

## Methodenpapier zur Bewertung von KWK-Anlagen in mittelfristiger Per- spektive bis 2030

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und  
Energie

Berlin,  
17. Juli 2015

### **Autorinnen und Autoren**

Sabine Gores  
Lukas Emele  
Ralph Harthan  
Wolfram Jörß  
Charlotte Loreck  
Vanessa Cook (Translation)

### **Geschäftsstelle Freiburg**

Postfach 17 71  
79017 Freiburg

#### **Hausadresse**

Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

### **Büro Berlin**

Schicklerstraße 5-7  
10179 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

### **Büro Darmstadt**

Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>7</b>
<b>Summary</b>	<b>12</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>17</b>
<b>2. Systemdienlichkeit</b>	<b>18</b>
<b>3. Bewertungskriterien</b>	<b>20</b>
3.1. Primärenergieeinsparung	20
3.2. Energieeffizienz	21
3.3. CO <sub>2</sub> -Einsparungen	21
<b>4. Wahl der Referenzsysteme</b>	<b>21</b>
<b>4.1. Strom-Referenzsysteme</b>	<b>22</b>
4.1.1. Verdrängungsmix	23
4.1.2. Durchschnittsbetrachtung	26
4.1.3. Einzelbetrachtung	26
4.1.4. Einführung eines neuen Strom-Referenzsystems bis zum Jahr 2030	27
<b>4.2. Wärme-Referenzsysteme</b>	<b>30</b>
<b>4.3. Fazit zu Referenzsystemen bis 2030</b>	<b>32</b>
4.3.1. Das Basis-Referenzsystem	32
4.3.2. Das MMS-Referenzsystem	34
<b>5. Anlagenscharfe Berechnung der CO<sub>2</sub>- und Primärenergie-Einsparung bis 2030</b>	<b>34</b>
<b>5.1. Anlagen im Auslegungsfall ggü. durchschnittlichen Referenzsystemen</b>	<b>35</b>
5.1.1. Aktuelle Situation	35
5.1.2. Zukünftige Entwicklung	37
<b>5.2. Anlagen im Auslegungsfall ggü. spezifischen Wärme-Referenzsystemen</b>	<b>39</b>
<b>5.3. Anlagen im Betriebsfall</b>	<b>41</b>
<b>6. Berücksichtigung der längerfristigen Perspektive ab 2030</b>	<b>42</b>
<b>6.1. Langfristige Entwicklung der Emissionsfaktoren des Strom-Verdrängungsmix</b>	<b>42</b>
<b>6.2. Emissionsbudgets der Energiewirtschaft</b>	<b>43</b>

<b>6.3.</b>	<b>Biomassepotenzial</b>	<b>45</b>
<b>6.4.</b>	<b>Fazit der langfristigen Perspektive</b>	<b>45</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>46</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	CO <sub>2</sub> -Einsparungen der GuD 1 (20 MW) und DT1 (5 MW) im Zeitverlauf (im Auslegungsfall, bei vollständigem KWK-Betrieb)	8
Figure 1-1:	CO <sub>2</sub> savings of combined cycle 1 (CC1, 20 MW) and steam turbine 1 (ST1, 5 MW) over time (working at full capacity with maximum CHP operation)	13
Abbildung 4-1:	Beispiel für eine Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2010	23
Abbildung 4-2:	Emissionsfaktoren der Verdrängungsmixe im Vergleich	25
Abbildung 4-3:	Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien	28
Abbildung 4-4:	Zeiten niedriger Residuallasten als FEE-Verdrängungsfaktor	29
Abbildung 5-1:	Aktuelle CO <sub>2</sub> - und Primärenergieeinsparung von KWK-Anlagen im Auslegungsfall, bei vollständigem KWK-Betrieb und Ersatz ungekoppelter Erzeugung	36
Abbildung 5-2:	CO <sub>2</sub> -Einsparungen der GuD 1 und DT1 im Zeitverlauf (im Auslegungsfall, bei vollständigem KWK-Betrieb)	38
Abbildung 5-3:	CO <sub>2</sub> -Einsparungen von BHKW 1 ggü. ungekoppelter Wärmeerzeugung mit Erdgas und CO <sub>2</sub> -neutraler Wärmeerzeugung	40
Abbildung 6-1:	Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (1990–2050, ohne LULUC und internationale Treibstoffbunkerungen)	44

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Strom-Referenzsysteme im Vergleich	22
Tabelle 4-2:	Wärme-Referenzsysteme im Vergleich	31
Tabelle 4-3:	Verwendete Referenzsysteme für durchschnittliche Betrachtungen eines spezifisch gewählten Szenarios bis zum Jahr 2030	33
Tabelle 4-4:	Referenzsystem MMS	34
Tabelle 5-1:	Elektrischer KWK-Nutzungsgrad nach BAFA-Jahresmeldungen	41

## Zusammenfassung

Die KWK als Technologie zum effizienten Einsatz von Energieträgern kann auch im zukünftigen Energiesystem einen wichtigen Platz an der Seite der Erneuerbaren Energien haben, die in erster Linie zur Erreichung der gesetzten mittel- und langfristigen Klimaschutzziele beitragen. Die Herausforderung besteht darin, den genauen Platz der KWK im Energiesystem zu definieren, um derzeitige und künftige Förder- und Anreizsysteme zielgenau zu formulieren.

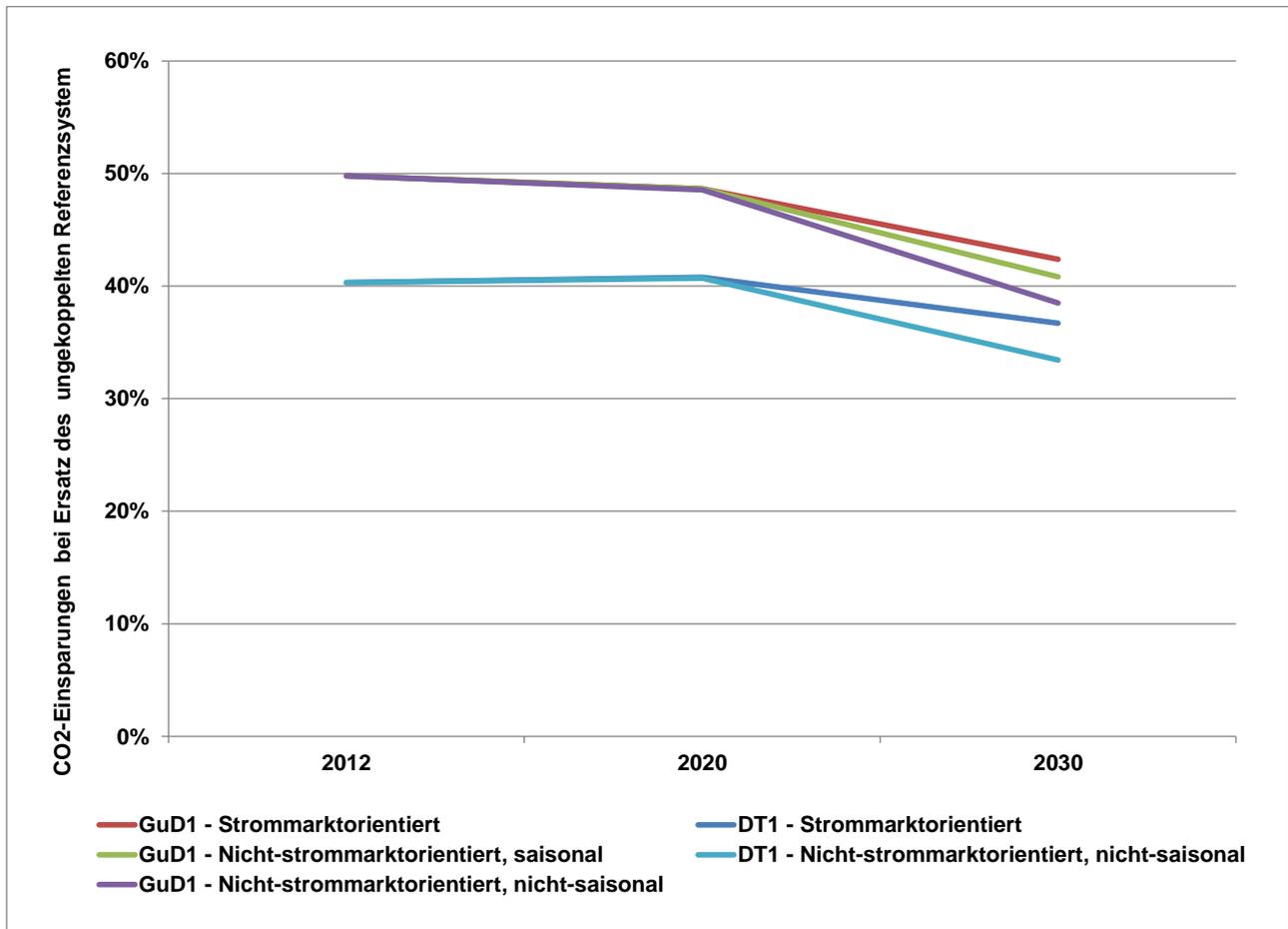
In diesem Dokument wird eine Methodik zur Bewertung der KWK-Technologie hinsichtlich der CO<sub>2</sub>-Einsparungen beschrieben. Dabei wird das methodische Vorgehen detailliert erläutert. Der Fokus liegt dabei auf der theoretischen Betrachtung der Verdrängungswirkung der KWK-Erzeugung bis zum Jahr 2030 und einem anschließenden Ausblick bis 2050. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung von KWK-Anlagen ergibt sich vor allem aus dem Ersatz von ungekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung und ist umso größer, je CO<sub>2</sub>-intensiver das ungekoppelte Erzeugungssystem ist.

### CO<sub>2</sub>-Einsparung im KWK-Betrieb

Das Ergebnis der Betrachtung ist, dass grundsätzlich zwischen strommarktgeführten und nicht strommarktgeführten KWK-Anlagen zu unterscheiden ist. Um einerseits die Systemstabilität zu gewährleisten aber andererseits auch um mittel- und längerfristig die Verdrängung von Erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt zu vermeiden, muss sich der Betrieb der KWK-Anlagen zunehmend an die Verfügbarkeit der fluktuierenden Stromerzeugung anpassen. Diese Anforderung steigt mit dem Anteil fluktuierender Energien im Stromsystem. Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung durch KWK mit der in dieser Studie vorgestellten Methodik berücksichtigt deshalb die unterschiedlichen Betriebsarten.

Es wird gezeigt, dass sich kurz- und mittelfristig deutliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen insbesondere durch gasbetriebene KWK-Anlagen ergeben, die ungekoppelte Erzeugung ersetzen. Diese Einsparung ergibt sich im KWK-Betrieb von Neu- aber auch Bestandsanlagen vor allem durch den Ersatz CO<sub>2</sub>-intensiver ungekoppelter Stromerzeugung. Bereits ab dem Jahr 2020 erbringen strommarktgeführte KWK-Anlagen höhere CO<sub>2</sub>-Einsparungen als KWK-Anlagen, die nicht auf den Strompreis reagieren. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung von saisonal betriebenen KWK-Anlagen ist höher als von nicht-saisonal betriebenen KWK-Anlagen.

**Abbildung 1-1: CO<sub>2</sub>-Einsparungen der GuD 1 (20 MW) und DT1 (5 MW) im Zeitverlauf (im Auslegungsfall, bei vollständigem KWK-Betrieb)**



Referenzsystem basierend auf dem MMS (BMUB 2015). Ergebnisse nur qualitativ bewertbar, weil verschiedene Dimensionen betrachtet werden (Einzelanlage im Auslegungsfall gegenüber durchschnittlichen Emissionsfaktoren, siehe Ausführungen in Abschnitt 4.)

Quelle: Anlagen nach Prognos AG 2014; Eigene Berechnungen.

Als vorwiegend nicht-strommarktgeführte Anlagen werden Anlagen zur Eigenversorgung identifiziert, die v.a. der Bereitstellung von Prozesswärme dienen, ebenso wie kleine Anlagen, die feste Vergütungen für eingespeisten Strom erhalten. Es wird angenommen, dass KWK-Anlagen der allgemeinen Versorgung vorrangig strommarktgeführt betrieben werden. Der Zubau von Wärmespeichern und -netzen kann die Flexibilität von KWK-Anlagen erhöhen.

**Die Methodik**

Mit der vorgestellten Methodik werden zwei Entscheidungsebenen berücksichtigt und zusammengeführt: einerseits die Systemdienlichkeit der KWK-Anlagen, andererseits die CO<sub>2</sub>-Intensität der KWK-Erzeugung im Vergleich zu Referenzsystemen.

Mit dem Begriff der Systemdienlichkeit wird ein positiv zu wertender Beitrag der KWK-Erzeugung durch nachfrageangepasstes Einspeiseverhalten und den Beitrag zur Versorgungs- und Systemsicherheit definiert. Die Anforderung der Systemdienlichkeit bezieht sich auf fossil sowie biogen betriebene KWK-Anlagen, denn alle regelbaren Energieträger sollten für den Ausgleich fluktuierender

Erzeugung Erneuerbarer Energien genutzt werden, die den Hauptteil der erneuerbaren Energien stellen. Als systemdienlich im Stromsystem wird die KWK-Stromerzeugung angesehen, die erfolgt, wenn Bedarf an Erzeugungskapazität jenseits der fluktuierenden Erneuerbaren Energien besteht (d.h. in Situationen, in denen das Dargebot der erneuerbaren Energien nicht zur Lastdeckung ausreicht). Weiterhin systemdienlich ist die Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung sowie Blindleistung. Systemdienlichkeit im Wärmesystem bedeutet dabei, dass die KWK-Wärme einen real vorhandenen Wärmebedarf abdeckt. Investitionen in KWK-Anlagen müssen bereits jetzt unter dem Aspekt der zukünftigen Systemdienlichkeit betrachtet werden, um das gesamte Energiesystem für die mittelfristig zu erwartenden Flexibilitätsanforderungen vorzubereiten.

Die zweite Entscheidungsebene betrifft die Bewertung der KWK-Anlagen hinsichtlich ihres Einsparpotenzials. Prinzipiell könnte dieses durch die Primärenergieeinsparung oder die Energieeffizienz erfasst werden. Es wird jedoch empfohlen, für die Bewertung der KWK-Technologie auf die Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen abzielen, da nur diese Betrachtung die Treibhausgasreduktion als das Oberziel der Bundesregierung abbildet.

Für jeden Systemvergleich ist die Berücksichtigung der verschiedenen Dimensionen (Einzelanlagen gegenüber durchschnittlichen Systemen; Auslegungsfall gegenüber Betriebsfall; zeitlicher Fokus) erforderlich. Außerdem ist stets die Wahl von Referenzsystemen notwendig. Für den Vergleich von Emissionen gekoppelter und ungekoppelter Erzeugungssysteme gilt, dass sich umso höhere Einsparung durch die KWK-Technologie ergeben, je höher die durchschnittlichen Emissionsfaktoren der Referenzsysteme sind.

In der hier erarbeiteten Methodik wird für die Betrachtung bis zum Jahr 2030 ein zweistufiges Strom-Referenzsystem empfohlen, das zwischen strommarktabhängiger und -unabhängiger KWK-Stromerzeugung unterscheidet. Die Systemdienlichkeit von strommarktunabhängig erzeugtem Strom ist mit zunehmendem Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht durchgängig gegeben. Zur Quantifizierung der Zeiten, in denen die KWK-Erzeugung bei geringen Residuallasten erfolgt, wird ein Verdrängungsfaktor definiert. Dieser wird über die Anzahl der Stunden niedriger Residuallasten im Jahr ermittelt. Durch den steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien im Stromsystem wird die nicht-strommarktorientierte KWK-Stromerzeugung mit zunehmend niedrigeren Emissionsfaktoren beaufschlagt. Strommarktorientierte KWK-Stromerzeugung hingegen wird mit dem vollen Emissionsfaktor des Verdrängungsmix bewertet.

Für das Wärmereferenzsystem werden im Bereich Haushalte/GHD durchschnittliche Emissionsfaktoren angesetzt, die mit der Zeit analog zum verstärkten Einsatz Erneuerbarer Energien sinken. Im Industriebereich wird der Einsatz von gasbetriebenen Wärmeerzeugern als Referenzsystem im hier betrachteten Zeitraum angenommen.

Die anschließende Betrachtung einzelner KWK-Anlagen erfolgt für den Auslegungsfall sowohl in der aktuellen Situation als auch bis zum Jahr 2030 mit Blick auf die zukünftige Entwicklung der Referenzsysteme. Dabei wird die Entwicklung nach dem offiziellen Projektionsbericht 2015 für Deutschland als konsistentes Referenzsystem der Bewertung hinterlegt. Dieser enthält eine Projektion der Treibhausgasemissionen als Beschreibung der Effekte der aktuellen Politiken und Maßnahmen, die nationalen Treibhausgasziele der Jahre 2020 und 2030 werden dabei verfehlt. Die aktuellen Entscheidungen zur Erreichung der nationalen Klimaziele im Jahr 2020 vom 1. Juli 2015 sind in diesem Bericht noch nicht berücksichtigt.

Der Auslegungsfall weist generell höhere Wirkungsgrade auf als sie im tatsächlichen Betrieb auf Grund erheblich niedrigerer Wirkungsgrade bei An- und Abfahrvorgängen sowie im Teillastbetrieb erreicht werden können. Deshalb wird darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse nur für qualitative Vergleiche verwendet werden können. Alle Anlagen weisen im Auslegungsfall für die derzeitige

Situation CO<sub>2</sub>-Einsparungen gegenüber den durchschnittlichen Emissionsfaktoren der verdrängten, ungekoppelten Referenzsysteme aus, entscheidend dabei ist vor allem der elektrische Wirkungsgrad der KWK-Anlage.

Im Zeitverlauf sinken die Einsparungen, wobei der angesetzte Szenariorahmen über die Intensität der Abnahme entscheidet: Neben den sinkenden Emissionsfaktoren der Referenzsysteme im Strom- und Wärmebereich nehmen die Zeiten niedriger Residuallast mit dem steigenden Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu. Damit sinken die Einsparungen ab dem Jahr 2020 besonders für Anlagen, die nicht-strommarktorientiert und nicht-saisonal betrieben werden.

Zur Diskussion von bestimmten Anlagensituationen ist die Betrachtung von spezifischen Referenzsystemen anstelle der durchschnittlichen Referenzsysteme angezeigt. Dazu werden hier exemplarisch Erdgas und der Einsatz erneuerbarer Energien als spezifische Referenzsysteme betrachtet. Die Einbeziehung von spezifischen Referenzsystemen stellt die reale Entscheidungssituation für Alternativinvestitionen dar und ist den durchschnittlichen Wärme-Referenzwerten stets zu bevorzugen. Durch die Verdrängung emissionsintensiver Stromerzeugung in der aktuellen Situation führen alle betrachteten Anlagen (bei Betrieb im Auslegungspunkt) zu einer Emissionseinsparung gegenüber dem Fall, dass die spezifischen Wärme-Referenzsysteme als Alternative zur Verfügung stehen. Bereits vor dem Jahr 2030 können Mehremissionen auftreten, wenn eine CO<sub>2</sub>-neutrale Alternative zur Wärmeerzeugung betrachtet wird.

### **CO<sub>2</sub>-Einsparungen nach dem Jahr 2030**

Die Bundesregierung hat ambitionierte langfristige Treibhausgasziele analog zu den Zielen der EU definiert: Bis zum Jahr 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95% gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden. Die Erreichung dieser langfristigen Klimaziele erfordert erhebliche Emissionsreduktionen in allen Sektoren, auch, oder gar insbesondere, im Stromsektor. Mit diesem langfristigen Blick wird im letzten Abschnitt das Gedankenmodell der Emissionsbudgets vorgestellt: Für Betrachtungen, die über das Jahr 2030 hinausgehen, sind die Gesamtemissionen der Energiewirtschaft in die Berechnungen zur CO<sub>2</sub>-Einsparung zusätzlich in die Systematik einzubeziehen. Nur unter Berücksichtigung der absoluten Emissionen der Energiewirtschaft wird vermieden, dass CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch fossile KWK-Anlagen berechnet werden, obwohl der Betrieb der fossilen KWK-Anlagen zu Emissionen führen würde, die das begrenzte Emissionsbudget in zukünftigen Jahren überschreiten könnten. Zur Einbeziehung des Emissionsbudgets der Energiewirtschaft ist ein konsistentes Szenariomodell zu verwenden, das Einsparungen in allen Sektoren im langfristigen Zeitraum vorsieht. Aus diesem konsistenten Szenario sind, wie in der Betrachtung bis 2030, die im Zeitverlauf sinkenden Emissionsfaktoren der Referenzsysteme zu ermitteln. Zusätzlich muss in diesem Szenario auch die konsistente Berücksichtigung der Biomassepotenziale gesichert sein, die dem möglichen Einsatz der begrenzten Ressource in den verschiedenen Sektoren Rechnung trägt.

### **Fazit**

Mit der vorliegenden Bewertungsmethode kann die Strom- und Wärmeerzeugung von KWK-Anlagen in der aktuellen und in zukünftigen Situationen theoretisch bewertet werden. Durch die Anwendung der Methodik wird neben der CO<sub>2</sub>-Intensität der Erzeugung der Aspekt der Systemdienlichkeit der KWK-Anlagen berücksichtigt. Diese wird an die Strommarktorientierung des Betriebes geknüpft, unter der Annahme, dass der Strompreis der ausreichende Indikator für die Verfügbarkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien am Strommarkt ist. Außerdem wird ab 2030 die Einhaltung des Emissionsbudgets der Energiewirtschaft und damit die Konsistenz des Szenarios gesichert: Eine Überschreitung des Budgets würde eine stärkere Reduktionsanforderung in einem anderen Sektor nach sich ziehen, um innerhalb des durch das Szenario vorgegebenen

Emissionsrahmens zu bleiben. Der betrachtete Zeitraum der Szenarien ist der Lebensdauer der Anlagen anzupassen, für die Investitionsentscheidungen getroffen werden sollen.

Zu beachten ist, dass die vorgestellte Methodik die Reaktion des restlichen Kraftwerksparks nicht berücksichtigt. Diese lässt sich nur mit genauen Modellen oder zumindest modelltechnischen Überlegungen abschätzen, die insbesondere die wirtschaftlichen Entscheidungen der anderen Kraftwerksbetreiber widerspiegeln. Die theoretischen Ergebnisse hier stellen damit maximale CO<sub>2</sub>-Einsparungen dar.

Zur Erreichung des Klimaschutzziels bis zum Jahr 2050 ist eine erhebliche Dekarbonisierung des Energiesektors erforderlich. Deutliche Einsparungen sind also nötig, um die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen. Dazu muss vor der Errichtung neuer KWK-Anlagen die Wärmebedarfsreduzierung und der Einsatz Erneuerbarer Energien zu deren Deckung vorrangig betrachtet werden. Grundsätzlich setzt die Inbetriebnahme neuer Anlagen voraus, dass deren CO<sub>2</sub>-Intensität niedriger ist als die der alten Anlagen, die ersetzt werden müssen. KWK-Erzeugung ist durch die hohen Gesamtwirkungsgrade dabei vorteilhaft. Die Systemdienlichkeit der KWK-Anlagen sowie ihre Passfähigkeit in das Energiesystem sind jedoch über deren gesamte Lebensdauer zu beachten.

## Summary

As a technology for the efficient use of energy resources, combined heat and power (CHP) can play an important role in Germany's future energy system alongside renewable energies, which are used in the first instance to ensure achievement of the fixed medium- and long-term climate mitigation targets. The challenge is to define the exact position of CHP in Germany's energy system so that current and future support and incentive systems can be designed in a carefully targeted way.

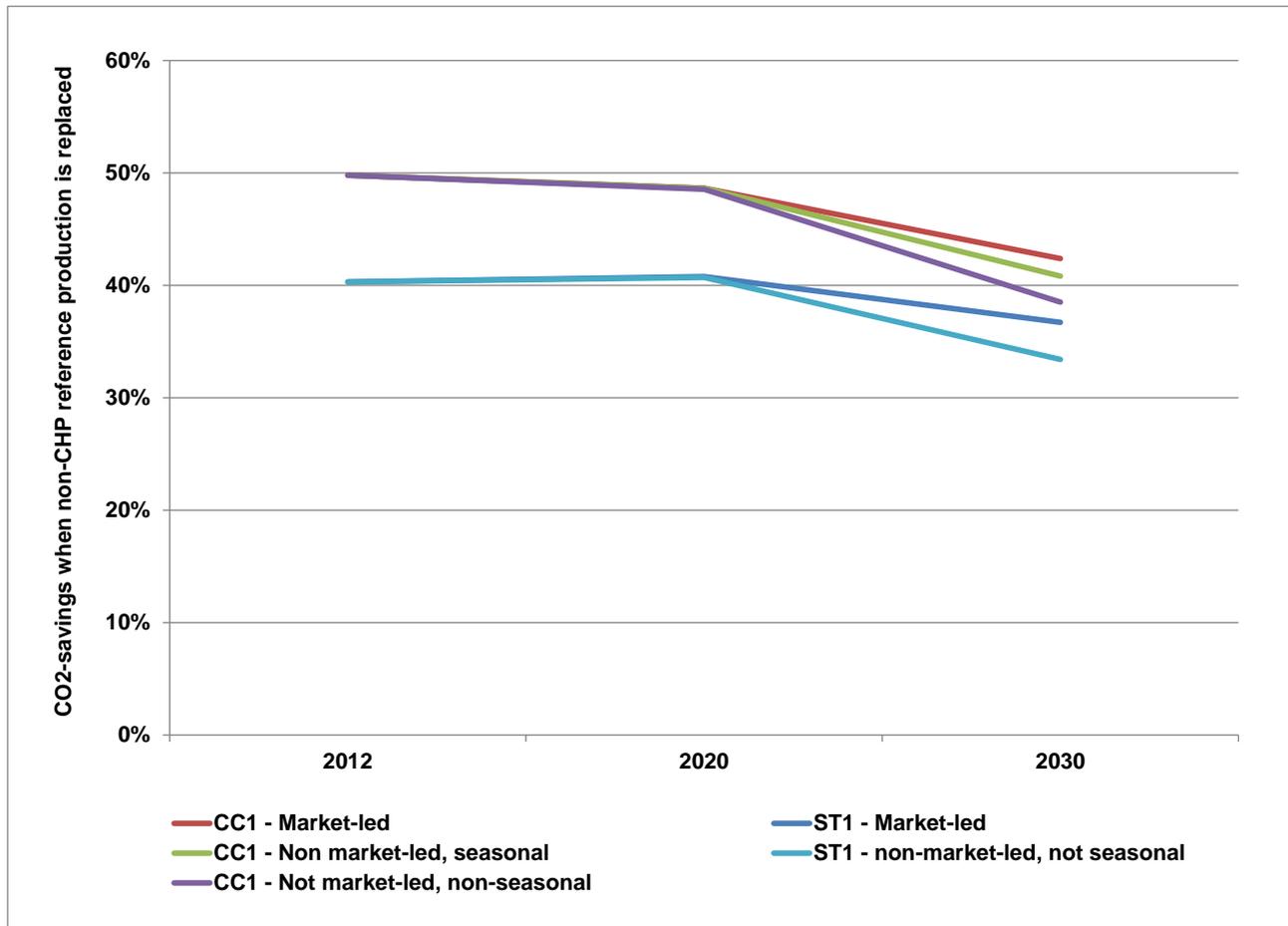
In this study, a methodology is developed for the evaluation of CHP in terms of CO<sub>2</sub> savings. The methodology is explained in detail, with a special focus placed on the theoretical analysis of the displacement effect of CHP electricity production up to 2030 and a subsequent outlook towards 2050. The CO<sub>2</sub> savings of CHP plants mainly result from the actual replacement of non-CHP electricity and heat production and are higher, the more CO<sub>2</sub> intensive the non-CHP electricity production is.

### CO<sub>2</sub> savings arising from CHP plant operation

The result of the analysis is that it is fundamentally important to distinguish between market-led and non-market-led CHP plants, i.e. those plants which react to the electricity market and those which function independently of it. To guarantee system stability and to avoid the displacement of renewable energies on the electricity market in the medium and long term, the operation of CHP plants must be increasingly adapted to the availability of fluctuating electricity production. The need for this increases with the increasing share of fluctuating energy sources in Germany's electricity system. When the methodology developed here is applied, the different types of operation are taken into account in the calculation of the CO<sub>2</sub> savings arising from combined heat and power.

This analysis shows that in the short and medium term significant CO<sub>2</sub> savings result particularly from gas-fired CHP plants when they replace non-CHP electricity production. In the CHP operation of new and existing plants these CO<sub>2</sub> savings mainly arise from the replacement of non-CHP electricity production that is CO<sub>2</sub>-intensive. Already from 2020 onwards, market-led CHP plants bring about higher CO<sub>2</sub> savings than CHP plants which do not react to the electricity price. The CO<sub>2</sub> savings of CHP plants operated on a seasonal basis are higher than those of CHP plants not operated on a seasonal basis.

**Figure 1-2: CO<sub>2</sub> savings of combined cycle 1 (CC1, 20 MW) and steam turbine 1 (ST1, 5 MW) over time (working at full capacity with maximum CHP operation)**



Reference production based on MMS (BMUB 2015). The results can only be assessed qualitatively because different dimensions are taken into account (single power plant working at full capacity compared to average emission factors)

Source: Power plant data from Prognos 2014; authors' own calculations.

Autoproducers (mainly producing process heat) and small-scale power plants that receive fixed payments for their electricity feed-in are identified in the analysis as non-market-led plants. It is assumed that CHP plants for district heating are operated in a market-led way. The expansion of heat storage systems and networks can increase the flexibility of CHP plants.

## Methodology

In our methodology, two different levels of decision-making are taken into account and consolidated: on the one hand, the compatibility of CHP plants with the needs of the future electricity system (systemic compatibility) and, on the other hand, the CO<sub>2</sub> intensity of CHP generation compared to reference electricity and heat production.

In this context, "systemic compatibility" is defined as the beneficial contribution of CHP electricity production to the electricity system based on the adaptation of feed-in levels to electricity demand and as the contribution of CHP to security of supply and system security. CHP plants powered by fossil and biogenic fuels need to be compatible with the needs of the electricity system because all controllable energy sources should be used to balance the fluctuating electricity production from

renewable energies. CHP electricity is regarded as systemically compatible when it is produced to meet a demand for production capacity that goes beyond fluctuating renewable energies (i.e. in situations in which the availability of renewable energies is not sufficient for load coverage). The provision of positive and negative balancing capacity and idle power remains compatible with the needs of the electricity system. Heat production from combined heat and power plants is systemically compatible when it meets a real, existing heat demand. Investment decisions pertaining to CHP plants should already be taking systemic compatibility into account so as to prepare Germany's overall energy system for the flexibility needs expected in the medium term.

The second level of decision-making concerns the assessment of CHP plants according to their saving potential. In principle, this potential could be determined based on the primary energy savings or energy efficiency. However, it is recommended that the saving potentials of CHP are determined on the basis of CO<sub>2</sub> emission savings since only this approach reflects greenhouse gas (GHG) reduction as the German government's overarching objective.

For all system comparisons it is necessary to consider different dimensions (individual power plants compared to average power plants; full capacity operation vs. normal operation; time). In addition, it is always necessary to select reference heat and power plants for the analysis. In the comparison of emissions of CHP and non-CHP plants, the higher the average emission factors of the reference systems, the higher the CO<sub>2</sub> savings arising from CHP.

In the methodology developed in this study, a two-step reference system which distinguishes between market-led and non-market led CHP plants is recommended for the assessment up to 2030. The systemic compatibility of electricity produced independently of market conditions (i.e. non-market led) is not always consistent with an increasing proportion of fluctuating renewable energies. A displacement factor is defined to quantify the times at which CHP electricity is produced during low residual loads. This factor is determined by the number of hours of low residual load during the year. Due to the increasing share of renewable energies in Germany's electricity system, decreasing emission factors are applied to the non-market led CHP electricity production. In contrast, the total emission factor of the displacement mix is applied to the market-led CHP electricity production.

For the reference heating system, average emission factors are used for households / the tertiary sector, which decrease analogously to the increased use of renewable energies over time. In the industrial sector the use of gas-fired heat generators is adopted as the reference in the period concerned.

The subsequent assessment of individual CHP plants is carried out assuming operation at full CHP capacity both in the current situation and up to 2030 with a view to the future development of reference systems. The development according to the official German Projection Report 2015 is provided as the standard reference in the assessment. This includes GHG emissions projected as the effects of current policies and measures; the national GHG targets for 2020 and 2030 are not achieved in this projection. The most actual decisions of the German government as of 1<sup>st</sup> July 2015 on how to achieve the GHG target for 2020 are not taken into account in this document.

Operation at full capacity generally has higher efficiencies than those which can be achieved in actual operation due to significantly lower efficiencies during start-up and rundown as well as in partial load operation. Against this background, it should be noted that the results can be used for qualitative comparisons only. Operating at full capacity all plants show CO<sub>2</sub> savings in the current situation compared to the average emission factors of displaced non-CHP reference power plants; the electrical efficiency of the CHP plant is crucial in this context. Over time, the CO<sub>2</sub> savings decrease; the scenario framework assumed is crucial to the intensity of this decrease: In addition to

the decreasing emission factors of the reference systems for electricity and heat production, the hours of lower residual load increase with the expanding proportion of fluctuating renewable energies. Thus, from 2020 onwards the CO<sub>2</sub> savings decrease, particularly in the case of plants that are not market-led and are not operated on a seasonal basis.

In the discussion of certain CHP situations, specific reference heat and power plants should be used instead of the average reference systems. For this purpose, natural gas and the use of renewable energy are applied as an example for specific reference systems. The use of specific reference systems reproduces the real situation in which the decision is made about alternative investments and should always be favoured over the average reference systems. Based on the displacement of emission-intensive electricity production in the current situation, all power plants considered in the analysis (when operating at full capacity) result in CO<sub>2</sub> savings when compared to the situation in which the specific reference systems for heat production are available as an alternative. From 2020 onwards, additional emissions can arise if a carbon-neutral alternative to heat production is considered.

### **CO<sub>2</sub> savings after 2030**

The German government has set ambitious long-term GHG targets analogous to the targets set by the EU: by 2050 the goal is to reduce GHG emissions by 80% to 95% compared to 1990 levels. To achieve these long-term climate mitigation targets, substantial emission reductions are needed across all sectors – also, or even especially, in the electricity sector. With this long-term perspective in mind, the emission budget model is presented in the last section. For assessments that go beyond 2030, the total emissions of the energy industry need to be included in the calculations of the CO<sub>2</sub> emissions. Only by taking into account the absolute emissions of the energy industry it is avoided that CO<sub>2</sub> savings from fossil fuelled CHP plants are included in the calculations, although the operation of fossil fuelled CHP plants would result in emissions that could exceed the limited emission budget in future years. To include the emission budget of the energy industry, a consistent scenario model needs to be used, which allows for CO<sub>2</sub> savings in all sectors in Germany in the long term. From this consistent scenario, the decreasing emission factors of the reference heat and power systems are determined, as in the assessment for up to 2030. In addition, biomass potentials have to be consistently considered in this scenario, taking into account the possible use of this limited resource in the different sectors.

### **Conclusion**

The assessment method developed in this study can be used for a theoretical evaluation of the electricity and heat production of CHP plants in current and future contexts. The use of this methodology means that both the compatibility of CHP plants with the needs of the electricity system and the CO<sub>2</sub> intensity of electricity and heat production are taken into consideration. The systemic compatibility of CHP is shown to be linked to market-led plant operation, assuming that the electricity price is a sufficient indicator of the availability of fluctuating renewable energies on the electricity market. Furthermore, compliance with the emission budget of the energy industry, and thus the consistency of the scenario, is ensured from 2030 onwards: exceeding the emission budget would increase the need for GHG reductions in another sector in order to remain within the emission reduction framework assumed in the scenario. The period covered by the scenarios needs to be adapted to the lifetime of the plants for which investment decisions are to be taken.

It should be noted that the methodology used here does not take into account the reaction of the remaining power plant fleet. This can only be estimated with accurate models or at least some technical considerations that reflect in particular the economic decisions of other power plant operators. These theoretical results therefore represent maximum CO<sub>2</sub> savings.

To achieve the climate mitigation target by 2050, a substantial decarbonisation of Germany's energy sector is needed. Significant CO<sub>2</sub> savings are thus needed to achieve the ambitious climate mitigation targets. For this purpose, the reduction of heat demand and the use of renewable energies should be considered as a priority before the construction of new CHP plants. In principle, a requirement of the commissioning of new heat and power producing systems is that their CO<sub>2</sub> intensity is lower than that of the old systems which have to be replaced. CHP electricity production is beneficial in this regard due to its high overall efficiencies. Systemic compatibility and the suitability in Germany's energy system, however, are to be considered throughout the lifetime of CHP plants.

## 1. Einleitung

Dieser Bericht wurde im Rahmen des Projektes „Klimaschutz und KWK – aktuelle Entwicklungen im Kontext der wirtschaftlichen Randbedingungen und des technologischen Fortschritts“ erstellt. Dieses Projekt wurde in den ersten Monaten gefördert durch das BMUB mit dem Förderkennzeichen (UM13 46 168), seit Mai 2014 wird das Projekt durch das BMWi geleitet.

Die KWK als Technologie zum effizienten Einsatz von Energieträgern hat auch im zukünftigen Energiesystem einen wichtigen Platz an der Seite der Erneuerbaren Energien. Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme spart sie gegenüber ungekoppelter Erzeugung Primärenergie ein und trägt damit zum Klima- und Ressourcenschutz bei.

Ziel des Dokumentes ist deshalb der Entwurf einer Methodik zur Bewertung der KWK-Technologie, die den mittel- und langfristigen zeitlichen Horizont berücksichtigt, um eine weitgehende Einheitlichkeit in der Diskussion der zukünftigen Rolle der KWK zu erlangen. Ansichten zur Rolle der KWK werden immer direkt verknüpft bleiben mit der allgemeinen Sicht auf die zukünftige Entwicklung der restlichen Strom- und Wärmeezeugung aber zu einem nicht minderen Anteil auch der Entwicklung des Strom- und Wärmebedarfs. Eine strukturierte Herangehensweise an die Bewertung soll deshalb einen Beitrag leisten, die Entscheidungen zu versachlichen und zu erleichtern.

Der Fokus der Methodik liegt auf der Bewertung hinsichtlich der Systemdienlichkeit und der CO<sub>2</sub>-Einsparung. Die Berechnung der Emissionseinsparung durch KWK-Anlagen kann durch zwei grundsätzlich verschiedene Methoden erfolgen:

- Durch den Vergleich der Emissionen der gekoppelten Erzeugung mit den Emissionen der definierten Referenzsystemen der ungekoppelten Erzeugung, oder
- durch eine Modellierung des gesamten Energiesystems.

Die Betrachtung von Referenzsystemen bleibt stets nur eine theoretische Untersuchung, deren Ergebnis eine CO<sub>2</sub>-Einsparung für den Fall ergibt, dass in exakt dem gleichen Maße die ungekoppelte Erzeugung reduziert wird, wie die gekoppelte Erzeugung zum Einsatz kommt. Eine solche theoretische Überlegung gilt vor allem, wenn Investitionsentscheidungen getroffen werden müssen und zwei Anlagenfälle miteinander verglichen werden, von denen nur einer umgesetzt wird.

Wird jedoch die CO<sub>2</sub>-Einsparung einer theoretischen zusätzlichen KWK-Erzeugung durch den Vergleich mit Referenzemissionen ermittelt, ist die Methodik nicht unbeschränkt zielführend, denn der Aspekt der Wirtschaftlichkeit kann in die Methodik nicht einbezogen werden. Auf diesem basiert jedoch die tatsächliche Reaktion des restlichen Erzeugungsparks auf den Zubau von KWK. Aus diesem Grund ist nicht gesichert, dass sich die theoretisch ermittelten CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Rahmen der nationalen Treibhausgasbilanz materialisieren werden. Das Ergebnis kann damit nur die maximalen CO<sub>2</sub>-Einsparungen darstellen, die von der durchschnittlichen tatsächlichen Vermeidung zu differenzieren sind. Außerdem ist die parallele Wirksamkeit verschiedener Fördereffekte zu berücksichtigen, wenn mehrere Instrumente zur Emissionsminderung umgesetzt werden und zum Tragen kommen. Emissionsminderungen einzelner Maßnahmen sind dann um Doppelzählungen zu bereinigen.

Um die Reaktion des restlichen Erzeugungsparks einzubeziehen, wären Modellläufe oder zumindest modelltechnische Überlegungen erforderlich, die sowohl den saisonalen KWK-Betrieb als auch die Exportkapazitäten aber vor allem die wirtschaftlichen Beweggründe der einzelnen Betreiber ausreichend berücksichtigen. Dies kann an dieser Stelle nicht geleistet werden.

Im ersten Kapitel des vorliegenden Berichtes wird eine qualitative Betrachtung der Bedeutung von KWK-Anlagen mit Blick auf ihre Systemdienlichkeit im Strom- und Wärmesystem angestellt. Anschließend werden mögliche Bewertungskriterien der KWK-Technologie diskutiert.

Zur Berechnung der theoretischen Einsparpotenziale von KWK-Systemen ist immer auch ein Referenzsystem zu wählen, gegen welches der Vergleich stattfindet. Die Wahl des Referenzsystems ist dabei entscheidend für das Ergebnis. Mögliche Methoden und Referenzsysteme für die mittelfristige Betrachtung bis zum Jahr 2030 werden in Abschnitt 4 diskutiert.

Mit dem vorgeschlagen Referenzsystem werden im letzten Abschnitt anlagenscharfe Analysen von KWK-Anlagen für die aktuelle und zukünftige Situation bis 2030 sowie die Betrachtung von Einzelfällen durchgeführt.

Im letzten Abschnitt wird die Betrachtung der langfristigen Perspektive für die Bewertung von KWK-Anlagen nach dem Jahr 2030 diskutiert.

## 2. Systemdienlichkeit

Mit der Systemdienlichkeit ist ein durch nachfrageangepasstes Einspeiseverhalten positiv zu wertender Beitrag der KWK-Erzeugung gemeint. Keine Systemdienlichkeit liegt vor, wenn die Einspeisung unabhängig von der Nachfrage erfolgt, wodurch auch Nachteile im System entstehen können. Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme muss die Systemdienlichkeit in beiden Erzeugungssystemen betrachtet werden.

Die Anforderung der Systemdienlichkeit bezieht sich auf fossil sowie biogen betriebene KWK-Anlagen, denn jeglicher Einsatz von regelbaren Energieträgern sollte möglichst an die fluktuierende Erzeugung der Erneuerbaren Energien angepasst werden.

- ⇒ Eine Stromerzeugung wird nur dann als systemdienlich angesehen, wenn die Einspeisung in das Stromnetz zu den Zeiten erfolgt, in denen Bedarf an Erzeugung besteht oder wenn ein Bedarf an Regel- oder Blindleistung besteht.

Nicht systemdienlich ist damit Einspeisung in das Stromnetz zu Zeiten eines Überangebotes z.B. an Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien ohne Erfüllung von Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität.

Eine weitere Systemdienlichkeit besteht auch in Bezug auf die Wärmeerzeugung:

- ⇒ Eine Wärmeerzeugung ist nur systemdienlich, wenn sie der Deckung eines real vorhandenen Wärmebedarfs dient.

KWK-Wärmeerzeugung ohne tatsächlichen Ersatz anderer Wärmeerzeugung ist nicht systemdienlich. Im Allgemeinen steht, insbesondere in der derzeitigen Strompreissituation, die Investition in KWK-Anlagen nur bei dem Vorhandensein einer Wärmenachfrage in Frage, so dass dieses Kriterium im Augenblick der Investitionsentscheidung über die Anlagenlaufzeit in den allermeisten Anlagenfällen erfüllt ist. Es kann angenommen werden, dass erhebliche, unvorhergesehene Reduktionen der Wärmenachfrage während der Laufzeit zu einer Reduktion der KWK-Erzeugung bzw. einer Einstellung des Anlagenbetriebs führen und so die Systemdienlichkeit der Wärme-Erzeugung nicht weiter in der Bewertung zu berücksichtigen ist.

KWK-Anlagen können grundsätzlich einen positiven und negativen Beitrag für das Stromsystem erbringen: Indem sie die Erzeugung an den Bedarf anpassen, also flexibel erzeugen, können sie systemdienlich betrieben werden. Insbesondere durch die Nutzung von Wärmespeichern kann die

gekoppelte Stromerzeugung über einen gewissen Zeitraum von der Wärmeanforderung gelöst werden.

Flexibel betriebene KWK-Anlagen mit angeschlossenem Wärmespeicher können auch einen aktiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, indem sie in extremen Situationen zur Deckung der Stromnachfrage beitragen, zur Sicherung der Netzstabilität aber auch abgeschaltet werden können.

Diese Anforderung der flexiblen Betriebsweise nimmt durch den steigenden Anteil an Erneuerbaren Energien im System jährlich zu – und ist generell an alle steuerbaren Energieträger gerichtet. Momentan besteht nur in wenigen, einzelnen Stunden ein Überangebot an Erneuerbaren Energien. Nach den Modellierungen von Bauknecht et al. (2014) ist ab dem Jahr 2030 bei einem EE-Anteil an der Stromnachfrage von über 60 % mit einer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu rechnen, die den Strombedarf nennenswert übersteigt. Außerdem erhält die Frage nach der Kapazitätsdeckung im Stromsystem eine erheblich größere Rolle: Anlagen, die flexibel betrieben werden und damit gesicherte Leistung erbringen können, werden zunehmend dringend benötigt um „Stromflauten“ der fluktuierenden Energien abzudecken. Diese Systemänderung erfordert strukturelle Änderungen des Einsatzverhaltens schon vor dem Jahr 2030. Das bedeutet, dass bereits innerhalb der Laufzeit der kommenden Generation von KWK-Anlagen eine angepasste Fahrweise zum Erhalt der Systemdienlichkeit erforderlich ist. Investitionen in KWK-Anlagen müssen somit bereits jetzt unter dem Aspekt der zukünftigen Systemdienlichkeit betrachtet werden, um das gesamte Energiesystem für die mittelfristig zu erwartenden Flexibilitätsanforderungen vorzubereiten (siehe dazu auch das Phasenmodell in Bauknecht et al. (2014)).

Der Preis an der Strombörse ist ein Indikator für die allgemeine Angebotssituation, bzw. die Höhe der Residuallast sowie für Anforderungen an die Flexibilität des Systems. Keine Berücksichtigung finden dabei lokale Engpässe oder Überangebote, die durch Redispatch offenbart werden.<sup>1</sup> Er dient auch nicht als alleiniger Indikator für die Angebotssituation von Erneuerbaren Energien, denn derzeit geht die Reduktion der Stromgestehungskosten noch mit einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen einher: Nach der Merit-Order Theorie bieten Kraftwerke ihre Kapazität mit ihren kurzfristigen Grenzkosten an. Diese sind für Braunkohlekraftwerke am niedrigsten, gefolgt von Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken. Dies bedeutet, dass bei sinkenden Spotpreisen die spezifischen Emissionen des Grenzkraftwerks und damit des Strommix ansteigen. Erst bei Spotpreisen unter 10 €/MWh werden Braunkohlekraftwerke – je nach Länge der Niedrigpreisphase - heruntergefahren. Dann erst beginnen die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung mit sinkenden Spotpreisen deutlich zu sinken. Der Strompreis am Spotmarkt stellt im Augenblick trotz dieser Einschränkungen einen pragmatischen Indikator für eine systemdienliche Strom-Einspeisung der KWK-Anlage dar, um Zeiten mit Strom-Überangeboten zu identifizieren.

Derzeit kann eine strommarktunabhängige Betriebsweise bei kleinen KWK-Anlagen angenommen werden: Nach KWKG §4 Abs. 3 Satz 2 wird für Anlagen bis 2 MW<sub>el</sub> der übliche Preis für Grundlaststrom (Baseload) an der Strombörse EEX in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal gezahlt, wenn keine andere Vereinbarung zwischen dem Netz- und Anlagenbetreiber getroffen wurde. Für die Anlagenbetreiber, die den üblichen Preis erhalten, entfällt offensichtlich das Bedarfsignal durch den Strompreis, der Betrieb der Anlagen ist also nicht strommarktabhängig.

Eine strommarktunabhängige Betriebsweise ist auch oftmals bei der Strom-Eigenerzeugung von größeren KWK-Anlagen gegeben: Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs haben bislang aus betrieblicher und finanzieller Sicht wenig Anreize, angepasst an den Strommarkt zu produzieren. Die

---

<sup>1</sup> <https://www.netztransparenz.de/de/Redispatch.htm>

Systemdienlichkeit von eigenerzeugtem Strom ist deshalb ebenfalls oftmals nicht gegeben, da die Einspeisung in das Stromnetz unabhängig vom Bedarf an Erzeugungskapazität erfolgt, sondern sich meist am Prozesswärmebedarf des Unternehmens orientiert. Mit Blick auf die Klimaziele, die sich die Bundesregierung gesetzt hat, ist der erhebliche Ausbau von Erneuerbaren Energien sowohl in der Stromerzeugung wie auch zur Deckung des Heizenergiebedarfs unbedingt erforderlich und kann deshalb in der Beschreibung der zukünftigen Entwicklung des Energiesektors als fest stehend angesehen werden. Deshalb ist es aus klimapolitischer Sicht notwendig, dass bereits KWK-Anlagen der kommenden Generation vorrangig systemdienlich eingesetzt werden. Verstärkte Investitionen in Wärmespeicher und -netze können hierbei die Flexibilität von KWK-Anlagen zusätzlich erhöhen.

### 3. Bewertungskriterien

Die Vorteile der KWK-Technologie werden in drei verschiedenen Bereichen diskutiert: der Primärenergieeinsparung, der Energieeffizienz und der CO<sub>2</sub>-Einsparung. Diese werden im Folgenden unterschieden und diskutiert.

#### 3.1. Primärenergieeinsparung

Die Primärenergieeinsparung nach der Methode der Energieeffizienz-Richtlinie, bewertet die Wirkungsgrade der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung der KWK-Scheibe im Vergleich zur ungekoppelten Erzeugung. Diese Methode vergleicht damit im Prinzip die Energieeffizienz der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung, hat aber einige Schwachstellen:

- Die Ergebnisse sind hoch sensitiv auf die angesetzten Wirkungsgrade. Letztere sind definiert als Quotient aus jährlicher KWK-Nutzwärme- bzw. KWK-Stromerzeugung, im Verhältnis zum Brennstoff, der für den KWK-Prozess eingesetzt wurde. Bei der Bewertung von KWK-Anlagen muss aber beachtet werden, dass die KWK-Stromerzeugung keine gemessene sondern eine berechnete Größe ist: Gemäß AGFW-Arbeitsblatt FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes“ wird bei KWK-Anlagen von einem KWK-Nutzungsgrad von mindestens 80% ausgegangen (außer bei Müllverbrennung, dort mindestens 60%). D.h. für bestehende Anlagen variiert die Größe der KWK-Scheibe über die Zeit mit der Menge der tatsächlich ausgekoppelten Nutzwärme. Für die Primärenergieeinsparung gemessen in Prozent sind somit durch die Mindestnutzungsgrade per Definition Untergrenzen vorgegeben. Zudem führt die Verwendung von Wirkungsgraden im Auslegungspunkt für hypothetische KWK-Anlagen (bzw. deren KWK-Scheibe) zu überhöhten absoluten Einsparungen. Allein für die Betrachtung von Einzelanlagen kann die Primärenergieeinsparung in absoluten Energiemengen unter Verwendung realer Jahreswerte sinnvoll ermittelt werden.
- Die harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte sind brennstoffbezogen. Das bedeutet, dass KWK-Anlagen Primärenergieeinsparungen jeweils im Vergleich zu dem Einsatz des gleichen Brennstoffs in der getrennten Erzeugung zugewiesen werden, selbst wenn dieser Einsatz weder eine realistische noch eine erstrebenswerte Alternative darstellt. Für Kohle-KWK-Anlagen wird auf der Wärme-Seite also ein Vergleich mit einem Kohlekessel angestellt.
- Außerdem stellen die harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte nach der Energieeffizienz-Richtlinie nicht unbedingt die beste verfügbare Technik auf der Strom- wie auf der Wärmeseite dar, gegen die jedoch eine neu zu installierende KWK-Anlage verglichen werden sollte.

Die Betrachtung der Primärenergieeinsparung ist deshalb für die Bewertung der KWK im Energiesystem um weitere Aspekte zu ergänzen.

### 3.2. Energieeffizienz

Die Betrachtung der Energieeffizienz hingegen kann brennstoffübergreifend erfolgen und bezieht sich allein auf das Verhältnis der Erzeugung zum eingesetzten Brennstoff. Bei einem solchen Vergleich ist jedoch der Unterschied zwischen den Wirkungsgraden im Auslegungsfall und real gemessenen Wirkungsgraden im Betriebsfall zu unterscheiden. Bei einer durchschnittlichen Betrachtung über verschiedene Brennstoffe der Referenzsysteme hinweg, werden real gemessene Werte verwendet. Ein adäquater Vergleich mit einer KWK-Anlage darf deshalb nicht mit deren Auslegungswerten erfolgen, sondern muss ebenfalls reale Werte bzw. realistische durchschnittliche Betriebswerte als Grundlage haben.

Die Bewertung der Energieeffizienz quantifiziert die eingesetzte Menge von Energieträgern um den erforderlichen Energiebedarf zu decken: Eine hohe Effizienz, also ein sparsamer Einsatz von Energieträgern trägt zum Energieeinsparziel der Bundesregierung (-20% Primärenergieeinsparung im Jahr 2020 ggü. 2008) bei.

### 3.3. CO<sub>2</sub>-Einsparungen

Beide bislang genannten Kriterien greifen zu kurz für eine umfängliche Analyse der Einsparungen, denn das Oberziel der Bundesregierung ist die Einsparung von Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Eine gleichberechtigte Berücksichtigung aller Energieträger wie für die Betrachtung der Energieeffizienz bedeutet auch, dass erneuerbare, CO<sub>2</sub>-neutrale Energieträger den fossilen gleichgestellt werden. Dieses verträgt sich nicht mit einer Bewertung der KWK in Bezug auf das Oberziel der Treibhausgaseinsparungen.

Deshalb ist ein Vergleich der Treibhausgasemissionen, die mit der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung verbunden sind, die beste Grundlage für eine Bewertung der KWK-Technologie. Mit diesem Vergleich wird sowohl die Menge als auch der THG-Gehalt der eingesetzten Energieträger berücksichtigt. Er kann sowohl für Anlagen im Auslegungsfall als auch im durchschnittlichen Betriebsfall berechnet werden. Die Treibhausgasemissionen entsprechen bei KWK-Anlagen in guter Näherung den CO<sub>2</sub>-Emissionen. Emissionen an CH<sub>4</sub> (Methan) und N<sub>2</sub>O (Lachgas) sind vernachlässigbar.

## 4. Wahl der Referenzsysteme

Für die Wahl der ungekoppelten Referenzsysteme sind verschiedene Perspektiven zu berücksichtigen:

- Die System-Abgrenzung hinsichtlich der Frage, ob Einzelsituationen oder durchschnittliche Systeme zu bewerten sind. Bei letzteren ist es erforderlich genau zu definieren, welcher Durchschnitt betrachtet wird: Z.B. kann auf der Seite des Strom-Referenzsystems zwischen dem Verdrängungsmix und der durchschnittlichen Stromerzeugung unterschieden werden, im Wärme-Referenzsystem zwischen der durchschnittlichen statistischen Wärmeerzeugung oder anderen, begrenzteren Mittelwerten.
- Die Betrachtung von idealtypischen Anlagensituationen im Auslegungsfall oder durchschnittlichen Betriebswerten (sowohl auf der KWK-Seite als auch im Referenzsystem).

- Die zeitliche Perspektive (Betrachtung von historischer, aktueller oder zukünftiger Erzeugung).

Neben der Wahl der genannten Perspektiven ist die allgemeine Einschätzung der Entwicklung der betrachteten Systeme über die Zeit bestimmend für das Ergebnis des Vergleichs zwischen der gekoppelten und ungekoppelten Erzeugung.

Eine Diskussion über Referenzsysteme ist also nur zielführend, wenn in jeder Hinsicht die gleichen Perspektiven berücksichtigt werden.

In Tabelle 4-1 und Tabelle 4-2 sind die verschiedenen Emissionsfaktoren dargestellt, wie sie in unterschiedlichen Studien der letzten Jahre verwendet worden sind. Die zeitliche Perspektive ist durch die Spalten dargestellt, die verwendete Systemabgrenzung ist erläuternd rechts angefügt.

Da im vorhergehenden Abschnitt dargelegt wurde, dass allein die Emissionsbetrachtung vollständig die Vorteilhaftigkeit von KWK-Systemen bezüglich ihrer Einsparungen beschreibt, werden hier die Referenzsysteme in Bezug auf die Emissionsfaktoren miteinander verglichen.

#### 4.1. Strom-Referenzsysteme

**Tabelle 4-1: Strom-Referenzsysteme im Vergleich**

	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen [g CO <sub>2</sub> /kWh]						System-Abgrenzung
	2005	aktuell	2020	2030	2040	2050	
<b>Strom-Referenzsysteme</b>							
Öko-Institut 2014a: Stand der KWK flexibel	900						Verdrängungsmix Durchschnitt
unflexibel	600						
Prognos 2014 (Prognos 2013)							Verdrängungsmix Einzelbetrachtung
KWK-Verdrängungsmix	912	810	737	714	661		
Gaskraftwerk	400	400	400	400	400		
BMWi 2014							Verdrängungsmix
EE-Verdrängungsmix	708						
Öko-Institut 2013: Perspektiven der KWK	365						Einzelbetrachtung
Öko-Institut 2012b: KWK-Monitoring	770-860						Einzelbetrachtung / Verdrängungsmix
Öko-Institut 2012a: NKI Evaluierung Mini-KWK-Impulsprogramm	770						Einzelbetrachtung
Prognos + BEA 2011							Verdrängungsmix
KWK-Verdrängungsmix	720	783-802					

Quellen: BMWi 2014; Öko-Institut 2012a, 2012b, 2013, 2014a; Prognos AG 2013, 2014; Prognos AG & BEA 2011.

Wie auch durch die Beschreibung der Systemabgrenzung bereits hervorgehoben wird, gibt es drei grundsätzlich unterschiedliche Betrachtungsweisen bei der Definition von Strom-Referenzsystemen:

- Verdrängungsmix
- Durchschnittsbetrachtung
- Einzelbetrachtung

Diese werden im Folgenden näher beleuchtet.

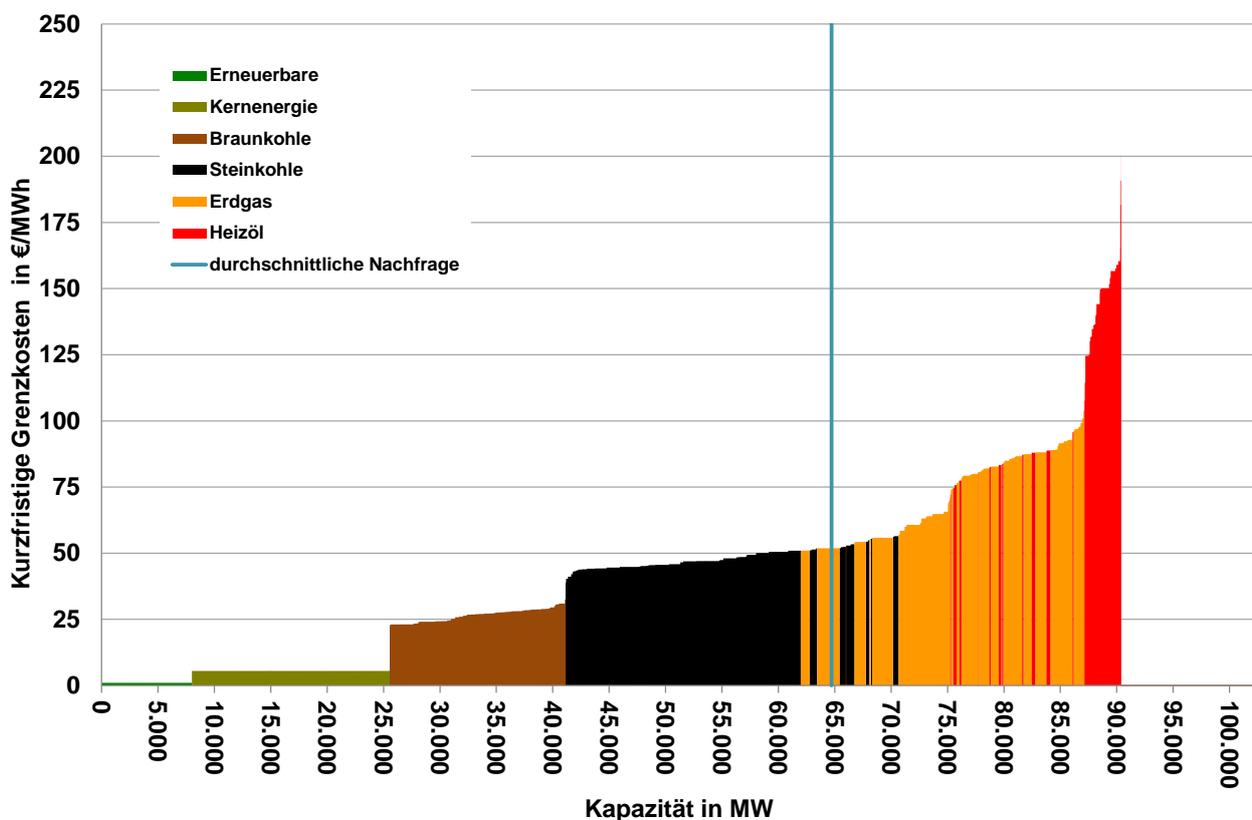
#### 4.1.1. Verdrängungsmix

Der Verdrängungsmix soll die Frage nach der Stromerzeugungsoption beantworten, die durch die KWK-Anlage nicht mehr zum Einsatz kommt. Dabei ergeben sich die höchsten Emissionsfaktoren für das Strom-Referenzsystem.

Hinter den Werten für den Verdrängungsmix steht die Frage, welche Einspeisung von welchem Kraftwerk zum Zeitpunkt der KWK-Einspeisung verdrängt wird. Diese Frage ist nicht eindeutig durch Messung zu klären, da sich die tatsächliche Verdrängung unterscheidet, je nach betrachtetem Zeitpunkt, räumlicher Lokalisierung (geographisch und Netzebene), momentanem restlichem Kraftwerksbetrieb sowie eingespeister Menge, aber auch Export- und Speichermöglichkeiten. Aus diesem Grund ist jede Zahl zum Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes als eine Schätzung anzusehen, zu der neben den genannten Unwägbarkeiten für die aktuelle Situation auch noch die Fortschreibung der jeweiligen Größen hinzu kommt, die abhängig ist vom jeweils gewählten allgemeinen Szenariorahmen.

Ein gängiges Vorgehen ist die Betrachtung der Merit Order, die die Einsatzreihenfolge der einzelnen Kraftwerke darstellt. Es ist davon auszugehen, dass Kraftwerke verdrängt werden mit hohen kurzfristigen Grenzkosten – also die rechts in der Merit Order lokalisierten Kraftwerkstypen. Strom aus Erneuerbaren Energien, Kernkraftanlagen aber auch Braunkohleanlagen wird derzeit mit keinen oder niedrigen kurzfristigen Grenzkosten erzeugt, eine Verdrängung ist also unwahrscheinlich.

**Abbildung 4-1: Beispiel für eine Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2010**



Quelle: Eigene Berechnungen aus Power Flex

Daraus ergibt sich ein Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes vor allem aus einem Mittelwert der Strom-Erzeugung durch Heizöl, Erdgas und Steinkohle.

Um Zahlenwerte für durchschnittliche Verdrängungsmixe zu erlangen, ist es sinnvoll Szenarienergebnisse zu vergleichen, die einmal mit, einmal ohne KWK-Stromerzeugung erfolgen. Aus der Differenz der eingesetzten konventionellen Kraftwerke bzw. deren Emissionen ergibt sich ein mittlerer Wert, der abhängig ist von der verwendeten Modellbildung (zeitliche und regionale Auflösung des Erzeugungsparks, Abbildung der Lastprofile im Modell, Gestaltung und Regionalisierung der Lastprofile über den Jahresverlauf und dessen Entwicklung über die Zeit, Einführung und Abbildung von Speichertechnologien, Abbildung von Import- und Exportmöglichkeiten).

Ein Verdrängungsmix von 912 g CO<sub>2</sub>/kWh für das derzeitige Stromsystem wurde von Prognos durch Modellierungsergebnisse ermittelt (Prognos AG 2013, 2014), unter der realistischen Prämisse, dass keine Stromerzeugung mit niedrigen Grenzkosten aus Erneuerbaren Energien und aus Kernkraftwerken ersetzt wird. Zusätzlich wird auch angenommen, dass keine KWK-Erzeugung durch andere KWK-Erzeugung ersetzt wird. Dadurch ist der Spielraum zum Ersatz von Erdgas-Kraftwerken erheblich kleiner als bei Steinkohle-Kraftwerken, da vor allem letztere in hohem Maße als Kondensationskraftwerke betrieben werden. Die Implementierung dieser Einschränkung für Kondensationskraftwerke in Hinblick auf die Einordnung dieser einzelnen Kraftwerke als KWK und reines Kondensationskraftwerk sowie ihren flexiblen Betrieb hat ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf das Ergebnis des durchschnittlichen Verdrängungsmixes. Die Verdrängung von Steinkohle-Kraftwerken wird als absolut dominierend eingeschätzt. Dies erscheint gerechtfertigt, da diese Kraftwerke derzeit vorrangig die Grenzkraftwerke in der Merit Order darstellen, die v.a. durch KWK ersetzt werden.

### **Entwicklung neuer Emissionsfaktoren für den Verdrängungsmix**

Im Folgenden wird basierend auf den nachstehenden theoretischen Überlegungen ein Verdrängungsmix berechnet, der auf den Ergebnissen der Modellierungen für den Projektionsbericht 2015 basiert (BMUB 2015).

In der aktuellen Perspektive kann mit Blick auf die Merit Order (siehe Abbildung 4-1) davon ausgegangen werden, dass zu keiner Zeit Erneuerbare Energien verdrängt werden. Eine Abregelung von Erneuerbaren Energien erfolgt bis zu einem Anteil an Erneuerbaren Energien von etwa 60% (Bauknecht et al. (2014) und BMWI Roadmap Speicher) nur aus Gründen der Netzrestriktion, nicht dadurch, dass das Angebot die Nachfrage übersteigt. Dazu kommt auch, dass die Erhöhung der Stromexporte die präferierte Option vor der Abregelung ist.

Insofern kann für die aktuelle Situation und für die kurzfristige Perspektive angenommen werden, dass jegliche KWK-Stromerzeugung entweder andere Stromerzeugungsoptionen mit höherem spezifischen Emissionsfaktor in Deutschland ersetzt oder zu einem erhöhten Stromexport führt, der in anderen Ländern ebenfalls CO<sub>2</sub>-intensivere Stromerzeugungsoptionen ersetzt. Letzteres führt jedoch nicht zu einer Reduzierung der Emissionen im deutschen Treibhausgasinventar und hilft nicht für die Zielerreichung der nationalen Treibhausgasziele, trägt damit aber zur Erreichung der EU-Klimaschutzziele bei. Für die Betrachtung der langfristigen Perspektive ab 2030 wird auf Abschnitt 6 verwiesen.

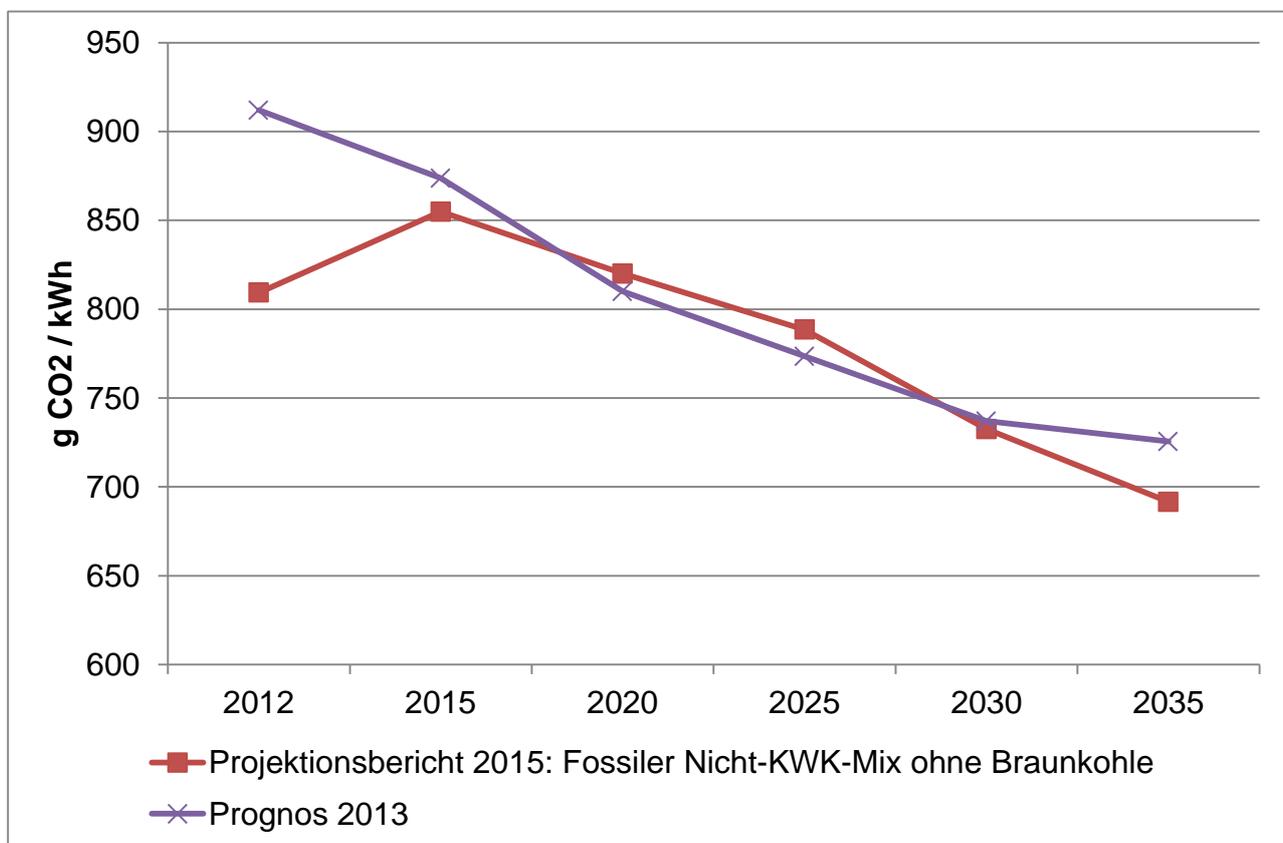
In einer vereinfachten Betrachtung wurde der Verdrängungsmix für das Mit-Maßnahmen Szenario (BMUB 2015) abgeschätzt. Dieses erfolgte über den „fossilen Nicht-KWK-Mix ohne Braunkohle“, der sich aus den Modellierungsergebnissen berechnen lässt. Das heißt, es wird diejenige fossile Stromerzeugung als potenziell durch KWK verdrängbar angenommen, welche nicht selbst im KWK-Modus stattfindet. Erneuerbare Stromerzeugung und Kernkraft sind angesichts der Merit

Order aus diesem Mix ausgenommen. Angesicht der Logik der Merit Order wurde ebenfalls die Braunkohle aus dem Verdrängungsmix ausgenommen.

In Abbildung 4-2 sind die Emissionsfaktoren des sich ergebenden Verdrängungsmix vergleichend mit dem von Prognos 2013 dargestellt. Im MMS ist der Anstieg des Verdrängungs-Emissionsfaktors von 2012 nach 2015 dadurch zu erklären, dass hocheffiziente Erdgas-Kondensationsstromerzeugung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien verdrängt worden ist: Etliche gasbefeuerte Kondensationskraftwerke, welche 2012 noch Strom produziert haben, stehen 2015 nicht mehr zur Verfügung, weil sie außer Betrieb genommen wurden oder auf Grund der ökonomischen Bedingungen in Kaltreserve gegangen sind. Der sinkende Trend des Verdrängungsfaktors nach 2015 beruht vor allem darauf, dass alte Steinkohlekraftwerke stillgelegt werden und damit die durchschnittliche Effizienz der verbleibenden Kraftwerke steigt. Außerdem verbessern sich angesichts des Ausstiegs aus der Kernenergie und steigender CO<sub>2</sub>-Preise leicht die ökonomischen Bedingungen für Kondensationsgaskraftwerke, so dass sie in geringem Maße aus der Kaltreserve zurück in Betrieb gehen und somit der Erdgasanteil im Verdrängungsmix wieder ansteigt.

Im Vergleich mit den Ergebnissen von Prognos liegen ab dem ersten projizierten Jahr 2015 die Ergebnisse sehr dicht beisammen, nur für das Jahr 2012 zeigt sich ein Unterschied, der vor allem auf unterschiedlichen historischen Daten des Basisjahres beruhen kann. Durch die zwei Jahre spätere Erstellung des Projektionsberichtes beruht dieser auf finalen Daten für 2012, was bei Prognos 2013 noch nicht der Fall gewesen sein konnte.

**Abbildung 4-2: Emissionsfaktoren der Verdrängungsmixe im Vergleich**



Quelle: Prognos 2013; BMUB 2015; eigene Berechnungen.

Bei der Anwendung des Verdrängungsfaktors für die Stromerzeugung bleiben folgende Punkte festzuhalten:

- Der Verdrängungsmix ist aktuell und mittelfristig der geeignete Ansatz zur Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen der durch KWK ersetzten fossilen Stromerzeugung.
- Der Verdrängungsfaktor ist das Ergebnis einer marginalen Betrachtung, die die Frage nach der Emissionsminderung durch eine verdrängte Kilowattstunde Strom stellt. Die kumulierte, bis dahin erreichte Emissionsminderung kann unter Umständen deutlich niedriger sein, insbesondere wenn im größeren Umfang Strom aus effizienten Erdgas-GuD-Kraftwerken verdrängt wurde (wie in den Jahren 2012 bis 2015 geschehen).
- Die Einsparung der CO<sub>2</sub>-Emissionen materialisiert sich in Bezug auf die nationale Emissionsbilanz nur, wenn tatsächlich Stromerzeugung mit diesem durchschnittlichen Emissionsfaktor ersetzt wird. In der Realität greifen wirtschaftliche Faktoren, die ggf. auch einen Anstieg des Strom-Exportes bewirken können, was die nationale THG-Bilanz belasten würde, aber zur Erreichung der Klimaschutzziele der EU beiträgt.
- Außerdem sind Überlagerungseffekte verschiedener Maßnahmen zu berücksichtigen (vergleiche Projektionsbericht 2015). Zusätzliche Maßnahmen zur Emissionsreduktion führen dazu, dass die spezifischen Emissionen der Stromerzeugung und ggf. auch des Verdrängungsmixes sinken. Die Minderungswirkung verschiedener Maßnahmen ist keinesfalls additiv zu bewerten.

Alleine eine integrierte Modellierung des Stromsystems kann Auswirkungen der Gesamtwirkungen der Maßnahmen ermitteln, die schließlich für die nationale Treibhausgasbilanz wirksam sind.

#### 4.1.2. Durchschnittsbetrachtung

Der durchschnittliche Strommix macht eine unspezifische Aussage über das System, das anstelle der KWK-Anlage zum Einsatz kommen würde. Der durchschnittliche Emissionsfaktor der Stromerzeugung liegt deutlich unter dem des Verdrängungsmixes, weil die gesamte Stromerzeugung dabei betrachtet wird, also auch die CO<sub>2</sub>-emissionsfreie bzw. -neutrale. Für diesen Wert können für die aktuelle oder historische Erzeugung allgemeine Quellen herangezogen werden, über deren Wert keine großen Differenzen zu erwarten sind. Diese treten jedoch – wohl sogar zu einem größeren Maße als beim Verdrängungsmix – für die zukünftigen Emissionsfaktoren auf, je nach unterlegtem Gesamt-Szenario.

Die Anwendung des Durchschnittsmixes berücksichtigt nicht die Gegebenheiten des Strommarktes wie die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke sowie die Effekte der zusätzlichen KWK-Erzeugung im Kraftwerkssystem. Eine Bewertung der Emissionsreduzierung auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung ist somit ebenfalls mit zahlreichen Unwägbarkeiten verbunden und berücksichtigt zudem nicht, dass eine Verdrängung von erneuerbaren Energien durch KWK aufgrund der grenzkostenbasierten Merit Order-Struktur beim derzeitigen Energiemix mittelfristig nicht zu erwarten ist.

#### 4.1.3. Einzelbetrachtung

Die Betrachtung von verschiedenen konkreten Investitionsalternativen von stromerzeugenden Referenzsystemen lässt weniger Spielräume in Hinsicht auf die anzusetzenden Emissionsfaktoren: Diese Vergleiche sind von sich aus energieträgerscharf, weil die Alternativen eindeutig formuliert

bar sind, und können damit auf zu erhebenden Zahlen beruhen. Die Emissionsfaktoren lassen sich durch den Ansatz von – durchschnittlichen oder idealen – Wirkungsgraden berechnen. Für zukünftige Entwicklungen sind Effizienzverbesserungen durch generell steigende Wirkungsgrade in Einzelbetrachtungen anzusetzen. Entscheidend ist vor allem die Einhaltung der gleichen Dimensionen im Systemvergleich (Durchschnitt/Durchschnitt oder Auslegungsfall/Idealfall). Die in Tabelle 4-1 dargestellten Differenzen für die Einzelfallbetrachtung beruhen vor allem auf den unterschiedlichen betrachteten Energieträgern (Steinkohle und Erdgas).

#### 4.1.4. Einführung eines neuen Strom-Referenzsystems bis zum Jahr 2030

Im Bericht „Stand der KWK“ wurde ein zweigleisiges Strom-Referenzsystem vorgeschlagen, um die Systemdienlichkeit der KWK-Erzeugung einzubeziehen. Der erzeugte KWK-Strom wird in diesem Bericht differenziert bewertet, je nachdem, ob er flexibel (und damit an den Strommarkt angepasst) oder unflexibel produziert wurde. In diesem Bericht wurden zur Einführung dieses Denkmodells für die Strom-Referenzsysteme pauschale Werte von 900 g CO<sub>2</sub>/kWh (flexible Erzeugung) bzw. 600 g CO<sub>2</sub>/kWh (unflexible Erzeugung) angesetzt. Außerdem wurde dort eigenerzeugter Strom mit unflexibler Erzeugung gleich gesetzt.

Um dieses Modell zu präzisieren, werden die Begriffe „flexibel“ und „unflexibel“ von nun an ersetzt durch „Strommarktorientierte Erzeugung“ und „Nicht strommarktorientierte Erzeugung“. Zusätzlich wird von nun an außerdem unterschieden in Anlagen im saisonalen und im nicht-saisonalen Betrieb, um den Gleichzeitigkeitsaspekt des Wärmebedarfs und der geringeren Erträge durch fluktuierende Energien über das Jahr zu berücksichtigen.

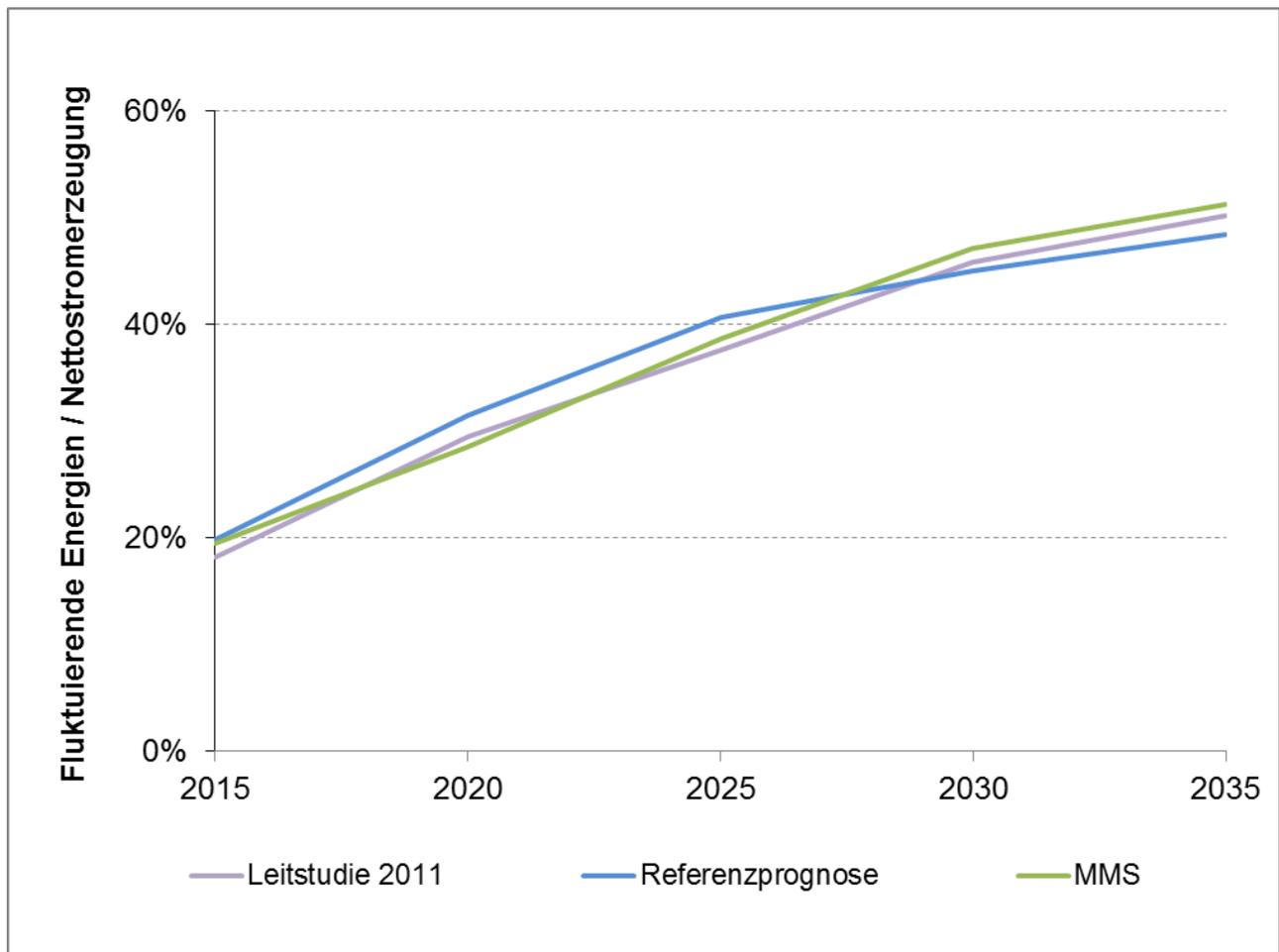
„Strommarktorientierte Erzeugung“ und „Nicht strommarktorientierte Erzeugung“

Während die strommarktorientierte Erzeugung mit dem Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes bewertet wird, erfährt die nicht-strommarktorientierte Erzeugung eine Reduktion des Verdrängungsmixes. Diese Reduktion wird quantifiziert durch einen Verdrängungsfaktor für fluktuierende Erneuerbare Energien (FEE). Dieser ist 0, wenn keine FEE verdrängt werden und 1, wenn ausschließlich FEE verdrängt werden. Für nicht-strommarktorientierte Stromerzeugung gilt somit:

$$\text{Referenzemissionen} = \text{Verdrängungsmix} * (1 - \text{FEE\_Verdrängungsfaktor})$$

Um diesen Faktor zu quantifizieren, werden die Stunden innerhalb eines zukünftigen Jahres identifiziert, in denen niedrige Residuallasten vorliegen, also Zeiten, in denen keine KWK- Stromerzeugung erfolgen sollte. Diese Zeiten sind stark abhängig von der Wahl des Szenarios: Entscheidend ist insbesondere der Anteil der fluktuierenden Energien an der Stromerzeugung aber auch die Gesamthöhe der Stromnachfrage, deren (ggf. angepasste) Lastkurve, die Verbindungen in ausländische Stromnetze und die erforderliche Menge an Systemdienstleistungen. Drei Szenarien sind dafür betrachtet worden. Die Anteile der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in diesen Szenarien sind in Abbildung 4-3 dargestellt.

Abbildung 4-3: Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien

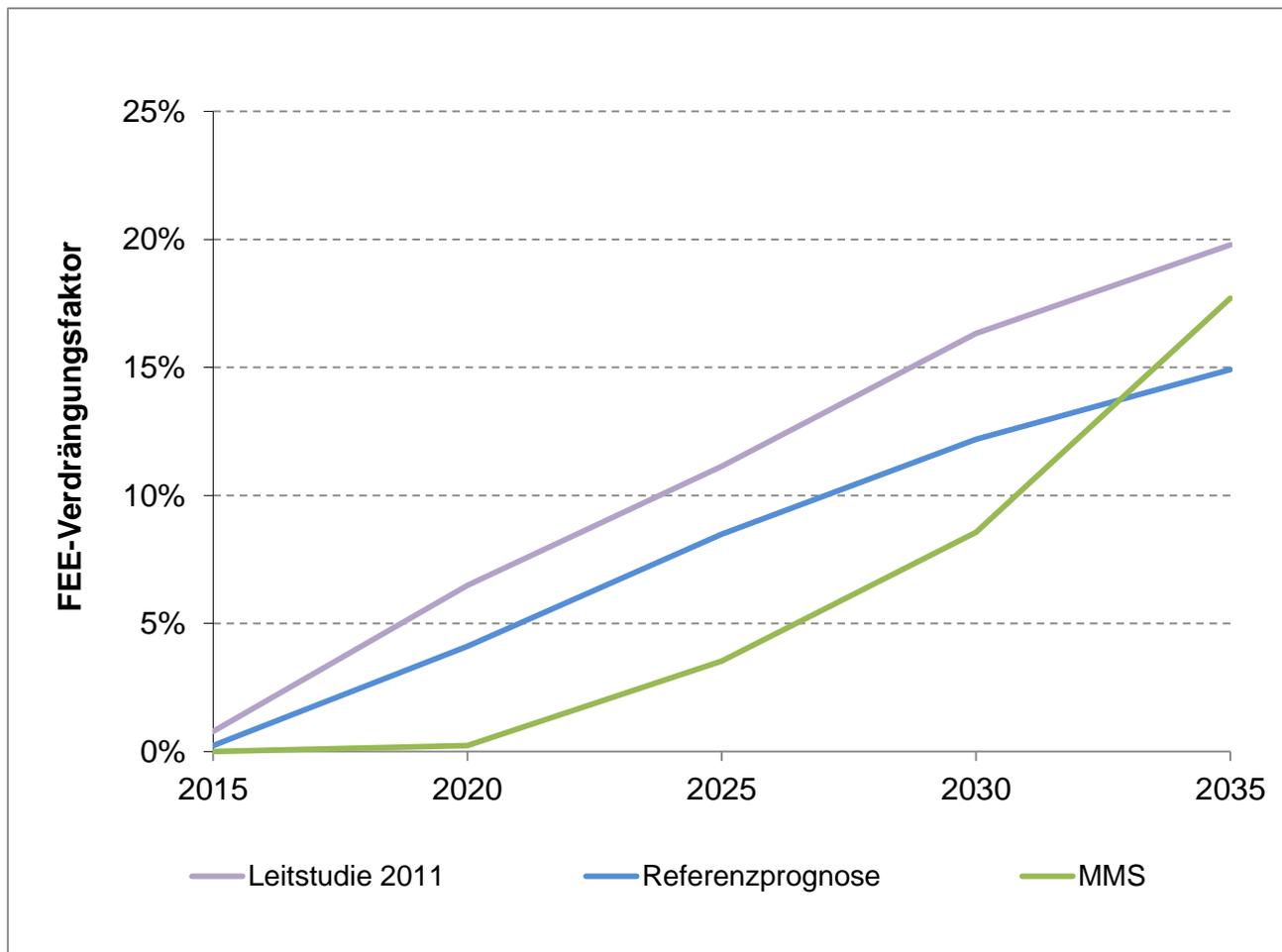


Quelle: BMU 2011, ewi et al. 2014, BMUB 2015, eigene Berechnungen

Die Szenarien in BMU 2011 (Leitstudie 2011) und in ewi et al. 2014 (Referenzprognose) stellen Zielszenarien zur Erreichung der Treibhausgasreduktion von 80 % bis 2050 dar. Die Anteile an FEE entsprechen denen des Mit-Maßnahmen-Szenarios aus BMUB 2015.

Die Anzahl der Stunden, in denen niedrige Residuallasten vorliegen, also FEE verdrängt werden können, unterscheiden sich dennoch deutlich voneinander. Die Stunden niedriger Residuallast pro Jahr als Prozentwerte ausgedrückt, sind in Abbildung 4-4 dargestellt.

Abbildung 4-4: Zeiten niedriger Residuallasten als FEE-Verdrängungsfaktor



Quelle: BMU 2011, ewi et al. 2014, BMUB 2015, eigene Berechnungen

In allen drei Szenarien wird von einer Erzeugungsleistung für Systemdienstleistungen<sup>2</sup> von derzeit 20 GW (Energynavics 2014) ausgegangen, die linear auf 10 GW bis 2030 reduziert wird. In ambitionierten Szenarien und insbesondere in einer längeren zeitlichen Betrachtung, sollte dieser Wert weiter herabgesetzt werden, auf z.B. 3 bis 5 GW im Jahr 2050.

Die Unterschiede in den Verläufen beruhen vor allem auf den unterschiedlichen Annahmen zur Nettostromerzeugung. Besonders in den Jahren 2020 bis 2030 wird im MMS ein deutlicher Stromexport angenommen, der die Zeiten niedriger Residuallasten senkt.

#### „Saisonal“ und „Nicht saisonaler Betrieb“

Zusätzlich wird die nicht-strommarktorientierte Stromerzeugung unterschieden in einen saisonalen Betrieb von KWK-Anlagen und einen nicht-saisonalen. Für letzteren gilt, dass die Anlagen zeitlich unabhängig über das Jahr verteilt betrieben werden und meist hohe Benutzungsstunden aufwei-

<sup>2</sup> Systemdienstleistungen umfassen die Bereitstellung rotierender Generatormasse zur Frequenzstabilisierung, das Vorhalten von Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung zum Ausgleich der Wirkleistungsbilanz, die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung sowie das Bereitstellen des Kurzschlussstroms, der im Fehlerfall den Netzschutz auslöst.

sen. Damit kann angenommen werden, dass sie etwa entsprechend dem in Abbildung 4-4 dargestellten Prozentsatz der Zeiten im Jahr in Stunden niedriger Residuallast betrieben werden. Für Anlagen im saisonalen Betrieb gilt jedoch, dass sie niedrigere Betriebsstunden aufweisen und verstärkt in Zeiten mit höherer Residuallast betrieben werden, also seltener in Zeiten mit niedriger Residuallast. Nach den Ergebnissen von Prognos AG (2015) beträgt der Unterschied durch diesen Gleichzeitigkeitsaspekt etwa 5%.

## 4.2. Wärme-Referenzsysteme

In Tabelle 4-2 sind verschiedene Wärme-Referenzsysteme vergleichend dargestellt. Im Allgemeinen beruhen die dargestellten Referenzsysteme auf der Betrachtung von durchschnittlichen Systemen, wobei jeweils zu beachten ist, welche Systemabgrenzung gewählt wurde (Haushalte, Mini-KWK-Investoren, Industrie). Während in älteren Studien nicht weiter differenziert wurde, wird in jüngeren Quellen zwischen dem Wärmebedarf in Haushalten und der Industrie unterschieden, da es sich um sehr unterschiedliche Anforderungsprofile handelt. Im Gegensatz zu den Strom-Referenzsystemen ist die Frage nach der Wärmeerzeugung, die anstelle der KWK-Anlage zu Einsatz kommt immer entweder in der Einzelbetrachtung durch ein bestimmtes System zu beantworten oder durch die Betrachtung der durchschnittlichen Wärmeerzeugung. Das verdrängte System, das durch den Betrieb der KWK nicht zum Einsatz kommt, ist identisch mit diesen beiden Betrachtungsfällen.

In Tabelle 4-2 sind deshalb auch für die Haushalte und GHD die durchschnittlichen Emissionsfaktoren der Wärmeerzeugung des Mit-Maßnahmen-Szenarios (BMUB 2015) aufgeführt, die sich aus den Annahmen zur Wärmeerzeugung ergeben.

**Tabelle 4-2: Wärme-Referenzsysteme im Vergleich**

	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen [g CO <sub>2</sub> /kWh]						System-Abgrenzung
	2005	2010-2013	2020	2030	2040	2050	
<b>Wärme-Referenzsysteme</b>							
BMWi 2015 Wärmegutschrift	224						Einzelbetrachtung
IGBCE 2015: Industrie: gasgefeuerter Dampfkessel mit Wirkungsgrad 90%	222						Einzelbetrachtung
Öko-Institut 2014: Stand der KWK GHD/HH	232						Durchschnitt
Industrie	254						Durchschnitt
Prognos 2014 + Prognos 2013: PHH/GHD	261		236	221	217	215	Durchschnitt
Industrie	275		270	263	258	253	Durchschnitt
BMWi 2014: EE-Verdrängungsmix	270						Durchschnitt
Öko-Institut 2013: Perspektiven der KWK	202						Einzelbetrachtung
Öko-Institut 2012b: KWK- Monitoring	295						Durchschnitt
Öko-Institut 2012a: NKI Evaluierung Mini-KWK-	209						Durchschnitt Mini- KWK-Investoren
Prognos + BEA 2011	290						Durchschnitt
<b>Durchschnittliche Emissionsfaktoren für die Wärmezeugung (ohne Fernwärme)</b>							
MMS (BMUB 2015)							
HH/GHD	221		197	174			Durchschnitt
Industrie	238		237	219			Durchschnitt

Quelle: BMWi 2014; Öko-Institut 2012a, 2012b, 2013, 2014a, 2014b; Prognos AG 2013, 2014; Prognos AG & BEA 2011, BMUB 2015, IG BCE 2015

Es zeigt sich, dass die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wärmezeugung im Bereich der Haushalte/GHD bereits für die derzeitige Situation deutlich unterschiedlich sind zwischen den Werten einerseits von Prognos AG 2014 sowie BMWi 2014 und BMUB 2015. Gestützt werden die niedrigen Werte durch die Analyse auf Basis der Anwendungsbilanz, wie in Öko-Institut 2014a (Stand der KWK) unabhängig von den Berechnungen des Szenarios im Projektionsbericht erfolgte.

Im Augenblick wird der Wärmebedarf von Haushalten etwa zur Hälfte von Erdgas (202 g CO<sub>2</sub> /kWh) und einem Viertel Heizöl (266 g CO<sub>2</sub> /kWh) dominiert, der Einsatz von Kohle mit sehr hohem Emissionsfaktor und Erneuerbaren Energien mit einem Emissionsfaktor von 0 heben sich emissionsseitig in etwa auf. Damit lässt sich ein durchschnittlicher Emissionsfaktor von 221 g CO<sub>2</sub>/kWh gut begründen, höhere Werte lassen die Frage aufkommen, ob es sich dabei um korrekte Referenzsysteme handelt: Möglicherweise wurden die Energieträger des Fernwärme-Einsatzes mit einbezogen, obwohl das Referenzsystem um diesen Punkt bereinigt werden müsste. Dieses ist der Fall, weil angenommen werden kann, dass die Fernwärme vor allem in KWK erfolgt, aber auch, weil die Fernwärme per KWKG-Definition nicht verdrängt werden darf. Ggf. sind auch Vorketten in die Betrachtung einbezogen worden oder der Stromverbrauch für elektrische Geräte der Haushalte wurde nicht herausgerechnet. Generell überschätzt ein Emissionsfaktor von 221 g CO<sub>2</sub>/kWh die Emissionsminderungen der KWK wahrscheinlich bereits leicht, da in verdichteten Räumen eher Erdgas verwendet wird, während Heizöl eher in Gebieten mit niedriger Bevölkerungsdichte eingesetzt wird. KWK-Anlagen werden jedoch insbesondere in verdichteten Räumen eingesetzt.

Auch die durchschnittlichen Emissionsfaktoren für den industriellen Bereich unterscheiden sich deutlich. Hier ist es jedoch entscheidend, ob für die Ermittlung der Emissionsfaktoren der verwendete Strom einbezogen wird, sowie die Frage, in welchem Sektor der Gichtgas-Einsatz verbucht wird. Der Einsatz von Strom zur Wärmeerzeugung in der Industrie wird in der Bilanz nicht direkt ausgewiesen: Ein erheblicher Teil des Gesamtstromverbrauchs dient Antrieben, Pumpen und zur Elektrolyse, ebenso können manche Prozesse, in denen Strom zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird (wie z.B. Lichtbögen), nicht über KWK mit Wärme versorgt werden.

Die durchschnittlichen Emissionsfaktoren der Wärmereferenzsysteme sinken durch die Einbeziehung der Erneuerbaren Energien in das Wärmesystem im MMS stärker als bei Prognos AG (2014).

Die Emissionsfaktoren für Einzelbetrachtungen beruhen auf gasbasierten Wärmeerzeugungssystemen. Diese sind derzeit im industriellen Bereich das realistischste Referenzsystem und sollten deshalb (analog IG BCE 2015) bis 2030 verwendet werden.

Für die langfristigen Emissionsfaktoren der Wärme-Referenzsysteme spielt auch die Begrenzung der nachhaltigen Biomassepotenziale eine Rolle: Biomasse wird in den Szenarien am Ökoinstitut (siehe Öko-Institut 2014b) nach 2030 nur in den Sektoren eingesetzt, in denen wenig klimaneutrale Alternativen zur Verfügung stehen. Dies ist in erster Linie der Verkehrssektor aber auch die Bereitstellung von Prozesswärme durch direkte Biomassefeuerungen in Wärmeerzeugern oder aber in Form von gekoppelter Strom- und Wärmebereitstellung in industriellen Heizkraftwerken. Dadurch ist ab 2030 auch im Industriebereich ein deutliches Absinken der Emissionsfaktoren im Lauf der Zeit zu beobachten.

### 4.3. Fazit zu Referenzsystemen bis 2030

Die mit diesen Referenzsystemen theoretisch zu ermittelnden CO<sub>2</sub>-Einsparungen ergeben sich aus den Emissionen der Referenzsysteme für den Strom- und Wärmebereich abzüglich der Emissionen der KWK-Erzeugung. Mit diesem Verfahren lässt sich die maximale Einsparung nur für den Fall ermitteln, dass die ungekoppelte Erzeugung vollständig ersetzt wird.

Dabei ist es wichtig, dass sich in der Wahl der Referenzsysteme die derzeitigen und absehbaren Gegebenheiten des Energiesystems widerspiegeln. Es ist darauf hinzuweisen, dass je höher die Emissionen der ungekoppelten Referenzsysteme sind, umso größere mögliche Einsparungen, durch die gekoppelte Erzeugung von Strom- und Wärme berechnet werden können. Die Einhaltung der gleichen Dimensionen (Systemabgrenzung, Betriebs- oder Auslegungspunkt, zeitlicher Horizont) bei der Durchführung des Vergleiches ist entscheidend, um sinnvolle und tragfähige Ergebnisse zu erlangen. Im Folgenden wird erst ein theoretisches Referenzsystem vorgestellt, das im zweiten Schritt durch die Verwendung des Mit-Maßnahmen-Szenarios des Projektionsberichtes 2015 mit Zahlen unterlegt wird.

#### 4.3.1. Das Basis-Referenzsystem

Mit Blick auf die vorab erfolgten Diskussionen ergibt sich das folgende, theoretische Referenzsystem:

**Tabelle 4-3: Verwendete Referenzsysteme für durchschnittliche Betrachtungen eines spezifisch gewählten Szenarios bis zum Jahr 2030**

	aktuell	2020	2030
<b>Emissionsfaktoren aus dem gewählten Szenario</b>	<b>Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen [g CO<sub>2</sub>/kWh]</b>		
Strom-Referenzsysteme			
Strommarktorientierte Erzeugung	EF Vmix		
Nicht strommarktorientierte Erzeugung	Saisonaler Betrieb	EF V-mix * (1-FEE_Verdrängungsfaktor saisonal)	
	Nicht-saisonaler Betrieb	EF V-mix * (1-FEE_Verdrängungsfaktor)	
Wärme-Referenzsysteme			
HH/GHD	EF-Wärme - Referenzsysteme HH/ GHD		
Industrie	EF-Wärme - Referenzsysteme Industrie		
<b>FEE-Verdrängungsfaktor im gewählten Szenario</b>	<b>Stunden pro Jahr mit niedriger Residuallast</b>		
Saisonaler Betrieb	x Stunden pro Jahr / 8760 + Gleichzeitigkeitzuschlag		
Nicht-saisonaler Betrieb	x Stunden pro Jahr / 8760		

Quelle: Eigene Darstellung

Für strommarktorientierte KWK-Stromerzeugung wird der Verdrängungsmix des jeweiligen Jahres angesetzt.

Eine Quantifizierung des Verdrängungsmixes ist jedoch aus den in Abschnitt 4.1.1 angestellten Betrachtungen nur überschlägig möglich. Davon ausgehend, dass strommarktorientierte KWK-Anlagen durch ihre gezielte Strom-Erzeugung nur fossile Stromerzeugung ersetzen, liegt der Emissionsfaktor des Strom-Referenzsystems zwischen 400 und 1100 g CO<sub>2</sub>/kWh, also zwischen den Emissionsfaktoren für die Stromproduktion aus Erdgas- oder Braunkohle.<sup>3</sup>

Die Systemdienlichkeit der KWK im Stromsektor wird berücksichtigt durch die Differenzierung der strommarktorientierten von der nicht-strommarktorientierten Erzeugung: Für Anlagen, die nicht strommarktorientiert betrieben werden, wird ein FEE-Verdrängungsfaktor angesetzt. Um Gleichzeitigkeitsaspekte einzubeziehen, wird für den FEE-Verdrängungsfaktor wiederum unterschieden in den saisonalen Betrieb von KWK-Anlagen und den nicht-saisonalen Betrieb.

Als Wärme-Referenzsystem für den Bereich Haushalte/GHD wird empfohlen, den durchschnittlichen Emissionsfaktor zu verwenden, wie er sich aus der jeweiligen Modellrechnung ergibt. Für den Bereich der Industrie hingegen sollte für die mittelfristige Betrachtung der Wert der Wärmegutschrift (Öko-Institut & Prognos AG 2015) verwendet werden, der etwa dem Emissionsfaktor eines gasgefeuerten Dampfkessels mit 90% Wirkungsgrad entspricht (IG BCE 2015).

Vor jeder Bewertung fossiler KWK-Erzeugung steht damit die Wahl eines Treibhausgas-Szenarios sowie der damit zusammenhängenden Emissionsfaktoren für den Verdrängungsmix und für den FEE-Verdrängungsfaktor. Im nächsten Abschnitt wird dafür das Mit-Maßnahmen-Szenario aus dem Projektionsbericht 2015 gewählt.

Für längerfristige Betrachtungen sind zusätzliche Überlegungen erforderlich, die in Abschnitt 6 erläutert werden.

<sup>3</sup> Nur wenn als Energieträger Gas z.B. aus Power-to-Gas-Rückverstromung als Brennstoff der Gaskraftwerke angenommen wird, kann der Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes noch entsprechend unter das Niveau von Erdgaskraftwerken fallen, wenn in dem synthetischen Gas kein fossiler Kohlenstoff enthalten ist.

### 4.3.2. Das MMS-Referenzsystem

Zur Ermittlung der einzusetzenden Faktoren ist es erforderlich, konsistente Szenarien als Grundlage des Bewertungsschemas zu verwenden, die sich auf Basis von integrierten Szenarien ermitteln lassen. Für das Mit-Maßnahmen-Szenario (BMUB 2015) ist ein solches konsistentes Bewertungsschema mit den Strom- und Wärme-Referenzsysteme in Tabelle 4-4 dargestellt. Es handelt sich dabei um ein Szenario, das den Emissionsverlauf auf Basis der bestehenden Politiken und Maßnahmen bis zum Jahr 2035 beschreibt, wobei zu beachten ist, dass die national gesetzten Klimaziele in diesem Szenario nicht erfüllt werden.

Die Emissionsfaktoren für den Verdrängungsmix sowie die Verdrängungsfaktoren für fluktuierende Erneuerbare Energien sind in Abschnitt 4.1.4 vorgestellt worden. Die Emissionsfaktoren für das Wärmereferenzsystem der Haushalte ergeben sich aus den spezifischen Emissionen der Wärmeerzeugung, ohne den Brennstoffeinsatz für die Fernwärme.

**Tabelle 4-4: Referenzsystem MMS**

MMS	aktuell	2020	2030								
<b>Emissionsfaktoren aus dem Szenario MMS</b>	<b>Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen [g CO<sub>2</sub>/kWh]</b>										
Strom-Referenzsysteme											
Strommarktorientierte Erzeugung	809	820	733								
Nicht strommarktorientierte Erzeugung	<table border="1"> <tr> <td>Saisonaler Betrieb</td> <td>809</td> <td>820</td> <td>706</td> </tr> <tr> <td>Nicht-saisonaler Betrieb</td> <td>809</td> <td>818</td> <td>670</td> </tr> </table>			Saisonaler Betrieb	809	820	706	Nicht-saisonaler Betrieb	809	818	670
Saisonaler Betrieb	809	820	706								
Nicht-saisonaler Betrieb	809	818	670								
Wärme-Referenzsysteme											
HH/GHD	221	197	174								
Industrie	224	224	224								
<b>FEE-Verdrängungsfaktor im Szenario MMS</b>	<b>Stunden pro Jahr mit niedriger Residuallast</b>										
Saisonaler Betrieb	0%	0%	4%								
Nicht-saisonaler Betrieb	0%	0%	9%								

Quelle: BMUB 2015; eigene Berechnungen

Der hier angestellte Blick bis 2030 ist angemessen für aktuelle Investitionsentscheidungen für Anlagen, deren Lebensdauer den betrachteten Zeitraum nicht deutlich überschreiten. Investitionsentscheidungen mit längerer Laufzeit sollten auf Basis von langfristigen Zielszenarien bewertet werden (s. Abschnitt 6).

## 5. Anlagenscharfe Berechnung der CO<sub>2</sub>- und Primärenergie-Einsparung bis 2030

Im Folgenden werden KWK-Anlagen im Auslegungsfall gegenüber den durchschnittlichen Referenzsystemen des MMS (s. Tabelle 4-4) betrachtet und anschließend gegenüber spezifischen Wärmesystemen, die als Alternativinvestition angesehen werden können. Dies geht von der Überlegung aus, dass bei der Investition in KWK-Anlagen ein zu deckender Wärmebedarf die Ausgangssituation darstellt, die möglichen Alternativinvestitionen sich also auf verschiedene Wärmeerzeugungsmöglichkeiten beziehen.

Die folgenden Betrachtungen erfolgen unter der Einschränkung, dass die in Abschnitt 4 definierte Bedingung der Berücksichtigung der gleichen Perspektive nicht eingehalten wird, da Anlagen im Auslegungsfall mit durchschnittlichen Werten verglichen werden. Es handelt sich deshalb bei diesen Ergebnissen um theoretische Untersuchungen, deren quantitative Ergebnisse nur untereinander vergleichbar sind, aber nicht aus dem Kontext genommen werden dürfen. Der Vergleich von Anlagen im Auslegungsfall mit durchschnittlichen Werten ist sowohl für die Diskussion der Sys-

temdienlichkeit als auch für die Bewertung der Eignung im gesamten Energiesystem von Interesse. Konsistentere Ergebnisse ergeben sich nur mit der Verwendung durchschnittlicher Werte für Anlagen im Betriebsfall bzw. mit der Betrachtung von Alternativanlagen.

## 5.1. Anlagen im Auslegungsfall ggü. durchschnittlichen Referenzsystemen

### 5.1.1. Aktuelle Situation

Für die typischen KWK-Anlagentypen nach Prognos (2014) wurden unter Ansatz der dort gegebenen technischen Eigenschaften jeweils die CO<sub>2</sub>-Einsparung mit den Referenzsystemen aus Tabelle 4-3 berechnet. Es handelt sich dabei vor allem um mit Erdgas betriebene KWK-Anlagen (BHKW, Dampfturbinen (DT), Gasturbinen (GT) und GuD-Anlagen (Gas- und Dampfturbinen) unterschiedlicher Größenklassen, aber auch um zwei große Steinkohleanlagen (s. x-Achse in Abbildung 5-1). Die Angaben zu den Anlagen wurden dabei übernommen bzw. Werte innerhalb der gegebenen Bandbreiten angesetzt. Betrachtet wurde damit der Betrieb im Auslegungsfall für das Jahr 2012. Für alle Anlagen ergeben sich CO<sub>2</sub>-Einsparungen in einer Bandbreite von 1% (für die alte Steinkohleanlage) bis 61 % (GuD 4). Die genannten prozentualen CO<sub>2</sub>-Einsparungen werden dabei berechnet aus der Differenz der CO<sub>2</sub>-Emissionen der ungekoppelten abzüglich der gekoppelten Erzeugung, geteilt durch die Emissionen der ungekoppelten Erzeugung.

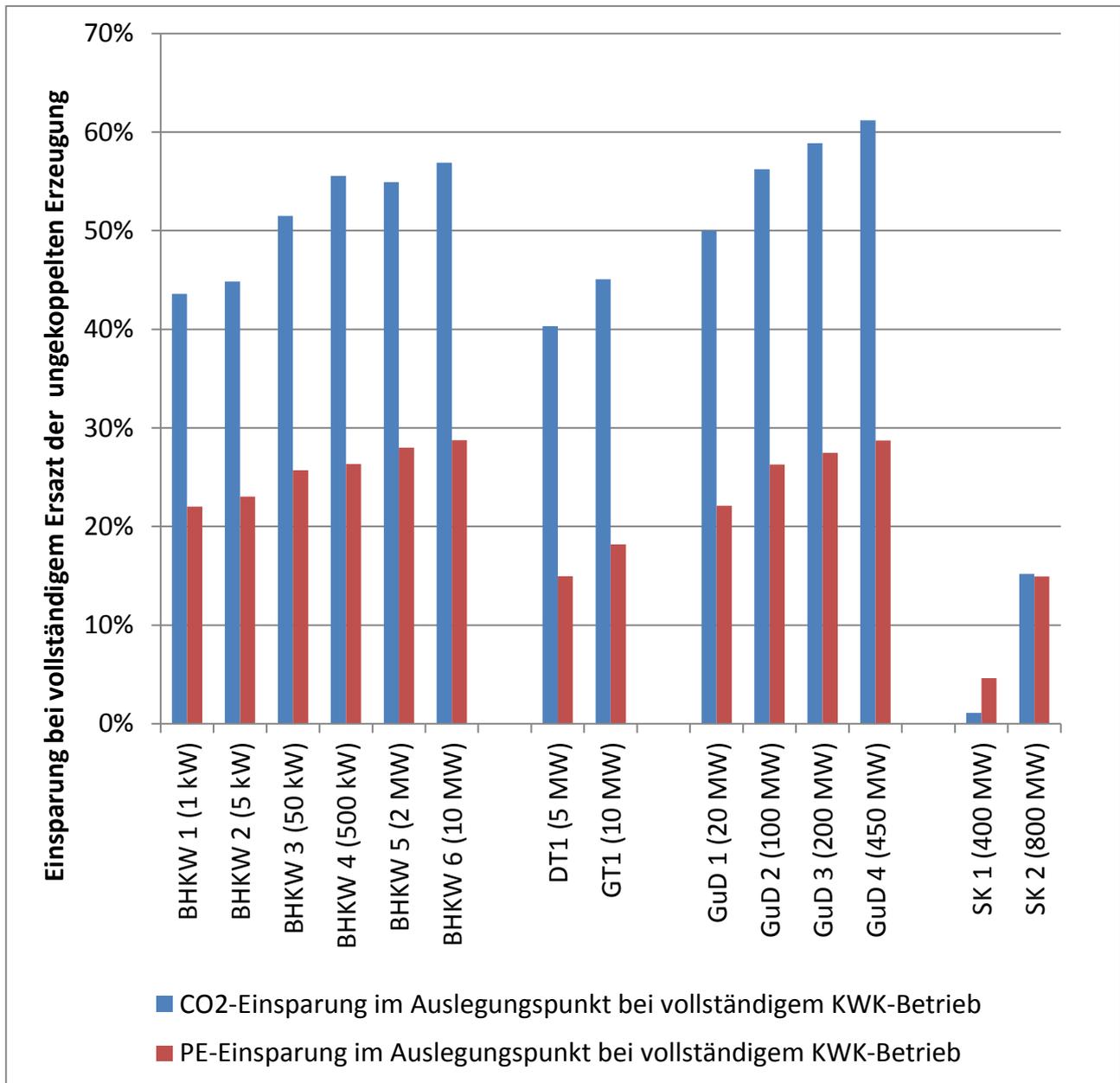
Parallel dazu wurden die Primärenergieeinsparungen (PEE) nach der Energieeffizienzrichtlinie ermittelt. Berücksichtigt wurden dabei die Korrekturfaktoren für das Klima sowie die Netzeinspeisung und den Eigenverbrauch. Danach ergeben sich für die Anlagen Primärenergieeinsparungen von 5 % (alte Steinkohleanlage, ohne Reduktion auf eine hypothetische KWK-Scheibe mit mindestens 80% KWK-Nutzungsgrad) bis 29 % (BHKW 6 und GuD 4).<sup>4</sup>

In Abbildung 5-1 sind diese prozentualen Einsparungen grafisch dargestellt. Sie basieren auf den Anlagenwerten im Auslegungsfall und im vollständigen KWK-Betrieb. Das bedeutet, dass sich die Einsparungen ausschließlich auf die KWK-Scheibe der Anlage beziehen, nicht auf den Kondensationsteil oder Kondensationsbetrieb.

---

<sup>4</sup> An Hand der niedrigen Gesamtnutzungsgrade lässt sich erkennen, dass die beiden Steinkohleanlagen auch einen nennenswerten Kondensationsstrom-Anteil haben (s. FW 308, Anlage 2). Für die Berechnung der Primärenergieeinsparung wurden hier die genannten technischen Parameter verwendet unter der Annahme, dass sich diese alleine auf die KWK-Scheibe beziehen. Entsprechend der FW 308 müsste jedoch eine Anpassung des Gesamtnutzungsgrades auf 80% und eine Anhebung des thermischen Wirkungsgrades erfolgen, damit die KWK-Scheibe korrekt dargestellt wird, die Einsparungen würden sich damit leicht erhöhen.

**Abbildung 5-1: Aktuelle CO<sub>2</sub>- und Primärenergieeinsparung von KWK-Anlagen im Auslegungspunkt, bei vollständigem KWK-Betrieb und Ersatz ungekoppelter Erzeugung**



Quelle: Prognos AG 2014; eigene Berechnungen.

Eine Sensitivitätsbetrachtung über den elektrischen Wirkungsgrad zeigt, dass dieser einen entscheidenden Einfluss auf die CO<sub>2</sub>- und Primärenergie-Einsparung hat. Sinkende elektrische Wirkungsgrade führen zu geringeren Einsparungen, wobei erst bei ebenfalls niedrigen Gesamtwirkungsgraden ein zusätzlicher Primärenergieeinsatz zu verzeichnen ist.

Die Primärenergieeinsparung steigt mit zunehmendem Eigenverbrauch durch den Korrekturfaktor des Strom-Referenzsystems zum Eigenverbrauch leicht an.

### 5.1.2. Zukünftige Entwicklung

Während sich die vorher dargestellten Untersuchungen auf das heutige Referenzsystem bezogen, wurde anschließend die Auswirkung der zunehmenden Durchdringung des Strom- und Wärmereferenzsystems mit Erneuerbaren Energie betrachtet. Angewendet wurden dabei die in Tabelle 4-4 dargestellten Referenzwerte über die Zeit. Für die Betrachtung der Primärenergieeinsparung wird der Strom-Referenzwert um einen Prozentpunkt pro Dekade angehoben (unter der Annahme, dass mit der Zeit auch die Wirkungsgrade des restlichen Kraftwerksparks steigen), der Wärmereferenzwert bleibt gleich.

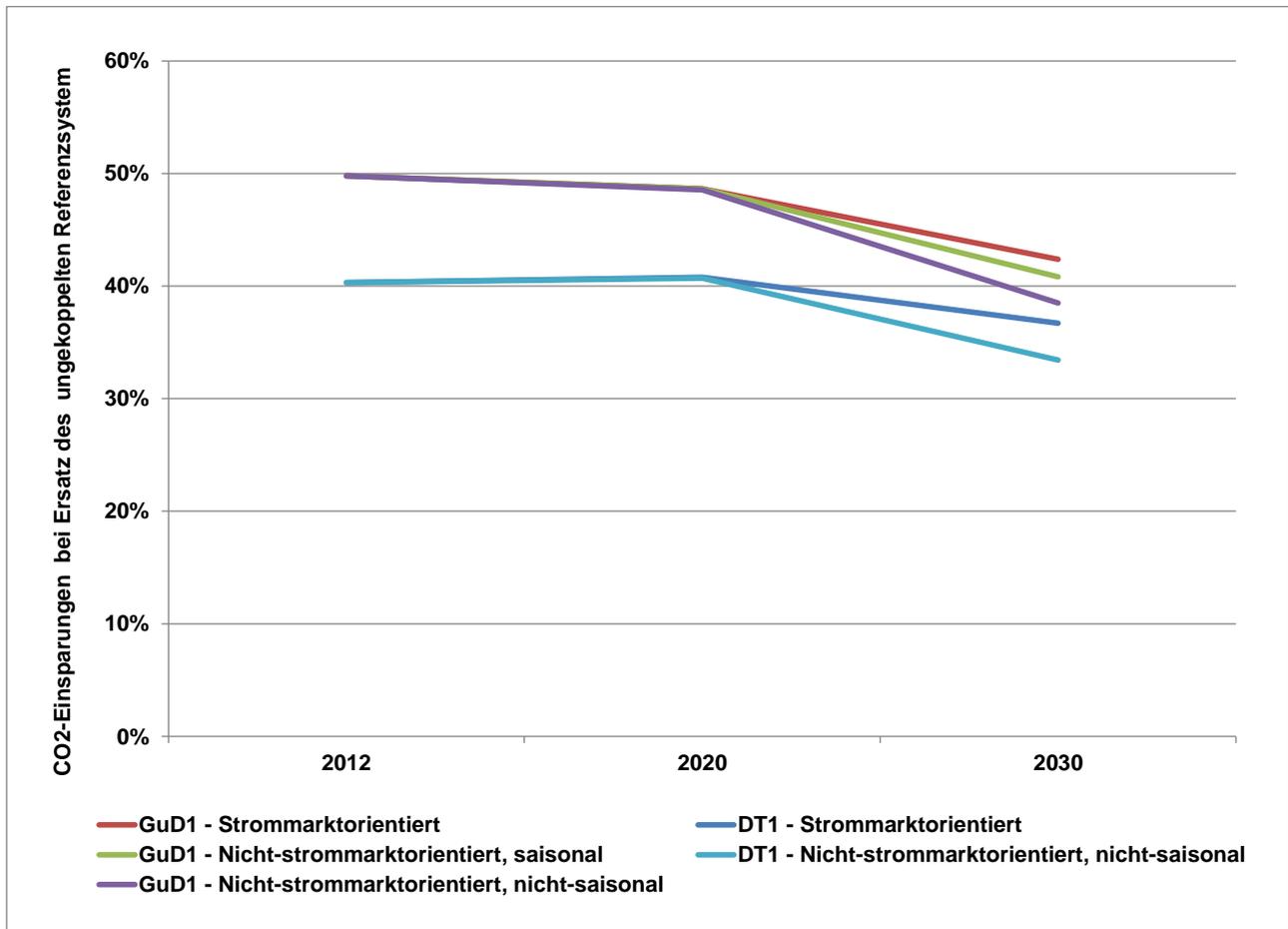
Wie zu erwarten sinken die CO<sub>2</sub>- und PE-Einsparungen mit der Zeit durch die abnehmenden durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren bzw. die steigenden Effizienzen der Referenzsysteme. Die geringe zeitliche Veränderung der Effizienz des Referenzsystems bewirkt jedoch nur eine geringe Reduktion der PE-Einsparung. Sie beträgt im Prinzip etwa 3 Prozentpunkte, etwas weniger als die Effizienzsteigerung des Referenzsystems.

In Abbildung 5-2 sind die CO<sub>2</sub>-Einsparungen für eine GuD-Anlage mit 20 MW im HH/GHD-Bereich sowie eine Dampfturbine mit 5 MW für den industriellen Bereich über den Zeitverlauf dargestellt.

Da die Emissionsfaktoren des Strom-Verdrängungsmixes nach 2012 erst einmal ansteigen und erst im Jahr 2030 etwa wieder auf dem Niveau von 2012 ankommen, ergeben sich sinkende Einsparungen für strommarktorientierte KWK-Anlagen im HH/GHD-Bereich bis 2020 ausschließlich durch die sinkenden Emissionsfaktoren des Wärmereferenzsystems. Für die industriell eingesetzte Dampfturbine ergeben sich sogar leicht steigende Einsparungen, da bei diesen das Wärmereferenzsystem konstant bleibt. Da bis zum Jahr 2020 der FEE-Verdrängungsfaktor noch nicht ins Gewicht fällt, sind die Unterschiede zwischen den strommarktorientierten und den nicht-strommarktorientierten für beide Anlagentypen nur minimal.

Ab 2020 jedoch werden die Unterschiede in der CO<sub>2</sub>-Einsparung deutlich, denn einerseits sinkt nun der Emissionsfaktor des Verdrängungsmixes merklich und stärker als der Emissionsfaktor des Wärmereferenzsystems im HH/GHD-Bereich. Zudem wächst die Möglichkeit der Verdrängung fluktuierender Energien, wodurch der FEE-Verdrängungsfaktor ansteigt und damit der Unterschied zwischen der strommarktorientierten und der nicht-strommarktorientierten Erzeugung. Besonders stark ist das Sinken der CO<sub>2</sub>-Einsparung für nicht-saisonal betriebene Anlagen (industrielle Anlagen sind in dieser Betrachtung ausschließlich nicht-saisonal).

**Abbildung 5-2: CO<sub>2</sub>-Einsparungen der GuD 1 und DT1 im Zeitverlauf (im Auslegungsfall, bei vollständigem KWK-Betrieb)**



Quelle: Eigene Berechnungen.

Überschreitet die Laufzeit der Anlagen den hier betrachteten Zeitraum, ist die Berücksichtigung des Emissionsbudgets der Energiewirtschaft erforderlich, siehe dazu Abschnitt 6.2.

Es kann festgehalten werden:

- ⇒ Bis 2030 weisen alle betrachteten Anlagentypen – im KWK-Auslegungsfall – geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen auf als das ungekoppelte Erzeugungssystem.
- ⇒ Bis 2020 ist der Unterschied zwischen strommarkt-orientierten und nicht-strommarkt-orientierten Anlagen vernachlässigbar.
- ⇒ Ab 2020 ist die Emissionseinsparung deutlich höher bei strommarktorientierten Anlagen.
- ⇒ Die Einspar-Ergebnisse gelten für KWK-Betrieb im Auslegungsfall bei vollständigem Ersatz der ungekoppelten Erzeugung und unter Annahme des MMS-Szenarios aus dem Projektionsbericht (BMUB 2015).

Für spezifische Situationen, in denen für das Wärme-Referenzsystem niedrigere Emissionsfaktoren anzusetzen sind, können jedoch schon innerhalb des betrachteten Zeitraumes Mehremissionen verzeichnet werden (s. Abschnitt 5.2).

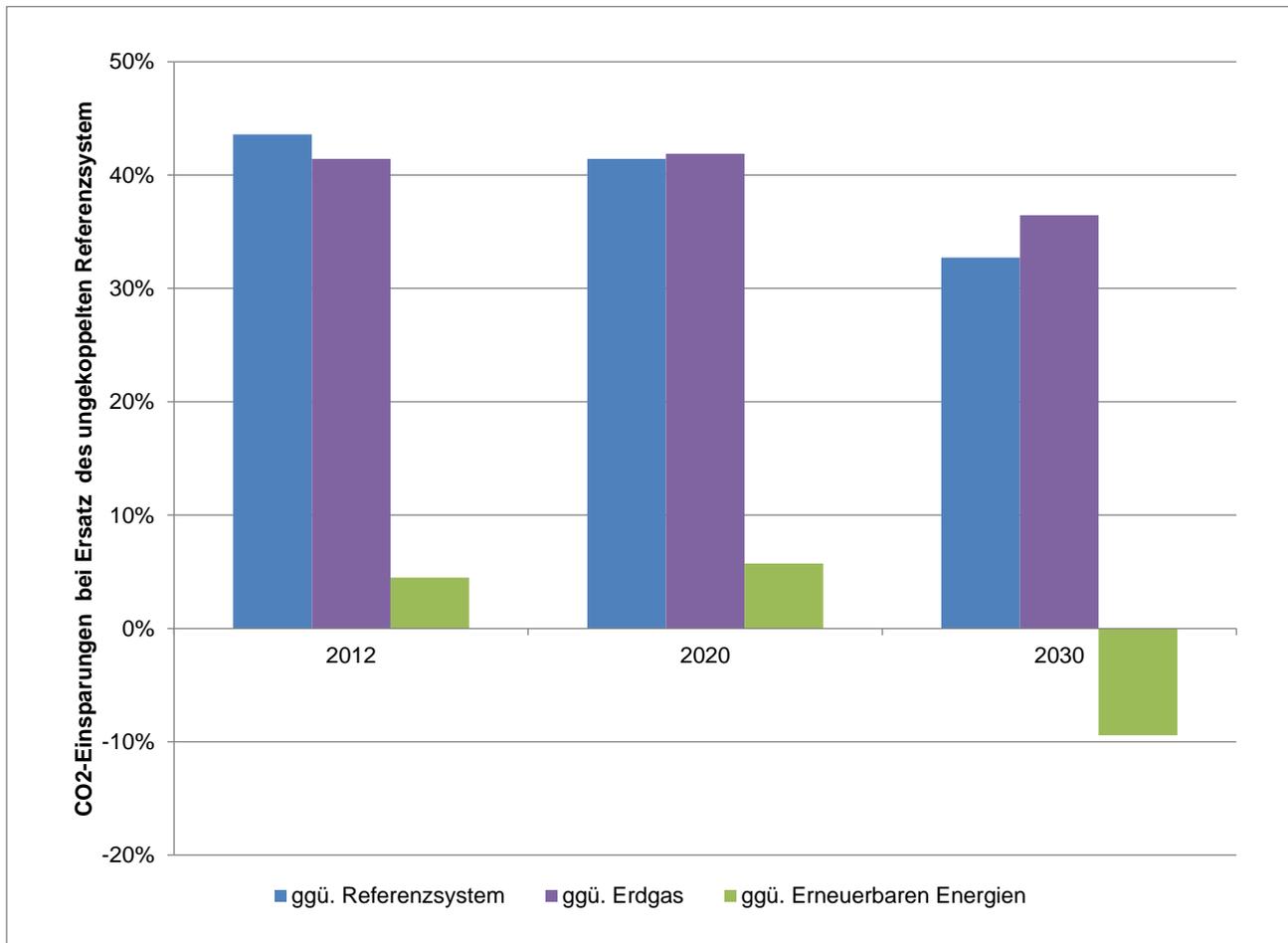
## 5.2. Anlagen im Auslegungsfall ggü. spezifischen Wärme-Referenzsystemen

Zur Diskussion von bestimmten Anlagensituationen ist die Betrachtung von spezifischen Wärme-Referenzsystemen anstelle der im vorherigen Abschnitt verwendeten durchschnittlichen Referenzsysteme angezeigt. Nur in den einzelnen Bedarfssituationen kann entschieden werden, welches das tatsächliche, reale Referenzsystem darstellt: Ob z.B. der Einsatz von Solarthermie möglich ist oder ob die ungekoppelte Erzeugung mit einem bestimmten Energieträger oder gar ein System aus beiden die Alternative wäre. Im Folgenden werden spezifische Referenzsysteme betrachtet, um die resultierende Bewertung der KWK-Anlagen zu veranschaulichen.

Hier wird vergleichend zum Wärmereferenzsystem angenommen, dass der Wärmebedarf durch Erneuerbare Energien gedeckt werden könnte, die CO<sub>2</sub>-neutral in die Vergleichsrechnung eingehen. Außerdem ist die derzeit üblichste Alternativinvestition mit der Deckung des Wärmebedarfs durch Erdgas betrachtet worden. Dazu wird hier mit einem durchschnittlichen Emissionsfaktor von 201 g CO<sub>2</sub> /kWh gerechnet. Beide Alternativen führen zu Emissionsfaktoren, die unter denen des aktuellen durchschnittlichen Referenzsystems liegen, wobei zu beachten ist, dass schon ab dem Jahr 2020 die Emissionsfaktoren des Wärmereferenzsystems niedriger sind als die des Erdgas-Einsatzes. Die beiden spezifischen Referenzsysteme erweitern damit die Spanne an möglichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch eine KWK-Anlage, und spiegeln aktuelle spezifische Entscheidungsfälle wieder.

Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 5-3 für das BHKW 1 (1 kW<sub>el</sub>) im Zeitverlauf dargestellt (nicht-strommarkt-orientiert, saisonal betrieben). Bis zum Jahr 2020 ergeben sich durch die hohen Emissionsfaktoren des Strom-Referenzsystems in beiden Alternativfällen Emissionseinsparungen. Gegenüber der Alternative der Wärmeerzeugung durch Erneuerbare Energien ergeben sich nach dem Jahr 2020 Mehremissionen.

**Abbildung 5-3: CO<sub>2</sub>-Einsparungen von BHKW 1 ggü. ungekoppelter Wärmeerzeugung mit Erdgas und CO<sub>2</sub>-neutraler Wärmeerzeugung**



Quelle: Eigene Berechnungen

Die Mehremissionen im Jahr 2030 würden in diesem Beispiel um die Hälfte reduziert bei einem strommarktorientierten Betrieb. Für die anderen KWK-Anlagen ergeben sich ähnliche Bilder, wobei die Emissionseinsparungen höher liegen, die Mehremissionen geringer ausfallen.

Damit kann festgehalten werden:

- ⇒ Durch die Verdrängung emissionsintensiver Stromerzeugung tragen in der aktuellen Situation alle betrachteten KWK-Anlagen (bei Betrieb im Auslegungspunkt) zu einer Emissionseinsparung gegenüber dem Fall bei, dass die spezifischen Wärme-Referenzsysteme als Alternative zur Verfügung stehen.
- ⇒ Mit abnehmendem Emissionsfaktor der verdrängten Stromerzeugung sinken die Einsparungen und können 2030 im Vergleich zur ungekoppelten Wärmeerzeugung durch Erneuerbare Energien bereits negativ sein.
- ⇒ Die Einspar-Ergebnisse gelten für KWK-Betrieb im Auslegungsfall bei vollständigem Ersatz der ungekoppelten Erzeugung und unter Annahme des MMS-Szenarios aus dem Projektionsbericht (BMUB 2015).

Die in diesem und dem vorigen Abschnitt ermittelten Emissionseinsparungen sind höher als die, die im realen Betrieb von KWK-Anlagen erzielt werden können. Zur Berechnung der realen Emissionseinsparung sind die tatsächlichen durchschnittlichen Wirkungsgrade anzusetzen, die sich im Laufe eines Jahres ergeben und immer niedriger als im Auslegungspunkt liegen. Erst mit den realen, durchschnittlichen Wirkungsgraden der KWK-Anlage ist die gleiche Bewertungs-Perspektive (s. Einleitung in Abschnitt 4) berücksichtigt.

### 5.3. Anlagen im Betriebsfall

Während sich die vorstehenden Betrachtungen auf Anlagen im Auslegungsfall bezogen, wird hier ein erster Schritt zur Berücksichtigung des realen Anlagenbetriebs unternommen. Der Betrieb im Auslegungsfall stellt den effizientesten Einsatz der Energieträger dar, wohingegen der reale Betrieb immer mit Effizienzeinbußen verbunden ist, die anlagentypisch stark ausfallen. Zur Abschätzung der Differenz zwischen den elektrischen und gesamten Wirkungs- und Nutzungsgraden werden die Jahresmeldungen der nach dem KWKG geförderten Anlagen herangezogen. Die derzeit verfügbaren Ergebnisse lassen sich nur für die Untersuchung von Erdgas-Anlagen verwenden, da nur für diese eine ausreichende Anlagenzahl zur Ermittlung von durchschnittlichen Nutzungsgraden vorliegt.

Aus der Analyse der Jahresmeldungen der KWKG-geförderten KWK-Anlagen ergibt sich folgendes Bild zu den mittleren elektrischen KWK-Jahresnutzungsgraden von erdgasbefeuerten Gasturbinen, GuD-Anlagen und BHKW-Anlagen:

**Tabelle 5-1: Elektrischer KWK-Nutzungsgrad nach BAFA-Jahresmeldungen**

Anlagentyp	Größenklasse					gewichtetes Mittel über alle Größen- klassen
	> 2 bis 10 MWel	> 10 bis 20 MWel	> 20 bis 50 MWel	> 50 bis 100 MWel	> 100 MWel	
<b>Gasturbinenanlage mit AHK</b>	28%	29%	30%	31%		<b>29%</b>
<b>GuD-Anlage</b>	27%	27%	31%	36%	39%	<b>37%</b>
<b>BHKW-Anlage</b>	35%	38%	39%			<b>36%</b>

Quelle: BAFA-Jahresmeldungen 2002-2013, eigene Berechnungen

Für die Analyse wurde aus den gemeldeten Mengen an KWK-Nutzwärme und KWK-Nettostromproduktion nach den Rechenregeln des AGFW- Arbeitsblattes FW 308 „Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stromes“ der KWK-Brennstoffanteil des eingesetzten Erdgases ermittelt. Dabei wird berücksichtigt, dass das KWK-Jahresnutzungsgradpotenzial von definiert 80% mindestens erreicht werden muss. Die Meldungen zu Strom- und Wärmeproduktion von Anlagen mit Mischfeuerung wurden anteilig der Erdgasfeuerung zugeordnet. Im Rahmen von Plausibilitätsprüfungen (fehlende Teildatensätze, unplausibel hohe oder niedrige Nutzungsgrade) wurden ca. 10% der Datensätze von der weiteren Analyse ausgeschlossen. Die gezeigten Ergebnisse für die mittleren elektrischen Nutzungsgrade reagieren wenig sensibel auf eine Variation der Plausibilitätskriterien.

Während der elektrische Wirkungsgrad für die Gasturbine (10 MW) in Prognos AG 2014 mit 30 % nur leicht über den durchschnittlichen BAFA-Nutzungsgraden liegt, unterscheiden sich die Werte

für die GuD 1 (20 MW) mit 35%, GuD 2 -4 (100 bis 450 MW) mit 45 bis 55% Wirkungsgrad deutlich von den durchschnittlichen Nutzungsgraden nach den BAFA-Jahresmeldungen.

Diese niedrigeren Werte haben einen deutlichen Einfluss auf die Ergebnisse: Wird ein elektrischer Wirkungsgrad von 27 % statt 35 % angesetzt (bei gleichem Gesamtnutzungsgrad), reduziert sich die Emissionseinsparung etwa um ebendiese 8 Prozentpunkte.

Die Vergleichbarkeit für die BHKW-Zahlen ist auf dieser Ebene nicht gegeben, da bei den Jahresmeldungen Module zu Anlagen zusammengefasst werden und damit die Größenklassen nicht erkennbar bzw. vergleichbar sind.

Grundsätzlich muss bei der Berücksichtigung der Systemdienlichkeit, die den strommarktabhängigen, flexiblen Betrieb von KWK-Anlagen erfordert, eine gewisse Reduktion der durchschnittlichen Nutzungsgrade der Anlagen in Kauf genommen werden. Diese ist verbunden mit höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen, also geringeren Einspar-Ergebnissen.

Demand Side Management vor allem im industriellen Bereich wird dabei als wichtige Möglichkeit gesehen, die Systemdienlichkeit bei geringen Effizienzverlusten durch flexiblen Betrieb zu ermöglichen und damit den positiven Beitrag von KWK-Anlagen im zukünftigen Energiesystem zu sichern.

## 6. Berücksichtigung der längerfristigen Perspektive ab 2030

Die Bundesregierung hat ambitionierte langfristige Treibhausgasziele definiert: Bis zum Jahr 2050 sollen die Emissionen um 80 bis 95 % gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden. Zur Erreichung dieser Ziele ist eine erhebliche Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems erforderlich. Die Ermittlung von CO<sub>2</sub>-Einsparungen fossiler KWK-Anlagen muss die Dekarbonisierung des restlichen Erzeugungssystems berücksichtigen. Durch die Verwendung zeitlich abnehmender Emissionsfaktoren der ungekoppelten Erzeugung in den Referenzsystemen wird diese Entwicklung teilweise bereits in die Bewertung einbezogen. In der langfristigen Perspektive ist jedoch ein zusätzlicher Parameter in der Bewertung zu berücksichtigen, der die absoluten Emissionen des Kraftwerksparks darstellt, im Folgenden als „Emissionsbudget“ bezeichnet. In der langfristigen Sicht ist außerdem zusätzlich die konsistente Verteilung des Biomassepotenzials zu berücksichtigen, das einen entscheidenden Einfluss auf die Einschätzung der Vermeidungsoptionen in der Energiewirtschaft aber auch im Transportsektor sowie in der Industrie hat.

### 6.1. Langfristige Entwicklung der Emissionsfaktoren des Strom-Verdrängungsmix

Um einen Strom-Verdrängungsmix, wie er in Abschnitt 4.1.1 erläutert wurde, in langfristiger Perspektive darzustellen, sind zahlreiche Annahmen zu treffen. Diese beruhen auf Abschätzungen zur Laufzeit von Kraftwerken, zum Zubau von Leistungen nach verschiedenen Brennstoffen sowie zur Entwicklung der technischen Spezifikationen. All diese Annahmen wiederum sind abhängig von der Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, sowie der ggf. sich ändernden Einnahmequellen der Erzeuger und der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Mit Blick auf die Anforderungen einer weitgehenden Dekarbonisierung in der Energiewirtschaft in der längerfristigen Perspektive ab 2030 muss zunehmend von einem Kraftwerkssystem ausgegangen werden, das sich erheblich vom derzeitigen unterscheidet. Diese Änderung kann verschiedene Auswirkungen auf die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen der verdrängten Kraftwerke haben:

- Die absolute Menge der Leistung Erneuerbarer Energien ohne Grenzkosten sowie die Stromnachfrage bestimmt entscheidend über die Merit Order bzw. die verdrängten Kraft-

werke auf der rechten Seite der Abbildung 4-1. Bei sinkender Nachfrage und/oder steigendem Anteil der Leistung durch Erneuerbare Energien rückt das letzte eingesetzte Kraftwerk mit Grenzkosten über Null nach links in der Merit Order. Damit steigt in ambitionierten Szenarien mit jedem Jahr die Wahrscheinlichkeit, dass der Einsatz von rein wärmegeführt betriebenen, also nicht-strommarktorientiert betriebenen KWK-Anlagen den Einsatz von erneuerbaren Energien verdrängt.

- Durch geeignete Politiken und Maßnahmen kann sich die Merit Order der Stromerzeugung entsprechend der CO<sub>2</sub>-Emissionen umsortieren. Damit wird CO<sub>2</sub>-intensive Stromerzeugung teurer, wandert also nach rechts in der Einsatzreihenfolge oder entfällt sogar vollständig. Durch zusätzliche KWK-Stromerzeugung können weitere Anlagen aus der Merit Order verdrängt werden, wenn ungekoppelte Erzeugung ersetzt wird. Je nach Ambitionsniveau des Szenarios befinden sich dann am rechten Rand andere Kraftwerke, als in der derzeitigen Merit Order. Zum einen aufgrund der Änderung der Merit Order, zum anderen aber auch, weil ggf. besonders CO<sub>2</sub>-intensive Stromerzeugungstechniken grundsätzlich nicht mehr zum Einsatz kommen.
- Die Entwicklung des deutschen Stromnetzes aber auch der möglichen Strom-Exportkapazitäten entscheidet schließlich über die tatsächliche Abregelung von Erneuerbaren Energien. Ebenso entscheidend dafür ist der Einsatz von Power to Heat und Strom- und Wärmespeichern im zukünftigen Energiesystem sowie weiteren zukünftigen Technologieoptionen. Auch die zukünftige CO<sub>2</sub>-Intensivität in den Exportländern entscheidet schließlich über den tatsächlichen Verdrängungsmix des Stromexports.

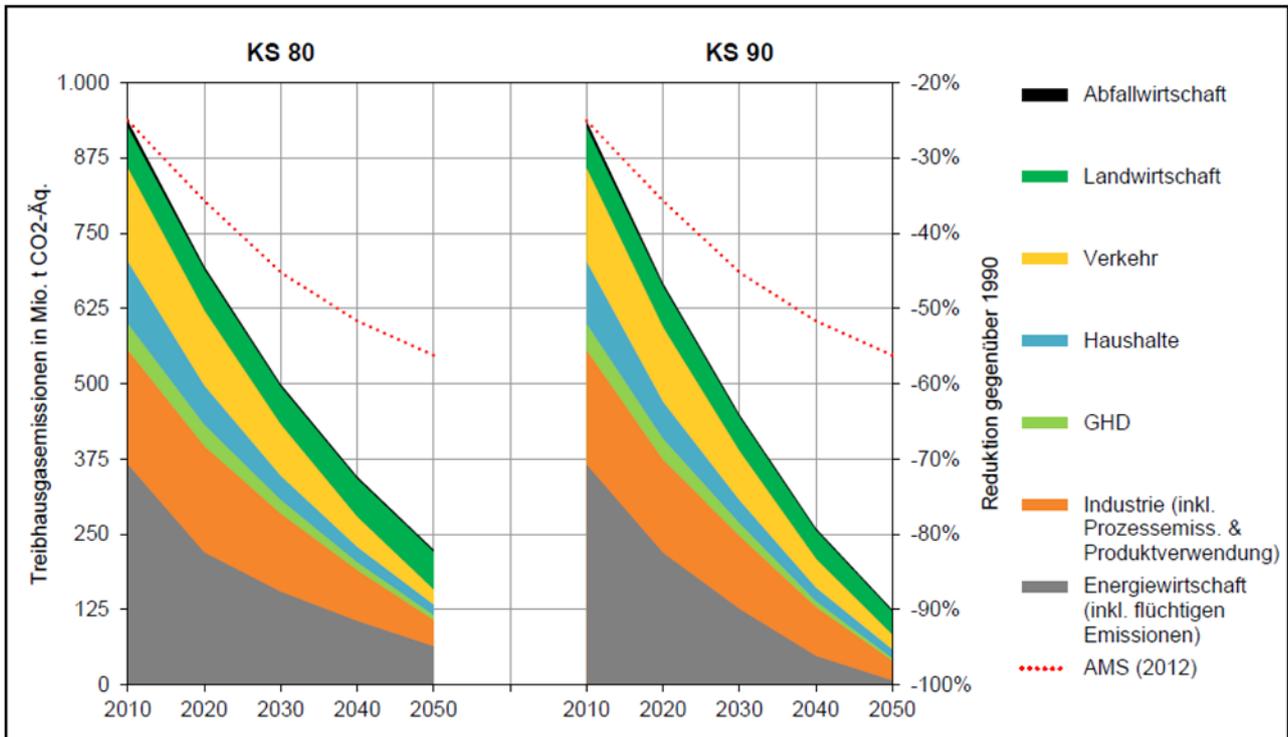
Es wird angenommen, dass sich besonders ab dem Jahr 2030 mit diesen Überlegungen die Kraftwerkswelten zwischen ambitionierteren Zielszenarien und einem Szenario, das die umgesetzten Politiken und Maßnahmen beschreibt, deutlich unterscheiden werden. Mit diesen verschiedenen Vorstellungen der zukünftigen Erzeugungswelten der Energiewirtschaft können sich auch die Emissionsfaktoren des Verdrängungsmix in langfristiger Perspektive erheblich zwischen einzelnen Szenarien unterscheiden.

## 6.2. Emissionsbudgets der Energiewirtschaft

Die Idee der Emissionsbudgets beruht auf einer szenario-orientierten Betrachtungsweise der nationalen Treibhausgasemissionen. In allen Szenarien, die mittel- und langfristige Verläufe der Treibhausgasemissionen beschreiben, sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen mehr oder weniger stark. Die Treibhausgasemissionen entstehen in verschiedenen Quellkategorien, die für die historischen Jahre alljährlich im Rahmen der nationalen Inventarberichte detailliert ermittelt werden.

Beispielhaft werden in Abbildung 6-1 die Emissionen dargestellt, wie sie im Bericht „Klimaschutzszenario 2050“ von Öko-Institut (2014b) berechnet worden sind.

**Abbildung 6-1: Entwicklung der gesamten Treibhausgasemissionen nach Quellbereichen (1990–2050, ohne LULUC und internationale Treibstoffbunkerungen)**



Quelle: Öko-Institut (2014b)

Bei den dargestellten KS 80 und 90 Szenarien handelt es sich um Zielszenarien, die von der Erreichung der gesetzten Treibhausgasziele ausgehen und in denen die erforderlichen Emissionsreduktionen auf die verschiedenen Sektoren aufgeteilt wurden, vor allem basierend auf Annahmen zu Reduktionsmöglichkeiten und -kosten. Den Zielszenarien gegenüber stehen Szenarien, die den Stand der Umsetzung von Politiken und Maßnahmen zu einem festgelegten Zeitpunkt beschreiben, Aktuelle-Maßnahmen-Szenarien (bzw. Mit-Maßnahmen-Szenarien), in Abbildung 6-1 als „AMS 2012“ dargestellt. Im Folgenden wird ausschließlich von integrierenden Szenarien ausgegangen, also solchen, die alle Emissionssektoren sowie deren Interaktionen bezüglich Angebot und Nachfrage berücksichtigen. Dieser Aspekt ist wichtig, um ein konsistentes Bewertungssystem zu erhalten. Mit sektoralen Emissionsbudgets werden die Emissionsmengen bezeichnet, die in einem Szenario einem bestimmten Sektor in einem Jahr aufgrund modelltechnischer Ergebnisse und zahlreichen Annahmen zugewiesen worden sind.

Wird nun ein Zubau von fossilen KWK-Anlagen diskutiert, sollten ihre Emissionen auch über deren gesamte Laufzeit „Platz“ im Emissionsbudget der Energiewirtschaft haben. Das absolute Niveau der fossilen KWK-Stromerzeugung ist damit in langfristiger Sicht also durch das Emissionsbudget begrenzt, das je nach Szenario unterschiedlich hoch sein kann. Dieses Emissionsbudget für die Energiewirtschaft gilt für gekoppelte und ungekoppelte Erzeugung gleichermaßen und enthält damit auch die Emissionen aus der Stromerzeugung von Sonderbrennstoffen (vor allem Müll und Gichtgas).

Derzeit emittieren die KWK-Anlagen bei etwa 77 TWh fossilem KWK-Strom gut 80 Mio. t CO<sub>2</sub>. Unter Betrachtung der sektoralen Darstellung in Abbildung 6-1 würde eine reine Fortführung der

Emissionen aus KWK-Anlagen damit in langfristiger Sicht zu einer Überschreitung des Emissionsbudgets für die Energiewirtschaft führen.

Aus diesem Grund muss spätestens in der Betrachtung der Emissionseinsparung ab dem Jahr 2030 das Emissionsbudget berücksichtigt werden: Wird es überschritten, müssen entweder die Emissionen in anderen Sektoren gesenkt oder die Gesamtemissionen des Szenarios angehoben werden. Sollen die Emissionsbudgets in den anderen Sektoren jedoch eingehalten werden, kann die Bewertung der fossilen KWK-Stromerzeugung nicht mehr über den Verdrängungsfaktor erfolgen. Die Emissionen des Strom-Referenzsystem müssen dann mit 0 g CO<sub>2</sub>/kWh angesetzt werden, da die KWK-Stromerzeugung ab diesem Zeitpunkt keine Emissionseinsparung erbringt. Im Gegenteil kommt es ab diesen Zeitpunkt zu stromseitigen Mehremissionen, auch wenn diese durch den Einsatz der KWK dann niedriger sind als bei ungekoppelter Erzeugung.

Wird also zusätzliche fossile KWK-Stromerzeugung geplant, muss bedacht werden, dass deren CO<sub>2</sub>-Emissionen auch im langfristigen Kontext noch innerhalb des Emissionsbudgets vertretbar sein müssen.

### 6.3. Biomassepotenzial

Eine in zahlreichen Sektoren mögliche Emissionsminderungsmaßnahme ist der Einsatz von Biomasse. Das Biomasse-Potenzial ist jedoch global und national begrenzt und konkurriert mit anderen Nutzungsformen wie z.B. Landwirtschaft oder Naturschutz.

In einer langfristigen Strategie ist die Nutzung von Biomasse für den Stromsektor häufig beschränkt, da andere Sektoren aufgrund mangelnder Alternativen prioritär auf diese zugreifen müssen (z.B. Verkehr). Im Mit-Maßnahmen-Szenario des Projektionsberichts (BMUB 2015) ergibt sich, dass die Stromerzeugung aus Biomasse (einschließlich biogenem Müll) von derzeit 41 TWh auf 24 TWh bis zum Jahr 2035 sinkt. Auf diese Weise wurde das novellierte EEG mit dem Zubaukorridor von 100 MW und der Vergütung nur in der Hälfte der Stunden berücksichtigt.

Die Berücksichtigung des Biomasse-Potenzials gilt für Biomasse-KWK-Anlagen in Bezug auf ihre Lebensdauer analog zum Emissionsbudget der fossilen KWK-Anlagen.

### 6.4. Fazit der langfristigen Perspektive

In einem langfristigen Zeithorizont ist der erforderlichen grundlegenden Dekarbonisierung des Energiesystems bei der Bewertung der KWK-Technologie in vielfältiger Hinsicht Rechnung zu tragen. Zum einen sinken die Emissionsfaktoren der Referenzsysteme je nach unterlegtem Szenario im Wärmebereich. Im Stromsektor sind erhebliche Umbrüche zu erwarten, die die Emissionsfaktoren der verdrängten Stromerzeugung stark beeinflussen und deren Abschätzung erschweren.

Vor allem aber müssen neben der Anforderung der Systemdienlichkeit und der Emissionseinsparung für die Bewertung des Zubaus fossiler und biogener KWK-Anlagen auch die sinkenden Emissionsbudgets für die Energiewirtschaft sowie das begrenzte Biomasse-Potenzial berücksichtigt werden. Entscheidend für diese beiden Aspekte ist dabei die Laufzeit der Anlagen, die darüber entscheidet, bis zu welchem zeitlichen Horizont ihr Beitrag im Energiesystem zu berücksichtigen ist.

Da die genaue Ausgestaltung des Energiesystems der Zukunft nicht eindeutig vorhersehbar ist, und dabei auch noch Aspekte wie Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit der Stromversorgung zu beachten sind, sollten dazu verschiedene Szenarien herangezogen werden, die die Spannen der möglichen Entwicklungen darstellen.

## Literaturverzeichnis

- Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Koch, M.; Ritter, D.; Harthan, R.; Tröster, E. & Langanke, S. (2014). Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (11), S. 52–55.
- BMU (2011). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Verfügbar unter [http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische\\_Papiere\\_anderer/12.03.29.BMU\\_Leitstudie2011/BMU\\_Leitstudie2011.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf), zuletzt abgerufen am 16.07.2015.
- BMUB (2015). Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU.
- BMWi (2014). Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013.
- Bundesumweltministerium (BMU), w. KWK-Ausbau: Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten.
- Energynautics (2014). Ermittlung des Bedarfs an konventionellen Must-Run-Kraftwerken.
- ewi; gws; Prognos AG (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Kurzfassung zum Endbericht. Verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-kurzfassung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen am 16.07.2015.
- IG Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) (2015). Energiewirtschaftliche Effekte eines höheren KWK-Ausbauziels.
- Öko-Institut (2012a). Evaluierung des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Anhang A-5 zum Endbericht, Berlin.
- Öko-Institut (2012b). Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich KWK. Berichtszeitraum 2010 (vierter und letzter Bericht).
- Öko-Institut (2013). Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen der Energiewende.
- Öko-Institut (2014a). Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (September 2014).
- Öko-Institut (2014b). Klimaschutzszenario 2050 - 1. Modellierungsrunde. Studie im Auftrag des BMUB.
- Öko-Institut; Prognos AG (2015). Das CO<sub>2</sub>-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen.
- Prognos AG (2013). Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem.
- Prognos AG (2014). Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014.
- Prognos AG (2015). Position der Mini-KWK im künftigen Strom- und Wärmemarkt, zuletzt abgerufen am 16.07.2015.
- Prognos AG; BEA (2011). Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung.