

## 7-03-17 Untersuchung zu Primärenergiefaktoren

### Endbericht

Leistung gemäß Rahmenvertrag zur Beratung der Abteilung II des BMWi

Heidelberg, Berlin, 23. April 2018

# Impressum

## **Autoren**

Dr. Martin Pehnt, Peter Mellwig, Sebastian Blömer, Hans Hertle, Michael Nast, Amany von Oehsen, Julia Lempik (ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Projektkoordination, Kapitel 1, 2, 3, 4.4, 5, 7)

Nora Langreder, Nils Thamling (Prognos AG; Kapitel 4, 7)

Dr. Andreas Hermelink, Markus Offermann (Ecofys; Kapitel 5.1, 5.2, 6, 7)

Peter Pannier, Michael Müller (dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH; Review)

## **Auftraggeber**

BMW, Abt. II, Ref. C2

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung der Empfehlungen .....</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Primärenergiefaktoren im Kontext der Energie- und Klimaschutzziele im Gebäudesektor .....</b>	<b>12</b>
2.1	Ziel des Gutachtens.....	13
2.2	Primärenergiefaktoren als Steuerungsgrößen des Wärmemarktes.....	14
2.3	Stand der Integration von PEF in das deutsche Energieeinsparrecht und bei der Gebäudebewertung .....	14
2.3.1	EnEV.....	14
2.3.2	KWK und Fernwärme: FW 309 Teil 1 und Teil 6 sowie Behandlung in den DIN-Normen.....	16
2.3.3	Ergänzende Auslegungen.....	16
2.3.4	Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes von 2017 .....	17
2.3.5	DIN EN 15316.....	17
2.3.6	Vorgaben der EPBD .....	18
<b>3</b>	<b>Bewertung des Energieaufwandes und der THG-Emissionen der einzelnen Energieträger bzw. Energieformen .....</b>	<b>19</b>
3.1	Überprüfung der Adäquatheit der PEF und Ableitung von PEF und THG-Emissionen .....	19
3.1.1	Vorgehensweise .....	19
3.1.2	Präzisierung der Größen „PEF“ und „THG“ .....	20
3.2	Untersuchte Energieträger und Datenquellen .....	21
3.2.1	Erdgas .....	21
3.2.2	Heizöl.....	21
3.2.3	Strom .....	21
3.2.4	Biogene Festbrennstoffe.....	22
3.2.5	Gasförmige Biomasse .....	23
3.2.6	Bioheizöl .....	23
3.2.7	Siedlungsabfall .....	24
3.2.8	Industrielle Abwärme .....	26
3.3	Gesamtergebnisse der Faktorenbestimmung.....	28

3.3.1	Fossile Brennstoffe .....	30
3.3.2	Strom .....	30
3.3.3	Biogene Festbrennstoffe.....	31
3.3.4	Gasförmige Biomasse .....	31
3.3.5	Bioheizöl .....	32
3.4	Verhältnis Primärenergie/THG.....	33
<b>4</b>	<b>Energetische Bewertung der KWK und Fernwärme .....</b>	<b>35</b>
4.1	Vergleich verschiedener Allokationsmethoden.....	35
4.2	Beispielnetze .....	41
4.3	Pauschalfaktoren .....	45
4.4	Ansätze zur Verankerung der Weiterentwicklung von Fernwärme (Erhöhung von EE-Wärme-Anteil, Flexibilität und Effizienz) im Ordnungsrecht.....	49
4.4.1	Statistische Aufteilung der Wärmeabnehmer im Netz nach Gebäudebestand und Neubau/Sanierungen .....	50
4.4.2	Öko-Wärme-Modell: Differenzierung auf Erzeugerseite durch „PEF-Zertifikate“/getrennte Bilanzkreise von Erzeugungsanlagen im Netz .....	52
4.4.3	Transformations-Modell: Zeitliche Änderung des PEF als Indikator für die Transformation der Wärmenetze .....	54
4.4.4	LowEx-Modell: Technische Differenzierung auf Abnehmer-Seite durch gesonderte Bilanzierung von Niedertemperatur-Abnehmern.....	54
4.4.5	Verbesserung von Fördermaßnahmen zur Transformation bestehender FW-Netze.....	55
4.5	Fazit .....	55
<b>5</b>	<b>Überprüfung einer Ergänzung der Primärenergiefaktoren um weitere Bewertungsgesichtspunkte und methodische Fragestellungen .....</b>	<b>57</b>
5.1	Saisonale und Anwendungs-Differenzierung des Stromfaktors .....	57
5.2	Überprüfung der Berücksichtigung der systemdienlichen Nutzung von EE-Strom in Wärmenetzen .....	60
5.3	Überprüfung einer Berücksichtigung der Systemdienlichkeit der Gebäude.....	62
5.3.1	Wie können Gebäude zu Systemdienlichkeit beitragen?.....	62
5.3.2	Technische Voraussetzungen für das Erbringen der Systemdienlichkeit.....	65
5.3.3	Anreizmechanismen für gebäudebezogene Systemdienlichkeit.....	67
5.3.4	Fazit .....	71

5.4	Überprüfung einer Anerkennung von Ökostrom .....	71
5.5	Überprüfung einer Berücksichtigung der Nachhaltigkeit der Biomasse- Versorgung .....	72
5.5.1	Biomasse-Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenzen.....	72
5.5.2	Behandlung von erneuerbaren Anteilen (Biobrennstoffe, PtG, PtL) in gasförmigen und flüssigen Energieträgern .....	76
5.5.3	Angepasste Biomethan-Faktoren bei KWK-Nutzung.....	76
5.6	Überprüfung der Berücksichtigung von Umweltwirkungen der Heizungsanlagen .....	78
5.7	Überprüfung des Einbezugs von „grauer Energie“/Herstellerenergie für das Gebäude .....	80
<b>6</b>	<b>Rückwirkung geänderter Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Faktoren .....</b>	<b>82</b>
6.1	Vorgehensweise .....	82
6.2	Ergebnisse Wohngebäude .....	84
6.2.1	Rückwirkung auf primärenergetische Ergebnisse zu EnEV Voruntersuchungen.....	84
6.2.2	Rückwirkung auf Kostenoptimalität.....	86
6.3	Ergebnisse Nichtwohngebäude .....	89
6.3.1	Rückwirkung auf primärenergetische Ergebnisse zu EnEV Voruntersuchungen.....	89
6.3.2	Rückwirkung auf Kostenoptimalität.....	90
6.4	Fazit.....	94
<b>7</b>	<b>Empfehlungen .....</b>	<b>96</b>
7.1	Umstellung auf THG .....	96
7.2	Empfehlungen für Primärenergiefaktoren und THG-Faktoren .....	98
7.3	Weitere Empfehlungen .....	103
<b>8</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>105</b>
<b>9</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>107</b>
9.1	Rückwirkung geänderter Faktoren auf Wohngebäude .....	107
9.2	Rückwirkung geänderter Faktoren auf Nichtwohngebäude .....	109

# 1 Zusammenfassung der Empfehlungen

Der Jahres-Primärenergiebedarf von Gebäuden wird bestimmt aus der Multiplikation der eingesetzten Endenergieträger mit energieträgerspezifischen Primärenergiefaktoren. Diese Primärenergiefaktoren bewerten den (nicht-erneuerbaren) Energieaufwand der Bereitstellung dieser Energieträger und verändern sich mit der Zeit.

Das Gutachten verfolgt das Ziel, aufbauend auf den derzeitigen unterschiedlichen Regelungen und Quellen die wissenschaftlichen Voraussetzungen zu schaffen, um Primärenergie- oder Treibhausgas (THG)-Faktoren für Energieträger im Rahmen des Gebäudeenergierechts abzuleiten und zu aktualisieren, diese auf verschiedene Wärmesysteme anzuwenden, die Konsequenzen für die Erreichbarkeit von Klimaschutz- und Energie-Einsparzielen zu eruieren und methodische Fragestellungen zu untersuchen, die sich bei einer zukünftigen Anwendung dieser Faktoren stellen.

Hierzu werden im ersten Schritt die aktuellen PEF und THG-Emissionen der fossilen Brennstoffe, Biomasse, Strom, Abfall, Abwärme und Wärmenetze berechnet sowie methodische Besonderheiten, beispielsweise Allokationsverfahren, Pauschalfaktoren, Nachhaltigkeits- und Szenarioaspekte betrachtet. Basierend auf dieser Berechnung erfolgt eine Überprüfung der Konsequenzen einer Umstellung von Primärenergie auf THG und durch Anwendung auf die Modellrechnungen von Gebäuden.

Dabei wird auch berücksichtigt, dass das Ziel eine robuste, transparente und verständliche Matrix der Gebäudebewertung sein sollte. Im Einzelfall gilt es, Steuerungswirkung, Verständlichkeit und Komplexität abzuwägen. Bei der Ableitung der Faktoren wird ein Blick in die Zukunft berücksichtigt, damit nicht kurzfristig absehbare Entwicklungen bei der Wahl der Energieträger zu Fehlentscheidungen und Lock-in-Effekten führen. Auf der anderen Seite sollte eine solche Betrachtung auch nicht „zu weit in die Zukunft“ schauen, da sich Rahmenbedingungen schnell ändern können. Bei der Definition der Faktoren wird eine Vorwärtsschau von max. ca. fünf Jahren als angemessen erachtet, auch vor dem Hintergrund der Betriebsdauer von Heizungssystemen, aber auch der gegenwärtigen Unsicherheit bzgl. der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (insb. Kohleausstieg).

Insgesamt kommt das Gutachten zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Die Neuberechnungen führen zu Anpassungen bei den PEF und erlauben eine Ableitung von THG-Faktoren. Allerdings ergeben sich im Vergleich zu früheren Studien **keine eklatanten Neubewertungen** der PEF von einzelnen Energieträgern.
- In der zukünftigen Gebäudebewertung sollte **eine Berücksichtigung der Klimawirksamkeit erfolgen. Dabei empfehlen wir, die Umstellung von PEF auf THG-Emissionen in zwei Schritten durchzuführen.** Eine Orientierung auf Treibhausgase (und nicht nur auf CO<sub>2</sub>-Emissionen) trägt umfassend der Klimawirksamkeit der Energieträger Rechnung, die heute nur unzureichend erfasst wird, bemisst den Fortschritt der Dekarbonisierung der Wärmewende, berücksichtigt auch Umweltwirkungen wie Methanleckagen, Grubengas, Lachgas-Emissionen der Landwirtschaft usw. und ist somit der geeignete Ansatzpunkt. Mit Hilfe der vorliegenden Ökobilanzen können Treibhausgase hinreichend robust erfasst werden. Allerdings sind wir sowohl in der Analyse der einzelnen Energieträger wie auch bei der Analyse der Auswirkungen auf Gebäude und Wärmeinfrastrukturen zu der Einschätzung gelangt, dass ei-

ne sofortige Umstellung auf THG zu Verwerfungen führen würde. Dies betrifft zum einen die Wärmenetze, in denen Anpassungsprozesse nur langfristig erfolgen können, aber auch den Stromfaktor, der kurzfristig stark ansteigen, dann aber sehr schnell wieder absinken würde. Wenn man in zwei Schritten umstellt, kann man im zweiten Schritt auch den Umfang des dann initiierten Kohlerückgangs deutlich genauer und mit größerer Robustheit quantifizieren. Die Unsicherheit hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs der THG-Emissionen des Stroms ist derzeit noch sehr hoch, da stark von politischen Entscheidungen abhängig.

- Daher wird für die Novelle des Energieeinsparrechts (Gebäudeenergiegesetz) eine Orientierung der PEF anhand der **THG-korrigierten PEF** beispielsweise mit einer **50:50-Gewichtung** und eine angekündigte, **komplette Umstellung auf THG beispielsweise in drei bis vier Jahren** vorgeschlagen.
- Die Umstellung muss simultan mit **flankierenden Maßnahmen für die Fernwärme** einhergehen, nämlich mit einer Umstellung von der Stromgutschrift- auf die Carnot-Methode und eines Ökowärme-, Lowex- oder Transformationsbonus für die Bestandsnetze.
- Insgesamt sollte eine **Revisionsklausel** vorgesehen werden, die Zeitpunkte der Neubewertung definiert. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich der bundesweite Erzeugungsmix von Strom ändern wird, und zusätzlich eine Offenheit für die Veränderung der Zusammensetzung von gasförmigen und flüssigen Brennstoffen im Mix (fossil + PtG/PtL) hergestellt.
- Für **Gas und Heizöl** sollte in Analogie zum Strom eine **Mixberechnung** verwendet werden, die den Anteil biogener bzw. PtG/PtL-Brennstoffe aus erneuerbaren Energien berücksichtigt – es bleibt für Erdgas und Heizöl (Mix-D) aber bei je einem Faktor für Deutschland (keine individuellen Faktoren). Angerechnet werden sollten die Mengen, die gemäß Massenbilanz nicht in KWK-Mengen eingesetzt werden, da diese bereits vorteilhaft in den PEF angerechnet werden.
- Der **Stromfaktor** von 1,8 ist für den Jahreszeitpunkt 2016 zu optimistisch. Allerdings ist zu erwarten, dass der PEF in den kommenden Jahren dynamisch absinken wird. Der sich ergebende Wert ist daher in einem Spannungsfeld verschiedener energiepolitischer Vorgaben zu sehen. Die Ausbauziele 40-45 % EE-Stromanteil sind vor dem Hintergrund eines weiterhin dynamischen EE-Ausbaus nicht unrealistisch; für 2030 wird ein Anteil von 65 % angestrebt. Für 2020 ergeben sich in den 80 %-Klimaschutzszenarien PEFs von 1,5 und THG-Faktoren von rd. 440 g/kWh. Allerdings setzen diese Werte auch voraus, dass tatsächlich ein signifikanter Kohleausstieg stattfindet, dessen Zeitachse derzeit noch nicht absehbar ist. Empirisch ist der Stromfaktor in den letzten Jahren konstant geblieben.  
Bei einer Umstellung auf THG-Emissionen sollte zudem berücksichtigt werden, dass diese Umstellung nicht zu einer disruptiven Bewertung einzelner Endenergieträger und darauf basierender Umwandlungstechnologien führen sollte. Wenn man beispielsweise den jetzigen THG-Faktor für Strom von rd. 570 g/kWh ansetzen würde, wäre dies ein 2,4faches der Gas-Faktoren. Damit würde sich die Bewertung äußerst stark zu Ungunsten von elektrischen Heizungssystemen verschieben.  
Außerdem sind bei einer Festlegung des PEF/THG-Faktors die Wechselwirkungen mit den anderen politischen Instrumenten zu berücksichtigen: Der zusätzliche Strombedarf von

elektrischen Heizungen muss gemäß den EEG-Ausbauzielen zu einem erheblichen Anteil (2025: 40-45 %) aus neuen erneuerbaren Energieanlagen gedeckt werden. Sollte es also zu einem Anstieg des Stromverbrauchs durch Wärmeanwendungen kommen, muss diesem auch eine den Zielsetzungen entsprechende erneuerbare Stromerzeugung gegenüber stehen. Wenn zudem fossile Heizungen, die bislang nicht dem Emissionshandel unterlagen, durch Elektrifizierung in den Bereich des ETS überführt werden, so verknappen sich dadurch auch die entsprechenden zur Verfügung stehenden Zertifikate. Dies geschieht allerdings nur in dem Maß, in dem die Elektrifizierung nicht in der CO<sub>2</sub>-CAP-Setzung am Anfang der nächsten Handelsperiode berücksichtigt wird. Auf der anderen Seite zeigen unsere Analysen, dass gerade Heizvorgänge zukünftig tendenziell mit Zeiten höherer PEF und THG-Intensitäten übereinstimmen („Winterflaute“). Eingedenk dieser verschiedenen, gegenläufigen Trends gilt es, eine angemessene, zukunftsrobuste Festlegung zu treffen. Die Gutachter schlagen vor, den **PEF von Strom vor diesem Hintergrund auf absehbare Zeit (bis zur nächsten Revision) konstant zu halten** und den **THG-Faktor auf ca. 450 g/kWh** festzulegen.

- Es wird vorgeschlagen, derzeit noch **einen Faktor für alle Stromanwendungen** (Heizen, Kühlen, Beleuchten, Kraft) beizubehalten. Zwar weisen unterschiedliche Anwendungen unterschiedliche Lastgänge auf (Tendenz: höherer PEF für Heizung, niedrigerer PEF für Kühlung), jedoch hängen diese PEF von vielen gebäude-/anwendungsspezifischen Rahmenbedingungen ab (Speicher, Tarife, Betriebsweise usw.). Die Beschränkung auf einen Faktor hält zudem die Komplexität in Grenzen.
- Die PEF für **feste Biomasse** haben sich kaum verändert. Die Erwägungen in Kap. 4 zeigen, dass eine Begrenzung des Biomasse-Budgets aus Einzelheizungen angemessen erscheint. Der Biomasse-Budget-Ansatz ist in seiner Grundlogik einleuchtend. Allerdings führt er zu verschiedenen methodischen und Bewertungsfragen, durch die die Anwendbarkeit eingeschränkt wird. Zudem ist das Verfahren nur für Einzelgebäude anwendbar. Bei Wärmenetzen oder insgesamt könnte erwogen werden, einen politisch definierten Pauschalfaktor (z. B. 0,4) festzulegen, der die Begrenztheit von Biomasse abbildet und einen Anreiz zur Nutzung der Biomasse in KWK bietet. Ein solcher Faktor anerkennt die klimaschonende Wirkung fester Biomasse, sendet aber dennoch das Signal aus, dass der Brennstoff sorgfältig und effizient zu verwenden wäre.
- **Abfall**: Die Studie analysiert die Berücksichtigung von Energie-/THG-Aufwendungen bei der thermischen Abfallbehandlung, Transportaufwendungen und die Allokation von PEF und THG-Emissionen aus der Verbrennung auf die Entsorgungsaufgabe bzw. die Strom-Wärme-Erzeugung und empfiehlt einen PEF von 0,1 für die insgesamt eingesetzte Brennstoffenergie.
- **Industrielle Abwärme**: Der prozessbedingte Abwärmeanteil wird unter Berücksichtigung etwaiger prozessbedingter Mehraufwendungen (z. B. sinkende Arbeitszahlen) und Einsparungen (z. B. vermiedene Rückkühlung) mit 0,1 angesetzt. Damit ist auch weiterhin ein Anreiz zur Wärmenetzeinspeisung von Abwärme gegeben. Es wird weiterhin vorgeschlagen, dass der PEF-Gutachter bei der Erstellung des PEF-Gutachtens überprüfen muss, dass kein offensichtlicher Missbrauch der Abwärmevervorschrift vorliegt (z. B. einfache Vermeidbarkeit der Abwärme). Allerdings ist kein umfangreiches Abwärmekonzept erforderlich.



- **Gasförmige Biomasse:** Zur Abbildung eines konservativen Wertes werden ein THG-orientierter PEF von 0,5 und ein THG-Faktor von 140 g/kWh für Biomethan vorgeschlagen. Dieser **reduzierte Faktor für Biomethan** und Biogas sollte aus den in Kapitel 5.4 genannten Gründen dann gewährt werden, **wenn diese Brennstoffe in KWK genutzt werden** und für den gesamten Transport von der Herstellung, bis zur Nutzung Massenbilanzsysteme verwendet werden. Ansonsten sollte für gasbasierte Heizungssysteme der Gasmix Deutschland verwendet werden.
- **Flüssige Biomasse** als Bioheizöl wird im Rahmen der Erhebung des „Heizöl Deutschland“-Mixes berücksichtigt.

**Insgesamt schlagen wir für die Novellierung des Gebäuderechts vor, die Faktoren der Spalte „50:50“ zu verwenden. Die notwendige Voraussetzung dabei ist eine Umstellung der Heizöl-Brennwertkessel in den EnEV-Referenzgebäuden auf Erdgas-Brennwertkessel. Eine vollständige Umstellung auf die Variante THG könnte angekündigt werden.**

Dabei ist dieser Vorschlag im Zusammenhang mit anderen energiepolitischen Vorgaben, Maßnahmen und Instrumenten - etwa die Maßgaben zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung - zu sehen, die bei einer Entscheidung über die Ausgestaltung einer gesetzlichen Regelung der Primärenergiefaktoren zu berücksichtigen sind.

**Tabelle 1: Vorschlag für PEF/THG-Werte. Quelle: eigene Berechnungen und Recherchen, ifeu.** 50:50 bedeutet, dass bei der Berechnung des PEFs die Schutzgüter Energieressource (PEF) und Klimawirksamkeit (THG-Emissionen) im Verhältnis 50 %:50% gewichtet wurden.

Primärenergiefaktoren	Variante THG (g CO <sub>2äq</sub> /kWh)	Variante THG-korr. PEF	Variante 50:50 PEF	Nachrichtlich: Aktualisierte PEF
<b>Fossile Brennstoffe</b>				
Gas Deutschland	240	1,1	1,1	1,1
Heizöl Deutschland	310	1,4	1,3	1,2
Flüssiggas	270	1,2	1,2	1,1
Braunkohle	430	2,0	1,6	1,2
Steinkohle	396	1,8	1,5	1,1
<b>Strom</b>	450 - 480	2,1 - 2,2	1,8 - 2,0	1,9
<b>Feste Biomasse</b>	40	0,2	0,2	0,2
	in Verbindung mit Budgetverfahren bei Biomasse			
<b>Abfall</b>	25	0,1	0,1	0,1
<b>Industrielle Abwärme</b> (prozessbedingter Anteil)	25	0,1	0,1	0,1
<b>Gasförmige Biomasse</b>				
Biogas in KWK und Wärmenetzen bzw. vor Ort	100	0,5	0,3	0,2
Biomethan in KWK	140	0,6	0,5	0,4 *
Biomethan (sonstige Nutzung)	berücksichtigt über die Beimischung in Gas Deutschland			
<b>Flüssige Biomasse</b>	berücksichtigt über die Beimischung in Heizöl Deutschland			
<b>KWK und Wärmenetze</b>	Individuell errechnet. Pauschalfaktoren siehe AP 3			

- Bei **Wärmenetzen** sollte die **Allokationsmethode bei KWK von Stromgutschrift auf Carnot** umgestellt werden. Dies verhindert rechentechnische Artefakte (stark negative PEF einzelner Anlagen), die schon bei geringen Anteilen den PEF von Wärmenetzen stark verändern und den Anreiz verringern, EE-Wärme einzubinden, und andere methodische Probleme der Stromgutschriftmethode. Auch wenn die Allokationsmethode nicht von Stromgutschrift auf Carnot umgestellt würde, würden sich zukünftig deutliche Änderungen in den Faktoren ergeben, weil auch die Gutschriftshöhe mit wachsenden EE-Anteilen im Strommix absinkt. Eine entsprechende **Anpassung des Verdrängungsstrommixes** müsste erfolgen, da der Wert von 2,8 auf eine Studie von 2009 mit einer Datenbasis von 2005 zurückgeht.
- **Beide Änderungen** (Berücksichtigung der Klimawirkung in den PEF, Umstellung der Allokationsmethode) **müssen simultan durchgeführt werden**. Wenn die Umstellung erfolgt, werden sich die Primärenergiefaktoren bestehender Netze teils stark und in alle Richtungen verändern. Entsprechende Übergangsfristen und Geltungsdauern der Wärmenetz-PEF-Zertifikate sind zu definieren. Flankierende Maßnahmen sollten die Wärmenetztransformation unterstützen: die Einführung eines **Transformations- oder Ökowärmemodells** in Verbindung mit einem **LowEx-Bonus**, die Verbesserung von **Fördermaßnahmen zur Transformation** bestehender FW-Netze (EE-Anteil, Flexibilität, Effizienz erhöhen) und zusätzlich übergeordnete Maßnahmen wie die **Verteuerung des Einsatzes von fossilen Brennstoffen**. Zusätzlich zu dem detaillierten Rechenverfahren könnten **Pauschalwerte** vorgegeben werden, die gerade für kleinere Netze eine unbürokratische Bewertung des PEF erlaubt. Hierzu werden im Rahmen des Gutachtens quantitative Vorschläge gemacht.
- Der Einsatz von **Power to Heat** in Fernwärmenetzen in Zusammenhang mit einer system- und EE-dienlichen Stromnutzung in klar umgrenztem Rahmen (§13 Abs. 6a EnWG, „Nutzen statt Abregeln“) ist energiewirtschaftlich sinnvoll und sollte nicht durch einen hohen Strom-PEF erschwert werden. Entsprechend sollten diese Strommengen „neutral gestellt“ werden. Dabei werden weder der im Rahmen der gesetzlichen Grenzen eingesetzte Strom noch die bereitgestellte Wärme aus einem PtH-System bei der Berechnung des PEF des Wärmenetzes berücksichtigt.
- **Systemdienlichkeit in Gebäuden sollte** vorerst nicht über den PEF, sondern **durch ökonomische Instrumente und einen separaten Smart Readiness Indicator bewertet** bzw. **angereizt werden**. Gebäude können durch ihre Speichermasse, durch zusätzliche Speicher in der Haustechnik und flexible systemorientierte Betriebsweise elektrischer Verbraucher zur Integration Erneuerbarer und zur Optimierung der Betriebsweise des Kraftwerksparks beitragen und haben damit grundsätzlich auch Auswirkungen auf den PEF von Strom. Da diese Systemdienlichkeit erst langfristig, insbesondere bei fortgeschrittenem Kohleausstieg, zu signifikanten CO<sub>2</sub>-Minderungen führt, andere verschiebbare Lasten für Lastmanagement zur Verfügung stehen, und da außerdem die Speicherfähigkeit durch eine gut gedämmte Gebäudehülle eine Voraussetzung für eine wirkungsvolle Systemdienlichkeit ist, sollte Systemdienlichkeit derzeit nicht durch abgesenkte PEF inzentiviert werden, sondern durch marktliche und ökonomische Instrumente (bspw. differenzierte Stromtarife).
- **Ökostrom, der nicht gebäudenah erzeugt wird, sollte nicht gesondert durch einen niedrigen PEF/THG-Faktor anerkannt werden**. Die begrenzte Zusätzlichkeit des Ökostroms und

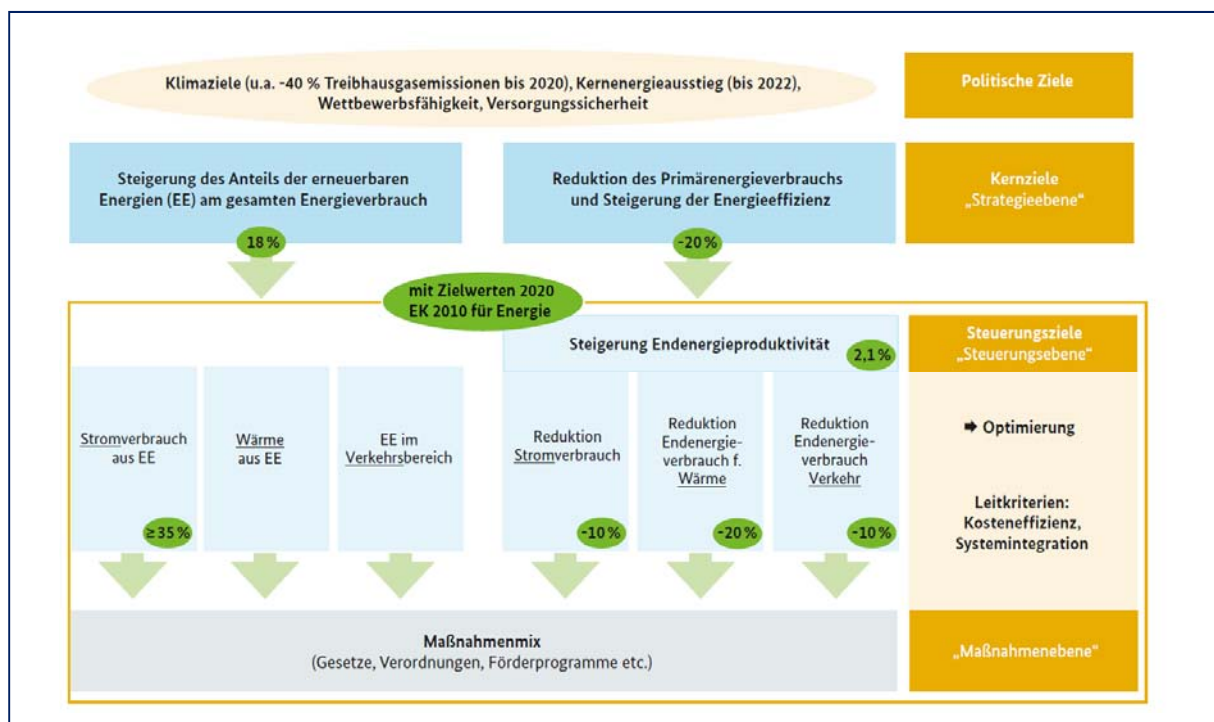
Vollzugs- bzw. Nachweisprobleme würden andernfalls zu Fehlanreizen führen. Die im Rahmen von Ökostrom vermarkteten inländischen EE-Anlagen sind zudem bereits im PEF/THG-Faktor des Stroms berücksichtigt.

- **Die Umweltwirkungen von Heizungen und die „graue Energie“ der Herstellung der Gebäude sind systematisch nicht adäquat in den PEF abbildbar.** Beides sind wichtige Themen, die aber systematisch nicht in den PEF integriert werden können. Die Umweltwirkungen der Heizungen hängen insgesamt v. a. an der Betriebsweise und damit an Schadstoffemissionen im Betrieb und am Nutzerverhalten, die durch die Gebäudeberechnung nicht erfasst werden können. Die 1. BImSchV und andere Regulierungen im Umfeld der Luftreinhaltung sind hier die adäquaten Instrumente.

Die graue Energie für die Herstellung der Gebäude hängt nicht vom Energieträger ab und kann somit nicht in den PEF integriert werden. Ansätze zu einer Bewertung des Herstellungs aufwands existieren bereits, beispielsweise in der DGNB-Bewertung und im Schweizer Minergie-Standard. Die Verwendung solcher Bewertungsverfahren sollte Gegenstand einer eigenständigen Untersuchung sein.

## 2 Primärenergiefaktoren im Kontext der Energie- und Klimaschutzziele im Gebäudesektor

Im Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 sowie in der Energieeffizienzstrategie Gebäude von November 2015 wird für den Gebäudesektor eine Reduktion des nicht erneuerbaren Primärenergiebedarfs um 80 Prozent bis 2050 gegenüber 2008 festgelegt. „Dafür muss der Energiebedarf für Wärme und Kälte durch Effizienzmaßnahmen noch deutlich reduziert und der Anteil erneuerbarer Energien an der Deckung des verbleibenden Bedarfs erheblich gesteigert werden.“ (BMWi 2015). Mit dem ersten Fortschrittsbericht zur Energiewende (BMWi 2014) wurden die verschiedenen Energiewendeziele nach Sektoren und Kategorien strukturiert und in eine Hierarchie nach Strategie- und Steuerungsebene sowie politische Zielsetzungen gebracht. Das Ergebnis dieser Strukturierung ist die Zielarchitektur (Abbildung 1).



**Abbildung 1: Strukturierung der Ziele des Energiekonzepts( Quelle: BMWi Fortschrittsbericht 2014)**

Relevant für den Gebäudebereich sind dabei folgende Ziele:

### Steuerungsziele / Steuerungsebene

- Reduktion des Endenergieverbrauchs für Wärme in Gebäuden (um 20% ggü. 2008 bis 2020)
- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärmesektor (auf 14% bis zum Jahr 2020)

### Kernziele / Strategieebene

- Reduktion des Primärenergieverbrauchs (um 20% gü. 2008 bis 2020)

- Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten EEV (auf 18% bis 2020)

### Politische Ziele

- Senkung der Treibhausgasemissionen (um 40% ggü. 1990 bis 2020)

Mit dem parallel laufenden Gutachten zu Anforderungssystemen (ecofys et. al. 2018) für das künftige Gebäudeenergierecht wurde eine Einordnung der Anforderungswerte Jahresprimärenergiebedarf ( $q_P$ ), Transmissionswärmeverlust ( $H_T$ ), CO<sub>2</sub>-Emissionen, Wärmeenergiebedarf ( $q_{outg}$ ), Endenergiebedarf, Mindestdeckungsanteil EE am Wärmeenergiebedarf und Mindestdeckungsanteil EE am Endenergiebedarf in die Zielarchitektur vorgenommen. Aufgrund einiger bilanzieller Unterschiede zwischen Zielarchitektur und Gebäudeenergierecht<sup>1</sup>, ist eine vollständige Deckungsgleichheit zwischen beiden Instrumenten nicht gegeben. Unabhängig davon wirken Primärenergiefaktoren direkt auf die Gesamt-Energieeffizienz von Gebäuden und sind damit eine zentrale Größe für die energetische Bewertung von Gebäuden.

## 2.1 Ziel des Gutachtens

In der Energieeinsparverordnung (EnEV) und im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) als derzeit gültige zentrale Steuerungsinstrumente für den Neubau werden sowohl die Energieeffizienz der Gebäudehülle, die Anlagentechnik adressiert, um Obergrenzen eines zulässigen Jahres-Primärenergiebedarfs einzelner Gebäude zu etablieren, als auch die Verwendung von erneuerbaren Energien geregelt. Unterschiedliche Energieträger zur Wärmeerzeugung werden mittels nicht erneuerbarer Primärenergiefaktoren,  $f_P$  oder PEF abgekürzt, untereinander differenziert.

Die Festlegung der Primärenergiefaktoren der Energieträger ist wettbewerbsrelevant, da sie einen erheblichen Einfluss auf die Wahl der Anlagentechnik bzw. der eingesetzten Energieträger und einen Einfluss auf das Verhältnis baulicher Wärmeschutzmaßnahmen zur gewählten Anlagentechnik hat. Dieser Wirkzusammenhang wird über die Bezugnahme auf die EnEV-Standards in den KfW-Förderprogrammen indirekt auch auf die Ausgestaltung von Sanierungsmaßnahmen in Bestandsgebäuden übertragen. Primärenergiefaktoren sollten aus Sicht der Gebäudestrategie im Einklang mit den langfristigen Transformationszielen für den Gesamtbestand stehen. Dies bedeutet, dass durch Primärenergiefaktoren

1. der Einsatz von Energieträgern, die mit dem langfristigen Energie- und Klimaschutzziel kompatibel sind, nicht verhindert wird und
2. dass Neubauten und die Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen im Bestand, die nicht Zielkompatibel sind, verhindert werden („Lock-in-Effekte“).

Das Gutachten verfolgt das Ziel, aufbauend auf den derzeitigen unterschiedlichen Regelungen und Quellen die wissenschaftlichen Voraussetzungen zu schaffen, um Primärenergie- oder THG-Faktoren für Energieträger im Rahmen des Gebäudeenergierechts abzuleiten, diese auf verschiedene Wärmesysteme anzuwenden, die Konsequenzen für die Erreichbarkeit von Klimaschutz- und Energie-

---

<sup>1</sup> Quellenbilanz vs. Verursacherbilanz, Berücksichtigung nicht handelbarer Endenergieträger, Zuordnung von gebäudenah erzeugtem EE-Strom, nicht erneuerbare Primärenergie vs. gesamte Primärenergie. Vergleiche ecofys et. al. (2018), Seite 45ff.

Einsparzielen zu eruieren und methodische Fragestellungen zu untersuchen, die sich bei einer zukünftigen Anwendung dieser Faktoren stellen.

## **2.2 Primärenergiefaktoren als Steuerungsgrößen des Wärmemarktes**

Der Jahres-Primärenergiebedarf von Gebäuden wird im Rahmen dieser Untersuchung definiert als der „jährliche Gesamtenergiebedarf eines Gebäudes, der zusätzlich zum Energiegehalt der dafür eingesetzten Energieträger und von elektrischem Strom auch die vorgelagerten Prozessketten bei der Gewinnung, Umwandlung, Speicherung und Verteilung mittels Primärenergiefaktoren einbezieht.“ (Entwurf eines GEG 2017)

Auf dem Weg vom Energierohstoff zum Endnutzer entstehen Energieverluste durch Transport, Aufbereitung und Umwandlung, die dazu führen, dass der Primärenergieträger, also der Energierohstoff, nur mit einem bestimmten Nutzungsgrad in einen Endenergieträger umgewandelt wird. Der Kehrwert dieses Nutzungsgrades heißt „Primärenergiefaktor“. Je größer der Primärenergiefaktor, desto größer die Verluste der Bereitstellung.

Hinsichtlich der Klimawirkung dieser Umwandlungsverluste ist es entscheidend, ob es sich um erneuerbare oder nicht-erneuerbare Brennstoffe handelt. In der deutschen Energieeinsparverordnung wird daher zwischen erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktoren unterschieden. Die Summe aus beiden ergibt den Gesamt-Primärenergiefaktor  $PEF_{ges}$ . Nicht-erneuerbar bedeutet: aus fossilen oder nuklearen Energierohstoffen bereitgestellt.

Die Berechnung von Primärenergiefaktoren erfolgt mit Hilfe von Ökobilanzen (siehe Kapitel 3), die sämtliche Prozessschritte des Energiepfades bilanzieren. Beispiel Erdgas: Erdgas muss exploriert, gefördert, aufbereitet und i.d.R. in Pipelines nach Deutschland transportiert werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Erdgas aus verschiedenen Ländern importiert wird. 35 Prozent des deutschen Erdgasbezugs stammten beispielsweise im Jahr 2015 aus Russland, nur 7 Prozent werden in Deutschland produziert.

Insgesamt ergibt sich aus der Ökobilanz, dass für eine Energieeinheit Erdgas beim Endkunden im Mittel das 1,13fache an Energierohstoffen aufgewendet werden muss. Anders formuliert: der Wirkungsgrad der Energieträgerbereitstellung beträgt  $1/1,13 = 88$  Prozent. Auch bei der Bereitstellung von Brennstoffen aus Biomasse müssen fossile Energieträger aufgewendet werden.

## **2.3 Stand der Integration von PEF in das deutsche Energieeinsparrecht und bei der Gebäudebewertung**

### **2.3.1 EnEV**

In der derzeitigen Fassung der EnEV, welche seit 1. Mai 2014 Gültigkeit besitzt, wird bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs für Wohn- und Nichtwohngebäude auf Primärenergiefaktoren gemäß DIN V 18599 vom Dezember 2012 verwiesen.

Als Primärenergiefaktoren der verschiedenen Energieträger werden bisher die nicht-erneuerbaren Anteile gemäß DIN V 18599-1 festgelegt. In der Norm heißt es zu der Bestimmungslogik der PEF:

„Die Primärenergiefaktoren für die Endenergiebereitstellung enthalten sämtliche Faktoren der Primärenergieerzeugung mit den Vorketten (einschließlich Hilfsenergien) für die Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, den Transport und die Verteilung der betrachteten Energieträger. Die Ermittlung der Faktoren erfolgt durch Modellierung der entsprechenden Prozessketten. Ein entsprechendes Rechenmodell stellt das Computerprogramm GEMIS dar.“ (DIN V 18599-1:2016-10)

Diese Norm ist in der Zwischenzeit weiterentwickelt worden. In dieser Weiterentwicklung wurden die PEF nach Bilanzraum differenziert und weitere methodische Vorgaben gemacht (Tabelle 2).

**Tabelle 2: Primärenergiefaktoren gemäß DIN V 18599-1:2016-10**

Energieträger <sup>a</sup>		Primärenergiefaktoren $f_p$	
		insgesamt	nicht erneuerbarer Anteil
		A	B
dem Bilanzraum zugeführte Endenergien (Index "f.in")			
Fossile Brennstoffe	Heizöl EL	1,1	1,1
	Erdgas H	1,1	1,1
	Flüssiggas	1,1	1,1
	Steinkohle	1,1	1,1
	Braunkohle	1,2	1,2
Biogene Brennstoffe	Biogas	1,5	0,5
	Bioöl	1,5	0,5
	Holz	1,2	0,2
Nah-/Fernwärme	aus KWK <sup>b</sup> , fossiler Brennstoff	0,7	0,7
	aus KWK <sup>b</sup> , erneuerbarer Brennstoff	0,7	0,0
	aus Heizwerken, fossiler Brennstoff	1,3	1,3
	aus Heizwerken, erneuerbarer Brennstoff	1,3	0,1
	allgemeiner Fall	c	c
Fernkälte	allgemeiner Fall	c	c
Strom	allgemeiner Strommix	2,8	1,8
innerhalb der Bilanzgrenzen nutzbar gemachte Endenergien (Index "f.prod")			
Umweltenergie	Wärme (Erdwärme, Geothermie, Solarthermie, Umgebungswärme)	1,0	0,0
	Kälte (Erdkälte, Umgebungskälte)	1,0	0,0
	Strom (aus Photovoltaik, Windkraft)	1,0	0,0
Abwärme	aus Prozessen, siehe 3.1.32	1,0	0,0
aus dem Bilanzraum abgeführte Endenergien (Index "f.out")			
Strom	Verdrängungsstrommix für KWK	2,8	2,8
	Verdrängungsstrommix für PV, WEA	2,8	1,8
thermische Energien	Wärme für andere Verbraucher	d	d
	Kälte für andere Verbraucher	d	d
Abwärme	aus Prozessen, siehe 3.1.32	1,0	0,0
<sup>a</sup> Bezugsgröße Endenergie: Heizwert $H_i$ . <sup>b</sup> Angaben sind typisch für durchschnittliche Nah-/Fernwärme mit einem Anteil der KWK von 70 %. <sup>c</sup> Individuelle Berechnung für das Netz, aus dem der Bezug erfolgt, siehe A.4. <sup>d</sup> Individuelle Berechnung für das Netz, in welches die Einspeisung erfolgt, siehe A.4.			

Die EnEV legt fest, dass für flüssige Biomasse der Wert für den nicht erneuerbaren Anteil „Heizöl EL“ und für gasförmige Biomasse der Wert für den nicht erneuerbaren Anteil „Erdgas H“ zu verwenden ist, es sei denn, sie erfüllt die Anforderungen im Sinne des § 2 Absatz 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmeG 2012) und wird im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang

mit dem Gebäude erzeugt. Dann darf der Wert 0,5 angesetzt werden. Auch der Wert für elektrischen Strom wird überschrieben und mit 1,8 angesetzt.

Eine Besonderheit ist der Verdrängungsstrom, also der durch Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten und nach Abzug des Eigenbedarfs in das allgemeine Versorgungsnetz eingespeiste Strom. Für diesen gilt der Wert 2,8, weil davon ausgegangen wird, dass der eingespeiste Strom nicht erneuerbare Energien verdrängt.

Wird als Wärmeerzeuger eine zum Gebäude gehörige Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung genutzt, so ist für deren Berechnung DIN V 18599-9: 2011-12 Abschnitt 5.1.7 Verfahren B zu verwenden.

### **2.3.2 KWK und Fernwärme: FW 309 Teil 1 und Teil 6 sowie Behandlung in den DIN-Normen**

Für die primärenergetische Bewertung von Wärme aus KWK-Anlagen ist eine Aufteilung des Brennstoffs und der Emissionen auf die Koppelprodukte Strom und Wärme erforderlich. Dafür gibt es verschiedene Methoden: aufbauend auf die DIN 4701-10 zur Einführung eines Rechenverfahrens der energetischen Bewertung von Anlagen ist die aktuell angewandte und in der EnEV sowie von den KfW-Förderprogrammen anerkannte Methode die Stromgutschriftmethode. Die Anwendung dieser Methode befindet sich derzeit in kontroverser Diskussion, da sich für (fossile befeuerte) KWK-Anlagen sehr geringe oder negative (zu Null gesetzte) Primärenergiefaktoren ergeben können. Eine hinreichende Steuerungswirkung zur Einbindung Erneuerbarer Energien und zur Dekarbonisierung ist damit nicht gegeben.

Die Stromgutschriftmethode wird im Arbeitsblatt FW 309-1 der AGFW zur energetischen Bewertung von Fernwärme (Stand Mai 2014) dargestellt. Darüber hinaus können für Fernwärme mit einem Mindestanteil von 70 Prozent KWK-Wärme die Pauschalfaktoren aus der DIN V 18599-1 (vgl. Tabelle 2) angesetzt werden. Das Arbeitsblatt 309-1 befindet sich derzeit in Überarbeitung, die aktuell im Entwurf vorliegende Fassung (Stand Februar 2017) sieht für die Bewertung von Fernwärme ein Methodentandem Arbeitswert/Carnot-Methode vor.

Die Berechnung der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wärme sind im Arbeitsblatt FW 309-6 enthalten.

### **2.3.3 Ergänzende Auslegungen**

Ergänzende Vorgaben machen die Auslegungen gemäß der Fachkommission Bautechnik.<sup>2</sup> Für PEF relevant sind dabei folgende Auslegungen:

**Auslegung XXII-1 zu § 3 Absatz 3 i. V. m. Anlage 1 Nr. 2.1.1 und 2.1.2 EnEV 2013 sowie zu § 4 Absatz 3 i. V. m. Anlage 2 Anlage 2 Nr. 2.1.1 EnEV 2013 (Primärenergiefaktoren bei Wärmeverorgungsnetzen)**

---

<sup>2</sup> [http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/EnEV/Auslegungen/auslegung\\_node.html](http://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/EnEV/Auslegungen/auslegung_node.html)



Diese Auslegung legt fest, dass neben Standardwerten auch örtliche Primärenergiefaktoren nach vorgegebenen Regelungen ermittelt werden dürfen. Hierzu darf das Arbeitsblatt 309-1 der AGFW herangezogen werden.

Außerdem beschreibt die Auslegung, dass, wenn für ein Gebäude keine im Einklang mit dem nach EnEV 2013 anzuwendenden Regelwerk ermittelten Primärenergiefaktoren vorliegen, bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs vom ungünstigsten Fall auszugehen ist.

Mit Verweis auf die gültigen Normen zur Berechnung von Wohn- und Nichtwohngebäuden werden zudem Pauschalwerte für Nah- und Fernwärmenetze festgelegt, die für jeweils 70 bzw. 100 Prozent Wärme aus KWK mit fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen stammen.

Diese Auslegung weist zudem darauf hin, dass für Wärmenetzbetreiber die Einschränkung der Verwendung der PEF 0,5 für gasförmige und flüssige Biomasse auf den „unmittelbarem räumlichen Zusammenhang“ nicht gilt.

#### **Auslegung XIX-6 zu Anlage 1 Nr. 2.1 EnEV 2013 (Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs in Wohngebäuden im Falle zusätzlich zur Zentralheizung vorhandener Einzelfeuerstätten)**

Diese Auslegung bestimmt, dass handbeschickte Einzelfeuerstätten bei der EnEV-Berechnung mit 10 Prozent der Heizarbeit für dieses Wohngebäude mit dem Brennstoff "Holz" in Ansatz gebracht werden dürfen.

### **2.3.4 Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes von 2017**

Im Entwurf des GEG von Januar 2017 wurde i. w. auf die Werte des nicht-erneuerbaren Anteils nach DIN V 18599-1: 2016-10 rekurriert und, wie auch in der geltenden EnEV, die Werte für gasförmige und flüssige Biomasse überschrieben. Abweichend darf für gasförmige Biomasse, die in das Gasnetz eingespeist und für neu zu errichtende Gebäude verwendet wird, der Wert 0,6 verwendet werden, wenn die Nutzung in einer (hocheffizienten) KWK-Anlage erfolgt und weitere Anforderungen erfüllt sind.

Außerdem wird bei der Versorgung eines neu errichteten Gebäudes mit erdgasbasierter hocheffizienter KWK ein PEF von 0,6 zugelassen, wenn aus dieser Anlage auch bestehende Gebäude versorgt werden, deren fossile Kessel dann außer Betrieb genommen werden. Außerdem wird eine Verordnungsermächtigung ausgesprochen, mit der die PEF der DIN V 18599 überschrieben werden können.

### **2.3.5 DIN EN 15316**

Im Rahmen des EPBD-Mandats M/480 wurde eine europäische Normenreihe vorgelegt, die allerdings nicht im deutschen Energiesparrecht anwendbar ist, da die Festlegungen und die Methodik nicht mit der Systematik des deutschen Einsparrechts vereinbar sind. Gleichwohl enthält Tabelle B.2 der Richtlinie EN 15316-4-5 Default-Faktoren für die primärenergetische und CO<sub>2</sub>-Gewichtung, die als Orientierungswert in der folgenden Diskussion herangezogen werden können.

### 2.3.6 Vorgaben der EPBD

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens wurde über die Überarbeitung der Vorgaben zur Gebäudebewertung im Rahmen der Novelle der europäischen Gebäuderichtlinie diskutiert. Die Richtlinie in ihrem final compromise text (EU Interinstitutional File 2016/0381 (COD), 25.1.2018) macht folgende Vorgaben in Annex I:

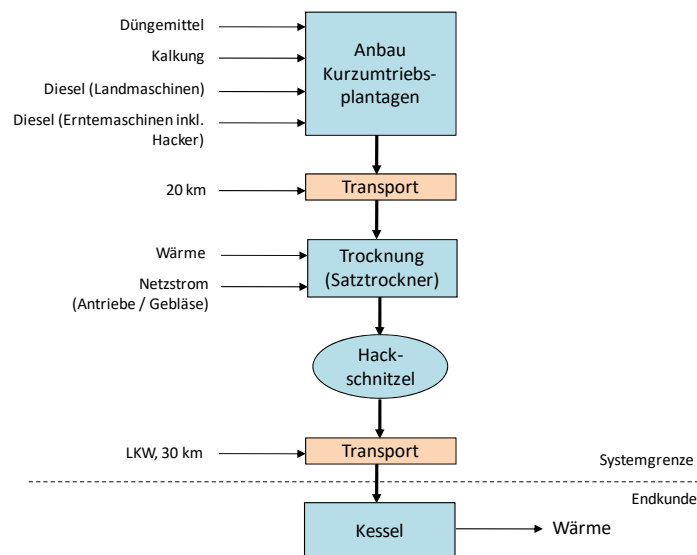
- „The energy performance of a building shall be expressed by a numeric indicator of primary energy use in kWh/m<sup>2</sup>.y).“
- “The calculation of primary energy shall be based on primary energy factors or weighting factors per energy carrier, which may be based on national, regional or local annual, and possibly also seasonal or monthly, weighted averages or on more specific information made available for individual district system.”
- “In the calculations of the primary energy factors for the purpose of calculating energy performance of buildings, Member States may take into account renewable energy sources supplied through the energy carrier and renewable energy sources that are generated and used on-site, provided it applies on a non-discriminatory basis.“
- “To express the energy performance of a building, Member States may define additional numeric indicators of total, non-renewable and renewable primary energy use, and greenhouse gas emission produced in kg of CO<sub>2</sub> equivalent per m<sup>2</sup> per year.”

# 3 Bewertung des Energieaufwandes und der THG-Emissionen der einzelnen Energieträger bzw. Energieformen

## 3.1 Überprüfung der Adäquatheit der PEF und Ableitung von PEF und THG-Emissionen

### 3.1.1 Vorgehensweise

Zur Berechnung der PEF werden Ökobilanzen ausgewertet, die Prozessketten von Energieträgern auf Lebenszyklusbasis (Life Cycle Assessment LCA) berechnen. Ein Beispiel für eine solche Prozesskette ist in Abbildung 2 dargestellt. Die gleichen Lebenszyklusanalysen können auch herangezogen werden, um die THG-Emissionen zu quantifizieren.



**Abbildung 2: Prozesskette für den Brennstoff Hackschnitzel aus Kurzumtriebsplantagen (KUP)** (Pehnt et al. 2011)

Für die meisten Energieträger liegen unterschiedliche, aktualisierte Ökobilanzdaten vor. Hierfür werden im Wesentlichen vier aktuelle und auf deutsche Verhältnisse bezogene Datenquellen ausgewertet:

- Die Datenbank **GEMIS** wird derzeit auf die Version 5 beta aktualisiert. Im Rahmen dieser Studie konnte bereits auf dieses Update zurückgegriffen werden ([www.gemis.de](http://www.gemis.de)).
- Im **ifeu** existieren aus diversen aktuellen Projekten umfangreiche Primär-Ökobilanzen. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf biogenen Energieträgern und Erdgas. Mit dem ifeu-eigenen Stoffstrommodell für den Kraftwerkspark können zudem Bilanzen für verschiedene Kraftwerkspark-Portfolios gerechnet werden.

- Das Schweizer Ökobilanz-Projekt **Ecoinvent** stellt regelmäßig neue LCIs für Energieträger und -materialien bereit. In (Stolz & Frischknecht 2017) sind diese Daten auch bereits für den Gebäudebereich aufbereitet.
- Im Rahmen der Gebäude-Ökobilanzdatenbank **Ökobaudat** werden Daten des Ökobilanzsystems Gabi verarbeitet und dokumentiert ([www.oekobaudat.org](http://www.oekobaudat.org), Stand Ende 2017).

### 3.1.2 Präzisierung der Größen „PEF“ und „THG“

Der **Primärenergieverbrauch** im Sinne der EnEV wird berechnet aus dem kumulierten Energieverbrauch (KEV) und berücksichtigt die Summe aller Primärenergien, die im Herstellungsprozess des Energieträgers bis zur Anlieferung am Gebäude anfallen. Hierzu wird die Summe aller Heizwerte der eingesetzten Brennstoffe (abzüglich der stofflich eingesetzten Materialien) gebildet. Strom aus Kernenergie wird nach dem Wirkungsgradprinzip mit einem Wirkungsgrad von 33 % in Primärenergie umgerechnet. Für den hier relevanten nicht-erneuerbaren Primärenergiefaktor werden nur fossil-nukleare Energieträger in der Gesamtsumme berücksichtigt.

Seit dem Zeitalter der Industrialisierung wird die Erderwärmung zusätzlich vom sogenannten anthropogenen **Treibhauseffekt** durch die Emission folgender Substanzen verstärkt:

- Kohlendioxid,
- Methan,
- Distickstoffoxid (Lachgas),
- Ozon,
- Halogenkohlenwasserstoffe (z.B. FCKWs, Halone),
- Wasserdampf.

Der Bezug und die Nutzung von Energieträgern in Gebäuden sind mit Treibhausgas-Emissionen behaftet; dabei dominiert das bei Verbrennungsprozessen freigesetzte CO<sub>2</sub>. Aber auch Methan und (deutlich weniger signifikant) Lachgas sind an dem gesamten Treibhauspotenzial der Energieträger beteiligt.

Zum Vergleich der Auswirkungen verschiedener Treibhausgasemissionen wurde vom International Panel of Climate Change (IPCC) ein Index entwickelt, der das Verhältnis des gesteigerten Strahlungsantriebs verschiedener Gasen berücksichtigt. Dieser Index wird als Global Warming Potential (GWP) bezeichnet. Das IPCC stellte erstmals 1990 Daten für die GWPs zur Verfügung. Diese Daten unterliegen einer ständigen wissenschaftlichen Kontrolle und werden an neuere wissenschaftliche Erkenntnisse angepasst. Der fünfte und derzeit aktuellste Sachstandsbericht stammt aus dem Jahr 2013.

Im IPCC Konzept erfolgt eine Normierung des Strahlungsantriebs einer Substanz *i* auf denjenigen von CO<sub>2</sub>. Das so berechnete Global Warming Potential (GWP) (Treibhauspotenzial) ergibt den massenbezogenen Charakterisierungsfaktor in der Einheit „kg CO<sub>2e</sub> je kg Emission *i*“.

Im Folgenden werden unter THG jeweils die mit dem Global Warming Potential gewichteten CO<sub>2</sub>-Äquivalente verstanden. Dabei werden die aktuellsten GWP mit dem Zeithorizont 100 Jahre des IPCC herangezogen.

## 3.2 Untersuchte Energieträger und Datenquellen

### 3.2.1 Erdgas

Die Erdgasvorkette wird zusammengesetzt aus dem aktuellen Importsplit für Deutschland. Berücksichtigt sind neben den Aufwendungen für Exploration, Förderung, Aufbereitung und Transport im Übertragungs- und Verteilnetz insbesondere auch die Methanverluste in den Kompressorstationen und anderen Transportkomponenten. Hierzu werden die aktuellsten Erkenntnisse berücksichtigt, insbesondere (Liebich 2015) und (Müller-Syring et al. 2016), die beide zu ähnlichen Ergebnissen bzgl. der Erdgas-Vorkette Deutschland kommen (rd. 6-8 g CO<sub>2</sub>-Äq./MJ ohne die Emissionen der Verbrennung). Emissionswerte, wie sie in einer Studie von (Exergia 2014) berechnet wurden und die zu höheren Vorkettenemissionen führten, konnten in kritischen Prüfungen nicht bestätigt werden. Noch nicht erfasst sind die Transportkapazitäten durch die neue Pipeline Nord Stream 2, die die Aufwendungen und Verluste von importiertem Erdgas zukünftig senken wird – allerdings wird dadurch auch der Anteil des THG-intensiveren russischen Erdgases ansteigen.

### 3.2.2 Heizöl

Die Bereitstellung von Heizöl umfasst die Exploration, Förderung, Aufbereitung in der Raffinerie und den Transport zum Endkunden gemäß aktuellem Herkunftsmix in Deutschland.

### 3.2.3 Strom

Bilanziert wird die Bereitstellung von Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark bis zum lokalen Endverbrauch auf Niederspannungsebene. Dabei werden folgende Situationen bilanziert:

- Aktuellster Ist-Stand (2015/2016)
- Entwicklung des Strommixes bis 2050 (Zwischenjahre 2020, 2030) gemäß den Ausbauszenarien in (Öko-Institut; Fraunhofer ISI 2015) in den Szenarien Klimaschutz 80 („KS 80“) und Klimaschutz 95 („KS 95“) sowie im Basisszenario der Langfristszenarien im Auftrag des BMWi (Pfluger et al. 2017). Diese Szenarien beschreiben die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems bei unterschiedlichen klimapolitischen Ambitionsgraden. Während KS 80 und Langfristszenarien die Senkung der THG-Emissionen um 80 Prozent bis 2050 unterstellen, ist das KS 95 ein nahezu vollständiges Dekarbonisierungsszenario um 95 Prozent.  
Für die Implementierung der energiewirtschaftlichen Daten im Ökobilanzmodell GEMIS müssen einige Vereinfachungen getroffen werden hinsichtlich der Entwicklung der Energieträger und der gekoppelt erzeugten Fernwärmemenge. Angesichts der Langfristigkeit des Entwicklungszeitraums sind die damit verbundenen Unsicherheiten aber untergeordnet.

Um Konsistenz mit der Umstellung der Bilanzierungsmethodik bei KWK herzustellen (siehe hierzu Kapitel 4), wird der im Strommix enthaltene KWK-Strom ebenfalls mit der Carnotmethode bilanziert. Der resultierende Gesamt-Stromfaktor differiert allerdings nur geringfügig zwischen diesen beiden Methoden.

### 3.2.4 Biogene Festbrennstoffe

Bilanziert wird die Entnahme/Sammlung des Rohstoffes, dessen Transport und Verarbeitung in endkundentaugliche Form. Im Sonderfall Kurzumtriebsplantage werden auch der Anbau und die erforderlichen Betriebsmittel berechnet. Eine ausführliche Beschreibung der Energieketten erfolgt in (Fehrenbach et al. 2016). Die BioEM-Studie des UBA kann für diesen Zweck nicht herangezogen werden, da die von JRC unterstellten Rahmenparameter (Erdgaskessel; 2500 km Transportentfernung) stark von der deutschen Durchschnittssituation abweichen.

Insbesondere bei Holzpellets gibt es einen internationalen Markt, der sich auf die Transportentfernungen und damit auf die LCA auswirken kann. Daher wurden ergänzende Recherchen durchgeführt. In Deutschland wurden 2015 23,5 Prozent der Holzpellets importiert, überwiegend aus Nachbarländern (in etwa gleichen Anteilen aus Russland, Polen, Dänemark, Belgien und Österreich) (DEPI 2016). Lediglich 0,5 Prozent stammen aus den USA und Kanada. Im Saldo ist Deutschland sogar ein Netto-Exporteur.

In der Ökobilanz wurden zwei verschiedene Transportszenarien abgebildet: typischer Transport in Deutschland und Nachbarland sowie Transport aus Übersee, um die Sensibilität der Bilanz zu überprüfen.

Des Weiteren wird trotz der Diskussion um „carbon debts“ bei der energetischen Nutzung von Waldholz (Agostini et al. 2013) angenommen, dass die Entnahme von Waldholz aufgrund der nachhaltigen Waldwirtschaft in Deutschland treibhausgasneutral erfolgt, so dass lediglich die energetischen Aufwendungen für die Ernte und den Transport des Holzes zu Buche schlagen.

#### **Exkursbox Lost sequestration** (zitiert nach Fehrenbach et al. 2016)

„Je nach Waldbewirtschaftung kann die Freiwerdung und das Festsetzen von Kohlenstoff im Wald in unterschiedlichen Zeiträumen auftreten und damit im Ungleichgewicht stehen. Das Festsetzen kann je nach Waldtyp bis zu mehreren Dekaden in Anspruch nehmen. Wird dieser Effekt korrekt berechnet, kommt es zu einer Netto-Freisetzung von Kohlenstoff. Es werden mehr und mehr Stimmen laut, die die Einbeziehung dieser Effekt in die Lebenszyklusemissionen fester Biomasse fordert. Im Commission Staff Working Document wird dieser Effekt bei der Berechnung der Emissionen für feste Energieträger jedoch noch nicht berücksichtigt, da er als (noch) nicht relevant erachtet wird. Die Einschätzung basiert u. a. auf den Ergebnissen von Studien, die von der Kommission in Auftrag gegeben wurden (Agostini et al. 2013). Diese fanden hohen Abweichungen in den Ergebnissen aufgrund Unterschieden in ▶ der Methodik, ▶ den der Szenarien zugrunde liegenden Annahmen, ▶ den Charakteristika der Wälder ▶ sowie dem Forstmanagement. Dabei lagen die Hauptursachen der Abweichungen in den methodischen Unterschieden. So hat z. B. die Wahl des Referenzsystems einen enormen Einfluss auf die Ergebnisse, d. h. was mit dem Wald ohne die energetische Nutzung des Holzes geschehen würde. So macht es einen großen Unterschied, ob der Wald trotzdem bewirtschaftet würde (wenn auch ggf. in einer anderen Art und Weise) oder ob er unter Schutz stünde. Die konkreten Auswirkungen der Holznutzung sind also nicht an bestimmte Holzfraktionen gebunden, was eine Regulierung oder Anreizsetzung erschwert. Trotzdem ist es Fakt, dass die Nutzung von Wurzelstöcken oder Stammholz zu geringen bis gar negativen Emissionseinsparungen führen kann. Jedoch handelt es sich bei der Bioener-

gieholznutzung in Europa derzeit noch vornehmlich um Wald- oder Industrierestholz, was laut o. g. Studien auch auf kurzfristige Sicht zu Netto-Einsparungen führen sollte. Zu diesem Ergebnis kommt auch eine von (AEBIOM 2013) veröffentlichte Studie.

Einen weiteren gewissen Schutz innerhalb Europas sollten die EU-Holzhandelsverordnung sowie die Europäische Waldstrategie bieten. Während erstere die Einfuhr illegal geschlagenen Holzes verbietet, hat die Waldstrategie die nachhaltige Bewirtschaftung aller europäischen Wälder bis 2020 zum Ziel. Letztere soll u. a. die Degradierung von Wäldern verhindern, die sonst eine Abnahme des gespeicherten Kohlenstoffs zur Folge hätte. Aufgrund der hohen methodischen Unsicherheiten wird auch in diesem Projekt davon abgesehen, Effekte der Kohlenstoffschuld mit zu berücksichtigen. (...) Im Fall der Kohlenstoffschuld ist die Wahl einer Methode sowie der Grundannahmen unter Experten stark umstritten. An erster Stelle steht die Frage, welchen Zeithorizont man für die Berechnung des Emissionsfaktors ansetzt. Joanneum Research hat Emissionsfaktoren unter verschiedenen Randsetzungen ermittelt, abhängig ▶ vom Zeithorizont (20 oder 100 Jahre), ▶ von der Annahme, was alternativ mit dem energetisch genutzten Holz geschehen würde (Belassen im Wald oder anderweitige stoffliche Nutzung, z. B. für Zellstoffindustrie) ▶ von der Art des Holzsortiments je nach Art der Waldbewirtschaftung. Bei einem Horizont von 100 Jahren liegen die Faktoren generell bei 0. Bei 20 Jahren ergeben sich für Stammholz aus Durchforstung Faktoren von bis zu 120 g CO<sub>2</sub>-Äq/MJ, bei Waldreststoffen jedoch nur zwischen 3 und 4 g CO<sub>2</sub>-Äq/MJ. Angesichts der großen Unsicherheiten wird in der vorliegenden Studie die Kohlenstoffschuld nicht in die Emissionsfaktoren einbezogen.“

### 3.2.5 Gasförmige Biomasse

Die Prozesskette berücksichtigt den Anbau der Energiepflanzen (Mais) bzw. die Einsammlung der Reststoffe (z. B. Gülle), dessen Lagerung (Silierung), die Erzeugung von Biogas, die Lagerung und Anwendung des Gärrestes und die Einspeisung bzw. Aufbereitung des Biogases zu Biomethan. Umfangreiche Ökobilanzen wurden in (Pehnt & Vogt 2007) erstellt und dann regelmäßig aktualisiert, zuletzt in (Fehrenbach et al. 2016). In letzterer Studie wurden die Daten des JRC zu Bio-Anbaupfaden überprüft und mit der ifeu-Datenbank zusammengeführt. Es werden verschiedene Anlagenkonfigurationen und technische Parameter definiert: von besonderer Bedeutung ist die Abdeckung des Gärrestlagers und die Methanverluste.

In Anlehnung an (ebd.) wird angenommen, dass für den Biomethan-Mix 88 Prozent der Gasmenge aus dem Substrat Mais produziert wird, der Rest aus Gülle und Abfall.

### 3.2.6 Bioheizöl

Bioheizöl bzw. der Beimischungsanteil von Bioheizöl besteht überwiegend aus Rapsölmethylester, das auch als Biodiesel verkauft wird. Importiertes Soja- oder Palmöl wird derzeit kaum für den Heizölmarkt verwendet. Für den Anbau des Rapses werden Düngemittel, Pflanzenschutzmittel (PSM), Saatgut und dieselbetriebene Landmaschinen eingesetzt. Die Rapssaat wird per LKW zur weiteren Verarbeitung transportiert, gepresst, das Rapsöl extrahiert und raffiniert. Der anfallende Rapsschrot wird als Tierfutter verwendet. Für die Berechnung des Primärenergiefaktors wird von einer Gutschrift des Rapsschrots nach einer Allokation auf Preisbasis ausgegangen. Das Rapsöl wird zu Biodiesel

(Rapsölmethylester) verestert, wobei als Nebenprodukt Glycerin anfällt. Der Biodiesel wird anschließend per LKW zum Endkunden transportiert. Für das Kuppelprodukt Glycerin wird in Analogie zum Rapsschrot eine Allokation auf Erlösbasis durchgeführt.

Für die Wärmeversorgung finden biogene flüssige Brennstoffe wie Bioöl, B5 und B10 gemessen am gesamten Endenergieverbrauch bislang kaum Berücksichtigung. Im Jahr 2015 betrug der Anteil inklusive des Biodiesels in der Landwirtschaft lediglich 0,2 Prozent (BMW, 2016).

### 3.2.7 Siedlungsabfall

Die Bewertung von Abfall als Brennstoff in Abfallverbrennungsanlagen und Ersatzbrennstoffkraftwerken wurde intensiv in ifeu et al. (2011) untersucht. Dabei kristallisierten sich folgende methodische Themenbereiche heraus:

- Berücksichtigung von **Transporten**. In (Pehnt et al. 2011) wurden ausführlich verschiedene Transportszenarien untersucht, die auch Fälle abdecken, in denen Abfallmengen nach Deutschland importiert werden. Die durch Abfalltransporte entstehenden Aufwendungen sind insgesamt vergleichsweise gering und tragen beispielsweise für einen 50 km innerorts Lkw-Transport nur 0,026 zum PEF bei, wenn diese Transporte vollständig dem Betrieb der MVA (und nicht den zu entsorgenden Produkten) zugerechnet würden. Selbst bei Transporten von bspw. 500 km Lkw liegt der Wert nur bei 0,05. Allerdings sind diese Transporte zumindest anteilig auch der Dienstleistung „Müllentsorgung“ zuzuordnen, so dass auch argumentiert werden kann, dass ein (größerer) Teil dieser Umweltlast auf die Entsorgung zu allozieren ist.
- In (ebd.) wurde zudem die Bilanzierung von **Stützfeuerungen** in den thermischen Abfallbehandlungsanlagen und fossile **Spitzenlastkesseln** thematisiert, deren Primärenergiebedarf und THG-Emissionen nach dem aktuellen FW 309-1-Verfahren durch die Stromgutschrift durch Subtraktion des substituierten Primärenergieaufwandes des Stroms „überdeckt“ werden. Dieses rechen-technische Artefakt wird allerdings in Zukunft, vorausgesetzt, es kommt zu einer Umstellung des Verfahrens von Stromgutschrift auf bspw. die Carnot-Methode, nicht mehr relevant sein.
- Schwieriger ist die Betrachtung bezüglich der **Aufteilung der Umweltwirkungen** (Primärenergieverbrauch oder CO<sub>2</sub>-Emissionen) der Verbrennung des Abfalls. Häufig wird hier die These vertreten, dass diese Emissionen den Produkten zuzuordnen sind, die den Abfall ausmachen (also beispielsweise einer Plastiktüte) (so zum Beispiel (Huneke et al. 2017)). Dies ist allerdings nicht selbstverständlich.

Im Gegenteil empfiehlt das Umweltbundesamt eine sog. 50:50-Allokation (z.B. (Detzel et al. 2017)). Das bedeutet, die Lasten/Nutzen der Abfallverbrennung werden auf die betroffenen Systeme, Produkt- und Energiesystem, hälftig aufgeteilt: 50 % der entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen und des eingesetzten Rohstoffbedarfs einer thermischen Abfallbehandlungsanlage werden dem Produkt zugeordnet und 50 % der MVA bzw. den von ihr bereitgestellten Produkten (Strom und Wärme).

Dies wäre gegensätzlich zur jetzigen Behandlungsweise in der EnEV, wo Siedlungsabfall einen PEF von 0 zugesprochen bekommt und damit auch die erzeugte Wärme keinen „Rucksack“ des Abfalls trägt. Daher soll dieser Aspekt im Folgenden näher beleuchtet werden.



### Exkurs: Allokation von Umweltlasten in thermischen Abfallbehandlungsanlagen<sup>3</sup>

Um die Sensitivität dieser Allokation zu überprüfen, werden im Folgenden einige vereinfachende Modellrechnungen durchgeführt. Ausgangspunkt ist eine typische deutsche thermische Abfallbehandlungsanlage mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 12 und einem thermischen Nutzungsgrad von 30 %. Für die Berechnung wird der auch im Nationalen Inventarbericht für Siedlungsabfall angesetzte CO<sub>2</sub>-Faktor von 91 g/MJ zu Grunde gelegt, von dem rd. 50 % fossilen Ursprungs ist. Weitere Annahmen: Heizwert 9 MJ/kg, EE-Anteil 50 %, Carnotfaktor 0,2.

Nun werden drei Varianten der Allokation gegenübergestellt:

- Variante 1, bei der eine **50:50-Allokation** auf die vorgelagerten Produkte („Plastiktüte“) bzw. auf die Energie aus der Abfallbehandlungsanlage erfolgt. Dabei erfolgt die Allokation auf Strom und Wärme exergetisch (Carnot-Verfahren).
- Variante 2 mit einer **ökonomischen Allokation** gemäß der Erlöse, die mit der Entsorgungsdienstleistung und den Produkten Strom und Wärme erzielt werden können. Diese Allokationsvariante bewertet den ökonomischen Anreiz des Betreibers einer MVA. Alle drei Faktoren schwanken allerdings beträchtlich. Entsorgungserlöse hängen stark von der europäischen Marktsituation und den zur Verfügung stehenden Kapazitäten, der Fristigkeit der Verträge usw. ab. Im Sinne einer Bandbreitenabschätzung gehen wir von Werten zwischen 70 und 150 €/t aus. Der Stromerlös fluktuiert ebenfalls stark. Der jahresmittlere Erlös an der Strombörse EEX fiel von 2011 (52 €/MWh) auf 33 €/MWh im Jahr 2017 (Mittelwert der Periode: 37 €/MWh). Wir setzen hier zwischen 25 und 40 €/MWh an. Wärmeerlöse hängen stark von den lokalen Bedingungen ab; einige Anlagen geben die Wärme umsonst ab, da sie Kosten zum Betrieb beispielsweise eines luftgekühlten Kondensators einsparen. Andere Anlagen erzielen bis zu 20 €/MWh. Diese Bandbreite wird zu Grunde gelegt. Die Kürzel in Tabelle 3 (z. B. (110/30/20) entsprechen den zu Grunde gelegten Entsorgungs-/Strom-/Wärmeerlösen.
- Variante 3 entspricht der jetzigen Vorgehensweise der EnEV, dass der Abfall „umsonst“ für die Wärmebereitstellung erfolgt. Eine solche vereinfachte Betrachtungsweise unterstellt, dass der Brennstoff für die Wärmebereitstellung – der eingesetzte Abfall – aus Gründen der Entsorgung ohnehin anfällt. Dem steht entgegen, dass Abfall nicht unvermeidbar ist, sondern im Gegenteil nach Kreislaufwirtschaftsgesetz prioritär vermieden werden soll.

Eine vollständige Allokation auf Strom und Wärme, „Variante 0“, wird nur nachrichtlich dokumentiert; eine solche Betrachtungsweise würde dem abfallwirtschaftlichen Hauptzweck einer thermischen Abfallbehandlungsanlage widersprechen.

Bei der Interpretation dieser Allokationsvarianten ist zu berücksichtigen, dass nach Vorgabe des Umweltbundesamtes in den aktuellen LCA-Studien zu Verpackungen eine 50:50-Allokation vorgenommen wird. Sollte also eine andere Allokation als Variante 1 gewählt werden, so müssten aus Kohärenzgründen auch in Produktökobilanzen die Allokationsverfahren umgestellt werden, oder es wird ein bewusster Bruch der Bilanzierungssysteme in Kauf genommen.

---

<sup>3</sup> Abfallverbrennungsanlagen gemäß 17. BImSchV

Das Ergebnis dokumentiert Tabelle 3. Für das Produkt Wärme ergibt sich ein PEF zwischen 0 bei Variante 3 und maximal 0,28 im 50:50-Verfahren. Für den dazugehörigen PEF des Brennstoffs Abfall als Inputstoff ergibt sich hieraus ein PEF zwischen 0 und 0,25; wobei die Variante 2 der ökonomischen Allokation zu vergleichsweise robusten Werten deutlich unter 0,2 führt (0,06 bis 0,12).

Nimmt man nun noch einen konservativ abgeschätzten und ebenfalls ökonomisch allozierten Beitrag des Verkehrs hinzu (Beispiel: 500 km Transport, 110/30/30-Allokation →  $PEF_{Transport} = 0,01$ ), so liegt der PEF des Abfalls insgesamt bei 0,07 bis 0,13. In der als Mittelwert zu betrachtenden Allokationsvariante 110/30/20 beträgt der PEF des Abfalls 0,1 mit einem dazugehörigen THG-Faktor von rd. 35 g/kWh inkl. Transport.

**Tabelle 3: Ergebnisse unterschiedlicher Allokationsverfahren für eine Standard-LCA (Transport-Aufwendungen werden hier vernachlässigt). Quelle: eigene Berechnungen, ifeu**

		V0: 0:100	V1: 50:50	V2: Ökonomisch*			V3: 100:0
				70/25/20	110/30/20	150/40/10	
Müll $H_2$ , 9 MJ/kg 50 % EE-Anteil CO <sub>2</sub> -Faktor 91 g/MJ, 50 % fossiles C	<b>MVA</b> eta el, netto: 12 % eta th: 30 %	CO <sub>2</sub> -Faktoren in g/kWh					
	→ Wärme (Output)	180	90	88	60	24	0
	→ Abfall (Input) für GEG	162	81	39	29	19	0
	→ Primärenergiefaktor						
	↓ Strom	CO <sub>2</sub> -Faktoren in g/kWh					
		0,56	0,28	0,27	0,19	0,07	0
		0,50	0,25	0,12	0,09	0,06	0

\* Entsorgungserlös in € pro t/Stromerlös im € pro MWh/Wärmeerlös in € pro MWh.  
 Angenommener Carnot-Faktor: 0,2

### 3.2.8 Industrielle Abwärme

Zur Frage der primärenergetischen und THG-Bewertung ist nach wie vor (Pehnt et al. 2011) aktuell: „In einer Vielzahl von industriellen Produktionsprozessen fällt Abwärme bei unterschiedlichen Temperaturen an. Das beginnt mit Kühlwasser, das nur wenige Grade oberhalb der Umgebungstemperatur anfällt und über offene oder geschlossene Kühltürme und Rückkühleinrichtungen an die Umgebungsluft oder an fließende Gewässer abgeführt wird. Abwärme von Prozessanlagen, die zunächst diffus als Strahlungswärme, Wärmeleitung und Konvektion anfällt, wird meist über Lüftungsanlagen erfasst und als Abluft bei niedrigem Temperaturniveau abgeführt.“

Sowohl Wärmeauskopplung aus Abluft als auch aus Kühlwasser und anderen Abwärmequellen lässt sich, sofern es nicht bereits prozessbedingt bei hohen Temperaturen anfällt und die direkte Abwärmenutzung ermöglicht, üblicherweise nur mit zusätzlichem primärenergetischem Aufwand in Fernwärmenetze einspeisen. Das kann z.B. über eine Wärmepumpe, durch Eindüsung von Dampf oder Vermischung mit Heizwasser mit höherem Temperaturniveau erfolgen.

Dazu aus FW 309-1, Kapitel 4.5.: „Der fernwärmebedingte Anteil ist die Wärmemenge, die zusätzlich benötigt wird, um den prozessbedingten Anteil nach den Erfordernissen des Fernwärmesystems zu ergänzen (z. B. Erhöhung von Druck, Temperatur, Volumenstrom).“

Dieser primärenergetische Aufwand lässt sich ermitteln und kann dann für die Berechnung des Primärenergiefaktors von Nah- und Fernwärmesystemen in Anlehnung an Formel 3 der AGFW FW 309-1 für Heizwerke ohne Koppelprodukte verwendet werden.

Die Berechnungsalgorithmen nach FW 309 oder DIN V 18599 setzen jedoch voraus, dass für den Primärenergiefaktor des Brennstoffes bzw. in diesem Fall der Abwärme einheitliche und nachvollziehbare Vorgaben bestehen. Für die Abwärme, die „bei Nichtnutzung durch Fernwärme über Kühlvorrichtungen an die Umgebung abgeführt werden müsste“, schlägt die FW 309-1 in 4.5. den Primärenergiefaktor „0“ vor.

Ob diese Zuordnung verursachergerecht und energiewirtschaftlich zielführend ist, wurde in ifeu et al. (2011) ausführlich untersucht: „Um Primärenergiefaktoren für Abwärme einer differenzierenden Betrachtung unterziehen zu können, muss zwischen verschiedenen Typen der Abwärmeauskopplung unterschieden werden:

- a. Der Produktionsprozess wird durch die Wärmeauskopplung mit einem zusätzlichen Primärenergieaufwand belastet. Dieser Effekt kann beispielsweise bei Kältekreisläufen auftreten, die aufgrund der Anforderungen zur Wärmenutzung mit einer höheren Kondensationstemperatur betrieben werden.
- b. Die Effizienz des Produktionsprozesses wird durch die Abwärmenutzung nicht bzw. nicht wesentlich beeinflusst, z.B. bei der Wärmerückgewinnung aus Rauchgasen, sofern die Druckdifferenz an den Einbauten durch den vorhandenen Druck aus dem Brennraum oder durch Thermik überwunden werden kann.
- c. Durch die Abwärmenutzung wird Primärenergieaufwand auf der Prozessseite vermieden bzw. reduziert wie beispielsweise bei der Nutzung von Kühlwasser, das anderweitig über Kühleinrichtungen angeführt werden müsste.“

Die Analyse von verschiedenen Beispielen der Kategorie a bis c in (ebd.) führt zu PEF zwischen 0 und 0,2. Der höchste Wert ergibt sich für das Beispiel einer gewerblichen Kälteanlage und deren Abwärmenutzung. Die Abwärmenutzung von gewerblichen Öfen wird dort mit einem PEF von 0,1 berechnet. Auch in unterschiedlichen industriellen Prozessen fällt Abwärme auf relativ hohem Temperaturniveau an und muss oft mit primärenergetischem Aufwand, bei offenen Kühltürmen auch mit dem Verbrauch von aufbereitetem Wasser an die Umgebung abgeführt werden, so dass die Abwärmenutzung hier z. T. Energie einspart. An der Hochtemperaturskopplung wird dort ein negativer PEF zwischen -0,04 und -0,01 errechnet.

Mit der Zuteilung eines Primärenergiefaktors für Abwärme (ohne Berücksichtigung des sog. „fernwärmebedingten Anteils“) würde von der Sichtweise Abstand genommen werden, den Primärenergiebedarf zur Gänze dem industriellen Prozess zuzurechnen. Eine Allokation nach dem exergetischen Anteil des Zielproduktes an allen bereitgestellten Produkten setzt voraus, dass alle Produkte exergetisch bewertbar sind. Dies ist nur dann möglich, wenn die Zielprodukte in Form von Energieströmen, wie bei der Kraft-Wärme-Kopplung mit Strom und Wärme oder beispielsweise in einem Raffinerieprozess als Kraft- bzw. Brennstoff und Wärme vorliegen. Bei den meisten Produktionsprozessen wie z.B. bei Lebensmitteln, Glas, Dämmstoffen oder Zement ist das jedoch nicht möglich. (...) Aufgrund der systematischen Unschärfe, die bei dieser Art der Allokation in Kauf genommen werden müsste, wurde auf eine exergetische Bewertung der industriellen Abwärme im Rahmen dieser Untersuchung verzichtet.

Analog Kapitel 3.2.7 könnte auch eine ökonomische Allokation erfolgen, die dann allerdings für jeden Industrieprozess einzeln durchgeführt werden müsste. Dieser Aufwand dürfte auch in den allermeisten Fällen zu ähnlichen Ergebnissen führen wie die Allokation am Beispiel der thermischen Abfallbehandlungsanlage.

Die Nutzung von industrieller und gewerblicher Abwärme zur direkten Beheizung von Gebäuden oder zur Einspeisung in Wärmenetze sollte im Sinne der Reduzierung des Primärenergieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen erweitert und gefördert werden.

Darüber hinaus stellt sich allerdings die Frage eines **möglichen Missbrauchs**. Grundsätzlich wäre vorstellbar, den fossilen Input in industrielle Prozesse (z. B. Öfen) zu erhöhen und diese Wärme als „Abwärme“ zu verkaufen.

- Allerdings sind diesbezüglich auch bei der bisherigen Regelung keine Missbrauchsfälle bekannt. Im Gegenteil wird derzeit die Einspeisung von Abwärme durch verschiedene, unter anderem auch bürokratische Hemmnisse behindert.
- Marktübliche Einspeisepreise für Abwärme in Wärmenetze liegen oftmals auch unter den Bezugspreisen der Brennstoffe.
- Weitere Instrumente (Emissionshandel, Energieaudits und Beratung u.a.) wirken auf die Vermeidung von Abwärme.
- Sinnvoll wäre grundsätzlich die Anforderung, bei der Erstellung des PEF-Gutachtens die Sinnhaftigkeit des Gesamtkonzepts bestätigen zu lassen, indem geprüft wird, ob die Abwärme durch Effizienzmaßnahmen vermeidbar oder durch andere Prozesse /erneuerbare Brennstoffe substituierbar wäre. Im konkreten Fall können solche Analysen aber außerordentlich aufwändig sein (Beispiel: hoch vernetzte Raffinerie) und wären damit nicht durch einen PEF-Gutachter überprüfbar.

Insgesamt wird daher empfohlen, für den prozessbedingten Anteil der Abwärme einen PEF von 0,1 anzusetzen wie auch bei der MVA. Im Rahmen der Erstellung des PEF-Gutachtens (FW 309) dürfen nur Abwärmemengen berücksichtigt werden, die nicht offensichtlich vermeidbar wären.

### 3.3 Gesamtergebnisse der Faktorenbestimmung

Die Ergebnisse der sich ergebenden Primärenergiefaktoren ist in Tabelle 4 dargestellt. Dabei sind die Ergebnisse der verschiedenen Studien sowohl für Primärenergie wie auch für die THG-Faktoren dargestellt. Ebenfalls dargestellt sind die jeweiligen Umweltbelastungspunkte (UBP), die erst in Kapitel 5.6 aufgegriffen werden. Im Folgenden werden die Ergebnisse aufgeteilt nach Energieträger diskutiert.

**Tabelle 4: Primärenergiefaktoren, THG-Emissionen und Umweltbelastungspunkte verschiedener Heizenergieträger. Systemgrenze: Anlieferung am Tank bzw. an der Steckdose. Brennstoffwerte sind bezogen auf H<sub>i</sub>. KUP: Kurzumtriebsplantage. noLUC: keine Landnutzungsänderungen berücksichtigt. Quelle: Zusammenstellung ifeu. Einzelquellen s.u.**

Primärenergiefaktoren	f <sub>p</sub> (MJ/MJ)					THG (g CO <sub>2</sub> äq/kWh)					UBP pro kWh [5]	Rechenwert		
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]		f <sub>p</sub> MJ/MJ	THG g/kWh	
<b>Fossile Brennstoffe</b>														
Erdgas H	1,11				1,06	240					252	152	1,1	240
Heizöl EL	1,15			1,18	1,23	310		307	324			250	1,2	310
Flüssiggas	1,09			1,17	1,15	269		n.v.			295	216	1,1	269
Braunkohle Brikett	1,20					448							1,2	448
Steinkohle Brikett	1,05				1,19	431					412	470	1,1	431
Braunkohle für Kraftwerk	1,02					430							1,0	430
Steinkohle für Kraftwerk	1,10					394							1,1	394
<b>Strom</b>														
Niederspannung 2015	1,92	2,10		2,00	1,97	564	599		535				1,9	564
Niederspannung 2016	1,92					567							1,9	567
Szenario KS 80														
Niederspannung 2020	1,51					432							1,5	432
Niederspannung 2025*	1,21					375							1,2	375
Niederspannung 2030	0,90					318							0,9	318
Niederspannung 2050	0,14					57							0,1	57
Szenario KS 95														
Niederspannung 2020	1,44					380							1,4	380
Niederspannung 2025*	1,05					287							1,1	287
Niederspannung 2030	0,65					195							0,7	195
Niederspannung 2050	0,06					22							0,1	22
Szenario Langfristsz. Basis														
Niederspannung 2020	1,51	1,68				433	455						1,5	433
Niederspannung 2025*	1,30	1,43				408	430						1,3	409
Niederspannung 2030	1,08	1,18				384	405						1,1	384
Niederspannung 2050	0,26	0,29				91	99						0,3	91
PV (Aufdach)	0,07				0,32	25					90		0,1	25
Wind onshore	0,02			0,04	0,09	9			12	25			0,0	9
Wind offshore	0,01					4							0,0	4
<b>Biogene Brennstoffe</b>														
<b>Feste Biomasse</b>														
Scheitholz	0,00	0,02			0,11	12	16				31	101	0,01	12
Hackschnitzel Waldrestholz	0,03				0,06	13					12	87	0,03	13
Hackschnitzel KUP	0,04					20							0,04	20
Holzpellets Waldrestholz	0,05	0,09			0,16	15	30				31	87	0,05	25
Holzpellets D	0,06	0,12		0,07		17	40		n.v.				0,06	27
Holzpellets Kanada	0,12	0,42				41	112						0,4	112
Holzpellets KUP	0,07	0,14				27	45						0,1	27
<b>Gasförmige Biomasse</b>														
Biogas (Gülle) für BHKW	0,07	0,15	0,09		0,30	27	-5	43			144	121	0,1	43
Biogas (Mais) für BHKW	0,12	0,17	0,18			101	157	106					0,2	106
Biomethan (Mais) Erdgasnetz	0,19		0,34			131		158					0,3	158
Biomethan (Abfall) Erdgasnetz	0,11		0,27			47		96					0,3	96
Biomethan (Gülle) Erdgasnetz	0,14		0,24			57		87					0,2	87
Biomethan (Mix, Durchschnitt)		0,35	0,33				180	149					0,3	149
Biomethan (Mix, Best practice)							50-120							
<b>Flüssige Biomasse</b>														
Rapsöl (EU), noLUC	0,25	0,3				166	213						0,3	166
Biodiesel (Raps)	0,38	0,22				187	212						0,4	187
Biodiesel (Palmöl)	0,41	0				212	64						0,4	212
Biodiesel (Sojaöl)	0,39	0,17				65	96						0,4	65
<b>Energieträger-Mixe</b>														
Gasmix (1 % Biomethan)													1,11	239
Heizölmix (2 % Bioheizöl)													1,13	308

UBP: Umweltbelastungspunkte. THG Treibhausgase. [1] GEMIS 5.0 beta [2] ifeu-Datenbank [3] UBA (2016) [4] Ökobaudat/Gabi [5] Frischknecht (2016). \* Daten in Überarbeitung.

### 3.3.1 Fossile Brennstoffe

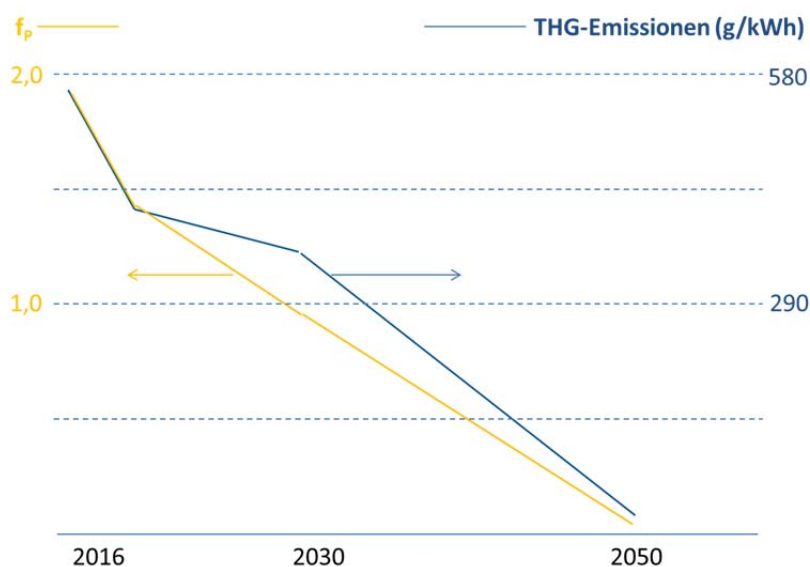
Die Ergebnisse für die fossilen Brennstoffe liegen in den verschiedenen Studien nahe beieinander. Der Faktor für Erdgas bewegt sich nahe 1,1 bzw. 240 g THG/kWh. Die PEF-Werte für Heizöl sind bei Gemis etwas niedriger als in den anderen Studien. Insgesamt ist der erschöpfliche Primärenergieaufwand für Heizöl nahe beim Wert für Erdgas, während der THG-Faktor, bedingt durch den höheren Kohlenstoffgehalt, deutlich höher liegt.

Der THG-Faktor für Steinkohle-Briketts liegt nur geringfügig unter dem Wert für Braunkohle. Dies liegt an den ebenfalls zu berücksichtigenden Grubengas-Emissionen.

### 3.3.2 Strom

Der PEF für Strom 2015 und 2016 liegt bei GEMIS bei 1,92, also über dem für 2016 erwarteten und in der EnEV vorweggenommenen Wert von 1,8. Dabei liegt GEMIS besser als die anderen ausgewerteten Quellen, die einen PEF von 1,97 bis 2,1 ableiten. Bei den THG-Emissionen ergeben sich Faktoren zwischen 535 und 599 g/kWh.

Der Stromsektor zeichnet sich durch eine große Dynamik aus. Bedingt durch die ambitionierten Ausbaupfade sinken diese Werte gemäß der drei analysierten Szenarien in den nächsten 15 Jahren und darüber hinaus deutlich ab. Dieser Trend findet bei den PEF schneller statt als bei den THG-Faktoren (Abbildung 3), wobei die Trajektorien langfristig wieder zusammenlaufen. Dies liegt an der Substitution von Kernenergie (die einen schlechten PEF, aber niedrige THG-Emissionen aufwiesen) durch Kohlekraft. Dabei ist zudem zu berücksichtigen, dass die untersuchten Szenarien einen vergleichsweise schnellen Kohleausstieg zu Grunde legen. So unterstellt das Szenario KS 80 einen Rückgang der Stromerzeugung aus Braunkohle auf die Hälfte des heutigen Wertes. Wenn dieser langsamer vollzogen wird, wird sich die in Abbildung 3 gezeigte „Entwicklungsschere“ verstärken.



**Abbildung 3: Entwicklung des PEF und der THG-Emissionen in den Langfristszenarien** (eigene Darstellung ifeu basierend auf Pfluger et al. 2017)

Im Zuge von Untersuchungen zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit verschieden effizienter und konfigurierter Gebäudetypen sind immer Annahmen über die Zukunft zu treffen. Für Wohngebäude beträgt der Betrachtungszeitraum in der Regel 30 Jahre, für Nichtwohngebäude 20 Jahre. Vor dem Hintergrund des sich sehr dynamisch entwickelnden Strommarktes ergeben sich daraus erhebliche Prognoseunsicherheiten. Hinsichtlich der Umweltwirkungen ist der Primärfaktor für Strom („Stromfaktor“) gerade auch im Hinblick auf die steigende Marktdurchdringung von Wärmepumpen relevant.

Aufgrund dieser Unsicherheiten einerseits und der überragenden Wichtigkeit der Klimaziele andererseits erscheint es im Sinne des Vorsorgeprinzips ratsam, den in den kommenden 5-15 Jahren für langfristige Wirtschaftlichkeits- oder Kostenoptimalitätsberechnungen bzw. die Gebäudebilanzierung angesetzten Stromfaktor einerseits nicht unter den Wert von 1,8 abzusenken und diesen Wert außerdem mit Augenmaß einer Klimakorrektur zu unterziehen. Dies erscheint auch unter Berücksichtigung der in Kapitel 5.1 dargestellten Ergebnisse für die während des Betriebs von Wärmepumpen tendenziell erhöhten PEF als zielführender Kompromiss.

Weitere Untersuchungen zur zeitlichen und Anwendungs-Differenzierung des Stromfaktors erfolgen in Kapitel 5.1.

### **3.3.3 Biogene Festbrennstoffe**

Sowohl die PEF wie auch die THG-Emissionen biogener Festbrennstoffe liegen bei sehr niedrigen Werten. Selbst die aus Anbaubiomasse (Kurzumtriebsplantagen KUP) hergestellten Brennstoffe liegen unter 0,2.

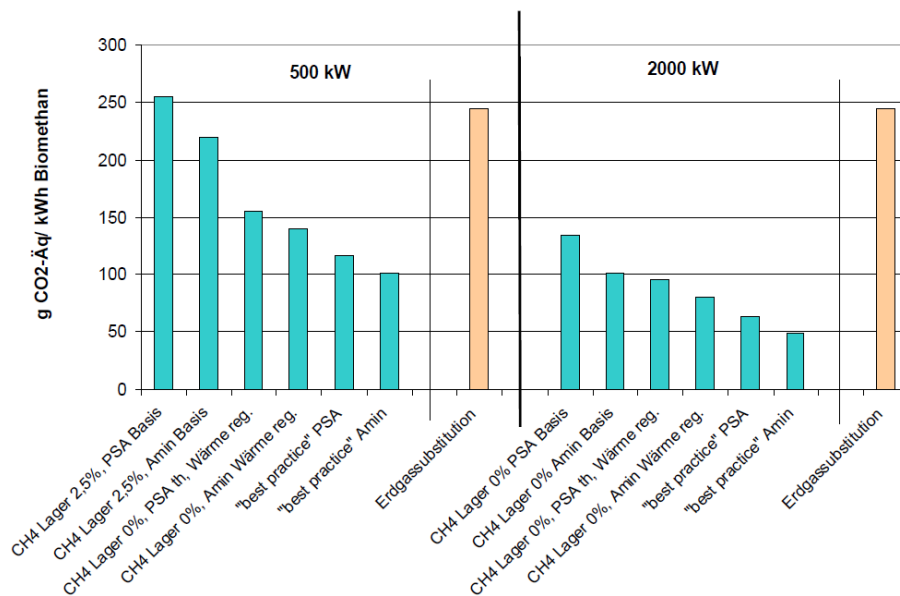
Der Unterschied zwischen den Bilanzen bzgl. kanadischer Holzpellets liegt vor allem in den angesetzten Transportentfernungen. GEMIS rechnet lediglich mit 100 km LKW-Transport, während in ifeu (2015) neben den 6300 km Seeschiff (Hudson Bay – Rotterdam) auch 1000 km Lkw-Kilometer für den Transport zum Küstenhafen und von Rotterdam nach Deutschland angesetzt sind. Der Lkw-Transport ist dabei von ähnlicher Relevanz wie der Seetransport. Diese weiten Distanzen treten allerdings in der Marktpraxis kaum auf. Lediglich 0,5 Prozent stammen aus den USA und Kanada (siehe hierzu Kapitel 3.2.4).

### **3.3.4 Gasförmige Biomasse**

Bei gasförmiger Biomasse ergeben sich einerseits Unterschiede zwischen dem Biogas, das unmittelbar in der Biogasanlage vor Ort genutzt wird, und Biogas, das aufbereitet und als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist wird. Während die PEF-Werte für ersteres bei rd. 0,1 liegen, steigt der Aufwand bei Biomethan auf bis zu 0,36.

Deutlicher werden Unterschiede in den Biomethan-Bereitstellungspfaden bei der Bewertung der THG-Emissionen. Die THG-Emissionen der Biomethan-Bereitstellung hängen – deutlich stärker als die PEF – von der Anlagenkonfiguration und den lokalen Spezifika ab.

Die Gesamtbilanz hängt stark von verschiedenen Faktoren ab: der Größe der Anlage, der Verluste aus dem Gärrestlager, des Aufbereitungsverfahrens und weiterer Prozessschritte. Abbildung 4 stellt die Bandbreite der Resultate von 50 bis 250 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro kWh Biomethan dar.



**Abbildung 4: THG-Bilanz von Biomethan im Vergleich zu Erdgas (ifeu 2009). In der letzten Dekade verlief der Trend hin zu großen Aufbereitungsanlagen.**

Einen auf Basis aller einspeisenden Anlagen errechneten „offiziellen“ Mittelwert in Analogie zum Strommix gibt es nicht. Daher müssen Annahmen für die Anlagenbeschaffenheit getroffen werden. Für die Bestimmung eines Wertes für die weiteren Analysen wird der in Abstimmung mit dem Umweltbundesamt von ifeu im Projekt BioEM errechnete Wert (PEF = 0,33, THG = 149 g/kWh) vorgeschlagen (Fehrenbach et al. 2016). Dabei wurde von einem Anteil nachwachsender Rohstoffe von 88 Prozent ausgegangen.

### 3.3.5 Bioheizöl

Ähnlich wie bei den gasförmigen Bioenergieträgern sind auch bei den Bioenergieträgern die Provenienz, der eingesetzte Rohstoff, die verwendeten Verfahren und die indirekten Wirkungen entscheidend für die Gesamtbilanz der Energieträger. Entsprechend größer ist auch die Bandbreite der Ergebnisse insbesondere bezüglich der THG-Emissionen.

Größenordnungsmäßig liegen die Ergebnisse bzgl. der PEF-Werte bei zu Bioheizölen weiterverarbeiteten Pflanzenölen bei 0,4, während die THG-Emissionen auf Werte über 150 g/kWh ansteigen können. Vereinzelt gibt es aber auch Prozesse mit deutlich niedrigeren THG-Emissionen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn Rohstoffe mit hohen Flächenerträgen mit prozessintern optimierten Anlagen (Nutzung von Biomasse zur Bereitstellung von Prozesswärme; Nachgärung und Biogasnutzung von Reststoffen, usw.) realisiert werden.



### 3.4 Verhältnis Primärenergie/THG

Tabelle 5 zeigt das Verhältnis der Treibhausgas-Emissionen zum PEF des gleichen Energieträgers<sup>4</sup> sowie die jeweils auf den Energieträger Erdgas normierten PEF- und THG-Faktoren.<sup>5</sup> Besonders augenscheinlich sind die höheren THG-Emissionen im Verhältnis zum PEF für einige biogene Energieträger, bei denen die THG-Bilanz nicht nur von den stöchiometrischen CO<sub>2</sub>-Emissionen bestimmt werden, sondern auch von den Methan- (und Lachgas-)Emissionen der landwirtschaftlichen Vorkette.

Um die Wirkungen einer Umstellung der Faktoren abzuschätzen, ist es in einem weiteren Schritt instruktiv, die Faktoren zu normieren auf die PEF von Erdgas gemäß folgender, in (Oschatz et al. 2016) angewendeten Formel:

$$f_{P,erweitert,i} = (1 - X_{CO_2\ddot{a}q}) \cdot f_{P,i} + X_{CO_2\ddot{a}q} \cdot f_{P,Erdgas} \cdot \frac{e_{CO_2\ddot{a}q,i}}{e_{CO_2\ddot{a}q,Erdgas}}$$

Für  $X_{CO_2\ddot{a}q} = 1$  wird das Bewertungssystem vollständig auf die THG-Wirkung umgestellt (nur auf die dimensionslosen PEF umgerechnet). Äquivalent hierzu wäre es, nicht mehr  $Q_p$  als Anforderungsgröße zu wählen, sondern die THG-Emissionen. Bei einem „50:50“-Ansatz werden die beiden Schutzgüter erschöpfliche Ressourcen und Treibhausgase jeweils gleich gewichtet.

Die sich ergebenden Faktoren sind ebenfalls in Tabelle 5 dokumentiert. Die Ergebnisse illustrieren die stärkere Differenzierung durch den Einbezug von Treibhausgasen:

- Wenn man die PEF auf THG umstellen würde und Erdgas bei 1,1 belässt, würde sich für den heutigen **Strommix** ein Faktor von 2,6 ergeben. Dieser würde allerdings bis 2025 rapide auf beispielsweise 1,87 gemäß Langfristszenario des BMWi absinken.
- **Heizöl** würde bei einer Umstellung auf THG bei einem THG-korrigierten PEF von 1,42 landen. Der höhere Kohlenstoffgehalt macht sich deutlich bemerkbar.
- Bei **fester Biomasse** ergeben sich auch bei Umstellung auf THG sehr niedrige Werte. **Biomethan** würde einen äquivalenten PEF von rd. 0,7 erhalten. Flüssige Bioenergieträger würden je nach individueller Bilanz zwischen 0,3 und 1,0 liegen.

Diese „THG-korrigierten“ PEF-Werte dienen nur als interpretative Anhaltspunkte. Wenn man in einem Schritt von PEF auf THG umschwenken würde, würde man selbstverständlich die Gebäudeanforderungen nicht mehr bezogen auf MJ Primärenergie, sondern bezogen auf Tonnen Treibhausgase formulieren. Die entsprechenden THG-Werte können auf Basis von Tabelle 4 bestimmt werden.

<sup>4</sup> Das heißt die Emissionen in g/kWh werden durch den dimensionslosen PEF geteilt.

<sup>5</sup> Diese Faktoren beschreiben, um das wievielfache der PEF bzw. die THG-Emissionen des jeweiligen Energieträgers höher/niedriger sind als die des Energieträgers Erdgas.

**Tabelle 5: Verhältnis der Primärenergiefaktoren und Treibhausgas-Emissionen sowie auf Erdgas normierte PEF mit  $X_{CO_2\ddot{a}q} = 1$  („THG“) und  $X_{CO_2\ddot{a}q} = 0,5$  („f<sub>50:50</sub>“). Quelle: ifeu**

Primärenergiefaktoren	THG	f <sub>50:50</sub>	THG/f <sub>P</sub>	f <sub>P</sub> /f <sub>P,Gas</sub>	THG/THG <sub>Gas</sub>
	normiert	50% f <sub>P</sub>			
	auf f <sub>P,Gas</sub> 50 % THG				
<b>Fossile Brennstoffe</b>					
Erdgas H	1,1	1,10	218	1	1
Heizöl EL	1,42	1,31	258	1,09	1,29
Flüssiggas	1,23	1,17	245	1,00	1,12
Braunkohle Brikett	2,05	1,64	367	1,11	1,87
Steinkohle Brikett	1,98	1,52	403	0,97	1,80
Braunkohle für Kraftwerk	1,97	1,50	422	0,93	1,79
Steinkohle für Kraftwerk	1,81	1,45	358	1,00	1,64
<b>Strom</b>					
Niederspannung 2015	2,59	2,24	297	1,73	2,35
Niederspannung 2016	2,60	2,25	298	1,73	2,36
Szenario KS 80					
Niederspannung 2020	1,98	1,74	288	1,36	1,80
Niederspannung 2025*	1,72	1,46			
Niederspannung 2030	1,46	1,18	353	0,82	1,33
Niederspannung 2050	0,26	0,18	570	0,09	0,24
Szenario KS 95					
Niederspannung 2020	1,74	1,57	271	1,27	1,58
Niederspannung 2025*	1,32	1,21	261	1,00	1,20
Niederspannung 2030	0,89	0,80	279	0,64	0,81
Niederspannung 2050	0,10	0,10	220	0,09	0,09
Szenario Langfristsz. Basis					
Niederspannung 2020	1,98	1,74	289	1,36	1,80
Niederspannung 2025*	1,87	1,59	315	1,18	1,70
Niederspannung 2030	1,76	1,43	349	1,00	1,60
Niederspannung 2050	0,42	0,36	303	0,27	0,38
PV (Aufdach)	0,11	0,11	250	0,09	0,10
Wind onshore	0,04	0,03	450	0,02	0,04
Wind offshore	0,02	0,01	400	0,01	0,02
<b>Biogene Brennstoffe</b>					
<b>Feste Biomasse</b>					
Scheitholz	0,06	0,03	1200	0,01	0,05
Hackschnitzel Waldrestholz	0,06	0,04	433	0,03	0,05
Hackschnitzel KUP	0,09	0,07	500	0,04	0,08
Holzpellets Waldrestholz	0,11	0,08	500	0,05	0,10
Holzpellets D	0,12	0,09	450	0,05	0,11
Holzpellets Kanada	0,51	0,46	280	0,36	0,47
Holzpellets KUP	0,12	0,11	270	0,09	0,11
<b>Gasförmige Biomasse</b>					
Biogas (Gülle) für BHKW	0,20	0,14	476	0,08	0,18
Biogas (Mais) für BHKW	0,49	0,33	590	0,16	0,44
Biomethan (Mais) Erdgasnetz	0,73	0,53	466	0,31	0,66
Biomethan (Abfall) Erdgasnetz	0,44	0,36	352	0,25	0,40
Biomethan (Gülle) Erdgasnetz	0,40	0,32	361	0,22	0,36
Biomethan (Mix, Durchschnitt)	0,68	0,50	457	0,30	0,62
Biomethan (Mix, Best practice)					
<b>Flüssige Biomasse</b>					
Rapsöl (EU), noLUC	0,76	0,51	665	0,23	0,69
Biodiesel (Raps)	0,86	0,62	485	0,35	0,78
Biodiesel (Palmöl)	0,97	0,69	513	0,38	0,89
Biodiesel (Sojaöl)	0,30	0,34	167	0,35	0,27
<b>Energieträger-Mixe</b>					
Gasmix (1 % Biomethan)	1,10	1,10	216	1,01	1,00
Heizölmix (2 % Bioheizöl)	1,41	1,27	271	1,03	1,28

## 4 Energetische Bewertung der KWK und Fernwärme

Für die energetische Bewertung von Fernwärme und KWK ergeben sich folgende relevante Fragestellungen, die in diesem Kapitel behandelt werden:

- Stromgutschrift-Methode und Carnot-Methode: wie sollen Primärenergie bzw. THG bei KWK-Anlagen künftig auf die beiden Produkte Wärme und Strom alloziert werden?
- Wie wirken sich geänderte Primärenergiefaktoren und geänderte Allokation im Bereich KWK auf die Primärenergiefaktoren von Fernwärme aus? Wie groß und welcher Art sind die Veränderungen ggü. dem Status Quo?
- Über welche Ansätze kann die Weiterentwicklung von Fernwärme (Erhöhung von EE-Wärme-Anteil, Flexibilität und Effizienz) über das Ordnungsrecht angereizt werden?

### 4.1 Vergleich verschiedener Allokationsmethoden

Für die energetische Bewertung von KWK und Fernwärme ist eine Aufteilung der Brennstoffenergie, Primärenergie und der Emissionen nach den Anteilen der Strom- und Wärmeerzeugung notwendig. Dafür gibt es verschiedene Allokationsmethoden, die jeweils in verschiedenen Regelwerken angewendet werden (siehe Tabelle 6).

**Tabelle 6 Allokationsmethoden zur energetischen Bewertung von Fernwärme**

	Anwendungsbeispiele
<b>Stromgutschriften/ Wärmegutschriften</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ EnEV</li><li>▪ AGFW-Richtlinien FW 308 und FW 309-1</li></ul>
<b>Carnot-Methode</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ AGFW-Richtlinien FW 308 und FW 309-6</li><li>▪ diverse Kommunen und Betriebe</li></ul>
<b>Finnische Methode</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Statistische Landesämter</li><li>▪ AG Energiebilanzen</li></ul>

**Quelle: eigene Darstellung, Prognos**

Die aktuell angewendete und in der EnEV sowie von den KfW-Förderprogrammen anerkannte Methode ist die Stromgutschriftmethode, darüber hinaus werden die Carnot- sowie die Finnische Methode angewandt. Die Methoden unterscheiden sich wie folgt:

- Stromgutschriftmethode: Der KWK-Strom wird der Wärmeerzeugung als „Gutschrift“ zugeschrieben, diese Gutschrift wird bewertet mit dem Mix des verdrängten Stroms.
- Carnotmethode: Die Aufteilung in Strom und Wärme erfolgt über eine Umrechnung des Wärmeeanteils in Exergie, also den arbeitsfähigen Teil der Energie, abhängig vom Temperaturniveau.
- Finnische Methode: Die Aufteilung in Strom und Wärme erfolgt über den Vergleich mit Referenzzwirkungsgraden der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme.



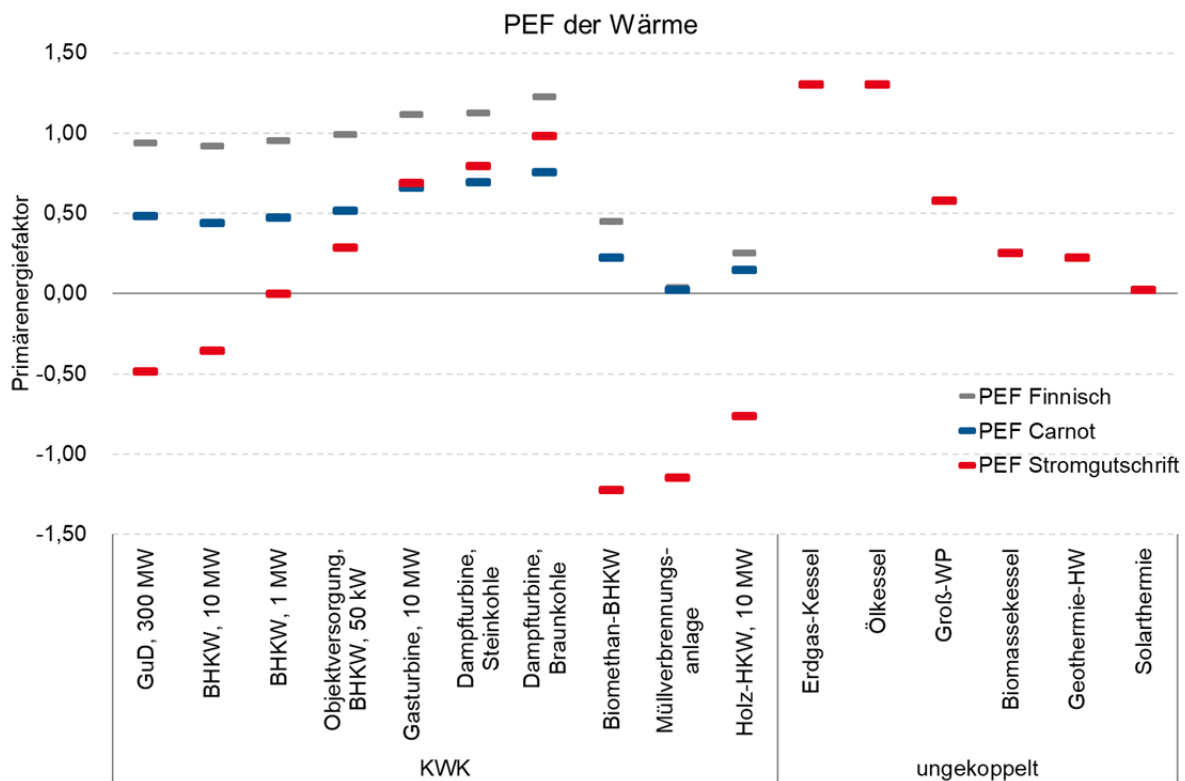
**Tabelle 7: Anlagenparameter der KWK-Anlagen, erdgasbasiert**

	GuD, 300 MW	BHKW, 10 MW	BHKW, 1 MW	Objektver- sorgung, BHKW, 50 kW	Gastur- bine, 10 MW	Dampftur- bine, Steinkohle	Dampftur- bine, Braunkoh- le	Biome- than- BHKW	Müllver- bren- nungs- anlage	Holz- HKW, 10 MW
<b>Strom- kennzahl</b>	1,15	1,00	0,80	0,64	0,51	0,42	0,42	0,76	0,40	0,40
<b>n<sub>th</sub></b>	40%	45%	50%	55%	55%	60%	60%	50%	30%	50%
<b>n<sub>el</sub></b>	46%	45%	40%	35%	28%	25%	25%	38%	12%	20%
<b>n<sub>ges</sub></b>	86%	90%	90%	90%	83%	85%	85%	88%	42%	70%
<b>T<sub>Vorlauf</sub> [°C]</b>	110	90	90	90	110	110	110	90	90	90
<b>T<sub>Rücklauf</sub> [°C]</b>	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
<b>PEF Brennstoff (Status Quo)</b>	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,20	0,50	0,00	0,20
<b>PEF Brennstoff (klimakor- rigiert)</b>	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,80	2,00	0,60	0,10	0,20

**Tabelle 8: Anlagenparameter der ungekoppelten Anlagen**

	Erdgas- Kessel	Ölkessel	Groß-WP	Biomassekessel	Geothermie- HW	Solarthermie
<b>n<sub>th</sub></b>	95%	95%	350%	90%	900%	9500%
<b>n<sub>el</sub></b>	0%	0%	0%	0%	0%	0%
<b>n<sub>ges</sub></b>	95%	95%	350%	90%	900%	9500%
<b>T<sub>Vorlauf</sub></b>	90	90	45	90	85	45
<b>T<sub>Rücklauf</sub></b>	60	60	35	60	65	35
<b>PEF Brennstoff (Status Quo)</b>	1,10	1,10	1,80	0,20	1,80	1,80
<b>PEF Brennstoff (klimakorrigiert)</b>	1,10	1,40	2,10	0,50	2,10	2,10

*Der Nutzungsgrad bei Wärmepumpe, Geothermie und Solarthermie ist bezogen auf den Stromeinsatz / Pumpstrombedarf*



**Abbildung 6 Primärenergiefaktor der Wärme für verschiedene Wärmeerzeugungsanlagen. Quelle: DIN V 18599-1:2016-10, eigene Berechnungen, Prognos**

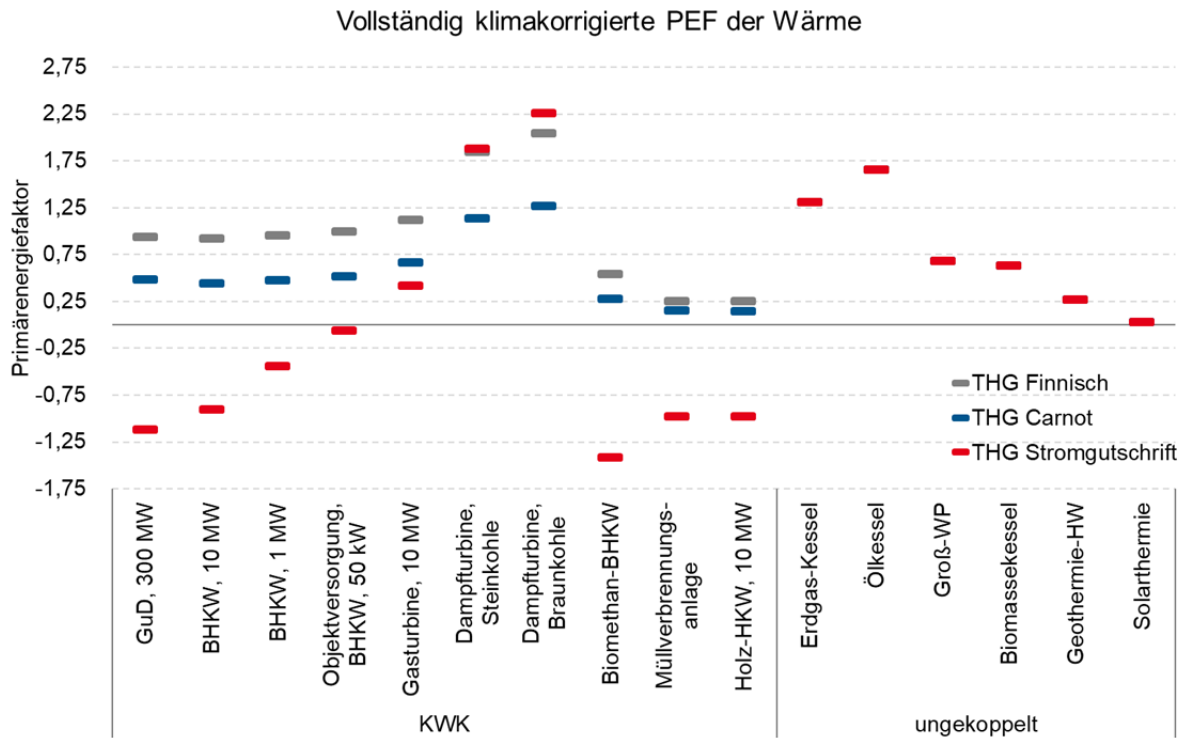
Aus dem Vergleich können folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

- Die Stromgutschriftmethode führt zu einer sehr großen Bandbreite von Primärenergiefaktoren, zum Teil zu unplausiblen Werten (negative Werte), die dann bei der Berechnung der PEF auf 0 gesetzt werden. Ein starker Einflussfaktor auf den PEF ist insbesondere die Höhe der Stromerzeugung der KWK-Anlage.
- Die Carnot-Methode führt zu mittleren PEF für KWK-Anlagen, die den Anforderungen im Neubau gerecht werden. Es wird ein Anreiz zur Integration von erneuerbaren Brennstoffen und Einbindung von erneuerbaren Energien (EE) sowie Niedrigtemperatur-Wärmeerzeugern gesetzt<sup>6</sup>.
- Die Finnische Methode führt zu relativ hohen PEF für KWK-Anlagen, die den derzeitigen Anforderungen im Neubau nicht unbedingt gerecht werden. Auch hier wird ein Anreiz zur Integration von erneuerbaren Brennstoffen und Energien gesetzt.

Eine Umstellung der Allokationsmethode bei KWK von Stromgutschrift auf Carnot verhindert sehr stark negative PEF einzelner Anlagen, die schon bei geringen Anteilen den PEF von Wärmenetzen stark verändern. Außerdem führt die Carnotmethode zu einem angemesseneren Verhältnis zwischen EE-Wärme und KWK.

<sup>6</sup> Dabei ist zu beachten, dass bei der Carnotmethode die Temperatur am Wärmeerzeuger eingeht und nicht die Netztemperatur, dies hat also nur bei Niedrigtemperatur-Wärmeerzeugern eine Auswirkung (z.B. Wärmepumpen).

Eine Betrachtung der gleichen Anlagen nach den THG-Emissionen erfolgt anhand vollständig klimabereinigter Primärenergiefaktoren, vgl. die folgende Abbildung. Vollständig äquivalent hierzu wäre es, in Gramm THG zu rechnen.

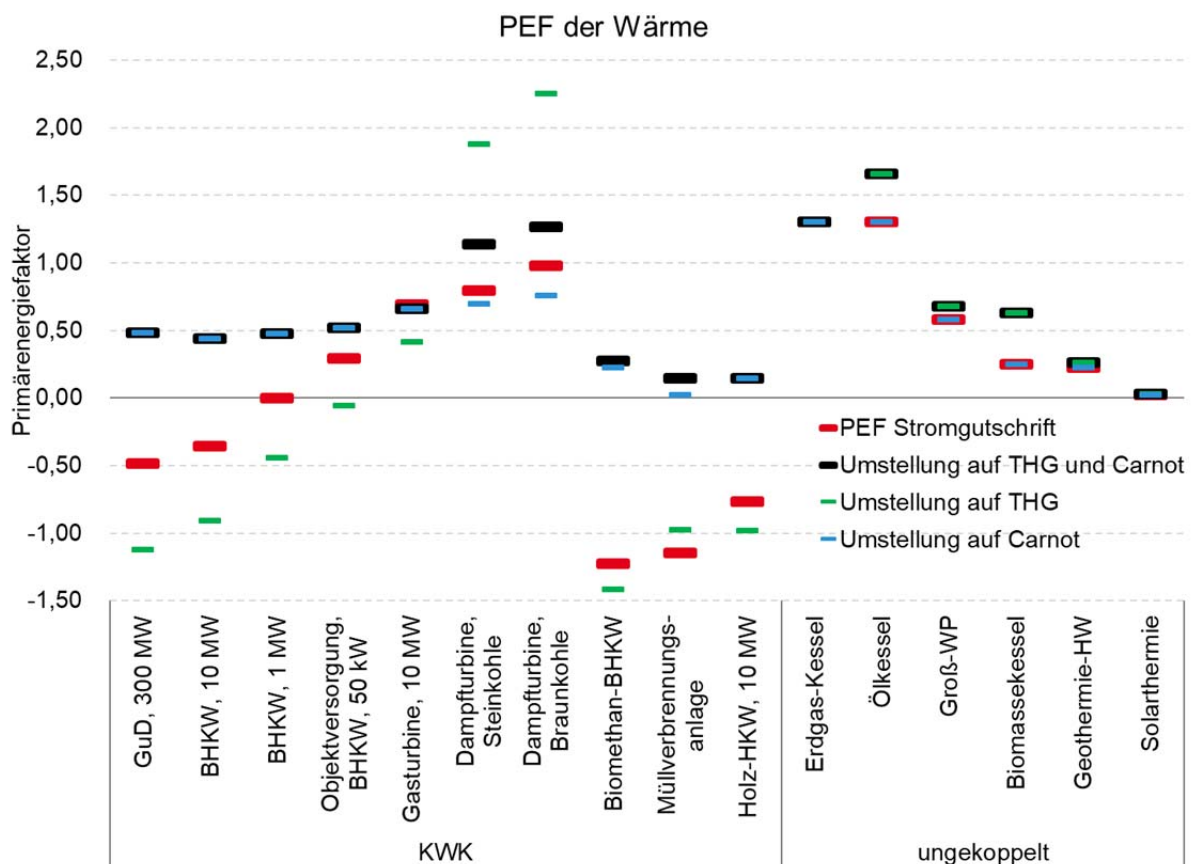


**Abbildung 7 Klimakorrigierte PEF der Wärme für verschiedene Wärmeerzeugungsanlagen. Quelle: eigene Berechnungen, Prognos**

Basis: klimakorrigierte PEF gemäß diesem Gutachten, der Verdrängungsmix ist mit rund 810 g/kWh THG-Emissionen angesetzt, was einem klimakorrigierten PEF von 3,7 entspricht.

Im Vergleich von PEF und THG-Emissionen / klimakorrigierten PEF wird insbesondere bei den Brennstoffen ein Unterschied deutlich. Fossile Brennstoffe wie Braunkohle werden bei der Betrachtung der Emissionen deutlich schlechter bewertet als bei einer Betrachtung der Primärenergie. Eine Umstellung auf THG-Emissionen oder eine Einbeziehung der THG-Emissionen in die Primärenergiefaktoren würde daher einen stärkeren Anreiz zur Dekarbonisierung und zur Integration erneuerbarer Energieträger setzen. Die Einbeziehung der THG-Emissionen in die Bewertung hilft, wie bei der Objektversorgung, wärmeseitige CO<sub>2</sub>-Einsparung anzureizen bzw. anzuschieben.

In der folgenden Abbildung stellt der Status Quo (in rot) den PEF nach derzeitigem Berechnungsverfahren mit den derzeit angewandten Primärenergiefaktoren der Brennstoffe dar. Eine Umstellung auf klimakorrigierte PEF (oder THG-Emissionen) unter Anwendung der Stromgutschriftmethode würde zu den in grün dargestellten Werten führen, eine reine Umstellung auf die Carnotmethode zu den blauen Werten. Bei einer Umstellung auf Carnotmethode und THG-Emissionen ergeben sich die in schwarz dargestellten PEF.



**Abbildung 8: PEF für einzelne Anlagen bei Umstellung auf Carnot und THG-Bewertung. Quelle: eigene Berechnungen, Prognos**

Aus der Abbildung wird folgendes deutlich. Durch eine reine THG-Anpassung werden die PEF der Wärme aus Erdgas-KWK teils deutlich reduziert. So reduziert sich der ohnehin schon negative Wärme-PEF einer GuD-Anlage von aktuell knapp -0,5 auf etwa -1,1. Der Effekt, dass die Beimischung kleiner Mengen Erdgas- oder Biomasse-KWK-Wärme bereits eine starke Reduktion des Wärme-PEF des Gesamtnetzes mit sich bringt, wird hierdurch nochmals verstärkt. Stark vereinfacht kann gesagt werden, dass dieser Effekt mit steigender Stromkennzahl zunimmt. Die Wärme-PEF von Biomasse-KWK-Anlagen sinken ebenfalls, jedoch nur vergleichsweise leicht.

Der Abstand zwischen den negativen Wärme-PEF der Erdgas-KWK-Anlagen und vollständigen EE-Wärmeerzeugern (Solarthermie, Großwärmepumpe, Geothermie, Biomasse-Kessel), die alle einen Wärme-PEF von leicht über 0 haben, würde sich weiter vergrößern. Im Vergleich zu Erdgas-KWK werden EE-Wärmeerzeuger damit deutlich weniger attraktiv.

Die Wärme-PEF von Kohle-KWK-Anlagen hingegen steigen bei der alleinigen THG-Anpassung stark und können deutlich über 2 liegen und wären damit eine sehr große Belastung für die Attraktivität der Fernwärme. Mit der aktuellen Methodik liegen die PEF-Wärme dieser Anlagen zwischen 0,8 und 1.

In Summe würde die alleinige THG-Anpassung Kohle-KWK-Anlagen auf einen Schlag massiv schlechter stellen, was klimapolitisch durchaus sinnvoll ist. Allerdings würde die alleinige THG-Anpassung auch dazu führen, dass die Stellung von Erdgas-KWK-Anlagen stark verbessert würde



und – aufgrund der dann höheren Wärme-PEF - kaum noch Anreize für den Einsatz von EE-Wärme besteht.

Durch eine alleinige Umstellung auf der KWK-Allokationsmethode auf Carnot hingegen wird auch weiterhin kaum eine Differenzierung zwischen Kohle, Erdgas und erneuerbaren Energieträgern erreicht und somit kaum Lenkungswirkung entfaltet.

Daher sollte die Umstellung auf Carnot und die Einbeziehung der THG-Emissionen im Paket umgesetzt werden, da sich alleinstehend keine klare Zielrichtung ergibt.

## 4.2 Beispielnetze

Die Auswirkung auf Wärmenetze wird anhand von beispielhaften Netzen untersucht, die sich an reale Fälle anlehnen. Aufgrund der Vielzahl und Diversität der Fernwärmenetze in Deutschland kann diese Auswahl allerdings nicht als repräsentativ bezeichnet werden. In der folgenden Tabelle 9 sind die Anlagenparameter der betrachteten Netze dokumentiert:

**Tabelle 9: Anlagenparameter der betrachteten Beispielnetze**

Anlage/Netz	Brennstoff	Deckungsanteil	Stromkennzahl	Nutzungsgrad th.	Nutzungsgrad el.
<b>Großes FW-Netz (60% Steinkohle, 14% Abfall)</b>					
GuD	Erdgas	15%	1,43	35%	50%
Dampfturbine	Steinkohle	62%	0,70	40%	28%
MVA	Abfall	14%	0,43	40%	17%
Gaskessel	Erdgas	9%	-	85%	0%
<b>Mittelgroßes FW-Netz (90% Erdgas-GuD, 6% Biomasse)</b>					
GuD	Erdgas	90%	1,12	40%	45%
Biomasse HKW	feste Biomasse	7%	0,43	57%	25%
Heizwerk	Erdgas	3%	-	90%	0%
<b>Nahwärmenetz, Erdgas-BHKW und Kessel</b>					
BHKW	Erdgas	60%	0,74	50%	37%
Kessel	Erdgas	40%	-	95%	0%
<b>Nahwärmenetz mit Solarthermie (10%)</b>					
BHKW	Erdgas	56%	0,74	50%	37%
Kessel	Erdgas	34%	-	95%	0%
Solarthermie	Umweltwärme	10%	-	0%	0%
<b>Urbanes Wärmenetz mit Biomethan-BHKW</b>					

Anlage/Netz	Brennstoff	Deckungsanteil	Stromkennzahl	Nutzungsgrad th.	Nutzungsgrad el.
BHKW	Biomethan	60%	0,74	50%	37%
Kessel	Erdgas	40%	-	95%	0%
Ländliches Wärmenetz mit Biogas-BHKW und HHS-Kessel					
BHKW	Biogas	60%	0,74	50%	37%
Kessel	feste Biomasse	40%	-	95%	0%

Quelle: eigene Annahmen, Prognos AG

In der folgenden Abbildung sind die PEF für die betrachteten Wärmenetze dargestellt. Der Status Quo (Stromgutschrift, in rot) stellt den PEF nach derzeitigem Berechnungsverfahren mit den derzeit angewandten Primärenergiefaktoren der Brennstoffe dar. In schwarz ist der PEF bei Umstellung auf Carnot und THG-korrigierte PEF dar.

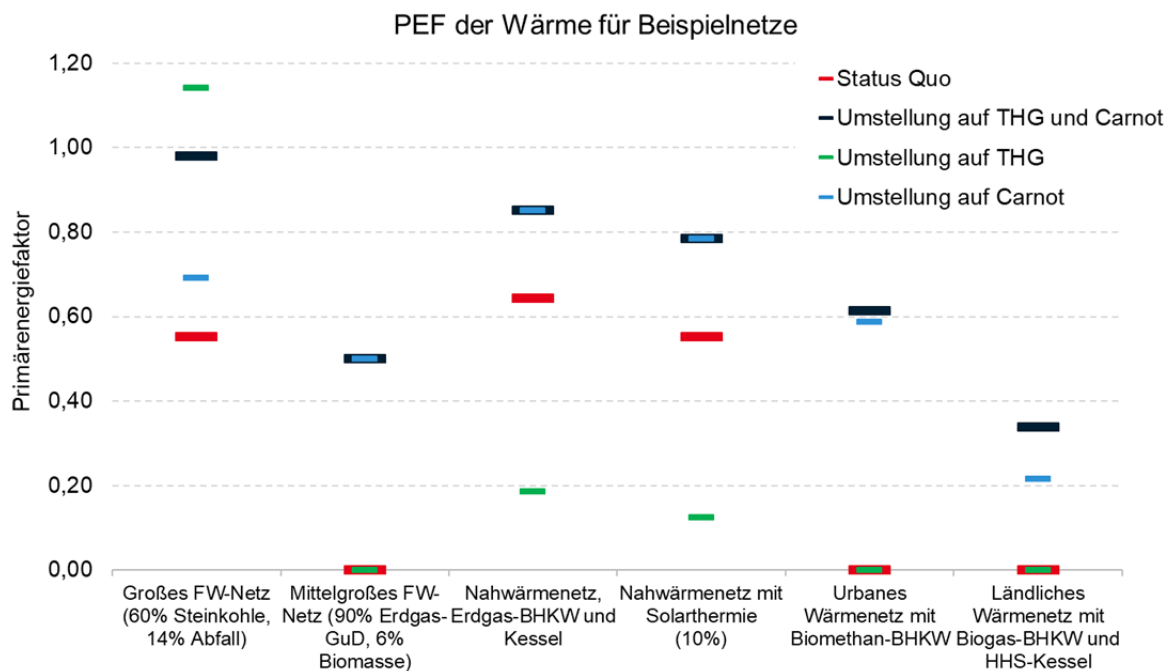


Abbildung 9: PEF für Beispielnetze im Status Quo und bei Umstellung auf Carnot und THG-Bewertung. Quelle: eigene Berechnungen, Prognos AG

Es wird deutlich, dass fossil basierte Netze nach Status Quo sehr gute PEF erhalten können und somit kein weiterer Anreiz zur Dekarbonisierung besteht. Das große Fernwärmenetz ist zu 85% fossil, der Großteil davon kohlebasiert. Durch den hohen KWK-Anteil und die Einbindung von Wärme aus Müllverbrennung erreicht es nach Status Quo trotzdem einen guten PEF von unter 0,6. Das zweite Beispielnetz erreicht durch Wärme aus einer erdgasbefeuerten GuD-Anlage mit hoher Stromkennzahl und 6 % Wärme aus Biomasse im Netz sogar einen PEF von Null (gekapt). Auch Nahwärmenetze

mit Wärme aus 100 % Erdgas haben einen guten PEF von etwa 0,6, bei einer Umstellung einer der Wärmeerzeuger auf Biomethan oder Biogas ergibt sich ein PEF von Null.

Durch die Umstellung des Berechnungsverfahrens auf Carnot und die Einbeziehung von THG-Emissionen steigen alle Wärme-PEF der betrachteten Beispielnetze in unterschiedlichem Maße an. Bei den meisten rutschen die PEF für die Wärmenetze in den für Neubau nach EnEV relevanten Bereich von 0,6 bis 0,8. Oberhalb von etwa 0,6<sup>7</sup> entsteht ein Anreiz, den PEF zu verbessern und somit zur Transformation der Wärmenetze. Die Einbindung von Solarthermie oder die Umstellung auf Biomethan (Netz 4 und 5) kann das Nahwärmenetz im entscheidenden Bereich verbessern, um eine Anschlussfähigkeit an den Neubau sicherzustellen.

Die Transformation der Netze wird durch die Umstellung des Berechnungsverfahrens auf Carnot und die Einbeziehung von THG-Emissionen angereizt. Da diese nicht sofort durchgeführt werden kann, sollte eine Übergangslösung gefunden werden, um die Anschlussfähigkeit an den Neubau weiterhin zu gewährleisten. Die Berechnungsergebnisse im Detail sind in der folgenden Tabelle enthalten.

**Tabelle 10: PEF für Beispielnetze nach verschiedenen Allokationsmethoden und THG-Bewertung**

	IST: Derzeitige PEF	Variante 1: teilweise klimakorrigierte PEF (50:50)	Variante 2: vollständig klimakorrigierte PEF	Variante 3: THG-Emissionen
<b>Großes FW-Netz (60% Steinkohle, 14% Abfall)</b>				
Stromgutschrift	0,55	0,93	1,14	258
Carnot	0,69	0,86	0,98	215
Finnisch	1,11	1,40	1,61	354
<b>Mittelgroßes FW-Netz (90% Erdgas-GuD, 6% Biomasse)</b>				
Stromgutschrift	0,00	0,00	0,00	0
Carnot	0,50	0,50	0,50	109
Finnisch	0,93	0,93	0,93	202
<b>Nahwärmenetz, Erdgas-BHKW und Kessel</b>				
Stromgutschrift	0,64	0,40	0,19	42
Carnot	0,85	0,85	0,85	186
Finnisch	1,12	1,12	1,12	244
<b>Nahwärmenetz mit Solarthermie (10%)</b>				
Stromgutschrift	0,55	0,32	0,13	28
Carnot	0,79	0,79	0,79	171
Finnisch	1,00	1,00	1,00	219
<b>Urbanes Wärmenetz mit Biomethan-BHKW</b>				
Stromgutschrift	0,00	0,00	0,00	0
Carnot	0,59	0,59	0,61	137

<sup>7</sup> Bei einem Wärme-PEF von unter 0,6 ist die aktuelle Hauptanforderung der EnEV ( $Q_p$ ) an Neubau auch dann gut erreichbar, wenn die Nebenanforderung ( $H_T$ ) gerade eben erfüllt wird. Der Bauliche Aufwand für die Gebäudehülle und Wärmerückgewinnung kann somit auf das minimal notwendige reduziert und Investitionskosten niedrig gehalten werden.

	IST: Derzeitige PEF	Variante 1: teilweise klimakorrigierte PEF (50:50)	Variante 2: vollständig klimakorrigierte PEF	Variante 3: THG-Emissionen
<b>Finnisch</b>	0,70	0,70	0,74	167
<b>Ländliches Wärmenetz mit Biogas-BHKW und HHS-Kessel</b>				
<b>Stromgutschrift</b>	0,00	0,00	0,00	0
<b>Carnot</b>	0,22	0,29	0,34	43
<b>Finnisch</b>	0,32	0,35	0,45	65

Quelle: eigene Berechnungen, Prognos

### **Exkurs: Beibehaltung der Stromgutschriftmethode**

Die Fernwärmebranche hat jüngst beschlossen, abweichend von ihrem eigenen Entwurf der FW 309 Teil 1 doch bei der Stromgutschriftmethode zu bleiben und erst perspektivisch die Carnotmethode in den Blick zu nehmen.

Folgende Probleme treten bei der Beibehaltung der Stromgutschriftmethode auf:

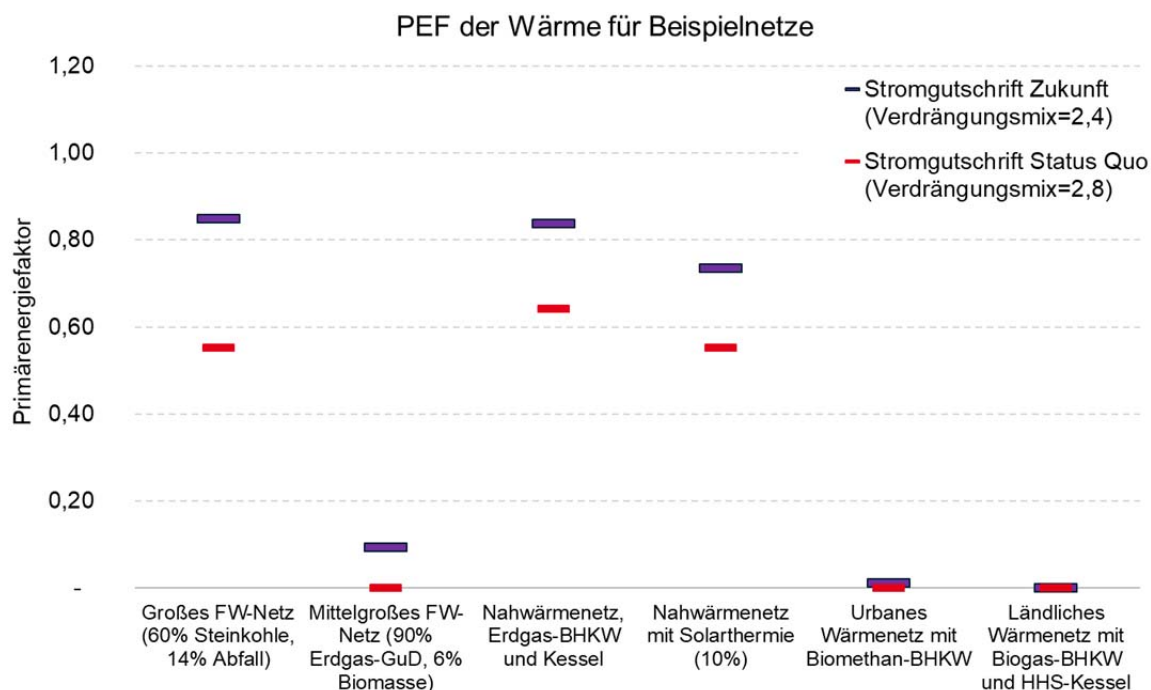
1. Verdrängungsmix dekarbonisiert sich auch (allerdings langsamer als Durchschnittsmix).<sup>8</sup>
2. „Doppelte Asymmetrie“:
  - a. KWK-Grenzeinspeiser werden mit dem Verdrängungsmix bewertet, während zusätzliche Nachfragesegmente, beispielsweise elektrische Wärmebereitstellung, mit dem Durchschnittsmix bewertet werden.
  - b. Eine Ungleichbehandlung ergibt sich auch zwischen der Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen, die mit 2,8 gutgeschrieben wird, und PV-Anlagen die (über §5 EnEV) einen Strommix mit 1,8 gutgeschrieben bekommen.
3. Wechselwirkung mit Umstellung auf THG-Orientierung: Der Verdrängungs-Strommix weist heute noch (wie auch der Durchschnittsmix) eine überproportional hohe THG-Intensität ( $\text{THG-Verdrängung}/\text{THG}_{\text{Erdgas}}$ ) auf im Vergleich zum PEF ( $\text{PEF}_{\text{Verdrängung}}/\text{PEF}_{\text{Erdgas}}$ ), dies führt zu einer hohen Stromgutschrift.
4. Weitere Aspekte sind im Detail problematisch. Durch die 0-Setzung des PEF auf Netzebene werden beispielsweise einzelne fossile Kessel im Netz von der Stromgutschrift überdeckt. Beispielsweise wird ein fossiler Spitzenkessel in einer MVA mit hoher Stromgutschrift nicht mit seinem PEF bewertet, da insgesamt der Wert unter Null liegt.

Ein Verbleib bei der Stromgutschrift wäre daher mit methodischen Schwierigkeiten verbunden. Es müsste dann eine Anpassung des Verdrängungsmixes erfolgen. Die jetzigen Daten des Verdrängungsmixes beruhen auf einer Studie von 2009 mit Datengrundlage 2005. Eine Neuberechnung des Verdrängungsmixes war allerdings nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Zudem müsste man zur

<sup>8</sup> Nach vorläufigen aktuellen Abschätzungen des Ökoinstituts liegt der Verdrängungs-PEF derzeit und bis 2020 bei rd. 2,6 und sinkt bis 2035 auf 2,14, wenn man das Mit erweiterten Maßnahmen-Szenario der Politikszenerarien zu Grunde legt.

Vermeidung von Artefakten einen politischen Mindest-PEF definieren, der sich an den Anforderungen von Gebäuden und dem Brennstoff orientiert („überwiegend EE“, „überwiegend Kohle“, ...).

Eine Beibehaltung der Stromgutschriftmethode und Absenkung des Verdrängungsmixes auf 2,4 (statt derzeit 2,8) würde bei den beschriebenen Beispielnetzen zu den folgenden PEF führen.



**Abbildung 10: PEF für Beispielnetze im Status Quo und mit verändertem Verdrängungsmix. Quelle: eigene Berechnungen, Prognos AG**

### 4.3 Pauschalfaktoren

Alternativ zu der individuellen Berechnung des Primärenergiefaktors für jedes Netz können Pauschalfaktoren verwendet werden. Dazu können pauschale Faktoren für einzelne Anlagen angesetzt werden (aktueller Vorschlag des AGFW). Die Pauschalfaktor-Werte müssen abhängig von den Festlegungen der Einzelwerte noch angepasst werden.

Eine Alternative wäre, für verschiedene Technologien Pauschalfaktoren anzusetzen, die den Primärenergiefaktor des Brennstoffs mit einbeziehen, die bei einer Umstellung auf THG-korrigierte PEF weiterhin Gültigkeit hätten.

Der Vorteil von Pauschalfaktoren liegt darin, dass sie flexibler für verschiedene Systeme anwendbar sind und somit einen Großteil der Wärmenetze abdecken können. Solange sie ausreichend attraktiv sind, kann die Einführung erheblich zur Vereinfachung der PEF-Berechnung beitragen.

#### Pauschalfaktoren für Anlagen

Der neue Entwurf des AGFW Arbeitsblatt 309-1 sieht alternativ zu der Berechnung nach Carnot-Methode auch eine Anwendung von Pauschalfaktoren für Anlagen vor. Über den Anteil der Wärme im Netz kann der Primärenergiefaktor des Netzes als Mischwert der Pauschalfaktoren berechnet werden

(vgl. Formel 1). Die einzelnen Pauschalfaktoren sollten im Zuge eines Methodenwechsels oder der Umstellung auf THG-Emissionen überprüft werden.

Der Primärenergiefaktor  $f_{P;T}$  für Gemische aus verschiedenen Wärmequellen wird bestimmt nach

$$f_{P;T} = \sum_{cr} g_{cr} \cdot f_{P;T,cr} \quad \text{Formel 1}$$

Dabei ist

$g_{cr}$  der Anteil der Wärme aus dem Energieträger  $cr$  der Tabelle 3 an der gesamten Wärme;  
 $f_{P;T,cr}$  der Primärenergiefaktor der Wärme aus dem Energieträger  $cr$  aus Tabelle 3.

Energieträger $cr$		Primärenergiefaktor $f_{P;T,cr}$	
Wärme	aus KWK-Anlagen	aus beliebigem Brennstoff	0,5
		aus erneuerbarem Brennstoff	0,2
	aus Kesseln	aus beliebigem Brennstoff	1,3
		aus fester Biomasse	0,4
	aus industrieller Abwärme	nur prozessbedingter Anteil	0,1
		Fernwärme bedingter und Prozess bedingter Anteil	0,4
	aus thermischer Abfallbehandlung	mit KWK	0,1
		ohne KWK	0,2
	aus umwandlungsfreier Umweltwärme	aus Solarstrahlung	0,1
		Geothermie	0,4

**Abbildung 11 Pauschalfaktoren PEF für Anlagen. Quelle: AGFW (2017), Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 (Entwurf)**

Im Vergleich zu dem bisher angesetzten Pauschalfaktoren für Wärmenetze (bei einem Mindestanteil von 70 Prozent KWK-Wärme im Netz) gelten die hier vorgeschlagenen Faktoren für die Erzeugungsanlagen an sich und es kann über die jeweiligen Anteile im Netz der PEF des Netzes berechnet werden. Sie sind somit flexibler für verschiedene Systeme anwendbar und können ein Großteil der Wärmenetze abdecken. Solange sie ausreichend attraktiv sind, kann die Einführung erheblich zur Vereinfachung der PEF-Berechnung beitragen.

Allerdings müssen die Pauschalfaktor-Werte abhängig von den Festlegungen der Werte noch angepasst werden. Bei einer Umstellung auf die Carnotmethode und auf vollständig klimakorrigierte PEF schlagen wir folgende Pauschalfaktoren für Anlagen vor. Die Pauschalfaktoren für Anlagen werden mit dem jeweiligen Anteil der Wärme im Netz gewichtet.

**Tabelle 11: Pauschalfaktoren für Wärme aus den folgenden Anlagen**

		Pauschalfaktor (Carnotmethode)	Pauschalfaktor (Carnotmethode und klimakorrigier- te PEF)
<b>KWK-Anlagen</b>	Kohle	0,6	1,1
	Fossil	0,5	0,5
	Erneuerbar	0,2	0,2
<b>Kessel</b>	Kohle und Heizöl	1,3	1,6
	Fossil	1,3	1,3
	Feste Biomasse	0,3	0,5
<b>Aus industrieller Abwärme</b>	Prozessbedingter An- teil	0,1	0,1
	Fernwärme & pro- zessbedingter Abfall	0,4	0,4
<b>Aus thermischer Ab- fallbehandlung</b>	Mit KWK	0,1	0,1
	Ohne KWK	0,2	0,2
<b>Aus Umweltwärme</b>	Aus Solarstrahlung	0,1	0,1
	Aus Geothermie	0,3	0,3

Quelle: eigene Berechnungen, Prognos

### Pauschalfaktoren für Technologien

Eine andere Möglichkeit der Vereinfachung wäre der Einsatz von Technologiefaktoren. Somit hätte man lediglich fünf verschiedene Technologiefaktoren (zwei Faktoren für KWK, ungekoppelte Erzeugung, Wärmepumpen und Umweltwärme), diese werden mit dem Primärenergiefaktors des Brennstoffs multipliziert. Dies hätte den Vorteil, dass die Primärenergiefaktoren der Brennstoffe einbezogen werden und somit ein Unterschied zwischen z.B. Erdgas- und Braunkohle-KWK gemacht wird und dass bei einer Einbeziehung der THG Emissionen die Pauschalfaktoren nicht geändert werden müssten.

$$PEF = \text{Technologiefaktor} * PEF_{\text{Brennstoff}}$$

Unser Vorschlag für die Technologiefaktoren ist in der folgenden Tabelle dargestellt, die Faktoren sind an die Verwendung der Carnotmethode angepasst. Bei einer Umstellung auf klimakorrigierte PEF können die gleichen Faktoren angewandt werden. Die Technologiefaktoren werden mit dem PEF des Brennstoffs verrechnet, wodurch sich bei erneuerbaren Energien oder Umweltwärme im Ergebnis entsprechend niedrige Werte einstellen.

**Tabelle 12 Technologiefaktoren für PEF**

Technologie	Technologiefaktor (Carnotmethode / klimakorrigierte PEF)
KWK (Gas-/ Dampfturbinen)	0,6
KWK (GuD und BHKW)	0,4
Kessel	1,2
Wärmepumpe	0,3
Umweltwärme	0,1

Quelle: eigene Berechnungen, Prognos

Für die im vorigen Abschnitt dargestellten Beispielnetze ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten Pauschalfaktoren. Dargestellt sind die Pauschalfaktoren für Anlagen (vgl. Tabelle 11) und die Technologiefaktoren (vgl. Tabelle 12) für die Verwendung der Carnotmethode mit den derzeitigen Primärenergiefaktoren für die Brennstoffe sowie für die vollständig klimakorrigierten PEF.

**Tabelle 13: Pauschalfaktoren für Beispielnetze**

	Carnotmethode	Carnotmethode und voll- ständig klimakorrigierte PEF
<b>Großes FW-Netz (60% Steinkohle, 14% Abfall)</b>		
Pauschalfaktor für Anlagen	0,58	0,88
Technologiefaktor	0,59	0,86
<b>Mittelgroßes FW-Netz (90% Erdgas-GuD, 6% Biomasse)</b>		
Pauschalfaktor für Anlagen	0,50	0,50
Technologiefaktor	0,44	0,44
<b>Nahwärmenetz, Erdgas-BHKW und Kessel</b>		
Pauschalfaktor für Anlagen	0,82	0,82
Technologiefaktor	0,79	0,79
<b>Nahwärmenetz mit Solarthermie (10%)</b>		
Pauschalfaktor für Anlagen	0,74	0,73
Technologiefaktor	0,70	0,70
<b>Urbanes Wärmenetz mit Biomethan-BHKW</b>		
Pauschalfaktor für Anlagen	0,64	0,64
Technologiefaktor	0,64	0,67
<b>Ländliches Wärmenetz mit Biogas-BHKW und HHS-Kessel</b>		
Pauschalfaktor für Anlagen	0,24	0,32
Technologiefaktor	0,22	0,36

Quelle: eigene Berechnungen, Prognos



#### **4.4 Ansätze zur Verankerung der Weiterentwicklung von Fernwärme (Erhöhung von EE-Wärme-Anteil, Flexibilität und Effizienz) im Ordnungsrecht**

Der Fernwärme-Bereich steht vor massiven Herausforderungen. Einerseits wurde vielfach in wissenschaftlichen Gutachten herausgearbeitet, dass Fernwärme bei der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung und insbesondere in verdichteten Gebieten eine zentrale Rolle spielen soll. Wärmenetze erfüllen eine wichtige systemische Funktion bei der räumlichen Erschließung erneuerbarer Wärmequellen und der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt über effiziente KWK-Anlagen, Großwärmepumpen und thermische Speicher. Aktuelle Zielszenarien für den Gebäudebereich oder auch das gesamte Energiesystem gehen bis 2050 von steigenden Anteilen der Fernwärme aus. Dies ist gleichbedeutend mit steigenden Fernwärme-Anschlusszahlen. Gleichzeitig ist die Fernwärme heute vielfach noch nicht ausreichend dekarbonisiert und dezentralen Lösungen primärenergetisch unterlegen. Dies liegt unter anderem an den teils großen Anteilen von fossil befeuerten Heizwerken und häufig auch Kohle als Brennstoff. Es werden erhebliche Investitionen in die (erneuerbare) Wärmeerzeugungsanlagen notwendig werden, um den PE-Faktor der Fernwärme auf ein Zielkompatibles Niveau zu senken. Diese Transformation wird nicht kurzfristig erfolgen, sondern kontinuierlich über den Zeitraum bis zum Jahr 2050 laufen.

Damit stehen Fernwärmenetze mit hohem PE-Faktor vor einer besonderen Herausforderung: Aufgrund des PEF sind sie im Vergleich zu dezentralen Wärmeversorgungen auf Basis erneuerbarer Energien unattraktiv und werden, insbesondere im Bereich Neubau, nicht nachgefragt. Da sich der PEF der Wärme i. d. R. nicht schnell senken lässt, wird diese Situation für diese Netze trotz hoher Investitionen über Jahre oder gar Jahrzehnte andauern. Heute getätigte Investitionen werden sich also erst in mehreren Dekaden refinanzieren und werden ohne unterstützende politische Maßnahmen sehr wahrscheinlich nicht getätigt werden. Die oben diskutierte Einbeziehung von THG-Emissionen in die Bemessung der PEF und die Umstellung auf die Carnot-Methode dürfte eine Vielzahl von Bestandnetzen in diese Situation bringen (vgl. Abbildung 9).

Nachfolgend werden daher einige Ansätze zur Verankerung der Weiterentwicklung von Fernwärme (Erhöhung von EE-Wärme-Anteil, Flexibilität und Effizienz) im Ordnungsrecht diskutiert. Kernidee dieser Ansätze ist es, sich verbessernde Fernwärme mit hohen Ausgangs-PEF attraktiv für Neu- und Bestandsbau zu halten und die notwendigen Investitionen anzureizen bzw. abzusichern.

Bei der Allokation von Primärenergieeinsätzen in Netzen mit verschiedenen Erzeugern bzw. eingesetzten Energieträgern gilt bisher der Grundsatz „Ein Netz, ein Faktor“.<sup>9</sup> Die mit den methodischen Umstellungen verbundenen Herausforderungen im Wettbewerb mit anderen Heizungstechnologien im Neubau und bei der Sanierung von Bestandsgebäuden bilden den Ausgangspunkt einer Debatte um die Beibehaltung des Prinzips „Ein Netz, ein Faktor“ bei der Bilanzierung von Primärenergieeinsätzen in Wärmenetzsystemen. In einem Wettbewerb um Anschlussnehmer auf Endkundenebene (Bauherren, Gebäudeeigentümer) wird seitens der Fernwärmewirtschaft auf einen strukturellen Nachteil netzgebundener Wärmeversorgung verwiesen, das gesamte Netzsystem bei Maßnahmen zur Verbesse-

---

<sup>9</sup> Bei einer Einteilung eines Netzes in Teilnetze kann eine Differenzierung von Primärenergiefaktoren anhand der physischen Energieströme im Rohrleitungssystem erfolgen. So können in thermohydraulisch getrennten Wärmenetzen – selbst bei wechselseitigem Wärmeübergang – bereits getrennte PEFs berechnet werden. <https://www.agfw.de/service/primaerenergiefaktoren/>

rung der Primärenergiefaktoren „mitziehen“ zu müssen.<sup>10</sup> In diesem Kontext wurde u.a. vom BDEW ein Vorschlag zur weiteren statistischen Aufteilung von Abnehmern in Wärmenetz-Bilanzkreisen in Bestandskunden und neue Anschlussnehmer erarbeitet, durch den Neubauten bzw. neuen Anschlussnehmern günstige, niedrigere PEF allokiert werden.

Inwieweit eine weitere Ausdifferenzierung von Primärenergiefaktoren in Wärmenetzen – über die bereits mögliche Bildung thermohydraulisch abgetrennter Netzgebiete hinaus – in Hinblick auf die übergeordneten Ziele der Gebäudestrategie, die Transformation der Fernwärme und die Methodik der primärenergetischen Bilanzierung sinnvoll ist, wird nachfolgend für verschiedene mögliche Ausgestaltungsvarianten diskutiert und abschließend bewertet.

#### **4.4.1 Statistische Aufteilung der Wärmeabnehmer im Netz nach Gebäudebestand und Neubau/Sanierungen**

Eine derartige Ausgestaltung basiert auf einer Verschiebung von „PEF-Lasten“ zwischen Anschlussnehmern in einem Netz, ohne dass diese einen räumlichen oder technischen Bezug zur Umstrukturierung von Erzeugungs- und Verteilsystem haben. Die PEF-Bilanzierung erfolgt weiterhin auf Ebene des gesamten Netzsystems nach gültigem Normierungssystem (DIN V 18599, FW-309-1, Rechtsverordnung GEG etc.).

Ein vom BDEW/AGFW vorgeschlagenes Verfahren (vom AGFW als Adaptionmodell bezeichnet) ermittelt den PEF von Neubauten/Sanierungen ausgehend vom Primärenergiefaktor des bestehenden Netzes und einem pauschalen PEF von 1,1 für Bestandsgebäude (festgelegt für 2018, kann politisch im zeitverlauf angepasst/verschärft werden), der über den Anteil an Bestandsgebäuden bilanziell vom Gesamt-PEF des Netzes abgezogen wird:

$$\begin{aligned} \text{PEF Fernwärme (Neubau und Sanierungen)} &= \\ \text{PEF Fernwärme (Gesamtnetz)} - \text{Anteil Bestandsgebäude im Gesamtnetz} * 1,1 \end{aligned}$$

Grundsätzlich lässt die Methode einen nahezu beliebig breiten Gestaltungsspielraum hinsichtlich der Parametrisierung der Definition und Ermittlung von Bestandsgebäuden und dem pauschal in Abzug gebrachten PEF (in der Beispielformel 1,1) zu.

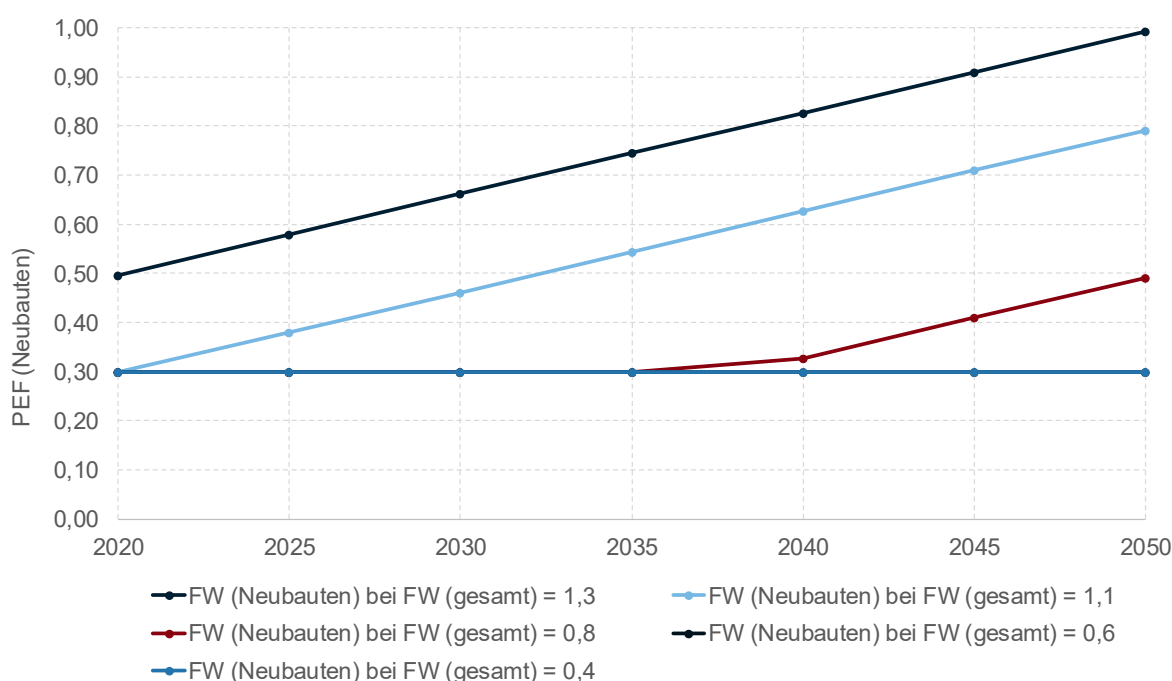
Abbildung 12 zeigt beispielhaft den PEF für Neubauten von Wärmenetzen mit unveränderten PEF im Zeitraum 2020 bis 2050. Als Bestandsgebäude werden dabei Gebäude mit Baujahr vor 2002 betrachtet. Es wird von einer jährlichen Neubauquote von 1,5 % ausgegangen und ein pauschaler PEF von 1,1. PEF (Neubau) kleiner 0,3 werden nicht zugelassen und auf 0,3 angehoben. Es wird deutlich, dass im Zeitverlauf (mit zunehmendem Anteil von Bestandsgebäuden) der PEF für Neubauten kontinuierlich ansteigt, wenn sich der PEF des Gesamtnetzes nicht verändert. Grundsätzlich stellt dies einen Anreiz bzw. Druck zur Verbesserung des Netzes dar, um künftig konkurrenzfähig zu mit anderen Wärmeversorgungen zu bleiben. Bei der hier gewählten Parametrisierung ist dieser Anreiz zur Ver-

---

<sup>10</sup> Dass dies zu unplausiblen Ergebnissen führen kann, zeigt folgendes Beispiel: Wird ein Gebäude, welches an die Fernwärme angeschlossen ist, umfassend saniert und mit einer solarthermischen Anlage ausgestattet, so führt diese nicht zu einer Minderung des Primärenergiebedarfs des Gebäudes, wenn die Solaranlage nicht an das hausinterne Heizungsverteilsystem angeschlossen wird, sondern in das Fernwärmenetz einspeist. Der Nutzen der Solaranlage wird dann auf das ganze Netz verteilt. Für das sanierte Gebäude kann dies zur Folge haben, dass es die Anforderungen, die die EnEV an ein umfassend saniertes Gebäude stellt, nicht erfüllt.

besserung der Wärmenetze jedoch nur sehr schwach bis gar nicht ausgeprägt. So liegt der PEF (Neubau) für ein Wärmenetz mit einem PEF (gesamt) von 1,3 im Jahr 2030 bei 0,66. Ausgehend vom aktuellen Ordnungsrecht im Neubau besteht für ein solches Netz aus vertrieblicher Sicht kein Bedarf zur Verbesserung. Der PEF (Neubau) ist noch ausreichend gering, um bei minimalem Erfüllen der Nebenanforderung ( $H_T$ ) die Hauptanforderung  $Q_p$  der EnEV zu erfüllen. Ein Netz mit einem PEF (gesamt) von 1,1 kommt erst im Jahr 2040 leicht über einen PEF (Neubau) von 0,6. Sollte die Entscheidung für die Anwendung des Adaptionmodells fallen, so sollte es schärfer parametrisiert werden als im oben gezeigten Beispiel. Folgende Stellschrauben sind möglich:

- Definition von Bestandsgebäuden: Baujahr 1978 (1. WsVO), 1982 (2. WsVO), 1990 (Bezugsjahr Klimaschutz), 1996 (3. WsVO), 2002 (EnEV), 2008 (Startjahr der ESG), ...
- Wahl des Zeitpunkts für die Festlegung des Anteils der Bestandsgebäude: im gezeigten Beispiel ist dies das Jahr der Erstellung des Zertifikats. Denkbar wäre auch den Mittelwert über die Zertifikatsgültigkeit zu bilden. Ein in 2020 ausgestelltes und 10 Jahre gültiges Zertifikat würde in Abbildung 12 etwa dem Jahr 2025 entsprechen.
- Höhe des Pauschalfaktors: Hier könnte sowohl nach oben (PEF der Wärme eines Erdgas-Bestandskessels mit 85% Nutzungsgrad als Vergleich =  $1,1 / 0,85 = 1,29$ ) oder nach unten (z. B. Zielwert aus Langfristszenarien) abgewichen werden.



**Abbildung 12: Beispiel-Berechnung nach dem Adaptionmodell**

Quelle: eigene Berechnungen, Prognos

Das vorgeschlagene Verfahren weist allerdings sowohl bezüglich des konkreten Vorgehens als auch bezüglich der dahinterstehenden Grundphilosophie Aspekte auf, die man kritisch diskutieren sollte:

- Die Festlegung eines pauschalen, relativ hohen PEF für Bestandsgebäuden ordnet einen hohen Anteil der PEF-Lasten den Bestands-Abnehmern im Wärmenetz zu. Entsprechend müssten in Zukunft diese Bestandsgebäude diesen PEF in ihren Energieausweisen anwenden. Die Effizienzklasse würde sich signifikant verschlechtern.
- Die Festlegung / Definition von Bestandsgebäuden über das Baujahr ist willkürlich. Die Methodik zur Bestimmung des Anteils von Bestandsgebäuden in Wärmenetzen ist mit großer Unsicherheit behaftet.
- Wird der Anteil Bestandsgebäude über die Anzahl der neuen FW-Anschlüsse bestimmt, so ergibt sich nur dann ein Anreiz zur Verbesserung, wenn viele Neubauten angeschlossen werden. Bei niedrigen Neubau-Anschlussraten bleibt der errechnete Anteil von Bestandsgebäuden hoch und damit der Anreiz zur Verbesserung gering.
- Vollsanierungen mit KfW-Förderung im Bestand müssten gleitend in die Anschlussquote p.a. einbezogen werden, da sie ebenfalls durch die KfW-Förderung von einem niedrigen PEF profitieren und nicht mehr im Bestand mitbilanziert werden können.

Eine solche Regelung wäre damit – insbesondere bei schwacher Parametrisierung – nicht im Einklang mit den Ausbaupfaden der Effizienzstrategie Gebäude und würde keine Anreize für die Erschließung erneuerbarer Wärmequellen leisten.

#### **4.4.2 Öko-Wärme-Modell: Differenzierung auf Erzeugerseite durch „PEF-Zertifikate“/getrennte Bilanzkreise von Erzeugungsanlagen im Netz**

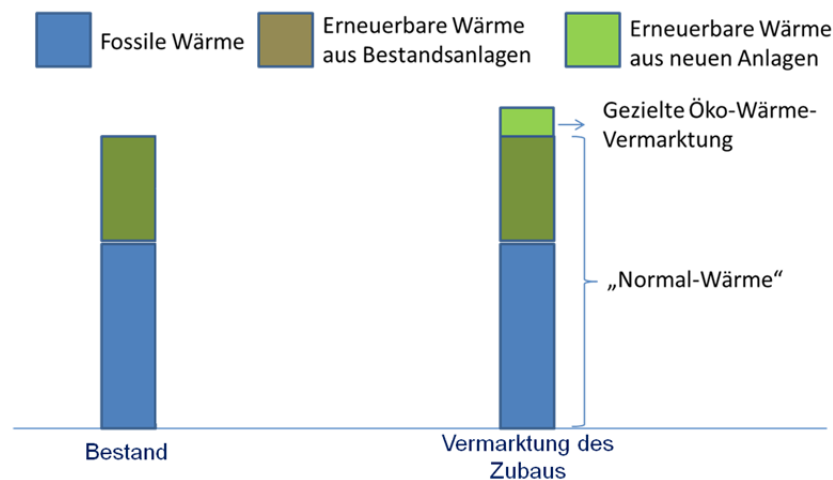
Eine getrennte Ermittlung von PEF für verschiedene Erzeuger im Netz auf der Ebene von separaten Einspeise-Bilanzkreisen und eine Verteilung nach Wertigkeit an Wärmeabnehmer im Netz ermöglicht eine Differenzierung auf der Erzeugerseite und eine gezielte bilanzielle Zuordnung der Erzeugerleistung zu Abnehmern im Netz.

Daher schlug ifeu die Entwicklung eines „Öko-Wärme-Tarifs“ vor, den spezielle Kundengruppen, etwa Eigentümer von Neubauten oder sanierten Gebäuden beziehen können. Grundgedanke ist die Bildung von zwei Bilanzkreisen: Einem „Öko-Wärme-Bilanzkreis“, der einen höheren Tarif aufweist und im Rahmen dessen neu zugebaute EE-Kapazitäten verbucht werden können, und ein „Normalwärme“-Bilanzkreis für die verbleibenden Wärmeerzeuger. Der Aufpreis auf den Öko-Wärme-Bilanzkreis muss nicht die gesamten Mehrkosten der Öko-Wärme tragen, sollte sich aber signifikant unterscheiden. Kunden, die diese Öko-Wärme beziehen, könnten dann einen für diesen Bilanzkreis geltenden niedrigeren Primärenergiefaktor in Anspruch nehmen. Dafür müssten sie nachweislich einen getrennten Tarif mit bestimmten Qualitätsanforderungen in Anspruch nehmen.

Eine derartige Option fördert die Anpassung der Erzeugung im Wärmenetz an die Vorgaben für Neubauten und Bestandssanierungen. Bestandsabnehmer müssten nicht mehr „mitgezogen“ werden. Kritische Punkte ergeben sich in Hinblick auf die technisch-wirtschaftliche Einbindung neuer Erzeuger. Zielkompatible Technologien wie Groß-Wärmepumpen oder Solarthermie können nur bei einer Anpassung der Verteilungsinfrastruktur (LowEx) effizient eingebunden werden. Derartige Maßnahmen im Gesamtsystem werden durch einen Wettbewerb der Erzeuger untereinander auf Grund des deutlich höheren Aufwandes für die technische Einbindung strukturell benachteiligt bzw. müssten durch ein

gezieltes externes Förderregime gestärkt werden. Andernfalls ist zunächst eine Konzentration der zugebauten Erzeugerleistung auf jene Energieträger zu erwarten, die am einfachsten in die bestehenden Netzstrukturen eingebunden werden können – dazu zählen vor allem biogene Energieträger und Abwärme aus Industrie und Gewerbe. Hier könnte als zusätzliches Kriterium die Nutzung begrenzt verfügbarer biogener Energieträger in effizienter KWK vorgeschrieben werden.

Um die Transformationswirkung dieses Modells zu bewahren, ist bei der Ausgestaltung darauf zu achten, dass eine Ausgliederung der EE-Erzeugung in einen Ökowärme-Tarif nur für zukünftigen Zubau möglich ist und dass keine Doppelzählung von Anlagen und Maßnahmen erfolgt.



**Abbildung 13: Modelle für eine getrennte Vermarktung von Öko-Wärme. Quelle: ifeu**

Dadurch wird auch verhindert, dass bereits eingebundene und durch bestehende Förderinstrumente (u.a. EEG, KWKG) bezuschusste Anlagen doppelt vermarktet werden (Mitnahme-Effekt) und stattdessen eine zusätzliche Ausbauwirkung von EE-Anlagen in Wärmenetzen induziert wird.

Die Regelung getrennter Bilanzierung von Erzeugern könnte auch als Anreiz für die Einbindung externer Einspeiser im Sinne einer Einspeisevergütung gestaltet werden. So könnte auch die Durchleitung von (EE-)Wärme Dritter in Form eines separaten Bilanzkreises bewerkstelligt werden.

Bei einer Ausgestaltung eines solchen Systems sind unterschiedliche Aspekte zu berücksichtigen:

- Welche Optimierungsmaßnahmen dürfen auf einen Ökowärme-Bilanzkreis angerechnet werden? Denkbar – aber mit klaren Regeln abzugrenzen – wäre es beispielsweise, alle zukünftigen Maßnahmen zur Senkung des fossilen Energieeinsatzes zu berücksichtigen, die über Ersatzmaßnahmen hinausgehen, also beispielsweise zusätzliche EE- und Abwärmeeinspeisung, aber auch Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz des Netzes.
- Durch ein Ökowärme-Modell entstehen ggf. Tarife mit etwas höherem und etwas niedrigerem Tarif als vorher. Diese tarifliche Spreizung könnte auch als Bedingung für die Anerkennung des Ökowärme-Tarifs gemacht werden.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Wechselwirkungen mit der Wärmeliefer-Verordnung sind zu berücksichtigen.

- Herkunftsnachweise sind eigentlich für dieses Modell nicht erforderlich. Wenn aber Bezug auf sie genommen wird, sind die neuen Maßgaben der Erneuerbaren Energien-Richtlinie zu berücksichtigen.
- Die Zeitachse einer solchen Modelleinführung ist zu berücksichtigen. Die Versorger müssen erst einen Investitions-Pool neuer Maßnahmen aufbauen, bevor sie ihn den Kunden anbieten können.

#### **4.4.3 Transformations-Modell: Zeitliche Änderung des PEF als Indikator für die Transformation der Wärmenetze**

Um die Transformation der Wärmenetze anzureizen, kann die Entwicklung des Primärenergiefaktors über einen bestimmten Zeitraum als Indikator verwendet werden. Wenn der PEF des Fernwärmenetzes in einem bestimmten Zeitraum (z.B. 3 bis 5 Jahre) aufgrund von Maßnahmen des Netzbetreibers um einen bestimmten Grad verbessert werden konnte, wird ein PEF-Bonus für Neubauten und energetisch voll sanierte Gebäude gewährt. Bei Einführung dieses Systems sollte der Geltungszeitraum des Primärenergiefaktors von aktuell bis zu 10 Jahren deutlich verkürzt werden, um eine regelmäßige und engmaschige Prüfung zu gewährleisten. Der Schwellenwert der für die Gewährung des Bonus notwendigen Verbesserung kann aus Langfristszenarien des Energiesystems wissenschaftlich abgeleitet werden. Der im Rahmen der Effizienzstrategie Gebäude eingesetzte PEF geht von einer jährlichen Verbesserung des PEF von Fernwärme von knapp 1,9% im Zeitraum 2008 bis 2050 aus – dies entspricht einem Ersatz von 10 bis 15 % fossiler Wärmequellen durch erneuerbare Wärmequellen alle 5 Jahre. Die Höhe des Bonus kann erst nach Festlegung der übergeordneten Fragen (Berücksichtigung THG im PEF und Allokation bei KWK) festgelegt werden. Der Fokus des Transformationsmodells liegt auf der Entwicklung und Verbesserung des Netzes.

Der Trafo-Bonus bietet Anreiz für eine Einbindung von EE, die Umstellung auf primärenergetisch günstigere Energieträger, das Absenken der Temperaturniveaus der Einspeiser (vorausgesetzt, dass die Carnotmethode eingeführt wird) und die Erhöhung des KWK-Anteils.

Der Mehraufwand für dieses Verfahren beschränkt sich auf die höhere Frequenz der Erstellung von PEF-Gutachten von aktuell max. 10 Jahre (Durchschnittswert ist nicht bekannt) auf künftig verpflichtend 3 bis 5 Jahre. Darüber hinaus sind keinerlei Anpassungen notwendig, so dass sich der Trafo-Bonus nahtlos in jedes System einfügt.

#### **4.4.4 LowEx-Modell: Technische Differenzierung auf Abnehmer-Seite durch gesonderte Bilanzierung von Niedertemperatur-Abnehmern**

Primärenergiefaktoren könnten nicht nur nach der Erzeugerstruktur differenziert werden, sondern eine Abnahme von Wärme auf niedrigem Exergie- (Temperatur-)Niveau inzentivieren, um durch die Umsetzung Ziel-kompatibler Baustandards wie Flächenheizungen oder gesonderte Trinkwarmwasser-Bereitung im Neubau und bei Bestandssanierungen einen Anreiz zur Netztransformation zu geben.

Entsprechenden Anschlussnehmern könnte zunächst pauschal ein „LowEx-Abschlag“ von beispielsweise 0,2 auf den PEF des Gesamtnetzes bei Anschluss an a) den Rücklauf eines bestehenden

Fernwärmenetzes oder b) den Vorlauf eines LowEx-(Teil-)Netzes mit einer vorgegebenen Maximaltemperatur (z.B. 70°C) bescheinigt werden.<sup>12</sup>

Damit würde insgesamt ein Beitrag zur Netztransformation geleistet und die Gebäude durch eine auf niedrigen Temperaturen beruhende Wärmeverteilung für die Erschließung anderer Erneuerbarer präpariert.

Prinzipiell wäre auch eine Kopplung mit der getrennten Bilanzierung neuer Erzeugungsanlagen denkbar. Allerdings müssten hier basierend auf rechnerischen Auswertungen verschiedener Erzeugerkonstellationen ggf. untere Grenzwerte für die zugeordneten PEFs eingeführt werden, um Fehlanreize im Gesamtsystem zu vermeiden.

#### **4.4.5 Verbesserung von Fördermaßnahmen zur Transformation bestehender FW-Netze**

Aktuelle Zielszenarien gehen sowohl für den Gebäudebereich als auch für das gesamte Energiesystem von steigenden Anteilen (also steigenden Anschlusszahlen) der Fernwärme aus. Gleichzeitig ist die Fernwärme heute vielfach noch fossil befeuert und nicht ausreichend dekarbonisiert und somit dezentralen Lösungen primärenergetisch unterlegen.

Um die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme zu erhalten und gleichzeitig die Dekarbonisierung voranzutreiben, werden erhebliche Investitionen in (erneuerbare) Wärmeerzeugungsanlagen notwendig werden, um den PE-Faktor der Fernwärme auf ein zielkompatibles Niveau zu senken. Diese Transformation wird nicht kurzfristig erfolgen, sondern kontinuierlich über den Zeitraum bis zum Jahr 2050 laufen.

Es ist nicht davon auszugehen, dass diese Investitionen ohne weitere flankierende Fördermaßnahmen zu Transformation bestehender Netz getätigt werden. Daher sollte – unabhängig von der Frage der Berechnungsmethoden der Primärenergiefaktoren – die Verbesserung bestehender Instrumente wie dem KWKG oder die Einführung neuer Instrumente zur Förderung des Transformationsprozesses geprüft werden.

### **4.5 Fazit**

Wärmenetze erfüllen eine wichtige systemische Funktion bei der räumlichen Erschließung erneuerbarer Wärmequellen und der Kopplung von Strom- und Wärmemarkt. Für die Erreichung der langfristigen Ziele im Gebäudesektor ist in der Fernwärme eine sehr ambitionierte Transformation hin zu erneuerbaren Energien und passenden Netzinfrastrukturen erforderlich. Die hier diskutierten Anpassungen im Bereich der PEF und der Allokation von Primärenergie bei KWK-Anlagen unterstützen die zielgerichtete Transformation des Fernwärmebereichs.

- Einbeziehung von THG-Emissionen: Die Einbeziehung der THG-Emissionen in die Bewertung hilft, wie bei der Objektversorgung, wärmeseitige CO<sub>2</sub>-Einsparung durch verstärkte EE-Wärme-Einbindung und Effizienzsteigerungen anzureizen bzw. anzuschieben.

---

<sup>12</sup> Eine solche Absenkung eines Primärenergiefaktors könnte rechentechnisch quantifiziert werden, indem das Carnot-Bilanzierungsverfahren das Gesamtnetz in zwei virtuelle Netze aufteilt und zwei Temperaturniveaus zu Grunde legt. Denkbar wäre aber auch eine pauschale Inzentivierung etwa um 0,2.

- Allokation bei KWK: Eine Umstellung der Allokationsmethode bei KWK von Stromgutschrift auf Carnot verhindert sehr stark negative PEF einzelner Anlagen, die schon bei geringen Anteilen den PEF von Wärmenetzen stark verändern. Außerdem führt die Carnotmethode zu einem angemesseneren Verhältnis zwischen EE-Wärme und KWK.

Die Untersuchungen zeigen auch, dass die Veränderungen nur im Paket umgesetzt werden sollten:

- Durch eine reine THG-Anpassung werden die aufgrund der Strom-Gutschriftmethode ohnehin schon negativen PEF der Wärme aus Erdgas-KWK nochmals teils deutlich reduziert. Damit werden sie bilanziell gegenüber erneuerbaren Energien deutlich bessergestellt. Der Abstand zwischen den negativen Wärme-PEF der Erdgas-KWK-Anlagen und EE-Wärmeerzeugern (Solarthermie, Großwärmepumpe, Geothermie, Biomasse-Kessel), die alle einen Wärme-PEF von leicht über 0 haben, würde sich weiter vergrößern. Im Vergleich zu Erdgas-KWK werden EE-Wärmeerzeuger damit deutlich weniger attraktiv, was einen klimapolitischen Fehlanreiz darstellt.
- Die Wärme-PEF von Kohle-KWK-Anlagen hingegen steigen bei der alleinigen THG-Anpassung stark von aktuell 0,8 bis 1,0 und können deutlich über 2 liegen. Dies wäre eine sehr starke und unausgewogene Umwälzung für die Fernwärme, die die Transformation vor zusätzliche Hürden stellen und die Akzeptanz der Umstellung deutlich mindern dürfte.
- Durch eine alleinige Umstellung auf Carnot hingegen wird kaum eine Differenzierung zwischen Kohle, Erdgas, Öl und erneuerbaren Energieträgern erreicht.

Bei Umstellung auf Carnot und Einbeziehung der THG-Emissionen in die Berechnung der PEF, werden flankierende Maßnahmen benötigt, vorwiegend um die Transformation von bestehenden Fernwärmenetzen anzuschieben bzw. nicht im Keim zu ersticken. Hierzu zählen folgende Maßnahmen:

- Ansätze zur Verankerung der Weiterentwicklung von Fernwärme (Kapitel 4.4)
- Einführung LowEx-Bonus für energieeffiziente Gebäude mit niedrigem Temperaturniveau oder Anschluss am Rücklauf (Kapitel 4.4)
- Vereinfachungen: Pauschal- oder Technologiefaktoren (Kapitel 4.3)
- Verbesserung von Fördermaßnahmen zur Transformation bestehender FW-Netze (EE-Anteil, Flexibilität, Effizienz erhöhen) (Kapitel 4.4.5).



## **5 Überprüfung einer Ergänzung der Primärenergiefaktoren um weitere Bewertungsgesichtspunkte und methodische Fragestellungen**

Im Entwurf des Gebäude-Energiegesetzes vom 23.1.2017 wird eine Ermächtigung für eine Rechtsverordnung verkündet, gemäß derer Primärenergiefaktoren „auf der Grundlage von technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen festzulegen [sind], die unter Beachtung des Grundsatzes der Wirtschaftlichkeit die Klimawirkung der einzelnen Energieträger, Technologien und Verfahren zur Wärme- und Kältebereitstellung sowie von elektrischem Strom und deren Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung bewerten.“

In der Begründung heißt es dazu ergänzend:

„Das Gebäudeenergiegesetz ermächtigt darüber hinaus die Bundesregierung, die Primärenergiefaktoren durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates neu zu justieren. Künftig sollen die Klimawirkung (CO<sub>2</sub>-Emissionen), die Versorgungssicherheit und weitere Aspekte der Nachhaltigkeit (etwa Verfügbarkeit, Nutzungskonkurrenzen) einzelner Primärenergieträger, Technologien und Verfahren zur Wärme- und Kälteenergiebereitstellung stärker berücksichtigt werden.“ Die Begründung nennt des Weiteren die Kriterien „transparent und nachvollziehbar“ für die Bestimmung der Primärenergiefaktoren.

Im Folgenden werden verschiedene diesbezügliche Analysen vorgenommen.

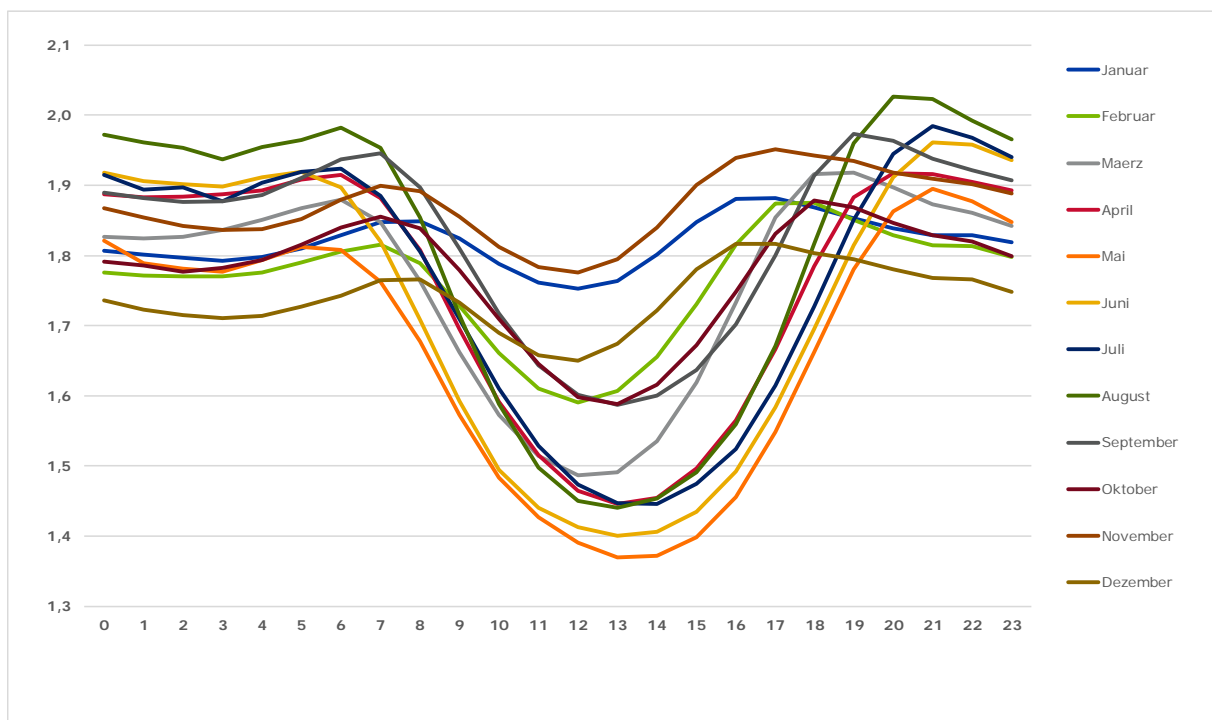
### **5.1 Saisonale und Anwendungs-Differenzierung des Stromfaktors**

Eine saisonale Differenzierung käme evtl. dann in Betracht, wenn auf absehbare Zeit insbesondere für den Bezug von Strom für gebäudetechnische Systeme große saisonale Unterschiede herrschten. Konkret bedeutet dies, dass z.B. reale PEF im Winter und Sommer sich deutlich voneinander unterscheiden und auch deutliche Abweichungen von einem über das Jahr gemittelten PEF, wie er derzeit verwendet wird, aufweisen.

Auf Basis stündlicher Daten (August 2013- Juli 2014) des nach Energieträgern differenzierten Stromaufkommens in Deutschland wurden Stundenmittelwerte der PEF für jeden Monat abgeschätzt. Tabelle 14 zeigt das Ergebnis dieser Auswertung in tabellarischer Form, Abbildung 14 nochmals in grafischer Form.

**Tabelle 14: Mittlere Stundenwerte der PEF nach Monaten, tabellarisch.**

Stunde	Januar	Februar	Maerz	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
0	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,9	1,7
1	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,9	1,7
2	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7
3	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7
4	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7
5	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,9	1,7
6	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,9	1,7
7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,8	1,9	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8
8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	1,8	1,9	1,8
9	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,7
10	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,7
11	1,8	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,8	1,7
12	1,8	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	1,8	1,6
13	1,8	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,6	1,6	1,8	1,7
14	1,8	1,7	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	1,8	1,7
15	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	1,9	1,8
16	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,9	1,8
17	1,9	1,9	1,9	1,7	1,5	1,6	1,6	1,7	1,8	1,8	2,0	1,8
18	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	1,9	1,8
19	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8
20	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	1,8	1,9	1,8
21	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	1,9	1,8	1,9	1,8
22	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	1,9	1,8	1,9	1,8
23	1,8	1,8	1,8	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	1,9	1,8	1,9	1,7



**Abbildung 14: Mittlere Stundenwerte der PEF nach Monaten, grafisch.**

Obleich die Auswertung darauf angelegt ist, eine Indikation zum Verlauf der PEF zu geben, also nicht zu exakten Werten zu gelangen, ist deutlich erkennbar, dass sich die Monatsmittel nicht sehr erheblich unterscheiden. Sie weichen vom Jahresmittelwert deutlich unter 10 Prozent ab. Allerdings zeigen sich zwischen den Monaten deutliche Unterschiede in den mittleren Tagesgängen der PEF. Während es in

den Wintermonaten nur geringe Unterschiede zwischen Tag und Nacht gibt, zeigt sich hier in den Sommermonaten der durch die PV-Einspeisung deutlich niedrigere PEF zur Mittagszeit als während der Nacht.

Mit Blick auf den Betrieb von Wärmepumpen wurde der gleiche Datensatz für Außentemperaturdaten von Würzburg für den untersuchten Zeitraum im Hinblick darauf ausgewertet, welche PEF bei verschiedenen Außentemperaturen herrschen. Tabelle 15 zeigt das Ergebnis dieser Auswertung.

**Tabelle 15: PEF bei unterschiedlichen Außentemperaturen**

	PEF Ø												
	Jahr	JAN	FEB	MRZ	APR	MAI	JUN	JUL	AUG	SEP	OKT	NOV	DEZ
$x \leq -5^{\circ}\text{C}$	1,9	1,9											
$-5^{\circ}\text{C} < x \leq 0^{\circ}\text{C}$	1,9	2,0	1,8	2,0								2,0	1,9
$0 < x \leq 5^{\circ}\text{C}$	1,8	1,8	1,8	2,0	1,9	1,8				1,7	1,8	1,9	1,8
$5^{\circ}\text{C} < x \leq 10^{\circ}\text{C}$	1,8	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,1	1,9	1,9	1,8	1,7
$10^{\circ}\text{C} < x \leq 15^{\circ}\text{C}$	1,8	1,5	1,5	1,6	1,8	1,7	1,8	1,9	2,0	1,8	1,7	1,6	
$15^{\circ}\text{C} < x \leq 20^{\circ}\text{C}$	1,7			1,5	1,6	1,6	1,6	1,9	1,9	1,8	1,6		
$20^{\circ}\text{C} < x \leq 25^{\circ}\text{C}$	1,6			1,3	1,6	1,5	1,6	1,7	1,6	1,7	1,5		
$25^{\circ}\text{C} < x \leq 30^{\circ}\text{C}$	1,5					1,4	1,6	1,5	1,4	1,5			
$x > 30^{\circ}\text{C}$	1,3						1,3	1,4					

Für die Interpretation ist zu beachten, dass sich hinter den einzelnen Werten jeweils unterschiedlich viele Stunden verbergen, aus denen der Wert errechnet ist. Die meisten Stunden ergeben sich jeweils zu den mittleren Monatsaußentemperaturen. Generell wird unmittelbar deutlich, dass die höchsten PEF mit den tiefsten Außentemperaturen zusammenfallen. Im Hinblick auf den Primärenergiebedarf von Wärmepumpen potenziert dies den insbesondere bei Luft-Wärmepumpen auftretenden Effekt abnehmender Wirkungsgrade bei kalten Außentemperaturen. Im Hinblick auf eine evtl. erforderliche Kühlung ist festzuhalten, dass die Zeiten der höchsten Außentemperaturen, also mit höchstem Kühlenergiebedarf, mit den niedrigsten PEF zusammenfallen. Im Unterschied zur Heizung mit Wärmepumpen wirkt dies bezüglich des Primärenergiebedarfs für Kühlung dem abnehmenden Wirkungsgrad von Kompressionskälteanlagen bei steigenden Außentemperaturen entgegen.

Grundsätzlich, wie auch Modellrechnungen in (Oehsen et al. 2014) zeigen, wäre dieser Effekt auch ähnlich in Bezug auf THG-Emissionen zu beobachten. Aufgrund der höheren THG-Emissionen von Kohlekraftwerken wäre der Unterschied in der Spreizung der Faktoren noch etwas ausgeprägter als bzgl. der PEF-Werte.

Als Fazit dieser illustrativen Auswertungen kann zunächst festgehalten werden, dass zumindest unter den aktuellen Gegebenheiten eine Differenzierung der PEF **nach Monaten oder Jahreszeiten** im Hinblick auf den Klimaschutz oder eine wirtschaftliche Konfiguration der Gebäude noch keinen ausreichend deutlichen erkennbaren Vorteil bietet. Durch den sich schnell wandelnden Erzeugungsmix sollte dieser Aspekt jedoch in Abständen von ca. 5 Jahren neu bewertet werden.

Etwas anders sieht dies bezüglich einer Differenzierung **nach Anwendungen** aus. Die Ergebnisse zeigen, dass dies durchaus in Betracht gezogen werden könnte. Ohne eine Klimakorrektur der PEF wären als Anhaltspunkte etwa 1,5 für Kühlen, 2,0 für Heizen mit WP und Warmwasserbereitung ohne Speicher, 1,7 für Warmwasserbereitung mit Speicher, 2,0 für Beleuchtung und 1,8 für Hilfsstrom und

mechanische Lüftung denkbar. Dies würde allerdings die Komplexität der Berechnungen deutlich erhöhen.

Gerade im Hinblick auf die dominierende Heizung und deren zunehmende Abdeckung durch Wärmepumpen lässt sich schließen, dass der Strom-PEF für WP-Heizung in näherer Zukunft nicht abgesenkt werden sollte. Darüber hinaus ist aus den obigen Auswertungen ersichtlich, dass ebenfalls nicht unterstellt werden sollte, dass PEF für WP-Heizung im gleichen Maße sinken werden, wie dies im Kontext verschiedener Szenarien für den jahresmittleren Strom-PEF erwartet wird.

Im Sinne des Vorsorgeprinzips und einer angesichts derzeit noch nicht dramatischer Unterschiede der PEF zwischen verschiedenen Anwendungen erscheint es daher ratsam, bis zu einer erneuten Revisi- on der PEF zunächst an einem einheitlichen PEF festzuhalten, der sich eher an den ungünstigeren PEF der WP-Heizung orientiert.

## **5.2 Überprüfung der Berücksichtigung der systemdienlichen Nutzung von EE- Strom in Wärmenetzen**

Wärmenetze können einen Beitrag zur Systemintegration von EE-Strom leisten, der trotz Nachfrage wegen unzureichender Netzkapazitäten nicht zu den Lastzentren transportiert werden kann, und dessen Erzeugung im Rahmen des Einspeisemanagement sonst verhindert würde.<sup>13</sup> KWK-Anlagen in Wärmenetzen können die notwendige Wärmeerzeugung über eine PtH-Anlage substituieren und so im Rahmen des Redispatch als zusätzliche Nachfrage vor dem Engpass den Strom verwerten. Bei niedrigen Volllaststunden ist dabei der Wirkungsgrad der Strom-Wärme-Nutzung weniger entscheidend als eine hohe Lastrampe, also die Fähigkeit, schnell auf erforderliche zuschaltbare Lasten zu reagieren, um die Abregelung von EE-Strom-Anlagen zu verhindern. Mit zunehmenden Volllaststunden solcher PtH-Anlagen sinkt die Bedeutung niedriger Investitionskosten (da sie auf größere erzeugte Wärmemengen abgeschrieben werden können) und die Bedeutung der effizienten Wärmeeinspeisung steigt. Bei niedrigen Volllaststunden wäre eine direktelektrische PtH-Nutzung akzeptabel, während bei deutlich höheren Volllaststunden aus Effizienzgründen eine Wärmepumpen-Lösung zu präferieren wäre.

### **Netzdienliche Nutzung gemäß §13 (6a) EnWG**

Einen Ansatzpunkt für eine wohl definierte Abgrenzung von systemdienlich aufgenommenen Strommengen bietet §13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt Abregeln“, NsA), der in Zusammenhang mit einer KWK-Anlage die Installation von Power to Heat fördert. Der KWK-Betreiber bekommt auf Basis eines Vertrags mit dem Übertragungsnetzbetreiber die Investitionskosten für eine PtH-Anlage ersetzt, wenn er sich im Gegenzug für einen Abruf der Anlage als zuschaltbare Last im Redispatch bereithält. Gibt der Übertragungsnetzbetreiber das entsprechende Nutzungssignal im Rahmen des Netzengpassmanagements, erzeugt der KWK-Betreiber die benötigte Wärmemenge mit der PtH-Anlage. Dadurch wird die (fossile) KWK-Stromerzeugung gedrosselt und gleichzeitig vor dem Engpass erzeugter EE-Strom abgenommen, der sonst wegen des Einspeisemanagements nicht erzeugt worden wäre.

---

<sup>13</sup> Der Begriff „Überschussstrom“ für diese Strommengen ist irreführend, da der Strom nicht „überschüssig“ ist – die fragliche Strommenge wurde erfolgreich am Strommarkt verkauft. Das Marktergebnis kann nur nicht wegen der unzureichenden Netzkapazität realisiert werden.

Angesichts vergleichsweise hoher, im Einspeisemanagement abgeregelter Strommengen (2016 betrug die Ausfallarbeit rd. 3,7 TWh (BNetzA 2017)), eines weiterhin ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien und Verzögerungen im Netzausbau ist davon auszugehen, dass diese Ausfallarbeit auch im nächsten Jahrzehnt anfallen wird. Der Deckel liegt gemäß § 13 Abs. 6a ENWG bei 2 GW zu installierender Leistung im Netzausbaugebiet nach § 36c Abs. 1 EEG. Räumlich werden diese Effekte vor allem in Norddeutschland auftreten. Im Jahr 2016 waren rund 89 Prozent der Ausfallarbeit durch Engpässe im Übertragungsnetz verursacht (BNetzA 2017). Allerdings gibt es auch Veröffentlichungen, die von einem wachsenden Anteil an Verteilnetzengpässen ausgehen (KIT 2017).

Belastbare Zahlen zur voraussichtlichen Nutzung von NsA liegen noch nicht vor; Potenziale werden u. a. in größeren Fernwärmenetzen in Hamburg, Rostock, Schwerin, Greifswald und Neubrandenburg gesehen. Empirische Anhaltspunkte für plausible Werte werden die SINTEG-Projekt Windnode und NEW 4.0 bringen. Mit der Selbstverpflichtung der ÜNB und der Veröffentlichung im Amtsblatt der Bundesnetzagentur am 24.1.2018 (BK8-17-0009A) ist es nun möglich, die durch diesen Mechanismus entstehenden Kosten auf die Netzentgelte umzulegen. Mit ersten Vertragsabschlüssen wird noch 2018 gerechnet.

Da die Alternative zur Nutzung dieser Arbeit die Abregelung von EE-Anlagen ist, sollten die Wärmenetzbetreiber nicht durch einen regulären Strom-PEF dafür bestraft werden, diese Strommengen einzusetzen und damit den Einsatz fossiler Brennstoffe zu verdrängen.

Die Gutachter schlagen als Regelung für diese Strommengen eine sog. „**Neutralstellung**“ vor. Dies bedeutet, dass bei der Berechnung des PEF weder die auf Basis der gesetzlichen Grundlage eingesetzten Strommengen für die PtH-Anlage noch die bereitgestellten Wärmemengen aus diesem Mechanismus berücksichtigt werden.

Dieser Vorschlag ist sehr einfach umzusetzen. Zudem erscheint es unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht angemessen, den Strom-PEF vollständig auf Null oder nahezu Null zu setzen, weil die Stromherkunft nicht eindeutig identifizierbar ist. Es handelt sich nicht eindeutig um EE-Strom, der wegen Netzengpässen nicht abtransportiert werden kann, da auch in anderen Situationen ein überlastungsbedingter Redispatch erforderlich werden kann. So lange noch wesentliche fossile Kraftwerks-Kapazitäten in den betroffenen Gebieten vorhanden sind, kann nicht eindeutig von EE-Strom ausgegangen werden.

Zu beachten ist dabei, dass sich auf Grund der verringerten KWK-Wärmeerzeugung im Falle des Einsatzes von EE-Strom bei der PEF-Berechnung eine stärkere anteilige Gewichtung des Einsatzes von Spitzenkesseln ergeben würde, womit implizit eine Schlechterbehandlung einer Wärmenetzlösung mit NsA erfolgt. Die o.g. „**Neutralstellung**“ könnte so umgesetzt werden, dass das Wärmenetz so bilanziert werden darf, wie es ohne NsA betrieben worden wäre: Fiktive Abdeckung der durch PtH bereitgestellten Wärmemengen durch die KWK.

### **Weitere Nutzungsmöglichkeiten von EE-Strom zur Wärmeerzeugung**

Grundsätzlich sind auch andere Konstellationen denkbar, in denen eine PtH-Nutzung in Wärmenetzen denkbar sein wird und wo sich die Bewertungsfrage stellt. Der Default in der jetzigen Bilanzierungssystematik der FW 309-1 ist, Strom mit seinem normalen PEF zu berücksichtigen. Hierbei ist zwischen verschiedenen Anwendungen zu unterscheiden:

- Bau zusätzlicher EE-Anlagen, die ausschließlich eine Großwärmepumpe oder einen Heizstab in einem Wärmenetz betreiben und nicht ins öffentliche Netz einspeisen bzw. nicht nach dem EEG vergütet werden.  
Beispiel: Kommune baut eine Freiflächen-PV-Anlage oder einen kommunalen Windpark, die mit einer Wärmepumpe verbunden ist. Hier könnte eine Gleichbehandlung mit EE-Strom gemäß EnEV §5 erfolgen („gebäudenah“ Eigenstromerzeugung mit  $PEF = 0$ ).<sup>14</sup>
- Anlagen gemäß der innovativen KWK-Ausschreibung (und eingeschränkt auch Wärmenetze 4.0). Hier liegt im Prinzip eine ähnliche Situation vor wie bei NsA. Gemäß §24 Abs. 1 Nr. 5 der KWK-Ausschreibungsverordnung ist ein elektrischer Wärmeerzeuger in Höhe von mindestens 30% der Wärmeleistung der KWK-Anlage Voraussetzung, um eine Förderung zu erhalten. Wird eine solche Anlage im Redispatch eingesetzt, also entgegen der Fahrplananmeldung des KWK-Anlagenbetreibers und zur Behebung von Netzengpässen, sollte die Wärmemenge diese Anlagen ebenfalls „neutral gestellt“ werden.
- Die Vermarktung von PtH-Anlagen am Regenergiemarkt hat in den vergangenen Jahren zugenommen. Auch hier erfolgt der Abruf der Anlagen explizit und messbar durch den Netzbetreiber, vergütet wird aber auch allein die Bereitstellung von Kapazität. Der tatsächliche marktgetriebene Einsatz dieser Anlagen ist derzeit durch hohe Steuern und Umlagen auf Strom sehr teuer und die Mengen deshalb bisher vernachlässigbar. Sollte in Zukunft die marktgetriebene Wärmeerzeugung in Wärmenetzen aus Strom aufgrund von niedrigen Strom- und hohen alternativen Brennstoffpreisen signifikant zunehmen, müsste dieser Strom analog zum Stromverbrauch in gebäudenahen Wärmepumpen mit dem durchschnittlichen PEF von Strom aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bewertet werden.

## 5.3 Überprüfung einer Berücksichtigung der Systemdienlichkeit der Gebäude

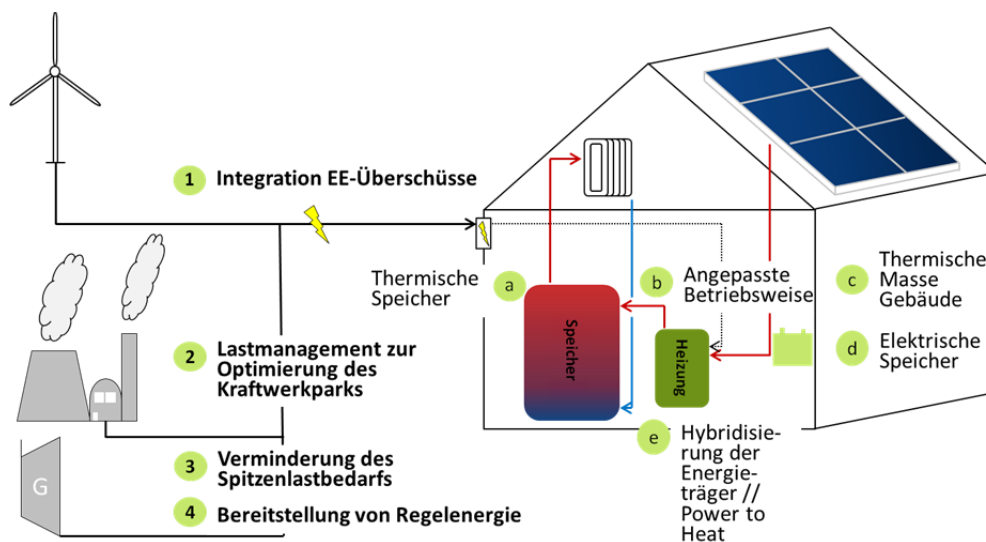
### 5.3.1 Wie können Gebäude zu Systemdienlichkeit beitragen?

Im Stromsystem 2050, das von fluktuierender Wind- und Solarstromerzeugung dominiert werden wird, kann die Flexibilität von Stromverbrauchern einen wichtigen Beitrag zur effizienten Nutzung des Stromangebots und zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen erbringen.

Im Folgenden werden die Möglichkeiten von Wärmepumpen und direktelektrischen Wärmeerzeugern, in Gebäuden Systemdienstleistungen zu erbringen, dargestellt und Mechanismen zur Anreizung von netzdienlichen Gebäuden bewertet.

---

<sup>14</sup> Dabei ist zu bemerken, dass auch diese Anlagen auf das Ausbauziel von §1 EEG angerechnet werden. In einer zukünftigen Novelle des EEG sollten diese nicht nach EEG vergüteten und eigeninitiierten EE-Anlagen daher nicht auf die auszuschreibenden EE-Leistungen angerechnet werden.



**Abbildung 15: Beitrag von Gebäuden zur Systemdienlichkeit. Quelle: ifeu**

### 1 Systemdienlichkeit durch Integration von EE-Überschüssen in das Stromsystem

Eine Form der systemdienlichen Betriebsweise von Wärmepumpen oder direktelektrischen Heizstäben zur Warmwasserbereitung ist die Integration eines temporären Überangebots von Strom aus erneuerbaren Energien (EE) durch Beladung eines gebäudeintegrierten Kurzzeit-Wärmespeichers oder der thermischen Speichermasse des Gebäudes selbst in Situationen. Die eingespeicherte Wärme kann zu einem späteren Zeitpunkt, im Idealfall dann, wenn das aktuelle EE-Stromangebot zur Deckung der Stromnachfrage nicht ausreicht, für die Wärmeversorgung des Gebäudes genutzt werden.

Bei den Überschüssen kann es sich um absolute „Überschüsse“ handeln, wenn die aktuelle EE-Stromerzeugung die aktuelle gesamte Stromnachfrage übersteigt, oder um Überschüsse aufgrund von Netzengpässen, wenn ein Stromtransport zu Stromnachfragern in anderen Regionen den lokalen Überschuss ausgleichen würde, aufgrund von Netzengpässen aber nicht stattfinden kann.

Handelt es sich um absolute Überschüsse, so kann durch die Systemdienstleistung die Abregelung von erneuerbarer Stromerzeugung vermieden bzw. der Bedarf zur Stromspeicherung in klassischen Stromspeichern verringert werden. Hierdurch kann die abgeregelt Energie genutzt bzw. Kosten für den Bau von Stromspeichern gespart werden, da thermische Speicher in der Regel deutlich niedrigere Investitionskosten aufweisen als elektrische Speicher.

Je nach vermiedener Stromspeichertechnologie und Nutzungsgrad der Wärmespeicherung kann diese systemdienliche Betriebsweise zu Energieeinsparungen oder einem Energiemehrverbrauch führen. Wenn die Gebäudenutzung als Alternative zu einer Speicherung in hocheffizienten Li-Ionen-Batterien betrachtet wird, so kann ein leichter Mehrverbrauch von Strom auftreten, da einerseits die Standverluste in Wärmespeichern bei einigen Prozent pro Tag liegen und damit bei längeren Speicherdauern signifikante Wärmeverluste verzeichnet werden (eine Ausnahme bilden thermochemische Wärmespeicher, die quasi keine Standverluste aufweisen), andererseits eine Anhebung der Senktemperatur zur Beladung des Speichers die Arbeitszahl einer Wärmepumpe verschlechtert. Zur Höhe eines Mehrbedarfs siehe zum Beispiel (Günther et al. 2013). Demgegenüber stehen hohe Kosteneinsparun-

gen, da thermische Speicher deutlich niedrigere Investitionskosten aufweisen als elektrochemische Speicher.

Wird allerdings eine Speicherung beispielsweise in PtG-Speichern vermieden, die einen niedrigen Speicherwirkungsgrad aufweisen, so können auch signifikante Energieeinsparungen erzielt werden.

Handelt es sich um lokale Überschüsse, so können potentiell Kosten für den Netzausbau gespart werden (siehe hierzu beispielsweise Rupp et al. 2015) bzw. Kosten für den Redispatch von Kraftwerken.

## **2 Systemdienlichkeit durch Lastmanagement zur ökonomischen Optimierung des Kraftwerksparkesinsatzes**

Diese Form von Systemdienlichkeit zeichnet sich durch Einsparung von Stromerzeugungskosten im Kraftwerkspark aus, indem durch die zeitliche Verlagerung der Stromnachfrage vermehrt Strom aus Kraftwerken mit niedrigen Erzeugungskosten bezogen wird (Erhöhung der Auslastung) bzw. An- und Abfahrkosten von Kraftwerken vermieden werden. Potentielle Einsparungen wurden beispielsweise in Nabe (2013) berechnet.

Je nach der Stromerzeugungskostenstruktur (merit order) der Kraftwerke können CO<sub>2</sub>-Mehr- oder Minderemissionen resultieren. Bei der derzeitigen Kostenstruktur mit niedrigen Kosten des Braunkohlestroms ist bei einem am Strompreissignal geführten Lastmanagement von CO<sub>2</sub>-Mehremissionen durch das Lastmanagement auszugehen. Bei höheren CO<sub>2</sub>-Preisen können sich jedoch Einsparungen durch eine höhere Auslastung von Gas-GuD-KWK und Kondensationskraftwerken ergeben.

Ausreichend dimensionierte Speicher und eine flexible Regelbarkeit der Wärmepumpen können übrigens bei Luft-Wärmepumpen auch zur Optimierung des COP eingesetzt werden. So kann der Wärmespeicher bei hohen Luftaußentemperaturen zur Mittags oder Nachmittagszeit geladen werden und in den Stunden mit kälteren Außentemperaturen entladen werden. Hierdurch kann sich eine Verbesserung des COP ergeben.

## **3 Systemdienlichkeit durch Verminderung des elektrischen Spitzenlastbedarfs**

Durch die Ausstattung von Wärmepumpen oder direktelektrischen Trinkwarmwasserbereitern mit großzügig dimensionierten thermischen Speichern, den Einsatz von Hybridheizungen oder durch die Nutzung der natürlichen Speicherkapazität von Gebäuden kann die vorzuhaltende elektrische Leistung im Kraftwerkspark zur Abdeckung der Spitzenleistung (welche bisher in der Regel im Winter auftrat und sich durch den Zuwachs von Wärmepumpen im Stromsystem noch weiter erhöhen wird) partiell abgesenkt werden, da die Wärme an den kältesten Tagen nicht durch die volle Leistung der Wärmepumpe (gleichbedeutend mit maximaler elektrischem Leistungsabruf) abgedeckt werden muss, sondern anteilig auch über den Speicher bzw. den Hybridteil gedeckt werden kann.

Hierdurch können sich Kosteneinsparungen auf Seiten des Kraftwerksparks ergeben (Energieeinsparungen hingegen nicht). Diese sind gegenzurechnen mit den Kosten für einen ggfls. größer dimensionierten Wärmespeicher. Sind die Speicher ohnehin aus anderen Gründen größer dimensioniert (zur Erbringung anderer Systemdienstleistungen), besteht die Chance, dass diese Systemdienstleistung volkswirtschaftlich rentabel erbracht werden kann.



#### **4 Systemdienlichkeit durch Bereitstellung von Regelenergie**

Prinzipiell können Wärmepumpen und elektrische Heizstäbe bzw. dezentrale KWK-Anlagen durch Ausstattung mit Wärmespeichern bzw. Nutzung der thermischen Speicherkapazität des Gebäudes positive und negative Minutenreserve oder Sekundärregelleistung bereitstellen, wenn sie sich zu einem Pool mit der erforderlichen Mindestgröße für die Teilnahme am Regelenergiemarkt zusammenschließen.

##### **Steuerungsgrößen der Systemdienlichkeit**

Insgesamt sind die verschiedenen Systemdienlichkeitsfunktionen nicht immer positiv miteinander korreliert. Entsprechend wirken unterschiedliche Steuerungsgrößen einer Systemdienlichkeit in verschiedene Richtungen. Dies wurde im Projekt „Netzreaktivität von Gebäuden“ untersucht (kondensiert in Klein et al. 2014):

- Der Börsenpreis (EEX) ist derzeit im Frühling und Sommer niedriger. Der Tagesgang des EEX-Preises am Beispiel des Jahres 2012 weist minimale Preise in der Nacht auf (3:00 bis 4:00 Uhr) sowie zwei Preisspitzen morgens und abends, wobei im Winter die tägliche Schwankungsbreite am größten ist.
- Die Residuallast (Stromlast abzüglich Wind- und PV-Leistung) weist ein ähnliches Profil wie der Börsenpreis und eine hohe Korrelation auf.
- Der zeitaufgelöste kumulierte Energieverbrauch KEV hingegen (siehe hierzu auch Oehsen und Pehnt (2014)) weist hingegen insbesondere im Frühling und Sommer ein PV-bedingtes Mittagsminimum auf, genauso wie das Erzeugungsprofil von Wind und Solar Mittags ein Maximum aufweist.

Eine Optimierung der Systemdienstleistungen nach den verschiedenen Größen führt also z. T. zu widersprüchlichen Optimierungsimpulsen. Im Heizfall führt eine Nachfrage vor allem in den Morgen- und Abendstunden, wie häufig in NWG der Fall, zu einem ungünstigen Lastfall bzgl. EEX-Preis und Residuallast, während eine solche Verschiebung für KEV und EE-Anteil positiv wäre. „Die Funktionsweise eines „netzreaktiv“ ausgelegten Reglers zur Gebäudebeheizung hängt somit stark von der jeweiligen Wahl und Gewichtung der gewünschten Optimierungskriterien, den Wärmeübergabetechnologien und den bauphysikalischen Eigenschaften des Gebäudes ab.“ (Klein et al. 2014)

Im Kühlfall dürfte es allerdings für alle Steuerungsgrößen Vorteile bieten, wenn man die Kühllast in die Mittags- und Nachmittagsstunden verschiebt. Diese Optimierung wird sich allerdings in den nächsten zwei Jahrzehnten durch die zunehmenden Leistungsanteile von PV und Wind verschieben. Ökonomische Anreize können hierauf am flexibelsten reagieren.

#### **5.3.2 Technische Voraussetzungen für das Erbringen der Systemdienlichkeit**

Damit Gebäude systemdienlich wirken können, müssen bestimmte Voraussetzungen erfüllt sein.

### **Ansteuerbarkeit**

Wärmeerzeuger im Gebäude müssen sich entweder selbständig systemdienlich verhalten können (beispielsweise über Reaktion auf eine sich verändernde Netzspannung) oder fernsteuerbar sein, z. B. durch den Netzbetreiber bei Netzengpässen.

### **Hinreichende Netzausbausituation im Netzgebiet der Gebäude**

Für alle oben diskutierten Systemdienstleistungen durch Stromwärmesysteme in Gebäuden gilt, dass die Netzausbausituation die Leistungserhöhung, die bei smarterer Steuerung erfolgt, erlaubt, d.h. dass durch das Lastmanagement selbst keine Netzüberlastung erzeugt wird. Dies bedeutet, dass Transformatoren und Netzstränge für die momentane elektrische Stromlasterrhöhung durch netzdienliche Gebäude in den Netzsträngen ausreichend dimensioniert sein müssen, andernfalls kann sich durch das Lastmanagement selbst ein Netzengpass ergeben.

### **Voraussetzungen speziell für die Integration lokaler Überschüsse**

Die räumliche Lage der Wärmepumpenanschlüsse im Netz muss derart sein, dass der Netzengpass bzw. die Spannungsschwankung tatsächlich behoben werden kann. Dieses erfordert mindestens eine räumliche Nähe zum Netzengpass, hängt jedoch aber auch von der genauen Position und Durchdringungsraten der Wärmepumpen und Stromerzeuger im Niederspannungsnetz ab, sowie dem Einsatzzweck der Wärmepumpe. In der Einzelfallbetrachtung kann ein Netzausbau zur Vermeidung von EE-Abregelung ökonomischer sein als das Wärmepumpenlastmanagement (ebd.). Rupp et al. (2015) verglichen die Netzausbaukosten zur Vermeidung der PV-Abregelung mit den Kosten, die bei Einsatz von Wärmepumpen zur Vermeidung von Abregelung entstehen. Für letztere wurden allein die Kosten der abgeregelten PV-Strommengen angesetzt, Kosten für evtl. vergrößerte Wärmespeicher blieben unberücksichtigt. In einigen der betrachteten Szenarien kann das Wärmepumpenlastmanagement keine ausreichende Vermeidung der Abregelung erzielen und der Netzausbau stellt die günstigere Maßnahme dar. In den betrachteten Szenarien ergibt sich dieses aus der Tatsache, dass die PV-Überschüsse im Wesentlichen im Sommer auftreten, in dem die Wärmenachfrage, welche durch die Wärmepumpen zu bedienen ist, vermindert ist. Bei Wärmepumpen, welche der Kühlung von Gebäuden dienen, ist von einem höheren Potential zur Vermeidung der Abregelung von PV-Überschüssen auszugehen.

### **Regelgenauigkeit**

Eine passgenaue Regelbarkeit ist für die Integration von EE-Strom von Vorteil. So wurde in Analysen gezeigt, dass für die Abnahme von lokalen EE-Strommengen leistungsregelbare (d.h. drehzahlregelte) Wärmepumpen deutlich höhere EE-Anteile realisieren können als Wärmepumpen, welche lediglich über die Zustände An-Aus geregelt werden können. Im Zusammenschluss vieler Wärmepumpen zur Abnahme von größeren Mengen EE-Strom ist die Leistungsregelung einer einzelnen Anlage jedoch kein Muss, da die Anlagen im Verbund eine Flexibilität in der Leistungsabnahme erbringen.

### **Gute Qualität der Speicherladeregulung**

Wie im Wärmepumpen-Feldtest „Wärmepumpen-Effizienz“ des Fraunhofer ISE festgestellt wurde, bringt die Ausstattung mit Pufferspeichern das Risiko einer Jahresarbeitszahlverschlechterung durch Installations- und Einregelungsfehler mit sich. Eine gute Qualität der Installation und Speicherladeregulung ist ebenfalls eine Voraussetzung für einen zielführenden systemdienlichen Betrieb.

### 5.3.3 Anreizmechanismen für gebäudebezogene Systemdienlichkeit

Bereits heute dienen verschiedene Anreize einer verstärkten Systemdienlichkeit. So sind die **Börsenstrompreise**<sup>15</sup> ein Anreiz für die Integration eines EE-Stromüberangebots, da eine Korrelation zwischen niedrigen Strompreisen und hohem Wind- und Solarstromanteil im Netz zu beobachten, welche eine Lastverschiebung anreizt. Die Korrelation wird mit wachsendem EE-Anteil an der Stromerzeugung ausgeprägter. Derzeit korrelieren niedrige Strompreise jedoch ebenfalls mit einer hohen Braunkohlestromerzeugung. Ein strompreisorientiertes Lastmanagement von Stromwärmeanwendungen würde daher kurzfristig keine ökologischen Vorteile bringen.

Der zeitlich variable Strompreis dient grundsätzlich auch als Anreiz für einen ökonomisch optimierten Kraftwerksbetrieb, da sich hohe Stromerzeugungskosten (resultierend aus dem Einsatz von Kraftwerken mit teuren Brennstoffen oder durch Kosten für das Anfahren von Kraftwerken) in einem hohen Strompreis widerspiegeln. Der Anreiz führt heute dazu, dass eine Reihe von Stromanbietern einen günstigeren Stromtarif für Wärmepumpen anbieten, bei denen die Wärmepumpen bis zu dreimal am Tag für zwei Stunden durch den Stromversorger abschaltbar sein müssen (Sperrzeiten). Hierdurch wird der Bau vergrößerter Wärmespeicher angereizt (dieser wird zum Beispiel in Planungshandbüchern von Wärmepumpenanbietern empfohlen).

Neben Strompreisen sind aber auch **Fördermaßnahmen** implementiert. Eine Zusatzförderung von bis zu 500 € kann im Marktanzreizprogramm (MAP) gewährt werden, wenn die Anlage lastmanagementfähig ist, das heißt, Schnittstellen vorhanden sind, um die Wärmepumpe netzdienlich aktivieren zu können. Fördervoraussetzungen sind die gleichzeitige Errichtung eines Pufferspeichers sowie das Zertifikat „Smart Grid Ready“ oder eine Herstellererklärung, dass die Anforderungen des Zertifikats erfüllt werden

Durch den **Regelenergiemarkt** für positive und negative Regelleistung wird heute bereits ein wirksamer Anreiz für die Bereitstellung durch große Elektrodenkessel gegeben (Beispiele sind die Anlage der Stadtwerke Kiel<sup>16</sup> und der Stadtwerke Lemgo<sup>17</sup>). Bedingt durch Skaleneffekte werden in der Regel nicht einzelne Gebäude integriert. Zunehmende Aktivitäten in Richtung virtueller Kraftwerke und kommunikationstechnischer Vernetzung, etwa im Rahmen des SINTEG-Programms, führen aber zu einer zunehmenden Aufnahme kleinerer Leistungseinheiten in diesen Markt.

Für ein zukünftiges Gebäuderecht werden auch verschiedene Anreizmechanismen für die **Anrechnung gebäudenah erzeugter EE-Stromerzeugung** untersucht. Diese EE-Stromerzeugung wird bis zu einer Obergrenze, die von der Implementierung eines Stromspeichers abhängt, mit Null auf den Primärenergieverbrauch an Strom für Lüftung, Wärmeerzeugung und Kühlung (in Nichtwohngebäuden auch auf Beleuchtung) angerechnet.

---

<sup>15</sup> Der Anreiz kann direkt erfolgen, wenn Wärmepumpen als Teil von virtuellen Kraftwerken am Strommarkt agieren oder indirekt, über verminderte, aber feste „Wärmepumpenstromtarife“.

<sup>16</sup> [https://www.stadtwerke-kiel.de/cs/media/preseneldungen/pdf/2015\\_12\\_16\\_Elektrodenkessel\\_nimmt\\_Betrieb\\_auf\\_-\\_Power-to-Heat-Anlage\\_erweitert\\_flexible\\_Waermeerzeugung.pdf](https://www.stadtwerke-kiel.de/cs/media/preseneldungen/pdf/2015_12_16_Elektrodenkessel_nimmt_Betrieb_auf_-_Power-to-Heat-Anlage_erweitert_flexible_Waermeerzeugung.pdf)

<sup>17</sup> [http://www.stadt-und-werk.de/meldung\\_15400\\_Erste+Bilanz+bei+Power+to+Heat.html](http://www.stadt-und-werk.de/meldung_15400_Erste+Bilanz+bei+Power+to+Heat.html)

Die bisher bestehenden, zuvor genannten Anreize sind heute noch eher schwach und können daher nicht dazu dienen, innerhalb der nächsten fünf bis zehn Jahre Systemdienlichkeit von Gebäuden in größerem Maßstab anzureizen. Daher stellt sich die Frage, ob eine Berücksichtigung von Systemdienlichkeit in den PEF ein geeigneter Ansatz ist.

### **Alternative 1: Absenkung des PEF zur Belohnung von Systemdienlichkeit**

Ein pauschal verminderter Primärenergiefaktor bei systemdienlichen Gebäuden kann einen indirekten ökonomischen Anreiz zur flexiblen systemdienlichen Bau- und Betriebsweise von Gebäude inkl. zusätzlicher aktivierbarer Speichermassen und dem Bau von Wärmespeichern geben, da das geforderte  $Q_P$  der EnEV bzw. für die Förderung zum KfW-Effizienzhaus bei erniedrigtem Primärenergiefaktor mit geringerem Aufwand an anderer Stelle, wie den benötigten U-Werten, der Effizienz von Wärmerückgewinnungsanlagen, Beleuchtung oder Wärmeerzeugerwahl (z.B. Luft- statt Solewärmepumpe) kompensiert werden kann. Der ökonomische Anreiz entsteht, wenn die Investitionseinsparungen, die sich durch eine geringere Effizienz der Gebäudehülle oder Gebäudetechnik ergeben, die Ausgaben für die „smarte Steuerung“ der Wärmepumpe und die ggfls. vergrößerte Wärmespeicherkapazität, übersteigen.

### **Beispielrechnung**

Der finanzielle Anreiz für Systemdienlichkeit und die Klimawirkung durch Verminderung des Primärenergiefaktors Strom wird für die Systemdienstleistung „Integration von zusätzlichem EE-Strom“ im Folgenden an einem **Beispiel** verdeutlicht: Es wird ein Einfamilienhaus mit  $75 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  Endenergiebedarf für Raumwärme betrachtet, welches mit einer Wärmepumpe versorgt wird, die eine Jahresarbeitszahl von 3,8 für die Raumwärmebereitung aufweist. Somit hat die Wärmepumpe einen Stromverbrauch von  $20 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ . Würde man den Strom-Primärenergiefaktor von 1,8 auf 1,6 absenken als Anreiz zum Lastmanagement (hier wurde – äußert optimistisch und allenfalls anwendbar auf lokale Netzengpässe – angesetzt, dass durch das Lastmanagement in Anlehnung an Nabe (2011) 11 Prozent EE-Strom integriert werden entsprechend 390 kWh), so ergibt sich eine rechnerische Strom-Primärenergieeinsparung von rd.  $5 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ . Hierdurch kann in diesem Beispiel der U-Wert der Außenwand um ca.  $0,04 \text{ W/m}^2\text{K}$  schlechter ausfallen, wodurch knapp 2 cm Dämmstoff an der Außenwand gespart werden können. Aus Sicht der primärenergetischen Anforderung der EnEV/KfW könnte die U-Wertverschlechterung noch höher ausfallen, dem sind jedoch durch die HT'-Anforderung nach heutiger EnEV Grenzen gesetzt. Bei 3 Euro/(cm \*  $\text{m}^2$ ) Materialkosten für den Dämmstoff und einer rechnerischen Außenwandfläche von  $139 \text{ m}^2$  entspricht dieses einer Einsparung von gut 800 Euro. Die Mehrkosten für eine Vergrößerung des Wärmespeichers von 200 Liter (Standardgröße) auf 500 Liter erzeugt Mehrkosten knapp 200 Euro. Ferner könnten Zusatzkosten für die Ansteuerung entstehen, monetär muss der Anreiz also als bestenfalls als schwach angesehen werden. Anders könnte es sich verhalten, wenn man durch die Verbesserung des Primärenergiefaktors von einer KfW-Effizienzhausförderungsstufe in die nächste rutscht.

Nimmt man an, dass die 390 kWh EE-Strom des hiesigen Beispiels ohne die Systemdienlichkeit des Gebäudes ansonsten abgeregelt werden müssten (anstatt durch einen anderen Speicher integriert zu werden) und der Verlust durch fossilen Strom aus Steinkohlekraftwerken mit einem  $\text{CO}_2$ -Faktor Strom von  $790 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_{\text{el}}$  ersetzt wird, so ergibt sich eine  $\text{CO}_2$ -Emissionseinsparung durch die vermiedene Abregelung von rd.  $300 \text{ kg/a}$ . Dieser Einsparung stehen Mehremissionen des Gebäudes durch den höheren Wärmeverbrauch (Absenkung von  $\text{HT}'$  bei Erreichung des gleichen  $Q_P$ ) und damit Strommehrbedarf der Wärmepumpe gegenüber. Nimmt man an, dass diese die zugelassenen  $4 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  mehr Strom verbraucht, so ergibt sich bei einem Strom- $\text{CO}_2$ -Emissionsfaktor von  $535 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$  für den Wärmepumpenstrom Mehremissionen im Gebäude von  $336 \text{ kg/a}$ . In Summe ergeben sich damit leichte Netto-Mehremissionen von  $336 \text{ kg} - 308 \text{ kg} = 28 \text{ kg/a}$ . Bei einem Emissionsfaktor von  $400 \text{ g/kWh}$  für den Wärmepumpenstrom ergeben sich Nettoeinsparungen von  $58 \text{ kg/a}$ . Hochgerechnet auf 1 Mio. Wärmepumpen längen Minderungen bzw. Mehremissionen größenordnungsmäßig bei 0,1 Promille der heutigen gesamt THG-Emissionen. Somit ist die Klimawirkung in beide Richtungen begrenzt.

Wie aus dem Beispiel hervorgeht, muss aus Klimaschutzsicht ein Anreiz zur Systemdienlichkeit über einen verminderten Stromprimärenergiefaktor hinterfragt werden. Sie hängt stark vom Marginalstrommix und damit der individuellen Betriebsweise der Wärmepumpe ab, welche für das Einzelgebäude nicht ohne größeren Messaufwand oder die Einführung eines EE-Steuersignals in dem Sinne überprüfbar ist, dass eine CO<sub>2</sub>-Einsparung sichergestellt werden kann. Bei einer börsenstrompreisorientierten Betriebsweise werden beispielsweise derzeit keine Treibhausgase eingespart, sondern durch eine bessere Auslastung von Kohlekraftwerken ggf. sogar mehr emittiert. Eine Klimaschutzwirkung kann nur mit einem vorherigen Kohleausstieg sichergestellt werden. Erst mittelfristig wirkt daher die systemdienliche Betriebsweise klimaschonend.

Im Sinne des rechtzeitigen Markthochlaufs von Systemdienlichkeit kann eine moderate Anreizung schon heute stattfinden, es wird jedoch davon abgeraten, dieses über verminderte Stromprimärenergiefaktoren zu tun, die das Prinzip „Efficiency First“ verletzen.

### **Alternative 2: Vorschlag Gesamtprimärenergiefaktoren nach Feist (2014)**

Langfristig, d.h. in einem Stromsystem mit überwiegendem Anteil erneuerbarer Energien, in dem nicht mehr die Einsparung von CO<sub>2</sub>, sondern die (flächen-)effiziente Nutzung von Energie das wichtigste Ziel ist, könnte eine Systemdienlichkeit über den von (Feist 2014) vorgeschlagenen Ansatz einer Umstellung der Primärenergiefaktoren von der Messung des „nicht-erneuerbaren“ Primärenergieverbrauchs auf den absoluten Primärenergieverbrauch, d.h. inklusive des erneuerbaren Anteils angereizt werden.

Hier wird Primärenergieverbrauch, der direkt aus erneuerbarem Strom ohne externe Zwischenspeicherung verbraucht wird, mit dem Primärenergiefaktor von 1 belegt. Muss der erneuerbare Strom zwischengespeichert werden, so entstehen Speicherverluste, die auf den Primärenergiefaktor aufgeschlagen werden. Wie hoch die Speicherverluste ausfallen, hängt vom benötigten Speicher und seinem Speichereffizienzgrad ab. Wird eine langfristige Speicherung, beispielsweise für die Speicherung von PV-Strom vom Sommer in den Winter für strombasierte Raumwärmeanwendungen notwendig und muss diese über den relativ verlustreichen Langzeitspeicher EE-Methan oder Wasserstoffspeicher mit einem Speichereffizienzgraden von beispielsweise 45 Prozent bewerkstelligt werden, so wird ein Primärenergiefaktor Strom von  $1/45$  Prozent = 2,22 angesetzt. Somit entsteht automatisch ein Anreiz für Stromverbraucher zur Integration von EE-Stromüberschüssen bzw. zur zeitlichen Anpassung des Verbrauchs an das EE-Stromangebot, wenn die dazu gegebenenfalls notwendige Wärmespeicherung effizienter geschehen kann als die Speicherung in Stromspeichern im Netz. Somit entsteht automatisch ein korrekter Anreiz zu Systemdienlichkeit und Energieeffizienz.

Allerdings bedeutet eine solche Umstellung einen Bruch mit der bisherigen Regelung und dürfte politisch zunächst schwer umsetzbar sein, zumal dieses Verfahren bereits heute Annahmen über die Ausgestaltung der Systemintegration in mehreren Dekaden erfordert. Ein solcher Regelungsansatz sollte nach Abschluss eines Kohleausstiegs und bei einem höheren Anteil erneuerbarer Energien in rd. zehn Jahren erneut analysiert werden. Bis dahin sind auch die präferierten Systemintegrations- und Speicheroptionen besser absehbar.

### **Alternative Anreizinstrumente für die Integration von EE-Strom**

Anstelle eines Anreizes der Förderung von Systemdienlichkeit über den Primärenergiefaktor wird empfohlen, ökonomische Instrumente voranzubringen:

- **Anreizung über Stromtarife.** Hierbei könnten Wärmepumpen, die auf EE-Strom-Steuersignale reagieren, eine Vergütung für die Reaktion erhalten. Dieses könnte über zeitlich variable Netznutzungsentgelte (direkt proportionale Wirkung) oder einen grundsätzlich verminderten Stromtarif geschehen.
- Einführung einer KfW-Effizienzhaus-Komponente „**Systemdienliches Gebäude**“ (siehe hierzu erste Konzepte etwa im 10.000 Häuser-Programm in Bayern, Programmteil Energie-SystemHaus).<sup>18</sup>
- Aufnahme von thermoaktiven Bauteilen in die KfW-**Einzelmaßnahmenförderung**
- Weiterentwicklung der Förderung von Wärmepumpen im MAP (bzw. einem Folgeprogramm) mit Systemdienlichkeit als **Fördervoraussetzung**.
- Ausstellung eines „**Smart Ready**“ **Indikators** für Gebäude: Im Rahmen der Ausstellung eines Energiepasses könnte auch ein „Smart Ready“ Indikator für Gebäude erstellt werden. Anhand von einfach und relativ schnell zu erfassenden Merkmalen würde der Energieberater zu einem Gesamtindikator kommen (Stand der aktuellen Diskussion). Folgende **Impact-Kategorien** könnten hierfür relevant sein:
  - Energieeinsparungen im Gebäude
  - Flexibilität für Netze und Speicher
  - Eigenstromerzeugung
  - Komfort
  - Wohnbefinden
  - Gesundheit
  - Wartung und Ausfallwarnung
  - Informationen für die Bewohner

Eine Bewertung könnte zum aktuellen Diskussionsstand für folgende Anwendung durchgeführt werden:

- Heizen
- Warmwasser
- Kühlen
- Mechanische Belüftung
- Beleuchtung
- Dynamische Gebäudehülle
- Energieerzeugung

---

<sup>18</sup> [https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1786/10000-Haeuser-Programm - Merkblatt\\_T1.pdf](https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1786/10000-Haeuser-Programm_-_Merkblatt_T1.pdf)

- DSM
- Laden von Elektrofahrzeugen
- Monitoring und Kontrolle

#### 5.3.4 Fazit

Es wird von der Anreizung über verminderte Primärenergiefaktoren abgeraten und eine gezielte und direkte finanzielle Förderung für Systemdienlichkeit und andere ökonomische Instrumente empfohlen.

### 5.4 Überprüfung einer Anerkennung von Ökostrom

In der öffentlichen Diskussion wird gelegentlich die Anerkennung von Ökostrom als Endenergieträger ohne CO<sub>2</sub>-Last gefordert. So schreibt (ZIA 2017): „Für den Klimaschutz kommt es auf den Standort der Erneuerbaren Energien (EE)-Anlagen in Europa nicht an. Was hier länderübergreifend gefordert wird, macht auch für die einzelne Immobilie Sinn. Die Erzeugung der EE sollte nicht am Standort festgemacht werden. Der Einkauf von Ökostrom oder die Erzeugung EE an einem vom Standort einer Immobilie abweichenden Ort sollte bei der Berechnung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes einer Immobilie angerechnet werden.“

Dieser Vorschlag hält allerdings einer genaueren Analyse nicht Stand. Dies hängt mit den Ausgestaltungsprinzipien des Ökostrommarktes zusammen. Im Bereich des qualitätsgelabelten Ökostroms (insbesondere OK Power, GSL-Label) existieren verschiedene „Marktmodelle“: Das Händlermodell setzt auf Strommengen, die nicht im Rahmen anderer staatlicher Fördermodelle gefördert werden. Es wird zunehmend schwierig, Marktsegmente zu finden, die diese Bedingung erfüllen, da beispielsweise auch Norwegen eine EE-Quote eingeführt hat. Auch waren diese Strommengen nicht zusätzlich zu einer Baseline-Entwicklung. Daher haben die Qualitätslabel Neuanlagen-Anforderungen eingeführt (z. B. dass die anerkannten Strommengen zu einem Drittel aus Anlagen stammen, die jünger als 6 Jahre sind). Dies ist nur als „Proxi“ für eine Zusätzlichkeit zu verstehen; mitnichten können daher diese EE-Anlagen als „Strommix mit einem PEF von 0“ identifiziert werden.

Ähnlich sieht es aus beim sog. Initiierungsmodell, bei dem Strommengen anerkannt werden, die zwar im Rahmen des EEG gefördert werden, aber durch den Ökostrom-Dienstleister initiiert wurden. Mit der Einführung von EE-Ausschreibungen werden auch solche Anlagen auf das Ausbauziel nach §1 Erneuerbares-Energien-Gesetz angerechnet und sind damit nicht als PEF=0 im Sinne einer vollständigen Zusätzlichkeit zu betrachten. Im Innovationsfördermodell werden hingegen Energiewende-Dienstleistungen anerkannt, die durch einen Aufschlag auf den Ökostrom finanziert werden, beispielsweise Effizienzprojekte, innovative Speicher- und Bildungsprojekte usw.

Insgesamt eignen sich diese Ansätze zwar zur Auszeichnung von Energiewende-engagierten Energieanbietern und ihrer Produkte; die Produkte sind aber nicht als PEF=0/0 g CO<sub>2</sub>/kWh zu betrachten, zumal sie statistisch auch im Strommix-Faktor anerkannt werden. Eine kritische Betrachtung der Zusätzlichkeit von Ökostrom-Produkten findet sich u. a. in (Reichmuth et al. 2014).

Hinzu kommen Vollzugsfragen: Beim Bezug von Ökostrom handelt es sich um eine kaufmännische Vertragsbeziehung ohne Investitionsbedarf am Gebäude. Ein solcher Bezugsvertrag ist jederzeit

kündbar. Es müsste daher in einem aufwändigen, dauerhaften Vollzug der Nachweis erbracht werden, dass über die Lebensdauer des Gebäudes Ökostrom bezogen wird. Ein solcher Vollzug ist verwaltungstechnisch nicht sicherzustellen.

Voraussetzung für eine Anerkennung im Rahmen des novellierten Gebäuderechts sollte also weiterhin eine gebäudenaher Erzeugung sein, da nur durch diese Kopplung für den Gebäudeeigentümer ein zusätzlicher Anreiz geboten wird, erneuerbare Energien im Rahmen des Gebäudekonzeptes einzusetzen.

## **5.5 Überprüfung einer Berücksichtigung der Nachhaltigkeit der Biomasse-Versorgung**

### **5.5.1 Biomasse-Verfügbarkeit und Nutzungskonkurrenzen**

Die Aspekte „Verfügbarkeit“ und „Nutzungskonkurrenz“ heben vor allem auf biogene Energieträger ab, deren Verfügbarkeit für den Einsatz in Deutschland aus verschiedenen Gründen begrenzt ist:

- Zum einen ist das Potenzial an Reststoffen in Deutschland limitiert. Ausbaupotenziale bestehen und können genutzt werden, werden aber von allen Sektoren in Anspruch genommen.
- Das Potenzial an inländischen nachwachsenden Rohstoffen wird durch die zur Verfügung stehende Ackerfläche begrenzt und hängt stark von anderen agrarischen Trends ab.
- Das Import-Potenzial unterliegt dem weltweiten Markt und hängt neben dem Potenzial globaler, nachhaltig verfügbarer Biomasse auch von den Einsatzpfaden in den jeweiligen Herkunftsländern ab.
- Zudem unterliegt Biomasse einer sektoralen Nutzungskonkurrenz, d. h. auch in den Sektoren Industrie (stofflich und Prozesswärme), Verkehr (insbesondere Kraftstoffe für die schwer elektrifizierbaren Straßengüter- und Luftverkehrsmittel), Ernährung und Stromerzeugung (insbesondere zur Flexibilisierung) wird die begrenzt verfügbare Biomasse nachgefragt.

Der heutige PEF insbesondere für feste Biomasse spiegelt diese Aspekte nicht angemessen wider. Vielmehr wird suggeriert, Biomasse wäre ökologisch quasi „umsonst“ verfügbar, ohne die indirekten Effekte (beispielsweise die größere Verdrängung fossiler Brennstoffe in anderen Sektoren oder die schwerere Substituierbarkeit) abzubilden.

Es stellt sich allerdings die Frage, wie diese äußerst komplexen und miteinander verwobenen Aspekte in ein transparentes System aus erweiterten PEF überführt werden können. In ITG/ifeu/WI (2016) werden hierfür drei Vorschläge gemacht:

#### **Ansatz 1: Pauschalwerte**

setzen auf eine politische Setzung eines Sockelwertes. Damit wird eine Abweichung vom nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauch bewusst in Kauf genommen. Ein Beispiel hierfür sind die Schweizer GEEAK-Werte. Dort wird Biomasse auf 0,5 gesetzt. In Deutschland könnte dieser Wert auch etwas niedriger liegen, um einen Abstand gegenüber der fossilen KWK zuzulassen.



### Exkurs: Politische Lenkungs-/Gewichtungsfaktoren

In der Schweiz und in Dänemark entschied man sich bei der Bestimmung von PEF gegen eine rein wissenschaftliche Bilanzierungsmethodik bei der energetischen Bewertung von Gebäuden und führte stattdessen Faktoren ein, die eine politische Lenkungsfunktion besitzen.

In der **Schweiz** liegt die Kompetenz zur Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für eine sparsame und rationelle Energienutzung in Gebäuden bei den einzelnen Kantonen. In der Folge wurden zwei Standards zur energetischen Bewertung von Gebäuden und der Erstellung eines Energieausweises entwickelt, die parallel angewendet werden. Die Erstellung eines Energieausweises ist grundsätzlich freiwillig, kann aber von den kantonalen Behörden für obligatorisch erklärt werden (Schüwer, Hanke, & Luhmann, 2015), (SIA, 2016).

Der Schweizerische Ingenieur- und Architektenverein (SIA) entwickelte 2009 die Norm 2031:2009 „Energieausweis für Gebäude“. In dem Klassifizierungsverfahren werden Gebäude anhand des Primärenergiebedarfs bewertet. Der Primärenergiebedarf wird im Weiteren mit Primärenergiefaktoren (PEF) belegt, die nach einer eigenen Methodik unter Berücksichtigung der Emissionen in den Vorketten entwickelt wurden. Die zu Grunde liegenden Berechnungsmethoden können in (Stolz & Frischknecht, 2017) eingesehen werden.

Alternativ zu den Primärenergiefaktoren können auch national gültige Gewichtungsfaktoren angewendet werden. Diese Faktoren bilden im Gegensatz zu den Primärenergiefaktoren keine Ökobilanz im Sinne einer Emissionsrechnung in den vor- und nachgelagerten Ketten der Brennstoffe ab, sondern sollen die nationale und kantonale Energiepolitik widerspiegeln und damit eine Lenkungswirkung besitzen. Vor allem sollen dadurch erneuerbare Energieträger favorisiert werden. Die Gewichtungsfaktoren wurden im Rahmen der Entwicklung des Gebäudeausweises der Kantone (GEAK) im Jahr 2009 auf Initiative der Konferenz Kantonalen Energiedirektoren (EnDK) in Kooperation mit dem Hauseigentümerverband Schweiz (HEV) ausgearbeitet. Zum Januar 2017 wurden die Gewichtungsfaktoren zuletzt angepasst (siehe

Tabelle 16).

**Tabelle 16: Nationale Gewichtungsfaktoren nach Gebäude-Energieausweis der Kantone (GEAK) nach (EnDK, 2016)**

Energieträger	Nationaler Gewichtungsfaktor
Strom	2,0
Heizöl, Gas, Kohle	1,0
Biomasse (Holz, Biogas, Klärgas)	0,5
Fernwärme (inkl. Abwärme aus KVA, ARA, Industrie): Anteil fossil erzeugter Wärme	
≤25%	0,4
≤50%	0,6
≤75%	0,8
>75%	1,0
Sonne, Umweltwärme, Geothermie	0,0

In **Dänemark** wird für die PEF von Wärmenetzen keine Gutschriften-Methode analog zu Deutschland angewendet; stattdessen werden dänemark-weite Faktoren definiert: In der aktuellen Fassung der

Danish Building Regulations von 2015 wurden die anzulegenden Primärenergiefaktoren für Gebäude auf 0,8 (Fernwärme) und 2,5 (Strom) festgeschrieben (Danish Transport and Construction Agency, 2015). Für Niedrigstenergie-Gebäude ab 2020 werden 1,8 bzw. 0,6 angesetzt.

Dies basiert auf einer vereinfachten Analyse des Energieinputs unter Annahme eines Wirkungsgrads von 200 Prozent für die Wärmeerzeugung. Entsprechend werden für eine Einheit Fernwärme 0,5 Einheiten Primärenergie aufgewendet. Der verbleibende Brennstoffanteil wird auf die Stromerzeugung allokiert. Diese Methodik führt zu einem PEF für Fernwärme von 0,84 und 2,07 für Strom (Stand 2014; Quelle: Peter Bach, Danish Energy Agency).

Ebenfalls in die Definition eingeflossen ist die Überlegung, dass trotz dem in Dänemark rückläufigen Anteil von KWK in Wärmenetzen und dem Absinken des PEF von Strom Wärmenetze und Wärmepumpen in der ab 2020 vorgeschriebenen dänischen „Niedrigenergie-Gebäudeklasse 2020“ gleichgestellt sein sollen.

## **Ansatz 2: Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen über indirekte Landnutzungseffekte und THG-Emissionen**

Ein alternativer Ansatz zur Berücksichtigung von Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen ist die Analyse von indirekten Landnutzungsänderungen (iLUC) und deren Klimawirkung, die in verschiedenen Studien vorgenommen wurden. Mit einer pragmatischen iLUC-Quantifizierung könnten für in Deutschland relevante Bioenergieträger „gesamte“ THG-Emissionen abgeleitet werden, die bei Bioenergie aus Anbau (sowohl Acker wie auch Kurzumtrieb) zu deutlich höheren THG-Werten führen würden.

Allerdings werden andere indirekte Effekte, etwa die „Foregone sequestration“<sup>19</sup> von fester Biomasse, derzeit nicht wissenschaftlich abbildbar sein (siehe Kapitel 3.2.4).

## **Ansatz 3: Biomasse-Budgetansatz**

Der Budgetansatz definiert den Anteil von Biomasse (auch übertragbar auf andere erneuerbare Energieträger), der als erneuerbar ansetzbar ist, ausgehend von langfristigen Szenariostudien und Potenzialanalysen (Diefenbach 2002). Demgemäß ist der *nicht-erneuerbare* Primärenergiefaktor PEF anwendbar bis zum Erreichen eines gesamt-systemisch nachhaltigen spezifischen Endenergiebudgets pro Quadratmeter Wohnfläche. Der darüber hinausgehende Endenergiebedarf wird mit dem höheren *gesamten* Primärenergiefaktor  $PEF_{ges}$  (Holz: 1,2) (oder alternativ mit dem fossilen PEF eines typischen Heizenergieträgers (z. B. Gas: 1,1) bewertet.

Das Budget kann aus zwei Perspektiven definiert werden:

**Aus Sicht der Biomasse** könnte ein nachhaltiges Budget definiert werden, das unter Einbezug der Reststoff-Potenziale, der nachhaltig verfügbaren agrarischen Flächen sowie der Importpotenziale für

<sup>19</sup> “Avoided emission savings due to reduced afforestation or reduced return of cropland to other natural land due to increased use of cropland. This effect takes place in particular in Europe where a trend exists of cropland abandonment.”  
[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Final%20Report\\_GLOBIOM\\_publication.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Final%20Report_GLOBIOM_publication.pdf)

den Gebäudesektor zur Verfügung steht. (Ebd.) kam in seiner Analyse auf diesem Weg zu einem Budget von 35 kWh/m<sup>2</sup>a.

Wenn man beispielsweise den heutigen Biomasse-Einsatz analog dem Effizienzscenario der ESG auf 340 PJ steigert und auf eine Wohn- und Nutzfläche in WG und NWG von grob 5 Mrd. m<sup>2</sup> bezieht<sup>20</sup>, dann ergibt sich daraus ein „erlaubter“ Biomasseeinsatz von 17 kWh/m<sup>2</sup>a.

Ein Nachteil an diesem Ansatz ist die beliebige Festlegung der Fläche, durch die das Budget dividiert wird. Man könnte auch argumentieren: Nur jedes zweite oder dritte Haus wird mit Biomasse versorgt werden, daraus ergäbe sich entsprechend das doppelte oder dreifache Budget.

**Aus Gebäudesicht** könnte ein Biomasse-Budget derart definiert werden, dass ein für „zukunftsfest“ erachteter Gebäudestandard mit Biomasse versorgt werden „darf“. Dem Begriff „dürfen“ würde dann eine normative Abwägung unterliegen, dass Gebäude zuerst auf einen technisch sinnvollen Effizienzstandard gebracht werden sollten, um dann knappe Energieträger einsetzen zu können. Daraus würde sich ein Biomasseeinsatz von rd. 40 bis 50 kWh/m<sup>2</sup>a ergeben (Endenergiebedarf für Heizung und Warmwasser in einem Effizienzhaus 55).

Ein Biomasse-Budget in einer Größenordnung von 30 – 50 kWh/m<sup>2</sup>a erscheint sowohl aus Gebäudesicht wie auch aus Biomasse-Potenzialsicht plausibel.

## **Bewertung**

Grundsätzlich ist zu diskutieren, für welches Gebäudesegment Biomasse vorrangig einzusetzen ist. Während im Neubaubereich verschiedene Alternativen zu Biomasse bestehen, sind es vor allem schwer sanierbare Bestandsgebäude, in denen die Nutzung anderer erneuerbarer Energien auf Grund der Restriktionen durch die Qualität der Gebäudehülle nicht sinnvoll umsetzbar ist, die für Biomasse in Frage kommen.

Allerdings ist zu beachten, dass der Biomasse-Budgetansatz eine Verschärfung gegenüber der heutigen Situation bedeutet. Im Gebäudebestand sind PEF in den meisten Fällen kein geeignetes Steuerungsinstrument, da sie nur bei der KfW-Förderung zur Berechnung des Effizienzhausstandards herangezogen werden. Die Energieeffizienzklassen beziehen sich auf Endenergie.<sup>21</sup>

Insgesamt wirkt der Budgetansatz also als Anreiz, Gebäude zu optimieren und Biomasse sparsam einzusetzen. Im Prinzip kann diese Berechnung auch einfach in die Bewertungssoftware integriert werden.

Ein weiterer Nachteil des Budgetansatzes ist allerdings, dass er ein nichtlineares Sprungelement einführt: der Primärenergiebedarf wäre für biogen beheizte Gebäude nicht mehr proportional zum Endenergiebedarf.

Außerdem kann er nicht in Wärmenetzen angewendet werden, da die Erhebung der Wohn- bzw. Nutzfläche zu aufwändig ist und ein stark zeitlich variables Element in die Berechnung einführen würde.

---

<sup>20</sup> 2016 gab es 3,82 Mrd. m<sup>2</sup> Wohnfläche in Wohn- und Nichtwohngebäuden (Destatis 2017). Hinzukommen rund 1,6 Mrd. m<sup>2</sup> beheizte Nutzfläche in Nichtwohngebäuden (BMVBS 2013), insgesamt also rd. 5,4 Mrd. m<sup>2</sup>.

<sup>21</sup> Allerdings macht sich ein Budget-Ansatz auch in der Darstellung des Primärenergiebedarfs im Energieausweis bemerkbar.

Um die Effekte des Budget-Ansatzes auf die Gebäudebewertung abzuschätzen, wird er in Kapitel 6 einer Überprüfung unterzogen.

## **5.5.2 Behandlung von erneuerbaren Anteilen (Biobrennstoffe, PtG, PtL) in gasförmigen und flüssigen Energieträgern**

### **Gas- und Ölmixe**

Während beim Strom jeweils ein (anwendungsunabhängiger) Mix an Kraftwerken für die Analyse herangezogen wird, wird bei der Analyse von Gas und Heizöl derzeit von einer ausschließlich fossilen Bereitstellung ausgegangen.

Allerdings sind auch hier zunehmende Anteile erneuerbarer Energieträger vorzufinden. Es ist daher logisch konsistent, auch für diese Energieträger, die auch eine Transport- und Speicherfunktion haben können, eine Misch-Betrachtung vorzunehmen. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die gleichen erneuerbaren Anteile nicht in anderer Form gutgeschrieben bzw. im Gebäuderecht berücksichtigt werden.

Für die Wärmeversorgung finden biogene flüssige Brennstoffe wie Bioöl, B5 und B10 gemessen am gesamten Endenergieverbrauch bislang kaum Berücksichtigung. Im Jahr 2015 betrug der Anteil inklusive des Biodieselsverbrauchs in der Landwirtschaft lediglich 0,2 Prozent (BMW, 2016). Ähnlich verhält es sich bei der Nutzung von Biomethan zur Wärmeerzeugung. Nur 2,7 Prozent bzw. 300 GWh<sub>HS</sub> der Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien stammten 2015 aus Biomethan. Die bereits geringe Nachfrage stagniert seit 2013, kurzfristige Nachfrageimpulse sind nicht zu erwarten (dena, 2016).

Der Anteil von Biomethan an der Versorgung des Wärmemarktes kann allerdings nur unvollständig erfasst werden. Der Monitoringbericht Netze weist nur die insgesamt eingespeiste Biogasmenge auf. Sie lag 2015 bei 8.364 GWh. Bezogen auf die gesamte Gasausspeisemenge von 865,7 TWh entspricht dies knapp einem Prozent. Haushaltskunden haben insgesamt 254,5 TWh bezogen. Bezieht man die Biomethanmenge hierauf, entspricht es ca. 3,3 Prozent. Allerdings wird das Biomethan auch über andere Instrumente vermarktet (EEG; Verkehrsbereich), so dass dieser Prozentsatz eine obere Grenze darstellt. Insbesondere müsste Biomethan im KWK-Einsatz aus diesem Mix abgezogen werden, wenn für diesen Einsatzfall eine separate Bilanzierung zugelassen ist.

Die PEF bzw. THG-Emissionen ändern sich durch diese Betrachtungsweise kaum (siehe Tabelle 4; letzte Zeilen). Die Bedeutung der Anpassung liegt also eher in der perspektivischen Verwendung größerer Mengen an synthetisch erzeugtem Erdgas oder Wasserstoff (Power to Gas), bzw. entsprechenden Flüssigenergieträgern.

### **5.5.3 Angepasste Biomethan-Faktoren bei KWK-Nutzung**

Im derzeitigen EEWärmeG ist die Anerkennung von Biomethan und Bioheizöl als Erfüllung der Nutzungspflicht nur in Verbindung mit KWK-Anlagen, an die bestimmte Qualitätsanforderungen geknüpft sind, zulässig.

Eine analoge Betrachtungsweise könnte auch in Bezug auf die PEF/THG-Faktoren zulässig sein. Das heißt, es könnten die Faktoren für reines Biomethan und reines Bioheizöl dann angewendet werden,

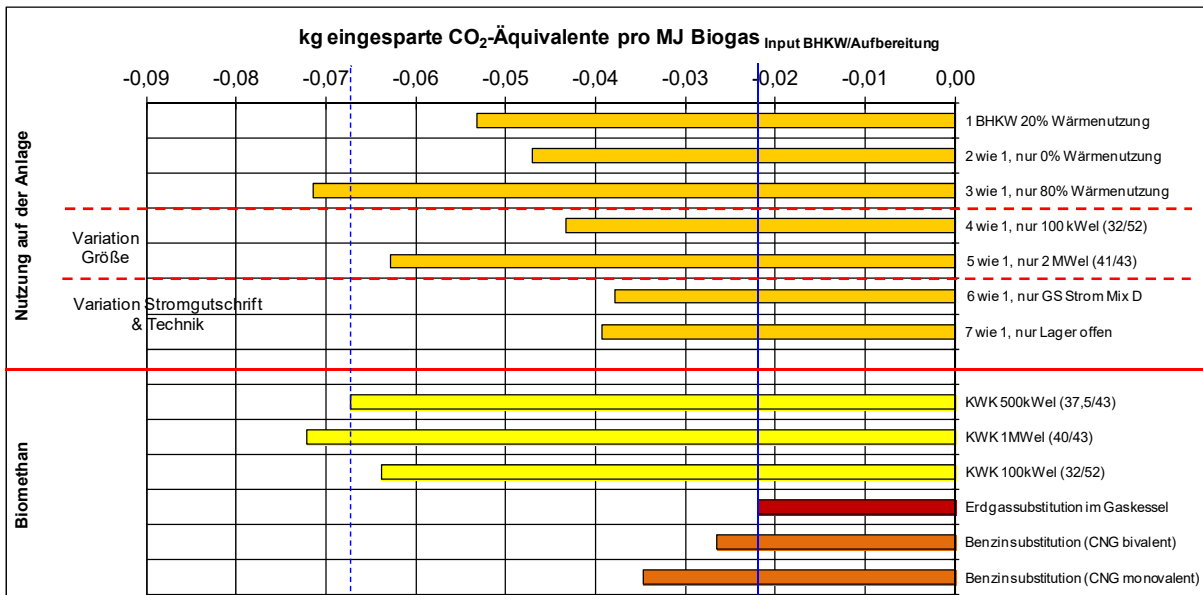
wenn diese Brennstoffe in KWK eingesetzt werden. Diese Grundidee wird auch im Gesetzentwurf zum GEG verfolgt. Anerkannt wird dort der Einsatz von aus dem Netz bezogenen Biomethan in KWK mit einem reduzierten PEF, insofern die eingesetzte Menge über ein Massenbilanzsystem geführt wird. Voraussetzung für eine solche Betrachtungsweise ist allerdings, dass die derart bilanzierten Biomethan-Mengen nicht parallel im Gasmix Deutschland berücksichtigt werden.

Dahinter liegt der Gedanke, dass der Einsatz von Biomethan in KWK die effizienteste Nutzungsform ist. Setzt man Biomethan in der reinen Wärmeerzeugung ein, so wird in der Regel Erdgas verdrängt. Auch wenn die Biogasanlage dem aktuellen Stand der Technik entspricht, so spart die Nutzungskette Biogas – Aufbereitung – Wärmeerzeugung wesentlich weniger Treibhausgase ein als die Stromerzeugung vor Ort in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) oder der Einsatz von Biomethan im BHKW, in Abbildung 16 ist dies am kurzen Balkens „Erdgassubstitution im Gaskessel“ zu erkennen. Die Abbildung zeigt errechnete Einsparungen von Treibhausgasemissionen durch die verschiedenen Nutzungsoptionen von Biogas, jeweils in modernen Anlagen nach dem Stand der Technik. Nicht berücksichtigt sind die Unterschiede in den Substratzusammensetzungen, der Fokus liegt auf dem Vergleich der Techniken und der Einsatzbereiche.

Wenn hingegen Biomethan in KWK eingesetzt wird, weist es in der Regel eine äußerst hohe Wärmenutzung auf; bei der Nutzung beispielsweise in städtischen Wärmenetzen in der Regel bis zu 100 Prozent. In diesen Einsatzfällen spart Biomethan im BHKW daher im Vergleich mit der Erdgassubstitution im Heizungskessel etwa dreimal so viele Treibhausgase ein.

Die Nutzung im Kraftstoffmarkt schneidet zwar schlechter ab als die Stromerzeugung, aber selbst hier spart Biomethan bei Substitution von Benzin und Diesel mehr Treibhausgase ein als in der reinen Wärmeerzeugung bei Erdgassubstitution.

Wenn Biomethan für KWK reduziert angesetzt werden darf, sollten für den gesamten Transport des Gases von seiner Herstellung, seiner Einspeisung in das Erdgasnetz bis zu seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz Massenbilanzsysteme wie das dena biogasregister verwendet werden. Die daraus erstellten Herkunfts- und Verwendungsnachweise ermöglichen eine einfache Überprüfbarkeit der Belieferung mit Biomethan, wodurch das zuvor genannte Vollzugsproblem gelöst werden könnte. Zudem können damit die entsprechenden Gasmengen aus einem Gasmix Deutschland rausgerechnet werden.



**Abbildung 16: Treibhausgaseinsparung verschiedener Nutzungsvarianten von Biogas, oben: unaufbereitet und auf der Anlage genutzt, unten: zu Biomethan aufbereitet und eingespeist (Pehnt & Vogt 2007)**

**Erläuterung:** Die Abbildung zeigt die Treibhausgaseinsparungen bei einer Nutzung auf der Anlage, berechnet für eine Referenzanlage mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) von 500 kW elektrischer Leistung, einem elektrischen Wirkungsgrad von 37,5 Prozent, einem thermischen Wirkungsgrad von 43 Prozent und unter der Annahme eines gasdichten Lagers. Varianten 4 und 5 stellen kleinere und größere Anlagen mit davon abweichenden Wirkungsgraden dar (in Klammern angegeben). Die Einsparungen sind auf einen konventionellen Strommix von 70 Prozent Steinkohle- und 30 Prozent Gasanteil sowie eine Wärmeversorgung mit 57 Prozent Gas- und 43 Prozent Heizölanteil bezogen

Für die Berechnung der Treibhausgaseinsparungen bei einer Nutzung aufbereiteten Biomethans wurde der Referenzfall des Druckwechseladsorptionsverfahrens und einer Druckwasserwäsche bei der Aufbereitung angenommen.

## 5.6 Überprüfung der Berücksichtigung von Umweltwirkungen der Heizungsanlagen

Der Einbezug von Umweltwirkungen, die über den energetischen Ressourcenverbrauch und die Klimawirkungen hinausgehen, wird ebenfalls artikuliert (siehe z. B. WI 2016). Allerdings fehlt hierzu eine Präzisierung, wie dies bewerkstelligt werden könnte. Für ein praxistaugliches Bewertungsverfahren im Rahmen der Gebäudebewertung wäre es hierfür erforderlich, eine Kenngröße zu finden, die die relevanten Umweltwirkungen aggregiert, am besten in einer Kenngröße (sog. „Single Endpoint“-Indikatoren).

In der methodischen Ökobilanzdiskussion wurde immer wieder nach Wegen gesucht, diese Umweltbewertung mittels einer Kenngröße zu operationalisieren. Von den verschiedenen Ansätzen haben sich drei erhalten:

- Die Schweizer Methode der **Umweltbelastungspunkte** bezieht die verschiedenen Umweltwirkungen Wasserressourcen-Inanspruchnahme, Energieressourcen, mineralische Primärressourcen, Landnutzung, Treibhausgas, Ozonschicht abbauende Substanzen, wichtigste Luftschadstoffe und Partikel, krebserregende Substanzen in Luft und Wasser, Schwermetalle in Luft, Wasser und Boden, Wasserschadstoffe, Pflanzenschutzmittel, radioaktive Emissionen in Luft und Wasser, radioaktive und nicht radioaktive Abfälle und Verkehrslärm in die Bewertung

ein. Die Methode gewichtet die in einer Ökobilanz ermittelten Umweltinterventionen nach dem Prinzip „Differenz zur Toleranzmenge“: Die Ökofaktoren bestimmen sich aus dem quadratischen Verhältnis der Umweltbelastung zu einer umweltgesetzlich festgelegten Toleranzmenge. Je stärker eine Umweltbelastung ein gesetzliches Ziel übersteigt, desto stärker geht er in die Umweltgewichtung ein.<sup>22</sup>

- Der **Ecoindicator99** geht nicht von gesetzlichen Zielen, sondern von Schadenswirkungen aus. Dabei werden die Wirkungen auf die Humangesundheit, die Ökosystemqualität und den Ressourcenvorrat quantifiziert und dann durch Expertenpanels gewichtet. Der Ecoindicator als single endpoint indicator wurde durch Recipe2008 abgelöst. Dieses Verfahren bietet aber keine Ein-Indikator-Gewichtung an.
- **Externe Kosten** der verschiedenen Umweltwirkungen, die die volkswirtschaftlichen Schadenskosten von Umweltwirkungen bestimmen.

Möglichkeiten und Grenzen einer single-endpoint-Betrachtungen sollen hier an einem Beispiel dargestellt werden: Frischknecht et al. (2016) haben anhand der Ecoinvent-Datenbank eine Sachbilanz verschiedener Energieträger (bis zur Schnittstelle Gebäude) und verschiedener Heizungssysteme vorgenommen und dann eine Bewertung gemäß der Umweltbelastungspunkte vorgenommen.

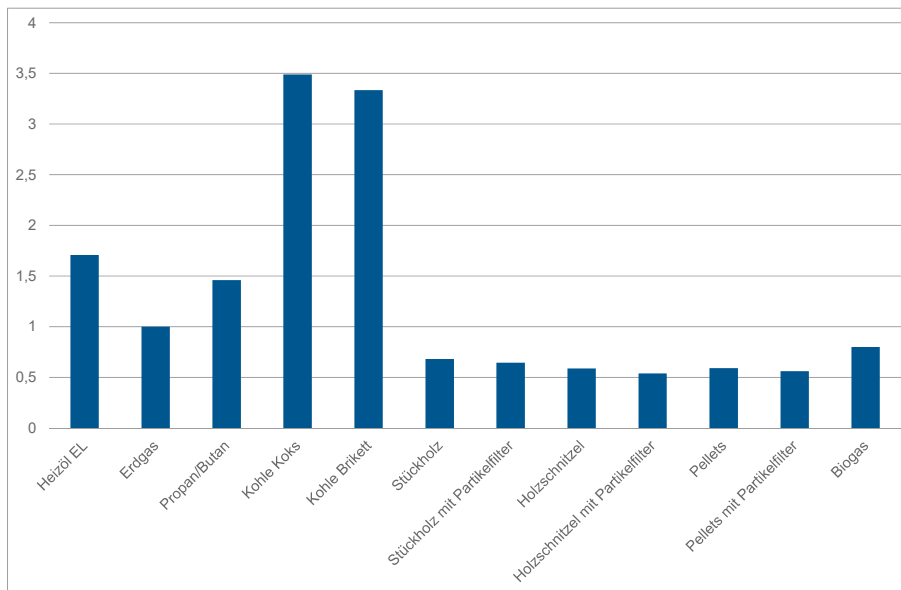
Ein interessantes Bild ergibt sich bei der normierten Darstellung der Umweltbelastungspunkte im Vergleich zu Erdgas. Hier weichen die Ergebnisse stark von den auf THG-normierten Faktoren ab: Während Heizöl bei den 1,7fachen Umweltbelastungspunkten von Gas liegt, beträgt der Faktor für Biomasse immerhin ca. das 0,5 bis 0,7fache. Maßgeblich hierfür sind Luftschadstoffe, Landnutzung (wenn kein Reststoff), Schwermetall-Emissionen, die verbleibenden Treibhausgase und Energieressourcen.

Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn man Heizungssysteme nach der Systematik des Europäischen Projektes NEEDS (New Energy Externalities Development for Sustainability) bewertet<sup>23</sup>. Biomasse-Heizungen liegen in dieser Bewertung – je nach Gewichtung der Klimaschadenskosten, hier angenommen mit 100 Euro/t – ca. 25 bis 50 Prozent unter den externen Kosten von Gas und Heizöl (interne, unveröffentlichte Abschätzungen basierend auf der Ecoinvent-Datenbank).

---

<sup>22</sup> Ökofaktoren Schweiz 2013 gemäss der Methode der ökologischen Knappheit. Methodische Grundlagen und Anwendung auf die Schweiz. BAFU 2013

<sup>23</sup> New Energy *Externalities* Development for Sustainability



**Abbildung 17: Umweltbelastungspunkte der Brennstoffvorketten normiert auf Erdgas (=1) (Quelle: Berechnungen ifeu basierend auf Frischknecht et al. (2016))**

Insgesamt ist eine Erweiterung der PEF um weitere Umweltkategorien mit Vor- und Nachteilen behaftet:

- Vorteilhaft ist eine ganzheitliche Sicht auch auf weitere Umweltwirkungen. Eine solche Perspektive kann Hinweise auf ökologische Schwachstellen geben. Beispielsweise drückt sich dies in einer gewissen Relativierung der Umweltvorteile der Biomasse aus.
- Auf der anderen Seite ist für eine wirklich ganzheitliche Betrachtung auch der Einbezug der Emissionen der Nutzungsphase wichtig. Für die Nutzungsphase sind aber neben den Energieträgern vor allem die Emissionen der Heizung verantwortlich. Diese sind stark technologieabhängig. Es gibt auch keinen normierten Prüfzyklus für deren Erfassung und keine umfassende Datenbank. Zudem spielen Nutzergewohnheiten (Wartung; Brennstoffbefüllung usw.) eine entscheidende Rolle für die Bilanz.
- Methodisch sind die Endpoint-Indikatoren durchaus umstritten und nicht normkonform nach ISO 14040/44. Sie werden beispielsweise in den Ökobilanzen des Umweltbundes nicht angewendet.

## 5.7 Überprüfung des Einbezugs von „grauer Energie“/Herstellerenergie für das Gebäude

Grundsätzlich nimmt mit abnehmendem Energieverbrauch in der Nutzungsphase die relative Bedeutung von „grauer Energie“, also der Energie (und ihrer Umweltwirkungen), die für die Herstellung der Komponenten des Gebäudes aufgewandt wird, zu. Auch durch eine aufwändigere Haustechnik, effizientere Dämmung etc. steigt der lebenszyklus-orientierte Energieaufwand in einem gewissen Maß. Folgerichtig verlangen beispielsweise verschiedenen Nachhaltigkeitsstandards auch eine Lebenszyklus-Betrachtung von Gebäuden. Verschiedene Projekte untersuchen die Ökobilanz verschiedener Gebäudestandards ausführlich.



Diese Betrachtung ist allerdings unabhängig vom eingesetzten Energieträger. Das heißt, eine Berücksichtigung der grauen Energie ist nicht mit der multiplikativen Struktur der PEF vereinbar:

$$Q_P = \sum_i Q_{E,i} \times f_{P,i}$$

Stattdessen müsste eine additive Struktur formuliert werden, wo der Endenergieverbrauch der Nutzungsphase um einen Herstellenergieverbrauch  $Q_{\text{construct}}$  ergänzt wird:

$$Q_P = \sum_i (Q_{E,i} + Q_{\text{construct},i}) \times f_{P,i}$$

Das Thema Herstellphase ist daher insgesamt zukünftig aufzugreifen, auch aus Gründen der Material- und Ressourceneffizienz. Es ist aber kein ursächlich mit der Bereitstellung der Energieträger verknüpftes Thema und darf deshalb nicht mit dem PEF vermischt werden.

## 6 Rückwirkung geänderter Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Faktoren

Das vorliegende Kapitel zeigt die Auswirkungen einer möglichen Änderung der Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Faktoren auf den Primärenergiebedarf und die Kostenoptimalität von Gebäuden auf Grundlage des Datensatzes der Wohn- und Nichtwohngebäude der Studie „EnEV 2017 - Vorbereitende Untersuchungen“ (Maas & Schlitzberger 2015)<sup>24</sup>.

### 6.1 Vorgehensweise

Aus den Erläuterungen der vorangegangenen Kapitel resultieren die in Kapitel 7 aufgeführten Vorschläge für künftige Primärenergiefaktoren (PEF) (Tabelle 20). Im Folgenden werden drei Varianten zur Berechnung herangezogen:

- Variante 1 (THG) beschreibt dabei die Variante, in der vollständig von PEF auf wirkliche THG-Faktoren umgestellt würde.
- Variante 1' (THG-korrigierter PEF bzw. „100:0“) zeigt die Variante THG, die in einen THG-korrigierten PEF gemäß der Formel in Kapitel 3.4 umgerechnet wird; ausgehend von „Gas Deutschland“ mit einem PEF von 1,1 sowie einem THG-Faktor von 240 g CO<sub>2äq</sub>/kWh werden die PEF aller anderen Energieträger aus dem Verhältnis der THG-Faktoren von betrachtetem Energieträger und „Gas Deutschland“ bestimmt. Beispiel: PEF Braunkohle =  $430/240 * 1,1 = 2,0$ .
- Variante 2 (PEF neu), die Korrekturen der PEF für wenige Energieträger beinhaltet, belässt bis auf die feste Biomasse die in der Studie EnEV 2017 – Vorbereitende Untersuchungen (ebd.) verwendeten PEF unverändert. Für feste Biomasse wird das Budgetverfahren (s.u.) angesetzt.
- Variante 3 („50:50“) zeigt die Resultate einer 50:50-Gewichtung der Varianten 1' und 2. Analog zur „50:50“ Bezeichnung der Variante 3, wird Variante 1' auch „100:0“ Variante genannt.

Für die Ermittlung der Auswirkungen einer möglichen Änderung der Primärenergie- und CO<sub>2</sub>-Faktoren wird bei den in Tabelle 20 ersichtlichen Bandbreiten für den PEF von **Strom** jeweils der obere Grenzwert gewählt, um die potentiellen maximalen Auswirkungen einer Änderung der Primärenergiefaktoren darzustellen:

- Variante 1' (100:0): PEF Strom = 2,2
- Variante 2 (PEF neu): PEF Strom = 1,8
- Variante 3 (50:50): PEF Strom = 2,0

<sup>24</sup> Der Datensatz, der den Folgeberichten BfEE 01/2016 („Begleitende Untersuchungen zur Weiterentwicklung der energetischen Mindestanforderungen an Gebäude mit der EnEV 2017: Wirtschaftlichkeit, Anforderungsmethodik und bilanzielle Randbedingungen“) und BfEE 03/2017 („Weitergehende Untersuchungen im Rahmen der Weiterentwicklung der energetischen Mindestanforderungen an Gebäude mit der EnEV 2017“) vom 22.9.2017 zugrunde lag, ist nicht verfügbar, da er durch das laufende Projekt zur Wirtschaftlichkeit überarbeitet wird.

Das **Budgetverfahren** für **feste Biomasse** wird folgendermaßen berücksichtigt (gem. Kapitel 5.5.1):

- Für Endenergiebedarfe fester Biomasse  $\leq 30 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ : PEF Biomasse = 0,2
- Für den Teil des Endenergiebedarfs fester Biomasse, der das Budget von  $30 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  überschreitet:<sup>25</sup> PEF Biomasse = 1,1.

Diese Primärenergiefaktoren werden auf die in der Studie „EnEV 2017 - Vorbereitende Untersuchungen“ (ebd.) ermittelten Endenergiekennwerte der Wohn- und Nichtwohngebäude angewendet und die verschiedenen Ergebnisse verglichen. Im Bereich der **Wohngebäude** werden dabei die Endenergiekennwerte der folgenden Modellgebäude berücksichtigt:

1. Einfamilienhaus klein, beheizter Keller (EFHklein\_mKe)
2. Einfamilienhaus klein, ohne Keller (EFHklein\_oKe)
3. Einfamilienhaus groß, beheizter Keller (EFHgross\_mKe)
4. Doppelhaushälfte Süd, ohne Keller (DHHsüd\_oKe)
5. Reihemittelhaus, beheizter Keller (RMH\_mKe)
6. Mehrfamilienhaus klein, unbeheizter Keller (MFHklein\_oKe)
7. Mehrfamilienhaus groß, unbeheizter Keller (MFHgross\_oKe)

Weiterhin wurden die folgenden energetischen Niveaus untersucht:

1.  $Q_p$  100%;  $H_T'_{Ref}$  (EnEV 2014-Anforderung, Bezugsvariante für  $Q_p$ - und  $H_T'$ -Angaben)
2.  $Q_p$  75%;  $H_T'_{Ref}$  (EnEV 2016-Anforderung)
3.  $Q_p$  55%;  $H_T'$  85%
4.  $Q_p$  55%;  $H_T'$  70% (KfW-Effizienzhaus 55)
5.  $Q_p$  40%;  $H_T'$  55% (KfW-Effizienzhaus 40)
6.  $Q_p$  40%;  $H_T'_{Ref}$

Die vier letztgenannten energetischen Niveaus wurden jeweils für vier Systemvarianten eingehalten:

1. Gas-Brennwertkessel
2. Luft/Wasser Wärmepumpe
3. Sole/Wasser Wärmepumpe
4. Holz-Pelletkessel

Insgesamt führt die Kombination aus den Wohngebäudetypen, energetischen Niveaus und Systemvarianten zu 126 darzustellenden Varianten im Wohngebäudebereich.

Im Bereich der **Nichtwohngebäude** werden die Endenergiekennwerte der folgenden Modellgebäude aus dem Datensatz der Studie „EnEV 2017 - Vorbereitende Untersuchungen“ berücksichtigt:

---

<sup>25</sup> Beispiel: der Primärenergiekennwert für einen Biomasse-Endenergiebedarf von  $50 \text{ kWh/m}^2\text{a}$  errechnet sich dann zu  $(30 \times 0,2 + (50-30) \times 1,1) \text{ kWh/m}^2\text{a} = 28 \text{ kWh/m}^2\text{a}$

1. Büro klein, nicht gekühlt (Büro\_klein)
2. Büro groß, gekühlt (Büro\_groß)
3. Kindertagesstätte (Kita)
4. Schule (Schule\_groß)
5. Hotel groß, gekühlt (Hotel\_groß)
6. Verbrauchermarkt (Verbrauchermarkt)
7. Fertigungshalle, dezentraler Wärmeerzeuger (Fertigungshalle\_dezentral)<sup>26</sup>
8. Fertigungshalle, zentraler Wärmeerzeuger (Fertigungshalle\_zentral)

Weiterhin wurden die folgenden energetischen Niveaus untersucht:

1.  $Q_p$  100%;  $U_{max}$  100% (EnEV 2014-Anforderung, Bezugsvariante)
2.  $Q_p$  75%;  $U_{max}$  80% (EnEV 2016-Anforderung)
3.  $Q_p$  65%;  $U_{max}$  80%
4.  $Q_p$  55%;  $U_{max}$  70%

Die vier letztgenannten energetischen Niveaus wurden jeweils für vier Systemvarianten eingehalten<sup>27</sup>:

1. BHKW und Gas-Brennwertkessel
2. Luft/Wasser Wärmepumpe und Gas-Brennwertkessel
3. Sole/Wasser Wärmepumpe (und Gas-Brennwertkessel<sup>28</sup>)
4. Pelletkessel und Gas-Brennwertkessel

Die in diesem Kapitel darstellbaren Varianten beschränken sich auf die Varianten, für die in Kostenoptimalitätsberechnungen durchgeführt wurden (BMVBS 2013).

## 6.2 Ergebnisse Wohngebäude

### 6.2.1 Rückwirkung auf primärenergetische Ergebnisse zu EnEV Voruntersuchungen

Als Repräsentant für die Wohngebäude wird exemplarisch das kleine Einfamilienhaus mit Keller (EFHklein\_mKe) betrachtet und wesentliche Auffälligkeiten bei den anderen Wohngebäuden, die im Anhang dargestellt werden, beschrieben.

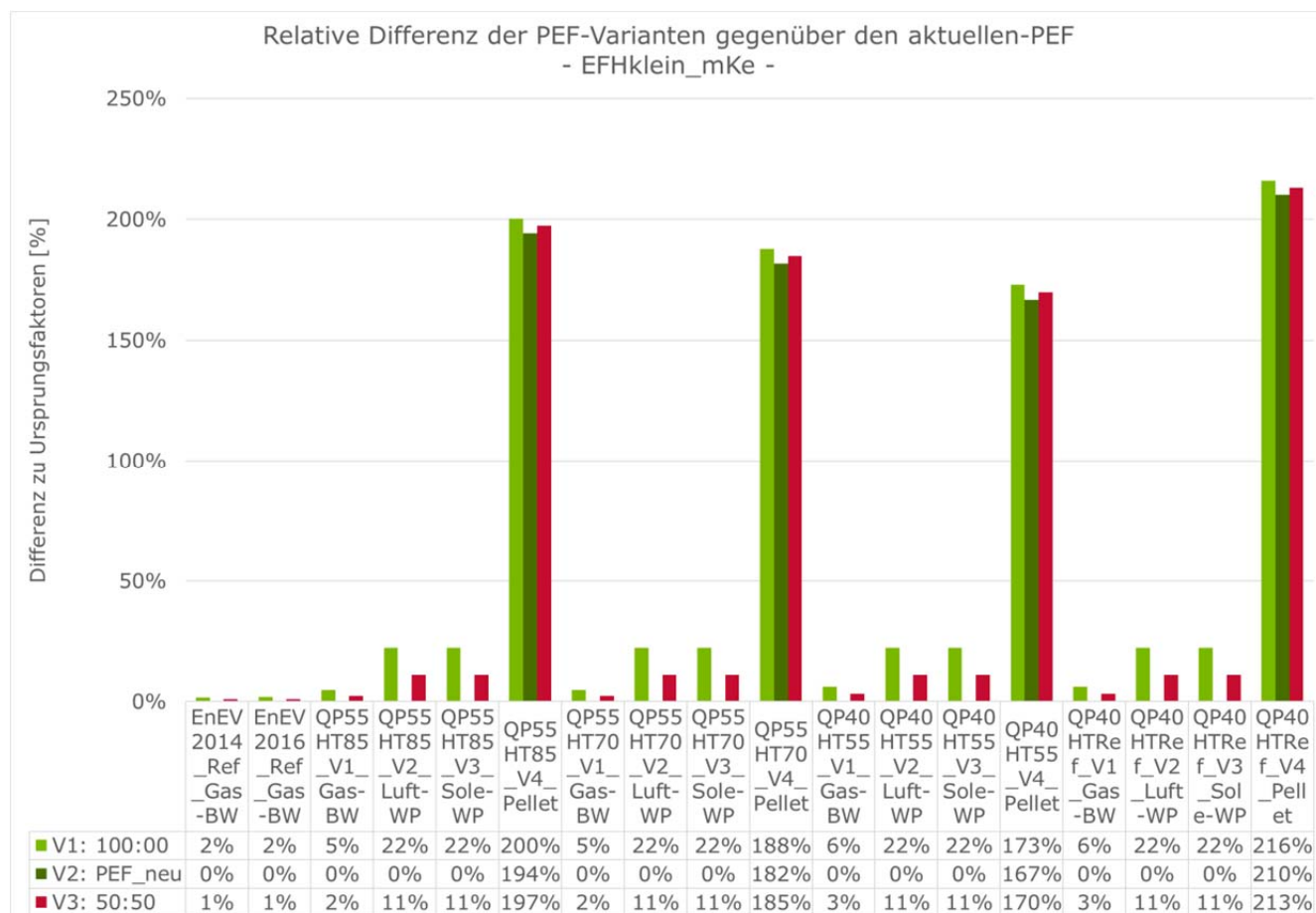
Abbildung 18 zeigt die prozentuale Differenz der PEF-Varianten (V1: 100:0; V2: PEF\_neu; V3: 50:50) im Vergleich zu den aktuell gültigen Primärenergiefaktoren. Dabei werden die Primärenergiefaktoren

<sup>26</sup> Anmerkung: Die Fertigungshallen werden aus Gründen der Anschaulichkeit aus der Betrachtung ausgeklammert, da sie Ausnahmen in Bezug auf die energetischen Niveaus und die untersuchten Systemvarianten darstellen.

<sup>27</sup> Anmerkung: Bei 2 Wärmeerzeugern wurde jeweils eine 50/50 Versorgung durch die Wärmeerzeuger angenommen.

<sup>28</sup> Anmerkung: Nur für das Hotel inkl. Gas-Brennwert Spitzenlastkessel.

in V1 zu 100% THG korrigiert, in V2 zu 0% und in V3 zu 50%. Der Unterschied von V2 zu den ursprünglichen, d.h. aktuell gültigen, PEF liegt lediglich in der Biomassebetrachtung (Budgetverfahren).



**Abbildung 18: Relative Differenz der PEF-Varianten 1-3 zu den aktuellen Primärenergiekennwerten am Beispiel EFHklein\_mKe**

Die Abbildung zeigt, dass – unabhängig von der PEF-Variante – die Pelletvarianten relativ gesehen am stärksten betroffen sind (ca. 200%ige Erhöhung des Primärenergiebedarfs<sup>29</sup>). Das resultiert aus dem für alle Varianten gültigen Budgetverfahren, bei dem ab einem Pellet-Endenergiebedarf von größer 30 kWh/m<sup>2</sup>a nicht mehr der Pellet-Primärenergiefaktor (0,2), sondern der des fossilen Energieträgers Gas (1,1) angesetzt wird. Für Wohngebäude ist der Effekt besonders stark sichtbar, da hier die benötigte Energiemenge (im Gegensatz zu den Nichtwohngebäuden) zum einen monovalent vom Pelletkessel erzeugt wird und zum anderen der Endenergiebedarf für Pellets mit Werten zwischen 62 kWh/m<sup>2</sup>a und 73 kWh/m<sup>2</sup>a das Budget von 30 kWh/m<sup>2</sup>a sehr deutlich übersteigt und demnach deutlich mehr als die Hälfte der Endenergie „Pellets“ mit dem höheren Faktor 1,1 angesetzt wird.

Die Primärenergiekennwerte der Wärmepumpenvarianten erhöhen sich durch die höheren THG-korrigierten Primärenergiefaktoren ebenfalls (V1: 22%; V3: 11%).

<sup>29</sup> Anmerkung: Die relativen Erhöhungen resultieren bei den Pelletvarianten aus den vorher sehr niedrigen Primärenergiebedarfen (PE-Faktor = 0,2).

Nur minimale Erhöhungen ergeben sich bei den Gas-Brennwert-Varianten. Dies liegt daran, dass in allen drei Varianten der PEF von 1,1 dem aktuell gültigen PEF entspricht. Die minimalen Erhöhungen resultieren aus dem höheren PEF für den in der Bilanzierung anzusetzenden, geringen Anteil Hilfsstrom, dessen PEF gegenüber dem aktuell gültigen Wert von 1,8 auf 2,0 (V3) bzw. 2,2 (V1') steigt.

Insbesondere für die Pelletvarianten der Wohngebäude bedeutet das, dass im baulichen und/oder im anlagentechnischen Bereich für Heizung und Warmwasser deutlich höhere Anstrengungen nötig wären, um weiterhin die oben genannten KfW-Standards zu erreichen.<sup>30</sup>

Für die weiteren Wohngebäude sind die Auswirkungen sehr ähnlich (s. Anhang, Kapitel 9.1). Bei der Qp 40/HT55-Pelletvariante des großen Mehrfamilienhauses (MFHgross\_oKe) erhöht sich der Primärenergiebedarf relativ gesehen am geringsten (120%ige Erhöhung) und bei der Qp 40/HTRef-Pelletvariante des kleinen Einfamilienhauses ohne Keller (EFHklein\_oKe) am höchsten (+248%).

## 6.2.2 Rückwirkung auf Kostenoptimalität

Tabelle 17 zeigt die Rückwirkungen der PEF-Varianten (V1: 100:0; V2: PEF\_neu; V3: 50:50) auf die Kostenoptimalitätsuntersuchungen gemäß „EnEV 2017 - Vorbereitende Untersuchungen“ (ebd.). Für jeden untersuchten Wohngebäudetyp wird jeweils diejenige aller untersuchten Varianten dargestellt, die in jener Untersuchung die niedrigsten globalen Kosten („Global Cost“ = Lebenszykluskosten, berechnet laut Vorgaben der EU-Kommission) aufweist. In allen Fällen handelt es sich dabei um Wärmepumpenlösungen für das Zielniveau Qp55, welches in jener Untersuchung unter den damals angenommenen ökonomischen und politischen Randbedingungen als nach der EnEV2016 kommendes Zielniveau im Zentrum stand.<sup>31</sup>

Zur Einordnung dieser Werte in die aktuelle Diskussion, wird jeweils der Qp 75-Grenzwert (EnEV 2016 Niveau) angegeben, der sich für das mit einem Gas-Brennwertkessel beheizte Referenzgebäude in den verschiedenen PEF-Varianten unter Anwendung der dann jeweils geltenden PEF ergeben würde. Das heißt, es verändern sich durch die (teilweise) THG-korrigierten PEF nicht nur die Primärenergiekennwerte der Gebäudevarianten, sondern auch der als Vergleichsmaßstab dienende Grenzwert des Referenzgebäudes. Konkret ergeben sich die Veränderungen gegenüber dem „alten“ Qp-Grenzwert des mit einem Gas-Brennwertkessel beheizten Referenzgebäudes (Variante V0) nur aus dem höheren PEF für den Hilfsstrom (der PEF für Erdgas bleibt unverändert), während sich die höheren Primärenergiekennwerte der Wärmepumpenvarianten auch aus dem höheren PEF für den Wärmepumpenstrom ergeben (Variante 1' (100:0, PE-Faktor Strom = 2,2) bzw. Variante 3 (50:50, PE-Faktor Strom = 2,0).

<sup>30</sup> Zur Einordnung: ein sehr effizientes Passivhaus hätte für Heizung und Warmwasser einen Pelletbedarf (Endenergie) von ca. 30 kWh/m<sup>2</sup>a, würde das mit dem PEF von 0,2 anrechenbare Budget also gerade ausschöpfen.

<sup>31</sup> Das Niveau Qp75 wurde nur in Form des Referenz-Wohngebäudes mit Gas-Brennwertkessel mit aufgenommen, da zum Zeitpunkt von (IBH 2016) Qp75 bereits als ab dem 1.1.2016 geltendes Niveau feststand. Die „Global Cost“ dargestellten WP-Lösungen lagen unter denen des Qp75 (EnEV2016) Referenz-Wohngebäudes.

**Tabelle 17: Rückwirkungen auf Kostenoptimalität, Bezug: Qp75, Wohngebäude**

Gebäude- typ	Kostenoptimale Variante	V0: PEF_UR [kWh/m²a]	V1: 100:0 [kWh/m²a]	V2: PEF_NEU [kWh/m²a]	V3: 50:50 [kWh/m²a]	Rückwirkung auf Kostenoptimalität für PEF-Variante
EFHklein _mKe	QP55HT70_Luft-WP	<b>39,6</b>	48,4	39,6	44,0	<b>Qp75 wird von keiner der Varianten bei Anwen- dung der (teilweise) THG-korrigierten PEF überschritten</b>
<i>Qp75-Grenzwert</i>		<i>59,4</i>	<i>60,5</i>	<i>59,4</i>	<i>60,0</i>	
EFHklein _oKe	QP55HT70_Luft-WP	<b>47,5</b>	58,1	47,5	52,8	
<i>Qp75-Grenzwert</i>		<i>71,7</i>	<i>73,0</i>	<i>71,7</i>	<i>72,3</i>	
EFHgross _mKe	QP55HT70_Luft-WP	<b>35,9</b>	43,9	35,9	39,9	
<i>Qp75-Grenzwert</i>		<i>53,2</i>	<i>54,1</i>	<i>53,2</i>	<i>53,6</i>	
DHHsüd _oKe	QP55HT70_Luft-WP	<b>30,9</b>	37,8	30,9	34,4	
<i>Qp75-Grenzwert</i>		<i>57,3</i>	<i>58,5</i>	<i>57,3</i>	<i>57,9</i>	
RMH _mKe	QP55HT70_Luft-WP	<b>30,9</b>	37,8	30,9	34,4	
<i>Qp75-Grenzwert</i>		<i>41,8</i>	<i>42,7</i>	<i>41,8</i>	<i>42,3</i>	
MFHklein _oKe	QP55HT70_Luft-WP	<b>32,2</b>	39,3	32,2	35,8	
<i>Qp75-Grenzwert</i>		<i>45,6</i>	<i>46,3</i>	<i>45,6</i>	<i>46,0</i>	
MFHgross _oKe	QP55HT70_Sole-WP	<b>24,8</b>	30,3	24,8	27,6	
<i>Qp75-Grenzwert</i>		<i>44,9</i>	<i>45,5</i>	<i>44,9</i>	<i>45,2</i>	

**Abbildung 19** stellt exemplarisch für das EFH mit Keller (EFHklein\_mKe) die unterschiedlichen Primärenergiekennwerte im Bezug zu den relativen Kapitalwerten (Global Costs)<sup>32</sup>, wie sie in (IBH 2016) berechnet wurden, dar. Die Unterschiede der Global Costs der untersuchten Varianten liegen alle in einem Bereich zwischen 100 % und 110 %.

Zur besseren Übersicht sind neben den Referenzvarianten der EnEV2014 (Qp100) und 2016 (Qp75) nur die untersuchten Qp55-Varianten (nicht Qp40) dargestellt<sup>33</sup>. Die Niveaus Qp100 und Qp75 sind durch vertikale Linien hervorgehoben. Die oben beschriebene geringe Verschiebung auch der Grenzwerte Qp75 bzw. Qp100 der Gas-Brennwert-Referenzgebäude durch den höheren PEF des Hilfs-

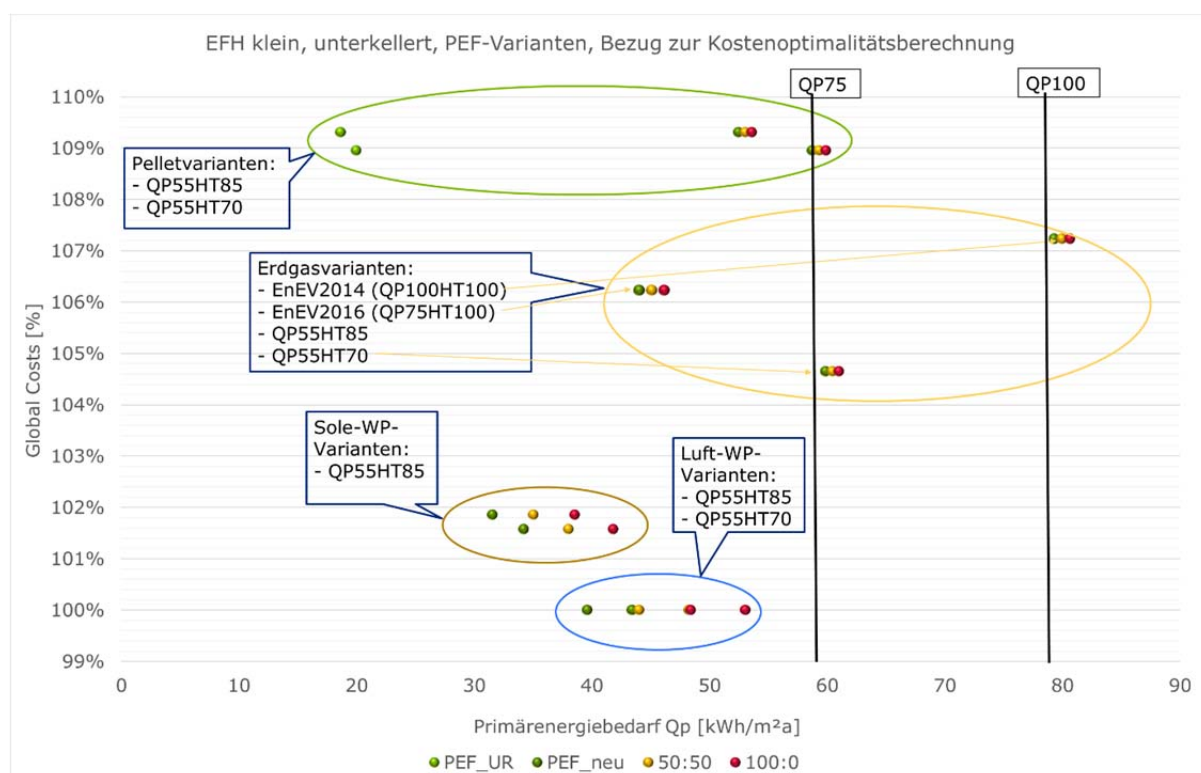
<sup>32</sup> 100 %-Bezug gleich Kostenoptimum

<sup>33</sup> Die Qp-Grenzwerte basieren dabei gemäß (IBH 2016) auf einem erdgas- und nicht heizölversorgten Referenzgebäude. (IBH 2016) begründet das mit den deutlich höheren Neubauanteilen von Gas-Brennwertkessel (98%) gegenüber Heizöl-Brennwertkesseln (2%).

stroms lässt sich direkt an den gelben (50:50) und roten (100:0) Punkten der Erdgasvarianten Qp75 und Qp100 ablesen.

Da sich in Variante V2 (PEF\_neu) der PEF von Strom und Gas gegenüber dem aktuell gültigen (V0: PEF\_UR) nicht ändert, bleiben die entsprechenden Primärenergiekennwerte unverändert.

Weiterhin zeigt die Abbildung, dass die Primärenergiekennwerte der hier ohnehin unwirtschaftlichen Pelletvarianten am deutlichsten zunehmen, da das Budget von 30 kWh/m<sup>2</sup>a Endenergie deutlich überschritten wird. Die Primärenergiekennwerte der Erdgasvarianten steigen im Gegensatz zu den Pelletvarianten nur minimal, da ausschließlich der geringe Hilfsstrombedarf eine Erhöhung bewirkt.



**Abbildung 19: Einfluss der PEF-Varianten auf Kostenoptimalitätsberechnung am Beispiel EFHklein\_mKe aus (IBH 2016)**

Interessant sind bei den in (IBH 2016) als kostenoptimal ausgewiesenen versorgten Luft-Wärmepumpenvarianten daher vor allem die Erhöhungen, die sich aus dem neuen Strom PEF von 2,0 bzw. 2,2 der Varianten 3 (50:50) bzw. 1' (100:0) ergeben. Obgleich beim EFH mit Keller die damals im Fokus stehenden Qp55-Grenzwert überschritten werden, liegen die Primärenergiekennwerte sämtlicher Varianten nach wie vor unter dem gegenwärtig diskutierten Grenzwert Qp75. Selbstverständlich nähert sich die vollständig THG-korrigierte Variante 1' (100:0) diesem Grenzwert stärker als die nur teilweise korrigierte Variante 3 (50:50). Unter Zugrundelegung der in (IBH 2016) angesetzten Randbe-



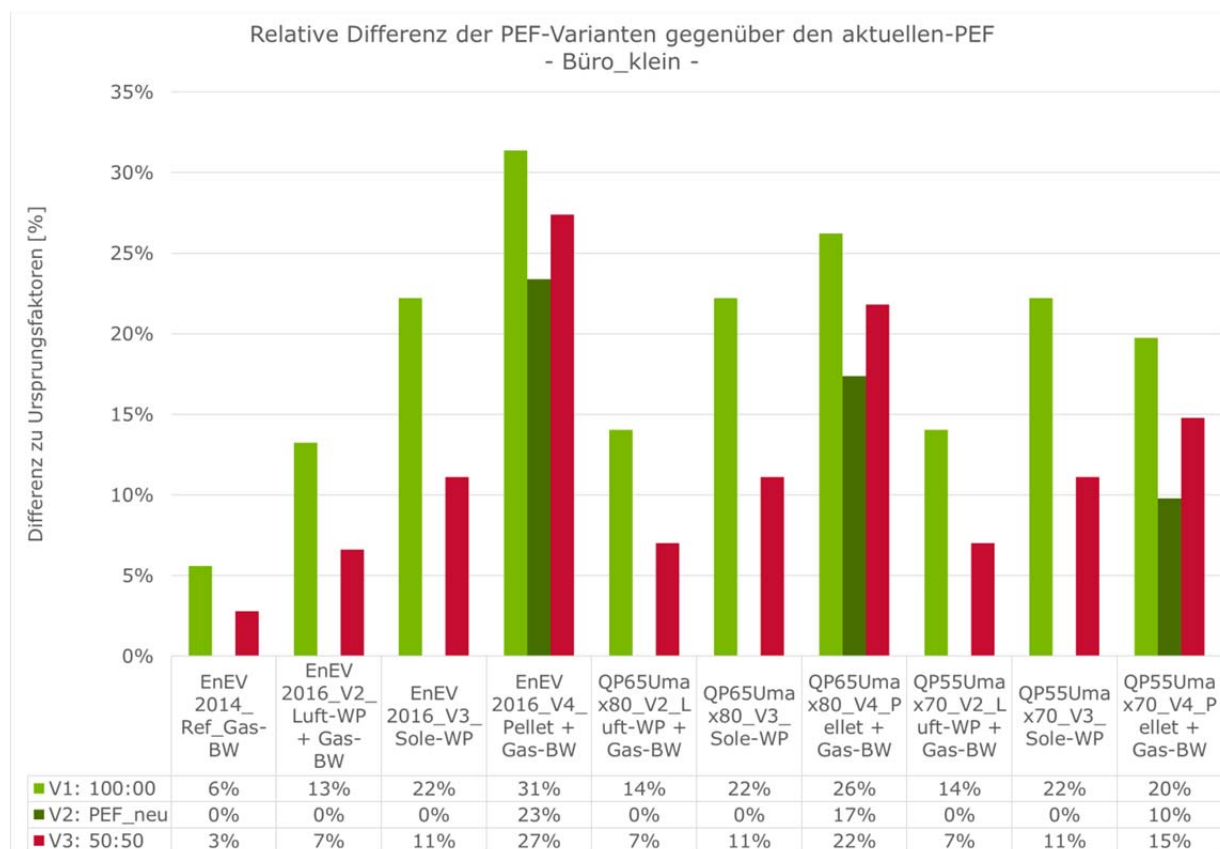
dingungen<sup>34</sup> würde das durch die Luft-Wärmepumpenlösungen definierte kostenoptimale Niveau auf einen Wert zwischen Qp55 und Qp75 ansteigen.

Erst wenn die Wärmepumpenvarianten mit den geringeren Global Costs, unter Berücksichtigung der neuen PEF, einen höheren Primärenergiebedarf ausweisen als die Erdgas-Referenzvariante EnEV2016, könnte es sein, dass die notwendigen Verbesserungen -zur Erreichung des QP75 Niveaus- die Global Costs der Wärmepumpenvarianten derart erhöhen, dass das Kostenoptimum durch die Erdgaslösung beschrieben wird.

## 6.3 Ergebnisse Nichtwohngebäude

### 6.3.1 Rückwirkung auf primärenergetische Ergebnisse zu EnEV Voruntersuchungen

Als Repräsentant für die Nichtwohngebäude wird exemplarisch das kleine Bürogebäude (Büro\_klein) betrachtet und wesentliche Auffälligkeiten bei den anderen Nichtwohngebäuden, die im Anhang dargestellt werden, beschrieben.



**Abbildung 20: Relative Differenzen der PEF-Varianten 1-3 zu den aktuellen Primärenergiekennwerten am Beispiel Büro\_klein**

<sup>34</sup> Dies bezieht sich auf die in IBH 2016 untersuchten Varianten. Wie erwähnt wurden die ökonomischen Randbedingungen in der laufenden Untersuchung gegenüber IBH 2016 verändert.

Für Nichtwohngebäude ist das Bild im Vergleich zu den Wohngebäuden durch die bivalente Wärmeherzeugung<sup>35</sup>, dadurch spezifisch niedrigerer Pellet-Bedarfe<sup>36</sup> und durch die höheren spezifischen Hilfsstrombedarfe im Nichtwohnbereich<sup>37</sup> deutlich abgeschwächer (vgl. Prozentsätze auf der y-Achse in Abbildung 20) und differenzierter.

Die Erhöhungen des Primärenergiebedarfs bewegen sich über alle betrachteten Nichtwohngebäude für die Systemvarianten in den folgenden Bereichen (V2 nur für Biomasse relevant):

- Gas-Brennwertkessel: 1-11% (V1: 2-11%; V3: 1-5%)
- Luft-Wärmepumpe: 4-18% (V1: 9-18%; V3: 4-9%)
- Sole-Wärmepumpe: 6-22% (V1: 12-22%; V3: 6-11%)
- Pelletkessel: 4-73% (V1: 8-73%; V2: 0-61%; V3: 4-67%)

Es gilt: je höher der Endenergiebedarf, desto höher auch der relative Einfluss der Primärenergiefaktor-Varianten auf den Primärenergiebedarf. Beim Hotel ergibt sich beispielsweise der höchste relative Einfluss der Pelletvarianten (73%), da hier ein höherer Anteil der Endenergie durch den Pelletkessel bereitgestellt wird (80%). Der niedrigste Einfluss ergibt sich in der Schule (8%), da hier nicht einmal die 30 kWh/m<sup>2</sup>-Grenze des Budgetverfahrens überschritten wird (8%ige Auswirkung resultiert ausschließlich aus Strombedarf).

### 6.3.2 Rückwirkung auf Kostenoptimalität

Tabelle 18 zeigt die Rückwirkungen der PEF-Varianten (V1: 100:0; V2: PEF\_neu; V3: 50:50) auf die Kostenoptimalitätsuntersuchungen gemäß „EnEV 2017 - Vorbereitende Untersuchungen“ (IBH 2016) mit Bezug auf den durch die Erdgasvariante Qp75-Grenzwert (EnEV2016-Standard).<sup>38 39</sup>

<sup>35</sup> Anmerkung: 50/50-Anteil an der Endenergiebereitstellung, Ausnahme Hotel: 80% Pellet / 20% Gas-Spitzenlast

<sup>36</sup> Ausnahmen: Kita\_klein (Grund:  $A_{NGF} < 500 \text{ m}^2$ ) und Hotel (80% Pellet / 20% Gas-Spitzenlast)

<sup>37</sup> Hilfsstrombedarf (Wohngebäude, Durchschnitt): 3 kWh/m<sup>2</sup>; Hilfsstrombedarf (Nichtwohngebäude, Durchschnitt): 23 kWh/m<sup>2</sup>

<sup>38</sup> Für die Kindertagesstätte ist der Qp75-Grenzwert nicht maßgeblich, da dieser sich auf den Primärenergiebedarf der EnEV2014-Variante bezieht, der gemäß EnEV Anlage 2, Tabelle 2 noch höhere U<sub>quer</sub>-Grenzwerte zugelassen hat (z. B.  $U_{\text{quer,AW}} = 0,35 \text{ W/m}^2\text{K}$ ), als das seit 2016 der Fall ist ( $U_{\text{quer,AW}} = 0,28 \text{ W/m}^2\text{K}$ ). Die EnEV2016-U<sub>max</sub>-Grenzwerte liegen etwa bei 80% der EnEV2014er Werte. Die Kita wurde aus diesem Grund aus der Aufstellung herausgenommen.

<sup>39</sup> Die Qp-Grenzwerte basieren dabei gemäß (IBH 2016) auf einem erdgas- und nicht heizölversorgten Referenzgebäude. (IBH 2016) begründet das mit den deutlich höheren Neubauanteilen von Gas-Brennwertkessel (98%) gegenüber Heizöl-Brennwertkesseln (2%).

**Tabelle 18: Rückwirkungen auf Kostenoptimalität, Bezug: Qp75, Nichtwohngebäude**

Gebäudetyp	Kostenoptimale Variante	V0: PEF_UR [kWh/m²a]	V1: 100:0 [kWh/m²a]	V2: PEF_NEU [kWh/m²a]	V3: 50:50 [kWh/m²a]	Rückwirkung auf Kostenoptimalität für PEF-Variante
Büro _klein	QP65Umax80 _Pellet + Gas-BW	<b>89,5</b>	113,0	105,1	109,1	<b>100:0 (ca. +2%) und 50:50 (ca. +1%)</b>
Qp75-Grenzwert		104,7	110,6	104,7	107,6	
Büro _groß	QP55Umax70 _Sole-WP	<b>89,3</b>	109,2	89,3	99,3	-
Qp75-Grenzwert		116,9	129,1	116,9	123,0	-
Schule _groß	QP65Umax80 _Pellet + Gas-BW	<b>54,0</b>	58,4	54,0	56,2	-
Qp75-Grenzwert		62,0	65,8	62,0	63,9	-
Hotel _groß	EnEV 2016 _Sole-WP + Gas- BW+ST	<b>147,6</b>	167,1	147,6	157,4	<b>100:0 (ca. +8%) und 50:50 (ca. +5%)</b>
Qp75-Grenzwert		143,7	155,1	143,7	149,4	
Verbrauchermarkt	QP55Umax70 _Sole-WP	<b>77,2</b>	94,3	77,2	85,8	-
Qp75-Grenzwert		103,1	114,2	103,1	108,6	-

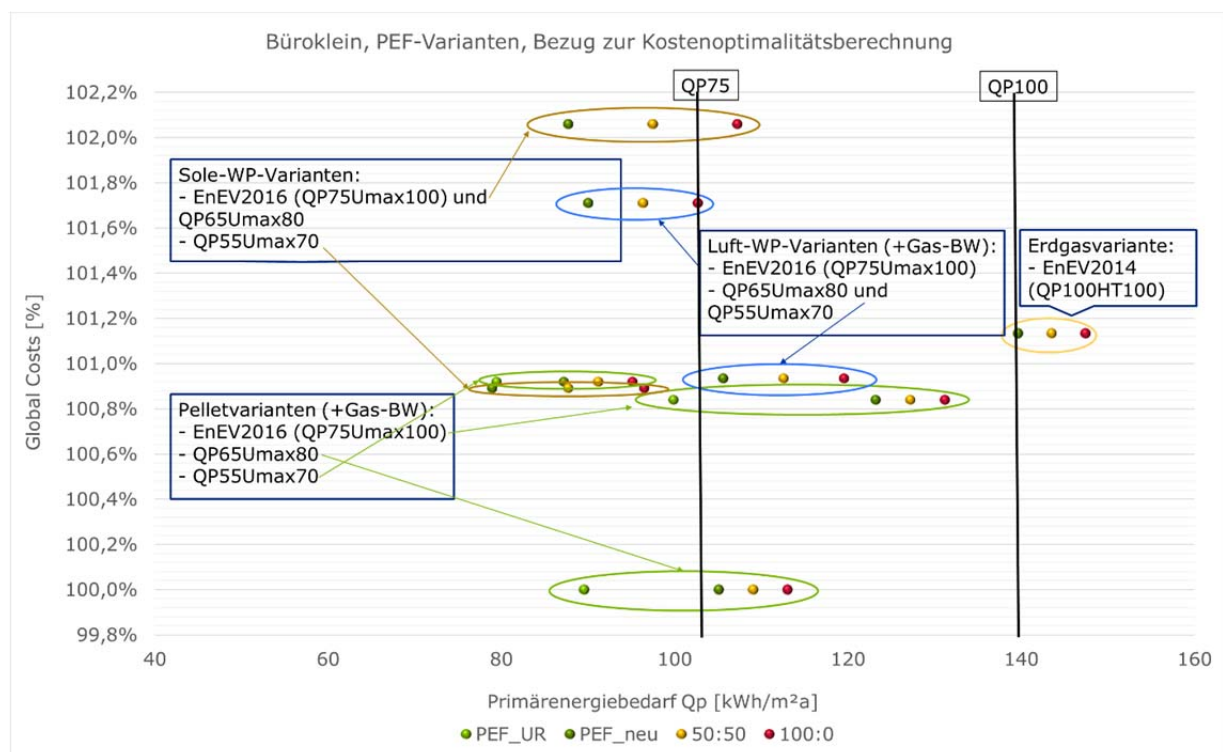
Die obige Tabelle zeigt, dass in den untersuchten Nichtwohngebäuden die kostenoptimalen Varianten für (Sole-)Wärmepumpen und Pelletkessel ermittelt wurden. Das Büro\_klein und das Hotel\_groß überschreiten nun Qp75. Dies liegt daran, dass sie im Unterschied zu den Qp55-Varianten bei den Wohngebäuden näher am Grenzwert Qp75 liegen, so dass die Erhöhung sie über den Grenzwert hinaus bewegt. Hier müssten nun bauliche oder anlagentechnische Anpassungen durchgeführt werden, um Qp75 zu erreichen. Im Falle des Büro\_klein dürften die notwendigen Anpassungen aufgrund der kleinen Überschreitung jedoch gering sein.

Interessant ist hier die Auswirkung des Budgetverfahrens für Pellets. Beim kleinen, teils mit Pellets beheizten Büro ist die relative Erhöhung des Primärenergiekennwertes deutlich ausgeprägter als bei der teils mit Pellets beheizten großen Schule. Dies liegt an der Überschreitung des Budgets für den spezifischen Pelletbedarf von 30 kWh/m²a beim kleinen Bürogebäude, während das Budget bei der großen Schule unterschritten wird und demnach die Pellets wie zuvor vollständig mit PEF = 0,2 angesetzt werden. Die Erhöhung bei der großen Schule resultiert demnach vollständig aus der Anpassung des Stromfaktors für den Hilfsstrombedarf inkl. Beleuchtung.

Zusammenfassend ist die Situation bei den Nichtwohngebäuden uneinheitlicher als bei den Wohngebäuden. Dies liegt zum einen daran, dass keine reinen Gas-Brennwert-Varianten für Qp75 berechnet wurden, die als Vergleich dienen könnten. Auch die Verschiebung der Grenzwerte fällt aufgrund des wesentlich höheren relativen Anteils des Hilfsstroms inklusive Beleuchtung viel stärker aus als bei den

zuvor dargestellten Wohngebäuden. Es wird deutlich, dass je nach Ausgangslage (Gebäudetyp, Abstand vom Grenzwert, Art der Berechnung der Referenz, für die Versorgung verwendete Energieträger) die Wahrscheinlichkeit steigt, dass Grenzwerte überschritten werden, selbst, wenn diese selbst sich auch in Richtung höherer Werte bewegen. In diesen Fällen wären bauliche und/oder anlagentechnische Anpassungen zur Einhaltung des überschrittenen Qp nötig. Derartige Anpassungen könnten dazu führen, dass die Wärmepumpen- bzw. Pelletvarianten für das ursprünglich kostenoptimale Qp nicht mehr kostenoptimal sind bzw. Varianten mit einem Qp, welches höher als das ursprünglich kostenoptimale Qp sind, kostenoptimal werden, d.h. die geringsten „Global Cost“ bzw. Lebenszykluskosten aufweisen.

Eine weitere Grafik soll diese Zusammenhänge anhand des kleinen Bürogebäudes (Büro\_klein) illustrieren. Wie vor basieren die in Abbildung 21 dargestellten Werte auf den Kostenoptimalitätsuntersuchungen gemäß (IBH 2016) und zeigen den Einfluss der PEF-Varianten.



**Abbildung 21: Einfluss der PEF-Varianten auf Kostenoptimalitätsberechnung am Beispiel Büro\_klein gemäß IBH (ebd.)<sup>40</sup>**

Auch hier sind auf der y-Achse die Global Costs wiederum in Prozent, relativ zur günstigsten der untersuchten Varianten dargestellt. Dies ist für die Interpretation der Zahlen überaus wichtig.

Selbst nach der THG-Anpassung unterschreiten noch mehrere der Pellet- und Wärmepumpenvarianten die durch die Erdgasvariante spezifizierten Qp75-Grenzwerte. Aufgrund des höheren Strombe-

<sup>40</sup> Bei den rein mit Strom und Gas versorgten Varianten liegen die Punkte für PEF\_UR und PEF\_neu aufeinander, da bei diesen beiden Varianten die PEF für Strom und Gas identisch sind.

darfs für Hilfsstrom und des hinzukommenden Beleuchtungsstrombedarfs bei Nichtwohngebäuden wandert auch die reine Erdgasvariante (EnEV2014, QP100HT100) deutlich sichtbar nach rechts. Da sie gleichzeitig das Referenzgebäude darstellt, sieht man damit auch, wie sich der Qp100-Grenzwert mit steigenden PEF für Hilfsstrom inklusive Beleuchtung verschiebt. Die Primärenergiekennwerte der Pelletvarianten steigen zwar erheblich, aber dennoch weniger als beim kleinen, unterkellerten EFH, da der Pellet-Endenergiebedarf nur wenig über dem Budget von 30 kWh/m<sup>2</sup>a liegt.

Die Illustration macht auch deutlich, dass manche zuvor *primärenergetisch* bessere Varianten nun schlechtere Varianten „überholen“. So überholt die günstigste Pellet-Variante Qp65Umax80 nun bei der der PEF-Variante (PEF\_neu) nicht nur die Luft-WP-Variante Qp55 (gleich Qp65), sondern sie überschreitet nun auch den Grenzwert Qp75. Um die bislang kostenoptimale Pellet-Variante so anzupassen, dass sie Qp75 wieder unterschreitet, wären bau- und/oder anlagentechnische Maßnahmen nötig, die ggf. dazu führen könnten, dass diese Variante nicht mehr die günstigste ist.

Die obige Abbildung zeigt, dass sämtliche Varianten des kleinen Bürogebäudes in einem Bereich liegen, der nur bis zu 2% über den Global Cost des günstigsten Gebäudes liegt.

Im Bericht Deutschlands an die EU-Kommission zum „Kostenoptimalen Niveau“ vom 15.8.2013 wird davon ausgegangen, dass noch „sehr ähnliche“ Kosten vorliegen, wenn die Kostenabweichung im Toleranzbereich von +2% gegenüber den geringsten berechneten Kosten liegt. Dies ist angesichts der Unsicherheiten bei den zu treffenden Annahmen über künftige ökonomische Rahmenbedingungen (denn es geht ja jeweils um die Wirtschaftlichkeit künftiger Standards) auch sinnvoll. In diesem Lichte erscheinen die durch THG-korrigierte PEF auftretenden Verschiebungen zumindest bezüglich des Erreichens von Qp75 wenig problematisch. In einem sehr schmalen Band der Global Costs stehen mehrere Varianten mit ähnlichen Primärenergiekennwerten zur Verfügung. Hierdurch wird aber auch deutlich, dass sich die Rangfolge der Varianten durch geringe Veränderungen der ökonomischen Randbedingungen ohne Weiteres ändern kann.

Insofern empfinden wir zur Einschätzung der potenziellen Volatilität der Rangfolge von Gebäudevarianten durch geänderte Rahmenbedingungen (PEF, Ökonomie) eine grafische Darstellung gemäß des Leitfadens zur Kostenoptimalität der EU-Kommission wie in Abbildung 21 intuitiver als die im laufenden Projekt zur Wirtschaftlichkeit angewandten tabellarischen Aufstellungen von Amortisationszeiten. Diese können geringe Abstände zwischen Varianten, die schon allein durch das „Rauschen“ der Annahmen bedingt sein können, leicht verschleiern und zu Fehlinterpretationen führen.

Insgesamt verbessert sich bei den Nichtwohngebäuden genau wie bei den Wohngebäuden durch die Verschiebung der PEF die Wirtschaftlichkeit der Gas-Brennwertsysteme relativ zu den übrigen Systemen, jedoch häufig weit weniger gravierend. Es ist zu beachten, dass dies ein vorübergehender Effekt ist, da entsprechend den Prognosen für das künftige Energiesystem der PEF für Strom relativ stärker sinken wird als derjenige für Gas. Deshalb sollte diese leichte Verschiebung zugunsten von Gas auf Basis der heute für die nächsten Jahre erwarteten PEF nicht überinterpretiert werden. Wenn im Einzelfall eine Entscheidung zugunsten von Gas fällt, erscheint es sinnvoll, die Verteilung und Übergabe so auszulegen, dass ein späterer Wechsel z.B. auf ein Wärmepumpensystem problemlos möglich ist und eine hohe Effizienz des Erzeugers ermöglicht. Wie gehabt ist und bleibt dafür eine sehr gute Gebäudehülle die beste Voraussetzung.

Hinsichtlich der Pelletvarianten zeigt sich außerdem, dass sie unter Anwendung des Budgetverfahrens in sehr effizienten Gebäudehüllen bzw. in Nichtwohngebäuden, wo ihr Anteil am Gesamtenergiebedarf vergleichsweise niedrig ist, eine gute Chance haben, zum Kreis der kostengünstigsten Varianten zu zählen. Dieses Ergebnis ist konsistent mit der eigentlichen Zielsetzung des Budgetverfahrens für feste Biomasse zur Gebäudebeheizung und es sorgt für eine gewisse Technologieoffenheit.

## 6.4 Fazit

Zur Abschätzung der Auswirkungen THG-korrigierter PEF auf die Wirtschaftlichkeit verschiedener Gebäudetypen mit verschiedenen Varianten technischer Gebäudeausrüstung und Gebäudehüllenqualitäten wurden diese PEF auf die Endenergiekennwerte der Berechnungen aus (IBH 2016) angewandt. Dabei wurde, entsprechend der dortigen Annahmen und abweichend zur aktuellen EnEV, ein Gas-Brennwertkessel als Referenzheizsystem berücksichtigt. Eine Neuberechnung der Kostenoptimalität war nicht vorgesehen, daher wurden die ökonomischen Randbedingungen und die technischen Varianten unverändert beibehalten.

Folgende wesentliche Erkenntnisse lassen sich aus den Neuberechnungen ableiten:

- Die Ergebnisse reagieren sehr sensibel auf die Annahmen, weshalb eine geeignete Darstellung der Ergebnisse sehr wichtig ist. Durch die geänderten PEF
  - steigen die Primärenergiekennwerte von technisch unveränderten Gebäudevarianten, in Abhängigkeit von den Gebäudesystemen jedoch unterschiedlich stark,
  - steigen auch die Grenzwerte für den Primärenergiekennwert, die sich aus der Berechnung des mit einem Gas-Brennwertkessel ausgestatteten Referenzgebäudes ergebend.
- Die erwartete zunehmende Dekarbonisierung insbesondere des Stroms, ggf. auch von Gas, wird dazu führen, dass sich die PEF verschiedener Energieträger auch weiterhin relativ zueinander verschieben. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse und auch weiteren Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit unbedingt zu beachten.
- Bei gegenüber (IBH 2016) unveränderten ökonomischen Rahmenbedingungen und unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Diskussion hin zu Qp75 (=aktuelles Anforderungsniveau) zeigen sich
  - bei den Wohngebäuden relativ stabile Verhältnisse hinsichtlich der Rangfolge von Varianten, selbst bei Umstellung auf vollständig THG-korrigierte PEF;
  - bei den Nichtwohngebäuden teils stärkere mögliche Verwerfungen der Rangfolgen, je stärker die PEF THG-korrigiert werden; dies liegt aber auch ganz wesentlich daran, dass viele Varianten im ökonomisch „sehr ähnlichen“ Bereich liegen, wie er im Bericht der Bundesregierung an die EU-Kommission zum „Kostenoptimalen Niveau“ vom 15.8.2013 definiert wurde. Das bedeutet, dass sich mehrere Varianten in einem Band von  $\pm 1\%$  der gesamten Global Cost befinden. Dies ist deutlich weniger, als allein die Prognoseunsicherheiten in den ökonomischen Annahmen oder auch Entscheidungen über die Geometrie eines Gebäudes verursachen.

Diese Aussagen beruhen auf der Annahme, dass gem. (IBH 2016) und dem Entwurf des GEG (GEG 2017) die Heizenergieversorgung der EnEV-Referenzgebäude statt der derzeitigen Öl-Brennwertkessel auf Gas-Brennwertkessel umgestellt werden. **Sollte der Öl-Brennwertkessel im Referenzgebäude beibehalten werden, würde dies bei den THG-gekoppelten PEF-Varianten 1 und 3 zu einer Abschwächung des energetischen Anforderungsniveaus führen.**

- Mit diesen Hinweisen ist es unbedingt ratsam, für weitreichende Entscheidungen - auch im Sinne der Wahrung einer gewissen Technologieoffenheit - weiterhin zumindest diesen „ähnlichen Bereich“ zu betrachten, nicht nur allein die (eventuell nur marginal) kostengünstigste Variante.
- Eine kurzfristige Umstellung von Gas-Brennwertkessel auf eine Wärmepumpen-Heizung erscheint gegenwärtig nicht ratsam. THG-korrigierte Strom-PEF würden – da sich das Bauen laut Koalitionsvertrag nicht verteuern soll und somit kurzfristig Verschärfungen der Anforderungen an die Gebäudehülle eher nicht absehbar sind - sehr wahrscheinlich zu einer Erhöhung des Primärenergiegrenzwertes führen. Damit würde sich ein vorübergehender relativer Vorteil für Erdgas basierte Systeme ergeben, deren PEF nicht steigt – die Anforderungen an die Gebäudehülle könnten somit theoretisch verschlechtert werden. Im Sinne der Wahrung möglichst hoher Flexibilität für den hocheffizienten Betrieb nach einem möglichen künftigen Wechsel auf ein Wärmepumpensystem ist ein Wechsel auf Wärmepumpen künftig ab dem Moment zu erwägen, wo der relative, vorübergehende Vorteil der Erdgassystem durch die stärker sinkenden THG-korrigierten PEF von Strom wieder egalisiert sein wird. Dann wird auch eine rationale Diskussion um anspruchsvollere Standards wie Qp55 wieder auf eine leichter verstehbare Basis gestellt.
- Da mit Erdgas versorgte Systeme mit zunehmendem Strom-PEF an Attraktivität gewinnen, sollte die evtl. Umstellung auf THG-korrigierte Strom-PEF mit Augenmaß erfolgen. Es könnte sinnvoll sein, z.B. zunächst den 50:50 korrigierten PEF einzuführen und in einem nächsten Schritt auf 100:0, also vollständige THG-Korrektur überzugehen.
- Selbst unter der Annahme eines Biomasse-Budgets von 30 kWh/m<sup>2</sup>a können Biomasse-Lösungen interessant bleiben, vor allem dann wenn
  - Biomasse in sehr effizienten Gebäudehüllen eingesetzt wird und/oder
  - Die Biomasseheizung bivalent betrieben wird, so dass der auf Biomasse entfallende Anteil das Budget nur wenig überschreitet oder - besser – einhält.

Allerdings zeigen die Erwägungen in Kapitel 5.5, dass es auch gute Argumente gibt, ein solches Biomasse-Budget nicht bei 30 kWh/m<sup>2</sup>a, sondern bei höheren Werten festzulegen.

- Die Kostenoptimalitätsberechnungen gemäß IBH (ebd.) stellten keine vollständige Parametervariation von Varianten dar. Es ist durchaus möglich, dass weitere ähnlich günstige Varianten, insbesondere bei den Nichtwohngebäuden existieren. Eine detailliertere Untersuchung gemäß EU-Richtlinie mit ausreichender Zahl an Varianten und einer Ergebnisdarstellung ähnlich Abbildung 21 könnte Sicherheit über die Auswirkungen verschiedener PEF unter den aktuell diskutierten ökonomischen Randbedingungen geben, die von denen in IBH (ebd.) abweichen.

# 7 Empfehlungen

In den vorangehenden Kapitel wurde das Thema PEF/THG-Faktoren in drei Schritten analysiert: Im ersten Schritt wurden PEF und THG-Faktoren für Brennstoffe, Strom und Wärmenetze neu berechnet und aktuelle Statistiken, Ökobilanzen und Veröffentlichungen ausgewertet. Im zweiten Schritt erfolgte eine Analyse verschiedener methodischer und Einzel-Fragestellungen. Im dritten Schritt wurden die Faktoren auf Beispiel-Gebäude angewendet und damit analysiert, welche Konsequenzen sich ergeben.

Bei der Zusammenstellung der aus diesen drei Schritten resultierenden Empfehlungen wird auch berücksichtigt, dass das Ziel eine robuste, transparente und verständliche Matrix der Gebäudebewertung sein sollte. Im Einzelfall gilt es, Steuerungswirkung, Verständlichkeit und Komplexität abzuwägen. Bei der Ableitung der Faktoren wird ein Blick in die Zukunft berücksichtigt, damit nicht kurzfristig absehbare Entwicklungen bei der Wahl der Energieträger zu Fehlentscheidungen und Lock-in-Effekten führen. Auf der anderen Seite sollte eine solche Betrachtung auch nicht „zu weit in die Zukunft“ schauen, da sich Rahmenbedingungen schnell ändern können. Bei der Definition der Faktoren wird eine Vorwärtsschau von max. ca. fünf Jahren als angemessen erachtet, auch vor dem Hintergrund der Betriebsdauer von Heizungssystemen, aber auch der gegenwärtigen Unsicherheit bzgl. der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (insb. Kohleausstieg).

Insgesamt kommt das Gutachten zu folgenden Schlussfolgerungen:

## 7.1 Umstellung auf THG

Tabelle 19 fasst die Vor- und Nachteile einer Umstellung auf THG-Faktoren zusammen.

**Tabelle 19: Vor- und Nachteile einer Umstellung auf THG-Faktoren**

Umstellung von $Q_p$ auf THG	Vorteile	Nachteile
<b>Zielbezug</b>	Unmittelbarer Bezug zum Gebäude-sektorziel des Klimaschutzplans.	
<b>Erreichung Nahezu klimaneutraler Gebäudebestand</b>	Differenzierte Bewertung der Energieträger, insbesondere wirksam bei: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Heizöl</li> <li>- Strom (Bewertung der Wirksamkeit des Kohleausstiegs)</li> <li>- Wärmenetze (Differenzierung der Energieträger, stärkerer Anreiz für Einspeisung von Erneuerbaren, insbesondere bei kohlebasierten Netzen)</li> </ul> Gas- und Flüssig-Bioenergieträger (Berücksichtigung der landwirtschaftlichen und Prozess-Emissionen)	Abschwächung des Anforderungsniveaus bei Beibehaltung des Heizöl-Brennwertkessels im Referenzgebäude.



<b>Rechenaufwand bei Gebäudeberechnung</b>	Gleich wie PEF	
<b>Robustheit der Faktoren</b>	Insgesamt ähnliche Robustheit der Werte, insbesondere bei Strom und fossilen Brennstoffen.	Faktoren für Biomasse sind stärker rohstoff- und prozessspezifisch
<b>Verständlichkeit beim Endkunden</b>	Leichtere Vermittlung des Gedankens der „Klimafreundlichkeit“. Insgesamt allerdings keine weiteren wesentlichen didaktischen Vorteile	
<b>Organisatorischer Umstellungsaufwand</b>	Einmaliger Umstellungsaufwand für Berechnungsverfahren in Förderprogrammen (KfW, BAFA) und Software. Gewöhnung bei den Planern (allerdings werden THG-Emissionen i.d.R. bereits heute errechnet)	
<b>Auswirkungen auf einzelne Technologien bzw. Energieträger</b>	Falls der Stromfaktor nicht zeitangepasst wird (2015-2035), werden Wärmepumpen und andere elektr. Verbraucher deutlich schlechter bewertet.	
	Heizöl-Kessel werden schlechter bewertet. Kohlebasierte Wärmenetze werden schlechter bewertet.	
<b>Weitere Konsequenzen</b>	Effizienzhausdefinition der KfW kann im Prinzip beibehalten werden (übertragen von $Q_p$ auf THG)	

**Eine Berücksichtigung der Klimawirksamkeit der zukünftigen PEF sollte zukünftig erfolgen. Dabei empfehlen wir, die Umstellung von PEF auf THG-Emissionen in zwei Schritten durchzuführen.**

Eine Orientierung auf Treibhausgase (und nicht nur auf CO<sub>2</sub>-Emissionen) trägt umfassend der Klimawirksamkeit der Energieträger Rechnung, die heute nur unzureichend erfasst wird, bemisst den Fortschritt der Dekarbonisierung der Wärmewende, berücksichtigt auch Umweltwirkungen wie Methanleckagen, Grubengas, Lachgas-Emissionen der Landwirtschaft usw. und ist somit der geeignete Ansatzpunkt. Mit Hilfe der vorliegenden Ökobilanzen können Treibhausgase hinreichend robust erfasst werden.

Allerdings haben wir sowohl in der Analyse der einzelnen Energieträger wie auch bei der Analyse der Auswirkungen auf Gebäude und Wärmeinfrastrukturen festgestellt, dass eine sofortige Umstellung auf THG zu Verwerfungen führen würde. Dies betrifft zum einen die Wärmenetze, in denen Anpassungsprozesse langfristig erfolgen, aber auch die Gebäude, deren kostenoptimale Varianten sich dann deutlich verändern würden. Insbesondere betroffen wäre der Stromfaktor, der kurzfristig ansteigen, dann aber sehr schnell wieder absinken würde.

Wenn man in zwei Schritten umstellt, kann man im zweiten Schritt auch den Umfang des dann initiierten Kohlerückgangs deutlich genauer und mit größerer Robustheit quantifizieren. Die Unsicherheit

hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs der THG-Emissionen des Stroms ist derzeit noch sehr hoch, da stark von politischen Entscheidungen abhängig.

Konkret schlagen wir daher vor:

**Eine sofortige Orientierung der PEF anhand der THG-korrigierten PEF beispielsweise mit einer 50:50-Gewichtung und eine angekündigte, komplette Umstellung auf THG beispielsweise in drei bis vier Jahren.**

Die Umstellung auf eine THG-Orientierung sollte unmittelbar erfolgen, weil in den kommenden zehn Jahren die wesentlichen Impulse für eine Dekarbonisierung der Energieträgerbereitstellung zu setzen sind.

**Die Umstellung muss simultan mit flankierenden Maßnahmen für die Fernwärme einhergehen, nämlich mit einer Umstellung von der Stromgutschrift- auf die Carnot-Methode und eines Ökowärme-, Lowex- oder Transformationsbonus für die Bestandsnetze.**

Dies ist erforderlich, um den Transformationsprozess der Bestandsnetze zu begleiten und eine wirtschaftliche Fortexistenz der Netze in dieser Übergangszeit zu gewährleisten. Dafür sind auch Übergangsregeln für die Umstellung zu definieren.

**Dieser Vorschlag ist im Zusammenhang mit anderen energiepolitischen Vorgaben, Maßnahmen und Instrumenten - etwa die Maßgaben zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung - zu sehen, die bei einer Entscheidung über die Ausgestaltung einer gesetzlichen Regelung der Primärenergiefaktoren zu berücksichtigen sind. Die notwendige Voraussetzung dabei ist eine Umstellung der Heizöl-Brennwertkessel in den EnEV-Referenzgebäuden auf Erdgas-Brennwertkessel.**

## 7.2 Empfehlungen für Primärenergiefaktoren und THG-Faktoren

Basierend auf den obenstehenden Analysen werden im Folgenden zwei Varianten von Faktorensatz erarbeitet:

Variante THG: Die Hauptanforderungsgröße wird von Primärenergie auf THG umgestellt.

Variante 50:50: Die Hauptanforderungsgröße bleibt Primärenergie. Allerdings erfolgt eine Nachsteuerung in Richtung Klimawirkung. Hier wird dies abgebildet, indem eine 50:50-Gewichtung zwischen den Schutzgütern Energieressourcen (Primärenergie) und Klima (THG-Emissionen) vorgenommen wird. Dazu werden die PEFs und THG-Emissionen gemäß der Formel in Kapitel 3.4 in „treibhausgas-korrigierte PEFs“ umgerechnet.

Nachrichtlich wird auch der „vollständig THG-korrigierte PEF“ ausgewiesen, der sich gemäß der Formel ergibt, wenn man den Gewichtungsfaktor X auf 100 % setzt. Im Rechenergebnis würde dies einer Umstellung auf THG (in der Einheit Primärenergie-Äquivalente) entsprechen.

Dabei werden folgende Grundsätze angelegt:

- Bei unterschiedlichen Einschätzungen der Studien werden die Werte verwendet, die unter Berücksichtigung der Datensicherheit, der Datenquellen, der Lenkungswirkung und der Zu-

kunftsentwicklung am verlässlichsten erscheinen. Dabei werden bei Unsicherheit eher konservativere Annahmen gewählt.

- THG-Emissionen werden auf eine Nachkommastelle gerundet.
- PEF werden auf eine Kommastelle gerundet.
- Bei der Ableitung der Faktoren wird ein Blick in die Zukunft berücksichtigt, damit nicht kurzfristig absehbare Entwicklungen bei der Wahl der Energieträger zu Fehlentscheidungen und Lock-in-Effekten führen. Auf der anderen Seite sollte eine solche Betrachtung auch nicht „zu weit in die Zukunft“ schauen, da sich Rahmenbedingungen schnell ändern können. Bei der Definition der Faktoren wird eine Vorwärtsschau von max. ca. fünf Jahren als angemessen erachtet, auch vor dem Hintergrund der Betriebsdauer von Heizungssystemen, aber auch der gegenwärtigen Unsicherheit bzgl. der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (insb. Kohleausstieg).
- Insgesamt sollte eine **Revisionsklausel** vorgesehen werden, die Zeitpunkte der Neubewertung definiert, beispielsweise in fünf Jahren. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass sich der bundesweite Erzeugungsmix von Strom ändern wird und zusätzlich eine Offenheit für die Veränderung der Zusammensetzung von gasförmigen und flüssigen Brennstoffen im Mix (fossil + PtG/PtL) hergestellt. In Ermangelung politischer Zielsetzungen für die Dekarbonisierung von Erdgas und Heizöl ist hier jedoch von keinen signifikanten Änderungen auszugehen. Da PtG/PtL aktuell sehr teure THG-Vermeidungsoptionen sind, bleibt abzuwarten, ob sich nennenswerte Anteile einstellen werden. Für Fernwärme ist eine regelmäßige Revision bereits üblich, da auch diese einer permanenten Veränderung unterliegt. Wichtig: für EnEV-Berechnungen gilt natürlich immer der Faktor zum Zeitpunkt der Baugenehmigung.

Bezüglich der einzelnen Energieträger werden folgende Abwägungen vorgenommen:

- **Gas:** Die derzeitigen Faktoren erweisen sich als robust. Die THG-Werte liegen nahe beieinander. Die zukünftige Entwicklung des Energieträgers Gas weist ambivalente Entwicklungen auf: zunehmende Erschließung fernerer Ressourcen zu Lasten naher Lieferländer bzw. heimischer Bereitstellung mit entsprechend höheren prozessspezifischen Emissionen und Transportaufwand, mittelfristig auch der Einbezug unkonventioneller Gasvorkommen auf der einen Seite; der Bau neuer energieeffizienterer Transportinfrastruktur auf der anderen Seite.
- **Öl:** Durch die Rundung ergibt sich ein etwas höherer PEF, der zugleich auch als Signal der Differenzierung gewertet werden kann.
- **Gas- und Ölmix:** Für Gas und Heizöl sollte in Analogie zum Strom eine Mixberechnung eingeführt werden, die den Anteil biogener bzw. PtG/PtL-Brennstoffe aus erneuerbaren Energien berücksichtigt– es bleibt für Erdgas und Heizöl (Mix-D) aber bei je einem Faktor für Deutschland (keine individuellen Faktoren). Angerechnet werden sollten die Mengen, die gemäß Massenbilanz nicht in KWK-Mengen eingesetzt werden, da diese bereits vorteilhaft in den PEF angerechnet werden (s.u.).
- **Strom:** Der Stromfaktor von 1,8 ist für den Jahreszeitpunkt 2016 zu optimistisch. Hier wäre eher 1,9-2,0 anzusetzen. Auf der anderen Seite spiegelt der PEF/THG-Wert die Performance der Betriebsweise einer Heizung in den nächsten Jahren wider (s.o.). Der sich ergebende

Wert ist daher in einem Spannungsfeld verschiedener energiepolitischer Vorgaben zu sehen. Die Ausbauziele 40-45 % EE-Stromanteil sind vor dem Hintergrund eines weiterhin dynamischen EE-Ausbaus nicht unrealistisch. Für 2020 ergeben sich in den 80 %-Klimaschutzszenarien PEFs von 1,5 und THG-Faktoren von rd. 440 g/kWh. Allerdings setzen diese Werte auch voraus, dass tatsächlich ein signifikanter Kohleausstieg stattfindet, dessen Zeitachse derzeit noch nicht absehbar ist. Empirisch ist der Stromfaktor in den letzten Jahren konstant geblieben.

Bei einer Umstellung auf THG-Emissionen sollte zudem berücksichtigt werden, dass diese Umstellung nicht zu einer disruptiven Bewertung einzelner Technologien führen sollte. Wenn man beispielsweise den jetzigen THG-Faktor für Strom von rd. 570 g/kWh ansetzen würde, wäre dies ein 2,4faches der Gas-Faktoren. Damit würde sich die Bewertung äußerst stark zu Ungunsten von elektrischen Heizungssystemen verschieben.

Dabei ist aber folgendes zu berücksichtigen: Der zusätzliche Strombedarf von elektrischen Heizungen muss gemäß den EEG-Ausbauzielen zu einem erheblichen Anteil (2025: 40-45 %) aus neuen erneuerbaren Energieanlagen gedeckt werden. Sollte es also zu einem Anstieg des Stromverbrauchs durch Wärmeanwendungen kommen, muss diesem auch eine den Zielsetzungen entsprechende erneuerbare Stromerzeugung gegenüber stehen. Wenn zudem fossile Heizungen, die bislang nicht dem Emissionshandel unterlagen, durch Elektrifizierung in den Bereich des ETS überführt werden, so verknappen sich dadurch auch die entsprechenden zur Verfügung stehenden Zertifikate. Dies geschieht allerdings nur in dem Maß, in dem die Elektrifizierung nicht in der CO<sub>2</sub>-CAP-Setzung am Anfang der nächsten Handelsperiode berücksichtigt wird. Auf der anderen Seite zeigen die Analysen in Kapitel 5.1, dass gerade Heizvorgänge zukünftig tendenziell mit Zeiten höherer PEF und THG-Intensitäten übereinstimmen.

Es wird vorgeschlagen, **einen Faktor für alle Stromanwendungen** (Heizen, Kühlen, Beleuchten, Kraft) beizubehalten. Zwar weisen unterschiedliche Anwendungen unterschiedliche Lastgänge auf (Tendenz: höherer PEF für Heizung, niedrigerer PEF für Kühlung), jedoch hängen diese PEF von vielen gebäude-/anwendungsspezifischen Rahmenbedingungen ab (Speicher, Tarife, Betriebsweise usw.). Die Beschränkung auf einen Faktor hält zudem die Komplexität in Grenzen.

- Eingedenk dieser verschiedenen, gegenläufigen Trends gilt es, eine angemessene, zukunftsrobuste Festlegung zu treffen. Die Gutachter schlagen vor, **den PEF von Strom vor diesem Hintergrund auf absehbare Zeit (bis zur nächsten Revision) konstant zu halten** und den **THG-Faktor auf ca. 450 g/kWh** festzulegen.
- **Feste Biomasse:** Kein Veränderungsbedarf, da sich die PEF-/THG-Werte konsolidiert haben. Die Erwägungen in Kap. 4 zeigen, dass eine Begrenzung des Biomasse-Budgets aus Einzelheizungen angemessen erscheint. Der Biomasse-Budget-Ansatz ist in seiner Grundlogik einleuchtend. Allerdings führt er zu verschiedenen methodischen und Bewertungsfragen, durch die die Anwendbarkeit eingeschränkt wird. Zudem ist das Verfahren nur für Einzelgebäude anwendbar.

Bei Wärmenetzen oder insgesamt könnte erwogen werden, einen politisch definierten Pauschalfaktor (z. B. 0,4) festzulegen, der die Begrenztheit von Biomasse abbildet und einen An-

reiz zur Nutzung der Biomasse in KWK bietet. Ein solcher Faktor anerkennt die klimaschonende Wirkung fester Biomasse, sendet aber dennoch das Signal aus, dass der Brennstoff sorgfältig und effizient zu verwenden wäre.

- **Abfall:** Die Studie analysiert die Berücksichtigung von Energie-/THG-Aufwendungen bei der thermischen Abfallbehandlung, Transportaufwendungen und die Allokation von PEF und THG-Emissionen aus der Verbrennung auf die Entsorgungsaufgabe bzw. die Strom-Wärmeerzeugung und empfiehlt einen PEF von 0,1.
- **Industrielle Abwärme:** Der prozessbedingte Abwärmeanteil wird unter Berücksichtigung etwaiger prozessbedingter Mehraufwendungen (z. B. sinkende Arbeitszahlen) und Einsparungen (z. B. vermiedene Rückkühlung) mit 0,1 angesetzt. Damit ist auch weiterhin ein Anreiz zur Wärmenetzeinspeisung von Abwärme gegeben. Es wird weiterhin vorgeschlagen, dass der PEF-Gutachter bei der Erstellung des PEF-Gutachtens überprüfen muss, dass kein offensichtlicher Missbrauch der Abwärmevorschrift vorliegt (z. B. einfache Vermeidbarkeit der Abwärme). Allerdings ist kein umfangreiches Abwärmekonzept erforderlich.
- **Gasförmige Biomasse:** Zur Abbildung eines konservativen Wertes werden ein PEF von 0,4 und ein THG-Faktor von 140 g/kWh für Biomethan vorgeschlagen. Einschränkend muss bemerkt werden, dass es keine umfassende, statistische vollständige Lebenszyklus-Analyse von Biomethan-Anlagen (Größe, Rohstoff-Einsatz, Prozess-Verluste, Aufbereitungsverfahren etc.) für den Wärmemarkt gibt. Wir empfehlen grundsätzlich das Heranziehen einer Lebenszyklus-Analyse zur Bestimmung des THG-Faktors für Biomethan.
- Dieser **reduzierte Faktor für Biomethan** und Biogas sollte aus den in Kapitel 5.4 genannten Gründen nur dann gewährt werden, **wenn diese Brennstoffe in KWK genutzt werden** und für den gesamten Transport von der Herstellung, bis zur Nutzung Massensbilanzsysteme verwendet werden. Ansonsten sollte für gasbasierte Heizungssysteme der Gasmix Deutschland verwendet werden. In Wärmenetzen auf Basis unaufbereiteten Biogases kann ein geringer Faktor von 0,2/100 g/kWh zur Anwendung gelangen. Die Differenzierung des PEF nach räumlicher Nähe ist unschädlich, aber auch quantitativ von untergeordneter Rolle. Aus Konsistenzgründen zur Anerkennung gebäudenaher Stromerzeugung kann sie beibehalten werden.
- **Flüssige Biomasse** als Bioheizöl wird im Rahmen der Erhebung des „Heizöl Deutschland“-Mixes berücksichtigt.

**Insgesamt schlagen wir für die Novellierung des Gebäuderechts vor, die Faktoren der Spalte „50:50“ zu verwenden und gleichzeitig die Heizöl-Brennwertkessel in den EnEV-Referenzgebäuden auf Erdgas-Brennwertkessel umzustellen. Eine vollständige Umstellung auf die Variante THG könnte angekündigt werden.**

**Tabelle 20: Vorschlag für PEF/THG-Werte. Quelle: eigene Berechnungen und Recherchen, ifeu.** 50:50 bedeutet, dass bei der Berechnung des PEFs die Schutzgüter Energieressource (PEF) und Klimawirksamkeit (THG-Emissionen) im Verhältnis 50 %:50% gewichtet wurden.

Primärenergiefaktoren	Variante THG (g CO <sub>2äq</sub> /kWh)	Variante THG-korr. PEF	Variante 50:50 PEF	Nachrichtlich: Aktualisierte PEF
<b>Fossile Brennstoffe</b>				
Gas Deutschland	240	1,1	1,1	1,1
Heizöl Deutschland	310	1,4	1,3	1,2
Flüssiggas	270	1,2	1,2	1,1
Braunkohle	430	2,0	1,6	1,2
Steinkohle	396	1,8	1,5	1,1
<b>Strom</b>	450 - 480	2,1 - 2,2	1,8 - 2,0	1,9
<b>Feste Biomasse</b>	40	0,2	0,2	0,2
	in Verbindung mit Budgetverfahren bei Biomasse			
<b>Abfall</b>	25	0,1	0,1	0,1
<b>Industrielle Abwärme</b> (prozessbedingter Anteil)	25	0,1	0,1	0,1
<b>Gasförmige Biomasse</b>				
Biogas in KWK und Wärmenetzen bzw. vor Ort	100	0,5	0,3	0,2
Biomethan in KWK	140	0,6	0,5	0,4 *
Biomethan (sonstige Nutzung)	berücksichtigt über die Beimischung in Gas Deutschland			
<b>Flüssige Biomasse</b>	berücksichtigt über die Beimischung in Heizöl Deutschland			
<b>KWK und Wärmenetze</b>				
Individuell errechnet.				
Pauschalfaktoren siehe AP 3				

## Wärmenetze

**Auch aus Sicht der Wärmenetze hilft der Einbezug von CO<sub>2</sub>/THG in die Bewertung, wärmeseitige CO<sub>2</sub>-Einsparung anzureizen bzw. anzuschieben.**

**Die Allokationsmethode bei KWK sollte von Stromgutschrift auf Carnot umgestellt werden.**

Dies verhindert rechentechnische Artefakte (stark negative PEF einzelner Anlagen), die schon bei geringen Anteilen den PEF von Wärmenetzen stark verändern und den Anreiz verringern, EE-Wärme einzubinden.

Auch wenn die Allokationsmethode nicht von Stromgutschrift auf Carnot umgestellt würde, würden sich zukünftig starke Änderungen in den Faktoren ergeben, weil auch die Gutschriftshöhe mit wachsenden EE-Anteilen im Strommix absinkt. Eine entsprechende **Anpassung des Verdrängungsstrommixes** müsste erfolgen, da der Wert von 2,8 auf eine Studie von 2009 mit einer Datenbasis von 2005 zurückgeht.

**Beide Änderungen (Berücksichtigung der Klimawirkung in den PEF, Umstellung der Allokationsmethode) müssen simultan durchgeführt werden.**

Wenn nur auf THG umgestellt würde, würden sich im Ergebnis noch negativere PEFs (<0) bei Erdgas-KWK ergeben. Wenn nur auf die Carnot-Methode umgestellt würde, gäbe es weiterhin keine Differenzierung zwischen Kohle und Erdgas.

**Wenn die Umstellung erfolgt, werden sich die Primärenergiefaktoren bestehender Netze teils stark und in alle Richtungen verändern.**

Entsprechende Übergangsfristen und Geltungsdauern der Zertifikate sind zu definieren.

**Wenn Änderungen erfolgen sollen, dann sind dringend flankierende Maßnahmen einzuplanen: die Einführung eines Transformations- oder Ökowärmemodells in Verbindung mit einem LowEx-Bonus, die Verbesserung von Fördermaßnahmen zur Transformation bestehender FW-Netze (EE-Anteil, Flexibilität, Effizienz erhöhen) und zusätzlich übergeordnete Maßnahmen wie die Verteuerung des Einsatzes von fossilen Brennstoffen.**

Die Veränderung des Energieträgermixes in Wärmenetzen wirkt sich sowohl auf Bestands- wie auf Neubauten aus. Untersucht werden drei Ansätze zur Differenzierung von PEF nach Neubau und Bestand. Denkbar wäre a) ein „Ökowärme“-Modell, das bei Kunden einen PEF-Bonus ansetzt, die einen expliziten Ökowärmetarif haben, der neu zugebaute und über die Bestandssicherung hinausgehende EE-Anlagen kontrahiert; b) ein Transformationsbonus, der solche Netze belohnt, deren PEF in den letzten Jahren gesenkt werden konnte; und c) ein LowEx-Bonus, der einen temperaturoptimierten Anschluss belohnt.

**Zusätzlich zu dem detaillierten Rechenverfahren könnten Pauschalwerte vorgegeben werden, die gerade für kleinere Netze eine unbürokratische Bewertung des PEF erlaubt.**

Hierzu werden auch quantitative Vorschläge gemacht.

### **7.3 Weitere Empfehlungen**

**Der Einsatz von Power to Heat für Fernwärmenetze in Zusammenhang mit einer system- und EE-dienlichen Stromnutzung in klar umgrenztem Rahmen (§13 Abs. 6a EnWG, Nutzen statt Abregeln) kann durch eine „Neutralstellung“ des eingesetzten Stroms abgebildet werden.**

Dabei werden weder der eingesetzte Strom noch die bereitgestellte Wärme aus einem PtH-System berücksichtigt.

**Systemdienlichkeit in Gebäuden sollte nicht über den PEF, sondern durch ökonomische Instrumente und einen separaten Smart Readiness Indicator bewertet bzw. angereizt werden.**

Gebäude können durch ihre Speichermasse, durch zusätzliche Speicher in der Haustechnik und flexible systemorientierte Betriebsweise elektrischer Verbraucher zur Integration Erneuerbarer und zur Optimierung der Betriebsweise des Kraftwerksparks beitragen und haben damit grundsätzlich auch Auswirkungen auf den PEF von Strom. Da diese Systemdienlichkeit erst langfristig, insbesondere bei fortgeschrittenem Kohleausstieg, zu signifikanten CO<sub>2</sub>-Minderungen führt, andere verschiebbare Lasten für Lastmanagement zur Verfügung stehen, und da außerdem die Speicherfähigkeit durch eine gut gedämmte Gebäudehülle eine Voraussetzung für eine wirkungsvolle Systemdienlichkeit ist, sollte Systemdienlichkeit derzeit nicht durch abgesenkte PEF inzentiviert werden, sondern durch marktliche und ökonomische Instrumente (bspw. differenzierte Stromtarife).

**Ökostrom, der nicht gebäudenah erzeugt wird, sollte nicht gesondert durch einen niedrigen PEF/THG-Faktor anerkannt werden.**

Die begrenzte Zusätzlichkeit des Ökostroms und Vollzugs- bzw. Nachweisprobleme sowie Doppelzählungen mit den im Strommix berücksichtigten EE-Anlagen würden andernfalls zu Fehlanreizen führen.

**Die Umweltwirkungen von Heizungen und die „graue Energie“ der Herstellung der Gebäude sind systematisch nicht adäquat in den PEF abbildbar.**

Beides sind wichtige Themen, die aber systematisch nicht in den PEF integriert werden können. Die Umweltwirkungen der Heizungen hängen insgesamt v. a. an der Betriebsweise und damit an Schadstoffemissionen im Betrieb und am Nutzerverhalten, die durch die Gebäudeberechnung nicht erfasst werden können. Die 1. BImSchV und andere Regulierungen im Umfeld der Luftreinhaltung sind hier die adäquaten Instrumente.

Die graue Energie für die Herstellung der Gebäude hängt nicht vom Energieträger ab und kann somit nicht in den PEF integriert werden. Ansätze zu einer Bewertung des Herstellaufwands existieren bereits, beispielsweise in der DGNB-Bewertung und im Schweizer Minergie-Standard. Die Verwendung solcher Bewertungsverfahren sollte Gegenstand einer eigenständigen Untersuchung sein.



## 8 Literatur

- AEBIOM (2013): Forest Sustainability and Carbon Balance of EU Importation of North American Forest Biomass for Bioenergy Production. Online unter: <http://www.aebiom.org/wp-content/uploads/2013/09/Final-Carbon-Study-Report-AEBIOM.pdf>.
- Agostini, A., J. Giuntoli und A. Boulamanati (2013): Carbon accounting of forest bioenergy - Conclusions and recommendations from a critical literature review. JRC Technical Report EUR 25354 EN.
- BMVBS (2013): Begleituntersuchung zur europäischen Berichterstattung „Cost-Optimal-Level“ – Modellrechnungen. BMVBS-OnlinePublikation 26/2013. Berlin
- BMVBS (2013): Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude – Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO<sub>2</sub>-Minderungspotenzialen. BMVBS-OnlinePublikation 27/2013. Berlin.
- BMWi (2015): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Berlin.
- DEPI (2016): Pelletaußenhandel Deutschland. Infografik des Deutschen Pelletinstituts. Berlin.
- Destatis (2017): Gebäude und Wohnungen. Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden. Wiesbaden.
- Detzel, A., B. Kauertz, B. Grahl und J. Heinisch (2017): Prüfung und Aktualisierung der Ökobilanzen für Getränkeverpackungen. Vorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 3711 92 315, UBA-Texte 19/2016. Heidelberg.
- Diefenbach, N. (2002): Bewertung der Wärmeerzeugung in KWK-Anlagen und Biomasse-Heizsystemen. Darmstadt: Institut Wohnen Umwelt.
- ecofys et. al. (2018): Kurzgutachten zur Frage einer Ergänzung oder Umstellung des Anforderungssystems. Im Auftrag des BMWi. Köln, Freiburg, Berlin.
- Exergia (2014): Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas - Final Report. Study on behalf of the European Commission DG ENER. Brussels.
- Fehrenbach, H., S. Köppen, S. Markwardt und R. Vogt (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm). Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Heidelberg.
- Feist, W. (2014): Passivhaus - das nächste Jahrzehnt. In: 18. Internationale Passivhaustagung, S. 667–689.
- GEG (2017): Referentenentwurf des Gebäudeenergiegesetzes. Berlin.
- Günther, D., J. Wapler, M. Miara und J. Althammer (2013): Simulation und Analyse der Auswirkungen von Laststeuerung auf die Betriebsweise und Effizienz von Wärmepumpensystemen. In: Internationaler ETG-Kongress, S. 1–23.
- Huneke, F., C.P. Linkenheil, T. Lenck und M.-L. Heddrich (2017): Beitrag thermischer Abfallbehandlungsanlagen zur Energiewende. Studie im Auftrag der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V. Berlin.
- Liebich, A. (2015): Treibhausgas-Emissionen von Erdgas – Kritische Prüfung der Exergia-Studie. Im Auftrag der WINGAS GmbH. Heidelberg.
- Maas, A. und S. Schlitzberger (2015): EnEV 2017 – Vorbereitende Untersuchungen - Entwurf Endbericht.
- Müller-Syring, G., C. Große, J. Glandien und M. Eyßer (2016): Kritische Überprüfung der Default-

Werte der Treibhausgas- vorkettenemissionen von Erdgas. Leipzig.

Oehsen, A. von, J. Fehr, L.-A. Brischke, M. Pehnt und P. Mellwig (2014): 100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand. Band 4: PV und Wärmepumpe. Heidelberg.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Berlin. Online unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/2019/2014-604-de.pdf>.

Oschatz, B., M. Pehnt und D. Schüwer (2016): Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude. Dresden, Heidelberg, Wuppertal. Online unter: [https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu\\_Endbericht\\_Weiterentwicklung\\_PEF2.pdf](https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/ifeu_Endbericht_Weiterentwicklung_PEF2.pdf).

Pehnt, M., F. Herbert, S. Gärtner, R. Vogt, H. Fehrenbach, B. Negele, V. Schäfer, U. Jungmann und K. Lambrecht (2011): Primärenergiefaktoren von biogenen Energieträgern, Abwärmequellen und Müllverbrennungsanlagen. Studie im Auftrag des BBSR. Heidelberg: ifeu, eta Energieberatung, ECONCONSULT Lambrecht Jungmann Partnerschaft.

Pehnt, M. und R. Vogt (2007): Biomasse und Effizienz. Vorschläge zur Erhöhung der Energieeffizienz von §8 und §7-Anlagen im Erneuerbare-Energien-Gesetz. Arbeitspapier Nr. 1 im Rahmen des Projektes „Energiebalance“. Heidelberg: ifeu.

Pfluger, B., T. Bossmann, B. Tersteegen, C. Maurer, B. Franke, B. Kauertz und M. Pehnt (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Karlsruhe, Essen, Heidelberg.

Reichmuth, M., C. Lorenz und C. Nabe (2014): Marktanalyse Ökostrom - Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes. Leipzig, Berlin. Online unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/marktanalyse-oekostrom>.

Rupp, L., M. Brunner und S. Tenbohlen (2015): Einfluss dezentraler Wärmepumpen auf die Netzausbaukosten des Niederspannungsnetzes. S. 1–5.

Stolz, P. und R. Frischknecht (2017): Umweltkennwerte und Primärenergiefaktoren von Energiesystemen KBOB. In: KBOB-Ökobilanzdatenbestand v.2.2:2016, Stand 2016. Uster. Online unter: [http://treeze.ch/fileadmin/user\\_upload/downloads/Publications/Case\\_Studies/Energy/563-Energiesysteme-v1.0.pdf](http://treeze.ch/fileadmin/user_upload/downloads/Publications/Case_Studies/Energy/563-Energiesysteme-v1.0.pdf).

ZIA (2017): Kritikpunkte des ZIA Zentraler Immobilien Ausschuss e.V. zur „Diskussionsgrundlage für die zweite Dialogrunde des Beteiligungsprozesses zum Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung Maßnahmenset 2.1“ vom 01. Februar 2016. Berlin.

# 9 Anhang

## 9.1 Rückwirkung geänderter Faktoren auf Wohngebäude

Gebäudetyp	Für Grafik	V1: 100:00	V2: PEF_neu	V3: 50:50
<b>EFHklein_mKe</b>	EnEV 2014_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
EFHklein_mKe	EnEV 2016_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
EFHklein_mKe	QP55HT85_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
EFHklein_mKe	QP55HT85_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP55HT85_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP55HT85_V4_Pellet	200%	194%	197%
EFHklein_mKe	QP55HT70_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
EFHklein_mKe	QP55HT70_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP55HT70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP55HT70_V4_Pellet	188%	182%	185%
EFHklein_mKe	QP40HT55_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
EFHklein_mKe	QP40HT55_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP40HT55_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP40HT55_V4_Pellet	173%	167%	170%
EFHklein_mKe	QP40HTRef_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
EFHklein_mKe	QP40HTRef_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP40HTRef_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_mKe	QP40HTRef_V4_Pellet	216%	210%	213%
<b>EFHklein_oKe</b>	EnEV_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
EFHklein_oKe	EnEV 2016_Ref_Gas-BW	4%	0%	2%
EFHklein_oKe	QP55HT85_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
EFHklein_oKe	QP55HT85_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP55HT85_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP55HT85_V4_Pellet	237%	231%	234%
EFHklein_oKe	QP55HT70_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
EFHklein_oKe	QP55HT70_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP55HT70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP55HT70_V4_Pellet	226%	220%	223%
EFHklein_oKe	QP40HT55_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
EFHklein_oKe	QP40HT55_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP40HT55_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP40HT55_V4_Pellet	215%	208%	212%
EFHklein_oKe	QP40HTRef_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
EFHklein_oKe	QP40HTRef_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP40HTRef_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHklein_oKe	QP40HTRef_V4_Pellet	248%	242%	245%
<b>EFHgross_mKe</b>	EnEV_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
EFHgross_mKe	EnEV 2016_Ref_Gas-BW	4%	0%	2%
EFHgross_mKe	QP55HT85_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
EFHgross_mKe	QP55HT85_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP55HT85_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP55HT85_V4_Pellet	193%	187%	190%
EFHgross_mKe	QP55HT70_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
EFHgross_mKe	QP55HT70_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP55HT70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP55HT70_V4_Pellet	177%	172%	174%
EFHgross_mKe	QP40HT55_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
EFHgross_mKe	QP40HT55_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP40HT55_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP40HT55_V4_Pellet	158%	153%	155%
EFHgross_mKe	QP40HTRef_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
EFHgross_mKe	QP40HTRef_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP40HTRef_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
EFHgross_mKe	QP40HTRef_V4_Pellet	207%	202%	205%

Gebäudetyp	Für Grafik	V1: 100:00	V2: PEF_neu	V3: 50:50
DHHSüd_oKe	EnEV_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
DHHSüd_oKe	EnEV 2016_Ref_Gas-BW	4%	0%	2%
DHHSüd_oKe	QP55HT85_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
DHHSüd_oKe	QP55HT85_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP55HT85_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP55HT85_V4_Pellet	217%	211%	214%
DHHSüd_oKe	QP55HT70_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
DHHSüd_oKe	QP55HT70_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP55HT70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP55HT70_V4_Pellet	207%	201%	204%
DHHSüd_oKe	QP40HT55_V1_Gas-BW	7%	0%	4%
DHHSüd_oKe	QP40HT55_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP40HT55_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP40HT55_V4_Pellet	191%	184%	187%
DHHSüd_oKe	QP40HTRef_V1_Gas-BW	7%	0%	4%
DHHSüd_oKe	QP40HTRef_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP40HTRef_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
DHHSüd_oKe	QP40HTRef_V4_Pellet	226%	220%	223%
RMH_mKe	EnEV_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
RMH_mKe	EnEV 2016_Ref_Gas-BW	5%	0%	3%
RMH_mKe	QP55HT85_V1_Gas-BW	7%	0%	3%
RMH_mKe	QP55HT85_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP55HT85_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP55HT85_V4_Pellet	166%	160%	163%
RMH_mKe	QP55HT70_V1_Gas-BW	7%	0%	3%
RMH_mKe	QP55HT70_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP55HT70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP55HT70_V4_Pellet	156%	149%	152%
RMH_mKe	QP40HT55_V1_Gas-BW	8%	0%	4%
RMH_mKe	QP40HT55_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP40HT55_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP40HT55_V4_Pellet	140%	133%	137%
RMH_mKe	QP40HTRef_V1_Gas-BW	8%	0%	4%
RMH_mKe	QP40HTRef_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP40HTRef_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
RMH_mKe	QP40HTRef_V4_Pellet	175%	169%	172%
MFHklein_oKe	EnEV_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
MFHklein_oKe	EnEV 2016_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
MFHklein_oKe	QP55HT85_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
MFHklein_oKe	QP55HT85_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP55HT85_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP55HT85_V4_Pellet	191%	186%	189%
MFHklein_oKe	QP55HT70_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
MFHklein_oKe	QP55HT70_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP55HT70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP55HT70_V4_Pellet	172%	167%	170%
MFHklein_oKe	QP40HT55_V1_Gas-BW	7%	0%	3%
MFHklein_oKe	QP40HT55_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP40HT55_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP40HT55_V4_Pellet	158%	153%	155%
MFHklein_oKe	QP40HTRef_V1_Gas-BW	7%	0%	3%
MFHklein_oKe	QP40HTRef_V2_Luft-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP40HTRef_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHklein_oKe	QP40HTRef_V4_Pellet	204%	199%	201%
MFHgross_oKe	EnEV_Ref_Gas-BW	1%	0%	1%
MFHgross_oKe	EnEV 2016_Ref_Gas-BW	4%	0%	2%
MFHgross_oKe	QP55HT85_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
MFHgross_oKe	QP55HT85_V2_Luft-WP			
MFHgross_oKe	QP55HT85_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHgross_oKe	QP55HT85_V4_Pellet	175%	170%	172%
MFHgross_oKe	QP55HT70_V1_Gas-BW	5%	0%	2%
MFHgross_oKe	QP55HT70_V2_Luft-WP			
MFHgross_oKe	QP55HT70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHgross_oKe	QP55HT70_V4_Pellet	151%	146%	148%
MFHgross_oKe	QP40HT55_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
MFHgross_oKe	QP40HT55_V2_Luft-WP			
MFHgross_oKe	QP40HT55_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHgross_oKe	QP40HT55_V4_Pellet	125%	120%	123%
MFHgross_oKe	QP40HTRef_V1_Gas-BW	6%	0%	3%
MFHgross_oKe	QP40HTRef_V2_Luft-WP			
MFHgross_oKe	QP40HTRef_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
MFHgross_oKe	QP40HTRef_V4_Pellet	194%	190%	192%

## 9.2 Rückwirkung geänderter Faktoren auf Nichtwohngebäude

Gebäudetyp	Für Grafik	V1: 100:00	V2: PEF_neu	V3: 50:50
<b>Büro_klein</b>	EnEV 2014_Ref_Gas-BW	6%	0%	3%
Büro_klein	EnEV 2016_V2_Luft-WP + Gas-BW	13%	0%	7%
Büro_klein	EnEV 2016_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Büro_klein	EnEV 2016_V4_Pellet + Gas-BW	31%	23%	27%
Büro_klein	QP65Umax80_V2_Luft-WP + Gas-BW	14%	0%	7%
Büro_klein	QP65Umax80_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Büro_klein	QP65Umax80_V4_Pellet + Gas-BW	26%	17%	22%
Büro_klein	QP55Umax70_V2_Luft-WP + Gas-BW	14%	0%	7%
Büro_klein	QP55Umax70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Büro_klein	QP55Umax70_V4_Pellet + Gas-BW	20%	10%	15%
<b>Büro_groß</b>	EnEV 2014_Ref_Gas-BW	10%	0%	5%
Büro_groß	EnEV 2016_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Büro_groß	EnEV 2016_V4_Pellet + Gas-BW	23%	10%	17%
Büro_groß	QP65Umax80_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Büro_groß	QP65Umax80_V4_Pellet + Gas-BW	17%	3%	10%
Büro_groß	QP55Umax70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Büro_groß	QP55Umax70_V4_Pellet + Gas-BW	17%	3%	10%
<b>Kita</b>	EnEV 2014_Ref_Gas-BW	2%	0%	1%
Kita	EnEV 2016_V2_Luft-WP + Gas-BW	9%	0%	4%
Kita	EnEV 2016_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Kita	EnEV 2016_V4_Pellet + Gas-BW	54%	51%	53%
Kita	QP65Umax80_V2_Luft-WP + Gas-BW	9%	0%	5%
Kita	QP65Umax80_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Kita	QP65Umax80_V4_Pellet + Gas-BW	54%	51%	53%
Kita	QP55Umax70_V2_Luft-WP + Gas-BW	9%	0%	5%
Kita	QP55Umax70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Kita	QP55Umax70_V4_Pellet + Gas-BW	51%	48%	50%
<b>Schule_groß</b>	EnEV 2014_Ref_Gas-BW	6%	0%	3%
Schule_groß	EnEV 2016_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Schule_groß	EnEV 2016_V4_Pellet + Gas-BW	9%	1%	5%
Schule_groß	QP65Umax80_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Schule_groß	QP65Umax80_V4_Pellet + Gas-BW	8%	0%	4%
Schule_groß	QP55Umax70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Schule_groß	QP55Umax70_V4_Pellet + Gas-BW	9%	0%	5%
<b>Hotel_groß</b>	EnEV 2014_Ref_Gas-BW+ST	8%	0%	4%
Hotel_groß	EnEV 2016_V3_Sole-WP + Gas-BW+ST	13%	0%	7%
Hotel_groß	EnEV 2016_V4_Pellet + Gas-BW	71%	59%	65%
Hotel_groß	QP65Umax80_V3_Sole-WP + Gas-BW+ST	12%	0%	6%
Hotel_groß	QP65Umax80_V4_Pellet + Gas-BW	71%	59%	65%
Hotel_groß	QP55Umax70_V4_Pellet + Gas-BW	73%	61%	67%
<b>Verbrauchermarkt</b>	EnEV 2014_Ref_Gas-BW	11%	0%	5%
Verbrauchermarkt	EnEV 2016_V2_Luft-WP + Gas-BW	16%	0%	8%
Verbrauchermarkt	EnEV 2016_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Verbrauchermarkt	EnEV 2016_V4_Pellet + Gas-BW	14%	1%	7%
Verbrauchermarkt	QP65Umax80_V3_Sole-WP	22%	0%	11%
Verbrauchermarkt	QP65Umax80_V4_Pellet + Gas-BW	16%	0%	8%
Verbrauchermarkt	QP55Umax70_V2_Luft-WP + Gas-BW	18%	0%	9%
Verbrauchermarkt	QP55Umax70_V3_Sole-WP	22%	0%	11%

