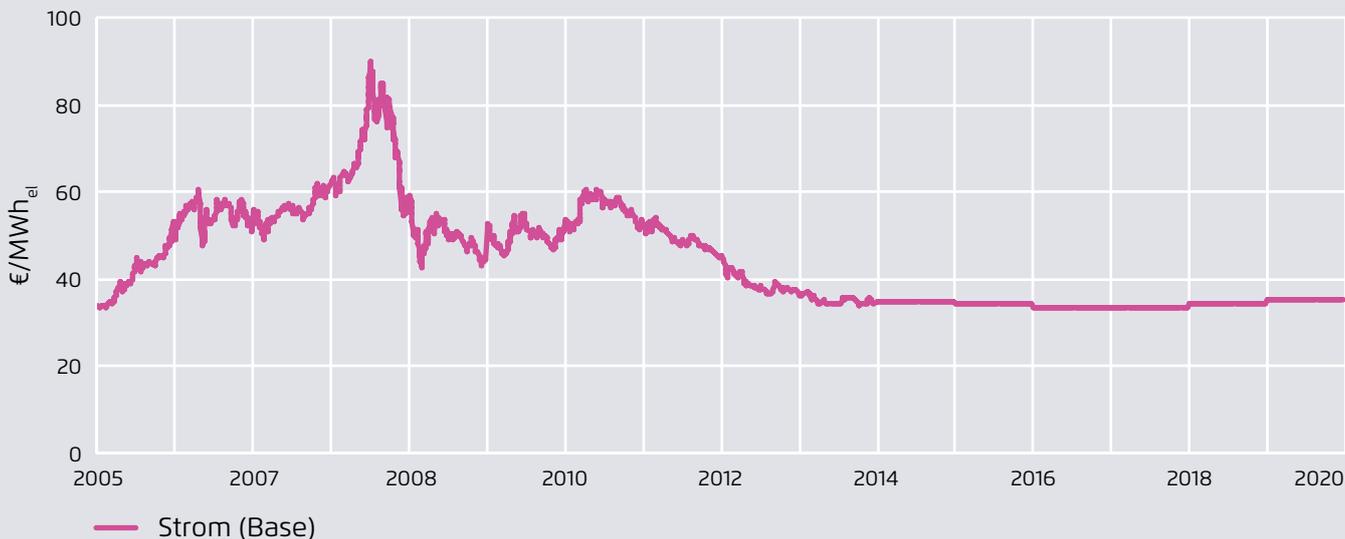
1.2 Das gegenwärtige wirtschaftliche Umfeld der KWK

Die Kosten- und Erlössituation von KWK-Anlagen ist gegenwärtig für die meisten KWK-Anlagen ungünstig. Sämtliche Anlagen sind von dem aktuell sehr niedrigen Strompreisniveau betroffen (vgl. Abbildung 6), die Ausdruck von Überkapazitäten auf dem Erzeugungsmarkt sind. Die an der Börse gehandelten Verträge für zukünftig zu liefernden Strom zeigen an, dass das geringe Preisniveau noch einige Jahre anhalten dürfte.

Das niedrige Strompreisniveau bewirkt dabei nicht nur geringe Erlöse in Zeiten, in denen die Anlagen laufen, sondern auch einen deutlichen Rückgang der Zeiten, in denen Kraftwerke überhaupt positive Deckungsbeiträge erwirtschaften können (vgl. Abbildung 7).

Strompreise auf historisch niedrigem Niveau

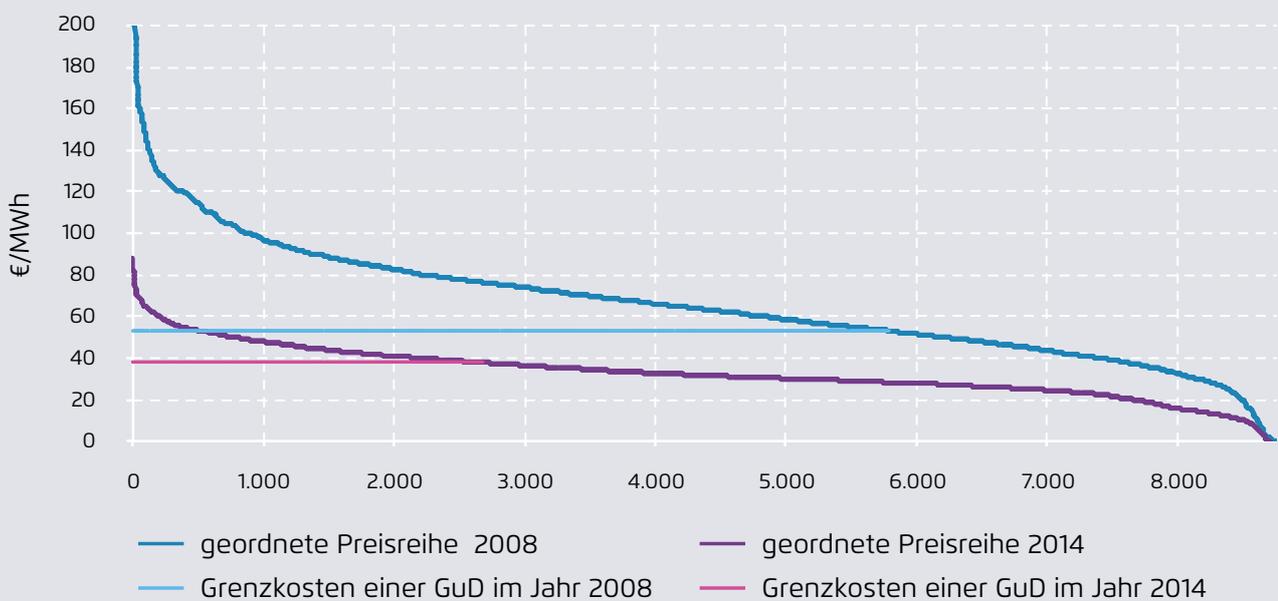
Abbildung 6



EEX

Gesunkene Nutzungsstunden für Erdgas-KWK-Anlagen

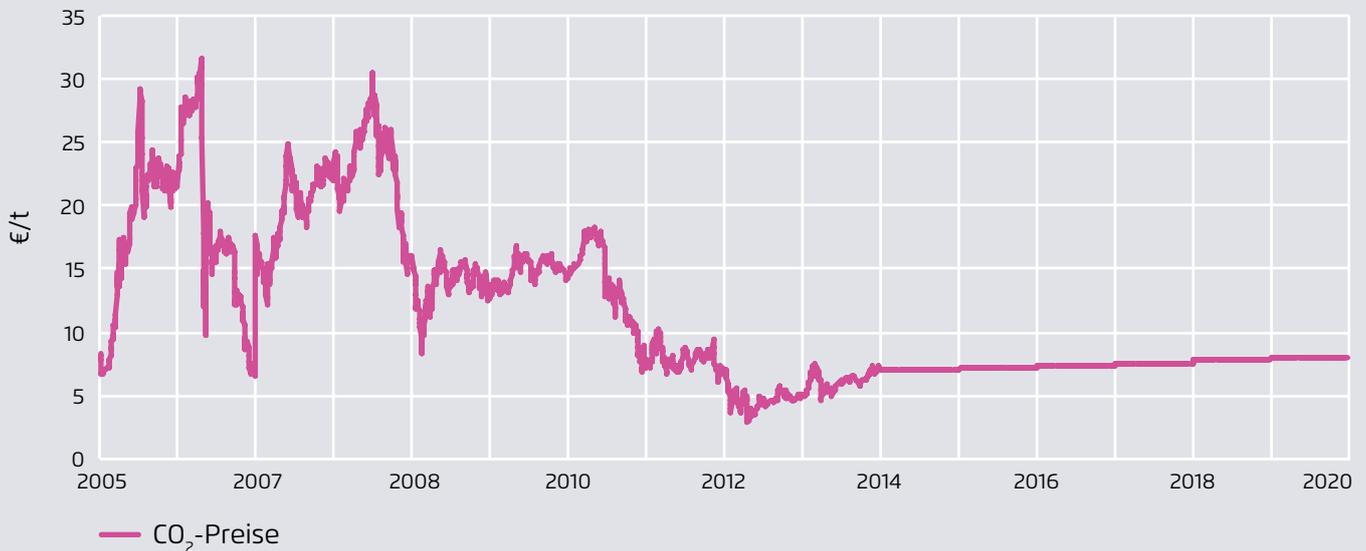
Abbildung 7



EEX, LBD-Berechnungen, Prognos 2014 – gerechnet mit Wärmepreisgutschrift entsprechend Prognos et al. 2014, Anlagenparameter des Gas-und-Dampf-Kombikraftwerks GuD 4; Abhängig vom tatsächlich anzusetzenden Wärmepreis schwanken die wirtschaftlichen Betriebsstunden erheblich. Nutzungsdauern bis zu 5.000 Stunden sind bei Optimierung gegenüber ungekoppelter Wärmeerzeugung mit Erdgasheizkesseln denkbar, ohne jedoch zusätzliche Marge im Fernwärmegeschäft zu realisieren.

Niedrige CO₂-Zertifikatepreise

Abbildung 8



EEX; Stand: 31.12.2014

Das niedrige Strompreisniveau sorgt gegenwärtig für eine Konsolidierung des Kraftwerksparks. Kraftwerksbetreiber legen Anlagen still, die ihre fixen Betriebskosten nicht mehr decken können. Auch Anlagen, deren Ertüchtigung wegen des niedrigen Strompreises nicht wirtschaftlich ist, werden technisch bedingt stillgelegt. Seit dem Jahr 2011 haben Kraftwerksbetreiber bereits rund vier Gigawatt Kraftwerkskapazität stillgelegt und weitere acht Gigawatt zur Stilllegung bis zum Jahr 2016 angemeldet.³

Doch nicht nur die Erlös-, auch die Kostenseite schwächt die Position der KWK. So sind die CO₂-Zertifikatepreise auf einem niedrigen Niveau und werden dort aller Voraussicht nach auch mittelfristig verharren, wie wiederum die Future-Kontrakte zeigen (vgl. Abbildung 8).

Hohe CO₂-Zertifikatepreise steigern zwar die Kosten von KWK-Anlagen, aufgrund ihrer höheren Effizienz aber in geringerem Maße, als dies bei vergleichbarer ungekoppelter Erzeugung der Fall ist. Für die gasgefeuerten Anlagen

³ Quelle: Auswertung LBD auf Grundlage der Stilllegungsliste der Bundesnetzagentur; Stand: 12.03.2015

haben sich darüber hinaus die Brennstoffpreise insbesondere in den letzten fünf Jahren ungünstig entwickelt: Die Kohlepreise sind deutlich gefallen, während die Gaspreise auf höherem Niveau verharren (vgl. Abbildung 9). Auch hier zeichnet sich eine Trendwende nicht ab.

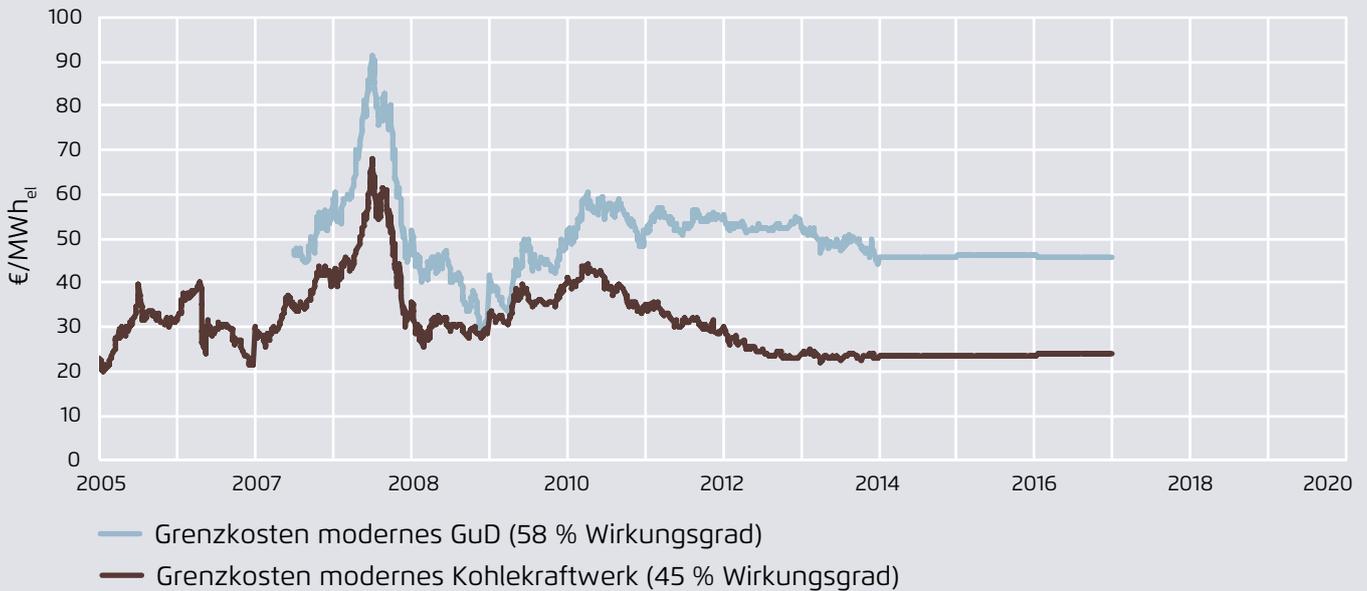
1.3 Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und Investitionsprojekten

Das ungünstige wirtschaftliche Umfeld der KWK hat negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und von Investitionsprojekten. Prognos et al. 2014 haben die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und Investitionsprojekten detailliert analysiert. Es zeigt sich, dass es hier große Unterschiede gibt, je nachdem, welcher Brennstoff verwendet wird und in welchem Maße die Möglichkeit besteht, den in der KWK-Anlage erzeugten Strom selbst zu verbrauchen⁴ (vgl. Tabelle 2).

⁴ Selbstverbrauch aus Eigenerzeugung ist vor allem in der industriellen KWK sowie in der Objektversorgung möglich. Sie wird indirekt durch den Regulierungsrahmen begünstigt und stellt hier einen erheblichen Fördertatbestand für die KWK dar. Vgl. hierzu Teil II.

Teures Gas und billige Kohle – Entwicklung der Grenzkosten von Referenzkraftwerken auf Grundlage von Terminmarktprodukten für das jeweils folgende Lieferjahr

Abbildung 9



EEX; Stand: 31.12.2014

Der Bestand der gasgefeuerten Fernwärme-KWK ist gefährdet

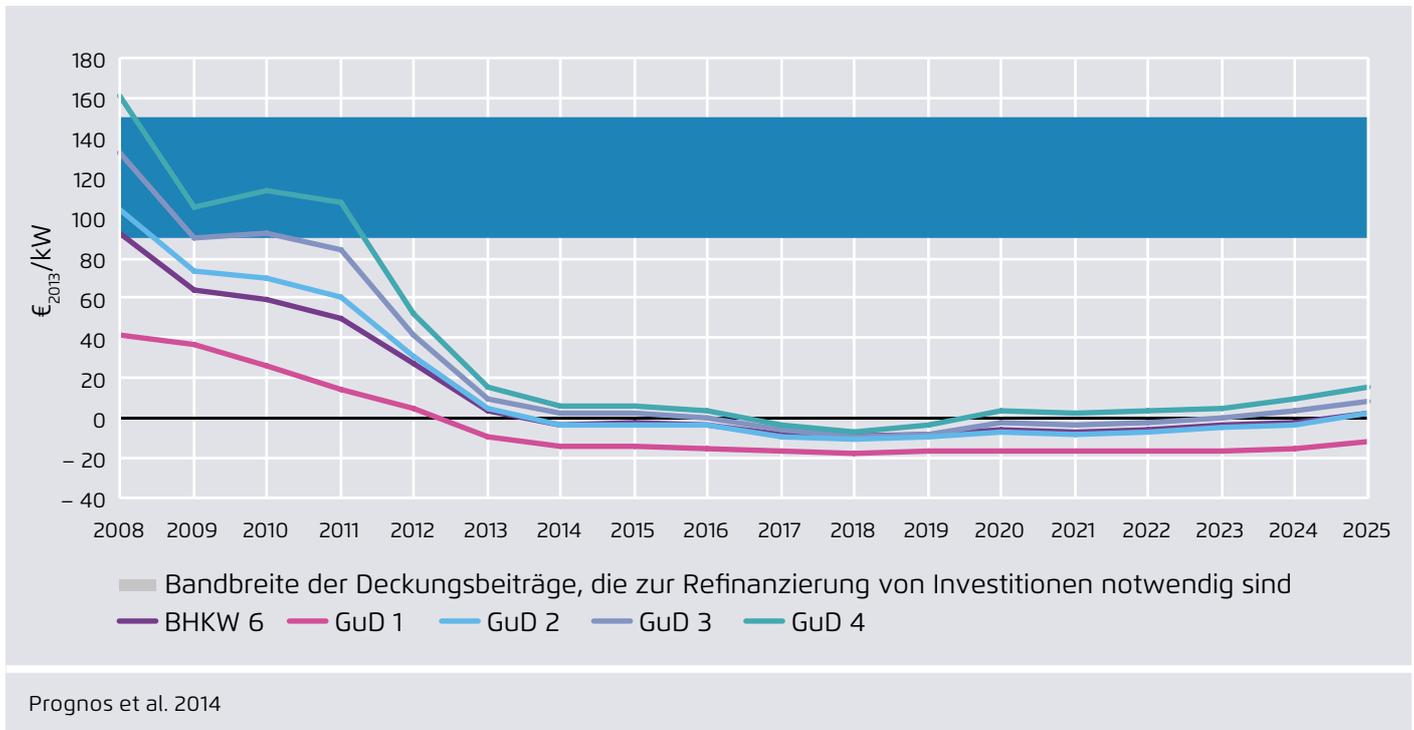
Tabelle 2

KWK-Typ	Brennstoff	Weiterbetrieb von Bestandsanlagen wirtschaftlich?	Investition in Neuanlagen wirtschaftlich?
allgemeine Versorgung (insbesondere Fernwärme)	Gas	nein	nein
	Kohle	ja	nein
Industrie	Gas	ja, Ausnahmen in der stromintensiven Industrie mit geringen Selbstverbrauchsvorteilen	bei hohen Erlösen aus Selbstverbrauch
Objektversorgung	Gas	ja	bei hohen Erlösen aus Selbstverbrauch
biogene KWK	biogene Brennstoffe	ja	100 MW p. a. gefördert durch das EEG

Prognos et al. 2014

Trotz KWK-Zuschlag weisen viele gasgefeuerte Fernwärme-KWK-Anlagen einen negativen Deckungsbeitrag 2 auf und sind stilllegungsgefährdet

Abbildung 10



Die schwierige Wirtschaftlichkeitssituation von Neuinvestitionen spiegelt sich in der prognostizierten Stagnation bei den zukünftigen KWK-Mengen. Der Bestand an KWK-Anlagen ist in den meisten Segmenten zwar nicht gefährdet. Hier lassen sich aus unterschiedlichen Gründen – niedrige Kohlepreise, Selbstverbrauchsprivilegierung, garantierte EEG-Förderung – Erlöse erzielen, die variable Kosten und fixe Betriebskosten decken. Anders aber sieht dies im Bereich gasgefeuerter Bestandsanlagen der Fernwärme-KWK aus, deren Stromerzeugung infolgedessen zuletzt auch stark zurückgegangen ist: Während im Jahr 2008 noch mit 35,2 TWh knapp 40 Prozent der KWK-Strommenge aus gasgefeuerten Anlagen der allgemeinen Versorgung kamen, waren es 2013 mit 25,8 TWh nur noch knapp 27 Prozent.⁵

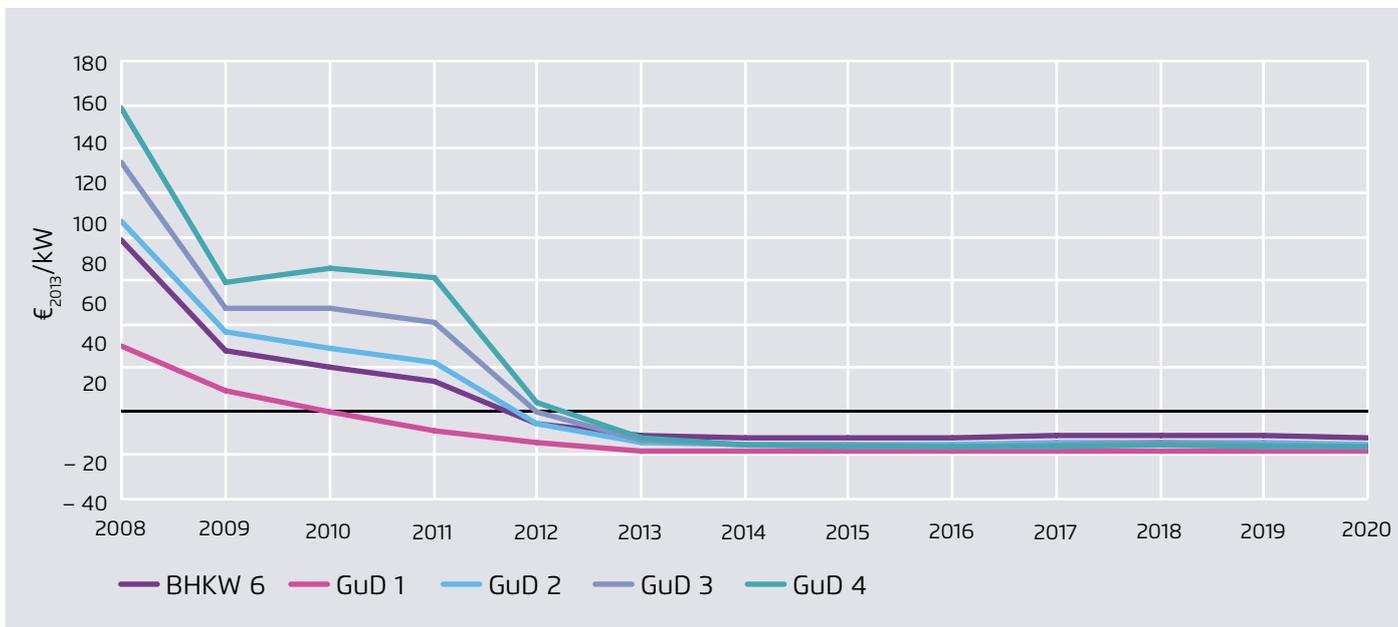
5 Gleichzeitig ist die KWK-Strommenge aus mit Kohle gefeuerten Anlagen im gleichen Zeitraum von 15 TWh (entspricht knapp 17 Prozent der KWK-Strommenge) auf 18,2 TWh (entspricht 19 Prozent) angestiegen.

Ein genaueres Bild der Wirtschaftlichkeit ergibt sich bei der Analyse der erwirtschafteten Deckungsbeiträge. Der sogenannte Deckungsbeitrag 2 (DB2) ist die für Stilllegungsentscheidungen zentrale Kenngröße: Ist der DB2 negativ, verdient die Anlage nicht genug Geld, um die Summe ihrer variablen Kosten (insbesondere Brennstoffe, CO₂-Zertifikate) und fixen Betriebskosten (insbesondere Personalkosten, Wartung und Instandhaltung) zu decken. Abbildung 10 stellt den Deckungsbeitrag 2 verschiedener gasgefeuerter Fernwärmeanlagen, die Förderung gemäß KWK-G erhalten, im Zeitverlauf dar.

Es zeigt sich, dass in den nächsten Jahren kaum positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden und bis auf Weiteres nicht zu erwarten sind. Dies gilt umso mehr, wenn die Anlagen aus der begrenzten KWK-Förderung (in der Regel also nach 30.000 Volllaststunden) herausgefallen sind (vgl. Abbildung 11). Das Fazit lautet: Viele Gas-Fernwärme-KWK-Anlagen sind aus wirtschaftlichen Gründen stilllegungsgefährdet. Die steinkohlebasierte KWK steht demgegenüber vergleichsweise gut dar. So ist der Deckungsbeitrag 2 bei

Ohne KWK-G-Förderung haben alle Bestandsanlagen der Erdgas-Fernwärme-KWK einen negativen Deckungsbeitrag 2 und sind somit stilllegungsgefährdet

Abbildung 11



Prognos et al. 2014

diesen KWK-Anlagen positiv. Ein unmittelbarer Stilllegungsdruck besteht also in der Regel nicht.⁶

Aus der Perspektive eines Investors müssen die Deckungsbeiträge aber nicht nur die variablen Kosten und die fixen Betriebskosten decken, sondern zusätzlich auch die Kapitalkosten der Investition und eine Marge (in Abbildung 10 ist die Größenordnung der erforderlichen Deckungsbeiträge in Form eines grauen Balkens hinterlegt). Negative Deckungsbeiträge im Bestand bedeuten, dass ein rationaler Investor heute nur dann bereit wäre, in eine gasgefeuerte Fernwärme-KWK-Anlage zu investieren, wenn die KWK-Förderung so umfangreich wäre, dass sie mehr als die gesamten Investitionskosten plus eine marktübliche Rendite einbrächte.

Im Ergebnis kann festgehalten werden, dass bei der gegenwärtigen Förderpraxis kein signifikanter Ausbau der KWK

zu erwarten ist und dass das 25-Prozent-Ziel für den Anteil von KWK-Strom aller Voraussicht nach verfehlt werden wird. Vor diesem Hintergrund muss mit der anstehenden Novelle des KWK-G die Frage beantwortet werden, welche konkreten Ziele mit der Förderung erreicht werden sollen.

Im Zuge der Energiewende stellen sich dabei zusätzliche Fragen, beispielsweise: Wie passt das KWK-Ziel mit den sonstigen Energiewendezielen zusammen? Welche emissionsmindernde Rolle kann fossile KWK im Zuge des Ausbaus CO₂-freier Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik spielen? Wie verändern sich die Wärmesenken, wenn im Zuge der Energiewende im Gebäudebereich weniger Wärmebedarf besteht? Lässt sich die Förderung von KWK-Investitionen rechtfertigen, wenn gleichzeitig hochmoderne GuD-Anlagen stillgelegt werden müssen? Welche Rolle spielt Selbstverbrauch aus Eigenerzeugung? Ist die KWK heute flexibel genug, um den neuen Anforderungen eines von volatiler Stromerzeugung geprägten Energiesystems zu genügen? Diese Fragen laufen letztlich in einer Frage zusammen: Wie passt die KWK in die Energiewende effizient und effektiv flankierendes Ener-

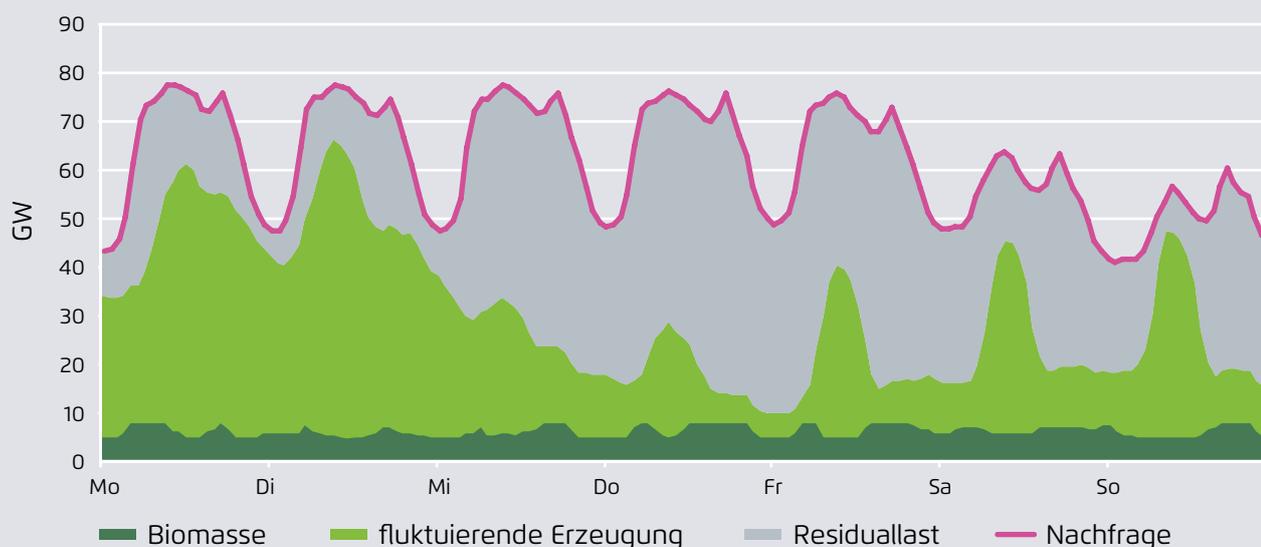
⁶ Erst bei größeren notwendigen Investitionen zur Ertüchtigung oder zum Ersatz bestehender Anlagen sind auch Kohle-KWK-Anlagen von ersatzloser Stilllegung bedroht.

giemarktdesign? Diese Frage soll in den folgenden Kapiteln beantwortet werden.

2 Die Rolle der KWK in einem Marktdesign für die Energiewende

Schwankende Einspeisung aus fluktuierender Erzeugung – steigende Anforderungen an den Kraftwerkspark

Abbildung 12



IWES 2012, LBD-Analysen

Die Komplexität der Energiewirtschaft hat im Zuge der Energiewende deutlich zugenommen. Ursache dessen ist der Zubau fluktuierender Erneuerbarer Energien, der eine Flexibilisierung des Stromsystems erforderlich macht. Einen Eindruck verschafft Abbildung 12 mit der beispielhaften Darstellung der Lastdeckung in einer Oktoberwoche im Jahr 2022.

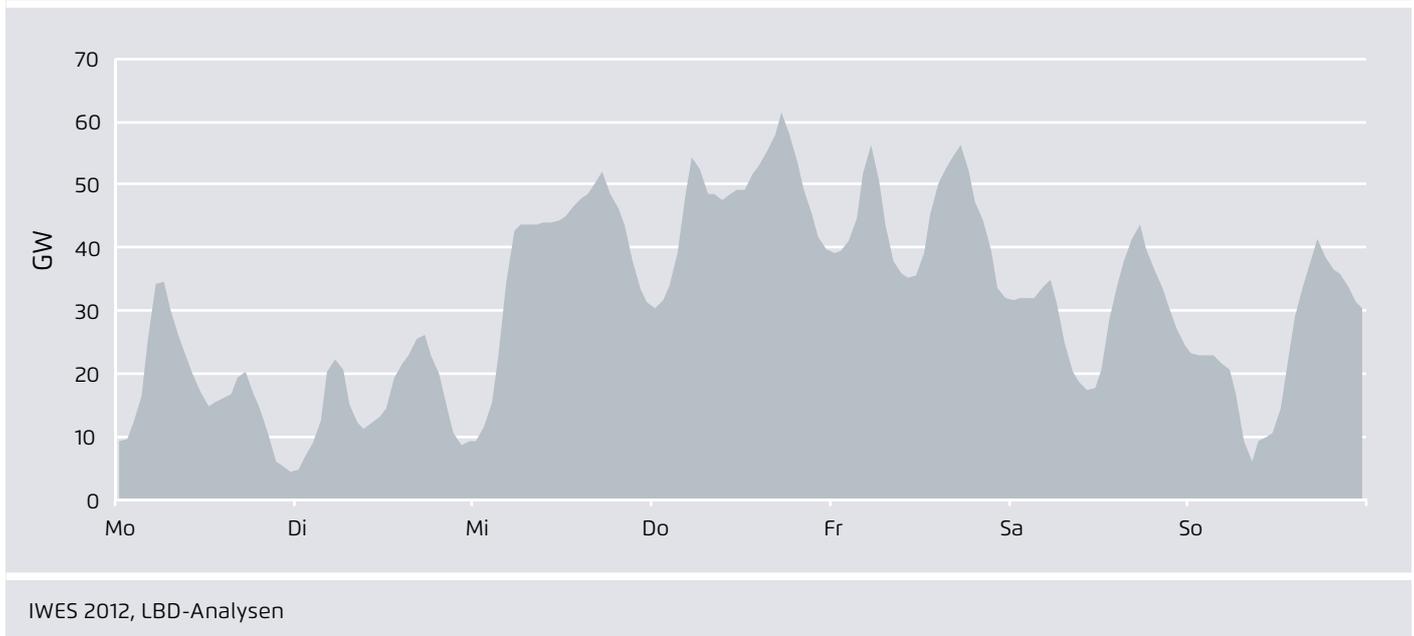
An der Residuallast (vgl. Abbildung 13) wird dies besonders deutlich: Innerhalb von wenigen Stunden müssen disponible Kraftwerke zusätzlich 30 bis 40 Gigawatt Leistung bereitstellen. Mit dem Ausbau von Wind- und Solarkraft wird die Residuallast zukünftig zeitweise sogar negativ, das heißt, es wird mehr erzeugt, als verbraucht werden kann. Daraus ergeben sich technische Anforderungen an konventionelle Kraftwerke: Sie müssen mehr als in der Vergangenheit in der Lage sein, ihre Einspeiseleistung schnell anzupassen, bis hin zur vollständigen Abschaltung in Zeiten niedriger oder negativer Residuallast. Diese An-

passungsprozesse müssen aufgrund der begrenzten Prognosesicherheit der Stromerzeugung aus volatilen Erneuerbaren Energien kurzfristiger als in der Vergangenheit erfolgen. Hinzu kommt, dass sowohl erzeugungs- als auch lastseitig schon heute deutlich mehr Akteure involviert sind als in der Vergangenheit, die von wenigen Großkraftwerken und weitgehend inflexibler Nachfrage gekennzeichnet war.

Es ist diese Kombination aus neuen Flexibilitätsherausforderungen und dem enormen Anwachsen der Komplexität des Energiesystems, die deutlich macht, was ein neues Energiemarktdesign leisten muss. Es muss erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung ebenso umfassen wie die Flexibilisierung der Stromnachfrage, die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und die kontinuierliche Dekarbonisierung des Stromsystems. Weil die Energiewende nicht auf den Stromsektor reduziert werden kann, wenn die Klimaziele der Bundesregierung erreicht

Änderung der Residuallast in einer Beispielswoche im Oktober 2022: Für den Mittwoch zeigt die Abbildung eine Rampe von circa 35 GW innerhalb von sieben Stunden

Abbildung 13



IWES 2012, LBD-Analysen

werden sollen, muss ein neues Energiemarktdesign darüber hinaus auch die Schnittstellen zwischen Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor berücksichtigen. Von zentraler Bedeutung für die effiziente Koordination der vielen Betriebsentscheidungen und volkswirtschaftlich sinnvolle Investitionsmuster sind dabei möglichst unverzerrte Preissignale.

All dies berührt auch die KWK, deren geltender Rechtsrahmen im Folgenden in Hinblick auf seine Verträglichkeit mit einem Marktdesign für die Energiewende überprüft werden soll. Darauf aufbauend werden nachfolgend Vorschläge für kurz- und mittelfristig umzusetzende Maßnahmen entwickelt.

2.1 Ein ordnungspolitisches Zielmodell für die KWK

Das Zielmodell eines effizienten Marktdesigns organisiert einen Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen des Strommarkts und den Optionen des Wärmemarktes. Darüber hinaus gewährleistet es das erwünschte Maß an

Versorgungssicherheit und wirkt auf die Erreichung der klimapolitischen Ziele hin.

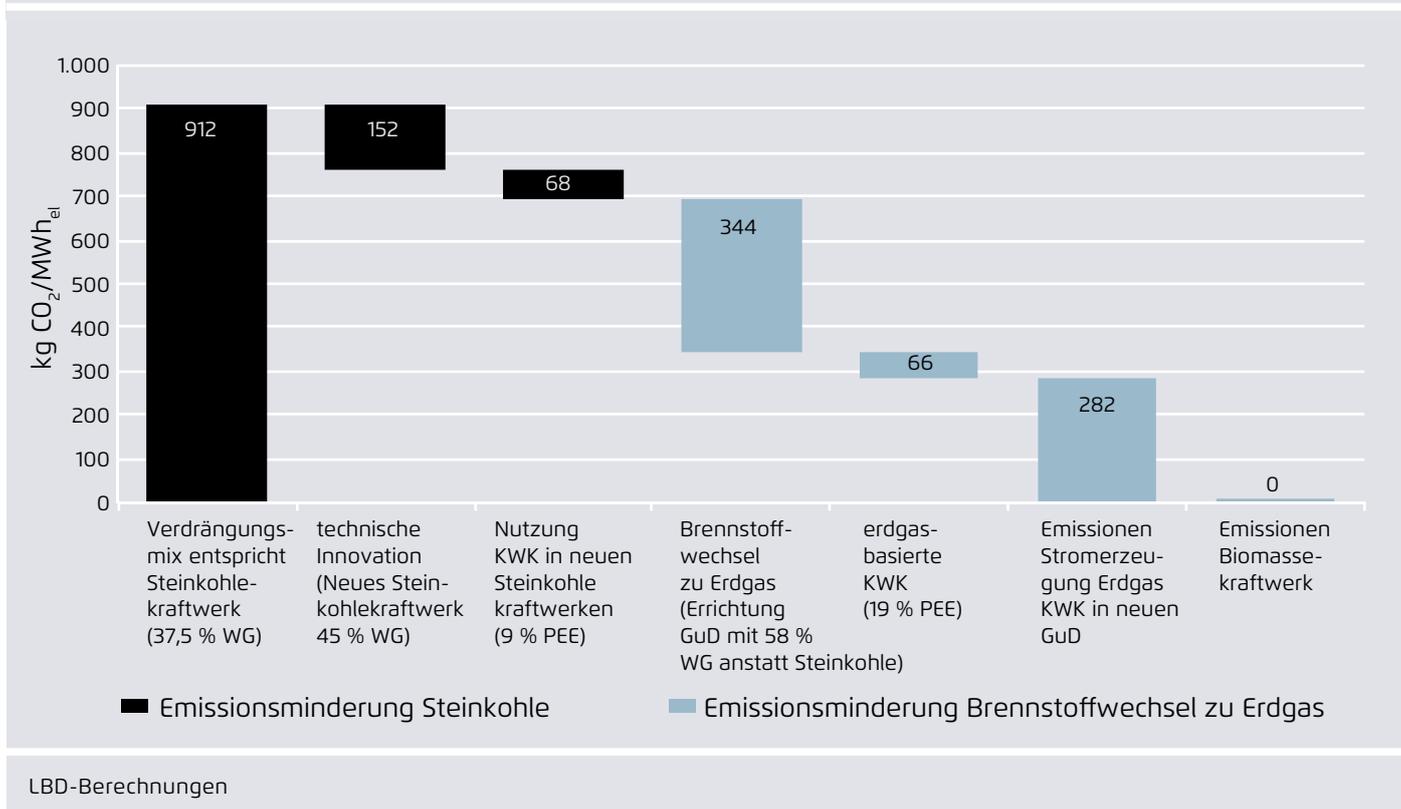
Für volkswirtschaftlich sinnvolle Investitionen in KWK-Anlagen hieße das, dass sie ihre Kosten aus folgenden Erlösströmen decken könnten:

- 1. Erlöse aus dem Verkauf erzeugter Wärme
- 2. Erlöse aus dem Verkauf von erzeugter elektrischer Arbeit
- 3. Erlöse aus der Vorhaltung elektrischer Leistung (gegebenenfalls aus einem Kapazitätsmarkt)
- 4. sonstige Erlöse (zum Beispiel aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen)

Die Effizienzvorteile von KWK-Anlagen bewirken, dass eine gegebene Menge Strom und Wärme mit geringerem Brennstoffeinsatz erzeugt werden kann. Diese Effizienzvorteile werden in dem Zielmodell als kostenseitige Wettbewerbsvorteile im Vergleich zu ungekoppelter Erzeugung wirksam:

Verschiedene Beiträge zur Emissionsvermeidung thermischer Kraftwerke: Verbesserungen des Wirkungsgrades (WG), Brennstoffwechsel und Primärenergieeinsparungen (PEE) durch KWK

Abbildung 14



- 5. Kostenvorteile bei der Brennstoffbeschaffung
- 6. Kostenvorteile bei der Beschaffung von CO₂-Zertifikaten

Dieses Zielmodell kommt im Idealfall ohne separate KWK-Förderung aus, KWK-Anlagen würden sich dem technologieoffenen Wettbewerb stellen. Dafür wäre allerdings erforderlich, dass das zukünftige Marktdesign tatsächlich auf weitgehend unverzerrte Preissignale und in ausreichendem Maß auf die Minderung von Treibhausgasemissionen hinwirkt. Hier sind Zweifel angebracht: Der europäische Emissionshandel generiert bis auf Weiteres aufgrund des niedrigen Preises von CO₂-Zertifikaten nur sehr geringe Anreize für Emissionsvermeidung. Während die emissionsträchtigen Kraftwerke in Deutschland, alte Braunkohlekraftwerke, wirtschaftlich betrieben werden können, stehen hochmoderne Gaskraftwerke zumeist still oder werden ganz aus dem Markt genommen. Zwar wurde

zuletzt eine Revision des Emissionshandels eingeleitet, allerdings ist davon auszugehen, dass der Überschuss an Zertifikaten frühestens Mitte der 2020er-Jahre abgebaut wird und die Zertifikatepreise erst dann wirksame Anreize setzen.

Vor diesem Hintergrund kann für die Zeit, bis der Emissionshandel wieder ausreichende Steuerungswirkung entfaltet, um die Klimaziele der Bundesregierung zu erreichen, ein zusätzliches Instrument erforderlich sein. Dieses müsste dann so ausgestaltet werden, dass es den gesamten Kraftwerkspark adressiert, CO₂-Vermeidung technologieoffen honoriert und Emissionen dort vermieden werden, wo die geringsten Vermeidungskosten anfallen. Kraft-Wärme-Kopplung wäre dann ein Lösungsbeitrag zur Emissionsvermeidung; gesteigerte Wirkungsgrade durch technischen Fortschritt oder auch ein Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas zu erneuerbaren Brennstoffen

sind andere Faktoren, die ebenfalls einzubeziehen wären. Abbildung 14 zeigt exemplarisch auf, welche Minderungsbeiträge von unterschiedlichen Maßnahmen ausgehen könnten; der größte Effekt geht dabei von einem Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas aus.

Ein ideales Zusatzinstrument preist die Emissionsvermeidung angemessen ein, sodass ein technologieoffener Wettbewerb über den Zubau von fossilen Kapazitäten entscheiden kann. Dies ist schon deshalb mittelfristig wichtig, weil der Zubau Erneuerbarer Energien die Volllaststunden des thermischen Kraftwerksparks immer weiter reduziert. Angesichts dessen wird der Bedarf an kostengünstiger Kapazität, deren energetische Effizienz aufgrund von geringen Laufzeiten zweitrangig ist, wachsen (beispielsweise Gasturbinen). Abwägungen dieser Art müssen dezentral und in Reaktion auf zuverlässige, das heißt möglichst unverzerrte Preissignale getroffen werden.

Es ist unklar, wie schnell und wie weitgehend der Energiemarkt sich generell und der regulatorische Rahmen der KWK insbesondere an das skizzierte Idealmodell eines die Energiewende flankierenden Marktdesigns annähern lässt. Unstrittig aber ist, dass der gegenwärtige regulatorische Rahmen hiervon ganz erheblich abweicht.

2.2 Das 25-Prozent-Ziel und die Förderung von Neuinvestitionen

Das KWK-G sieht vor, dass der Anteil der KWK an der Nettostromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf 25 Prozent der Nettostromerzeugung in Deutschland gesteigert werden soll. Wie bereits dargestellt, befindet sich der Stromerzeugungsmarkt in einer Phase der Konsolidierung. Einige Kraftwerke wurden aufgrund der niedrigen Preise stillgelegt, weitere werden voraussichtlich folgen. Das für die Erreichung des 25-Prozent-Ziels erforderliche Investitionsprogramm für KWK-Anlagen würde also gegen den Markttrend arbeiten. Dies könnte zu der schwer nachvollziehbaren Situation führen, dass ein modernes und hocheffizientes Gaskraftwerk stillgelegt und gleichzeitig die Investition in eine neue KWK-Anlage durch Förderung angereizt wird.

Aufgrund des niedrigen Strompreisniveaus müsste eine solche Förderung zudem sehr hoch sein. Auf die einzelne Anlage bezogen wurde oben bereits deutlich, dass im Bereich der gasgefeuerten Fernwärme-KWK die gesamten Investitionskosten sowie die Renditeerwartung eines Investors von der KWK-Förderung gedeckt werden müssten. Was bedeutet das für die Stromkunden, die über die KWK-Umlage und implizite Fördertatbestände (Selbstverbrauchsprivileg, vermiedene Netzentgelte) für die Realisierung des KWK-Ziels aufkommen müssten?

Wird versucht, das 25-Prozent-Ziel über gasgefeuerte Fernwärme-KWK-Anlagen zu erreichen, müssten Investitionen von sieben bis zwölf Milliarden Euro angereizt werden.⁷ Bei einer Förderung über fünf Jahre entstünden jährlich Kosten zwischen zwei und drei Milliarden Euro, die im Wesentlichen über die KWK-Umlage gezahlt werden müssten.⁸ Die Förderung dezentraler Anlagen zur Objektversorgung wäre aufgrund der höheren spezifischen Investitionskosten mit 17 bis 30 Milliarden Euro (jährliche Kosten in Höhe von vier bis acht Milliarden Euro) noch wesentlich teurer.⁹ Beide Optionen würden die bisherige KWK-Förderung um ein Mehrfaches übersteigen und den im KWK-G auf 750 Millionen jährlich festgelegten Förderdeckel¹⁰ sprengen (vgl. Abbildung 15).

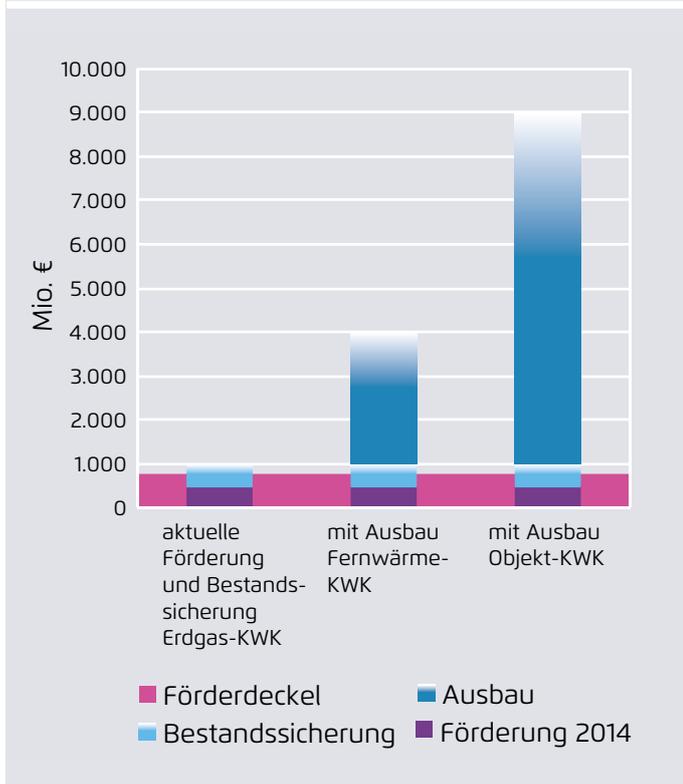
7 Annahmen: Zum Erreichen des aktuellen KWK-Ziels ist ein Ausbau der KWK um circa 50 TWh notwendig (vgl. Prognos et al. 2014). Dies entspricht einem Kapazitätsbedarf von circa sieben bis zwölf Gigawatt bei 4.000 bis 7.000 Volllaststunden. Für größere Anlagen werden näherungsweise circa 1.000 Euro pro Kilowatt spezifische Investitionskosten angenommen.

8 Zu gleichem Niveau kommen die Abschätzungen von Prognos et al. 2014 auf Grundlage einer angenommenen Zuschlagszahlung von vier bis sechs Cent je Kilowattstunde KWK-Vergütung (vgl. Prognos et al. 2014).

9 Annahmen: Circa 2.500 Euro pro Kilowatt spezifische Investitionskosten, Kapazitätsbedarf von sieben bis zwölf Gigawatt bei 4.000 bis 7.000 Volllaststunden. Im Gegensatz zur Förderung der Fernwärme-KWK würde ein großer Anteil des Investitionsvolumens nicht durch das KWK-G, sondern durch die Selbstverbrauchsprivilegierung gefördert.

10 vgl. § 7 Absatz 8 KWK-G. Der Förderdeckel gilt dabei sogar für die Summe der Förderung von KWK-Anlagen, Speichern und Wärme-/Kältenetzinfrastruktur.

KWK-Fördervolumina bei Bestandssicherung sowie bei zusätzlicher 25-Prozent-Zielerreichung mittels Fernwärme- beziehungsweise Objekt-KWK Abbildung 15



LBD-Berechnungen, Prognos et al. 2014

Eine überschlägige Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten zeigt, dass sich das 25-Prozent-Ausbauziel über die damit erreichbaren CO₂-Einsparungen nur schwer rechtfertigen lässt. Unter der Annahme, dass dieser KWK-Ausbau vor allem durch Gaskraftwerke erfolgen würde, müsste die heute bestehende Erdgas-KWK-Erzeugung etwa verdoppelt werden. Sofern die durchschnittliche Emissionsminderung auf dem Niveau der bestehenden Erdgas-KWK bliebe (durchschnittlicher Jahresnutzungsgrad circa 82

Prozent¹¹ bei gleichem Verdrängungsmix), entstünde eine zusätzliche Einsparung in Höhe von zunächst jährlich 30 Millionen Tonnen CO₂. Im Verlauf der Nutzungsdauer sinken die jährlichen Einsparungen auf 22 Millionen Tonnen CO₂. Bezogen auf die für den Neubau großer KWK-Anlagen erforderliche Förderung von Investition und Betrieb würde dies CO₂-Vermeidungskosten in Höhe von 30 bis 51 Euro je Tonne CO₂ bedeuten. Bezogen auf das für die teureren Kleinanlagen erforderliche Fördervolumen bedeutet dies spezifische Vermeidungskosten von 79 bis 135 Euro je Tonne CO₂ pro Jahr (vgl. Tabelle 3).

Alternativ schlagen Prognos et al. 2014 vor, das 25-Prozent-Ziel nicht mehr auf die gesamte Stromerzeugung zu beziehen, sondern im Wesentlichen auf die abnehmende Stromerzeugung aus disponiblen Kraftwerken (Prognos et al. 2014 sprechen von „KWK-kompatibler Stromerzeugung“¹²). Durch die Veränderung der Bezugsgröße würde sich der heutige KWK-Anteil rechnerisch auf circa 18,5 Prozent erhöhen. Abbildung 16 zeigt, dass sich das revidierte KWK-Ziel im Zeitverlauf mit dem Zubau Erneuerbarer Energien absenkt (schwarze Linie). Diese Absenkung ist steiler als die des geltenden KWK-Ziels (gelbe Linie), das durch den nur leicht abnehmenden Stromverbrauch lediglich geringfügig zurückgeht.

11 Der Jahresnutzungsgrad beschreibt die Effizienz der Umwandlungsprozesse im Kraftwerk zur Strom- und Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen (Quotient der Strom- und Wärmeerzeugung zum Brennstoffeinsatz). Aus den Daten des Statistischen Bundesamtes ergibt sich bei 47 TWh Stromerzeugung, 86 TWh Wärmeerzeugung und 163 TWh Brennstoffbedarf für das Jahr 2013 ein Jahresnutzungsgrad der deutschen gasgefeuerten KWK-Anlagen in Höhe von 82 Prozent.

12 Gemäß der Definition von Prognos et al. 2014 umfasst „KWK-kompatible Stromerzeugung“ mit fossilen Brennstoffen befeuerte Kraftwerke, Kernenergie, Biomasse, Geothermie und sonstige Brennstoffe. Nicht enthalten ist insbesondere Stromerzeugung aus Windenergie, Photovoltaik, Stromspeichern und Wasserkraft.

Emissionsvermeidungskosten der Investitionsförderung zur Erreichung des 25-Prozent-KWK-Ziels Tabelle 3

Ausbauszenario	Gasgefeuerte Fernwärme-KWK	Objektversorgung
Kapazitätsbedarf	7 - 12 GW	
spezifische Investitionskosten	1.000 €/kW	2.500 €/kW
minimale Gesamtförderkosten	7 - 12 Milliarden €	17,5 - 30 Milliarden €
Nutzungsdauer	20	15
Barwert Deckungsbeitragslücke	0,7 - 1,2 Milliarden €	
jährlich eingesparte Emissionen	22 - 30 Millionen t CO ₂	
Emissionsvermeidungskosten*	30 - 51 €/t CO ₂	79 - 135 €/t CO ₂

LBD-Berechnungen, *Annuitätisch ermittelte Förderkosten zur Emissionsvermeidung mit Diskontsatz in Höhe von acht Prozent.

Die vorgeschlagene Revision trägt dem Umstand Rechnung, dass sich der Stromerzeugungssektor im Zuge des Zubaus volatiler Erneuerbarer Energien verändert. Gegen diesen Vorschlag spricht allerdings, dass sich auch das revidierte 25-Prozent-Ziel nicht auf eine Fundamentalanalyse von Potenzialen, Wirtschaftlichkeit und Klimaschutzanforderungen stützt. Im Zuge der Transformation des Energiesystems und seines Marktrahmens wäre zu erwarten, dass es in absehbarer Zeit erneut revidiert werden müsste und deshalb auch nur begrenzt das Vertrauen von Investoren und Herstellern genießen dürfte.

Aus diesen Gründen sollten zukünftig in KWK-Anlagen erzeugte Strommengen unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Marktdynamik und im Rahmen des Marktde-sign-Prozesses betrachtet werden:

→ Bis ungefähr 2020 wird der Markt für thermische Stromerzeugung schrumpfen. Angesichts der darge-

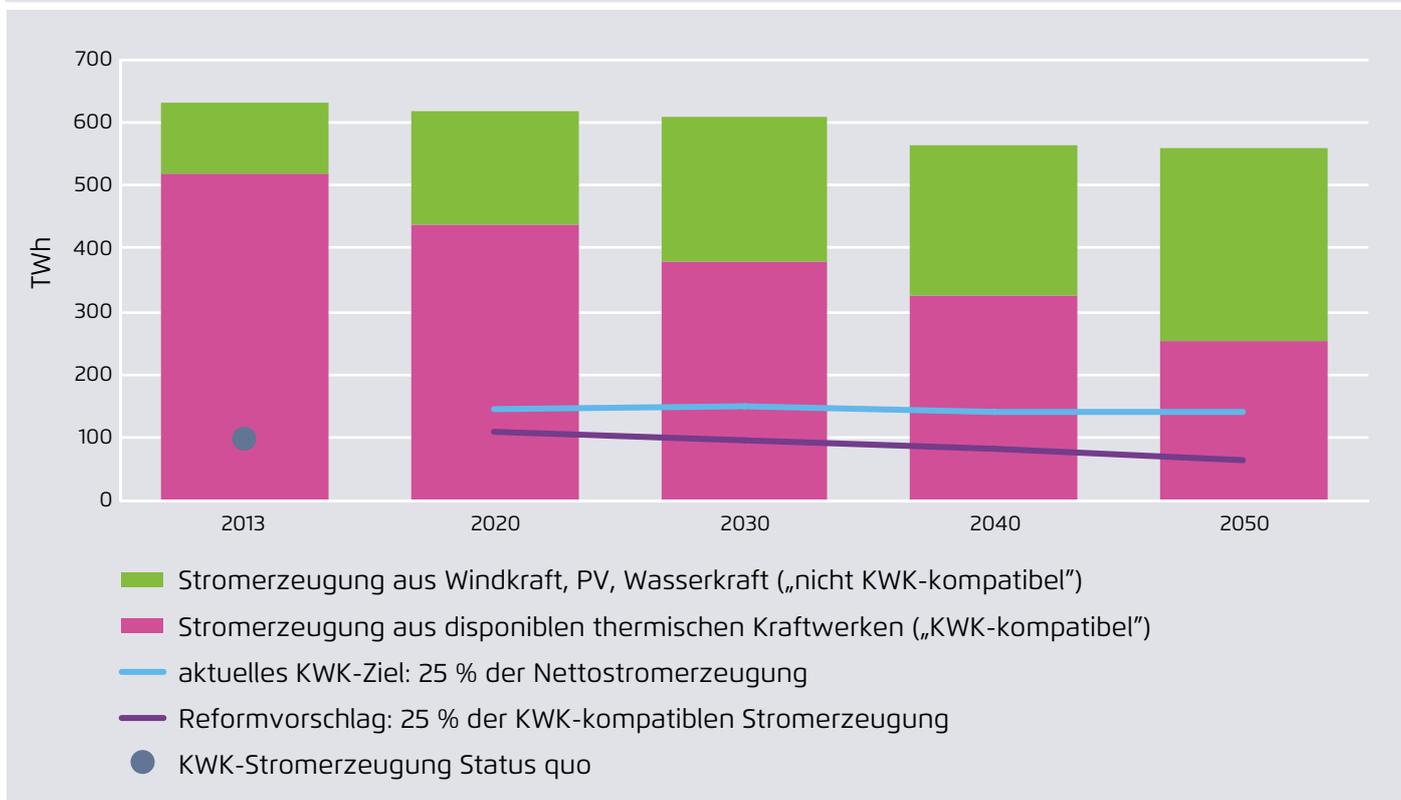
stellten hohen volkswirtschaftlichen Kosten eines gegen diesen Trend arbeitenden Investitionsprogramms für neue KWK-Kapazitäten ist ein auf 2020 bezogenes KWK-Mengenziel nicht sinnvoll.

- Genau wie alle anderen Technologien sollte KWK im Falle der Einführung von Kapazitätsmechanismen angemessen einbezogen werden.
- Sobald ein positives Investitionsklima für den Neubau von fossilen Kapazitäten entsteht, ist zu prüfen, ob Klimaschutzbelange ausreichend internalisiert werden (durch einen Kapazitätsmechanismus, einen gestärkten Emissionshandel oder sonstige Instrumente). Gegebenenfalls ist ein zusätzliches Instrument einzuführen.

Die für die Energiewende wesentlichen Ziele der Dekarbonisierung der Energiewirtschaft und des Ausbaus Erneuerbarer Energien machen ein Marktdesign erforderlich, das einen Wettbewerb möglichst klimafreundlicher und

Neudefinition des KWK-Ziels gemäß Prognos et al. 2014: Statt 25 Prozent der gesamten nun 25 Prozent der disponiblen („KWK-kompatiblen“) Stromerzeugung

Abbildung 16



Prognos et al. 2014, LBD-Berechnungen

kostengünstiger Flexibilitätsoptionen anreizt. Die KWK kann und muss sich diesem Wettbewerb stellen. Ein spezielles KWK-Ziel ist damit schwer vereinbar. Es lässt sich nur rechtfertigen, wenn technologiespezifische Mengensteuerung unumgänglich ist. Ob dies der Fall ist, sobald sich das Investitionsklima wieder belebt, ist heute nicht absehbar. Es empfiehlt sich deshalb, für 2020 kein spezielles KWK-Ziel zu formulieren und eine spätere Evaluierung dieser Entscheidung aus Marktdesign-Perspektive vorzunehmen.

2.3 Bestandsförderung gasfeuerter Fernwärme-KWK

Auf funktionierenden Märkten signalisieren Preise fundamentale Knappheiten und ermöglichen deren effiziente Bewirtschaftung. Gelingt es der Politik, Märkte zu gestalten, in denen die fundamentalen Knappheiten eingepreist werden, entlastet sie sich von der Aufgabe, steuernd in

hochkomplexe Wirtschaftsprozesse eingreifen zu müssen. Gleichwohl können kurzfristig wirksame Eingriffe in den Markt manchmal sinnvoll sein, insbesondere in Transformationsphasen. In Hinblick auf die anstehende KWK-G-Novelle stellt sich beispielsweise die Frage, wie mit dem dargestellten Problem stilllegungsbedrohter gasfeuerter Fernwärme-KWK-Anlagen umzugehen ist.

Das niedrige Strompreisniveau ist Ausdruck von Überkapazitäten und sorgt für Konsolidierungsdruck auf dem gesamten Stromerzeugungsmarkt. Insbesondere Gaskraftwerke, darunter hochmoderne, sind unwirtschaftlich und erhalten keine spezielle Förderung. Eine besondere Förderung von KWK-Bestandsanlagen muss deshalb begründet werden, indem sich zeigen lässt, dass sie „im Interesse der Energieeinsparung, des Umweltschutzes und der Erreichung der Klimaschutzziele“ (§ 1 KWK-G) erfolgt. Da dies

CO₂-Vermeidungskosten eines Instruments zur Verhinderung der Stilllegung gasgefeuerter Fernwärme-KWK-Anlagen Tabelle 4

Emissionen der gasgefeuerten Fernwärme-KWK 2013	ca. 16 Mio. t CO ₂
Emissionen ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung (Verdrängungsmix Prognos et al. 2014: 912 g/kWh Strom 261 g/kWh Wärme)	ca. 34 Mio. t CO ₂
Differenz: Emissionsersparung durch gasgefeuerte Fernwärme-KWK	ca. 18 Mio. t CO ₂
für die Verhinderung von Stilllegungsanreizen erforderliche Förderung	ca. 170 - 340 Mio. €
CO₂-Vermeidungskosten einer Bestandssicherungsmaßnahme für gasgefeuerte Fernwärme-KWK	ca. 9 - 19 €/t CO₂

StBA, Prognos et al. 2014, Öko-Insitut, LBD-Berechnungen

nicht zu jedem beliebigen Preis erfolgen kann, sind CO₂-Vermeidung und Förderkosten einander gegenüberzustellen.

Die CO₂-Vermeidung durch KWK ist im Allgemeinen nicht leicht zu berechnen (siehe Textbox „CO₂-Vermeidung durch KWK“). Im konkreten Fall des kurzfristigen Bestandserhalts gasgefeuerter Fernwärme-KWK lassen sich Emissionsersparnisse jedoch relativ einfach abschätzen. Unter der Annahme, dass eine Anlage unter dem Druck der Unwirtschaftlichkeit stillgelegt wird, muss die Wärme alternativ bereitgestellt werden. Dies dürfte in der Regel entweder durch ein bereits bestehendes oder ein neu

zu errichtendes Heizwerk erfolgen. Für den Strom, den die stillgelegte Anlage erzeugen würde, muss ein anderes Kraftwerk einspringen. Heute ist dies in der Regel ein Steinkohlekraftwerk. Tabelle 4 zeigt, welche Einspareffekte sich daraus ergeben.

Den eingesparten Emissionen stehen Kosten für die Förderung gegenüber. Die Deckungslücke für gasbasierte KWK der öffentlichen Versorgung auf die Fixkosten beträgt zwischen 10 und 20 Euro je Kilowatt.¹³ Bei einer installierten erdgasbasierten KWK-Leistung in Höhe von circa 17 Gigawatt ist ein zusätzliches Fördervolumen für Erdgas-KWK in Höhe von circa 170 bis 340 Millionen Euro notwendig, um den Bestand zu sichern. Aus eingesparten Emissionen und Förderkosten ergeben sich spezifische Kosten für den Erhalt der Emissionsminderung aus gasbasierter Kraft-Wärme-Kopplung in der Größenordnung von 9 bis 19 Euro je Tonne CO₂.

Selbst im Verhältnis zu den aktuell sehr niedrigen Preisen für CO₂-Zertifikate ist diese Lösung relativ günstig. Das erforderliche Förderniveau der gasgefeuerten Fernwärme-Bestands-KWK liegt damit in vertretbaren Dimensionen. Aus energie- und klimapolitischer Perspektive ist die Einführung eines Instruments zum Bestandserhalt deshalb empfehlenswert. Da sich das wirtschaftliche Umfeld der KWK schnell ändern kann, sollte eine solche Maßnahme jedoch befristet und regelmäßig evaluiert werden.

¹³ Abschätzung auf Grundlage von Prognos et al. 2014. Die angenommene Bandbreite orientiert sich an den Deckungsbeitragsanalysen in Prognos et al. 2014. Aufgrund der vielfältigen im Markt befindlichen KWK-Anlagenkonfigurationen und der begrenzten Anzahl an Beispielanlagen wurde aus den Analyseergebnissen von Prognos et al. 2014 diese größere Bandbreite zur Abschätzung abgeleitet. Die Höhe der notwendigen Förderung ist sehr sensitiv für Änderungen in den Marktpreisen für Strom, Erdgas und CO₂.

CO₂-Vermeidung durch KWK: Berechnung, Mengen und Anlagensegmente

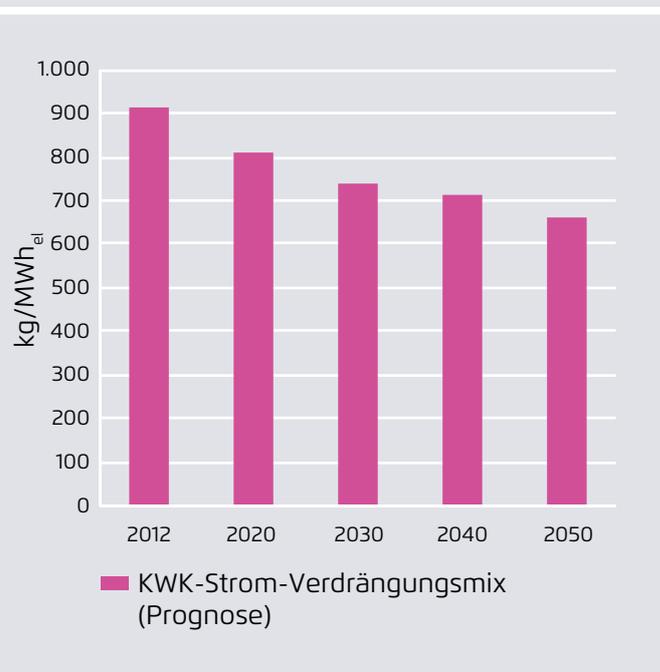
Durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung wurde verschiedenen Untersuchungen zufolge im Jahr 2012 zwischen 39 und 56 Millionen Tonnen an CO₂-Emissionen vermieden. Davon entfällt rund die Hälfte auf Anlagen, die in den Geltungsbereich des KWK-G fallen, die andere Hälfte auf biogene, durch das EEG geförderte KWK.

Der Brennstoffverbrauch und somit die Emissionen der KWK sind bekannt und werden statistisch erfasst. Im Jahr 2012 wurden demnach insgesamt 78 Millionen Tonnen CO₂ von KWK-Anlagen emittiert. Schwieriger zu ermitteln ist hingegen der Vergleichswert, wie viel CO₂ bei ungekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme emittiert worden wäre. Um sich dem anzunähern, wird die Emissionsintensität des sogenannten Verdrängungsmix für Strom und Wärme herangezogen. Er soll abbilden, welche Erzeugungsoptionen ohne KWK genutzt würden. Für die derzeitige Situation (2012) nimmt Prognos et al. 2014 spezifische Emissionen des Verdrängungsmix in Höhe von 912 g/kWh_{el} an (Abbildung 17).¹⁴

Die relative hohe Emissionsintensität des Verdrängungsmix kommt dadurch zustande, dass er abbildet, wie hoch die Emissionen der Kraftwerke sind, die eingesetzt würden, wenn die KWK-Erzeugung wegfielen. Da es sich bei diesen sogenannten Grenzkraftwerken heute und auch sehr lange noch in der Regel um fossile Kraftwerke handelt (heute meist Steinkohlekraftwerke, in Zukunft möglicherweise häufiger Gaskraftwerke), sinken die Emissionen des Verdrängungsmix langsamer als die durchschnittlichen Emissionen des mehr und mehr von Erneuerbaren Energien geprägten Erzeugungsmix. Abbildung 17 zeigt

¹⁴ In Öko-Institut 2014 liegen der Berechnung verdrängter Emissionen eine alternative Methode und andere Zahlen zugrunde. Die berechneten CO₂-Vermeidungen durch KWK fallen hier für das Jahr 2012 mit 39 Millionen Tonnen (mehr als die Hälfte davon durch biogene KWK) geringer aus als bei Prognos et al. 2014 (56 Millionen Tonnen). Dies beruht vor allem darauf, dass inflexible KWK eine geringere CO₂-Verdrängung zugeschrieben wird als flexibler KWK, die nicht produziert, wenn ihr Strom nicht benötigt wird.

Entwicklung der spezifischen Emissionen im KWK-Verdrängungsmix Abbildung 17



Prognos et al. 2014

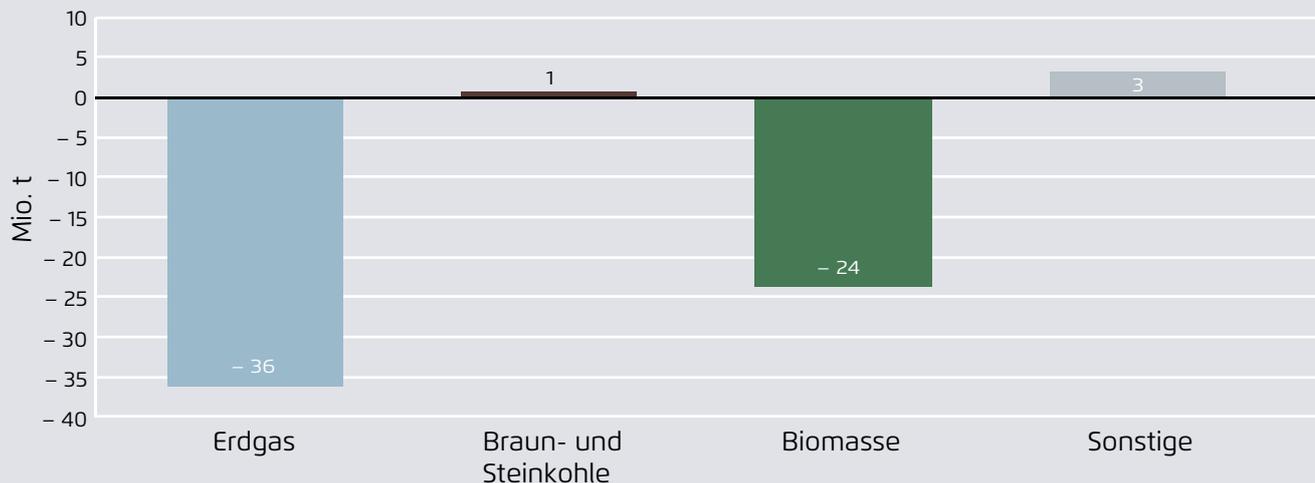
ein denkbare Szenario für den allmählichen Rückgang der Emissionen des Verdrängungsmix. Wie niedrig seine Emissionen mittel- und langfristig tatsächlich sein werden, hängt in starkem Maße von der zukünftigen Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der Entwicklung anderer Kapazitäten wie Speicher und Nachfrageflexibilität ab.

Ähnlich unsicher ist der Verdrängungsmix für die Wärme. Hier geht Prognos et al. 2014 für 2012 von 261 g/kWh_{th} im Haushalts- und Gewerbebereich und von 275 g/kWh_{th} im Prozesswärmebereich aus. Diese Werte lassen sich ermitteln, indem die Emissionen der üblicherweise zum Einsatz kommenden ungekoppelten Heizungs- und Prozesswärmetechnik berechnet werden. Sie werden ebenfalls perspektivisch fallen, je nach Entwicklung des Wärmesektors schneller oder langsamer.

Auf dieser Grundlage – Emissionen der KWK sowie Verdrängungsmix für Strom und Wärme – ermittelt Prognos et al. 2014 für das Jahr 2012 einen Minderungsbeitrag für die gesamte KWK in Höhe von circa 56 Millionen Tonnen.

Emissionseinsparungen durch KWK nach Brennstoffen: Nur Biogas und Erdgas leisten signifikante Beiträge

Abbildung 18



StBA, Prognos et al. 2014, Öko-Institut et al 2014, LBD-Berechnungen

Den größten Minderungsbeitrag erbringen dabei gasbasierte und biogene KWK (vgl. Abbildung 18). Ältere KWK-Kohlekraftwerke erbringen schon heute keine Emissionsminderung gegenüber dem aktuellen Referenzsystem der ungekoppelten Erzeugung. Kohle-KWK-Kraftwerke liefern deshalb in ihrer Gesamtheit keinen Minderungsbeitrag.

Die abnehmende Emissionsintensität des Verdrängungsmix mindert zukünftig die CO₂-Einsparpotenziale durch KWK. Setzt man die Werte des von Prognos et al. 2014 für das Jahr 2020 erwarteten Verdrängungsmix an (810 g/kWhel beziehungsweise 236 g/kWhth für Fernwärme und Objektversorgung sowie 270 g/kWhth für Industriewärme), sinkt der Beitrag der KWK zur Emissionsvermeidung bei gleicher KWK-Strom- und Wärmemenge auf circa 40 Millionen Tonnen. Bis zum Jahr 2050 würde der Minderungsbeitrag ohne Ausbau der KWK weiter zurückgehen. In der wenig ambitionierten Bandbreite für den Verdrängungsmix des Jahres 2050 in den Analysen von Prognos et al. 2014 würde die Emissionsvermeidung auf 18 bis 26 Millionen Tonnen sinken.

Langfristig ist also von sinkenden CO₂-Einsparungen aus KWK auszugehen. Auf dem heutigen Niveau könnte der

Minderungsbeitrag nur durch einen deutlichen Ausbau der KWK verbleiben. So schätzt Prognos et al. 2014 die durch KWK erzielbare Emissionsvermeidung im Jahr 2050 auf 21 Millionen Tonnen CO₂ jährlich, wenn KWK-Anlagen dann vor allem gasbasierte ungekoppelte Stromerzeugung verdrängen. Dabei nimmt Prognos et al. 2014 allerdings schon an, dass sich die KWK-Stromerzeugung im Vergleich zu heute auf 173 TWh erhöht und damit fast verdoppelt.¹⁵

¹⁵ Die Schätzungen der Emissionseinsparung durch KWK für 2050 wirken damit hochgegriffen. Das wird noch deutlicher an der von Prognos et al. 2014 geschätzten maximalen Emissionsvermeidung durch KWK im Jahr 2050 in Höhe von 79 Millionen Tonnen CO₂. Diese errechnen Prognos et al. auf Basis von 244 TWh KWK-Strom. Dass die Gutachter selbst lediglich 44 Prozent dieser Menge (also 107 TWh) für in das Energiesystem integrierbar halten, relativiert diese Zahl bereits deutlich. Darüber hinaus liegen die 244 TWh KWK-Stromerzeugung weit oberhalb der Menge disponibler („KWK-kompatibler“) Stromerzeugung, die das Zielszenario der Energiereferenzprognose vorsieht (147 TWh). Zusätzlich nehmen Prognos et al. 2014 einen auch 2050 zu 82 Prozent von Erdgas, Kohle und Öl dominierten Brennstoffmix von KWK-Anlagen an sowie einen relativ emissionsträchtigen Verdrängungsmix. Hier wird deutlich, dass die Schätzung von 79 Millionen Tonnen CO₂-Vermeidung durch KWK im Jahr 2050 zu einem Szenario gehört, in dem Deutschland seine Klimaziele deutlich verfehlt.

2.4 Volumen und Wirkung direkter und indirekter KWK-Förderung

Neben den oben bereits genannten Erlösströmen aus dem Verkauf von Strom, Wärme und Systemdienstleistungen werden KWK-Anlagen heute aus verschiedenen Quellen gefördert. Ist von „KWK-Förderung“ die Rede, ist in der Regel die direkte Förderung der KWK-Stromerzeugung über Zuschlagszahlungen nach dem KWK-G gemeint. Hinzu kommen aber implizite Fördertatbestände, die den Anlagenbetreibern weitere direkte Erlöse und indirekte, sogenannte Opportunitätserlöse, einbringen (vgl. Tabelle 5).

Regulatorisch bedingte Erlöse von KWK-Anlagen	
Opportunitätserlöse durch Selbstverbrauchsprivilegierung	Direkte regulatorische Erlöse
vermiedene Netznutzungsentgelte ¹⁶ vermiedene Stromsteuer vermiedene EEG-Umlage ¹⁷ sonstige vermiedene Abgaben und Umlagen	vermiedene Netzentgelte (Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV) KWK-Zuschläge nach KWK-G

Tabelle 5

16 Hier besteht Verwechslungsgefahr zwischen den oben genannten vermiedenen Netzentgelten (dem „Entgelt für dezentrale Einspeisung“) nach § 18 StromNEV und der aufgrund der Selbstverbrauchsprivilegierung möglichen Vermeidung von Netznutzungsentgeltzahlungen. Während vermiedene Netzentgelte nach § 18 StromNEV („Entgelt für dezentrale Einspeisung“) Zahlungen des Verteilnetzbetreibers an den Anlagenbetreiber für von ihm erzeugten und in das Netz eingespeisten Strom sind, handelt es sich beim Selbstverbrauchsprivileg um Vermeidung von Kostenbestandteilen des regulären Strombezugs eines Anlagenbetreibers, die dadurch möglich wird, dass der Strombezug durch den Verbrauch selbst erzeugten Stroms ersetzt wird, also gerade dann, wenn der Anlagenbetreiber nicht in das Netz einspeist. Beiden Instrumenten ist gemeinsam, dass sie eine Erhöhung der Netznutzungsentgelte für die übrigen Netznutzer bewirken.

17 vollständige Entlastung für Bestandsanlagen gemäß § 61 Absatz 2 und 3 EEG 2014; partielle Entlastung bei Selbstverbrauch gemäß § 61 Absatz 1 EEG 2014.

Diese drei wichtigsten regulatorischen Erlöse von KWK-Anlagen¹⁸ – Selbstverbrauch, vermiedene Netzentgelte, KWK-Zuschläge – werden in den folgenden Abschnitten in Hinblick auf ihren Umfang und ihre Wirkung analysiert:

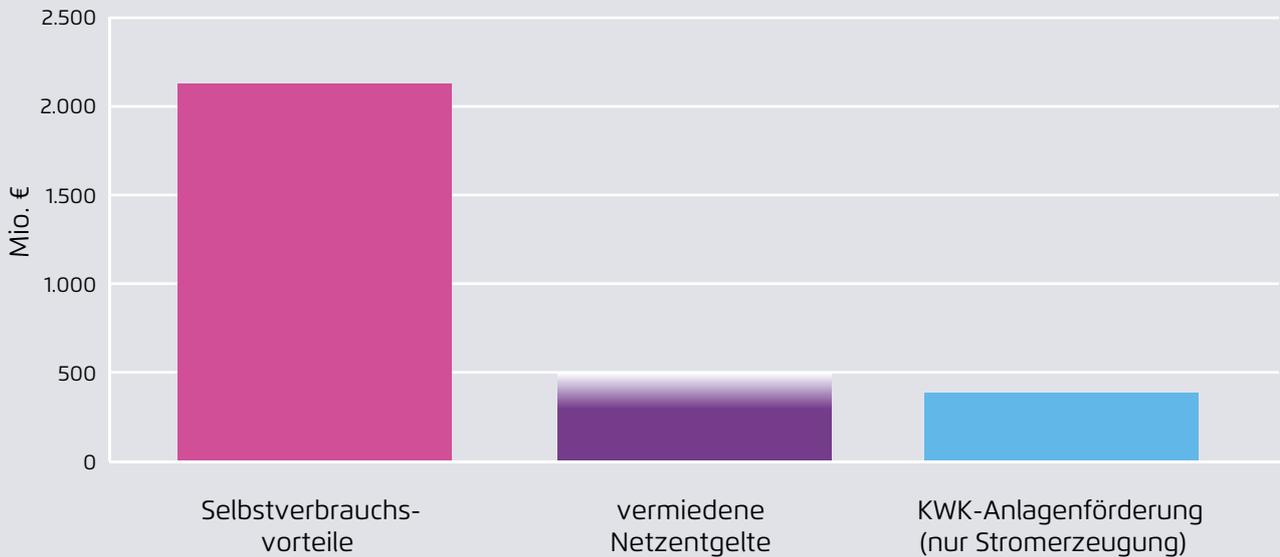
- Opportunitätserlöse durch Selbstverbrauchsprivilegierung
 Der Strom aus einer KWK-Anlage, der in der Industrie oder im Bereich der Objektversorgung verbraucht wird, ohne dass er durch das öffentliche Stromnetz geleitet wird, ist regulatorisch besser gestellt als Strom, der aus dem Netz bezogen wird. Dieser Selbstverbrauch aus Eigenerzeugung ist ganz oder teilweise von Strompreisbestandteilen befreit, mit denen regulär aus dem Netz bezogener Strom belastet wird. Diese Strompreisbestandteile dienen der Finanzierung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus (EEG-Umlage), der Netzinfrastukturs (Netznutzungsentgelte), sonstiger energiewirtschaftlicher Zwecke (zum Beispiel Offshore-Haftungs-Umlage) oder der Erfüllung verschiedener staatlicher Aufgaben (zum Beispiel Stromsteuer, Konzessionsabgabe).
- Vermiedene Netzentgelte
 Die Stromnetzentgeltverordnung sieht vor, dass Anlagen, die auf niedrigeren Netzebenen einspeisen, ein Entgelt vom Verteilnetzbetreiber ausgezahlt bekommen (aus diesem Grund ist die Bezeichnung „Entgelt für dezentrale Einspeisung“ auch treffender als die etablierte Bezeichnung „vermiedene Netzentgelte“).¹⁹ Diese wird von den übrigen Netznutzern des jeweiligen Verteilnetzes über erhöhte Netznutzungsentgelte finanziert.
- KWK-Zuschläge nach KWK-G
 Gegenwärtig sieht das KWK-G Zuschläge für Strommengen aus neu errichteten KWK-Anlagen vor. Das För-

18 Die folgende Aufzählung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit: Im Rahmen des EEG werden Biomasseanlagen gefördert, die oftmals in KWK betrieben werden. Das Bundesumweltministerium gewährt über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle Investitionszuschüsse für Mini-KWK-Anlagen. Im Rahmen von Programmen, mit denen die Kreditanstalt für Wiederaufbau energieeffiziente Sanierungen anreizt, werden Zuschüsse und zinsgünstige Kredite gewährt. Das Marktanzreizprogramm für Erneuerbare Energien erlaubt für Biomasseanlagen mit KWK Tilgungszuschüsse. Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von Förderprogrammen der Bundesländer (vgl. Öko-Institut, IZES, Ziesing 2014).

19 vgl. § 18 StromNEV

Die KWK-Förderung betrug 2014 circa drei Milliarden Euro; Selbstverbrauch ist wichtigster Fördertatbestand

Abbildung 19



Übertragungsnetzbetreiber 2013, LBD-Berechnungen

dervolumen wird über die KWK-Umlage von den Stromkunden finanziert.

Selbstverbrauch von Strom aus Eigenerzeugung attraktiver erscheint.

In Vorwegnahme von Ergebnissen der folgenden Analysen vermittelt Abbildung 19 einen Eindruck der aktuellen Größenordnungen der untersuchten Förderinstrumente: Es zeigt sich, dass Selbstverbrauchsvorteile der KWK in den Bereichen Objektversorgung und Industrie den mit Abstand größten Fördertatbestand ausmachen. In Summe betrug die KWK-Förderung im Jahr 2014 ungefähr drei Milliarden Euro pro Jahr.

2.4.1 Selbstverbrauchsprivilegierung

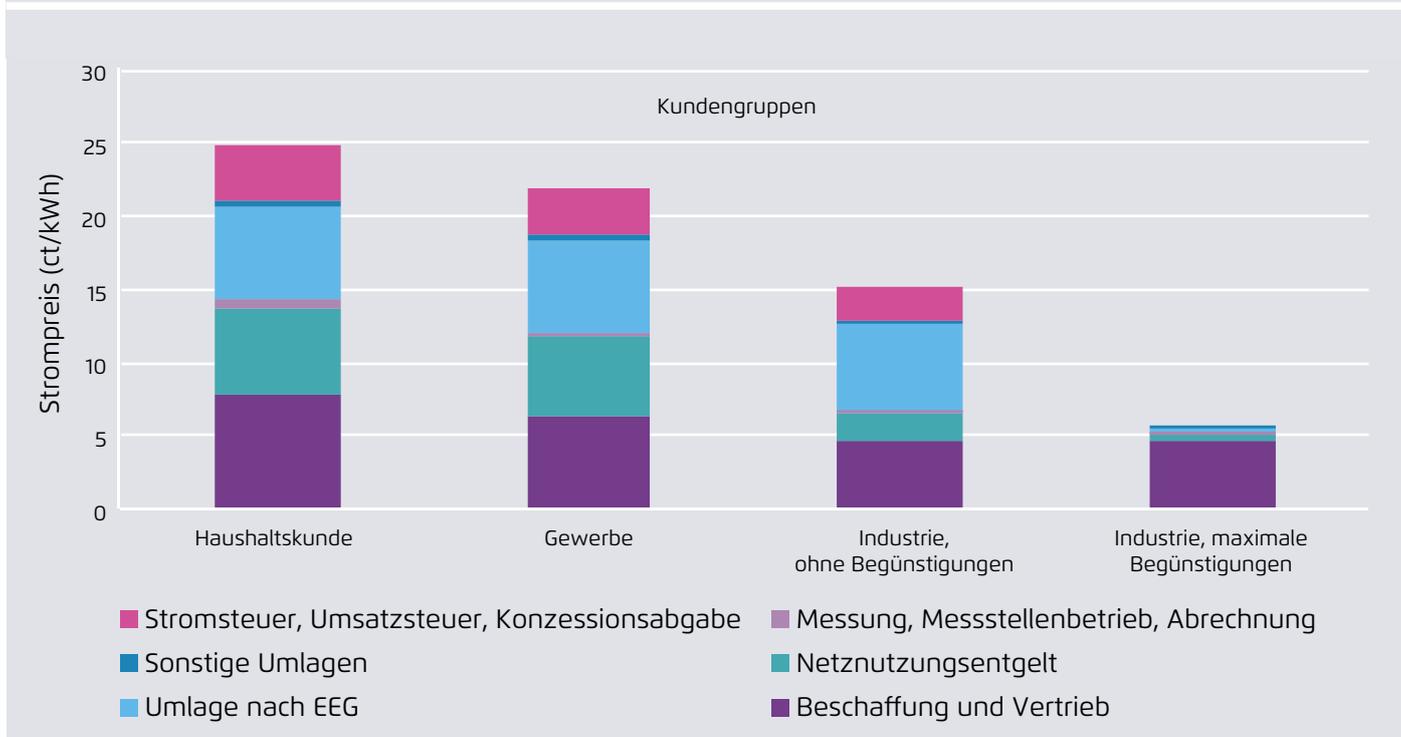
Aus dem öffentlichen Netz bezogener Strom wird mit einer Vielzahl von Preisbestandteilen belastet, die der Finanzierung energiewirtschaftlicher oder staatlicher Zwecke dienen. Dadurch wird aus dem Netz bezogener Strom im Vergleich zu lokal produziertem Strom, auf den diese Preisbestandteile nicht oder nur zum Teil aufgeschlagen werden, regulatorisch verteuert. Anders formuliert: Vor und hinter dem Netzanschlusspunkt eines Verbrauchers gelten unterschiedliche Regeln, die dazu führen, dass der

Während Betreiber von Fernwärme-KWK-Anlagen keine nennenswerten Selbstverbrauchsmöglichkeiten haben, ist dies im Bereich der Objektversorgung sowie im Fall industrieller KWK sehr wohl der Fall. Aufgrund der relativ hohen Abgabenlast in den Bereichen Haushalte und Gewerbe (vgl. Abbildung 20) ist das Einsparpotenzial pro Kilowattstunde beträchtlich. Ist ausreichend Strom- und Wärmebedarf vorhanden, können KWK-Anlagen in der Objektversorgung betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, obwohl ihre Produktionskosten fast immer oberhalb des Marktpreises und die spezifischen (also auf Leistung bezogenen) Investitionskosten um ein Vielfaches oberhalb derer von Großkraftwerken liegen.

Im Bereich der industriellen KWK ist der Mechanismus der Gleiche. Allerdings sind hier die Einsparmöglichkeiten pro Kilowattstunde geringer, da Industriekunden eine geringere Umlagenlast tragen. Andererseits wird die Wärme in der Industrie in der Regel nicht zum Heizen, sondern primär

Durch Selbstverbrauch umgehbare Entgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern: Strompreisbestandteile 2014

Abbildung 20



Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt 2014; Nettopreise ohne Umsatzsteuer. Haushaltskunden können grundsätzlich auch Umsatzsteuer vermeiden, müssen aber auch Umsatzsteuer auf die Investition und die Brennstoffkosten der KWK-Anlagen bezahlen.

als Prozesswärme genutzt, der Bedarf ist also in der Regel gleichmäßig und sorgt für eine hohe Auslastung der KWK-Anlage. Außerdem sind industrielle KWK-Anlagen typischerweise größer als die der Objektversorgung und weisen deshalb geringere spezifische Investitionskosten auf.

Selbstverbrauchsprivilegierung bewirkt, dass sich Anlagen, die aus volkswirtschaftlicher Perspektive unwirtschaftlich sind, betriebswirtschaftlich durchaus rechnen können. Wird in diesem Fall investiert, kommt es volkswirtschaftlich betrachtet zu Mehrkosten, die die Gemeinschaft der Umlagen-, Abgaben- und Steuerzahler zu tragen hat. Insofern ergeben sich aus der Selbstverbrauchsprivilegierung auch Umverteilungseffekte, insbesondere dann,

wenn sich auf diese Weise sehr hohe Renditen erwirtschaften lassen, wie dies in Einzelfällen möglich ist.²⁰

Der Umfang indirekter Förderung durch die Vermeidung von regulatorisch bedingten Strompreisbestandteilen lässt sich aufgrund der unzureichenden Datenlage leider nur schätzen. Im Jahr 2012 wurden circa 29 TWh KWK-Strom selbstverbraucht.²¹ Da der Selbstverbrauch aus Eigenstromerzeugung seit 2008 kontinuierlich angestiegen ist, wird hier als konservative Annahme auch für das Jahr 2014 von 29 TWh Selbstverbrauch ausgegangen. Davon entfielen 24 TWh auf die industrielle Kraftwirtschaft. Tabelle 6 zeigt Schätzungen für die verschiedenen vermeidbaren Kosten. Auf Grundlage von Annahmen zur durchschnittlichen Vermeidung für

20 Prognos et al. 2014 errechnen maximale Renditen von 30 Prozent (Objektversorgung: Hotel) beziehungsweise von 79 Prozent (Industrie: Automobilwerk).

21 Öko-Institut 2014

Abschätzung des Vergütungsvolumens aus Selbstverbrauchsprivilegierung

Tabelle 6

	Strommenge [TWh]	Spezifische vermiedene Kosten (2014) [ct/kWh]	Vermiedene Kosten, indirekte Vergütung [Mio. €]
EEG-Umlage	29	0 - 6,24	
→ Haushalte, Handel, Gewerbe	5	6,24	312
→ Industrie	24	3,5*	840
Netznutzungsentgelte	29	1 - 5	
→ Haushalte, Handel, Gewerbe	5	5	250
→ Industrie	24	1	240
Stromsteuer	29	0 - 2	
→ Haushalte, Handel, Gewerbe	5	2	100
→ Industrie	24	1	240
Sonstige (Konzessionsabgabe, Offshore-Haftung, AbLAV, KWK-Umlage, § 19 StromNEV-Umlage)	29	ca. 0,5	145
Abschätzung gesamtes indirektes Fördervolumen			2.127

Öko-Institut, LBD-Berechnungen, *Die 3,5 ct/kWh ergeben sich als gewichtetes Mittel gemäß folgender Angaben des BDEW (BDEW 2014): 55 Prozent des industriellen Stromverbrauchs (ohne Selbstverbrauch) waren 2014 voll umlagepflichtig, 28 Prozent wurden mit 0,05 ct/kWh belastet, 7 Prozent mit 0,624 ct/kWh und 10 Prozent mit 0,0624 ct/kWh.

Haushalte, Handel und Gewerbe sowie für die Industrie erfolgt eine Abschätzung der gesamten indirekten Förderung.²²

²² Die Annahmen wurden durch die von Prognos et al. 2014 aufgeschlüsselten Strombezugskosten verschiedener Abnahmefälle in den jeweiligen Bereichen plausibilisiert. Um die Schätzungen weiter einzugrenzen, wird angenommen, dass die durchschnittliche Umlagevermeidung der Industrie im Eigenstromverbrauch der gesamten Industrie entspricht.

Gemäß der Schätzungen liegt alleine die Summe der jährlich vermiedenen EEG-Umlage durch KWK-Anlagen über einer Milliarde Euro. Durch selbstverbrauchsbedingt nicht gezahlte Netznutzungsentgelte kommt ungefähr eine halbe Milliarde hinzu. Die Stromsteuervermeidung stellt eine weitere indirekte Förderung in Höhe einer Drittel Milliarde dar. Zählt man die übrigen vermiedenen Abgaben und Umlagen hinzu, summiert sich die indirekte Förderung auf einen Betrag von circa 2,1 Milliarden Euro pro Jahr.

Qualitative Einordnung der Kapitalrendite für neue KWK-Projekte in Abhängigkeit der Größe und des eigengenutzten Stroms

Abbildung 21

	Anlagen- größe	Strom-Selbstverbrauch				
		ohne	niedrig (< 20 %)	mittel (20 %–40 %)	hoch (40 %–75 %)	sehr hoch (> 75 %)
Objektver- sorgung	kleinst					
	klein					
	mittel					
Industrie ohne EEG-Privilegien	mittel					
	groß					
Industrie mit EEG- Privilegien	mittel					
	groß					
Leitungs- gebundene Ver- sorgung	kleinst					
	klein					
	mittel					

■ negative Projektrendite
■ Projektrendite 0 bis 5 %

■ Projektrendite 5 bis 15 %
■ Projektrendite > 15 %

■ nicht vorhanden

LBD-Darstellung in Anlehnung an Prognos et al. 2014

Aus Marktdesign-Perspektive ist neben der Höhe der indirekten Förderung vor allem wichtig, welche Effekte sie hinsichtlich der Investitions- und Betriebsentscheidungen auslöst. Abbildung 21 stellt das aktuelle Investitionsmuster dar. Die oben bereits ausführlich diskutierte schwierige wirtschaftliche Situation von Gas-Fernwärme-KWK schlägt sich in negativen Projektrenditen nieder. Das gleiche Bild ergibt sich für KWK-Investitionen in Objektversorgung und Industrie, wenn keine nennenswerten Selbstverbrauchsquoten veranschlagt werden

können. Wo aber hohe Selbstverbrauchsquoten realisierbar sind, sind auch hohe Renditen möglich.

Damit wird deutlich, dass heute weder volkswirtschaftliche Kosten noch Flexibilität oder CO₂-Minderung die wichtigsten Treiber für Investitionen in KWK-Anlagen sind, sondern vor allem das betriebswirtschaftliche Kalkül, in welchem Umfang der erzeugte Strom als Selbstverbrauch privilegierbar ist. Es ist zwar richtig, dass es ohne Selbstverbrauchsprivileg aufgrund des niedrigen Börsenstrompreisniveaus gegenwärtig gar keine Investitionen

in KWK gäbe. Die Steuerung von KWK-Investitionen über den Selbstverbrauchsvorteil genügt aber weder volkswirtschaftlichen Effizienzkriterien, noch orientiert sie sich an dem Prinzip, Fördergelder so einzusetzen, dass der Emissionseinspareffekt maximiert wird.

Neben der Verzerrung von Investitionsentscheidungen führt das gegenwärtige Förderregime auch zu Ineffizienzen im Betrieb (dem sogenannten Dispatch) der verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten. Abbildung 22 verdeutlicht die Wirkung von Selbstverbrauchsvorteilen auf den Dispatch einer KWK-Anlage.²³ Würde das Strompreissignal die Anlage unverzerrt erreichen, hätte sie jährliche Volllaststunden in Höhe von 2.300 Stunden, da sie nur in diesen Stunden zu Kosten (orangefarbene Linie) unterhalb des Strompreises (rote Linie) produzieren könnte. In den restlichen fast 6.500 Stunden des Jahres wäre ihr Betrieb zu teuer.

Davon abweichend führt der regulatorische Rahmen aber dazu, dass die Anlage fast immer läuft. Hierzu tragen zwei Effekte bei: Die Grenzkosten der Anlage betragen (unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse) zwar 47 Euro/MWh. Sie werden aus Sicht des Betreibers durch den KWK-Zuschlag, der für diese Anlage rund 33 Euro/MWh_{el} beträgt, aber so stark abgesenkt, dass die Anlage so lange nicht abgeschaltet wird, wie der Preis über 14 Euro/MWh liegt, was in 8.400 Stunden des Jahres der Fall ist. Die Ausdehnung der Laufzeit dieser Anlage ist durchaus im Sinne einer möglichst hohen KWK-Stromerzeugung. Die KWK-Förderung verzerrt zwar die Preissignale des Marktes, ist allerdings prinzipiell geeignet, das ansonsten unzurei-

chend eingepreiste CO₂-Vermeidungspotenzial gasgefeuerter KWK zu aktivieren.

Hinzu kommt jedoch ein zweiter Effekt: Wenn der erzeugte Strom selbstverbraucht werden kann, reagiert die Anlage fast gar nicht mehr auf Preissignale. Die Möglichkeit, Preisbestandteile des aus dem Netz bezogenen Stroms zu vermeiden, führt dazu, dass die Anlage erst bei stark negativen Preisen von circa minus 44 Euro/MWh_{el} abgeschaltet wird.

Diese Inflexibilität steht in Widerspruch zu den Anforderungen eines Energiesystems, das auf steigenden Anteilen volatiler Erneuerbarer Energien beruht. Während heute nur in wenigen Stunden Preise unter null Euro/MWh_{el} auftreten (2014 waren es 63 Stunden), wird mit dem Ausbau dargebotsabhängiger, praktisch grenzkostenfreier Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie die Häufigkeit zunehmen.

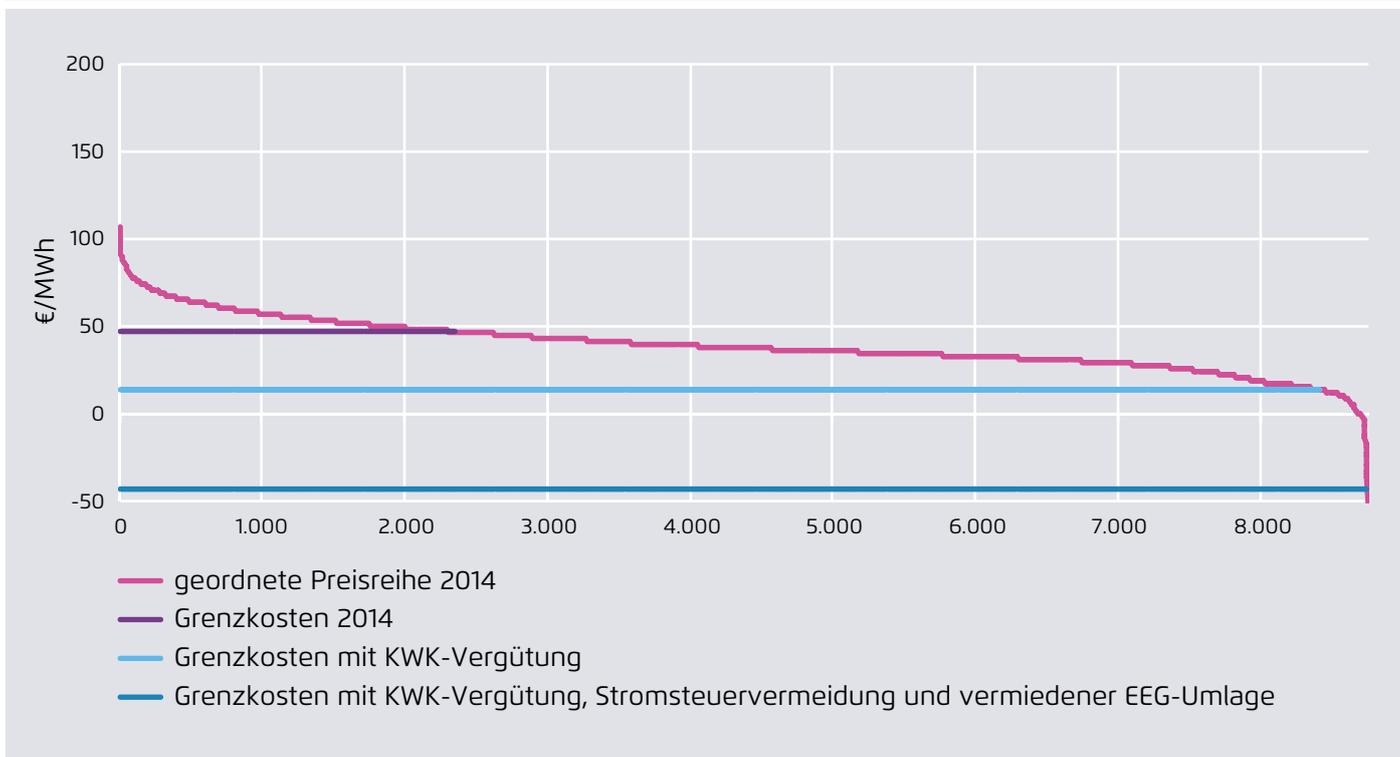
Der ordnungspolitische Rahmen muss deshalb so weiterentwickelt werden, dass KWK-Anlagen einen Anreiz haben, ihre Stromproduktion in Zeiten negativer Preise in der Regel einzustellen und passende Lösungen für die Wärmeseite zu entwickeln. Der Wärmebedarf lässt sich beispielsweise mithilfe thermischer Speicher verschieben oder durch die Umwandlung von Strom, der gegebenenfalls sogar zu negativen Preisen beschafft werden kann, in Wärme (*Power-to-Heat*) bedienen²⁴. Ziel muss es sein, ein flexibles KWK-System zu schaffen, das einen Beitrag zur

²³ Modelliert wird eine kleinere, erdgasgefeuerte Industrie-KWK-Anlage mit 500 Kilowatt elektrischer Leistung und einem elektrischen Wirkungsgrad von 39 Prozent (vgl. BHKW 5 in Prognos et al. 2014). Die Grenzkosten liegen nach Berücksichtigung der Wärmeerlöse entsprechend dem Ansatz von Prognos et al. 2014 bei 47 Euro/MWh. Die Strompreise sind die EEX-Spotmarktpreise von 2014. Die Annahme der Reaktionsmöglichkeit auf den Strompreis bedeutet, dass der Wärmebedarf nicht ausschließlich aus laufender KWK-Produktion, sondern auch aus thermischen Speichern oder einem Spitzenlastkessel gedeckt werden kann (zu technischer Flexibilisierung vgl. Kapitel II.5.1).

²⁴ Bei *Power-to-Heat*-Lösungen ist wichtig, dass hierfür nur andernfalls abgeregelte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien genutzt wird. *Power-to-Heat*-Lösungen dürfen im Interesse des Klimaschutzes selbstverständlich nicht dazu führen, dass inflexible Braunkohlekraftwerke mit niedrigen Grenzkosten stärker ausgelastet werden. *Power-to-Heat* wird also insbesondere dann ein wertvoller Beitrag zur Energiewende, wenn er netzengpassbedingten, lokalen Erneuerbare-Energien-Stromüberschuss nutzt und mittelfristig, wenn Situationen mit negativer Residuallast häufiger auftreten.

Verzerrung der Dispatch-Entscheidung am Beispiel eines 500-Kilowatt-BHKW durch KWK-Vergütung und/oder Selbstverbrauchsvorteile

Abbildung 22



Prognos et al. 2014, EEX Preise 2014, LBD-Berechnungen

Integration Erneuerbarer Energien leistet, statt sie durch Inflexibilität zu behindern.²⁵

Die Novellierung des KWK-G kann die durch Selbstverbrauchsprivilegierung verursachten Verzerrungen nicht beheben. Hierfür ist vielmehr erforderlich, die Ausgestaltung der Umlagen-, Abgaben- und Steuerlast durch die Änderung diverser Gesetze und Verordnungen so anzupassen, dass die Preissignale vor und hinter dem Zählpunkt einander angeglichen werden.²⁶ Dies verweist auf eine grundlegende Herausforderung für das Energiewende-Marktde-

²⁵ vgl. zu dem Zusammenhang von negativen Preisen, Flexibilität und der Integration Erneuerbarer Energien die Studie *Negative Strompreise. Ursache und Wirkungen* von Energy Brainpool im Auftrag von Agora Energiewende

²⁶ Dies erfordert Änderungen in verschiedenen Gesetzen und Verordnungen, insbesondere im EnWG, im EEG, in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), im Steuerrecht (StromStG) und der Konzessionsabgabenverordnung (KAV).

sign: Die Refinanzierung zunehmender Fixkostenanteile im Energiesystem zu gewährleisten, ohne die zunehmenden Flexibilitätsanforderungen zu gefährden.

2.4.2 Vermiedene Netzentgelte

Neben der Selbstverbrauchsprivilegierung werden KWK-Anlagen, die in der Regel nicht auf der Höchstspannung, sondern auf niedrigeren Spannungsebenen im Verteilernetz angeschlossen werden, durch sogenannte vermiedene Netzentgelte (oder auch „Entgelt für dezentrale Einspeisung“²⁷) gefördert. Es handelt sich dabei um eine direkte Zahlung des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber. Sie beträgt für jede in das öffentliche Netz eingespeiste Kilowattstunde die Höhe der Netznutzungsentgelte für die der KWK-Einspeisung vorgelagerten Spannungsebe-

²⁷ vgl. § 18 StromNEV

nen.²⁸ Da es keine systematisch veröffentlichten Informationen der Bundesnetzagentur zu vermiedenen Netzentgelten gibt, ist eine Ableitung der tatsächlichen impliziten Förderung der dezentralen Einspeisung durch vermiedene Netzentgelte ebenfalls nur indikativ möglich.

Für vermiedene Netzentgelte haben von der Bundesnetzagentur regulierte Netzbetreiber im Jahr 2011 rund 907 Millionen Euro ausgezahlt²⁹; davon entfielen etwa 394 Millionen Euro auf EEG-Anlagen. Die übrigen 513 Millionen Euro entfielen daher auf dezentrale fossile Stromerzeugung, die zu circa 55 Prozent in KWK stattfand³⁰. Die vermiedenen Netzentgelte gemäß Paragraph 18 StromNEV trugen im Jahr 2011 entsprechend mit circa 282 Millionen Euro zur Förderung der KWK bei. Die aktuellen Zahlen

dürften deutlich darüber liegen und könnten circa 500 Millionen Euro im Jahr 2015 betragen.³¹

Das Instrument der vermiedenen Netzentgelte ist nicht nur intransparent, es ist darüber hinaus auch sachlich kaum noch begründbar. Der Zahlung lag und liegt die Annahme zugrunde, dass dezentral – also verbrauchsnahe – einspeisende Erzeugungsanlagen dazu beitragen, weniger Transportkapazitäten in den vorgelagerten Netzen vorhalten zu müssen. Das prominenteste Beispiel dafür waren die Kraftwerke der Enervie-Gruppe, deren Stilllegung die Versorgungssicherheit im Enervie-Netz gefährdete. Dort wurde der Anschluss an das vorgelagerte Netz der Ampriion GmbH aufgrund dieser dezentralen Einspeisung tatsächlich schwächer dimensioniert, als ohne diese Kraftwerke notwendig gewesen wäre.³² Der hier zum Ausdruck kommende Zusammenhang von Netzausbaubedarf und dezentraler Einspeisung besitzt heute allerdings keine Allgemeingültigkeit mehr.

Ob dezentrale Erzeugung einen Beitrag zu geringeren Netzkosten liefert, entscheidet sich daran, ob das Vorhandensein der Erzeugungseinheit für die nächsthöheren Netzebenen auslegungsrelevant ist. In der Vergangenheit hieß das, dass sie die erforderliche Netzkapazität im

28 Ein Anlagenbetreiber mit Selbstverbrauchsmöglichkeiten zahlt also keinerlei Netznutzungsentgelte, wenn er eigenerzeugten Strom verbraucht; verbraucht er ihn nicht selbst, erhält er sogar eine Zahlung vom Netzbetreiber.

29 vgl. Deutscher Bundestag, Drucksache 18/536. Vgl. zu Rolle und Höhe vermiedener Netzentgelte auch die Analyse *Netzentgelte in Deutschland* (2014) von The Regulatory Assistance Project (RAP) im Auftrag von Agora Energiewende.

30 Die 55 Prozent ergeben sich aus folgender Berechnung: Von 540 TWh Nettostrombedarf werden 91 TWh EEG-Strom und 311 TWh Erzeugung im Übertragungsnetz (Jahressumme der vertikalen Netzlast) abgezogen. Daraus ergibt sich 138 TWh dezentrale Stromerzeugung. Die nicht biogene KWK im Jahr 2011 betrug mit 78 TWh 55 Prozent der dezentralen Stromerzeugung. Quellen: Übertragungsnetzbetreiber 2012, Öko-Institut 2014.

31 Eine konservative Abschätzung für die gegenwärtigen Auszahlungen für vermiedene Netzentgelte beträgt rund 1,5 Milliarden Euro (Die Bundesnetzagentur schätzte für 2014 sogar bis zu 1,6 Milliarden Euro. Darin sollen die Zahlungen der Netzbetreiber, die von Landesregulierungsbehörden reguliert werden, noch nicht enthalten sein. Vgl. Hierzu RAP 2014; Vortrag der Bundesnetzagentur auf der Netzentgeltkonferenz in Göttingen am 19. März 2014). Berechnet man nach oben genannter Methode und unter Zugrundelegung von Schätzwerten für 2015 (insbesondere 750 Millionen Euro vermiedene Netzentgelte für EEG-Anlagen, 535 TWh Nettostrombedarf, 150 TWh dezentraler EEG-Strom, 280 TWh Erzeugung im Übertragungsnetz (Jahressumme der vertikalen Netzlast, darin enthalten gut 10 TWh Offshore-Wind-Einspeisung) und 80 TWh nicht biogene KWK-Erzeugung) die KWK-Förderung aus vermiedenen Netzentgelten, ergibt sich ein Schätzwert in Höhe von circa 500 Millionen Euro für 2015. Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 2014.

32 Pressemitteilung der Enervie vom 27.09.2013; gemeinsame Pressemitteilung der Bundesnetzagentur, Ampriion, AVU Netz GmbH, WESTNETZ, ENERVIE AssetNetWork vom 20.02.2015

Höchstlastfall absenkt. Im Zuge des Zubaus Erneuerbarer-Energien-Anlagen, die typischerweise, im Fall der Photovoltaik fast ausschließlich, auf niederen Spannungsebenen angeschlossen werden, haben sich Stromflüsse teilweise umgekehrt und fließen nun auch von niederen Netzebenen in Richtung höherer Netzebenen. Die Netzauslegung ist deshalb in bestimmten Verteilnetzen heute schon und zukünftig immer mehr durch dezentrale Einspeiser und immer weniger durch den Verbrauch getrieben.

Darüber hinaus wird der Kraftwerkseinsatz, insbesondere von Anlagen der allgemeinen Versorgung, maßgeblich durch die Preise am Großhandelsmarkt bestimmt. Dieser bildet keine Netzlastsituationen in einzelnen Netzen ab, sondern wird heute stark durch die Einspeisung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen bestimmt. Ein dezentral einspeisendes disponibles Kraftwerk kann also in einzelnen Situationen Netzknappheiten sogar verstärken.

Da das Instrument der vermiedenen Netzentgelte Zahlungen unabhängig davon gewährt, ob eine dezentrale Erzeugungsanlage das Netz be- oder entlastet, setzt es Anreize für Investitionen und Betrieb, die nicht in Richtung, sondern teilweise sogar gegen die Systemerfordernisse wirken. Aus diesen Gründen sind vermiedene Netzentgelte in ihrer jetzigen Form nicht mehr gerechtfertigt.

Soll Netzdienlichkeit zukünftig belohnt werden, muss das aktuell starre System der vermiedenen Netzentgelte durch ein Regime ersetzt werden, welches den Verteilnetzbetreibern ermöglicht, ihre Netzbetriebsmittel flexibel durch den Einkauf von Systemdienstleistungen zu entlasten. Die Bundesnetzagentur hat bereits im Jahr 2011 mit ihrem Eckpunktepapier *Smart Grid und Smart Market*³³ einen möglichen Entwicklungspfad skizziert.

Vor diesem Hintergrund hält auch die Bundesnetzagentur das Instrument der vermiedenen Netzentgelte für einen Anachronismus:

„Die Einführung des Konzepts der vermiedenen Netzentgelte nach § 18 StromNEV fußt auf zwei Annahmen:

- Die Möglichkeit einer Vermeidung von Netzausbau durch die dezentrale Einspeisung von Strom.
 - Eine durchgängige Stromflussrichtung von vor- zu nachgelagerten Netzebenen.
- Beide zentrale Annahmen sind nicht länger erfüllt.“³⁴

Die Abschaffung beziehungsweise Weiterentwicklung des Instruments der vermiedenen Netzentgelte ist deshalb eine erste wichtige Maßnahme, um die Netzentgeltsystematik an die neuen Gegebenheiten im Verteilnetzbereich anzupassen.

2.4.3 KWK-Zuschläge nach KWK-G

Das KWK-G in seiner heutigen Form fördert die Stromerzeugung aus neuen KWK-Anlagen für eine ausgewählte Anzahl an Volllaststunden oder einen definierten Zeitraum in Form einer Vergütung je Kilowattstunde (Tabelle 7). Seit der Novelle 2009 wird auch selbstverbraucher Strom aus KWK-Anlagen gefördert. Die Vergütung ist nach der Größe gestaffelt: Kleine Anlagen erhalten eine Vergütung von 5,41 Cent je Kilowattstunde, die größten erhalten 1,8 Cent je Kilowattstunde.

An der Kraft-Wärme-Kopplung zeigt sich sehr deutlich, dass Betriebsentscheidungen verzerrende Preisbestandteile (auf elektrische Arbeit bezogene Fördersätze oder Umlagen) durch die Transformation des Energiesystems hin zu mehr Flexibilität zunehmend problematisch werden. So tragen die KWK-Zuschläge dazu bei, dass KWK-Anlagen auch dann keinen Anreiz haben, vom Netz zu gehen, wenn in Zeiten hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien Strom zu negativen Preisen verfügbar ist.

Diesem sich im Zeitverlauf verschärfenden Problem trägt beispielsweise das EEG Rechnung, indem es keine Förderung für längere Phasen negativer Preise vorsieht.³⁵ Eine analoge Regelung könnte für das KWK-G erwogen werden: Da es sich bei der Stromerzeugung aus KWK um Anlagen

³³ vgl. Bundesnetzagentur 2011

³⁴ Deutscher Bundestag, Drucksache 18/536

³⁵ vgl. § 24 EEG

K-Zuschläge nach geltendem KWK-G

Tabelle 7

zuschlagsberechtigte Anlagen	Leistungsanteil in kW	KWK-Vergütung in ct/kWh	Vergütungszeitraum
kleine KWK-Anlagen	bis 50	5,41	30.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) oder 10 Jahre; pauschalierte Auszahlung für Anlagen < 2 kW möglich
kleine KWK-Anlagen > 50kW	bis 50	5,41	30.000 Vbh
	50 - 250	4	
	> 250	2,4	
hocheffiziente und modernisierte/ nachgerüstete KWK (ab 2 MW _{el})	bis 50	5,41	30.000 Vbh; + 0,3 ct/kWh für emissionspflichtige Anlagen
	50 - 250	4	
	250 - 2.000	2,4	
	> 2.000	1,8	

KWK-G

handelt, deren Einsatz Kosten und Emissionen verursacht, sollten zu Zeiten negativer Preise keine KWK-Zuschläge gezahlt werden.

Noch weiter gehend wäre der Vorschlag, KWK gar nicht über elektrische Arbeit, sondern über die Bereitstellung von Leistung (Kapazitätszahlung) zu fördern. Dies hätte den Vorteil, dass die KWK-Förderung keine zusätzliche Verzerrung von *Dispatch*-Entscheidungen bewirkt, andererseits aber den Nachteil, dass sich die Volllaststunden und Emissionseinsparungen von KWK-Anlagen reduzieren würden. Eine reine Kapazitätsvergütung wird hier deshalb nicht empfohlen.

Die oben dargestellten Selbstverbrauchsprobleme lassen sich, wie erwähnt, durch eine Novellierung der KWK-Förderung nicht grundsätzlich lösen, da die Privilegierung des Selbstverbrauchs auf der Ausgestaltung einer Vielzahl von Umlagen, Abgaben und Steuern beruht. Einen Lösungsbei-

trag aber kann das KWK-G liefern, indem es zu einer sinnvollen Regelung der Vergangenheit zurückkehrt und selbstverbrauchten Strom nicht noch zusätzlich vergütet. Auch hierin fällt es gegenwärtig noch hinter das EEG zurück. Die Streichung der Förderung von Selbstverbrauch durch KWK-Zuschläge wirkt flexibilisierend und baut explizite Förderung an den Stellen ab, wo durch Selbstverbrauchsprivilegierung schon indirekte Förderung stattfindet.

2.5 Weitere Ansatzpunkte für eine höhere Energiewendekompatibilität der KWK

Neben den direkten und indirekten Fördermechanismen der KWK spielen weitere Aspekte des regulatorischen Rahmens der KWK eine wichtige Rolle für ihre Integration in einen flexiblen, Energiewende-kompatiblen Strommarkt: technische Flexibilisierung, vermehrte Direktvermarktung sowie der Abbau der Verzerrung von Preissignalen an der Sektorgrenze Strom/Wärme.

2.5.1 Förderung der technischen Flexibilisierung

Der Vorteil der effizienten Ausnutzung von Brennstoffen durch Kraft-Wärme-Kopplungstechnologie ist an die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme geknüpft (Kuppelproduktion). Diese Gleichzeitigkeit ist in einem zunehmend von Flexibilität geprägten Stromsystem ein Nachteil, da Strom- und Wärmebedarf nicht immer zusammenfallen.

Thermische Speicher sind in der Lage, diesen Nachteil teilweise zu kompensieren, wenn auch nicht ohne zusätzliche Kosten und energetische Verluste. Aus systemischer Perspektive ist die Installation thermischer Speicher dennoch in vielen Fällen sinnvoll. Sie ermöglicht einen stärker am Strommarkt orientierten Anlagenbetrieb, da sie die Wärmenachfrage in Zeiten niedriger Strompreise aus dem Speicher bedienen kann. Auf diese Weise können die technischen Voraussetzungen dafür geschaffen werden, dass KWK-Anlagen nicht wärmegeführt betrieben werden müssen. So können *Must-run*-Einsätze, also der Betrieb von KWK-Anlagen zur Wärmebedarfsdeckung trotz niedriger oder gar negativer Strompreise, reduziert oder vermieden werden.

Der Gesetzgeber hat dies erkannt und im geltenden KWK-G eine Förderung thermischer Speicher vorgesehen, die zu einem signifikanten Zubau geführt hat.³⁶ Diese Förderung konnte so – in vielen Fällen ohnehin wirtschaftliche – Investitionen erfolgreich anreizen. Zusätzlich können thermische Speicher perspektivisch durch Installation eines *Power-to-Heat*-Moduls für die Nutzung andernfalls abregelten Erneuerbare-Energien-Stroms mit geringem Investitionsaufwand einen zusätzlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Energiesystems leisten.³⁷

Die Förderung thermischer Speicher sollte deshalb im novellierten KWK-G fortgeführt und gegebenenfalls mit Au-

genmaß ausgebaut werden, um KWK-Anlagen den Weg hin zu mehr Flexibilität zu ebneten.

2.5.2 Ausweitung der Direktvermarktung

Der größte Teil des in KWK-Anlagen erzeugten und vermarkteten Stroms wird vom Anlagenbetreiber direkt oder indirekt über einen Dienstleister an Dritte (Händler, Lieferanten) verkauft. Diese Vermarktung entspricht der von Strom aus Großkraftwerken und aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, die sich in der Direktvermarktung befinden. Das geltende KWK-G gewährt allerdings dem Segment der KWK-Anlagen mit einer Leistung unterhalb von zwei Megawatt die Möglichkeit, ihren Strom dem Verteilnetzbetreiber zu überlassen, der ihnen im Gegenzug einen „üblichen Preis“ zahlt. Bei diesem üblichen Preis handelt es sich im Normalfall um einen Durchschnittsbörsenpreis.³⁸

Diese Vermarktung führt dazu, dass der Anlagenbetreiber keine Anreize hat, Betriebsentscheidungen unter Berücksichtigung der Knappheiten im Gesamtsystem zu treffen. Insbesondere fehlt ein starker Anreiz, in Zeiten großen Bedarfs zu produzieren und ein starker Anreiz, die Anlage abzuschalten, wenn so viel Strom im Netz ist, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeschaltet werden müssen.

Diese Systemdienlichkeitsdefizite haben im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugung zu einer Abkehr von Einspeisetarifen geführt. Mit dem EEG 2014 wurde der Weg der verpflichtenden Direktvermarktung eingeschlagen, um die Systemintegration zu befördern. Dadurch, dass Preissignale nun verstärkt bei den Anlagen ankommen, leisten sie einen Beitrag zur Flexibilisierung des Gesamtsystems. Die Direktvermarktungspflicht wird nach Anlagengröße stufenweise abgesenkt, ab 2016 gilt sie für EEG-Anlagen ab 100 Kilowatt Leistung.³⁹

Hier fällt das KWK-G, das disponiblen und CO₂-emittierenden KWK-Anlagen inflexible Vermarktung bis zu einer Leistung von zwei Megawatt erlaubt, hinter das EEG zurück. Dies ist weder zeitgemäß noch erforderlich: Eine

³⁶ vgl. Prognos et al. 2014

³⁷ vgl. hierzu auch die Studie *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien* (2014) von Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht und Fraunhofer IFAM im Auftrag von Agora Energiewende

³⁸ vgl. § 4 Absatz 3 KWK-G

³⁹ vgl. § 37 EEG

Vielzahl von Dienstleistern betreibt heute bereits virtuelle Kraftwerke zur Poolung und Direktvermarktung kleiner KWK-Anlagen.

Es empfiehlt sich deshalb, das KWK-G nach folgenden Maßgaben vereinfachend zu regeln:

- 1. Um die Marktintegration von KWK-Anlagen zu fördern, müssen diese ab einer Bagatellgrenze von (in Analogie zum EEG beispielsweise) 100 Kilowatt ausnahmslos direkt vermarkten. Eine rein wärmegeführte Auslegung ohne Anbindung an den Stromgroßhandelsmarkt kann (gegebenenfalls auch unterstützt durch einen Direktvermarkter) so verhindert werden.
- 2. Mengen aus Anlagen, die unterhalb der Bagatellgrenze liegen, muss der Verteilnetzbetreiber verkaufen und zu einem durchschnittlichen Marktpreis vergüten. Dies ersetzt anachronistische und intransparente Regelungen, wonach Netzbetreiber die aufgenommenen KWK-Strommengen zur Deckung ihres eigenen Strombedarfs verwenden oder mit dem Anlagenbetreiber Vereinbarungen in Abweichung von einem durchschnittlichen Marktpreis treffen können.

2.5.3 Abbau von Preisverzerrungen an den Sektorgrenzen

Die Unterscheidung von Strom-, Wärme- und auch Mobilitätssektor verwischt zunehmend. Schon in der Vergangenheit war diese Abgrenzung nicht trennscharf – ein Beleg dafür ist gerade die KWK. Im Zuge der Energiewende lösen sich die Sektorgrenzen weiter auf, wie folgende Technologien beziehungsweise Anwendungen (von denen möglicherweise nicht alle den kommerziellen Durchbruch schaffen werden) verdeutlichen:

- Elektromobilität könnte den Bedarf an elektrischer Energie erhöhen. Gleichzeitig könnte sie zukünftig erhebliche Speichervolumina bereitstellen.
- Wärmepumpen und *Power-to-Heat* (Stromdirektheitungen) werden in Zeiten von Stromüberschüssen und niedrigen Strompreisen einen Beitrag leisten, um den Brennstoffbedarf im Wärmesektor zu reduzieren. Statt Erneuerbare-Energien-Anlagen abzuregeln, wird über-

schüssiger Strom im Wärmesektor dann volkswirtschaftlich sinnvoll genutzt.

- *Power-to-Gas* und *Power-to-Liquid* können diese Technologien ergänzen. Als einer der Hoffnungsträger für Langzeitenergiespeicherung könnte Überschussstrom in Wasserstoff oder Methan umgewandelt, mithilfe der Erdgasinfrastruktur gespeichert und nach Bedarf im Mobilitätssektor als Treibstoff oder im Stromsektor zur Rückverstromung (im Idealfall in KWK) genutzt zu werden. Während Wärme- und Mobilitätssektor also einerseits von emissionsfrei erzeugter Energie profitieren, profitiert der Stromsektor umgekehrt von den Flexibilitätsoptionen aus dem Mobilitäts- und Wärmesektor.

Diese Skizze macht deutlich, dass sektorübergreifende Energieflüsse zukünftig zunehmen und in Reaktion auf kurzfristig sich verändernde Situationen am Strommarkt erfolgen müssen. Damit diese Entscheidungen effizient, also möglichst klimafreundlich und kostengünstig erfolgen, sind verzerrungsfreie oder zumindest verzerrungsarme Preissignale notwendig. Ein solches System war in der Vergangenheit kaum erforderlich und ist deshalb heute nicht vorhanden: Im Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor werden äußerst unterschiedliche Umlagen, Abgaben und Steuern erhoben, bei deren Festlegung in der Regel weder der Gedanke gleicher Belastung der Sektoren im Vordergrund stand noch der Gedanke einer konsequenten Orientierung an der Emissionsintensität der verschiedenen Optionen.

Im Zusammenhang mit der KWK ist vor allem die Sektorgrenze Strom/Wärme von zentraler Bedeutung. Oben ist bereits dargestellt worden, dass die Abgaben- und Umlagenlast auf Strom, der aus dem Netz bezogen wird, sinnvolle *Power-to-Heat*-Lösungen behindert. Andere Beispiele sind ungleiche Behandlungen verschiedener Optionen durch den Emissionshandel und die Erdgassteuer. Der Emissionshandel stellt KWK-Anlagen im Vergleich zu dezentraler Wärmeerzeugung schlechter.⁴⁰ Er begünstigt

⁴⁰ Zum Ausgleich erhalten diese Anlagen für die bereitgestellte Wärme eine kostenlose Zuteilung von Emissionszertifikaten, die allerdings mit der Zeit sinkt.

auch kleine Erzeugungsanlagen im Strom- und Wärmesektor gegenüber größeren Anlagen. Bei den gegenwärtig sehr niedrigen Emissionspreisen stellt dies zwar nur eine geringe Verzerrung dar, bei einem nennenswerten Preissignal aus dem Emissionshandel würden kleine Erzeugungsanlagen hingegen deutlich stärker begünstigt. Die Erdgassteuer hingegen belastet vor allem Wärmeerzeugungsanlagen. Sie verteuert also fossile Brennstoffe im Wärmesektor und senkt somit die zuvor geschilderte Barriere geringfügig.

Die Entwicklung eines Rechtsrahmens, der möglichst unverzerrte Preissignale über Sektorgrenzen hinweg ermöglicht, steht noch am Anfang. Sektorübergreifende Technologien und Geschäftsmodelle werden allerdings früher oder später den Handlungsdruck erhöhen.

3 Die langfristige Rolle der KWK

Große KWK-Anlagen haben eine technische Lebensdauer von 15 bis 25 Jahren, Fernwärmenetze sogar eine Lebensdauer von 40 Jahren und mehr. Potenzielle Investoren von KWK-Anlagen und Wärmenetzen müssen sich daher ein Urteil über die zukünftige Entwicklung des Strom- und Wärmesektors bilden. Dies geschieht aber unter hoher Unsicherheit, denn die deutsche und europäische Energiewirtschaft befinden sich im Zuge der Energiewende in rasantem Wandel. Die Herausforderung für Investoren besteht darin, sowohl die Marktrisiken als auch die politische beziehungsweise regulatorische Unsicherheit zu bewerten.

Als relativ sicher kann dabei vor allem gelten, dass der gesellschaftliche Konsens zum Klimaschutz auf einen reduzierten Absatz von fossil erzeugtem Strom und Wärme hinwirkt. Der Energiebedarf soll reduziert und soweit wie möglich durch emissionsneutrale Energieträger gedeckt werden. Welche Rolle Kraft-Wärme-Kopplung und Fernwärmenetze unter diesen Bedingungen spielen werden,

zeichnet sich heute noch nicht deutlich ab – weder für potenzielle Investoren noch für die Politik, die für entsprechende umfangreiche und langlebige Investitionen einen verlässlichen Rechtsrahmen schaffen muss.

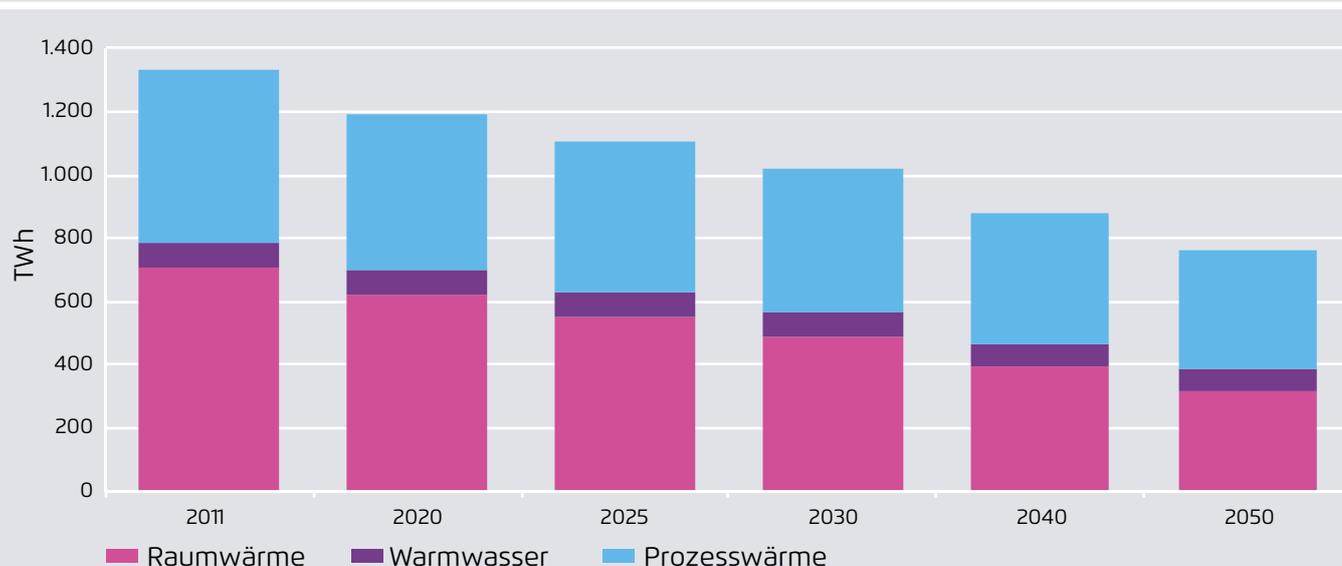
In den folgenden Kapiteln werden zunächst die langfristigen politischen Ziele der Energiewende in Erinnerung gerufen und daraus energiewirtschaftliche Implikationen für die KWK und Fernwärme abgeleitet.

3.1 Langfristige Energiewendeziele für den Strom- und Wärmemarkt

Die Bundesregierung hat ehrgeizige Effizienzziele festgelegt. Abbildung 23 übersetzt die Ziele der Bundesregierung in ein Szenario für den Wärmebedarf im Gebäudebereich. Die Grafik veranschaulicht den angestrebten Rückgang des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs von rund 780 TWh_{th} im Jahr 2011 auf 630 TWh_{th} im Jahr 2025 und 390 TWh_{th} im Jahr 2050

Entwicklung des Wärmebedarfs (Endenergiebedarf) entsprechend dem Zielszenario der Energierferenzprognose des Bundeswirtschaftsministeriums

Abbildung 23



Prognos, EWI, GWS 2014

TWh_{th} im Jahr 2050. Das ist gleichbedeutend mit der Halbierung des Wärmebedarfs im Gebäudebereich. Dieses Ziel soll insbesondere durch Neubau effizienter Häuser und Dämmungsmaßnahmen im Bestand erreicht werden. Zum Vergleich: Im Jahr 2011 wurden rund 200 TWh_{th} Wärme in KWK erzeugt; darin enthalten sind biogene Brennstoffe.

Die Erreichung der Wärmeziele ist mit den bisher vorhandenen Instrumenten jedoch ungewiss. Lediglich das Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG) und die Energieeinsparverordnung bieten Anreize zur Nutzung emissionsarmer Technologien, jedoch praktisch ausschließlich im Bereich von Neubauten und umfassenden energetischen Sanierungsmaßnahmen. Hier wird deutlich, dass die Dekarbonisierung des Wärmesektors im Vergleich zu der des Stromsektors bisher wenig Beachtung gefunden hat. Dies wird auch durch die Energiereferenzprognose der Bundesregierung unterstrichen, die die Notwendigkeit weiterer Maßnahmen zur Zielerreichung betont.⁴¹ Ohne weitere Maßnahmen findet in den dortigen Analysen praktisch kein Wandel im Wärmesektor statt.

Im Strommarkt soll der Anteil der Erneuerbaren Energien bis 2025 gemäß den gesetzlich festgelegten Zielen auf 40 bis 45 Prozent ansteigen, bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 Prozent, bis 2040 auf mindestens 65 Prozent und bis 2050 auf mindestens 80 Prozent. Dieser Ausbau wird zu erheblichen Teilen durch den Ausbau von Solar- und Windkraftanlagen getrieben. Damit einhergehend wird die thermische Stromerzeugung entsprechend den Annahmen der Energiereferenzprognose bis 2050 auf rund 150 TWh im Zielszenario, auf rund 250 TWh im Trendszenario sinken.⁴² Dies wird maßgeblich vom Energieträgermix abhängen, insbesondere vom Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien.

Damit stellt sich die Frage, welche Rolle Kraft-Wärme-Kopplung mit CO₂-armen oder -freien Brennstoffen angesichts dieses Zielkorridors spielen kann. Damit ver-

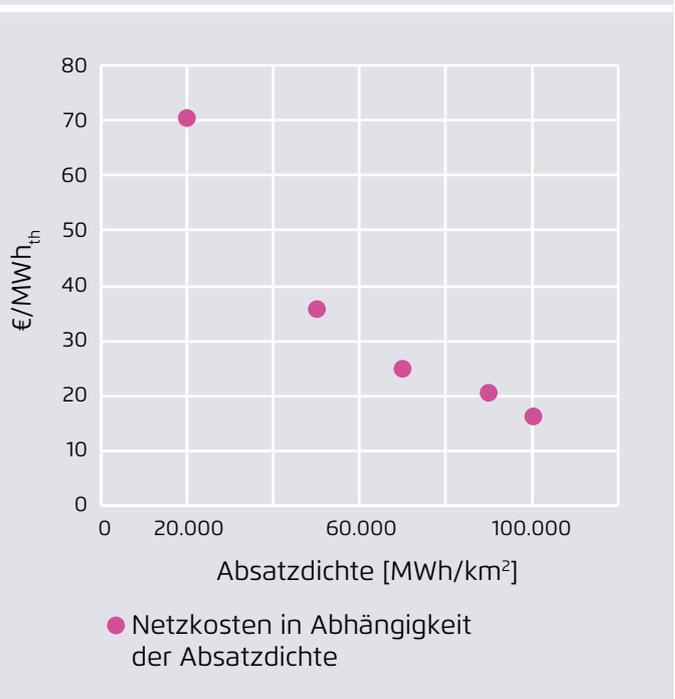
knüpft ist die Frage nach der zukünftigen Rolle der Fernwärmeinfrastruktur.

3.2 Die langfristige Entwicklung des energiewirtschaftlichen Umfelds von KWK und Fernwärme

Im Gegensatz zum Strommarkt, wo geringe Leitungsverluste großräumigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erlauben, ist der Wärmemarkt lokal oder regional zu denken. Größere zusammenhängende Wärmenetze existieren nur in größeren Ballungsräumen mit hoher Wärmedichte. Angesichts der politischen Ziele auf dem Wärmemarkt steht die Werthaltigkeit der Netzinfrastruktur deshalb zunächst einmal infrage.

Bei gleichbleibenden Fixkosten der Wärmenetzinfrastruktur führen sinkende Absatzmengen zu steigenden spezifischen Kosten (vgl. Abbildung 24). Ob die kapitalintensive Netzinfrastruktur langfristig auch bei sinkender

Hohe Netzkosten bei geringer Absatzdichte im Versorgungsgebiet Abbildung 24



Quelle: Prognos, IFAM 2014

⁴¹ Prognos, EWI, GWS 2014

⁴² Prognos, EWI, GWS 2014

Auslastung ausreichend Vorteile gegenüber lokalen Konzepten zur Wärmeversorgung bieten wird, ist maßgeblich von der Kostenentwicklung der verschiedenen Alternativen und vom Regulierungsrahmen abhängig. In einer Welt mit sehr geringem Wärmebedarf liegt die Vermutung nahe, dass die Versorgung eher hin zu Anlagen mit geringen fixen Kosten geht.

Vor diesem Hintergrund gehen die Meinungen zur zukünftigen Rolle von Wärmenetzen auseinander. Auf der einen Seite steht die skizzierte Hypothese, dass die hohen Fixkosten der Wärmenetze nicht in eine Welt mit geringem Wärmeenergiebedarf passen. Auf der anderen Seite steht die Hypothese, dass Wärmenetze wesentlicher Bestandteil eines integrierten Strom- und Wärmesystems sind, das eine Vielzahl unterschiedlicher Erzeugungseinheiten mit dem Bedarf der Verbraucher verknüpft.

Aus heutiger Perspektive unterscheiden sich die jeweils zur Verfügung stehenden Technologien dabei nicht. Biogene KWK, biogene Wärmeerzeugung, Solarthermie, *Power-to-Heat*, Geothermie oder gar *Power-to-Gas-to-KWK* werden sowohl in der Objektversorgung als auch in Wärmenetzen einen Lösungsbaustein darstellen. Die Herausforderung besteht darin, Technologien und vorhandene Potenziale effizient für das Gelingen auch der Energiewende zu nutzen.

Szenario 1: Dezentrale Wärmeversorgung

In Versorgungsgebieten mit niedriger Wärmebedarfsdichte, also insbesondere im ländlichen Raum, gibt es schon heute keine Fernwärmenetze, da Investitionskosten und Leitungsverluste hier zu hoch sind. Auch Neubaugebiete werden zukünftig in der Regel nicht mehr an Fernwärmenetze angeschlossen: Sie bestehen aus modernen Niedrigenergiehäusern, deren geringer Wärmebedarf lokal bedient wird. Hier sind verschiedene Kombinationen aus Solaranlagen, Wärmepumpen, der netzdienlichen Nutzung von Überschüssen aus nahegelegenen Windkraftanlagen sowie thermischen Speichern denkbar.

Auch in Ballungsgebieten mit hoher Wärmedichte kann dezentrale Wärmeversorgung möglicherweise schon auf-

grund von Pfadabhängigkeiten dauerhaft sinnvoll bleiben: In der Regel existieren dort nämlich ein Strom- und entweder ein Wärme- oder ein Gasnetz. Wo ein Gasnetz existiert, würde ein Wärmenetz eine existierende Infrastruktur entwerfen und Investitionen in eine neue kostspielige Infrastruktur erforderlich machen. Dies könnte dazu führen, dass auch in Gebieten mit relativ hoher Wärmedichte keine Fernwärmeinfrastruktur aufgebaut wird.

Szenario 2: Fernwärmenetze in städtischen Ballungsräumen

In städtischen Ballungsgebieten wird die Wärmedichte sich nicht in gleichem Maße senken lassen wie im ländlichen Raum. Zum einen sind Wärmeeffizienzfortschritte im Altbaubestand schwieriger zu erzielen, zum anderen sind die Potenziale für dezentrale Wärme aus Erneuerbaren Energien in Form von biogener KWK, Geothermie und Solarthermie limitiert und stark von der Flächenverfügbarkeit sowie regional unterschiedlichen meteorologischen und geologischen Voraussetzungen abhängig.

Große Miets- und Bürohäuser und viele Altbauten werden trotz Effizienzmaßnahmen ihren Wärmebedarf nicht emissionsfrei lokal decken können. Hier kann die Versorgung über Wärmenetze erforderlich sein. Diese bringen emissionsarm beziehungsweise emissionsfrei erzeugte Wärme aus KWK (biogen oder gegebenenfalls auf Grundlage von regenerativem Erdgas aus *Power-to-Gas*), *Power-to-Heat*, Solarthermie und Geothermie zu den Verbrauchern. Die Erzeugung dieser emissionsarmen Wärme findet dort statt, wo Potenziale und ausreichende Flächen zu deren Nutzung vorhanden sind.

Auch für dieses Szenario spielen Pfadabhängigkeiten eine Rolle. Wo bestehende Wärmenetze existieren, wird deren Verdichtung in der Regel wirtschaftlicher sein als der Aufbau einer Gasnetzinfrastruktur. Bei der Umstellung eines existierenden Netzes auf erneuerbare Wärmequellen ist allerdings zu berücksichtigen, dass die vorhandenen Wärmenetze nicht immer geeignet sind, um regenerativ erzeugte Wärme aufzunehmen. Hier dürfte in vielen Fällen die Anpassung der Infrastruktur erforderlich sein (zum Beispiel niedrigere Systemtemperaturen).

3.3 Fazit: Die Konturen der Wärmewende zeichnen sich noch nicht ab

Die Zukunft wird voraussichtlich einen Mix aus Lösungen zur Objektversorgung und der Nutzung von Wärmenetzinfrastruktur umfassen. Strom- und Wärmemarkt werden zusammenwachsen. Ein Teil der Wärme wird durch überschüssigen Strom aus fluktuierender Erzeugung in Wind- und Solarkraftwerken bereitgestellt. Statt Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungsanlagen mit dargebotsabhängiger Erzeugung (Windkraft und Solarstrom) bei negativen Preisen oder Netzengpässen ungenutzt abzuregeln, kann dieser Strom im Wärmemarkt genutzt werden. Diese Entwicklung wird zukünftig eine wachsende Bedeutung einnehmen und Anpassungen der Rahmenbedingungen erfordern.

Die langfristig entscheidende Frage ist an dieser Stelle, ob die Kombination von Strom- und Wärmenetzen als Plattform zur Integration dezentraler emissionsfreier oder emissionsarmer Strom- und Wärmeerzeugung gegenüber der Kombination von Strom- und Gasnetzen oder gar alleinstehenden Stromnetzen wirtschaftliche Vorteile generieren können. Diese Frage kann heute nicht beantwortet werden, da sie von einer Vielzahl technologischer, politischer und ökonomischer Entwicklungen abhängig ist. Darüber hinaus wird sie regional, je nach verfügbaren Potenzialen für die erneuerbare Wärmeerzeugung sowie der Komposition des Gebäudebestands sehr unterschiedlich ausfallen.

Dieser knappe Ausblick auf die Wärmeversorgung im Jahr 2050 soll vor allem viererlei verdeutlichen.

- 1. Die Diskussion um die „Zukunft der KWK“ muss differenzieren: Während beispielsweise fossile KWK auf lange Sicht mit dem Emissionsbudget in Konflikt geraten kann, gilt dies für biogene KWK nicht. Und während Fernwärmenetze Bestandteil einer weitgehend dekarbonisierten Wärmeversorgung sein können, heißt dies nicht, dass diese Netze zukünftig ausschließlich oder überwiegend aus KWK-Anlagen gespeist werden, Alternativen sind solarthermische und geothermische Potenziale.
- 2. Optimale Lösungen für die Wärmeversorgung werden voraussichtlich stark von lokalen und regionalen Gegebenheiten abhängen. In ländlichen Bereichen wird Wärmeversorgung leichter CO₂-frei darstellbar sein als in städtischen Räumen. Ein bedeutender Faktor sind außerdem die Voraussetzungen für die Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Ein wichtiger Schritt in Richtung der Dekarbonisierung des Wärmesektors ist deshalb die Erstellung regionaler Wärmepläne.
- 3. Angesichts großer Unsicherheit sowie regionaler Unterschiede hinsichtlich der zukünftigen Wärmeversorgung ist es aktuell wichtig, den bestehenden Pfadabhängigkeiten keine neuen hinzuzufügen. Solche Abhängigkeiten entstehen insbesondere dann, wenn kostenintensive und langlebige Investitionen getätigt werden, insbesondere in Großkraftwerke und Fernwärmenetze. Solche Investitionen sollten erst auf Basis konkreter Wärmekonzepte oder Pläne für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung erfolgen.
- 4. Eine dynamische Wärmewende ist erst dann zu erwarten, wenn die regulatorische Unsicherheit abnimmt. Die Politik ist gefragt, bundesweite, regionale und kommunale Klimakonzepte sowie einen Marktrahmen vorzulegen, der Investoren Planungssicherheit bietet und einen Wettbewerb um die besten Lösungen auslöst.

4 Fazit: Die Rolle der KWK in der Energiewende

Die Strom- und Wärmeerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erlaubt die Erzielung hoher Gesamtwirkungsgrade in thermischen Kraftwerken. Im Vergleich mit der separaten Erzeugung von Strom und Wärme lassen sich so die Menge der einzusetzenden Energie und – im Falle des Vergleichs mit fossil betriebenen konventionellen Kraftwerken – entsprechend auch die Kohlenstoffdioxidemissionen der Energieumwandlung reduzieren.

Die Transformation des Strom- und Wärmesektors im Zuge der Energiewende stellt die KWK vor neue Herausforderungen. Ihre Rolle wird sich angesichts neuer Flexibilitätsanforderungen im Stromsektor, abnehmender Wärmesenken und des Zubaus emissionsfreier Ressourcen im Strom- und Wärmesektor ändern. KWK ist dabei eine von vielen Optionen, die zu Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Effizienz im Stromsystem beitragen können. Sie kann ihre Effizienzvorteile in die Energiewende einbringen, im Wettbewerb mit anderen Optionen für Flexibilität und Emissionsvermeidung.

Die vorliegende Analyse hat gezeigt, dass das bestehende Förderregime mit KWK-Vergütung, Selbstverbrauchsvorteilen und vermiedenen Netzentgelten sowie weiteren Elementen eine Reihe von Anreizen verursacht, die der notwendigen Flexibilisierung des Stromsystems in der Energiewende zuwider laufen. Aber auch das KWK-G selbst wird dem Ziel, gezielt und effizient Anreize für emissionsmindernde Investitionen zu schaffen, kaum noch gerecht. Aufgrund dieser Fehlanreize sind Marktpreissignale für Investoren in KWK-Anlagen heute nur noch bedingt von Bedeutung; der Einsatz der KWK ist vielmehr zunehmend abhängig von Kriterien wie Selbstverbrauchsmöglichkeiten in Abwägung der Höhe vermeidbarer Abgaben, Umlagen und Steuern.

Die anstehende KWK-G-Novelle 2015 ist eine Gelegenheit, die Rahmenbedingungen für die KWK in Richtung eines Energiemarktdesigns weiterzuentwickeln, das an die Erfordernisse der Energiewende angepasst ist. Darüber

hinaus müssen bestehende Sonderregelungen und Privilegierungen auf den Prüfstand. Direkte Förderung, wo erforderlich und in Einklang mit allgemeinen Marktregeln, sollte gegenüber immer komplexeren indirekten Fördertatbeständen den Vorzug erhalten.

Die nachfolgende Zusammenfassung der Schlussfolgerungen aus den Analysen betreffen deshalb nicht nur das KWK-G und seine anstehende Novelle, sondern reichen rechtlich und zeitlich darüber hinaus.

Eckpunkte für die Weiterentwicklung des KWK-G

- 1. Streichung des KWK-Ausbauziels (25 Prozent an der Nettostromerzeugung)
Ziel der KWK-Förderung sollte ein Beitrag zur Energiewende sein, nicht ein fixer Anteil an der Stromerzeugung. Ein ambitioniertes Investitionsprogramm, wie es die Erreichung des 25-Prozent-KWK-Ziels erforderlich machen würde, ist angesichts gegenwärtiger Überkapazitäten nicht sinnvoll und würde zugleich erhebliche zusätzliche Förderkosten auslösen. Das auf die Nettostromerzeugung 2020 bezogene KWK-Ziel sollte deshalb gestrichen werden.
- 2. Förderung des Bestands der Fernwärme-Gas-KWK
Bestandsförderung für Gas-KWK der öffentlichen Versorgung ist klimapolitisch begründbar. Die aktuell niedrigen Strompreise gefährden den Bestand gasgefeuerter Fernwärme-KWK-Anlagen. Die Stilllegung sollte verhindert werden, da es sich hierbei um die emissionsärmsten fossilen Kraftwerke mit geringen CO₂-Vermeidungskosten handelt. Dafür ist eine relativ geringe Fördersumme in Höhe von circa 170 bis 340 Millionen pro Jahr erforderlich. Die Bestandsförderung sollte jedoch zeitlich begrenzt und rechtzeitig evaluiert werden.
- 3. Abschaffung der Förderung von selbstverbrauchten KWK-Strommengen
Die Selbstverbrauchsprivilegierung ist mit mehr als zwei Milliarden Euro jährlich die Hauptförderquelle der KWK. Selbstverbraucher sparen bereits in großem Umfang

Umlagen, Abgaben und Steuern. Eine zusätzliche Förderung mittels KWK-Zuschlag ist nicht vertretbar. Darüber hinaus trägt die Förderung zu inflexibler Fahrweise von KWK-Anlagen bei. Um einen ähnlichen Standard wie im EEG zu erreichen, sollte jegliche Förderung selbstverbraucher KWK-Strommengen gestrichen werden.

→ 4. Abschaffung der KWK-Förderung bei negativen Strompreisen

Um einen Anreiz zur Anpassung der Erzeugung bei negativen Preisen zu geben und so einen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems und zur Integration Erneuerbarer Energien in den Strommarkt zu leisten, sollte bei negativen Preisen keine KWK-Förderung gezahlt werden.

→ 5. Abschaffung der sogenannten „vermiedenen Netzentgelte“

KWK-Anlagen erhalten Auszahlungen von Netzbetreibern, deren Gesamtvolumen das der Förderung der KWK-Stromerzeugung durch das KWK-G erreicht. Dieses Instrument vergütete ursprünglich eine mögliche Netzdienlichkeit dezentraler Anlagen, die aber aus heutiger Sicht praktisch nicht mehr besteht. Die Auszahlung vermiedener Netzentgelte sollte deshalb aus systematischen Gründen abgeschafft werden.

→ 6. Verbesserung der Anreize für die Flexibilisierung der KWK durch Wärmespeicher

KWK erzeugt gleichzeitig Strom und Wärme. Wärmespeicher ermöglichen flexible Reaktionen auf niedrige und negative Strompreise. Die bereits im KWK-G vorgesehene Förderung thermischer Speicher sollte deshalb geprüft und gegebenenfalls mit Augenmaß ausgebaut werden.

→ 7. Konsequente Einführung der Direktvermarktung

In Analogie zum EEG sollten nur noch Anlagen unterhalb einer Bagatellgrenze von 100 Kilowatt Leistung von der Pflicht zur Direktvermarktung entbunden werden. Entsprechende Mengen sind vom aufnehmenden Netzbetreiber an der Börse zu verkaufen.

Eckpunkte für bessere Rahmenbedingungen jenseits des KWK-G

→ 8. Schaffung von mehr Transparenz bei impliziten Fördertatbeständen

Die Förderung der KWK über Selbstverbrauchsprivi-

legierung und vermiedene Netzentgelte ist in hohem Maße intransparent: Weder das Fördervolumen aus der Privilegierung des Selbstverbrauchs noch das Volumen der ausgezahlten vermiedenen Netzentgelte ist bekannt. Dies erschwert den politischen Entscheidungsprozess zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens und verletzt Verbraucherschutzinteressen.

→ 9. Entwicklung einer Marktdesignstrategie im Spannungsfeld von Flexibilisierung und Finanzierung

Am Beispiel der KWK zeigt sich, dass die Refinanzierung von Fixkosten über variable Strompreisbestandteile die Flexibilisierung des Energiesystems beeinträchtigt: Sowohl das Problem des Selbstverbrauchs (Inflexibilität, verzerrte Investitionsmuster) als auch die Verhinderung von *Power-to-Heat*-Lösungen liegen hier begründet. Eine zentrale Herausforderung für das Marktdesign der Zukunft wird sein, möglichst unverzerrte Preissignale zu schaffen und gleichzeitig die Refinanzierung von Erzeugungs- und Netzkapazitäten zu gewährleisten. Hierfür muss eine umfassende Marktdesignstrategie entwickelt werden.

→ 10. Entwicklung eines sektorübergreifenden Energiewendemarktdesigns

Die Sektorgrenzen zwischen Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor verwischen im Zuge der Energiewende. Energieflüsse und Substitutionsmöglichkeiten über diese Grenzen hinweg erfordern verstärkte Aufmerksamkeit für regulatorisch bedingte Verzerrungen von Preissignalen. Auch hierfür sind eine umfassende Bestandsaufnahme und eine Strategie für den Abbau von Verzerrungen erforderlich.

→ 11. Einleitung der Wärmewende und Schaffung des regulatorischen Rahmens für einen dynamischen Wärmemarkt

Im Vergleich zum Stromsektor hat der Wärmesektor in den vergangenen Jahren wesentlich weniger Aufmerksamkeit erfahren. Die Politik muss eine Wärmewende einleiten, indem sie bundesweite, regionale und kommunale Klimakonzepte bereitstellt. An dem Versuch, die langfristige Perspektive der KWK zu beschreiben, zeigt sich, dass heute die Unsicherheit zu hoch ist, um langlebige und kostenintensive Investitionen in die Wärmeversorgung ohne die Gefahr von *Lock-in*-Effekten

tätigen zu können. Aus Investorenperspektive sind gegenwärtig die regulatorischen Risiken zu hoch. Die Politik muss deshalb die Rahmenbedingungen so gestalten, dass die Marktteilnehmer unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen von Strom- und Wärmemarkt für die Erreichung der Ziele die am besten geeigneten Lösungen entwickeln können.

Literaturverzeichnis

- BDEW 2014 BDEW: *Industriestrompreise – Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen*; Berlin; 2014
- BNetzA 2011 Bundesnetzagentur: *Smart Grid und Smart Market – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*; Bonn; 2011
- BNetzA, BKartA 2014 Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2014*; Bonn; 2014
- BNetzA, Amprion, AVU Netz, WESTNETZ, Enervie 2015 Bundesnetzagentur, Amprion, AVU Netz GmbH, Enervie: *Gemeinsame Pressemitteilung*, 20.02.2015
- Deutscher Bundestag 2014 Deutscher Bundestag: *Drucksache 18/536 – Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes zu den Erfahrungen mit der Anreizregulierung*; 2014
- EEX Datenreihen für Terminmarktprodukte (Strom Base, Strom Peak, Erdgas, Kohle, CO₂) Spotpreise der Jahre 2008 und 2014
- Energy Brainpool 2014 Energy Brainpool: *Negative Strompreise. Ursache und Wirkungen*; 2014; Studie im Auftrag von Agora Energiewende
- Enervie 2013 Enervie: *Pressemitteilung vom 27.09.2013*
- IWES 2012 IWES: *Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022*; 2012; Studie im Auftrag von Agora Energiewende abgerufen unter: www.agora-energiewende.de/themen/stromerzeugung/detailansicht/article/erneuerbare-energien-und-stromnachfrage-im-jahr-2022/; letzter Abruf: 06.04.2015
- IWES, Stiftung Umwelt, IFAM 2014 Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer IFAM: *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien*; 2014; Studie im Auftrag von Agora Energiewende
- Öko-Institut 2014 Öko-Institut: *Aktueller Stand der KWK-Erzeugung*, Berlin; 2014
- Öko-Institut, IZES, Ziesing 2014 Öko-Institut, IZES, Ziesing: *KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten*; Berlin, Saarbrücken; 2014
- Prognos et al. 2014 Prognos, Fraunhofer IFAM, IREES, BHKW-Consult: *Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse*

Prognos, EWI, GWS 2014	Prognos, EWI, GWS: <i>Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose</i> ; Basel, Köln, Osnabrück; 2014
Öko-Institut 2014	Öko-Institut; <i>Aktueller Stand der KWK-Erzeugung</i> , Berlin; 2014
RAP 2014	The Regulatory Assistance Project: <i>Netzentgelte in Deutschland</i> ; 2014; Studie im Auftrag von Agora Energiewende
StBA	Statistisches Bundesamt: <i>Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung 2002–2014</i> Statistisches Bundesamt: Fachserie 4, Reihe 6.4. Produzierendes Gewerbe. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden
Übertragungsnetzbetreiber 2012	Übertragungsnetzbetreiber: <i>EEG-Jahresabrechnung 2011</i> ; www.netztransparenz.de ; 2012
Übertragungsnetzbetreiber 2013	Übertragungsnetzbetreiber: <i>Datenbasis zum KWK-G</i> ; www.netztransparenz.de ; 2013
Übertragungsnetzbetreiber 2014	Übertragungsnetzbetreiber: <i>Prognose der EEG-Umlage 2015</i> , www.netztransparenz.de ; 2014

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign:

Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubaussenarien der Photovoltaik

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Current and Future Cost of Photovoltaics

Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems

Power Market Operations and System Reliability

A contribution to the market design debate in the Pentalateral Energy Forum

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

