



# Rahmenbedingungen für einen optimierten Betrieb von kleinen biomassebasierten BHKW

Begleitende Analysen zum Projekt „Steigerung des Nutzens von kleinen biomassebefeuerten BHKWs durch bedarfsgerechte Regelung“ (SNuKR FKZ 03KB121)

Autoren: Christian Schraube, Daniel Fehrenbach, Enrique Kremers (EIFER), Daniel Büchner, Steffi Theurich, Kerstin Wurdinger (DBFZ)

## IMPRESSUM

### Herausgeber:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Fax: +49 (0)341 2434-133  
[info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

### Institutionelle Förderung:

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum wird institutionell gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

### Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles  
(Wissenschaftlicher Geschäftsführer)  
Daniel Mayer  
(Administrativer Geschäftsführer)

### DBFZ Report Nr. 42

Rahmenbedingungen für einen optimierten Betrieb  
von kleinen biomassebasierten BHKW  
Leipzig: DBFZ, 2021  
ISSN: 2197-4632 (Online)  
ISBN: 978-3-946629-75-7  
DOI: 10.48480/w956-8a59

### Autoren:

Christian Schraube, Daniel Fehrenbach, Enrique Kremers  
(EIFER), Daniel Büchner, Steffi Theurich, Kerstin Wurdinger  
(DBFZ)

### Bilder:

Sofern nicht am Bild vermerkt: DBFZ, Stefanie Bader (Karte),  
Jan Gutzeit, ÖkoFEN (Titel links), Spanner Re<sup>2</sup> (Titel oben)

### Copyright:

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf  
ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers  
vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot  
fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per  
Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die  
Vervielfältigung auf CD-ROM.

### Datum der Veröffentlichung:

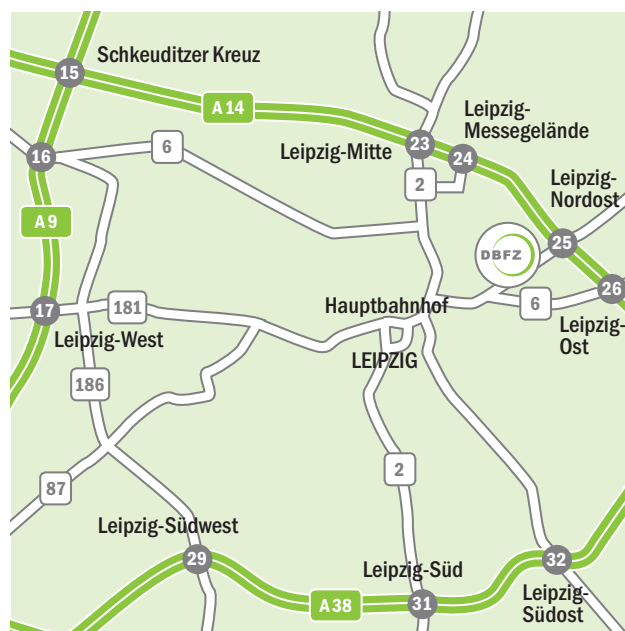
20. August 2021

## ANFAHRT

**Mit dem Zug:** Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn-Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle Bautzner Straße; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und den Haupteingang des DBFZ (Haus 1, Torgauer Str. 116) benutzen. Bitte melden Sie sich am Empfang an.

**Mit dem Auto:** Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach bft Tankstelle befindet sich das DBFZ auf der linken Seite (siehe „... mit dem Zug“).

**Mit der Straßenbahn:** Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld); Haltestelle Bautzner Straße (siehe „... mit dem Zug“)



Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikationen in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter der Adresse [www.dnb.de](http://www.dnb.de) abrufbar.

# **Rahmenbedingungen für einen optimierten Betrieb von kleinen biomassebasierten BHKW**

**Begleitende Analysen zum Projekt „Steigerung des Nutzens von  
kleinen biomassebefeuelten BHKWs durch bedarfsgerechte  
Regelung“ (SNuKR FKZ 03KB121)**

**Christian Schraube, Daniel Fehrenbach, Enrique Kremers**

EIFER Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV, Karlsruhe

**Steffi Theurich, Kerstin Wurdinger, Daniel Büchner**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Leipzig

Kontakt:

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116, 04347 Leipzig  
Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Internet: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

**Dr.-Ing. Daniel Büchner**  
Tel.: +49 (0)341 2434-543  
E-Mail: [daniel.buechner@dbfz.de](mailto:daniel.buechner@dbfz.de)

EIFER Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV  
Emmy-Noether-Straße 11, 76131 Karlsruhe  
Tel.: +49 (0)721 6105-1330  
Internet: [www.eifer.org](http://www.eifer.org)

**Christian Schraube**  
Tel.: +49 (0)721 6105-1339  
E-Mail: [schraube@eifer.org](mailto:schraube@eifer.org)

Förderkennzeichen (FKZ):

03KB121

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



**Energetische  
Biomassenutzung**

**eifer**

European Institute  
for Energy Research  
by EDF and KIT

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Zielsetzung und Inhalt der begleitenden Analysen .....	2
1.3 Technologieüberblick: Kleine biomassebasierte BHKW.....	2
1.4 Marktübersicht und Anwendungsfälle kleiner biomassebasierter BHKW.....	8
<b>2 Technische Rahmenbedingungen.....</b>	<b>10</b>
2.1 Betriebsparameter der Konversionstechnologien .....	10
2.2 Möglichkeiten der flexiblen Wärme- und Stromerzeugung.....	12
2.3 Bedingungen und Möglichkeiten im lokalen Verteilnetz .....	19
2.4 Anforderungen an die MSR-Technik für den flexiblen Betrieb .....	24
2.5 Softwarelösungen zur Einbindung von kleinen BHKW in das Energiesystem.....	35
<b>3 Ökonomische Rahmenbedingungen &amp; Förderlandschaft.....</b>	<b>36</b>
3.1 Investitionszuschüsse.....	36
3.2 Einspeisevergütungen und Zuschläge .....	36
3.3 Regulatorische Aspekte des Eigenverbrauchs .....	38
3.4 Vermarktung der Erzeugung in einem Mieterstrommodell.....	39
3.5 Teilnahme an Strommärkten über Aggregatoren oder Energie-Clouds.....	40
<b>4 Rechtliche Rahmenbedingungen.....</b>	<b>42</b>
4.1 Datenschutzrechtliche Vorgaben.....	42
4.2 Regularien zu netzseitigen Anforderungen.....	43
<b>5 Analyse der Betriebsziele &amp; Ableitung der optimierten Fahrweisen .....</b>	<b>47</b>
5.1 Akteure .....	47
5.2 Betreibermodelle .....	48
5.3 Gegenwärtig übliche Fahrweisen .....	49
5.4 Optimierte Fahrweisen.....	51
<b>6 Zusammenfassung und Bewertung.....</b>	<b>56</b>
6.1 Rahmenbedingungen für optimierte Fahrweisen.....	56
6.2 Strategien für einen optimierten Betrieb .....	57
6.3 Fazit.....	59
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>61</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>61</b>
<b>Literatur- und Referenzverzeichnis .....</b>	<b>62</b>

## Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
EU-DSGVO	Europäische Datenschutz-Grundverordnung
GL EB	Guideline Electricity Balancing
HAN	Home Area Network
iMSys	intelligente Messsysteme
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LMN	Local Metrological Network
mME	moderne Messeinrichtungen
MRL	Minutenreserveleistung
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MSR-Technik	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NC RfG	Network Code Requirements for Generators
ORC	Organic-Rankine-Cycle
OTC	Over-The-Counter
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
SMGW	Smart-Meter-Gateway
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
GL SO	System Operation Guideline
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
SRL	Sekundärregelleistung
SteuVerG	Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TAR	Technische Anschlussregeln
VPP	Virtual Power Plant
WAN	Wide Area Network

## 1 Einleitung

### 1.1 Motivation

Dieser Bericht ist das Ergebnis von begleitenden Analysen, die im Rahmen des Forschungsprojektes SNUKR („Steigerung des Nutzens von kleinen biomassebefeuerten Blockheizkraftwerken (BHKW) durch bedarfsgerechte Regelung“, FKZ 03KB121) durchgeführt wurden und erläutern technische, ökonomische und rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von kleinen biomassebefeuerten BHKW in Hinblick auf eine wirtschaftlich und stromnetzseitig vorteilhafte Fahrweise. Die Forschungsarbeit im SNUKR-Projekt zielte darauf ab, den Nutzen kleiner dezentraler biomassebasierter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Anlagen für Betreiber und Stromnetz zu erhöhen und damit einen sinnvollen Beitrag zum Umbau des Energiesystems hin zu mehr Klimafreundlichkeit aufzuzeigen.

Das Dokument wendet sich an Hersteller und Betreiber von BHKW ebenso wie an Netzbetreiber und Energiedienstleister (z. B. Aggregatoren, Contractoren), die solche Geräte in ihr Portfolio integrieren. Auch Anbieter von (Heizungs-)Regelungstechnik, sowie Planer von BHKW-basierten Heizungsanlagen sind angesprochen. Darüber hinaus bietet die Zusammenfassung der Rahmenbedingungen einen Leitfaden für politische Entscheidungen insbesondere mit Hinblick auf Förderinstrumente.

Das Forschungsprojekt SNUKR wurde von der DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum (Leipzig) gemeinnützige GmbH koordiniert und in Zusammenarbeit mit der ÖkoFEN Heiztechnik GmbH (Mickhausen) als auch dem EIFER Europäischen Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV (Karlsruhe) im Zeitraum vom 01.07.2017 bis 31.05.2021 bearbeitet. Das Projekt wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“ gefördert (FKZ 03KB121A-C)<sup>1</sup>.

Das Gesamtziel des Projektes war es, die Vorteile kleiner biomassebefuener BHKW – stetige Verfügbarkeit, Speichervermögen und teilweise Kompensation der hohen Volatilitäten von Wind- und Solarkraft in der Strom- und Wärmeerzeugung – konsequent zu nutzen und Erzeugungs- und Lastmanagement für elektrische Energienetze aus thermischen Energienetzen heraus zu betrachten. Neben der Erstellung der begleitenden Analysen waren auch die Entwicklung hocheffizienter Regelungsstrategien und darauf aufbauend der Nachweis des zusätzlichen Nutzens in der Praxis zwei weitere wichtige Arbeitsziele. Die Regelstrategien ermöglichen eine optimierte Fahrweise von kleinen biomassebefeuerten BHKW.

Kleine BHKW mit Nennleistungen von ca. 1 kW<sub>el</sub> / 10 kW<sub>th</sub> bis ca. 50 kW<sub>el</sub> / 250 kW<sub>th</sub>, die in der Regel für die Energieversorgung von Einzelgebäuden im Einsatz sind, werden heute typischerweise wärmegeführt und laufzeitoptimiert betrieben. Im vorliegenden Dokument liegt der Fokus auf den Möglichkeiten, durch bedarfsgerecht gesteuerte Einsatzzeiten Mehrwerte zu erzeugen. Dabei müssen die Betriebszeiten der Anlage flexibilisiert werden, um den Strom bedarfsgerecht in Zeiträumen zu erzeugen, in denen der Nutzen für den Anlagen- und/oder den Netzbetreiber hoch ist. Die optimalen Betriebszeiten des BHKW wurden auf der Basis eines aktuellen und prognostizierten externen Bewertungskriterium sowie des Wärmebedarfs des Versorgungsobjektes ermittelt. Die Regelalgorithmen, eingebettet in einer LabVIEW-basierten Reglerplattform, wurden in einem Hardware-in-the-Loop Test mittels Matlab/ Simulink unter Echtzeitbedingungen getestet.

---

<sup>1</sup> Projektseite: [www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/SNUKR-545](http://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/SNUKR-545)



## 1.2 Zielsetzung und Inhalt der begleitenden Analysen

Die Untersuchung der Rahmenbedingungen, die eine solche bedarfsgerechte Fahrweise beeinflussen, war neben der technischen Entwicklung, Demonstration und ökonomischen Bewertung, wesentlicher Bestandteil der Forschungsaktivität im SNUKR-Projekt. Die vorliegende Publikation fasst die Ergebnisse der Analyse der Rahmenbedingungen für eine solche Fahrweise und die daraus resultierenden Möglichkeiten, Hemmnisse und Strategien zur Markteinführung zusammen.

Grundsätzlich wird unterschieden zwischen:

- den **technischen Rahmenbedingungen**, die sich aus den Geräteeigenschaften und deren Anwendung am Standort ergeben (Abschnitt 2);
- den **ökonomischen Rahmenbedingungen**, die durch Förderbedingungen bei Errichtung und Betrieb geprägt sind und von den Regularien an den Strommärkten beeinflusst werden (Abschnitt 3);
- und den **rechtlichen Rahmenbedingungen**, die sich aus Anforderungen des Datenschutzes und stromnetzseitigen Anforderungen ergeben (Abschnitt 4).

Im Abschnitt 5 werden die Interessen der verschiedenen **Betreibergruppen**, die entsprechenden **Betriebsziele** und gegenwärtig übliche Fahrweisen analysiert. Am Ende dieses Abschnittes werden **optimierte Fahrweisen** und der mögliche Nutzen im Detail dargestellt.

Abschließend werden in Abschnitt 6 die Inhalte der vorangegangenen Abschnitte zusammengefasst, bewertet und entsprechende Handlungsempfehlungen ausgesprochen.

## 1.3 Technologieüberblick: Kleine biomassebasierte BHKW

### 1.3.1 Anwendung & Leistungsbereich

Das Projekt betrachtet kleine BHKW, wie sie typischerweise in Wohngebäuden und Gewerbeimmobilien zur direkten Heizwärme- und Trinkwarmwasserversorgung eingesetzt werden. Sie erzeugen im Betrieb gleichzeitig Wärme und Strom nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und sind mit dem Niederspannungsnetz (230 V / 400 V) auf lokaler Verteilnetzebene verbunden. Der elektrische Nennleistungsbereich dieser Geräte beginnt bei ca. 1 kW<sub>el</sub> und reicht bis ca. 50 kW<sub>el</sub> (vgl. Kasten „Erläuterung Leistungsklassen“, S. 3). Korrelierend dazu liegt die thermische Nennleistungsabgabe in einem Bereich von ca. 10 bis 250 kW<sub>th</sub>. Elektrische und thermische Leistungsabgabe sind durch die Nennwärmebelastung (eingesetzte Brennstoffleistung), die entsprechenden Wirkungsgrade (Verhältnis der entsprechenden Ausgangsleistung zur eingesetzten Brennstoffleistung) und durch die Stromkennzahl (Verhältnis der elektrischen Ausgangsleistung zur genutzten Wärmeausgangsleistung) bestimmt. Diese Kenngrößen hängen ganz wesentlich von der angewandten Konversionstechnologie sowie der Anlagengröße ab und werden im folgenden Kapitel vertieft (vgl. Abschnitt 2.1).



**Erläuterung Leistungsklassen [1]**

Eine einheitliche Klassifizierung von BHKW bzw. KWK-Anlagen existiert nicht, sie werden aber grundsätzlich nach ihrer elektrischen Nennleistung unterschieden.

In diesem Bericht werden kleine BHKW bis 50 kW<sub>el</sub> betrachtet, die sich wie folgt unterteilen lassen:

- Mikro-BHKW bis 3 kW<sub>el</sub>
- Mini-BHKW über 3 bis 20 kW<sub>el</sub>
- Midi-BHKW über 20 bis 50 kW<sub>el</sub>

Große BHKW-Anlagen werden üblicherweise folgendermaßen unterteilt:

- Mittlere BHKW-Anlagen über 50 bis 250 kW<sub>el</sub>
- Große BHKW-Anlagen über 250 bis 1.000 kW<sub>el</sub> (= 1 MW<sub>el</sub>)
- KWK-Anlagen im Megawattbereich über 1 bis 10 MW<sub>el</sub>
- Große Heizkraftwerke über 10 MW<sub>el</sub>

### 1.3.2 Konversionstechnologien und Anlagenkonzepte

Für den Einsatz in kleinen biomassebefeuerten BHKW kommen verschiedene Konversionstechnologien und Anlagenkonzepte in Frage. Grundsätzlich bestehen diese immer aus einer Verkettung mehrerer Konversionsstufen, bei denen jeweils eine Energieform in eine andere umgewandelt wird (z. B. Brennstoffenergie in Wärmeenergie).

Im einfachen Fall eines Gasmotors mit elektrischem Generator und Abgaswärmetauscher, wird ein Brennstoff erst in thermische, dann in mechanische und anschließend in elektrische Energie umgewandelt sowie parallel die anfallende Abwärme ausgekoppelt. Bei der KWK-Nutzung von Biomasse ist auf der Seite des eingesetzten Ausgangsmaterials in der Regel zuerst eine vorgelagerte Aufbereitungsstufe (z. B. Trocknung, Zerkleinerung) zu berücksichtigen und je nach Technologie eine weitere, vorgelagerte Konversionsstufe in die Anlage zu integrieren, die die Biomasse in einen von der Kraftmaschine nutzbaren Brennstoff umwandelt (z. B. die Pyrolyse von fester Biomasse zur Erzeugung eines Brenngases).

Bei der KWK-Nutzung von Festbrennstoffen in Kombination mit Kraftmaschinen ist grundsätzlich zwischen interner und externer Verbrennung zu unterscheiden. Kraftmaschinen mit externer Verbrennung werden über Wärmetauscherflächen mit dem heißen Abgas einer Verbrennung beaufschlagt und wandeln die thermische Energie in mechanische Energie um (z. B. Stirlingmotor). Kraftmaschinen mit interner Verbrennung nutzen die Expansion eines mit Luft reagierenden, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffes zur Erzeugung mechanischer Energie (z. B. Hubkolbenmotor oder Gasturbine). Im Detail existiert eine Vielzahl von verschiedenen Technologiepfaden, die unterschiedliche Konversionsprinzipien und Energieträger kombinieren, in verschiedenen Leistungsklassen anwendbar sind und unterschiedlich weit entwickelt sind.

In den nachstehenden Auflistungen werden die gängigsten Konzepte beschrieben, wobei zwischen marktfähigen und sich in Entwicklung befindlichen Technologien sowie zusätzlich nach Leistungsklassen unterschieden wird. Die folgenden zwei Anlagenkonzepte sind am Markt im Leistungsbereich kleiner biomassebasierter BHKW verfügbar und werden in den Analysen der folgenden Abschnitte im Wesentlichen betrachtet:

- **Gasmotor kombiniert mit einem Biomasse-Vergaser:** Trockene Biomasse wird in einem Vergasungsprozess in ein Synthesegas umgewandelt, welches einem Gasmotor zugeführt wird, der mit einem Generator gekoppelt ist und über einen Inverter elektrische Energie ins Niederspannungs- bzw. lokale Verteilnetz einspeist. Wärme wird im Vergaser sowie aus dem Gasmotor ausgekoppelt und einem wasserbasierten Heizkreis zur Verfügung gestellt.  
Typischer Leistungsbereich: 10 kW<sub>el</sub> – 10 MW<sub>el</sub>,  
Beispiel: Spanner Re<sup>2</sup> Holzvergaser & Blockheizkraftwerk  
<https://www.holz-kraft.com/de/produkte/holzvergaser-bhkw-hka-35-45-49.html>.
- **Stirlingmotor kombiniert mit einem Biomasse-Kessel:** Trockene Biomasse wird in einer Feuerung verbrannt, die dabei entstehenden heißen Abgase übertragen ihre Wärme an den Erhitzerkopf eines Stirlingmotors, der möglichst nah an der heißen Reaktionszone platziert ist. Der Stirlingmotor erzeugt über einen Lineargenerator oder eine Rotationsmaschine elektrische Energie und speist diese über einen Inverter Energie ins Niederspannungs- bzw. lokale Verteilnetz ein. Die Wärme wird im Wesentlichen aus den Abgasen der Feuerung und aus dem Kühlkreis des Stirlingmotors ausgekoppelt.  
Typischer Leistungsbereich: 1 – 10 kW<sub>el</sub>,  
Beispiel: ÖkoFEN Pellematic condens\_e stromerzeugende Pelletheizung  
[www.oekofen.com/de-de/pellematic-condens\\_e](http://www.oekofen.com/de-de/pellematic-condens_e).

Folgende Anlagenkonzepte sind am Markt verfügbar und weit verbreitet. Sie werden allerdings üblicherweise in einem größeren Leistungsbereich als dem betrachteten eingesetzt:

- **Gasmotor kombiniert mit einer Biomasse-Vergärungsanlage (Biogasanlage):** Nasse Biomasse wird in einem Fermenter in ein methanreiches Brenngas umgewandelt, welches einem Gasmotor zugeführt wird, der mit einem Generator gekoppelt ist und über einen Inverter elektrische Energie ins Stromnetz einspeist. Wärme wird aus dem Gasmotor ausgekoppelt und in einem wasserbasierten Heizkreis zur Verfügung gestellt.  
Typischer Leistungsbereich 50 kW<sub>el</sub> – 10 MW<sub>el</sub>,  
Beispiel: 2G Biogas BHKW Baureihe [www.2-g.com/de/biogas-bhkw](http://www.2-g.com/de/biogas-bhkw).
- **Gasturbine kombiniert mit einer Biomasse-Vergärungsanlage oder einem Biomasse-Vergaser:** Eine mit einem Generator kombinierte (Mikro-)Gasturbine wird an einer brenngaserzeugenden Konversionsanlage betrieben, die entstehende Wärme wird über Gaswärmetauscher ausgekoppelt. Bei dem Brenngas kann es sich dabei um Biomethan aus einer Biomasse-Vergärungsanlage (kurz: Biogasanlage) oder um Synthesegas aus einer Biomasse-Vergasungsanlage handeln. Diese Konversionstechnik ist, soweit bekannt, bisher nur Gegenstand der Forschung und wurde beispielsweise im Forschungsprojekt DeHoGas (FKZ 03KB047) demonstriert [2].
- **Organic-Rankine-Cycle-Maschine (ORC) kombiniert mit einem biomassebefeuereten Wärmeerzeuger:** Eine ORC-Maschine wird in den Abwärme- bzw. Abgasstrom einer Biomassekonversionsanlage eingekoppelt. Diese Maschinen werden beispielsweise zur Restwärmeverstromung nach großen Dampfkessel-basierten Biomasse-BHKW eingesetzt. Kleine Anlagen sind technisch machbar, aber, soweit bekannt, am Markt noch nicht als Standardlösung verfügbar. Technisch weit fortgeschrittene Anlagen im Leistungsbereich von 10 – 50 kW<sub>el</sub> wurden bereits in der angewandten Forschung demonstriert und in kleinen Stückzahlen installiert.  
Beispiel: Fraunhofer UMSICHT Pilotanlagen Abwärmeverstromung bei Biogasmotoren  
[www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/orc-anlage-abwaermeverstromung.pdf](http://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/orc-anlage-abwaermeverstromung.pdf).

- **Heißluftturbine kombiniert mit einem biomassebefeuerten Wärmeerzeuger:** Das Abgas eines Biomassekessels erhitzt über einen Wärmetauscher Luft, die einer Heißluftturbine zugeführt wird, welche mit einem Generator gekoppelt ist. Die Restwärme wird in weiteren Wärmetauschern in einen Heißwasserkreis ausgekoppelt. Geräte in der Leistungsklasse von ca. 100 kW<sub>el</sub> sind verfügbar. Beispiel: Schmid energy solutions Heißluftturbine HLT-100 Compact [www.schmid-energy.ch/de/heissluftturbine](http://www.schmid-energy.ch/de/heissluftturbine).

Folgende Technologien sind für kleine Leistungsbereiche geeignet, befinden sich aber noch im Entwicklungsstadium und sind daher nicht am Markt erhältlich:

- **Dampfmotor kombiniert mit einem biomassebefeuerten Wärmeerzeuger:** Das Abgas eines Biomassekessels erzeugt über einen Wärmetauscher Dampf, der einem Dampfmotor nach dem *Clausius-Rankine* Prinzip zugeführt wird, der mit einem Generator gekoppelt ist. Diese Technologie wurde beispielsweise im Förderprojekt Dampf-KWK (FKZ 03KB118) entwickelt und demonstriert: <https://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/Dampf-KWK-486>.
- **Scheibenturbine kombiniert mit einem pelletbefeuerten Wärmeerzeuger:** Das Abgas eines Pelletkessels erhitzt über einen Wärmetauscher komprimierte Luft, die einer Scheibenläuferturbine (Tesla-Turbine) zugeführt wird, welche mit einem Generator gekoppelt ist und eine Kompressorstufe antreibt. Die Restwärme wird in weiteren Abgas- und Luftwärmetauschern in einen Heißwasserkreis ausgekoppelt. Geräte in der Leistungsklasse von ca. 20 kW<sub>el</sub> befinden sich im Rahmen des chilledTURBINES-Projektes (gefördert durch ZIM/BMWi) in Entwicklung: [https://www.chilledturbines.com/pellets-mikro-bhkw\\_mit\\_scheibenturbine](https://www.chilledturbines.com/pellets-mikro-bhkw_mit_scheibenturbine).
- **Brennstoffzellen-BHKW kombiniert mit einem Biomasse-Vergaser oder einer Biomasse-Vergärungsanlage:** In einem Pyrolyse-Prozess oder einem Fermenter wird methanreiches Brenngas aus Biomasse erzeugt. Dieses wird in einem Reformierungsprozess zu einem wasserstoffreichen Brenngas konvertiert und einer Hochtemperatur-Brennstoffzelle (SOFC) zugeführt. Die Brennstoffzelle wandelt das Brenngas in einem elektrochemischen Prozess direkt in elektrische Energie und auskoppelbare Wärme um. Die Brennstoffzelle erzeugt Gleichspannung, die über einen Inverter ins elektrische Netz eingespeist wird. Brennstoffzellentechnik lässt sich prinzipiell in einem großen Leistungsspektrum skalieren (1 kW<sub>el</sub> – 1 MW<sub>el</sub>), deren Anbindung an einen Biogas-Fermenter wurde beispielsweise im EU-Projekt DEMOSOFC (FCH2-JU Programm) demonstriert: <http://www.demosofc.eu>.

Folgende Technologien setzen voraus, dass der Brennstoff in einem abgetrennten, vorgelagerten Konversionsprozess aus Biomasse gewonnen wurde und in seinen Eigenschaften entsprechenden fossilen Brennstoffen so ähnlich ist, dass der biomassebasierte bzw. biogene Brennstoff ohne große Umrüstungen in fossil befeuerten BHKW eingesetzt werden kann. Diese Varianten biomassebefeuertes BHKW werden im Folgenden ebenfalls nicht weiter betrachtet.

- **Gas-BHKW, das mit biogenem Methan aus dem Erdgasnetz betrieben wird:** Ein Gas-BHKW (mit Stirlingmotor, Gasmotor oder Brennstoffzelle) wird über einen speziellen Biogas-Tarif am Erdgasnetz betrieben. Das Biogas wird an anderer Stelle, typischerweise in einer Biogasanlage, erzeugt, gereinigt und in entsprechender Qualität als Biomethan ins Erdgasnetz eingespeist.
- **Motor-BHKW, das mit Biokraftstoff betrieben wird:** Ein Motor-BHKW wird direkt mit beispielsweise Pflanzenöl oder anderen flüssigen biogenen Kraftstoffen betrieben.

Eine weiterführende Beschreibung und ein Vergleich der verschiedenen KWK-Technologien sind in den Arbeiten von Büchner et al. [3] und Müller [4] zu finden.

### 1.3.3 Brennstoffe

Für die oben genannten Konversionstechnologien und Anlagenkonzepte im betrachteten Leistungsbereich unter 50 kW<sub>el</sub> (vgl. Abschnitt 1.3.2, Anlagenkonzepte 1 und 2) kommen typischerweise trockene, holzartige Biomassen, wie Holzpellets und Waldrestholz hackschnitzel, zum Einsatz. Grundsätzlich ist aber auch die Verwendung von Energiepflanzen, Landschaftspflegematerial und Agrarreststoffen möglich. Hierfür sind neben einem entsprechend auf den Brennstoff angepassten Anlagendesign auch brennstofftechnische Maßnahmen (z. B. zusätzliche Aufbereitungsschritte) notwendig, um einen effizienten und störungsarmen Anlagenbetrieb zu gewährleisten:

- Bei der Nutzung von Rauch- und Abgasströmen aus der Biomasseverbrennung (vgl. Anlagenkonzepte 2, 3 und 6 in Abschnitt 1.3.2) können hohe Anteile an Staub sowie korrosives Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und Chlorwasserstoff (HCl) im Rauch- und Abgasstrom auftreten, die an den nachgelagerten Wärmetauscherflächen zu Betriebsproblemen (in erster Linie Korrosion und Fouling) führen können. Um diese Probleme zu minimieren, können – je nach eingesetztem Rohmaterial – brennstofftechnische Maßnahmen wie Waschen, Mischen, Sieben oder Additivieren eingesetzt werden. [5],[6],[7],[8],[9]
- Ein störungsarmer Betrieb von Biomassefestbettvergäsern (siehe Anlagenkonzepte 1, 4 und 7 in Abschnitt 1.3.2) wird brennstoffseitig maßgeblich durch einen geeigneten Wassergehalt und Korngrößenverteilung sowie einer geringen Verschlackungsneigung des Brennstoffes gewährleistet. Gerade bei schwierigen Holzbrennstoffen kann die kombinierte Trocknung und Siebung zu einem effizienten Vergaserbetrieb mit niedrigem Wartungsaufwand beitragen. [10]

Im TATBio-Projekt (FKZ 03MAP362)<sup>1</sup> wurde unter anderem die Nutzung von Abfall- und Reststoffen technoökonomisch bewertet. Es wurde vor allem der Einsatz von Waldrestholz und Industrierestholz in Scheitholzvergaserkesseln, Pelletkesseln und Mikro-Holzgas-Blockheizkraftwerken untersucht. Dabei wurden auch die Kosten- und Umweltvorteile von Reststoffen im Ergebnis hervorgehoben: „Bei der technoökonomischen Analyse zeigten Konversionstechnologien die geringsten Gestehungskosten, Treibhausgas-Emissionen und Treibhausgasvermeidungskosten, wenn diese Abfall- und Reststoffe anstelle von Anbaubiomassen einsetzen“. [11]

Bestätigt wird die Eignung von Waldrestholz und Landschaftspflegeholz auch durch eine detaillierte Analyse der Eigenschaften der Abfall- und Reststoffe im BioRest-Projekt (FKZ 3716 431020)<sup>2</sup>. Beide Einsatzstoffe weisen eine geeignete Stückigkeit und einen geringen Anteil an Störstoffen auf. [12]

Nasse Biomassen, wie sie in Biogasanlagen zum Einsatz kommen, sowie gasförmige bzw. flüssige Biobrennstoffe, die den Qualitätsanforderungen vergleichbarer fossiler Energieträger genügen (Biomethan, Biodiesel, Bioethanol, etc.), werden in dieser Analyse nicht weiter betrachtet.

<sup>1</sup> Projektseite TATBio: <https://www.ufz.de/index.php?de=46332>

<sup>2</sup> Projektseite BioRest: <https://www.ifeu.de/projekt/biorest-verfuegbarkeit-und-nutzungsoptionen-biogener-abfall-und-reststoffe-im-energiesystem/>



Abbildung 1 Links: Holzpellets, Sägespäne, © Janet Witt (DBFZ); Rechts: Waldhackschnitzel, © Andreas Pilz (DBFZ)



## 1.4 Marktübersicht und Anwendungsfälle kleiner biomassebasierter BHKW

Im Leistungsbereich unterhalb 50 kW<sub>el</sub> befinden sich derzeit in erster Linie Holzvergaser-BHKW, bei denen die Stromerzeugung mittels Verbrennungsmotoren erfolgt, im Einsatz (vgl. Tabelle 1). Die Vorteile dieser Technologiekombination liegt im Wesentlichen in der Robustheit der verwendeten Komponenten und dem elektrischen Wirkungsgrad von etwa 25 %.

Neben den Holzvergasern ist unterhalb 50 kW<sub>el</sub> die Stirling-Technik verfügbar, die insbesondere im kleinsten Leistungsbereich (Mikro-BHKW) von einigen Herstellern verfolgt wurde bzw. wird, da sich der Stirling-Motor mit einfacher Technik sehr klein skalieren lässt. Am Markt ist derzeit nur der Pellematic Condens\_e der Firma ÖkoFEN verfügbar, bei dem der 1 kW<sub>el</sub> Stirlingmotor der Firma Microgen zum Einsatz kommt. Tabelle 1 zeigt die derzeit verfügbaren BHKW im Leistungsbereich unterhalb 50 kW<sub>el</sub>.

Klassische Dampfkraftprozesse haben sich aufgrund der hohen Investitionen und des niedrigen Wirkungsgrades von Kleinst-Turbinen bisher nicht etablieren können. Aus ähnlichen Gründen hat sich die Verwendung von ORC-Technik im kleinen Leistungsbereich bisher ebenfalls nicht durchsetzen können [3].

Tabelle 1 Am Markt erhältliche kleine biomassebefeuerte BHKW (bis 50 kW<sub>el</sub>)<sup>1,2</sup>

Hersteller	Anlagen weltweit	Produkt	Brennstoff	Nennleistung kW <sub>el</sub> / kW <sub>th</sub>
<b>Holzvergasung + interner Verbrennungsmotor</b>				
Burkhardt GmbH	260	smartblock 50 T	Holzpellets	50 / 110
Glock Ökoenergie GmbH	53	GGV 1.7	Holzpellets	18 / 44
		GGV 2.7	Holz hackschnitzel	55 / 110
LiPRO Energy GmbH	12	HKA 30	Holz hackschnitzel	30 / 70
		HKA 50		50 / 110
Spanner Re <sup>2</sup> GmbH	> 800	HKA 35	Holz hackschnitzel	35 / 79,5
		HKA 45		45 / 102,2
		HKA 49		49 / 111,3
<b>Verbrennung im Pelletkessel + Stirlingmaschine</b>				
ÖkoFEN Heiztechnik GmbH	72	condens_e	Holzpellets	0,6 / 10 – 16

Die installierte elektrische Anschlussleistung kleiner Holzvergaser-BHKW lässt sich für Deutschland nur grob abschätzen, dürfte aber ausgehend von ca. 550 Anlagen (bis 2019, in allen Leistungsklassen<sup>3</sup>) einen Wert von ca. 35 MW<sub>el</sub> nicht überschreiten. Die gesamte installierte elektrische Anschlussleistung aus Pellet-Stirling-BHKW dürfte derzeit deutschlandweit bei ungefähr 40 installierten Anlagen in der Größenordnung von ca. 24 kW<sub>el</sub> liegen.

<sup>1</sup> Quelle: Fördergesellschaft Erneuerbare Energie e.V. (2020) „Holzgas-Branchenguide 2020“ und eigene Recherche, [https://fee-ev.de/images/FEE\\_\\_Holzgas\\_Branchenguide\\_2020.pdf](https://fee-ev.de/images/FEE__Holzgas_Branchenguide_2020.pdf)

<sup>2</sup> Quelle: <https://www.oekofen.com/de-de/myenergy365>, abgerufen am 27.07.2021

<sup>3</sup> Quelle: Webauftritt Fördergesellschaft Erneuerbare Energie e.V., <https://fee-ev.de/themen/holzgas/zahlen-und-daten#deutschland>, abgerufen am 27.05.2021

### Anwendungsfälle

Beide Anlagentypen (Holzvergaser- und Stirling-BHKW) weisen unterschiedliche Charakteristika auf und zielen auf verschiedene Anwendungsfälle ab.

Das **Stirling-BHKW** von ÖkoFEN weist eine Stromkennzahl von ca. 0,05 auf, d. h. die erzeugte Strommenge ist sehr klein im Vergleich zur erzeugten Wärmemenge. Dennoch ist die elektrische Nennleistung von 0,6 bis 1,0 kW<sub>el</sub> für die Deckung der elektrischen Grundlast von privaten Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben gut geeignet. Gleichzeitig ist die thermische Nennleistung im Bereich zwischen 10 und 16 kW<sub>th</sub> gut geeignet zur alleinigen Deckung des Wärmebedarfs von Ein- bis Zweifamilienhäusern. Unabhängig vom Einsatzzeitpunkt des BHKW ist demnach eine hohe Eigennutzung der Stromerzeugung möglich. Das Stirling-BHKW richtet sich daher vor allem an Kunden, die an einer hohen Eigennutzung und Eigenbedarfsdeckung sowie an einer gewissen Stromautarkie interessiert sind. Der wartungs- und betreuungsarme Betrieb in Kombination mit einer geringen Geräuschentwicklung prädestinieren ihn für den Einsatz in privaten Haushalten. Das zeigt sich auch an den bisherigen Einsatzgebieten, die im Wesentlichen im privaten Bereich liegen.

Gängige kleine **Holzvergaser-BHKW** weisen Stromkennzahlen zwischen 0,4 und 0,5 mit elektrischen Nennleistungen zwischen 18 und 55 kW<sub>el</sub> auf. Die hohe elektrische Leistung lässt sich in der Regel nur zu einem geringen Teil vor Ort nutzen, d. h. üblich sind nur geringe Eigennutzungsanteile. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen hängt daher wesentlich von den jeweils möglichen Stromverkaufserlösen ab. Bisher hat sich deshalb bei Klein-Vergasern der Einsatz zur Wärme-Grundlastdeckung durchgesetzt. Aufgrund des vergleichsweise betreuungs- und wartungsintensiven Betriebs und der hohen Geräuschentwicklung sind Klein-Vergaser bisher im Wesentlichen im gewerblichen Umfeld oder bei einem ganzjährig hohen Wärmebedarf (z. B. Holzverarbeitendes Gewerbe, Landwirtschaft, Brennstofftrocknung) anzutreffen.



## 2 Technische Rahmenbedingungen

### 2.1 Betriebsparameter der Konversionstechnologien

Entsprechend dem Technologieüberblick in Abschnitt 1.3.2 wurden für die weiteren Betrachtungen die beiden biomassebasierten Technologien für kleine BHKW ausgewählt, die zu Beginn des Projektes am Markt verfügbar waren. Dabei handelt es sich zum einen um Gasmotoren kombiniert mit einem Biomassevergaser und zum anderen um Stirlingmotoren kombiniert mit einem Pelletkessel. Diese im Folgenden betrachteten Konversionstechniken unterscheiden sich in ihren Betriebsparametern, die sowohl für einen stationären als auch für flexiblen Betrieb relevant sind. In Tabelle 2 (S. 11) sind typische Kennwerte für die betrachteten Konversionstechniken dargestellt.

Dies sind einerseits **stationäre Kennwerte**, die für den thermisch eingeschwungenen Zustand der Anlage im Nennbetrieb bestimmt werden. Diese Größen sind maßgebend für die Anlagenauslegung und folglich für die zu erwartende Anlagenauslastung, d. h. die jährlichen Betriebsstunden und die entsprechende jährliche Erzeugung. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass der Nennbetrieb in der Praxis in der Regel von den Herstellerangaben abweicht. Ursache dafür sind unter anderem schwankende Brennstoffqualitäten und abweichende Temperaturniveaus der Wärmeauskopplung.

**Stationäre Kennwerte** (jeweils im Nennbetrieb)

- **Brennstoffleistung:** Energieinhalt des eingesetzten Brennstoffes pro Zeiteinheit (aus Heizwert und Massenfluss des Brennstoffes berechnet)
- **Elektrische bzw. thermische Ausgangsleistung:** abgegebene Leistung am Netzanschluss bzw. am Heizkreisanschluss, sowohl als Maximalwert (entspricht üblicherweise dem Nennwert) als auch als Minimalwert
- **Elektrischer bzw. thermischer Wirkungsgrad:** Verhältnis von elektrischer bzw. thermischer Ausgangsleistung zu zugeführter Brennstoffleistung
- **Gesamtwirkungsgrad:** Summe aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad
- **Stromkennzahl:** Verhältnis von elektrischer zu thermischer Ausgangsleistung

Andererseits spielen für den flexiblen Betrieb **dynamische Kennwerte** eine wichtige Rolle. Diese beschreiben die Zeitkonstanten von An- und Abfahrvorgängen sowie die Möglichkeit und Dynamik eines Teillastbetriebes. Biomassebefeuerte BHKW sind in der Regel weniger flexibel als vergleichbare Geräte, die andere Primärenergieträger benutzen. Dies liegt am festen Aggregatzustand des Brennstoffs, der im Vergleich zu gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen grundsätzlich längere Zündzeiten hat und bei einem Stopp der Brennstoffzufuhr länger nachbrennt. Seine thermo-chemische Umsetzung kann darüber hinaus nur in einem engeren Leistungsbereich als beispielsweise in einem Gasbrenner optimiert werden.

### Dynamische Kennwerte

- **Startdauer:** Zeitdauer von Kalt- bzw. Warmstart bis zum Erreichen der minimalen bzw. Nennausgangsleistung (elektrisch und thermisch)
- **Stoppdauer:** Zeitdauer vom Abschalten bis zum Stopp von Strom- und Wärmeabgabe
- **Startrampe bzw. Stopprampe:** Steilheit der zeitabhängigen Leistungsänderung als Leistungssteigerung beim Startvorgang bzw. Leistungsabfall beim Stoppvorgang
- **Positive und negative Leistungsrampen:** Steilheit der zeitabhängigen Leistungsänderung bei Lastwechseln
- **Modulationsbereich:** Leistungsbereich, in dem die Fähigkeit vorhanden ist dauerhaft bei akzeptablen Wirkungsgraden bei verminderter Strom- bzw. Wärmeabgabe zu fahren (auch als Teillasthub bezeichnet), entspricht in der Regel dem angegebenen Bereich zwischen Maximal- und Minimalleistung

Eine detaillierte Betrachtung der Kennwerte zur Beschreibung der Anlagenflexibilität findet sich in Abschnitt 2.2.3.

Tabelle 2 Typische Betriebsparameter von kleinen biomassebefeuelten BHKW (< 50 kW<sub>el</sub>)

Parameter	Vergaser mit Gasmotor	Pelletkessel mit Stirlingmotor
Wirkungsgrad elektrisch:	15 – 25 %	5 – 12 %
thermisch:	50 – 70 %	70 – 85 %
Stromkennzahl	0,3 – 0,4	0,05 – 0,15
Startdauer	15 – 120 Minuten	15 – 30 Minuten
Fähigkeit zur Leistungsmodulation	in der Regel nur äußerst geringe Modulationsfähigkeit von kleinen Vergasungsreaktoren möglich	modulierender Betrieb des Kessels möglich, allerdings bei deutlich sinkendem elektrischen Wirkungsgrad

## 2.2 Möglichkeiten der flexiblen Wärme- und Stromerzeugung

### Erläuterung Flexibilität

**Einsatzflexibilität:** Der möglichst freien Wahl des Erzeugungszeitraumes eines kleinen BHKWs sind durch die Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung Grenzen gesetzt. Insbesondere die Wärmeerzeugung hat vor allem technische Randbedingungen zu erfüllen, die aus dem Wärmebedarf entstehen. Auf der einen Seite kann ein Betrieb zwingend notwendig sein, z. B. bei einem hohen Wärmebedarf oder einem ausgekühlten Wärmespeicher. Auf der anderen Seite kann ein Betrieb ausgeschlossen sein, um ein Überhitzen des Wärmeversorgungssystems zu vermeiden, z. B. wenn kein Wärmebedarf vorhanden ist oder bei durchgeheiztem Wärmespeicher. Die Flexibilisierung des Betriebs heißt in der Regel, die Betriebszeiträume so anzupassen, dass auch die Stromerzeugung zu einem günstigen Zeitpunkt erfolgt.

**Betriebsflexibilität:** Die Fähigkeit zur Leistungsmodulation eines BHKWs kann grundsätzlich auch der Flexibilisierung dienen, indem entweder die elektrische oder die thermische Ausgangsleistung dem Bedarf angepasst wird. Speziell bei den betrachteten kleinen KWK-Technologien ist eine Leistungsmodulation jedoch nur eingeschränkt möglich bzw. geht mit Wirkungsgradeinbußen einher.

**Brennstoffflexibilität:** Ein weiterer Aspekt der Flexibilität von kleinen BHKW ist der Brennstoffwechsel innerhalb des Betriebes. Dadurch kann der Anlagenbetrieb auf die Verfügbarkeit von Einsatzstoffen mit unterschiedlichen Eigenschaften angepasst werden. Im Sinne des wirtschaftlichen Betriebes der Gesamtanlage zielt die Brennstoffflexibilität auf die Reduzierung der Brennstoffkosten ab. Für die Sicherstellung einer hohen Anlageneffizienz und eines fehlerfreien Betriebes, auch bei einer schnellen Änderung des Einsatzstoffes, sind entsprechende online-Messverfahren für die zeitlich hochaufgelöste Erfassung der Brennstoffeigenschaften erforderlich. Diese sind allerdings derzeit noch Gegenstand der Forschung (z. B. Projekt oNIReduce FKZ 22033218 [13]) und werden nicht standardmäßig verbaut, so dass bisher nur mit langsamen Brennstoffwechseln gearbeitet oder sogar ganz drauf verzichtet wird.

### 2.2.1 Freiheitsgrade für Betriebszeiträume (Erzeugungsmanagement)

Da Strom- und Wärmebedarf in den verschiedenen Anwendungsfällen selten optimal, d. h. gleichzeitig und in der Erzeugung entsprechenden Verhältnis auftritt, ist es nötig durch eine Entkopplung für mehr Freiheitsgrade im Betrieb zu sorgen. Die Energieerzeugung muss also entweder strom- oder wärmeseitig vom Verbrauch entkoppelt werden, was die Integration von entsprechenden Energiespeichern (Wärme- oder Stromspeicher) oder die Kopplung an ein Energienetz erfordert. Im für kleine BHKW typischen Anwendungsfall in Wohn- oder Gewerbeimmobilien ist in der Regel ein Anschluss ans Stromnetz vorhanden, jedoch meist keiner an ein Wärmenetz. Dadurch sind die Betriebszeiträume durch den Wärmebedarf vorgegeben. Jedoch kann der Betrieb des Erzeugers durch einen am Ort vorhandenen Wärmespeicher flexibilisiert werden. Die Über- bzw. Unterdeckung des Strombedarfs kann über den Netzanschluss ausgeglichen werden.

Das grundsätzliche Betriebsziel für eine flexible Regelung lautet also: Verschieben des Betriebszeitraumes des BHKWs, so dass der lokale Wärmebedarf jederzeit gedeckt ist und die Stromerzeugung zusätzlich in einem günstigen Zeitintervall stattfindet (z. B. bei hohem Strombedarf oder in Spitzenlastzeiten). Folgende grundlegende Freiheitsgrade stehen bei kleinen BHKW zur Verfügung, die zum Erreichen dieses Betriebsziels in einer Steuerung verwendet werden können.

### **Entkopplung des Wärmebedarfs von der Wärmeerzeugung:**

Kleine biomassebefeuerte BHKW sind in der Regel an einen Wärmespeicher angebunden, der die Entkopplung von Bedarf und Erzeugung ermöglicht. Weiterhin sind Gebäude aufgrund ihrer großen Wärmekapazität (in Form der Gebäudemasse) thermisch sehr träge, das heißt, dass kurzzeitig Verschiebungen und Unterbrechungen der Wärmeerzeugung kaum bemerkt werden. Dies gilt insbesondere in Neubauten mit guter Isolierung und geringem Wärmeverlust. Je nach Gebäude und Außentemperatur kann in diesem Fall die Wärmeerzeugung bis zu einer Stunde unterbrochen werden, ohne dass die Raumtemperatur merklich sinkt.

Die wesentlichen Systemparameter, die das Verschiebepotential definieren, sind die Nennwärmeleistung des BHKWs einerseits im Verhältnis zum Volumen des Wärmespeichers und andererseits im Verhältnis zur Wärmelast des Gebäudes (vgl. Abschnitt 0). Eine hohe Nennwärmeleistung im Verhältnis zur Wärmelast ermöglicht ein großes Verschiebepotential, reduziert aber auch die Anzahl der jährlichen Vollbenutzungsstunden<sup>1</sup>. Ein großer Energiespeicher im Verhältnis zu Nennwärmeleistung und Wärmelast vergrößert das Verschiebepotential, erhöht aber auch die Speicherwärmeverluste und die Investitionskosten für den Speicher.

In sommerlichen Schwachlastphasen entsteht der Wärmebedarf häufig durch die Trinkwarmwasserbereitstellung. Diese ist meist mit einem Warmwasserspeicher ausgestattet, der entweder direkt erwärmtes Trinkwasser bevorratet oder über einen Wärmetauscher (z. B. Frischwasserstation) Trinkwasser bei Bedarf erwärmt. Je nach Größe des Speichers kann die Wärmebelastung vom Verbrauch gut entkoppelt werden. Daraus resultiert ein großes Verschiebepotential für die BHKW-Betriebsphasen im Sommer, die aber aufgrund des vergleichsweise niedrigen Wärmebedarfs kurz sind.

### **Entkopplung des Strombedarfs von der Stromerzeugung:**

Die Entkopplung von Bedarf und Erzeugung auf elektrischer Seite kann durch Batteriespeicher am Standort der Anlage realisiert werden. Eine solche Entkopplung ermöglicht dann einen rein wärmegeführten Betrieb des BHKWs, da der Strombedarf flexibel aus dem Speicher gedeckt werden kann. Diese Flexibilität wird durch die Größe des Speichers im Verhältnis zur elektrischen Spitzen- und Durchschnittslast am Standort bestimmt. Die Kombination mit einer lokalen Photovoltaikanlage (PV) ist möglich. Ein Lastmanagement des Strombedarfs, das verschiebbare Lastspitzen über den Tag verteilt, kann dabei eine sinnvolle Ergänzung sein. Eine weitere Möglichkeit der Entkopplung von Strombedarf und -erzeugung stellen Anbieter von Energie-Clouds bzw. Energie-Communities dar (vgl. Abschnitt 3.5), die eine lokale Entkopplung von Strombedarf und -erzeugung durch ein Verbrauchs- und Bereitstellungsmanagement unter Zuhilfenahme des Stromnetzes realisieren.

### **Kombinierte Konzepte:**

Die Kombination eines BHKW mit Wärmespeicher und einer PV-Anlage mit Stromspeicher ermöglicht bei richtiger Dimensionierung einen nahezu vollständig netzunabhängigen Betrieb selbst in kleinen Gebäuden. Im Sommer (bzw. wenn die tägliche PV-Erzeugung den Strombedarf übersteigt) kann überschüssige Stromerzeugung zur Trinkwarmwassererwärmung verwendet werden (Power-to-Heat). Im Winter und in den Übergangszeiten wird der Strombedarf aus BHKW- und PV-Erzeugung gedeckt und der Wärmebedarf aus der BHKW-Wärmeerzeugung. Tageszeitliche Lastschwankungen und Erzeugungslücken

---

<sup>1</sup> Vollbenutzungsstunden sind ein Maß für die Auslastung der Anlage und werden aus der realen Jahreserzeugung sowie der Nennleistung berechnet. Der Betrieb in Teillast reduziert die Anzahl der Vollbenutzungsstunden entsprechend, das Maximum liegt bei 8.760 h (365 Tage mit je 24 h bei Vollast).

können von Strom- und Wärmespeicher ausgeglichen werden, wenn diese ausreichend groß dimensioniert werden. Strombedarfsseitig wäre auch hier ein zusätzliches Lastmanagement sinnvoll.

### 2.2.2 Einfluss des Anlagenkonzeptes auf die Flexibilität

BHKW-basierte Wärmeversorgungsanlagen lassen sich in zwei grundlegende Anlagenkonzepte unterscheiden. Sie können entweder **monovalent** mit nur einem Wärmeerzeuger oder **bi-/multivalent** mit zwei bzw. mehreren Wärmeerzeugern ausgestattet sein. In Abschnitt 5.3 sind die sich daraus ableitenden üblichen Fahrweisen beschrieben. Die Flexibilität für den BHKW-Betrieb stellt sich bei den beiden Anlagenkonzepten unterschiedlich dar.

#### Monovalente Anlagen:

In monovalenten Anlagen ist die Größe des Energiespeichers entscheidend für eine Flexibilisierung des Betriebes. Das BHKW muss den gesamten Wärmebedarf des Gebäudes abdecken, was die Flexibilität des Betriebes einschränkt. In solchen Anlagen ist der Wärmeerzeuger groß ausgelegt, um auch Spitzenlastzeiten im Winter zuverlässig abdecken zu können. Dies ermöglicht bei einem ausreichend großen Wärmespeicher relativ viel Verschiebepotential des Betriebs in Übergangs- und Schwachlastzeiten.

#### Bi-/multivalente Anlagen:

Für multivalente Anlagen besteht durch die Anwesenheit mehrerer Wärmeerzeuger und der kleineren Leistung der einzelnen Erzeuger prinzipiell ein größeres Potential für einen flexiblen Betrieb des BHKWs. Ist das BHKW allerdings so klein ausgelegt, dass es auch in Schwachlastzeiten eine hohe Anzahl von Betriebsstunden erzielen kann, d. h. als Grundlastgerät (typische Anwendung in Mehrfamilienhäusern und Wärmenetzen), ist eine Flexibilisierung des Betriebes nicht möglich. Grundlastgeräte sollen eine möglichst hohe Anzahl an jährlichen Vollbenutzungsstunden erreichen, damit ist der Dauerbetrieb des BHKWs das Betriebsziel. Ist das BHKW größer ausgelegt und dienen die zusätzlichen Wärmeerzeuger nur der Abdeckung der Spitzenlasten, wird eine flexible Fahrweise über weite Teile des Jahres möglich.

### 2.2.3 Flexibilisierungsparameter

Im Kapitel „Flexible Bereitstellung von Bioenergie“ des am DBFZ herausgegebenen Methodenhandbuchs „Stoffstromorientierte Bilanzierung des Klimagaseffektes“ [14] aus der Schriftenreihe „Energetische Biomassenutzung“ werden qualitative Eigenschaften und quantitative Indikatoren für die Bewertung der Flexibilität von KWK-Anlagen beschrieben. Diese sind auch für kleine biomassebasierte BHKW anwendbar und werden im Folgenden zusammengefasst. Weitergehende Veröffentlichungen am DBFZ vertiefen diese Betrachtungen unter Verwendung desselben Beschreibungsansatzes. [15],[16]

Die im Folgenden genannten Eigenschaften und Indikatoren beschreiben vorrangig die Flexibilität der Stromerzeugung, da diese bei einer Flexibilisierung des Betriebes üblicherweise im Vordergrund steht. Grundsätzlich lassen sich die Parameter aber auch auf die Wärmeerzeugung übertragen. Da ein BHKW immer sowohl elektrische als auch thermische Energie bereitstellt, ist es naheliegend, von einem ähnlichen zeitlichen Verlauf der Ausgangsleistungen auszugehen. Folglich werden sich die Zeitkonstanten des dynamischen Betriebsverhaltens hinsichtlich elektrischer und thermischer Erzeugung nicht signifikant unterscheiden, wohingegen die Verlaufsprofile der Ausgangsleistungen Unterschiede erwarten lassen. Diese Unterschiede im dynamischen Verhalten sind technologiespezifisch und müssen deshalb im Einzelfall betrachtet werden.

In der konkreten Anwendung ist die elektrische Ausgangsleistung eines Vergaser-Gasmotor-BHKWs beim Kaltstart in der Aufheizphase des Vergasers gleich null, bis die Gasproduktion stabilisiert ist. Danach steigt sie beim Start des Motors typischerweise schnell in wenigen Minuten auf Nennleistung (vgl. Abbildung 5-8 aus Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung des Klimagaseffektes [15]).

Bei einem Kessel-Stirling-BHKW dagegen startet die Stromproduktion bereits bei niedrigen Feuerraumtemperaturen, kurz nach dem Start der Verbrennung und erhöht sich dann langsam über die gesamte Startphase mit ansteigender Feuerraumtemperatur auf die Nennleistung (ca. 15 – 30 min, vgl. Tabelle 2, S. 11).

Für die **qualitative Bewertung** des flexiblen Betriebes werden drei aggregierte Eigenschaften definiert, denen sich qualitative Indikatoren zuordnen lassen, wie in Abbildung 2 (nach Holzhammer et al. 2016 [17]) dargestellt:

- **Leistungsfähigkeit** benennt den Zeitraum, innerhalb dessen die maximale Nennleistung im Jahresverlauf aktiv sein kann.
- **Reaktionsfähigkeit** ist die Fähigkeit, auf die Veränderung des Bedarfs mittels Änderung der Leistung zu reagieren.
- **Bedarfsanpassungsfähigkeit** ist die Fähigkeit, Stillstandzeiten und Stromproduktions- sowie Stromaufnahmezeiten am Stück zu realisieren.

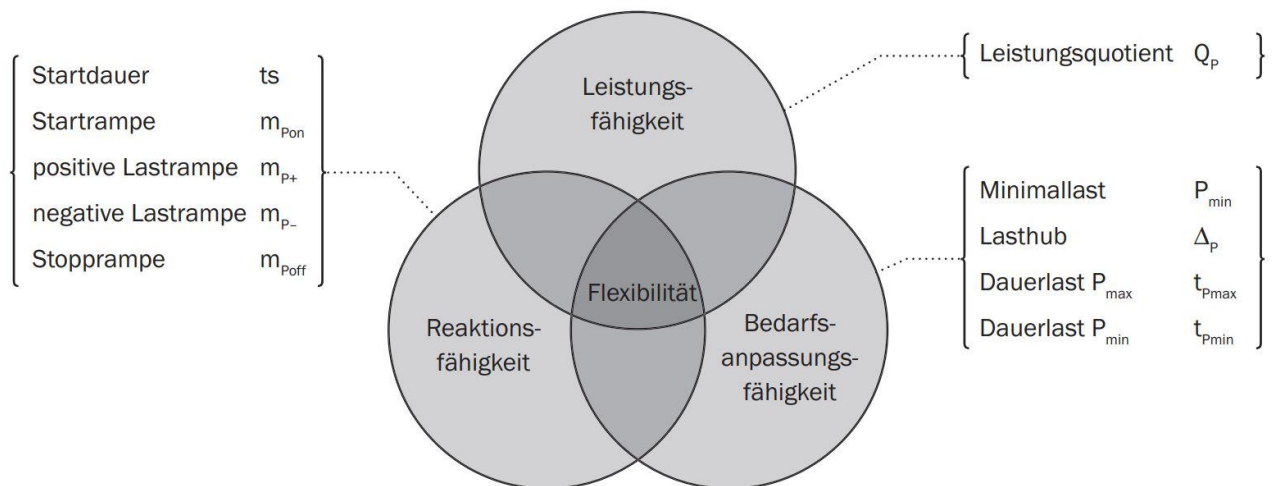


Abbildung 2 Aggregierte Aspekte der Flexibilität und zugehörige Kennzahlen (Quelle: „Flexible Bereitstellung von Bioenergie“ aus Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung des Klimagaseffektes, Abbildung 5-6 [15])

Für die **quantitative Bewertung** der Flexibilität eines BHKWs und der Gesamtanlage werden verschiedene anlagenspezifische Kennzahlen benötigt. Sie werden aus den folgenden stationären Kennwerten (vgl. Abschnitt 2.1) und entsprechenden Zeitkonstanten der jeweiligen Anlage am Standort errechnet:

- **Maximallast**  $P_{inst}$ : maximale installierte Ausgangsleistung, häufig gleich Nennleistung
- **Minimallast**  $P_{min}$ : minimale Ausgangsleistung
- **Leistung bei Stillstand**  $P_0$ : typischerweise gleich 0 kW
- **Bemessungsleistung**  $P_{Bem}$ : Jahresdurchschnitt der Ausgangsleistung am Standort

Abbildung 3 zeigt schematisch den typischen zeitlichen Verlauf des Betriebszyklus eines BHKWs vom Start über Nennbetrieb bis zur Abschaltung und veranschaulicht die qualitativen Flexibilitätsindikatoren. Vereinfachend wird bei den Rampen ein lineares Antwortverhalten angenommen. Der Anstieg kann aus dem Quotienten der Leistungsänderung sowie der Zeitspanne  $\Delta_t$  für die Leistungsänderung berechnet werden. In der realen Anlage werden diese möglicherweise gestuft gefahren und verhalten sich nicht-linear.

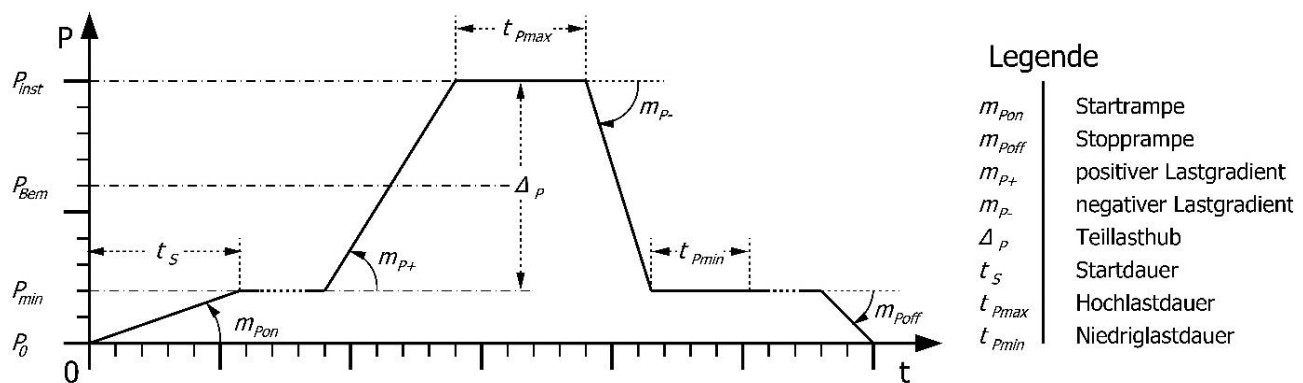


Abbildung 3 Anlagenspezifische Flexibilitätsindikatoren (Quelle: „Flexible Bereitstellung von Bioenergie“ aus Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung des Klimagaseffektes, Abbildung 5-7 [15])

Die Flexibilitätsindikatoren werden wie folgt in vier Kategorien eingeteilt und berechnet:

**I. Laständerungsgeschwindigkeit:**

In dieser Kategorie sind Kennzahlen definiert, die das dynamische Verhalten der Strom- bzw. Wärmelast der Anlage beschreiben und damit ihre zeitliche Reaktionsfähigkeit abbilden. Die Kennzahlen für das Startverhalten unterscheiden sich bei Warm- bzw. Kaltstart und sind deshalb jeweils für beide Fälle zu ermitteln. Es wird eine minimale Stillstandszeit von 15 min als Kriterium für einen Kaltstart vorgeschlagen. Alternativ ist auch die Vorgabe von Temperaturgrenzen für die Unterscheidung von Warmstart und Kaltstart denkbar. In der Regel können beim Warmstart steilere Lastrampen als beim Kaltstart gefahren werden.



1. **Startdauer**  $t_S$ : Zeitspanne vom Start bis zum Erreichen der Minimallast (in min)
2. **Startrampe**  $m_{Pon}$ : Anstieg der Last bezogen auf die Maximallast (relativer Anstieg bzw. Steilheit) während der Startphase (Anfahrvorgang) (in %/min)

$$m_{Pon} = (P_{min} - P_0)/(P_{inst} \cdot \Delta_t) \quad (2-1)$$

3. **Stopprampe**  $m_{Poff}$ : Anstieg der Last bezogen auf die Maximallast (relativer Anstieg bzw. Steilheit) während der Stopphase (Abschalten- bzw. Abfahrvorgang) (in %/min)

$$m_{Poff} = (P_0 - P_{min})/(P_{inst} \cdot \Delta_t) \quad (2-2)$$

4. **Positive Rampe**  $m_{P+}$ : Anstieg der Last bezogen auf die Maximallast (relativer Anstieg bzw. Steilheit) während einer positiven Laständerung (in %/min)

$$m_{P+} = (P_{inst} - P_{min})/(P_{inst} \cdot \Delta_t) \quad (2-3)$$

5. **Negative Rampe**  $m_{P-}$ : Anstieg der Last bezogen auf die Maximallast (relativer Anstieg bzw. Steilheit) während einer negativen Laständerung (in %/min)

$$m_{P-} = (P_{min} - P_{inst})/(P_{inst} \cdot \Delta_t) \quad (2-4)$$

## II. Regelbreite:

In dieser Kategorie werden Kennzahlen definiert, die den Leistungsbereich des BHKWs beschreiben.

6. **Maximaler Teillasthub**  $\Delta_P$ : relative Differenz zwischen Minimallast und Maximallast bezogen auf die Maximallast in (%)

$$\Delta_P = (P_{inst} - P_{min})/P_{inst} \quad (2-5)$$

7. **Relative Minimallast**  $P_{min-r}$ : Quotient aus Minimallast und Maximallast (in %)

$$P_{min-r} = P_{min}/P_{inst} \quad (2-6)$$

## III. Lasterbringungszeiträume:

Diese Werte beschreiben Einschränkungen bezüglich der Dauer des unterbrechungsfreien Betriebes der Anlage.

8. **Maximale Dauerlastfähigkeit**  $t_{P_{inst}}$ : maximale Zeitspanne für unterbrechungsfreien Betrieb bei Maximallast (in h)

9. **Minimale Dauerlastfähigkeit**  $t_{P_{min}}$ : maximale Zeitspanne für unterbrechungsfreien Betrieb bei Minimallast (in h)

## IV. Verhältnis von Leistung und Arbeit:

Diese Kennzahlen beschreiben das Verhältnis von installierter Leistung zu tatsächlichem Bedarf.

10. **Leistungsquotient**  $Q_P$ : Maß für das Verhältnis von installierter Leistung zur Bemessungsleistung (auch als „Überbauung“ bezeichnet)

$$Q_P = P_{inst}/P_{Bem} \quad (2-7)$$

11. **Vollbenutzungsstunden**  $vbh$ : Anzahl der Vollbenutzungsstunden

$$vbh = 8.760/Q_P \quad (2-8)$$

## 2.2.4 Dimensionierung von Wärmespeichern

Das Verschiebepotential der Wärmeerzeugung von kleinen biomassebasierten BHKW entsteht, wie in 2.2.1 beschrieben, durch die Wärmepufferung in einem Heißwasserspeicher. Das Speichervolumen ist dabei der wesentliche Faktor, der über die Dauer einer Pufferung bzw. die Menge an speicherbarer Wärmeenergie entscheidet. Typische Biomassekesselanlagen sind mit Pufferspeichern ausgerüstet, deren Größe zwischen 30 und 60 Liter je kW Nennwärmeleistung liegt. Dies ist im Wesentlichen durch die Vorgaben für das bisherige Förderprogramm des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) „Heizen mit Erneuerbaren Energien“ getrieben, das für Pellet- bzw. Scheitholzessel eine Mindestspeichergröße von 30 bzw. 55 Liter/kW<sub>th</sub> für eine Förderfähigkeit gefordert hat [18]. Bei diesen Speichergrößen liegt das Verschiebepotential unterhalb 60 Minuten und ist somit nicht ausreichend für eine wesentliche Flexibilisierung der Wärmeerzeugung. Für eine signifikante Erweiterung des Verschiebepotenzials ist eine Speichergröße erforderlich, die eine kontinuierliche Wärmeerzeugung durch das BHKW bei Nennlast über einen Zeitraum von etwa 120 Minuten aufnehmen kann.

Der gegenseitige Einfluss der Speichergröße, der Übertemperatur des Speichers und der thermischen Nennleistung des wärmeerzeugenden Aggregats kann dem Nomogramm in Abbildung 4 entnommen werden. Der Speicherenergieinhalt  $Q_{Sp}$  (in kWh) ergibt sich von links beginnend mit Gleichung (2-9) aus dem bekannten Speicherinhalt  $m_{Sp}$  (in kg), der nutzbaren Übertemperatur im Speicher  $\Delta\vartheta_{Sp}$  (in K) und der Wärmekapazität von Wasser  $c_{p,H2O}$  (in kWh·kg<sup>-1</sup>·K<sup>-1</sup>). Die nutzbare Übertemperatur  $\Delta\vartheta_{Sp}$  (in K) entspricht dabei der Differenz zwischen der mittleren Speichertemperatur  $\overline{\vartheta}_{Sp}$  und der mittleren Nutztemperatur an den Wärmeübertragern  $\overline{\vartheta}_{WÜ}$  (z. B. der mittleren Heizkörpertemperatur).

$$Q_{Sp} = m_{Sp} \cdot \Delta\vartheta_{Sp} \cdot c_{p,H2O} \quad (2-9)$$

Mit Gleichung (2-10) lässt sich unter Nutzung des Speicherenergieinhaltes  $Q_{Sp}$  (in kWh) und der thermischen Nennleistung  $\dot{Q}_{th,Nenn}$  (in kW), die Entnahmedauer  $t_{Sp,out}$  (in h) und damit das durch den Speicher erschließbare Verschiebepotenzial ermitteln.

$$t_{Sp,out} = Q_{Sp} / \dot{Q}_{th,Nenn} \quad (2-10)$$

Im umgekehrten Fall, kann man mittels Gleichung (2-11) die erforderliche Speichergröße für eine vorgegebene Entnahmedauer ermitteln.

$$m_{Sp} = (\dot{Q}_{th,Nenn} \cdot t_{Sp,out}) / (c_{p,H2O} \cdot \Delta\vartheta_{Sp}) \quad (2-11)$$

Maximale Entnahmedauer bzw. erforderliche Speichergröße lassen sich auch grafisch aus einem Nomogramm ablesen. Das Vorgehen ist in Abbildung 4 exemplarisch für eine Anlage mit einer thermischen Nennleistung von 50 kW<sub>th</sub> und einer Übertemperatur des Speichers von 15 K dargestellt:

Der **rote Pfad** entspricht der minimalen Vorgabe der bisherigen BAFA-Förderung von 30 l/kW<sub>th</sub>. Bei einer bekannten Speichergröße von 1 500 kg (Punkt A) und einer Übertemperatur von 15 K (Punkt B) ergibt sich bei einer Nennleistung von 50 kW<sub>th</sub> (Punkt C) in Summe eine mögliche Entnahmedauer von 0,52 h bzw. 31 Minuten (Punkt D). Bei einer gewünschten Entnahmedauer von 2 h entsprechend des **grünen Pfads** (Punkt 1), einer thermischen Nennleistung von 50 kW<sub>th</sub> (Punkt 2) und einer Übertemperatur von 15 K (Punkt 3) ergibt sich eine erforderliche Speichergröße von 5 740 kg (Punkt 4).

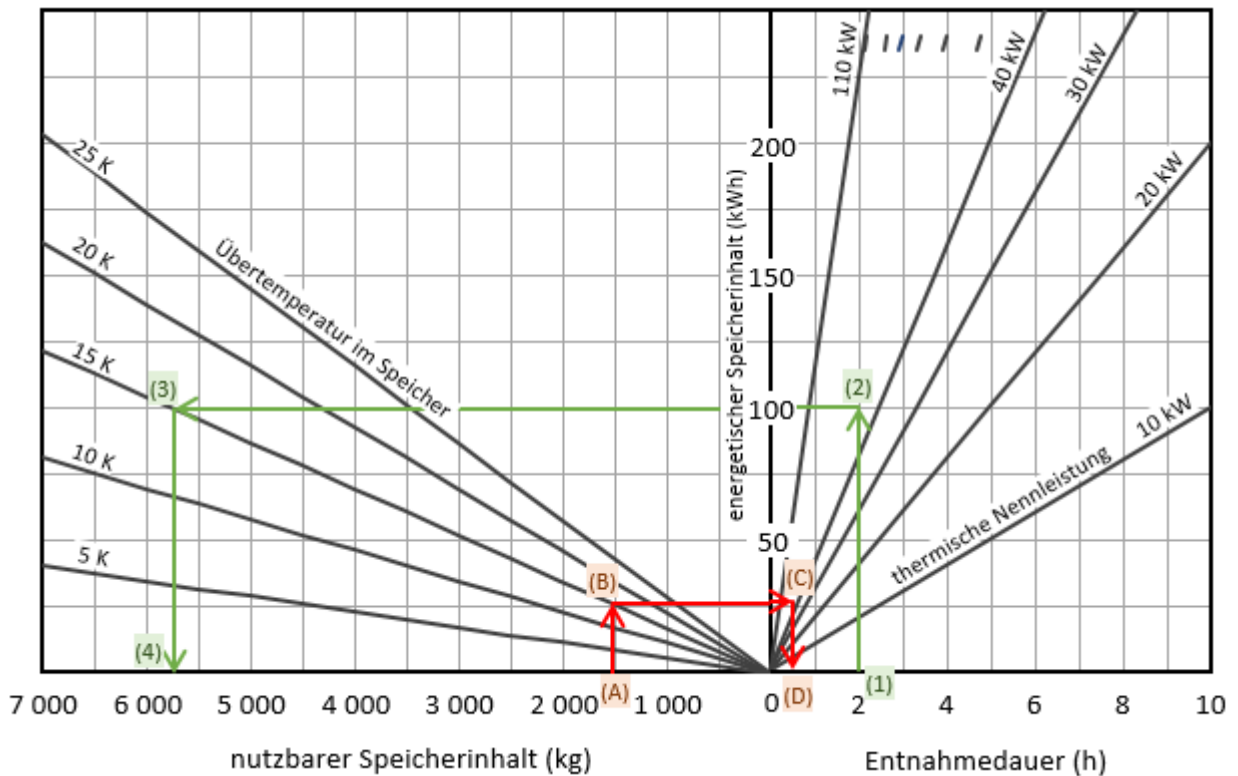


Abbildung 4 Nomogramm zur Bestimmung der maximalen Entnahmedauer aus einem Wärmespeicher bekannter Größe (roter Pfad) bzw. der erforderlichen Speichergöße bei vorgegebener Entnahmedauer (grüner Pfad), bei bekannter thermischer Nennleistung und Übertemperatur im Speicher (Quelle: eigene Darstellung DBFZ).

## 2.3 Bedingungen und Möglichkeiten im lokalen Verteilnetz

### 2.3.1 Notwendigkeit der Betrachtung des Stromnetzes

Der stetig wachsende Anteil erneuerbarer Stromerzeuger auf allen Ebenen des deutschen Stromnetzes bringt Herausforderungen für die Netzstabilität mit sich. Dieser Effekt wird durch die zu erwartende Steigerung des Stromverbrauchs in Deutschland noch weiter verstärkt. Insbesondere die Auswirkungen der politisch gewollten (batterie-)elektrischen Mobilität mit ihrer benötigten Ladeinfrastruktur und der zunehmenden Produktion von grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien müssen dabei in Zukunft berücksichtigt werden. [19],[20]

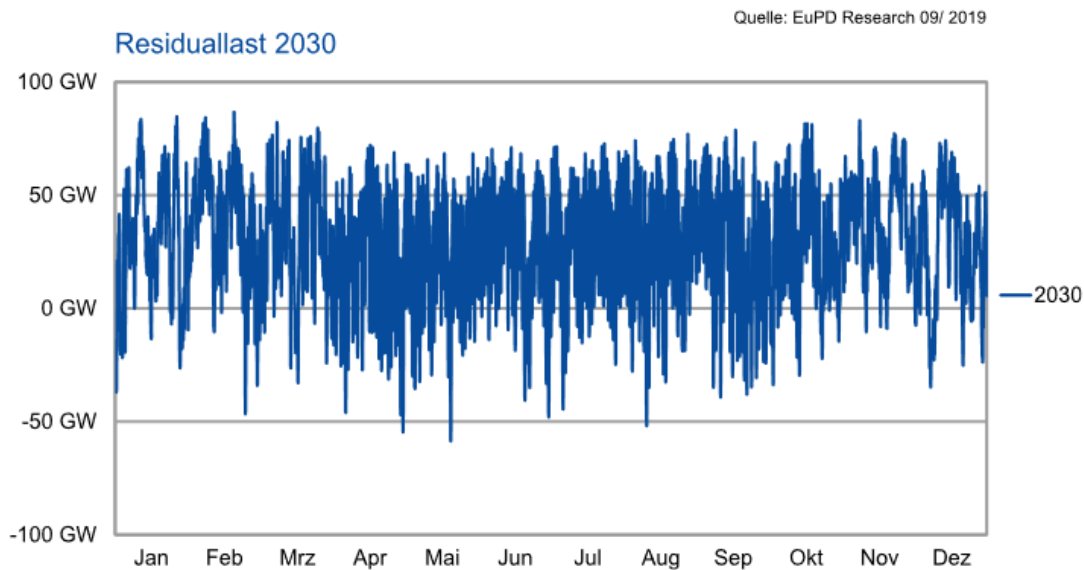


Abbildung 5 Prognose des Residuallastverlaufs im Jahr 2030 [21]

Der erwartbare Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung aus Photovoltaik und Wind wird darüber hinaus zu einer stärkeren Dynamik der Residuallast führen. Wie in Abbildung 5 veranschaulicht, wird die Residuallast zwar über weite Zeiträume sogar negative Werte annehmen, d. h. es wird zeitweise ein Überangebot von erneuerbarer Energie vorhanden sein, jedoch wird es auch verstärkt Phasen von erhöhter Residuallast geben [21]. Der vermehrte Einsatz von Speichertechnologie und die Flexibilisierung anderer Stromerzeuger wird nötig sein, insbesondere um die steilen Gradienten (mehrere 10 GW<sub>el</sub> in wenigen Stunden v. a. durch die Tageszeitabhängigkeit der photovoltaischen Erzeugung verursacht) auszugleichen.

Ein wesentlicher Bestandteil des SNUKR-Projektes war es daher, den Nutzen kleiner BHKW aus Sicht der Netze zu betrachten, Flexibilität und potentielle Netzdienlichkeit zu beschreiben und Vorschläge zur Optimierung zu formulieren. Deshalb wird im Folgenden genauer analysiert, auf welcher Netzebene kleine BHKW betrieben werden und wie sie sich dort im Vergleich zu anderen angeschlossenen Erzeugern und Verbrauchern verhalten.

### 2.3.2 Netzcharakteristika

Das deutsche Stromnetz ist in sieben Netzebenen aufgeteilt, Erzeugung und Einspeisung findet auf allen Ebenen statt. Zu den sieben Netzebenen gehören die vier Spannungsniveaus Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannung und die drei Umspannungen zwischen diesen Ebenen. Abbildung 6 zeigt einen Überblick der einzelnen Netzebenen und die auf der jeweiligen Ebene angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger.

Kleine BHKW sind in der Regel über Inverter (d. h. indirekt) am jeweiligen lokalen Verteilnetz des Standortes auf der Niederspannungsebene (230/400 V) angeschlossen, aber auch der direkte Anschluss ans Verteilnetz ist möglich. Lokale Verteilnetze können je nach Art der Bebauung (Blockbebauung, Zeilenbebauung, Siedlungsstruktur) des zu versorgenden Gebietes sehr unterschiedliche Charakteristika haben. Insbesondere sind Unterschiede zwischen städtischem und ländlichem Raum zu erwähnen, die sich oft in Hinblick auf Netztopologie, Leitungslängen und Trafoleistung ergeben [22]. Der Anteil und die Art der Erzeuger im jeweiligen Verteilnetz sind stark geprägt von den lokalen Verhältnissen. Vereinfacht lässt sich sagen, dass im ländlichen Raum oft in hohem Maß PV-Erzeugung stattfindet, der nur in

geringem Umfang vor Ort verbraucht wird. Im städtischen Raum, der sich häufig besonders bei Blockbebauung als eine Energiesenke darstellt, dominieren Verbraucher das Niederspannungsnetz. Aber auch im städtischen Raum sieht man (z. B. in Gewerbegebieten) großflächige PV-Anlagen, die aufgrund ihrer Erzeugungsleistung häufig an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind.

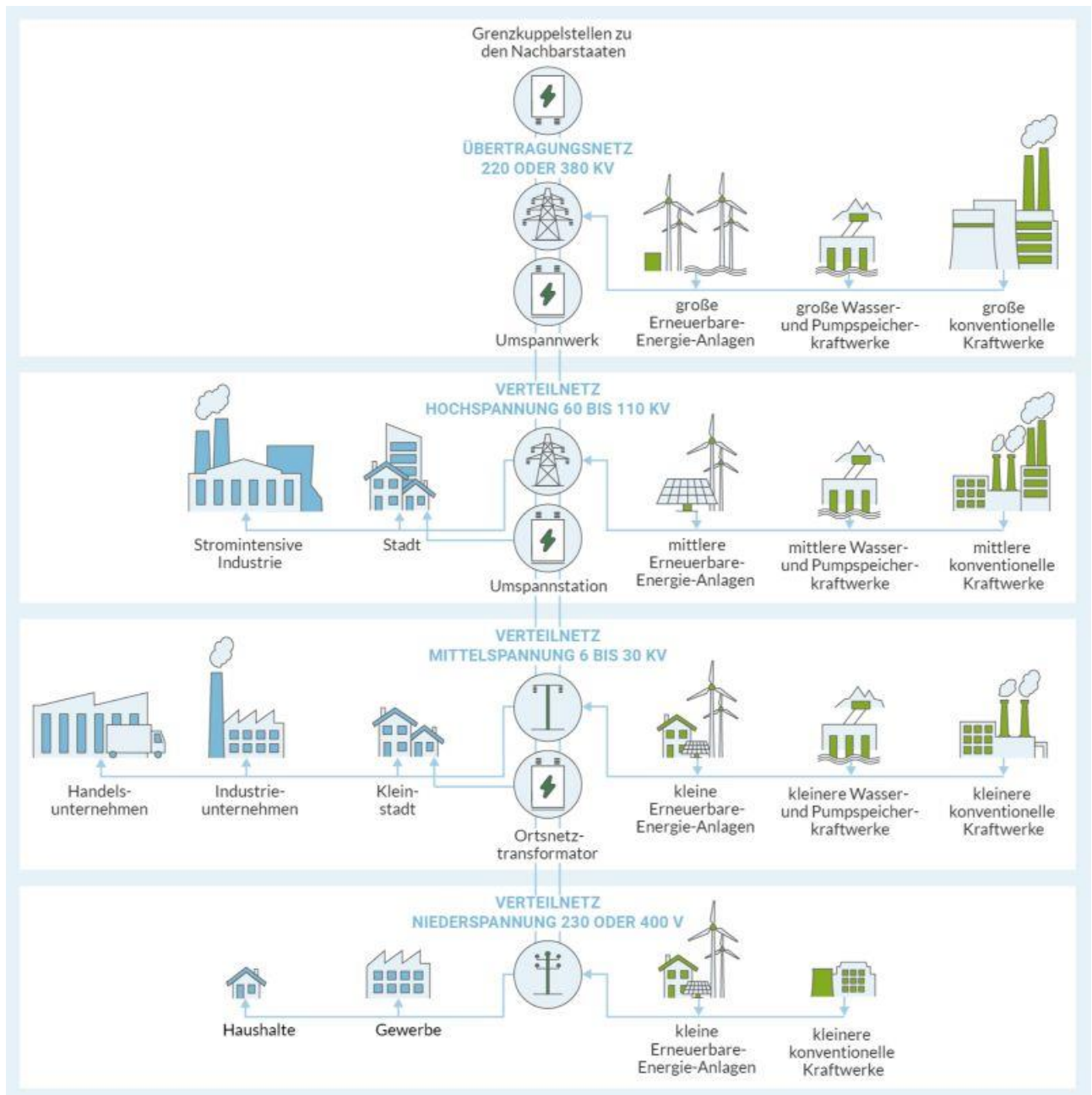


Abbildung 6 Schematische Darstellung des deutschen Stromnetzes, © Projektträger Jülich [23]

### 2.3.3 Netzdienlichkeit von kleinen BHKW im lokalen Verteilnetz

Von Netzdienlichkeit ist die Rede, wenn Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen im Netz Steuersignale oder andere Anreize seitens des Netzbetreibers oder des Netzes in einem flexiblen Betriebsmanagement berücksichtigen [24],[25],[26]. Kleine BHKW verhalten sich dann netzdienlich, wenn sie entweder ihre

Erzeugung in Zeiten mit hoher Netzbelastung verlegen oder innerhalb lastschwacher Zeiten sich nicht zuschalten.

Netzdienlichkeit lässt sich qualitativ und quantitativ bewerten, indem aktuelle Erzeugung bzw. Verbrauch an einem Standort auf eine netzbasierte zeitlich aufgelöste Referenzgröße bezogen wird. Diese Referenzgrößen können beispielsweise die Verläufe der Residuallast (vgl. Kasten „Erläuterung Residuallast“, S. 22), der Preis an der Strombörse (EEX-Preis) oder der Anteil von PV- und Winderzeugung im Netz sein. Daraus ableitend lassen sich Kennzahlen wie der sog. *Grid Support Coefficient* berechnen, die eine Bewertung der Netzdienlichkeit erlauben. Diese Kennzahlen können in verschiedenen Bilanzräumen bzw. Netzbereichen, vom deutschen Gesamtnetz bis hinab auf Quartiersebene, angewendet werden. [27]

#### **Erläuterung Residuallast**

Die Residuallast ist der Teil der verbrauchten elektrischen Energie in einem Netzverbund, der nicht aus volatiler Erzeugung wie Photovoltaik oder Windenergie erzeugt wird. [28]

Kleine BHKW, die ins lokale Verteilnetz einspeisen, verhalten sich immanent komplementär zur Erzeugung durch Photovoltaikanlagen (PV), die häufig auf derselben Netzebene einspeisen. Diese immanente Netzdienlichkeit gilt sowohl für eine jahres- als auch für eine tageszeitliche Betrachtungsweise. PV-Erzeugung findet in der Regel dann statt, wenn der Wärmebedarf in Gebäuden niedrig ist. Umgekehrt dargestellt: BHKW sind in der Regel dann in Betrieb, wenn geringe Erträge aus der PV zu erwarten sind. In der jahreszeitlichen Betrachtung ist dies in der gesamten Heizperiode der Fall. Für eine tageszeitliche Betrachtung zeigt Abbildung 7 einen Beispieltag. Der prinzipielle Verlauf der PV-Produktion verhält sich hier komplementär zur einer typischen Wärmelast in einem Wohngebäude, die wiederum dem zeitlichen Verlauf einer rein wärmegeführten BHKW-Erzeugung nahekommt. Dieser Effekt ließe sich durch eine optimierte Regelung weiter verstärken (vgl. Abschnitt 5.4.6).

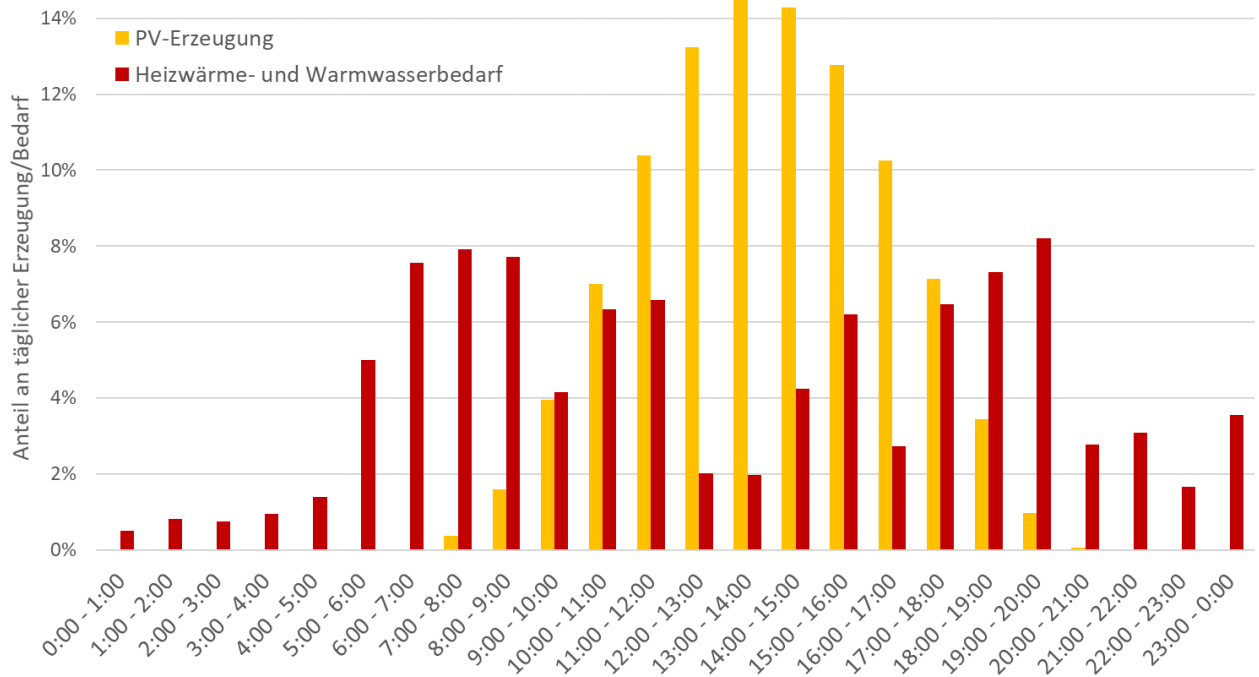


Abbildung 7 PV-Produktionsprofil vs. Wärmelast (Mehrfamilienhaus<sup>1</sup>, Übergangs-Wochentag, bezogene Werte in Prozent des aufsummierten Tagesbedarfs) [29]

Besonders in von PV-Einspeisung geprägten Niederspannungsverteilnetzen wirkt sich der Betrieb von BHKW damit grundsätzlich günstig auf den Netzzustand aus, da sie in Zeiten schwacher PV-Erzeugung einspeisen. Im Gegensatz dazu erhöhen Wärmepumpen den Strombedarf und unter Umständen auch die Residuallast, da sie tendenziell zu Zeiten schwacher PV-Erzeugung als zusätzliche Verbraucher auftreten (auch wenn berücksichtigt wird, dass sie in vielen Fällen als abschaltbare Lasten vertraglich gebunden sind).

Einen weiteren Hinweis auf die prinzipielle Netzdienlichkeit von kleinen BHKW, die zur Gebäudewärmeversorgung verwendet werden, gibt der Vergleich von Gebäudewärmebedarf und Residuallast. Abbildung 8 zeigt den Verlauf des Stromverbrauchs und der Residuallast an einem Übergangswochentag im März. Die beiden Verläufe sind durch die typischen Peaks am Morgen und am Abend (hoher Verbrauch), sowie durch die Senken in der Mittagszeit (mittlerer Verbrauch bei meist hoher Solarerzeugung) und der Nacht (niedriger Verbrauch) gekennzeichnet. Der Wärmebedarf eines typischen Mehrfamilienhauses an einem Übertag ist ebenfalls dargestellt. Man erkennt den ähnlichen Verlauf des Wärmebedarfs im Vergleich zur Residuallast. Das bedeutet, dass bereits im rein wärmegeführten Betrieb eines BHKWs eine netzdienliche Erzeugung stattfindet.

<sup>1</sup> Aus VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen; Geltungsbereich für Einfamilienhäuser bis 12 Personen und 3 Wohneinheiten, Mehrfamilienhäuser von 4 – 40 Wohneinheiten



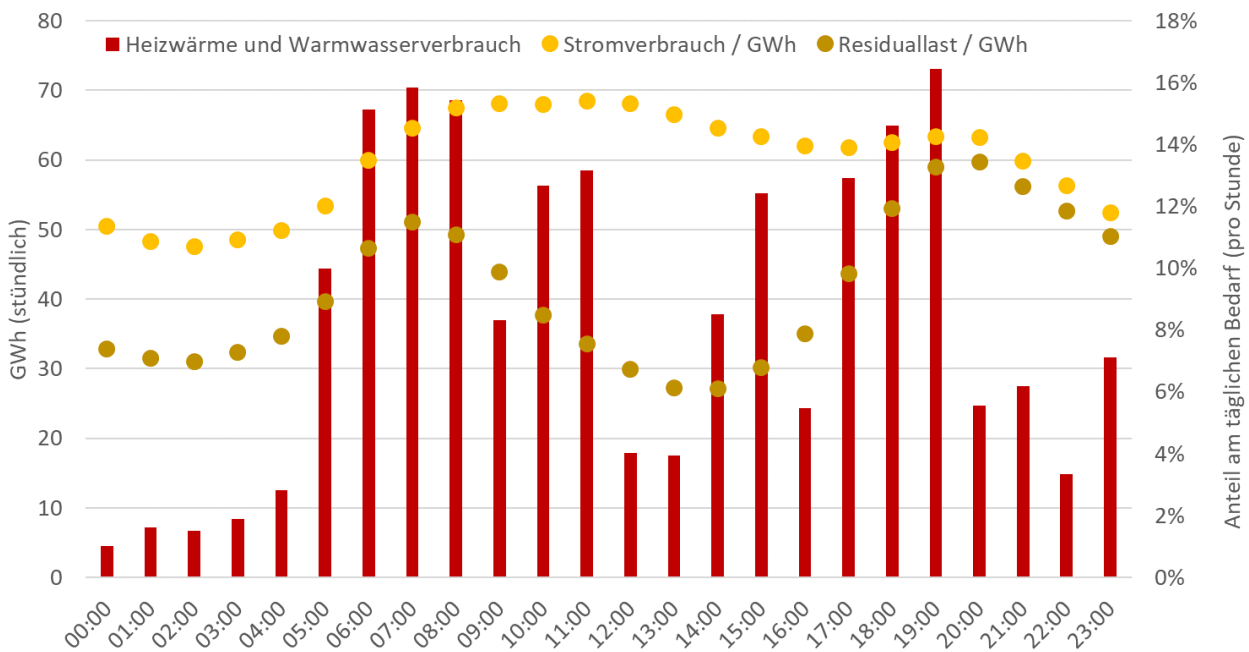


Abbildung 8 Wärmelast (Mehrfamilienhaus, Übergangs-Wochentag, bezogene Werte in Prozent des aufsummierten Tagesbedarfs) vs. Stromverbrauch und Residuallast (Deutschland, Verlauf am 30.03.2021) [29]

Potenziale zur Verringerung des Strombedarfs zu Spitzenlastzeiten wurden auch im Forschungsprojekt OptDienE (FKZ 03KB138)<sup>1</sup> mittels Simulationen verschiedener Hybrid-Anlagenkonzepte zur Wärmeerzeugung als Optionen zum netz- bzw. systemdienlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten im Zuge eines Demand Side Management untersucht. Dabei wurde – eine Integration der Wärmeerzeuger im Gebäude sowie Wärmespeicher vorausgesetzt – eine signifikante Reduktion des Jahresstrombedarfs zur Abendspitze des HO-Profiles<sup>2</sup> (ca. 18–21 Uhr) um bis zu 70% dokumentiert [30]. Die sektorübergreifende Flexibilitätsoption einer Einzelraumfeuerstätte zur Vermeidung von Lastspitzen im Stromnetz durch temporäre Substitution einer Wärmepumpe ist dabei vergleichbar mit dem Betrieb eines BHKW (Netz- bzw. Systemdienlichkeit fürs Stromnetz durch Demand Side Management und zusätzlich durch lokale Stromerzeugung).

## 2.4 Anforderungen an die MSR-Technik für den flexiblen Betrieb

### 2.4.1 Notwendigkeit der Anpassungen

Im rein wärmegeführten Betrieb spielen die Temperaturen im Wärmebereitstellungssystem (z. B. Speichertemperatur) und die Außentemperaturen eine wesentliche Rolle. Ein Steueralgorithmus basierend auf diesen Temperaturen als Eingangsgrößen entscheidet über den Betrieb des BHKWs. Der Wärmebedarf eines Gebäudes wird außerdem durch Jahreszeit, Wochentag und Tageszeit beeinflusst. Aktuelles Datum bzw. Uhrzeit stellen somit weitere Randbedingungen für den Betrieb eines BHKWs dar.

<sup>1</sup> Projektseite OptDienE:

<https://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/OptDienE-589>

<sup>2</sup> HO-Profil: Standardstromlastprofil des BDEW für überwiegend private Haushalte,

<https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom>

Um kleine BHKW über den rein wärmegeführten Betrieb hinaus zeitlich flexibel zu betreiben, ist eine erweiterte Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik (MSR-Technik) erforderlich.

Am Standort der Anlage muss dafür ein Energiemanagement erfolgen, das in der Lage ist, den aktuellen und zukünftigen elektrischen und thermischen Energiebedarf zu erkennen, den Betriebszustand der Wärmeversorgungsanlage (z. B. Temperaturniveau des Speichers, Solltemperaturen der Heizkreise) zu bewerten und aus diesen Informationen einen optimierten Betriebsfahrplan für die Anlage zu erstellen und umzusetzen. Zur Erweiterung der MSR-Technik ist es daher notwendig, weitere Messgrößen und andere Eingangssignale verfügbar zu machen, als auch zusätzliche Regelalgorithmen zu implementieren. Dies kann entweder direkt auf dem Regelgerät der BHKW-basierten Heizungsanlage erfolgen oder auf einem zusätzlichen, externen Regelgerät, das dann eine Kommunikationsschnittstelle zur Heizungsanlage benötigt, um diese steuern zu können.

### 2.4.2 Messgrößen und Eingangssignale für die MSR-Technik

Die MSR-Technik einer BHKW-basierten Heizungsanlage integriert bereits eine Vielzahl von Messgrößen und löst Regelungs- und Steuerungsaufgaben, um den Betrieb von einzelnen Komponenten der Anlage und deren Zusammenspiel sinnvoll durchführen zu können. Diese bereits vorhandenen Messgrößen und auch die ermittelten Sollwerte können teilweise genutzt werden, um einen flexiblen Betrieb zu ermöglichen, insbesondere:

- **Interne Zustandsgrößen des BHKW:**  
z. B. Temperaturen, Betriebszustände, elektrische Ausgangsleistung
- **Interne Parameter und Zustandsgrößen aus weiteren Komponenten der Heizungsanlage**, welche beispielsweise der Heizungsregler, zusätzliche Wärmeerzeuger, Pufferspeicher, Trinkwarmwasserbereitung, Heizkreise sind:  
z. B. Speichertemperaturen, Solltemperaturen der Heizkreise, Heizzeiten, Außentemperatur

Für die Flexibilisierung ist es notwendig, den Energiebedarf für eine gewisse Zeit im Voraus antizipieren zu können. Hierzu sind unter Umständen weitere Messgrößen oder Signale nötig, die typischerweise nicht bereits in der Heizungsanlage erfasst werden. Dies sind beispielsweise:

- **Lokale Energieverbräuche und Lastprofile** aus Wärmemengen- und Stromzählern  
z. B. aus Smart Metern
- **Zusätzliche Messgrößen** aus externen Sensoren:  
z. B. Solarstrahlung, Raumtemperaturen
- **Informationen aus Stromnetz bzw. -markt:**  
z. B. aktuelle Spannung am Netzanschlusspunkt, Netzfrequenz, aktuelle Residuallast, Strompreissignal
- **Wettervorhersagen** aus dem Internet oder von lokalen, vernetzten Wetterstationen

### 2.4.3 Regelungskonzept (zentrale vs. dezentrale Regelung)

Die flexible Regelung bzw. Steuerung<sup>1</sup> der Betriebszeiten des BHKWs kann grundsätzlich **dezentral** am Standort der Anlage oder **zentral** von einer Leitstelle aus erfolgen, wie in Abbildung 9 dargestellt. Die Regelkonzepte unterscheiden sich auch hinsichtlich des installierten Anlagenkonzeptes, das **monovalent** oder **bi-/multivalent** ausgeführt sein kann. Alle Regelungs- und Anlagenkonzepte müssen dazu in der Lage sein, den Wärmebedarf am Standort zu berücksichtigen und den Betrieb des BHKWs bzw. der zusätzlichen Wärmeerzeuger entsprechend zu steuern.

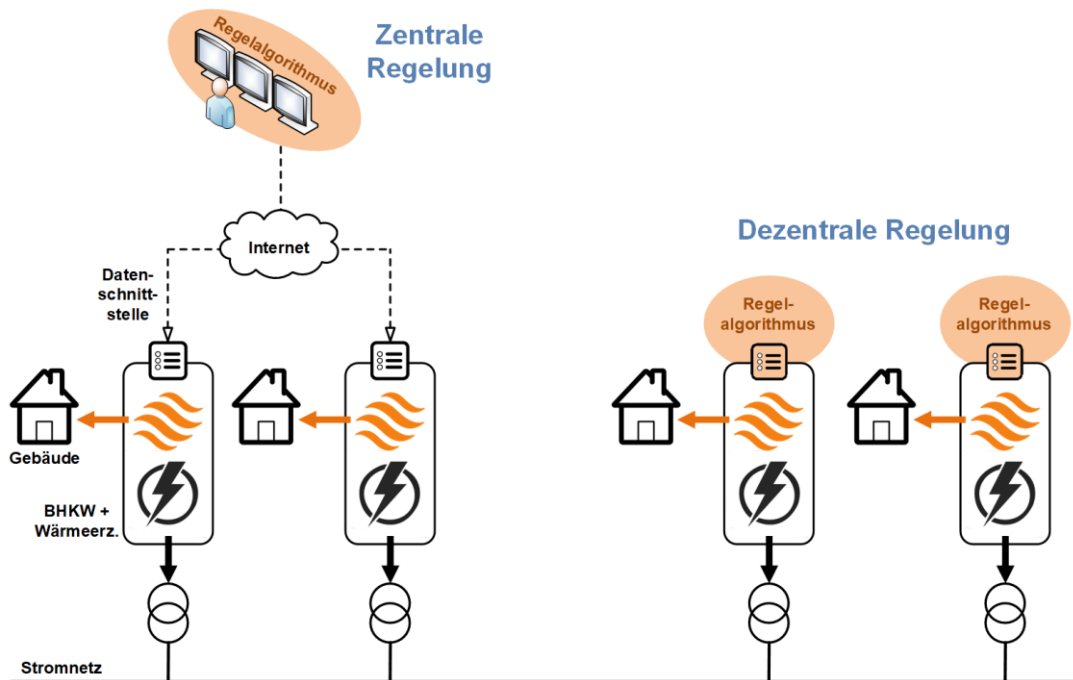


Abbildung 9 Zentrales (links) und dezentrales Regelungskonzept (rechts) [31]

#### Zentrale Regelung

Eine zentrale Regelung steuert eine Flotte von BHKW durch die Übermittlung von direkten Steuersignalen oder Fahrplänen (Stichwort: Virtuelles Kraftwerk). Eine Leitstelleninfrastruktur, die als Plattform für den Regelalgorithmus dient und die Steuersignale über einen gesicherten Kommunikationspfad an den Standort übermittelt, muss dafür zur Verfügung stehen. Am Standort muss eine Schnittstelle vorhanden sein, über die das Steuersignal vom Erzeuger empfangen werden kann. Dieses Regelungskonzept mit der dazugehörigen Kommunikationstechnik wird beispielsweise von Strom-Aggregatoren<sup>2</sup> angeboten, um die elektrische KWK-Erzeugung ihrer Kunden (Betreiber der KWK-Anlagen) optimal vermarkten zu können. Eine zentrale Regelung kommt aufgrund des hohen Installationsaufwands bei kleinen KWK-Anlagen üblicherweise nicht zur Anwendung (vgl. Abschnitt 5.2).

Die **Vorteile** dieses Konzeptes sind:

<sup>1</sup> Im engeren regelungstechnischen Sinn handelt es sich hier meist um Steuerungen, da in der Regel keine messtechnische Rückkopplung der Ausgangsgröße erfolgt. Dies kann aber der Fall sein, wenn z. B. eine Leistungsregelung nach lokalem Strombedarf, mit dem Ziel der Minimierung des Netzbezuges, erfolgt. Im Folgenden wird deshalb vereinfachend durchgehend der Begriff Regelung verwendet.

<sup>2</sup> Beispielsweise das Angebot der Firma Next Kraftwerke GmbH: [www.next-kraftwerke.de/unternehmen/technologie#nextbox](http://www.next-kraftwerke.de/unternehmen/technologie#nextbox)

- Das BHKW kann in lokale Energieversorgungsnetze (Strom und Wärme) eingebunden werden und zur Sektorenkopplung beitragen.
- Das BHKW kann direkt strommarktorientiert oder netzdienlich gefahren werden (vgl. Abschnitt 5.4).
- Für eine zentrale Regelung spricht auch eine größere vorhandene Rechenleistung an der Leitstelle, die von komplexen Algorithmen genutzt werden kann.

Eine zentrale Regelung unterliegt folgende **Einschränkungen**:

- In **monovalenten** Anlagen muss ein lokaler Regler weiterhin die Deckung des Wärmebedarfs sicherstellen. Wenn ein Steuersignal seitens der Leitstelle dem Wärmebedarf widerspricht, muss der lokale Regler den Betrieb des BHKWs entweder erzwingen oder unterbinden können. Dies beschränkt die Möglichkeiten einer strommarktorientierten oder netzdienlichen Fahrweise.
- In **bi-/multivalenten** Anlagen unterliegt das BHKW geringeren Restriktionen, da der Wärmebedarf zumindest teilweise von anderen Erzeugern des Wärmeversorgungssystems übernommen werden kann. Es muss nur sichergestellt werden, dass bei einer Erzeugungsanforderung an das BHKW eine ausreichende Wärmeabnahme (z. B. im Speicher) erfolgen kann. Nachteilig ist, dass sich eine solche Fahrweise negativ auf die Zahl der jährlichen Vollbenutzungsstunden (vgl. Abschnitt 2.2.3) auswirkt. Folglich kann ein monetärer Nutzen nur entstehen, wenn die netzdienliche Fahrweise entsprechend höher belohnt wird.

Eine Rückmeldung des lokalen Wärmebedarfs durch die lokale Anlagensteuerung an die Leitstelle kann sowohl bei monovalenten als auch bei bi-/multivalenten Anlagenkonzepten das Zusammenspiel der dezentralen Steuerung und der lokalen Anlagensteuerung weiter verbessern, wenn dieser im Regelalgorithmus berücksichtigt wird. Das kann im einfachsten Fall ein Signal mit beispielsweise drei Zuständen sein: „Heizbetrieb notwendig“, „Heizbetrieb nicht möglich“ oder „flexibler Heizbetrieb möglich“.

### **Dezentrale Regelung**

Eine dezentrale Regelung besteht aus einem oder mehreren Regelgeräten, die am Standort der Anlage sowohl das BHKW als auch andere Anlagenkomponenten steuern. Es wird eine Reglerplattform benötigt, die den Regelalgorithmus integriert und Schnittstellen zu dem BHKW und den anderen Anlagenteilen bereitstellt. Es bietet sich an, vorhandene Regelgeräte der Heizungsanlage (z. B. den Heizungsregler) als Plattform für einen solchen Algorithmus zu nutzen, da diese bereits notwendige Messgrößen erfassen und Anlagenteile ansteuern können. Durch die Nutzung von bereits am Standort vorhandener Regelungstechnik sind schlanke Lösungen umsetzbar, die auch bei kleinen KWK-Anlagen mit vertretbarem Aufwand realisierbar sind. Ein nachgerüstetes Regelgerät muss über geeignete Schnittstellen mit den Regelgeräten der Anlage verbunden werden. Dieses Regelkonzept wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens SNUKR (vgl. Abschnitt 1.1) verfolgt und demonstriert.

Eine dezentrale Regelung bietet folgende **Vorteile**:

- Es wird keine gesicherte Datenverbindung nach außen benötigt, um den Regelbetrieb sicherzustellen.
- Die Regelung kann direkt an die lokalen Anforderungen am Standort des BHKWs angepasst werden. Dies lässt sich am besten realisieren, wenn der optimierte Regelalgorithmus in die Anlagensteuerung integriert ist und bei Inbetriebnahme gemeinsam mit den anderen Anlagenkomponenten parametrierbar wird.

- Dezentrale Regelungen profitieren häufig von einer erhöhten Sicherheit gegenüber einem Kommunikationsausfall. Der Ausfall übergeordneter, zentraler Knoten hat keine Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb. Ausfälle von dezentralen Regelungen haben nur geringe – oft komplett vernachlässigbare – Auswirkungen auf das übergeordnete Gesamtsystem.
- Dezentrale Systeme sind meist einfacher skalierbar, da keine zentrale Steuerungseinheit erweitert und angebunden werden muss.

**Nachteilig** kann sich folgende Eigenschaft auswirken:

- Es ist keine direkte Einflussnahme durch z. B. Netzbetreibern oder Aggregatoren von außen möglich (vgl. Abschnitt 3.5). Allerdings kann eine größere Menge von Anlagen eine gewisse netzdienliche oder netzverträgliche „Schwarmintelligenz“ bereitstellen, wenn der wahrscheinliche Zustand des Stromnetzes antizipiert wird. Eine genauere Berücksichtigung des Netzzustandes beispielsweise durch ein Preissignal, den aktuellen Wert der Residuallast oder einer Stromampel [32] würde die Netzdienlichkeit erhöhen (vgl. Abschnitt 5.4.6).
- Die Wartung dezentraler Anlagenregelungen setzt die physische Präsenz eines Technikers mit der entsprechenden Qualifizierung oder die Möglichkeit eines Fernzugriffs durch den Hersteller voraus.
- Die Güte dezentraler Regelungen hängt stark vom Umfang der Inbetriebnahme und der Güte der dort vorgenommenen Parametereinstellungen ab. Eine nachträgliche oder sogar dynamische Anpassung von Regelungsparametern findet nur selten statt.

Abbildung 10 zeigt schematisch, wie die grundlegende Architektur eines solchen Reglers aussehen könnte. Zusätzlich zum „klassischen“ Heizungsregler, der nur Temperaturen und Tageszeiten kennt, integriert ein „smarter“ Regler weitere Signale und Informationen von außen und ist dadurch in der Lage, zukünftige Verbrauchsprofile zu antizipieren und das BHKW möglichst optimal einzusetzen. Der Einsatz einer modellbasierten prädiktiven Regelung kann weitere Vorteile bringen.

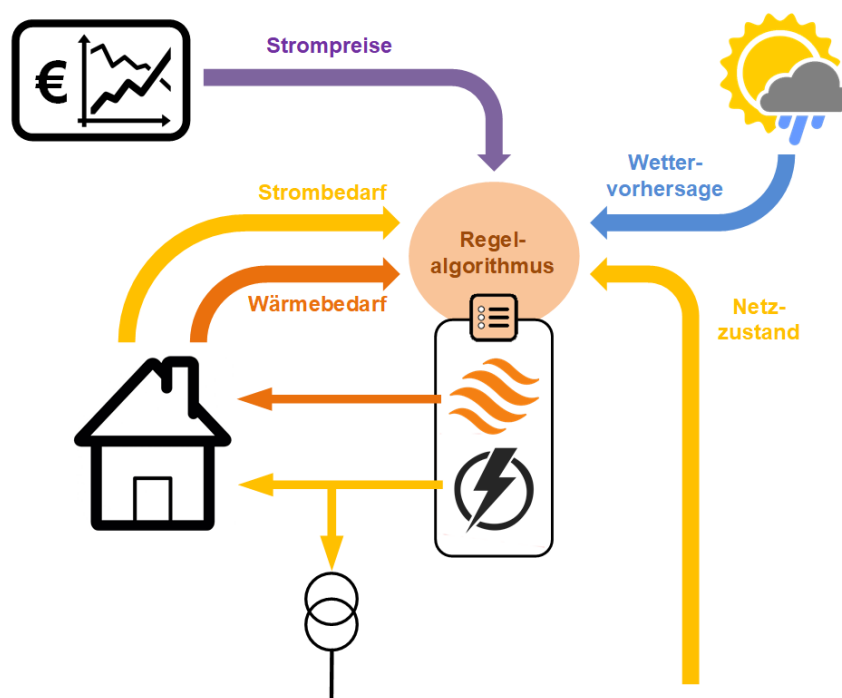


Abbildung 10 Mögliche Eingangsparameter für den Regelalgorithmus [31]

### 2.4.4 Bedeutung der Kommunikationstechnik und standardisierter Geräteschnittstellen

Sowohl für dezentrale als auch für zentrale Regelkonzepte ist es notwendig, Kommunikations- und Geräteschnittstellen bereitzustellen, falls der Regelalgorithmus nicht auf einem zentralen Regelgerät der Heizungsanlage implementiert wird. Wenn an diesen Schnittstellen standardisierte Datenprotokolle zur Verfügung stehen, ist es möglich, Komponenten verschiedener Hersteller mit Hilfe eines Gerätes anzusteuern. Der Datenaustausch zwischen dem Regelgerät und den Komponenten der Heizungsanlage muss bidirektional erfolgen, um sowohl Messgrößen erfassen, als auch das BHKW bzw. weitere Wärmeerzeuger steuern zu können. Dabei muss grundsätzlich zwischen den **technischen Schnittstellen** und den **Datenmodellen** unterschieden werden:

**Technische Schnittstellen** stehen mit standardisierten Protokollen zur Verfügung (z. B. Modbus, CAN-Bus) und werden von vielen Herstellern eingesetzt. Diese ermöglichen eine grundsätzliche Kommunikationsfähigkeit mit anderen Geräten, aber die Adressierung der Parameter auf der Schnittstelle ist frei wählbar. Die Parameterliste inkl. der Adresszuordnung der Schnittstelle muss also bekannt sein und individuell implementiert werden, um Daten über die Schnittstelle eines Gerätes auslesen zu können. Genormte Schnittstellen sind in international gültigen Normen festgeschrieben. Darüber hinaus gibt es bekannte offene Herstellerstandards.

Erst ein **standardisiertes Datenmodell** (wie z. B. in VHPready<sup>1</sup> vorgeschlagen) ermöglicht die schnelle Implementierung einer Schnittstelle zwischen den Geräten, da damit die Zuordnung der einzelnen Adressen in der Schnittstelle zu den jeweiligen Betriebsparametern und deren Einheiten in einem Datenmodell Bestandteil des Protokolls sind. Dies ermöglicht eine einfache Anbindung der Anlagenkomponenten an ein Regelgerät.

Folgende Datenverbindungen am Standort des BHKWs sind denkbar und erfordern Schnittstellen:

- Bidirektionaler Datenaustausch zwischen lokalem Heizungsregler und einer Leitstelle von z. B.: Betriebszustand des BHKWs, Wärmeanforderung am Standort, Erzeugungsanforderung an das BHKW
- Bidirektionaler Datenaustausch zwischen verschiedenen Anlagenteilen am Standort, wie z. B.: Regelgerät, BHKW, weitere Wärmeerzeuger
- Erfassung von Parametern weiterer bzw. externer Messeinrichtungen (z. B. Energiezähler)
- Erfassen von Informationen aus dem Internet (z. B. Wettervorhersage)

### 2.4.5 Anforderungen an Regelungs- und Kommunikationstechnik

Für den spezifischen Einsatz in BHKW-basierten Wärmeversorgungsanlagen muss die Regelungs- und Kommunikationstechnik folgenden Anforderungen genügen:

- Niedrige Investitionskosten für die benötigte Technik sind bei kleinen BHKW-Anlagen unabdingbar, um einen zusätzlichen finanziellen Nutzen erzielen zu können.
- Dies impliziert auch die Notwendigkeit einer schlanken Kommunikationsarchitektur. Die zu übertragenden Parametersätze sollten sich auf das Notwendigste beschränken.

---

<sup>1</sup> VHPready ist ein offener Industriestandard für die Steuerung und den Zusammenschluss von dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern zu Virtuellen Kraftwerken und Anwendungen im Smart Grid [www.smartgrids.at/VHPready.html](http://www.smartgrids.at/VHPready.html)

- Sobald das Regelgerät einen Zugang zum Internet bereitstellt, sind Schutzmaßnahmen gegen unbefugten Zugriff von außen essentiell. Jegliche vernetzte MSR- und Kommunikationstechnik muss zur Gewährleistung eines sicheren Betriebes mindestens den Anforderungen des IT-Sicherheitskataloges genügen [33]. Das geschieht beispielsweise durch Patches bei Bekanntwerden von Vulnerabilitäten, durch ein Update-Management, durch Zugriffs- und ggf. Zugangsbeschränkungen (Authentifizierung und Autorisierung), durch Protokollierung von Zugriffen, durch Kryptographie nach Stand der Technik, sowie durch übliche Virenscanner und die Nutzung von Techniken wie VPN oder Firewalls.
- Darüber hinaus muss jegliche Kommunikation von personenbezogenen Daten, die am Anlagenstandort generiert werden (beispielsweise Daten von Energiezählern), zu Kommunikationspartnern außerhalb der Liegenschaft den Anforderungen des Datenschutzes genügen (vgl. Abschnitt 4.1).

### 2.4.6 Gesicherte Außenkommunikation über ein Smart-Meter-Gateway

Die Kommunikation zwischen den Geräten der Gebäudeenergieversorgung am Standort und einer außerhalb gelegenen Regeleinheit/Leitstelle, die Einfluss auf Verbraucher bzw. Erzeuger am Standort nimmt bzw. Verbrauchswerte am Standort ausliest, muss gesichert und verschlüsselt erfolgen (vgl. Abschnitt 2.4.5).

Sogenannte Smart-Meter-Gateways, die nach dem entsprechenden Schutzprofil (BSI-CC-PP-0073) des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifiziert sind, erfüllen diese Anforderungen [34]. Diese Geräte wurden als Kommunikationseinheit entwickelt, die die Vernetzung zwischen externen Marktteilnehmern (z. B. Händler, Netzbetreiber), lokal installierten, intelligenten Verbrauchszählern und lokalen steuerbaren Verbrauchern bzw. Erzeugern ermöglichen.

Wie auch in Abbildung 11 grafisch dargestellt, sind sie die zentrale Komponente in einem intelligenten Messsystem und stellen eine gesicherte Kommunikation zwischen den folgenden Ebenen sicher:

- **WAN (Wide Area Network):** Kommunikation nach außen mit externen Dienstleistern (z. B. Leitstellen, Messstellenbetreiber)
- **LMN (Local Metrological Network):** Kommunikation mit angeschlossenen Zählern am Standort (z. B. Elektrizität, Wärme, Gas, Wasser)
- **HAN (Home Area Network):** Kommunikation mit steuerbaren Verbrauchern bzw. Erzeugern am Standort, Zugangspunkt für Benutzer am Standort (z. B. Zählerauslesung)

Smart-Meter-Gateways werden inzwischen häufig von Energie-Clouds verwendet, um die Anbindung von Kundenanlagen an ihre Kommunikationsinfrastruktur zu ermöglichen und auf diese Weise mit dezentralen Erzeugungsstrukturen an den Strommärkten handeln zu können (vgl. Abschnitt 3.5).



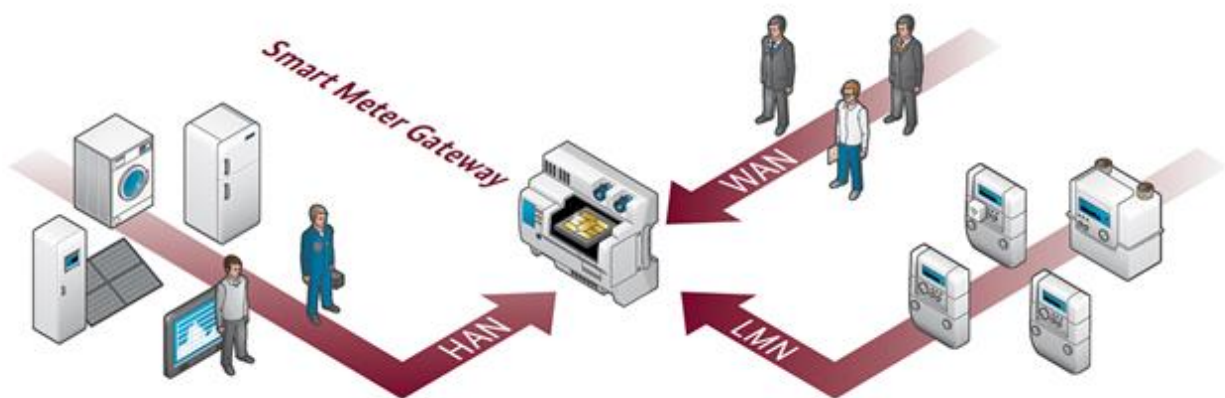


Abbildung 11 Smart-Meter-Gateway und seine Umgebung [34]

### 2.4.7 Verfügbare Datenprotokolle, Kommunikations- und Regelungstechnik

Generell gibt es gegenwärtig kein gängiges, herstellerübergreifendes Kommunikationsprotokoll auf dem Markt, das sich speziell für die Anwendung in kleinen BHKW-basierten Heizungsanlagen einsetzen lässt. Viele Hersteller von Heizungskomponenten integrieren zwar gängige Kommunikationsschnittstellen in ihre Regelgeräte (z. B. Modbus), aber es gibt in der Heizungsindustrie bislang kein Datenprotokoll, welches weit genug verbreitet wäre, um herstellerübergreifend in Heizungsanlagen eingesetzt werden zu können.

An dieser Stelle ist man üblicherweise auf die Regelgeräte angewiesen, die von dem jeweiligen Hersteller bereitgestellt werden und mit proprietären Geräteschnittstellen bzw. Datenprotokollen ausgestattet sind. Um herstellerübergreifende, komplexere Regelsysteme im Gebäude realisieren zu können, muss man auf programmierbare Universalheizungsregler oder SPS-basierte Industrieregler aus der Gebäudeautomation ausweichen. Die Anbindung der einzelnen Komponenten am Anlagenstandort sowie die Erfassung aller notwendigen Messdaten gestaltet sich dann relativ aufwändig.

Es sind einige Technologien am Markt erhältlich, die speziell auf die kommunikationstechnische Einbindung von BHKW oder ähnliche Anwendungen abzielen bzw. sich dafür einsetzen lassen oder eine entsprechende Weiterentwicklung in näherer Zukunft erwarten lassen. Hier sei insbesondere die „Sprache für Energie“ der EEBUS-Initiative<sup>1</sup> genannt, die einen offenen und herstellerunabhängigen Kommunikationsstandard von haushaltsnahen Geräten mit dem Smart Grid darstellt. Im Wesentlichen wird damit der Zweck verfolgt, die Verbräuche (z. B. Elektrofahrzeug, Wärmepumpen) netzdienlich zu glätten. Eine Integration von kleinen KWK-Erzeugern ist ebenfalls möglich. Erste Entwürfe entsprechender Normen zur Standardisierung der Kommunikation zwischen Akteuren im Stromnetz und steuerbaren Kundenanlagen in Liegenschaften sind bereits veröffentlicht<sup>2</sup>. Ein weiteres Beispiel für eine Kommunikationstechnologie für dezentrale Erzeuger ist das Energie-Management-System des Anbieters Optimus, das dazu in der Lage ist, kleine BHKW über genormte Schnittstellen einzubinden, ein

<sup>1</sup> EEBUS ist ein Verein der herstellerunabhängige, standardisierte Kommunikationsprotokolle zum Datenaustausch zwischen intelligentem Stromnetz und einzelnen Komponenten in Haushalten und Gebäuden entwickelt und vorschlägt. Mitglieder sind u. a. große europäische Hersteller von Elektronik, Hausgeräten und Heizungstechnik, sowie Energieversorger.

[www.eebus.org/de/was-ist-eebus](http://www.eebus.org/de/was-ist-eebus)

<sup>2</sup> VDE Normenreihe: Anwendungsregeln der Reihe VDE AR-E 2829:

[www.dke.de/de/arbeitsfelder/energy/news/vde-ar-e2829-als-grundlage-fuer-erfolgreiches-energiemanagement](http://www.dke.de/de/arbeitsfelder/energy/news/vde-ar-e2829-als-grundlage-fuer-erfolgreiches-energiemanagement)

verbrauchsoptimiertes Erzeugungsmanagement für das BHKW ermöglicht sowie mehrere Geräte zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzen kann<sup>1</sup>.

Tabelle 3 und Tabelle 4 geben einen unvollständigen Überblick über verfügbare Technologien und Produkte, die sich im Heizungsbereich für Kommunikations-, Mess- und Regelungsaufgaben eignen.

---

<sup>1</sup> Optimus Meine Energie GmbH, Regensburg: <https://optimus-meine-energie.de>

Tabelle 3 Verfügbare Kommunikationsprotokolle und Schnittstellen (Auswahl)

Protokolle / Schnittstellen	Beschreibung
IEC 61850-7-420	Die Norm beinhaltet standardisierte Informationsmodelle für die dezentrale Energieversorgung und zur Anwendung in der Leittechnik für Mittel- und Hochspannungsanlagen (Stationsautomatisierung). Diese Informationsmodelle werden von höher entwickelten Kommunikationsprotokollen und -plattformen verwendet.
VHP Ready	<p>„... ist ein offener Industriestandard für die Steuerung und den Zusammenschluss von dezentralen Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen, Verbrauchern und Energiespeichern zu Virtuellen Kraftwerken und Anwendungen im Smart Grid.“</p> <p>(Quelle: <a href="https://www.smartgrids.at/VHPReady.html">https://www.smartgrids.at/VHPReady.html</a>)</p> <p>Basiert auf: IEC 60870-5-104 (Übertragungsprotokoll), IEC 61850-7-420 (Datenmodell für dezentrale Energieversorgung), TCP/IP (Internetprotokoll)</p>
EEBUS	<p>„... eine auf Standards und Normen basierte Kommunikationsschnittstelle, die jedes Gerät und jede technische Plattform unabhängig von Hersteller und Technologie frei nutzen kann. EEBUS verfolgt dabei das Ziel, Energieversorgern und Haushalten den Austausch von Anwendungen und Diensten zur Erhöhung der Energieeffizienz zu ermöglichen. Konkret steht EEBUS so für eine gemeinsame und herstellerübergreifende Sprache für Energie im Internet of Things.“</p> <p>(Quelle: <a href="http://de.wikipedia.org/wiki/EEBUS">de.wikipedia.org/wiki/EEBUS</a>)</p>
M-Bus	<p>Robuste, genormte und weit verbreitete Kommunikationsschnittstelle zum Datenaustausch zwischen Verbrauchszählern und Auswertegeräten in Gebäuden. Dabei handelt es sich um ein reines Ausleseprotokoll, welches in der Europäischen Normenreihe DIN EN 13757 beschrieben ist und auch in einer funkbasierten Variante existiert (wireless M-Bus).</p> <p>(Siehe auch: <a href="http://de.wikipedia.org/wiki/M-Bus_(Feldbus)">de.wikipedia.org/wiki/M-Bus_(Feldbus)</a>)</p>
Modbus RTU/TCP	<p>Weit verbreitetes, robustes und standardisiertes Feldbussystem zur Kommunikation zwischen Automatisierungsgeräten und Sensoren sowie Aktoren, welches wahlweise eine serielle Schnittstelle (RTU) oder eine Ethernet-Verbindung (TCP) verwendet. Eine bidirektionale Kommunikation ist möglich.</p> <p>(Siehe auch: <a href="http://de.wikipedia.org/wiki/Modbus">de.wikipedia.org/wiki/Modbus</a>)</p>
OpenTherm	<p>„OpenTherm ist ein herstellerunabhängiges Kommunikationssystem zwischen modulierenden Heiz- und Klimageräten und Raumthermostaten. Es besteht aus einem Kommunikationsprotokoll und einer Schnittstellenspezifizierung.“</p> <p>(Quelle: <a href="http://www.openthern.eu">www.openthern.eu</a> – übersetzt aus dem Englischen)</p>

Tabelle 4 Verfügbare Kommunikationsplattformen und Regler (Auswahl)

Kommunikationsplattformen	Beschreibung
Smart-Meter-Gateways	Zertifizierte Geräteklasse zur Außenkommunikation von Hausenergieanlagen und Verbrauchszählern, welche nach standardisiertem BSI-Schutzprofil geprüft wird (vgl. Abschnitt 2.4.6) und von verschiedenen Herstellern erhältlich ist. (Siehe auch: <a href="https://de.wikipedia.org/wiki/Smart_Meter_Gateway">de.wikipedia.org/wiki/Smart_Meter_Gateway</a> )
Viessmann GridBox	Kommunikationsgeräte für intelligente Verbraucher, Speicher und Erzeuger des Herstellers Viessmann. Es ermöglicht eine Anbindung von Geräten an die Viessmann Energie-Community (vgl. Abschnitt 3.5). (Quelle: <a href="http://www.viessmann.de/de/wohngeshaeude/photovoltaik/stromspeichersysteme/gridbox.html">www.viessmann.de/de/wohngeshaeude/photovoltaik/stromspeichersysteme/gridbox.html</a> )
IDS Acos 710/720 (Callux-Box)	Kleine und schlanke Automatisierungs- und Fernwirkgeräte zum Einsatz für verteilten Energieerzeugungsanlagen und Anbindung an Leitstelleninfrastruktur (z. B. Fernsteuerung von BHKW). Sie wurden im Rahmen eines Demonstrationsprojektes für Brennstoffzellen-BHKW (Callux) entwickelt und basieren auf der IEC 60870-5 Reihe (Übertragungsprotokoll) und IEC 61850-7-420 (Datenmodell für dezentrale Energieversorgung). In 2021 nicht mehr erhältlich.
Volkzähler Projekt	„volkszaehler.org ist ein freier intelligenter Stromzähler im Selbstbau, bei dem die anfallenden Stromprofile unter der Kontrolle des Nutzers verbleiben.“ Frei verfügbare Open-Source-Plattform zur Erfassung, Speicherung und Auswertung von Verbrauchsdaten in Wohngebäuden. Stellt Schnittstellen zu einer Vielzahl von typischen Messgeräten und Erzeugungsanlagen zur Verfügung. (Quelle: <a href="https://wiki.volkszaehler.org/volkszaehler">wiki.volkszaehler.org/volkszaehler</a> )
Energiemanager & Universalregler	Beschreibung
Optimus Energiemanager	Energie-Management-System zur Betriebsoptimierung von kleinen BHKW und Vernetzung in einem virtuellen Kraftwerk. (Quelle: <a href="https://optimus-meine-energie.de">https://optimus-meine-energie.de</a> )
Innodaten TDP Regler	Universale Produktfamilie für Gebäudeautomation, integriert gängige Schnittstellen der Gebäudetechnik und frei programmierbare SPS. (Quelle: <a href="http://www.innodaten.de/index.php/produkte/ga-fuer-profis/36-tdb-regler">www.innodaten.de/index.php/produkte/ga-fuer-profis/36-tdb-regler</a> )
Controme Heizungsregler	Universale Heizungsregler-Produktfamilie mit passenden Sensoren und Aktoren für komplexe Gebäudeanwendungen und umfangreichen Softwarefunktionen für ein intelligentes Heizungsmanagement. (Quelle: <a href="http://www.controme.com/heizungsregelung-und-heizregler">www.controme.com/heizungsregelung-und-heizregler</a> )

## 2.5 Softwarelösungen zur Einbindung von kleinen BHKW in das Energiesystem

Als Erweiterung und Anwendung der in Abschnitt 2.4.7 aufgelisteten Möglichkeiten, werden Softwareplattformen mit verschiedenen Kommunikations- und Datenverarbeitungslösungen für dezentrale Energieerzeuger und -verbraucher angeboten. Dazu gehören beispielsweise:

- Energiemanagementsysteme für Haushalte,
- Tools zur Energiedatenerfassung und -visualisierung,
- Lademanagementsysteme für Elektrofahrzeuge,
- Kommunikationssysteme für dezentrale Erzeuger,
- Tools zum Abschluss von Stromlieferverträgen,
- Tools zur Teilnahme an Strommärkten,
- bis hin zu Serviceanwendungen für Installateure.

Die angebotenen Softwarelösungen sind typischerweise White-Label-Produkte<sup>1</sup> von verschiedenen Herstellern, die auf der Plattform unter deren Label angeboten werden. Der Vorteil dieser Plattformen ist, dass sich dabei Lösungspakete von der lokalen Hardwareanbindung, über Analyse und Optimierung von Betrieb, bis hin zur Vermarktung der Erzeugung eines dezentralen BHKWs zusammenstellen lassen und dem Betreiber eine effiziente Betriebsführung ermöglichen.

Solche Plattformen befördern auch die Ausbreitung von intelligenten Softwarelösungen, denn sie wenden sich einerseits an Gerätehersteller (die Softwarelösungen für ihre Produkte finden bzw. einstellen können) und Gerätebetreiber (die Lösungen für den Betrieb ihrer Geräte finden) und andererseits an Entwickler von Softwarelösungen (die Kunden für Ihre Anwendungen finden). Zwei beispielhafte Anbieter solcher Plattformen sind die deutschen Firmen Kiwigrig<sup>2</sup> und Bentonet<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Im Internet steht der Begriff White Label für ein Produkt oder einen Service, bei dem ein Anbieter einer Website ein Produkt oder einen Service einer Partnerwebsite in dem Layout seiner eigenen Homepage einbinden kann. Die Besucher der Website nehmen das White Label als eigenes Produkt der Seite wahr (Quelle: [https://de.wikipedia.org/wiki/White\\_Label](https://de.wikipedia.org/wiki/White_Label)).

<sup>2</sup> Kiwigrig GmbH, Dresden: [www.kiwigrig.com](http://www.kiwigrig.com)

<sup>3</sup> BentoNet GmbH, Baden-Baden: [www.bentonet.de](http://www.bentonet.de)

## 3 Ökonomische Rahmenbedingungen & Förderlandschaft

### 3.1 Investitionszuschüsse

Bis zum Ende des Jahres 2020 besteht eine Investitionsförderung für kleine KWK-Anlagen nach Mini-KWK-Richtlinie 2014 [35]. Entsprechend dieser Richtlinie werden bei Zutreffen der Fördervoraussetzungen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 20 kW<sub>el</sub> durch einen leistungsabhängigen Investitionszuschuss von bis zu 3.500 € gefördert. Allerdings besteht ein Ausschluss für Anlagen, die nach EEG gefördert werden. Diese Förderung lief mit Beginn des Jahres 2021 ersatzlos aus<sup>1</sup>. Allerdings weist Gailfuß (2019) [36] darauf hin, dass die Förderung ohnehin spätestens im Jahr 2018 durch eine Novelle des Energiesteuergesetzes ihre Bedeutung verloren hatte, wodurch alle Investitionsförderungen gegenüber einer Energiesteuerrückerstattung angerechnet werden. Dies ist auch rückwirkend für Investitionsförderungen ab 2012 der Fall.

Für kleine KWK-Anlagen besteht weiterhin die Möglichkeit, von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) unter der Fördernummer 433 [37] einen Investitionszuschuss für eine brennstoffzellen-basierte KWK-Anlage zu erhalten. Dabei handelt es sich jedoch im Allgemeinen nicht um biomassebetriebene Anlagen.

Weiterhin werden seit Beginn des Jahres 2020 durch Anpassung im „Marktanreizprogramm [...] zur Förderung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“ [38] bei Zutreffen der Fördervoraussetzungen unter anderem für Biomasseanlagen Investitionszuschüsse von bis zu 45 % gezahlt. Die Förderung gilt für nicht-gekoppelte Wärmezeugung wie beispielsweise reine Pelletkessel-Anlagen. Speziell im Fall des Austauschs einer fossilen Altanlage sind auch weitestgehend die Umbau- und Anpassungsmaßnahmen (wie z. B. Schornsteinsanierung) förderfähig. Eine zusätzliche Berücksichtigung einer gekoppelten Stromerzeugung durch ein integriertes KWK-Modul fand bisher nicht statt. Laut des SNUKR Projektpartners ÖkoFEN kann aber seit Anfang 2021 für ihr Pellet-Stirling-BHKW nicht mehr nur die Förderung für den Heizkesselteil und die Heizungskomponenten in Anspruch genommen werden, sondern auch die KWK-Komponente der Anlage (Stirling-Modul, nachträglich nachrüstbar) ist förderfähig. Ob elektrische Zusatzkomponenten wie Stromspeicher und Wechselrichter ebenfalls in diesem Rahmen förderfähig sind, war zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Analysen noch nicht bekannt.

### 3.2 Einspeisevergütungen und Zuschläge

Die Einspeisung von Strom aus kleinen biomassebefeuelten BHKW kann nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) oder nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gefördert werden.

Nach § 19 EEG besteht für die Betreiber von Anlagen, die Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien erzeugen, gegenüber dem Netzbetreiber ein Anspruch auf eine Marktprämie (§ 20 EEG 2021), eine Einspeisevergütung (§ 21 Abs. 1, 2 EEG 2021) oder einen Mieterstromzuschlag (§ 21 Abs. 3 EEG 2021). Letzterer gilt nur für Solaranlagen und nicht für biomassebefeuelte Anlagen. Anspruch auf eine Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 haben nur Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW<sub>el</sub>. Bei größeren Anlagen besteht bei Direktvermarktung Anspruch auf eine zusätzlich zum

---

<sup>1</sup> bzw. ab diesem Zeitpunkt können keine neuen Anträge mehr gestellt werden. Auf Anfrage vom 11.11.2020 war dem Referat 225 des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) kein Ersatz- bzw. alternatives Programm zur Investitionsförderung kleiner KWK-Anlagen und auch keine entsprechenden Absichten des Ministeriums bekannt.



Marktpreis zu zahlende Marktprämie. Der Anspruch besteht für einen Zeitraum von zwanzig Jahren ab der Inbetriebnahme.

Der für die Vergütungssätze für Biomasseanlagen maßgebliche sogenannte „anzulegende Wert“ ist in § 42 festgelegt und beträgt für Anlagen bis 150 kW<sub>el</sub> 12,8 ct/kWh. Der Wert für Vergärungs-Biomasseanlagen ist fallweise höher und in den §§ 43 und §§ 44 festgelegt. Außerdem unterliegen diese Werte ab 01.07.2022 jährlich einer 0,5-prozentigen Degression nach § 44a. Dabei gilt der jeweils zum Inbetriebnahmezeitpunkt gültige Satz für die gesamte Förderdauer von zwanzig Jahren. Damit beträgt zum Beispiel der anzulegende Wert für Anlagen bis 150 kW<sub>el</sub> in 2021 12,8 ct/kWh, ab dem dritten Quartal 2022 12,22 ct/kWh. Größere Anlagen müssen in einem Auktionsverfahren auf die Höhe des anzulegenden Wertes bieten. Die Einspeisevergütung berechnet sich nach § 53 für Biomasse-Anlagen aus dem anzulegenden Wert abzüglich von 0,2 ct/kWh, also beispielsweise 12,6 ct/kWh bei Inbetriebnahme in 2021.

Insgesamt wurden in Deutschland im Jahr 2019 40,2 TWh Strom aus Biomasse eingespeist. Davon wurden knapp 17 % (6,7 TWh) nach Einspeisevergütung (§ 21 EEG) und der Rest überwiegend (33,3 TWh) entsprechend der Marktprämie (§ 20 EEG) gefördert. Dafür fielen im Jahr 2019 EEG-Vergütungszahlungen im Gesamtumfang von 6,6 Mrd. Euro für biomassebasierte Stromerzeugung an. Die durchschnittliche EEG-Vergütung betrug dabei 16,45 ct/kWh für Biomasse-Strom [39].

Alternativ kann die Stromerzeugung aus biomassebefeuerten Klein-KWK-Anlagen auch nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) gefördert werden (§ 1 Abs. 2 Nr. 1 KWKG 2020) oder prinzipiell auch aus einer Kombination aus beiden Instrumenten. Eine Strommenge kann allerdings nur entweder nach EEG oder nach KWKG vergütet werden, nicht jedoch nach beiden gleichzeitig (§ 1 Abs. 3 KWKG 2020). Die Vergütung ist beim KWKG abweichend vom EEG nicht als Einspeisevergütung oder Marktprämie ausgestaltet, sondern als Erzeugungszuschlag. Betreiber von KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 100 kW<sub>el</sub> können im Förderzeitraum vom Netzbetreiber die kaufmännische Abnahme ihres erzeugten KWK-Stromes verlangen (§ 4 Abs. 2 KWKG 2020). Bei größeren Anlagen über 100 kW<sub>el</sub> entfällt dieser Anspruch. Es verbleibt dann die Direktvermarktung oder Eigennutzung. Für den kaufmännisch abgenommenen Strom ist vom Netzbetreiber der sogenannte übliche Preis zu entrichten, nämlich der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX in Leipzig im Vorquartal. Zusätzlich erhält der Betreiber Zuschlagszahlungen, wenn die Bedingungen nach § 6 KWKG erfüllt sind. Unter anderem muss die Anlage hocheffizient<sup>1</sup> sein, darf weiterhin keine bestehende Fernwärmeversorgung aus KWK-Anlagen verdrängen und muss vom Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (BAFA) zugelassen sein<sup>2</sup>. Für die in das Netz der allgemeinen Versorgung ingespeisten Strommengen beträgt gemäß § 7 Abs. 1 der Zuschlag für den Leistungsanteil der Anlage bis 50 kW<sub>el</sub> 8 ct/kWh und für den Leistungsanteil zwischen 50 und 100 kW<sub>el</sub> 6 ct/kWh<sup>3</sup>. Für die eigenverbrauchten Strommengen beträgt der Zuschlag zumeist (§ 7 Abs. 2 Nr. 1 KWKG 2020) für den Leistungsanteil der Anlage bis 50 kW<sub>el</sub> 4 ct/kWh und für den Leistungsanteil zwischen 50 und 100 kW<sub>el</sub> 3 ct/kWh. Diese Zuschläge werden für neu errichtete Anlagen nach § 8 Abs. 1 für 30.000 Vollbenutzungsstunden gezahlt. Betreiber von neuen KWK-Anlagen mit einer Leistung von bis zu 2 kW<sub>el</sub> können sich auf Antrag vom Netzbetreiber vorab eine pauschalierte Zahlung der Zuschläge in Höhe von 4 ct/kWh für die Dauer von 60.000 Vollbenutzungsstunden

---

<sup>1</sup> Gemäß Vorgaben in der Richtlinie 2012/27/EU Anhang II des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz.

<sup>2</sup> Eine Mindestwärmenutzung entfiel mit der KWKG-Novelle 2014.

<sup>3</sup> Darüber hinaus für den Leistungsanteil zwischen 100 und 250 kW<sub>el</sub> 5 ct/kWh, für den Leistungsanteil zwischen 250 kW<sub>el</sub> und 2 MW<sub>el</sub> 4,4 ct/kWh und darüber 3,4 ct/kWh (neue/modernisierte Anlagen) bzw. 3,1 ct/kWh (nachgerüstete Anlagen).

auszahlen lassen (§ 9 KWKG 2020). Zusätzlich sieht das KWKG Zuschlagszahlungen für Wärmenetze und Wärmespeicher vor (§§ 18 – 24 KWKG 2020). Die Gesamthöhe der KWKG-Zuschlagszahlungen ist nach § 29 Abs. 1 auf 1,8 Mrd. Euro pro Jahr gedeckelt.

In der Literatur wird die Möglichkeit der kombinierten Förderung kleiner biomassebefeuerteter KWK-Anlagen diskutiert [40],[41],[42]. Das Konzept besteht darin, für die eigenverbrauchte Strommengen den entsprechenden Zuschlag nach KWKG in Anspruch zu nehmen, während für eingespeiste Strommengen die Einspeisevergütung gemäß EEG in Anspruch genommen wird. Im Rahmen der vorliegenden Studie ließ sich nicht erhärten, ob sich dieses Konzept mit Stand 2020 rechtssicher betreiben lässt, zumal keine aktuellen Quellen vorliegen. Auch dem Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung war auf Anfrage am 16.07.2020 per Email das Konzept durchaus bekannt, jedoch kein Fall, in dem es tatsächlich praktiziert wurde. Hier bestünde ggf. weiterer Forschungsbedarf.

Der Vollständigkeit halber sei außerdem noch das Prinzip der Flexibilitätsprämie für Anlagen, die vor dem August 2014 in Betrieb genommen wurden, und des Flexibilitätszuschlags für Anlagen, die ab August 2014 in Betrieb genommen wurden (§ 50a EEG 2021), erwähnt. Biogas- bzw. Biomethananlagen ab 100 kW<sub>el</sub>, die mit Gasspeichereinrichtungen und einem flexiblen Leistungsüberbau (installierte Leistung > Jahresdurchschnittsleistung) ausgestattet sind, können diese Prämie für den flexiblen Leistungsanteil in Anspruch nehmen. Für kleine biomassebefeuerte BHKW besteht diese Möglichkeit nicht.

### 3.3 Regulatorische Aspekte des Eigenverbrauchs

Bei der Eigenversorgung mit Strom entfallen im Gegensatz zum Strombezug viele Preisbestandteile, aber in der Regel nicht alle. Es entfallen alle netznutzungsbezogenen und andere Strompreisbestandteile wie beispielsweise Netzentgelte, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Offshore-Umlage, § 19-StromNEV-Umlage und Stromsteuer [43]. Allerdings besteht seit dem EEG 2014 (prinzipiell unverändert übernommen im EEG 2017 und 2021) für Neuanlagen grundsätzlich die Pflicht zur Entrichtung der EEG-Umlage [44]. Die Höhe der EEG-Umlage bewegt sich seit dem Jahr 2014 zwischen 6 und 7 ct/kWh und ist damit einer der größten Strompreisbestandteile.

Die Umlagepflicht kann jedoch bei Eigenversorgung aus erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung verringert oder ganz vermieden werden, und zwar bei Vorliegen von Eigenversorgung im Sinn des EEG. Diese wird dort definiert als „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“ (§ 3 Nr. 19 EEG 2021). Das heißt, zu den Voraussetzungen gehört zunächst die Personenidentität des Betreibers der Erzeugungsanlage(n) mit dem Betreiber der Verbrauchsanlage(n), d. h. es muss sich bei beiden Betreibern um ein und dieselbe natürliche oder juristische Person handeln, beispielsweise einen Gewerbebetrieb. Der unmittelbare räumliche Zusammenhang ist im selben Gebäude oder auf demselben Grundstück gegeben. Mit der Durchleitung „durch ein Netz“ sind Netze der allgemeinen Versorgung gemeint. Die Durchleitung innerhalb einer Kundenanlage, beispielsweise in einem Wohngebäude, steht daher der Eigenversorgung nicht entgegen [44].

Sind die Voraussetzungen an die Eigenversorgung erfüllt, fällt auf die eigenverbrauchten Strommengen nur die auf 40 % verminderte EEG-Umlage an (§§ 61b, 61c EEG 2021). Im Jahr 2021 sind dies beispielsweise 2,6 ct/kWh statt 6,5 ct/kWh. Handelt es sich bei der Anlage zusätzlich um eine Kleinanlage bis zu 30 kW<sub>el</sub>, bei der ausschließlich erneuerbare Energien eingesetzt werden, entfällt die EEG-Umlagepflicht für bis zu 30 MWh selbstverbrauchtem Strom pro Kalenderjahr sogar gänzlich (§ 61b

Nr. 2 EEG 2021). Für Anlagen mit einer größeren elektrischen Leistung fällt hingegen die verminderte EEG-Umlage schon ab der ersten selbstverbrauchten Kilowattstunde an.

Beispielsweise bei Mieterstrom-Modellen (vgl. Abschnitt 3.4) oder anderen Formen der „Eigenstromvermarktung“ fällt daher stets die volle EEG-Umlage an, da es sich nicht um Eigenversorgung im Sinne des EEG handelt. Vielmehr handelt es sich um eine Stromlieferung vom Mieterstrom-Anbieter an einen Mieterstrom-Teilnehmer, somit ist die Personenidentität nicht gegeben.

### 3.4 Vermarktung der Erzeugung in einem Mieterstrommodell

Im Mieterstrommodell wird eine dezentrale Stromerzeugungsanlage am Standort eines größeren Wohngebäudes (beispielsweise Photovoltaikanlage oder BHKW) betrieben. Der Betreiber dieser Anlage liefert den erzeugten Strom direkt oder über einen externen Anbieter an Mieter oder Wohnungseigentümer in dem Gebäude bzw. Quartier. Der Netzanschluss gewährleistet, dass die positive oder negative Differenz aus Erzeugung und Bedarf aus dem Netz ausgeglichen wird. Der lokal erzeugte und gelieferte Strom wird hierbei als Direkt- oder auch Hausstrom bezeichnet, er darf nicht durch das öffentliche Stromnetz geleitet werden. Der über das Stromnetz an nicht teilnehmende Mieter und zur Bedarfsdeckung bei nicht ausreichender Erzeugung gelieferte Strom wird als Netz- oder Reststrom bezeichnet [45],[46]. Abbildung 12 zeigt ein solches Konzept beispielhaft für eine Photovoltaik-Hausanlage.

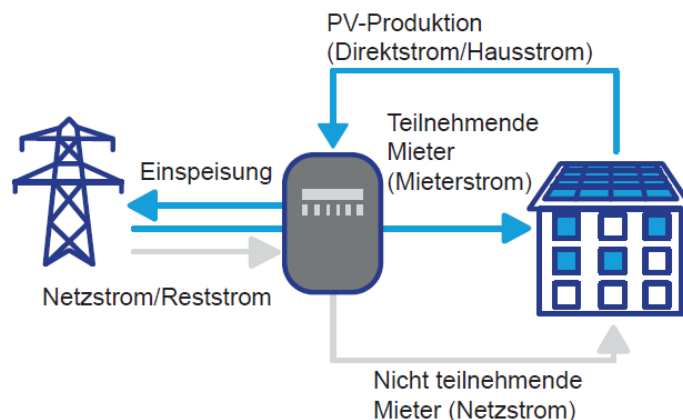


Abbildung 12 Mieterstromkonzept, dargestellt am Beispiel einer PV-Anlage (Quelle: Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom, PV Financing Projektbericht [45])

Für Mieterstrom werden keine netznutzungsbezogenen Preisbestandteile fällig, wodurch ein Preisvorteil für Anbieter und Nutzer entsteht, jedoch fällt die volle EEG-Umlage an (vgl. Abschnitt 3.4). Darüber hinaus erhalten Anbieter von Mieterstrom einen festen Mieterstromzuschlag, der allerdings nur für Photovoltaikanlagen und nicht für eine BHKW-Erzeugung gewährt wird. Da sein Status als Energieversorger im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) entfällt, hat der Anlagenbetreiber außerdem auch deutlich weniger verwaltungstechnischen Aufwand.

Mit dem EEG 2021 wurden punktuelle Änderungen vorgenommen. Seit der Novelle gelten insbesondere für Solaranlagen vorteilhafte Neuregelungen. Für den Erhalt des Mieterstromzuschlages ist auch eine Lieferung über den Gebäudekontext hinaus, „innerhalb eines Quartiers“ (aus § 21 Abs. 3 EEG 2021) zulässig. Außerdem ist ein sogenanntes „Lieferkettenmodell“ zulässig, d. h. der Anlagenbetreiber kann

den Mieterstromzuschlag auch erhalten, wenn er den erzeugten Strom an einen Stromlieferanten weitergibt, der damit nachweislich die lokalen Mieterstromkunden beliefert. Dies ist allerdings nur für neue Photovoltaik-Anlagen, die ab dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden, anwendbar. Außerdem wurden die Beträge des Mieterstromzuschlages (§ 48a EEG 2021) leicht erhöht und von anderen Vergütungen nach dem EEG entkoppelt. Weiterhin wird eine Zusammenfassung von räumlich nah zueinander installierten Solaranlagen in Zukunft verhindert, welche den Mieterstromzuschlag vermindern würde.

### 3.5 Teilnahme an Strommärkten über Aggregatoren oder Energie-Clouds

Der Handel von Stromerzeugung an den Strommärkten kann grundsätzlich über mehrere verschiedene Ansätze, abhängig von den Eigenschaften der Erzeugung (z. B. Größe, Flexibilität, Betreiber), erfolgen. Diese unterliegen jeweils spezifischen Anforderungen bzw. Einschränkungen, die im Folgenden kurz zusammengefasst sind und für Betreiber von kleinen Energieversorgungsanlagen in der Regel nicht erfüllbar sind:

#### **Direkthandel (auch *Over-The-Counter* – OTC)**

Prinzipielle Vermarktungsoptionen für Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung sind einerseits der Stromhandel an Strombörsen und andererseits der außerbörsliche Direkthandel. An Strombörsen<sup>1</sup> werden Stromprodukte an Spot- und Terminmärkten gehandelt. Der Spotmarkt ist nach vortäglichem und innertäglichem Handel<sup>2</sup> organisiert. Im vortäglichen Handel werden Stunden- oder Blockkontrakte bis 12 Uhr des Vortags auktioniert. Im innertäglichen Handel können hingegen Viertelstunden-Positionen bis zu fünf Minuten vor Lieferbeginn kontinuierlich gehandelt werden. Die Zulassungsvoraussetzungen für den Börsenhandel, die zum Teil nach § 19 Börsengesetz geregelt sind, umfassen technische Kompetenz- und Eigenkapital-Anforderungen. Sie sind daher nicht durch Privathaushalte oder Kleinunternehmen als typische Betreiber von kleinen BHKW zu erfüllen.

#### **Regelenergiemarkt**

Eine weitere potentielle Vermarktungsoption für Anlagenbetreiber ist der Regelenergiemarkt, der durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber<sup>3</sup> gemeinsam organisiert wird, indem sie auf einer gemeinsamen Plattform in den Segmenten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL)<sup>4</sup> Ausschreibungen durchführen. Für eine Teilnahme an den Ausschreibungen ist eine Präqualifizierung nötig. Die umfangreichen Voraussetzungen sind in einem Dokument der Übertragungsnetzbetreiber zum Präqualifizierungsverfahren für Regelreserveanbieter in Deutschland („PQ-Bedingungen“) zusammengefasst [47],[48]. Die Mindestleistung beträgt 1 MW<sub>el</sub> für PRL und 5 MW<sub>el</sub> bei SRL und MRL. Insgesamt sind je nach Regelleistungsart nur zwischen ca. 30 und 40 Anbieter zugelassen. Mithin steht diese Vermarktungsoption kleinen potenziellen Marktteilnehmern, wie Privathaushalten oder Kleinunternehmen, ebenfalls nicht direkt zur Verfügung.

---

<sup>1</sup> In Deutschland sind dies die EEX und die zur EEX-Gruppe gehörende EPEX-Spot.

<sup>2</sup> auch *Day-Ahead* und *Intraday*-Handel genannt

<sup>3</sup> 50Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW (im Jahr 2021)

<sup>4</sup> auch FCR (Frequency Containment Reserve) oder aFFR und mFFR (für automatic bzw. manual Frequency Restoration Reserve) genannt

### **Redispatch**

Der Redispatch ist ein weiteres Segment des Strommarktes, das der Stabilisierung des Übertragungsnetzes dient und die Überlastung einzelner Netzkomponenten bzw. Netzengpässe vermeiden soll. Dafür werden verpflichtend kurzfristig Erzeugungskapazitäten verschoben, d. h. einzelne Erzeuger müssen ihre Leistung zugunsten eines anderen Erzeugers verschieben, der im betroffenen Netzbereich topographisch günstiger gelegen ist, um die Betriebsmittel des Stromnetzes ideal zu belasten. Teilnehmer am Redispatch bekommen die zusätzlichen Kosten für die Maßnahmen von den Übertragungsnetzbetreibern vergütet, diese Kosten werden dann auf die Netzentgelte umgelegt. Die Teilnahme am Redispatch ist gegenwärtig nur für große Kraftwerke mit einer Nennleistung über 50 MW<sub>el</sub> verpflichtend, aber ab dem 1.10.2021 treten in Deutschland Neuregelungen in Kraft, die im Rahmen des Redispatch 2.0 die Teilnahme von Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW<sub>el</sub> sowie von Virtuellen Kraftwerken verlangen [49]. Trotz der herabgesenkten Leitungsgrenzen für die Teilnahme am Redispatch 2.0 sind die Betreiber von kleinen BHKW von diesen Anforderungen nicht direkt betroffen.

Eine indirekte Teilnahme an den verschiedenen Strommarktsegmenten ist mithilfe von Intermediären möglich, die mit den Betreibern verteilter Erzeugungsanlagen (oder auch Verbrauchsanlagen) Verträge abschließen und die Platzierung an den Strommärkten abwickeln:

### **Marktteilnahme über Aggregatoren**

Je nach Ausrichtung sind diese Geschäftsmodelle als *Virtuelle Kraftwerke*, *Aggregatoren* oder *Direktvermarkter* (insbesondere im Bereich erneuerbarer-Energie-Anlagen) bekannt. Die Anbieter binden dezentrale Erzeuger an ihre Leitstelle an und übernehmen die Vermarktung der Erzeugung an die verschiedenen Strommarktsegmente. Sie kumulieren dabei die Leistungen mehrerer Betreiber und sind dazu in der Lage, mit der aggregierten Erzeugung und ihrer Qualifizierung die Anforderungen zur Strommarktteilnahme zu erfüllen. Dabei kann es sich um spezialisierte Anbieter oder Abteilungen größerer Energieunternehmen handeln. Die zehn größten Anbieter der geförderten Direktvermarktung entsprechend der vermarkteten Anlagenleistung waren im Jahr 2019: *Statkraft*, *Quadra Energy*, *Vattenfall Europe Sales GmbH*, *Wind Energy Trading AG*, *E.ON Energie Deutschland GmbH*, *Next Kraftwerke GmbH*, *MVV Energie AG*, *Energy2market GmbH*, *EnBW Trading GmbH* sowie die *EWE Energie AG* [50].

### **Marktteilnahme über Energie-Clouds (auch Energie-Communities)**

Im Bereich der Privatkunden haben sich darüber hinaus zur Entkopplung von Strombedarf und -erzeugung sogenannte Energie-Clouds etabliert. Diese auch als Energie-Communities bezeichneten Angebote aggregieren die Erzeugungen und Verbräuche räumlich verteilter Kleinanlagen (üblicherweise PV, oft auch Batteriespeicher, fallabhängig auch Wärmepumpen, KWK-Anlagen oder Ladesäulen für Elektrofahrzeuge) und stellen den Betreibern von Erzeugungsanlagen die Energie zu anderen Zeitpunkten zu günstigen Konditionen wieder zur Verfügung. Verschiedene Anbieter stellen dabei zum Teil sehr unterschiedliche Konzepte zur Verfügung, bei denen die Teilnahmebedingungen und die verwendete Integrationstechnik stark variieren. Entsprechende Angebote waren Anfang des Jahres 2020 beispielsweise die *Sonnen-Community* der Firma *Sonnen*, *ViShare* von *Viessmann*, *SolarPlus* der *EnBW*, *myEnergyCloud* von *EWE*, *Solarcloud* von *E.ON*, *SchwarmEnergie* von *Lichtblick* oder *SolarCloud* von *LEW*.

Durch eine externe Steuerung der verteilten Erzeugungs- und Speicher-Kapazitäten sowie eines extern gesteuerten Lastmanagements können einige dieser Anbieter mit einer netzdienlichen Fahrweise des aggregierten Systems als Virtuelles Kraftwerk wertschöpfend an den oben genannten Strommärkten agieren. Die zusätzliche Wertschöpfung kann an die Cloud-Teilnehmer bzw. Endkunden teilweise in Form von stabilen und günstigen Stromtarifen (häufig in Form von Flatrates) weitergegeben werden.



## 4 Rechtliche Rahmenbedingungen

### 4.1 Datenschutzrechtliche Vorgaben

Beim Einsatz intelligenter Zähler anstelle einer Nutzung von Standardlastprofilen für Energieversorgungsanlagen in Wohngebäuden besteht ein Risiko für natürliche Personen, dass ihr Grundrecht auf informationelle Selbstbestimmung verletzt werden kann, da beispielsweise die viertelstündig aufgelöste Erfassung von individuellen Lastprofilen Rückschlüsse auf ein Verbraucherverhalten zulässt. Das Recht auf Privatsphäre einerseits und die Verfahren und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in intelligenten Energienetzen mit gesellschaftlicher Funktion andererseits sind gegeneinander abzuwägen. Es besteht immer die Forderung nach Wahrung des Verhältnismäßigkeitsprinzips. Insofern sind bestimmte Verfahren und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit datenschutzfreundlicher als andere.

Datenschutzseitig kommen die Europäische Datenschutz-Grundverordnung (EU-DSGVO) (Verordnung (EU) 2016/679) sowie ergänzend das Bundesdatenschutzgesetz (BDSG) zum Tragen. Beide beinhalten datenschutzrechtliche Regelungen zum Umgang mit personenbezogenen Daten, d. h. zur Verarbeitung<sup>1</sup> von Informationen, die sich auf eine identifizierte oder identifizierbare natürliche Person beziehen. Die EU-DSGVO regelt die Rechtmäßigkeit der Verarbeitung. Nur wenn eine in der Verordnung definierte Bedingung erfüllt ist, darf die Verarbeitung personenbezogener Daten erfolgen. Dabei sind die nachfolgenden Grundsätze einzuhalten: Nachvollziehbarkeit/Transparenz der Verarbeitung, Zweckbindung, dem Zweck angemessene Datenminimierung, Begrenzung der Speicherdauer, Richtigkeit in Bezug auf den Verarbeitungszweck, Integrität und Vertraulichkeit.

Im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) wird u. a. dem Teilaspekt der Datenminimierung Rechnung getragen:

- „Die Verarbeitung und Nutzung der Smart Meter Daten ist nur soweit erlaubt, wie es für die Energieversorgung, -verteilung und -abrechnung erforderlich ist.
- Für Verbrauchende mit einem Standardtarif wird, wie bisher auch, nur ein Jahresarbeitswert erhoben; Verbrauchende mit einem flexiblen Tarif oder einem Jahresverbrauch oberhalb von 10.000 kWh pro Jahr oder einer Energieerzeugungsanlage müssen für Zwecke der Verbrauchsprognose und Bilanzierung der Energieflüsse pseudonymisierte Viertelstundenwerte zur Verfügung stellen.
- Gesetzlich ist vorgesehen, dass zeitlich hoch aufgelöste Daten lokal bei den Letztverbrauchenden abgerufen werden können, ohne dass diese auf eine externe Verarbeitung der Daten angewiesen sind.
- Es ist klar geregelt, wer welche Verbrauchsdaten für welchen Zweck erhält.
- Verbrauchsdaten sind zu löschen, sobald sie für den jeweiligen Zweck nicht mehr erforderlich sind.“  
[51]

Der Teilaspekt der Datensicherheit, d. h. aller geeigneter technischer und organisatorischer Verfahren und Maßnahmen zum Schutz von Daten hinsichtlich des Erreichens der Schutzziele Vertraulichkeit<sup>2</sup>,

---

<sup>1</sup> „Erheben, Erfassen, Organisation, Ordnen, Speicherung, Anpassung oder Veränderung, Auslesen, Abfragen, Verwendung, Offenlegung durch Übermittlung, Verbreitung oder eine andere Form der Bereitstellung, Abgleich oder Verknüpfung, Einschränkung, Löschen oder Vernichtung“ (Quelle: EU-DSGVO)

<sup>2</sup> nur berechnigte Personen können auf Daten zugreifen



Integrität<sup>1</sup>, Verfügbarkeit<sup>2</sup> und Authentizität<sup>3</sup> personenbezogener Daten, hat dabei eine Schnittmenge mit Fragestellungen zur Informations- und IT-Sicherheit<sup>4</sup>. Die ISO/IEC-Standards der 27000er-Reihe (insbesondere die ISO/IEC 27701) beschäftigen sich mit den Themen Informations- und Sicherheitstechniken, Informationssicherheit und Schutz der Privatsphäre. Darin wird sichtbar, wie eng die Datensicherheit personenbezogener Daten aber auch die Datensicherheit in energietechnischen Anlagen allgemein einhergehen mit Informationssicherheit. Informationssicherheit umfasst dabei Technologien, Prozesse, Verfahren und Maßnahmen, die die Hardware (Datennetze mit der Gesamtheit ihrer physischen Netzwerkkomponenten), die Software (Programme) und die Daten selbst vor Angriffen und Schäden (Ausfall von Diensten, unerlaubte Zugriffe, Manipulation, Diebstahl, Verlust, etc.) schützt. Werden BHKW am Stromnetz in Verbindung mit Datentransfers von einem Smart Meter genutzt, ist es wichtig, sie als Teil und mit dem Gesamtsystem „Stromversorgung“ (bestehend aus Erzeugung, Transport, Verbrauch, Speicherung, Kommunikation) gemeinsam zu betrachten. Aspekte der Datensicherheit in Verbindung mit dem Schutz personenbezogener Daten sind ebenfalls im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende geregelt:

- „Jede Datenübermittlung wird für die Letztverbrauchenden protokolliert.
- Zugelassene Smart Meter und Smart-Meter-Gateways müssen die Vorgaben in dem vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik herausgegebenen Schutzprofil und in der entsprechenden Technischen Richtlinie erfüllen und
- mit der Erfüllung dieser Richtlinie wird gewährleistet, dass nur zertifizierte, sogenannte Smart-Meter-Gateway Administratoren einen netztechnischen Zugang zu den Smart Metern erhalten. An Energielieferanten und Netzbetreiber werden die zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlichen Verbrauchsdaten nach zuvor eingespielten Profilen in regelmäßigen Abständen selbsttätig vom Smart-Meter-Gateway versendet.“ [51]

## 4.2 Regularien zu netzseitigen Anforderungen

### 4.2.1 Netzanschluss

Die typische Leistung für einen Netzanschluss einer Erzeugeranlage in der Spannungsebene 07 Niederspannung ( $\leq 1$  kV, Nennspannung 230 bzw. 400 V [52]) ist eine Leistung von bis zu 100 kW<sub>el</sub> [53]. Die Prüfung des maximalen Leistungsmoments der Netzebene und der maximalen Leitungslänge bei der Errichtung eines Netzanschlusses erfolgt durch den Netzbetreiber [52]. Für die Niederspannungsebene gelten die Niederspannungsanschlussverordnung (NAV), die Technischen Anschlussregeln (TAR) Niederspannung (VDE-AR-N 4100) [52], die Anwendungsregel Erzeugeranlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105) sowie die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Netzbetreibers.

Am Netzanschluss ist eine Messeinrichtung mit Arbeits- oder Lastgangzähler erforderlich [52],[54]. Für die Messstelle kommt das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) in Verbindung mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Anwendung. Messstellen an ortsfesten Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 7 kW<sub>el</sub> sind obligatorisch mit intelligenten Messsystemen (d. h. Smart Meter

---

<sup>1</sup> Daten können nicht unbemerkt manipuliert oder geändert werden

<sup>2</sup> es besteht jederzeit Zugriff auf die Daten

<sup>3</sup> Echtheit bzw. Originalität der Daten ist gegeben

<sup>4</sup> Letzteres bezieht sich nur auf die Sicherheit von technischen Systemen

und Smart-Meter-Gateway (SMGW)) auszustatten, wenn das nach MsbG bei einem Anlagenbetreiber wirtschaftlich vertretbar ist. Die lt. MsbG dazu geforderte technische Möglichkeit ist inzwischen vom BSI festgestellt worden: seit Dezember 2019 gibt es drei zugelassene (zertifizierte) SMGWs auf dem Markt, womit offiziell die Rollout-Verpflichtung der grundständigen Messstellenbetreiber nach § 30 MsbG begonnen hat [55]. Allerdings wurde die Rolloutverpflichtung kürzlich durch einen Eilbeschluss des Oberverwaltungsgerichts Nordrhein-Westfalen vorläufig ausgesetzt [56]. Als Grund dafür wird angegeben, dass die vom BSI zertifizierten Geräte die gesetzlich normierten Mindestanforderungen bzgl. Interoperabilitätsanforderungen nicht erfüllen<sup>1</sup>. Derzeit sind Produkte von vier Firmen zertifiziert, für fünf weitere SMGWs ist der Zertifizierungsprozess noch nicht abgeschlossen [57].

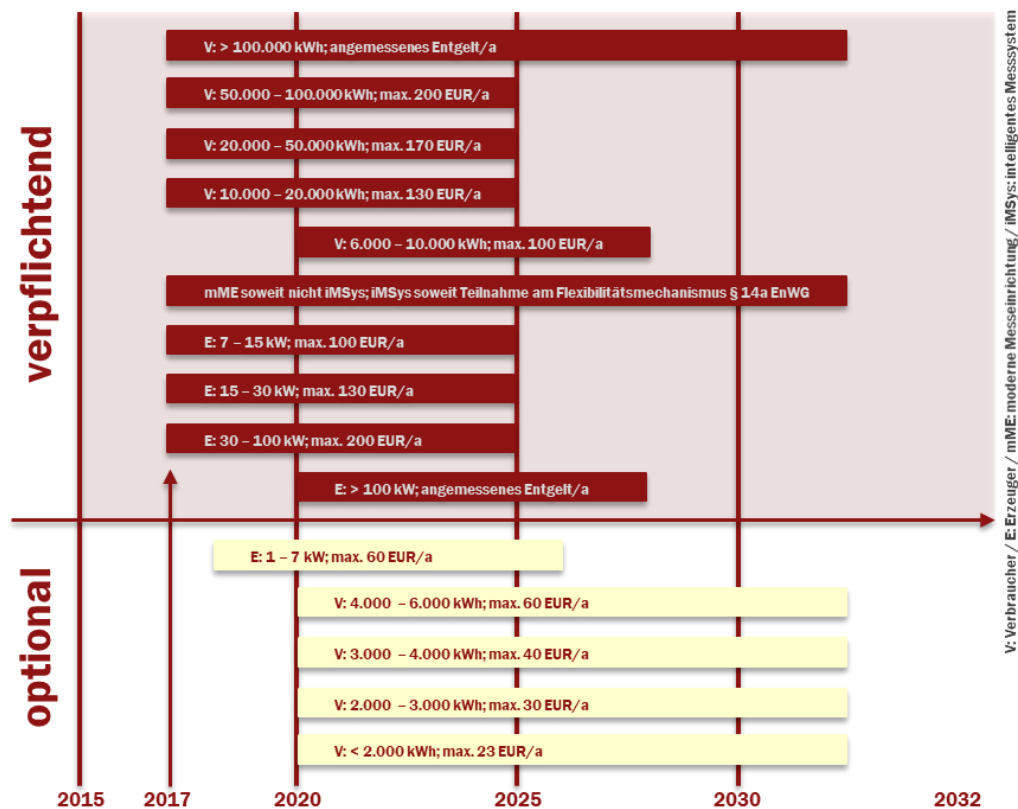


Abbildung 13 Zeitplan und Einordnung des Rollouts von intelligentem Messsystem (iMSys) und moderner Messeinrichtung (mME) nach Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende [58]

Für Messstellen von Erzeugungsanlagen ab 1 bis 7 kW<sub>el</sub> ist die Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem derzeit eine Kann-Bestimmung. Messstellen, für die keine Verpflichtung einer Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem besteht, müssen – soweit es nach MsbG wirtschaftlich vertretbar ist – mindestens mit einer modernen Messeinrichtung (Smart Meter) bis spätestens 2032 ausgestattet werden. Für größere Erzeuger ist der Einbau verpflichtend (vgl. Abbildung 13). Messstellen von Erzeugungsanlagen, deren Strom direktvermarktet wird, müssen nach EEG in jedem Fall mit einem SMGW und einer modernen Messeinrichtung ausgerüstet sein (es gelten z. T. Übergangsregelungen).

<sup>1</sup> [https://www.ovg.nrw.de/behoerde/presse/pressemitteilungen/18\\_210305/index.php](https://www.ovg.nrw.de/behoerde/presse/pressemitteilungen/18_210305/index.php)

## 4.2.2 Kriterien für Erzeugungsanlagen

Die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen sind in der DIN EN 50160 festgelegt. Anforderungen an Stromerzeuger ergeben sich auch aus dem *Network Code Requirements for Generators* (NC RfG) (Verordnung (EU) 2016/631), der in Deutschland in den Anwendungsregeln VDE-AR-N 4100 und VDE-AR-N 4105 für Niederspannung umgesetzt ist. Ergänzend dazu werden in den Normen für Erzeugungsanlagen, die zum Parallelbetrieb mit einem Verteilnetz vorgesehen sind (DIN EN 50549-1 VDE 0124-549-1), technische Anforderungen für die Schutzfunktionen und die Betriebseigenschaften für Erzeugungsanlagen festgelegt. Entsprechend dem NC RfG haben Stromerzeugungsanlagen ab 0,8 kW<sub>el</sub> Maximalkapazität mit einem Netzanschlusspunkt unterhalb von 110 kV den Status einer signifikanten Anlage (Typ A). Soll eine Erzeugungsanlage netzparallel im Niederspannungsnetz betrieben werden, sind zwischen dem Anlagenbetreiber und dem jeweiligen Netzbetreiber zusätzlich zum Netzanschlussvertrag organisatorische und prozessuale Vorschriften entsprechend der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Netzbetreibers einzuhalten (z. B. Anmelde- und Inbetriebsetzungsverfahren der Anlage). Weitere Vorschriften enthält die VDE-AR-N 4105 für neu in Betrieb zu setzende Erzeugungsanlagen oder die Erweiterung bestehender Anlagen detailliert aufgelistet. Darin ist auch verankert, dass sich z. B. Speicher beim Ausspeichern wie Erzeugungsanlagen verhalten müssen. Die Erzeugungsanlagen müssen im Allgemeinen<sup>1</sup> bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder -erhöhungen am Netz bleiben (dynamische Netzstützung) und sind bei Unterfrequenz zur Wirkleistungsabgabe verpflichtet. Zur statischen Spannungshaltung können verschiedene Verfahren zur Blindleistungseinspeisung zur Anwendung kommen (u. a. für dreiphasig angeschlossene Erzeuger eine Einspeisung in Abhängigkeit von der Spannung). Die bis zur Inkraftsetzung der aktuellen Anwendungsregel 2018 errichteten Erzeugungsanlagen gelten dabei als Bestandsanlagen, für die keine Anpassungspflicht an die seit 2018 gültige Version besteht.

Zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen (eine am Stromnetz betriebene Anlage bzw. ein Betriebsmittel im Stromnetz nimmt Einfluss auf dessen Stabilität) und die Aufrechterhaltung der Spannungsqualität in den Netzen gelten im europäischen Verbund technische Regeln der Verbände aus Österreich, Deutschland, der Schweiz und Tschechien [59],[60]. Auch in der TAR Niederspannung sind die zulässigen Grenzwerte für Netzzrückwirkungen aufgeführt.

Bezüglich möglicher Bereitstellung von Regelleistung sind in Deutschland die Vorgaben aus der *System Operation Guideline* (GL SO) (Verordnung (EU) 2017/1485) in Präqualifikationsbedingungen (PQ-Bedingungen) [47] für Primär- und Sekundärregelleistung sowie für Minutenreserveleistung umgesetzt worden (vgl. Abschnitt 3.5). Die Bereitstellung von Regelleistung durch Anlagen mit einer im SNUKR-Projekt beabsichtigten maximalen Leistung ist derzeit nach Präqualifikation<sup>2</sup> aufgrund der Mindestangebotsgröße (mindestens 1 MW<sub>el</sub>) nur im Rahmen eines Pooling für Primär- [61] und Sekundärregelleistung [62] sowie für Minutenreserveleistung [63] möglich. Erzeuger am Niederspannungsnetz müssen weder PRL, SRL noch MRL im Rahmen von Systemdienstleistungen erbringen können. Soll trotzdem eine Teilnahme an einer der drei Regelungen erfolgen, müssen für die Erzeugungsanlage die Anforderungen der TAR Hochspannung [64] für die jeweilige Regelungsart erfüllt sein.

<sup>1</sup> Bei den Anforderungen an das Verhalten der Erzeugungsanlage wird u. a. die Größe der Anschlussscheinleistung der Anlage berücksichtigt und die Tatsache, dass bestimmte Anforderungen technologisch bedingt nicht von allen Erzeugern geleistet werden können. So entfällt z. B. die geforderte dynamische Netzstützung bei Stirling-Generatoren und Brennstoffzellen.

<sup>2</sup> <https://pq-portal.energy/Download> und <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>

### 4.2.3 Aktuelle Entwicklung der Regularien

- Mit der *Guideline Electricity Balancing* (GL EB) (Verordnung (EU) 2017/2195) hat die EU Rahmenbedingungen gesetzt, um die europäischen Regelenenergiemärkte zu harmonisieren. Die Ausgestaltung erfolgt aktuell im Rahmen der Verbände (ENTSO-E<sup>1</sup> und ACER<sup>2</sup>) kontinuierlich in Konsultationsprozessen zwischen den europäischen Übertragungsnetzbetreibern und durch Genehmigungen durch die nationalen Regulierungsbehörden. In der Verordnung ist auch die Rolle des Regelenenergieanbieters definiert, die – falls es zu einer Teilnahme eines kleinen BHKWs an einem Pool kommen sollte – jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit von einem Händler ausgefüllt wird, der seinerseits das Präqualifikationsverfahren für den Pool durchführen muss und damit Anforderungen an ein kleines BHKW haben dürfte.
- Zur konkreten Ausgestaltung des § 14a EnWG (Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung; Verordnungsermächtigung) wurde ein Referentenentwurf zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) erarbeitet und eine Verbändeanhörung eingeleitet. Das Gesetz hat die zügige und sichere Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilnetze zum Ziel. Das Gesetzgebungsverfahren dazu wurde am 17.01.2021 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gestoppt und der Entwurf zurückgezogen. Seitens der Verbände wurden Kontroversen u. a. zur vorgesehenen Spitzenlastglättung (= Abregelung von Verbrauchern), dem fehlenden Anreiz zur Einbindung der Konsumenten (z. B. durch Einführung zeitvariabler Netzentgelte), fehlenden wettbewerblichen Marktoptionen und erheblicher Klarstellungsbedarf im Entwurfstext kommuniziert. [65],[66],[67],[68],[69],[70]
- Seit 2016 soll die geplante ePrivacy-Verordnung sowohl die geltende ePrivacy-Richtlinie (Richtlinie 2009/136/EG<sup>3</sup>) ersetzen als auch die europäische Datenschutzgrundverordnung (EU-DSGVO) hinsichtlich notwendiger Konkretisierungen für den elektronischen Bereich ergänzen. Damit soll Rechtssicherheit für den Datenschutz und den Schutz der Privatsphäre im digitalen Bereich geschaffen werden. Im Februar 2021 wurde in Ermangelung einer europäischen ePrivacy-Verordnung ein Referentenentwurf des BMWi zum „Gesetz zur Regelung des Datenschutzes und des Schutzes der Privatsphäre in der Telekommunikation und bei Telemedien“ [71] vorgelegt, damit die durch die Bestimmungen der EU-DSGVO verdrängten Datenschutzbestimmungen in Telekommunikationsgesetz und Telemediengesetz angepasst werden. Der Gesetzentwurf hat im März 2021 den Bundestag in erster Lesung passiert.

---

<sup>1</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity

<sup>2</sup> European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

<sup>3</sup> auch bekannt als Cookie-Richtlinie

## 5 Analyse der Betriebsziele & Ableitung der optimierten Fahrweisen

### 5.1 Akteure

Im Umfeld des Betriebes kleiner biomassebefeuerter BHKW sind eine Vielzahl verschiedener Akteure zu benennen, die ihrer Rolle entsprechende Aufgaben erfüllen. Nicht alle Rollen müssen im Anwendungsfall erfüllt werden und verschiedene Rollen können sich auf einen physischen Akteur vereinen.

Bezüglich der technischen Betriebsseite des BHKWs sind folgende Akteure bzw. Rollen aufzuschlüsseln:

- **Hersteller** ist das Unternehmen bzw. die Unternehmen, welche das BHKW und weitere, am Anlagenstandort vorhandene Heizungskomponenten produziert haben. An einem Standort können Produkte verschiedener Hersteller zum Einsatz kommen.
- **Vertreiber** ist der Lieferant des BHKWs und der weiteren Heizungskomponenten und kann mit dem Hersteller identisch sein.
- **Planungsbüro** ist ein Ingenieurs-Dienstleistungsunternehmen, das die Dimensionierung und Auswahl der Komponenten der BHKW-basierten Heizungsanlage durchführt und die Verschaltung der Komponenten plant.
- **Energieberater/-in** ist eine sachkundige Person, die bei der Planung einer BHKW-basierten Heizungsanlage hinsichtlich eines energetisch sinnvollen Einsatzes im jeweiligen Anwendungsfall (Gebäudetyp und Standort) berät, die Erfüllung rechtlicher Anforderungen prüft und bei der Beantragung von Fördermitteln unterstützt.
- **Installateur** ist der ausführende Fachbetrieb, der die Installation und Inbetriebnahme der Heizungsanlage durchführt. Speziell bei kleineren Anlagen wird die Planung oft durch den Installationsbetrieb durchgeführt.
- **Wartungsdienstleistungsunternehmen** stellt durch wiederkehrende Wartungseinsätze den ordnungsgemäßen Betrieb der Heizungsanlage dauerhaft sicher.
- **Schornsteinfeger/-in** genehmigt den Betrieb verbrennungsbasierter Anlagen und führt regelmäßig die gesetzlich vorgeschriebenen Emissionsmessungen sowie die Reinigung der Abgaswege durch.
- **Brennstofflieferant** ist das Unternehmen, das die notwendige, durch den Hersteller spezifizierte Brennstoffqualität und die bedarfsgerechte Lieferung des Brennstoffes sicherstellt.

Im Bereich des Anlagenbetriebs und der Nutzung der erzeugten Energie sind folgende Akteure und Rollen vorzufinden:

- **Energieendkunde/-kundin** ist die natürliche oder juristische Person, die als Endkunde die Energie bezahlt, die im Gebäude verbraucht wird.
- **Gebäudebetreiber/-in** ist die natürliche oder juristische Person, die für Betrieb und Verwertung des Gebäudes verantwortlich ist. Der Gebäudebetreiber kann auch gleichzeitig der Energieendkunde sein.
- **Anlageneigentümer/-in** ist die natürliche oder juristische Person, die Eigentümer der BHKW-basierten Heizungsanlage ist. Es besteht prinzipiell die Möglichkeit, dass das BHKW und der Rest der Heizungsanlage unterschiedliche Eigentümer hat. Der Anlageneigentümer kann gleichzeitig auch der Energieendkunde und der Gebäudebetreiber sein. Der Anlageneigentümer kann die Anlage an einen Anlagenbetreiber verpachten, der dann das volle Betriebsrisiko trägt [72].

- **Anlagenbetreiber/-in** ist die natürliche oder juristische Person, die für den Betrieb der BHKW-basierten Heizungsanlage oder auch nur des BHKWs verantwortlich ist und das Betriebsrisiko trägt. Der Anlagenbetreiber kann gleichzeitig auch der Anlageneigentümer, der Gebäudebetreiber und der Energieendkunde sein. Je nach Anlagenbetreiber können sich für den Betrieb unterschiedliche Interessenslagen ergeben (vgl. Abschnitt 5.2).

Im Zusammenhang mit dem Betrieb des BHKWs im Stromnetz sind die folgenden Akteure zu nennen:

- **Netzbetreiber** ist der Betreiber des lokalen Verteilnetzes am Netzanschlusspunkt des BHKWs und der Verantwortliche, mit dem der Gebäudebetreiber oder der Anlagenbetreiber bei Stromeinspeisung gegebenenfalls die Einspeisevergütung abrechnen kann.
- **Energieversorger bzw. Stromlieferant** ist der Verantwortliche für die Belieferung des Gebäudebetreibers, des Energieendkunden oder des Anlagenbetreibers mit Strom.
- **Messstellenbetreiber** ist ein Dienstleister, der im Gebäude vorhandene Energiezähler betreibt und ab- bzw. ausliest und die Daten beispielsweise dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt.

Im Umfeld eines BHKWs lassen sich darüber hinaus verschiedene Energiedienstleister für die Vermarktung des Stromes verorten:

- **Aggregatoren** sind Dienstleister, die die Erzeugung vieler kleiner BHKW bündeln und am Strommarkt handeln (vgl. Abschnitt 3.5).
- **Energie-Communities bzw. -Clouds** sind Dienstleister, die Erzeugungen und Verbräuche räumlich verteilter Kleinanlagen aggregieren und den Betreibern von Erzeugungsanlagen die Energie zu anderen Zeitpunkten zu günstigen Konditionen wieder zur Verfügung stellen (vgl. Abschnitt 3.5).
- **Wärme-Contractoren** sind Dienstleister, die Wärmeerzeugungsanlagen in Gebäuden betreiben und die Wärme zu fixen Konditionen an den Energieendkunden im Gebäude liefern. Sie können im Kontext mit BHKW als Anlageneigentümer und Anlagenbetreiber (vgl. Abschnitt 5.2) auftreten. Häufig treten mittelständische Installationsunternehmen und Energieversorger als Wärme-Contractoren auf [73].

## 5.2 Betreibermodelle

Kleine biomassebefeuerte BHKW können von unterschiedlichen Typen von Anlagenbetreibern eingesetzt werden. Abhängig von den Interessen des jeweiligen Anlagenbetreibers ergeben sich unterschiedliche Betreibermodelle mit entsprechenden Betriebszielen sowie ggf. unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen und damit auch unterschiedlichen Optimierungspotentialen. Der wesentliche Unterschied zwischen den Betreibermodellen ergibt sich daraus, ob die erzeugte Energie (Strom & Wärme) vom Betreiber selbst genutzt, lokal direkt geliefert oder anderweitig vermarktet wird. Der Betreiber eines BHKWs ist nicht notwendigerweise auch der Eigentümer der Anlage (vgl. Abschnitt 5.1), trägt aber das Betriebsrisiko. Grundsätzlich lassen sich folgende drei typische Betreibermodelle definieren, die sich aufgrund des jeweiligen Anlagenbetreibers voneinander abgrenzen.

### Betrieb durch den Energieendkunden

Dieses Modell umfasst eine in der Regel vollständige Nutzung der Wärmeerzeugung und eine zumindest teilweise Nutzung der Stromerzeugung durch den Betreiber am Standort des BHKWs, typischerweise in einem (teilweise) selbstgenutzten Ein- bis Zweifamilienhaus. Betriebsziel ist dabei in der Regel die Deckung des Wärmebedarfs mit gleichzeitig möglichst großer Eigennutzung der Stromerzeugung (vgl. Abschnitte 3.3, 5.4.1, 5.4.2, 5.4.3). Überschüssig erzeugter Strom wird ins lokale Stromnetz eingespeist



und entsprechend vergütet (vgl. Abschnitt 3.2). Eine lokale Vermarktung der Stromerzeugung in einem Mieterstrommodell kann dabei Bestandteil des Betreibermodells sein (vgl. Abschnitte 3.4, 5.4.4). Eine weitere Möglichkeit der wirtschaftlichen Verwertung der Stromerzeugung können Energie-Communities bzw. -Clouds darstellen. Die Vermarktung über Aggregatoren ist bei diesen Anlagen aufgrund der geringen elektrischen Nennleistung unüblich (vgl. Abschnitte 3.5, 5.4.5).

#### **Betrieb durch den Gebäudebetreiber/-eigentümer**

In diesem Modell ist der Betreiber eines Gebäudes mit mehreren Mietparteien (häufig, aber nicht notwendigerweise Eigentümer des Gebäudes) auch der Betreiber des BHKWs und der installierten Wärmeversorgungsanlage. Die Wärme wird üblicherweise klassisch nach Aufwand über die gesetzlich vorgeschriebene Heizkostenabrechnung mit den Mietern abgerechnet. Der erzeugte Strom wird vom BHKW-Betreiber vermarktet. Dies kann entweder über einen fixen Netz-Einspeisetarif (vgl. Abschnitt 3.2), lokal als Mieterstrommodell (vgl. Abschnitte 3.4, 5.4.4) oder über einen Dienstleister (Aggregator, Energie-Community bzw. -Cloud, vgl. Abschnitte 3.5, 5.4.5) erfolgen. Aggregatoren erwarten typischerweise eine elektrische Mindestnennleistung des BHKWs von ca. 50 kW<sub>el</sub>.

#### **Betrieb durch einen Energiedienstleister (Wärme-Contracting)**

Der Betrieb durch einen Energiedienstleister wird in der Regel im Rahmen eines Wärme-Contractings umgesetzt, bei dem der Gebäudebetreiber die Lieferung der Heizwärme an einen Dienstleister auslagert [73]. Der Dienstleister betreibt das BHKW und verkauft die Wärme zu fixen Konditionen an die Energieendkunden oder den Gebäudebetreiber am Standort des BHKWs. Der erzeugte Strom kann dann ebenfalls direkt als Einspeisung (vgl. Abschnitt 3.2), in einem Mieterstrommodell (vgl. Abschnitte 3.4, 5.4.4) oder über Aggregatoren bzw. Energie-Communities/-Clouds (vgl. Abschnitte 3.5, 5.4.5) vermarktet werden.

### **5.3 Gegenwärtig übliche Fahrweisen**

Kleine biomassebefeuerte BHKW werden heute üblicherweise wärmegeführt gefahren. Das heißt, die elektrische Einspeisung ins Netz erfolgt dann, wenn am Installationsstandort ein Wärmebedarf und gleichzeitig ein zu niedriger Elektrizitätsbedarf besteht. Je nach Anlagenkonfiguration und -dimensionierung am Standort sind unabhängig vom eingesetzten Brennstoff für kleine BHKW drei grundsätzlich verschiedene Fahrweisen üblich, um die Wärmelast (vgl. Kasten „Erläuterung Wärmelast“, S. 50) zuverlässig abzudecken:

#### **1. Wärmegeführter Betrieb in einem monovalenten Wärmeversorgungssystem:**

Das BHKW ist der einzige Wärmeerzeuger am Standort. Das Gerät ist relativ groß ausgelegt, so dass es die maximale Wärmelast des Gebäudes abdecken kann. Kurzfristige Lastspitzen, -senken und jahreszeitliche Bedarfsschwankungen werden über einen Wärmespeicher und bei modulierbaren Geräten gegebenenfalls zusätzlich durch eine Leistungsanpassung ausgeglichen. Die Anzahl der Vollbenutzungsstunden bewegt sich lastprofilabhängig im selben Bereich wie bei einem reinen Wärmeerzeuger und hängt vom Verhältnis des Jahreswärmeenergiebedarfs zur Wärmenennleistung des BHKWs ab (ca. 1.500 – 3.000 h pro Jahr im Einfamilienhaus, vgl. Abschnitt 2.2.3).

#### **2. Wärmegeführter Betrieb in einem bi- oder multivalenten Wärmeversorgungssystem:**

An einem Standort sind mehrere Wärmeerzeuger installiert, wobei mindestens einer davon ein BHKW ist. Die Geräte sind so ausgelegt, dass der BHKW-Betrieb vorrangig behandelt wird und Grund- sowie Mittellast abdeckt. Die zusätzlichen Wärmeerzeuger kommen als Spitzenlastgeräte nur an sehr kalten

Tagen zum Einsatz. Das BHKW kann dann entsprechend kleiner ausgelegt werden, was zu einer erhöhten Anzahl der Vollbenutzungsstunden im Vergleich zu einer monovalenten Anlage führt. Diese Fahrweise trifft prinzipiell auch auf Kaskadenanlagen<sup>1</sup> zu, die mehrere BHKW integrieren und diese je nach Wärmebedarf einzeln zu- bzw. abschalten. Kaskadenanlagen können, müssen aber nicht, mit einem Spitzenlastkessel ausgestattet sein.

### 3. **Grundlastbetrieb in einem bi- oder multivalenten Wärmeversorgungssystem:**

Das BHKW ist einer von mehreren Wärmeerzeugern am Standort. Das BHKW ist so ausgelegt, dass es nicht wesentlich mehr als den durchschnittlichen Wärmebedarf in Schwachlastzeiten (Grundlast) abdeckt, wobei tageszeitliche Schwankungen durch Wärmespeicher ausgeglichen werden. Mittel- und Spitzenlast wird von konventionellen Wärmeerzeugern abgedeckt. Bei entsprechend kleiner Auslegung kann das BHKW fast ganzjährig durchlaufen und erreicht dann eine hohe Anzahl von Vollbenutzungsstunden im Bereich von 7.000 – 8.000 h pro Jahr.

#### **Erläuterung Wärmelast**

Analog zum Stromnetz lässt sich auch in der Gebäudewärmeversorgung der Energiebedarf in Grund-, Mittel- und Spitzenlast aufschlüsseln. Die Grundlast fällt über das ganze Jahr an (üblicherweise bedingt durch den Trinkwarmwasserbedarf), die Spitzenlast an den ca. 10 kältesten Tagen im Jahr. Die Mittellast ist der Lastbereich zwischen Grund- und Spitzenlast.

Allen wärmegeführten Fahrweisen gemeinsam ist eine prinzipiell volatile Stromerzeugung mit unterschiedlich starker Ausprägung. Je größer das BHKW im Vergleich zum Wärmebedarf konfiguriert ist, umso stärker wird der zeitliche Verlauf der Stromerzeugung vom jeweiligen Profil des Wärmebedarfs abhängen. Dieser zeitliche Verlauf ist allerdings innerhalb gewisser Grenzen vorhersehbar und hängt von folgenden Faktoren ab:

- Konfiguration und Dimensionierung der Anlage,
- Jahreszeitlich bedingte Bedarfsschwankungen (hauptsächlich Heizwärmebedarf),
- Abhängigkeit des gesamten Wärmebedarfs vom Wochentag (Heizwärme, Trinkwarmwasser, Prozesswärme),
- Tageszeitlich bedingte Schwankungen des gesamten Wärmebedarfs.

Aus ökonomischer Perspektive ist der monovalent-wärmegeführte Betrieb mit vergleichsweise hohen Investitionen verbunden, da sich die Auslegung der KWK-Anlage an der Heizlast orientiert und ein entsprechend groß dimensioniertes Gerät erfordert. Als Vorteil ist die vergleichsweise geringe Systemkomplexität aufzuführen. Die Anlage kann mit einfachen Regelstrategien gefahren werden.

Ein bi- oder multivalenter Betrieb ermöglicht eine kleinere Auslegung der kapitalintensiven KWK-Anlage und dadurch niedrigere Investitionen. Durch die modulare und damit je nach Dimensionierung und aktuellem Wärmebedarf teilweise redundante Ausführung der Wärmeerzeugung wird eine höhere Ausfallsicherheit bei der Wärmebereitstellung erreicht. Gleichzeitig wird jedoch das Gesamtsystem

<sup>1</sup> Kaskadenanlagen: Heizungsanlagen mit zwei oder mehreren Wärmeerzeugern, ungefähr gleicher Größe, die nach Wärmebedarf zu- bzw. abgeschaltet werden und abwechselnd betrieben werden, um die Betriebsstunden gleichmäßig auf alle Wärmeerzeuger zu verteilen.

komplexer und regelungstechnisch entsprechend anspruchsvoller. Rein wärmegeführte bi- oder multivalente Anlagen ermöglichen zudem klein dimensionierte Wärmespeicher, was sich günstig auf Platzbedarf, Investitionskosten und Wärmeverluste auswirkt.

## 5.4 Optimierte Fahrweisen

In den folgenden Abschnitten werden für verschiedene Betreiber typen denkbare optimierte Fahrweisen beschrieben, die einen gesteigerten Nutzen für den jeweiligen Betreiber versprechen. Vielen dieser Fahrweisen ist eine nicht ausschließlich wärmegeführte Regelstrategie gemeinsam.

### 5.4.1 Auslastungsmaximierende Fahrweise

Eine solche Fahrweise optimiert die Auslastung der KWK-Anlage, ausgedrückt in der Anzahl der jährlichen Vollbenutzungsstunden, mit dem Ziel des möglichst unterbrechungsfreien Einsatzes der Anlage. Üblicherweise werden solche Anlagen schon planungsseitig so dimensioniert, dass sie auch in Schwachlastphasen (Sommer und Übergangszeiten) nennenswerte Laufzeiten erreichen, was vergleichsweise niedrige Nennleistungen erfordert. Das BHKW wird mit weiteren Wärmeerzeugern und meist auch mit Wärmespeichern kombiniert, wobei dem BHKW die Priorität der Wärmeerzeugung eingeräumt wird (vgl. Abschnitt 5.3 Grundlastbetrieb in einem bi- oder multivalenten Wärmeversorgungssystem). Die zusätzlichen Wärmeerzeuger weisen in dieser Systemkonfiguration häufig ein Mehrfaches der Nennleistung des BHKWs auf und werden anhand der zu erwartenden Spitzenlast dimensioniert. Bei der Optimierung ist deshalb darauf zu achten, dass die zusätzlichen Wärmeerzeuger den Wärmespeicher nicht mehr als notwendig aufheizen, um somit eine möglichst kontinuierliche Wärmeabnahme vom BHKW zu erzielen.

Diese Fahrweise wird gegenwärtig häufig für kleine BHKW eingesetzt, setzt auf eine reine Wärmeabfuhr der Erzeugung und wird in einem dezentralen Regelungskonzept umgesetzt (vgl. Abschnitt 2.2.2). Sie ist für den Betrieb durch Energieendkunden, durch Gebäudebetreiber und durch Energiedienstleister interessant (vgl. Abschnitt 5.2). Aus einzelwirtschaftlicher Perspektive liegt der Vorteil dieser Fahrweise in der hohen Auslastung der KWK-Anlage, d. h. der hohen gekoppelten Wärme- und Stromproduktion.

### 5.4.2 Eigenverbrauchsmaximierende Fahrweise

Die Eigenverbrauchsmaximierung ist durch die Preisdifferenz von Netzbezug und -einspeisung in Kombination mit der vergleichsweise geringen Abgabenbelastung für die Eigenversorgung motiviert (vgl. Abschnitt 3.2). Das Betriebsziel ist dabei eine möglichst weitgehende Nutzung der Stromerzeugung des BHKWs am Standort der Anlage. Eingespeiste Elektrizität wird im Vergleich zum Bezugspreis wesentlich niedriger vergütet. Der ökonomische Nutzen einer BHKW-Anlage erhöht sich, wenn der produzierte Strom zeitgleich zur Erzeugung direkt am Standort verbraucht, anstatt ins Netz eingespeist wird.

Günstig für eine solche Anpassung der Fahrweise ist eine weitgehende Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf. In Wohngebäuden ist diese häufig gegeben. Abbildung 14 zeigt beispielhaft den elektrischen und thermischen Lastgang für ein typisches Mehrfamilienhaus<sup>1</sup>. Erkennbar ist der (teilweise) synchrone Verlauf von Strom- und Wärmelastkurve, aber auch die Abweichungen, welche besonders am

<sup>1</sup> Aus VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen; Geltungsbereich für Einfamilienhäuser bis 12 Personen und 3 Wohneinheiten, Mehrfamilienhäuser von 4 – 40 Wohneinheiten

morgentlichen Wärmelastpeak deutlich werden. Je nach Gebäudetyp und -nutzung können sich die Lastkurven stark unterscheiden, insbesondere in gewerblichen Anlagen sind deutlich andere Bedarfsverläufe möglich. Deshalb müssen bei einer Eigenverbrauchsmaximierung die individuellen Verbrauchsprofile am Standort berücksichtigt werden. Erreichen kann man die Maximierung des Eigenverbrauchs durch eine geschickte Wahl der Betriebszeiten, vorzugsweise in Phasen mit einem hohen Strombedarf. Ein groß dimensionierter Wärmespeicher ermöglicht bei einer solchen Fahrweise mehr Flexibilität (vgl. Abschnitte 2.2.1, 0) und damit einen höheren Eigenverbrauch. Die Umsetzung einer solchen Fahrweise wird in einem dezentralen Regelungskonzept erfolgen (vgl. Abschnitt 2.2.2) und unterliegt den entsprechenden Anforderungen und Einschränkungen.

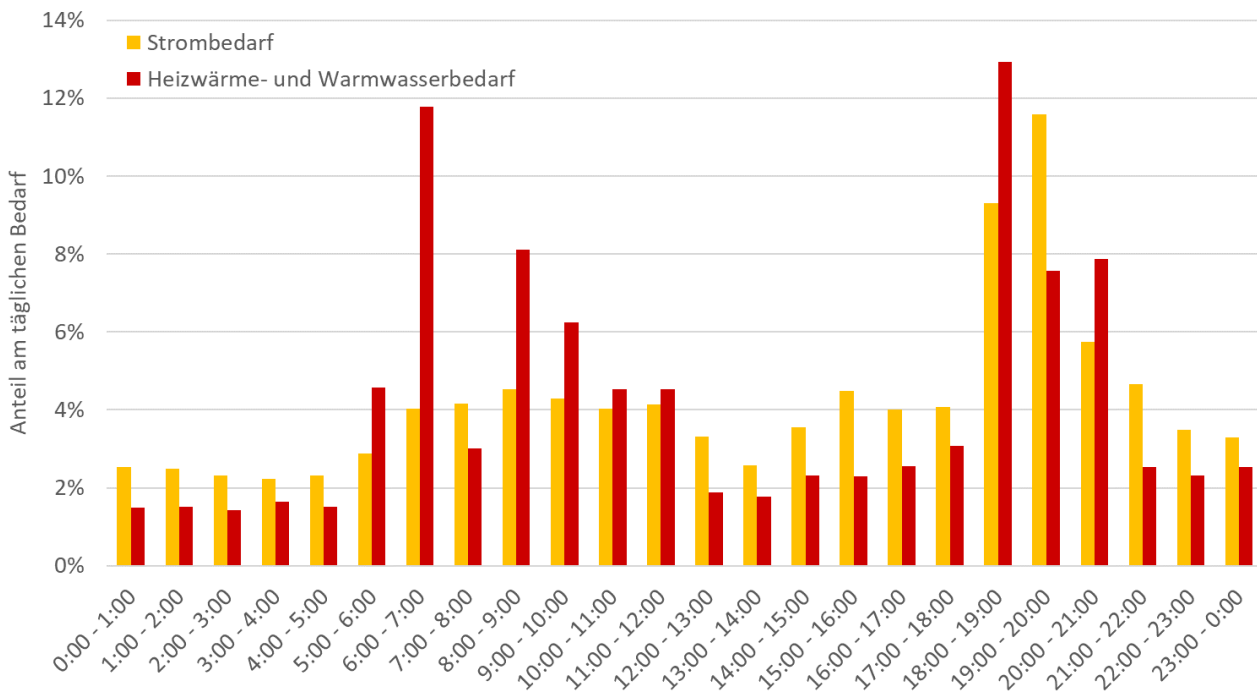


Abbildung 14 Strom- und Wärmelastkurve (Mehrfamilienhaus, Winter-Wochentag, bezogene Werte in Prozent des aufsummierten Tagesbedarfs) [29]

Aus einzelwirtschaftlicher Perspektive der Anlagenbetreiber liegt der Vorteil dieser Fahrweise vor allem bei den verringerten Strombezugskosten, denn im Vergleich zur Stromabnahme aus dem Netz entfallen bei der Eigenversorgung die Netzentgelte sowie zahlreiche Steuern und Umlagen, die bei Haushaltsstrompreisen ca. 40 % des Strompreises ausmachen (aus [44] und eigene Rechnungen). Zudem kann bei Vorliegen der Voraussetzungen für Eigenversorgung im Sinne des EEG die Zahlung der EEG-Umlage auf 40 % abgesenkt oder, wie in der Regel bei Kleinanlagen, ganz vermieden werden (vgl. Abschnitt 3.3). Aus gesamtwirtschaftlicher, gesellschaftlicher Perspektive ist die Eigenverbrauchsmaximierung von Anlagenbetreibern nicht notwendigerweise mit ökonomischen Vorteilen verbunden. Gleichzeitig führt die Eigenversorgung unter ansonsten gleichen Voraussetzungen zu einer erhöhten Abgabelast für andere Stromendkunden. Eigenverbrauchsmaximierung ist vor allem aufgrund des direkten Anreizeffektes für Anlagen interessant, die vom Energieendkunden betrieben werden (vgl. Abschnitt 5.2).

Ist zusätzlich zur Fahrweise auch die Anlagendimensionierung zu bestimmen, ist zu beachten, dass unter ansonsten gleichen Umständen eine relativ klein dimensionierte Anlage zu einem relativ hohen Eigenverbrauch (vgl. Kasten „Erläuterung Begriffe“, S. 53) führt. Dies führt zwar auch zu geringeren

Investitionen in die Anlage, erhöht aber wiederum den Netzbezug und die entsprechenden Bezugskosten. Eine im Vergleich relativ groß dimensionierte Anlage weist eine größere Eigenbedarfsdeckung (vgl. Kasten „Erläuterung Begriffe“, S. 53) auf und damit niedrigere Strombezugskosten, lässt aber den Eigenverbrauch sinken, da mehr Überschuss ins Netz eingespeist wird (vgl. 5.4.2).

#### **Erläuterung Begriffe**

**Erzeugung:** vom BHKW am Anlagenstandort erzeugte Energiemenge

**Eigenbedarf:** lokaler Energiebedarf am Anlagenstandort

**Bezug:** lokal aus dem Netz bezogene Energiemenge (falls Erzeugung < Eigenbedarf)

**Einspeisung:** lokal ins Netz eingespeiste Energiemenge (falls Erzeugung > Eigenbedarf)

**Eigenverbrauch:** Anteil der BHKW-Erzeugung, der lokal am Anlagenstandort verbraucht wird

**Eigenbedarfsdeckung:** Anteil des lokalen Eigenbedarfs, der aus der BHKW-Erzeugung gedeckt wird

### 5.4.3 Bezugsminimierende Fahrweise

Eine bezugsminimierende Fahrweise versucht die Eigenbedarfsdeckung zu maximieren. Das Betriebsziel ist es, den Strombedarf am Anlagenstandort so weit wie möglich durch das BHKW zu decken und möglichst wenig Strom aus dem Netz zu beziehen. Grundsätzlich erreicht man die Minimierung des Bezugs mit denselben Maßnahmen wie bei der Maximierung des Eigenverbrauchs (vgl. Abschnitt 5.4.2), wie zum Beispiel durch die Optimierung der Betriebszeiten. Bei der bezugsminimierenden Fahrweise wird das BHKW relativ groß dimensioniert und lässt somit einen geringeren Eigenverbrauch (vgl. Abschnitt 5.4.2) erwarten, da ein höherer Erzeugungsüberschuss eingespeist wird. Durch die Integration von weiteren erneuerbaren Stromerzeugern (wie z. B. Kleinwindanlagen oder PV) und Stromspeichern (vgl. Abschnitt 2.2.1) lässt sich der Eigenbedarf, falls gewünscht, nahezu vollständig abdecken. Auch eine solche Fahrweise würde in einem dezentralen Regelungskonzept umgesetzt (vgl. Abschnitt 2.4.3).

In der ökonomischen Bewertung unterscheidet sich dieser Fall von der Eigenverbrauchsmaximierung hauptsächlich darin, dass die Bezugsminimierung unter ansonsten ähnlichen Umständen von einer größeren Anlagendimensionierung profitiert. Diese geht dann mit erhöhten Investitionen und einer höheren Netzeinspeisung einher. Vorteilhaft ist dies, wenn die Einnahmen aus Einspeisung und die vermiedenen Stromkosten die zusätzlichen Investitionen überwiegen. Auch die Bezugsminimierung ist vor allem für Anlagen interessant, die vom Energieendkunden betrieben werden (vgl. Abschnitt 5.2).

**Sonderfall weitgehende Eigenversorgung:** Es besteht die Möglichkeit, durch den Einsatz von Strom- und Wärmespeichern, Erzeugung und Verbrauch zeitlich so gut zu entkoppeln, dass sowohl der Eigenverbrauch maximiert als auch der Strombezug minimiert (bzw. Eigenbedarfsdeckung maximiert) wird. Bei ausreichend groß dimensionierten Stromerzeugern und Stromspeichern lässt sich mit solchen Anlagen im Extremfall die Autonomie vom Stromnetz darstellen, die gleichbedeutend mit 100 % Eigenverbrauch bei gleichzeitig 100 % Eigenbedarfsdeckung ist, d. h. es findet auch kein Netzbezug und keine Netzeinspeisung mehr statt.

#### 5.4.4 Bedarfsoptimierung für Mieterstromkunden

Diese Bedarfsoptimierung ist eine Variante der Eigenverbrauchsmaximierung, die in einem Mieterstrommodell auf die möglichst weitgehende lokale Nutzung der BHKW-Erzeugung durch Mieterstromkunden am Anlagenstandort abzielt (vgl. Abschnitt 5.4.2) und denselben grundsätzlichen Anforderungen der eigenverbrauchsmaximierenden Fahrweise unterliegt.

Der zusätzliche Nutzen entsteht einerseits für die Mieterstromkunden durch niedrigere Strombezugskosten (vgl. Abschnitte 3.3, 3.4) und andererseits für den Mieterstromlieferanten durch höhere erzielbare Erlöse für die Stromerzeugung. Dieses Konzept lässt sich immer dann anwenden, wenn in einem Wohngebäude (unter bestimmten Umständen auch in direkt angrenzenden Nachbargebäuden) mehrere Parteien als Stromkunden zusammenkommen und das BHKW ausreichend groß dimensioniert ist. Eine Kombination mit anderen erneuerbaren Stromerzeugern ist auch an dieser Stelle denkbar. Ein großer Vorteil eines solchen Anlagenkonzeptes, gegenüber der Bedarfsoptimierung nur beim Energieendkunden, ist die bessere Vorhersagbarkeit der Stromverbrauchsprofile, welche durch Überlagerungseffekte nicht mehr so stark von individuellen Verhaltensweisen einzelner Nutzer geprägt ist. Außerdem können kapazitätsabhängige Größendegressionseffekte bei der Anlageninvestition genutzt werden. Eine solche Fahrweise käme typischerweise in Anlagen von Gebäudebetreibern oder von Energiedienstleistern zum Einsatz (vgl. Abschnitt 5.2).

#### 5.4.5 Marktoptimierte Fahrweise durch Aggregatoren oder Energie-Clouds

Eine strommarktorientierte Fahrweise ist bei kleinen BHKW unüblich, aber grundsätzlich möglich. Es gibt Dienstleister (Aggregatoren), die solche Anlagen in eine zentrale Leitstelle einbinden und den erzeugten Strom vermarkten. Ist die elektrische Leistung dieser BHKW für den Dienstleister in hohem Maß frei und kurzfristig abrufbar, kann mit einer größeren Anzahl ein sogenanntes virtuelles Kraftwerk (VPP – *Virtual Power Plant*) dargestellt werden (vgl. Abschnitt 3.5). In diesem Zusammenhang wird in der Regel eine Mindestnennleistung gefordert, um die Investition für die Leitstellenanbindung rentabel zu gestalten. Der Anbieter *Next Kraftwerke* benennt, in Abhängigkeit von eingesetzter Technologie und Zielmarkt, die Vernetzungskosten im niedrigen dreistelligen bis niedrigen vierstelligen Bereich [74]. Auch das Europäische Forschungsprojekt *Sim4Blocks* ermittelt ähnliche Kosten für die netzdienliche Einbindung von verteilten Erzeugern [75]. Aggregatoren kommunizieren keine feste Leistungsgrenze, da letztlich jede Anlage individuell vom Anbieter bewertet und über die Möglichkeiten der Einbindung entschieden werden muss. In Gesprächen mit verschiedenen Anbietern wurden Mindestgrößen von ca. 50 kW<sub>el</sub> elektrischer Ausgangsleistung genannt bzw. teilweise Endkundengeräte komplett ausgeschlossen.

Ebenso kann die Erzeugung aus Anlagen, die in Energie-Clouds eingebunden sind (vgl. Abschnitt 3.5) und vom Cloud-Anbieter aus der Ferne angesteuert werden können, von diesen vermarktet werden, wobei auch an dieser Stelle der Aufwand für die Anbindung in eine Leitstelle eine gewisse Anlagenmindestgröße erfordert.

Generell wird sich die Optimierung einer marktorientierten Fahrweise an den Strommarktpreisen ausrichten und versuchen das BHKW vorzugsweise dann zu betreiben, wenn der Erlös am größten ist. Dies unterliegt jedoch auch potentiellen Einschränkungen, z. B. wenn am Standort der Anlage keine lokale Wärmeabnahme erfolgen kann. Auch hier ist eine Pufferung der erzeugten Wärme eine Möglichkeit der Flexibilisierung des Betriebs (vgl. Abschnitt 2.2.1) und wird in einem zentralen Regelungskonzept umgesetzt, das die entsprechenden Anforderungen und Einschränkungen berücksichtigen muss (vgl.



Abschnitt 2.4.3). Diese Form der Stromvermarktung ist für größere Anlagen von Endkunden, Gebäudebetreibern und für Energiedienstleistern interessant (vgl. Abschnitt 5.2).

#### 5.4.6 Netzdienliche Fahrweise im lokalen Verteilnetz

Das in Abschnitt 2.3.3 beschriebene immanent netzverträgliche Verhalten von kleinen BKHWS kann durch ein sinnvolles Erzeugungsmanagement weiter ausgebaut werden, um die starken Last- und Einspeiseschwankungen in lokalen Verteilnetzen mit einem hohen PV-Anteil auszugleichen. Betriebsziel ist dabei ein möglichst netzdienliches Verhalten auf der lokalen Verteilnetzebene. Es lässt sich durch den Einsatz von ausreichend großen Wärmespeichern erreichen (vgl. Abschnitt 2.2.1) und kann sowohl über ein zentrales als auch über ein dezentrales Regelkonzept umgesetzt werden (vgl. Abschnitt 2.4.3). Im letzteren Fall wird lokal eine Information über den zukünftigen, voraussichtlichen Netzzustand benötigt, die beispielsweise auch über eine Wettervorhersage antizipiert werden kann.

Eine solche Fahrweise wird im Moment ökonomisch nicht direkt belohnt (z. B. über einen Zuschlag auf die Einspeisevergütung, vgl. Abschnitt 3.2) und kann deswegen für keines der genannten Betreibermodelle (vgl. Abschnitt 5.2) einen direkten Nutzen erzielen. Prinzipiell könnten alle Betreiber diese Fahrweise über einen Aggregator oder eine Energie-Cloud vermarkten (vgl. Abschnitte 3.5, 5.4.5), aber die betrachtete Anlagengröße von kleinen BHKW bis 50 kW<sub>el</sub> ist bisher bei den Anbietern meist nicht von Interesse. Dies könnte sich dann ändern, wenn der entsprechende Regelalgorithmus in einem dezentralen Regelkonzept umgesetzt wird und auf die aufwändige Leitstellenanbindung verzichtet werden kann.



## 6 Zusammenfassung und Bewertung

### 6.1 Rahmenbedingungen für optimierte Fahrweisen

Entsprechend den ausführlichen Darstellungen in den vorangegangenen Kapiteln werden im Folgenden die technischen, ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen zusammengefasst:

#### **Technische Rahmenbedingungen** (Kapitel 2)

Für die technischen Rahmenbedingungen lässt sich zusammenfassen, dass kleine biomassebefeuerte BHKW grundsätzlich gut geeignet sind, um einen flexiblen und netzdienlichen Beitrag zur Strom- und Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien zu leisten. Hervorzuheben ist das immanent netzdienliche und zur photovoltaischen Stromerzeugung komplementäre Verhalten des BHKWs. Typischerweise erzeugen diese Anlagen vor allem in kalten und sonnenarmen Zeiten Strom für den Eigenverbrauch oder die Einspeisung ins öffentliche Stromnetz, wenn gleichzeitig die erneuerbare Erzeugung aus Photovoltaikanlagen gering ist. Während warmer und sonnenreicher Zeiten mit viel erneuerbarer Erzeugung wiederum sind BHKW-Anlagen aufgrund des niedrigen Wärmebedarfs häufig nicht in Betrieb. Dieser wünschenswerte Nutzen für das Stromnetz entsteht dabei vor allem auf der Ebene des lokalen Verteilnetzes und kann eine (vorteilhafte) ausgleichende Wirkung in der direkten Umgebung kleinteiliger, dezentraler Photovoltaikanlagen haben.

Zusätzliche Flexibilität lässt sich durch den Einsatz von ausreichend großen Wärmespeichern erreichen, die in biomassebasierten Heizungsanlagen meist eine Standardkomponente darstellen. Dadurch lässt sich eine weitere Verschiebung der Erzeugung erreichen, die dann entweder zu netzdienlichen Zeiten oder zu Zeiten eines hohen Stromeigenbedarfs stattfindet und den entsprechenden Nutzen für Netz bzw. lokalen Endenergienutzer bewirkt. Um eine solche möglichst große Flexibilität und einen entsprechenden Nutzen für Netz bzw. Anlagenbetreiber zu erzielen, muss aufgrund der Vielfalt der unterschiedlichen Anlagenkonzepte bereits in der Planungsphase eine geeignete Dimensionierung der Gesamtanlage vorgesehen werden. Alleine mit regelungstechnischen Maßnahmen lässt sich eine Flexibilisierung aufgrund von vorgegebenen Wärmebedarfen und Lastprofilen meist nicht bewerkstelligen.

Eine regelungstechnische Optimierung des Betriebes von kleinen BHKW und eine datentechnische Einbindung in das Energiesystem der Zukunft erfordert in jedem Fall eine verbesserte MSR- und Kommunikationstechnik, als derzeit typischerweise in (Gebäude-)Heizungsanlagen verbaut sind. Dafür sind vor allem standardisierte Kommunikationsschnittstellen erforderlich, die es auch Drittanbietern ermöglichen, mit intelligenten Regelungssystemen in den Betrieb von kleinen KWK-Anlagen einzugreifen.

#### **Ökonomische Rahmenbedingungen** (Kapitel 3)

Eine ökonomisch sinnvolle Nutzung von kleinen biomassebasierten BHKW ist schwierig und durch eine Vielzahl von verschiedenen Förder- und Vergütungssystemen geprägt. Einerseits gibt es eine Fülle an nutzbaren Förderinstrumenten, deren Inanspruchnahme aber komplex und im Einzelfall für Betreiber von kleinen BHKW oft nicht nutzbar sind. Die Zusammenarbeit mit Dienstleistern wie Aggregatoren und Energy-Clouds kann in diesem Fall hilfreich sein, bietet aber bei kleinen KWK-Anlagen oft auch keine Verbesserung der Ökonomie.

Für die optimale Berücksichtigung möglicher Förderungen und Erträge ist es wichtig, bereits in der Planungsphase die entsprechenden Weichen zu stellen, um den größtmöglichen finanziellen Nutzen zu erzielen bzw. die hohen Investitionskosten im späteren Betrieb kompensieren zu können. Eine möglichst große Eigennutzung des erzeugten Stromes am Anlagenstandort ist der Optimierungsansatz, der den

größten ökonomischen Nutzen für den Anlagenbetreiber darstellt, da die Vergütungen nach EEG oder KWKG deutlich niedriger als die Strombezugskosten sind. Darüber hinaus ist eine Erhöhung des Ertrages durch optimierte bzw. flexible Fahrweisen für kleine BHKW-Anlagen derzeit noch sehr begrenzt. Dies würde eine Teilnahme an den Strommärkten durch beispielsweise Aggregatoren oder den Einsatz in einem Mieterstrommodell erfordern. Die entsprechenden Rahmenbedingungen sind für kleine biomassebefeuerte BHKW derzeit aber nicht vorteilhaft. Weder das immanent netzdienliche Verhalten noch eine optimierte und damit stärker netzdienliche Fahrweise von kleinen dezentralen Biomasse-BHKW wird gegenwärtig in irgendeiner Weise ökonomisch bessergestellt. Insofern fehlt einerseits jeglicher Anreiz, in (beispielsweise) mit KWK-Technik aufgerüstete Biomassekessel zu investieren und andererseits für Komplettanlagen eine optimierte Regelungstechnik zu entwickeln und auf den Markt zu bringen.

#### **Rechtliche Rahmenbedingungen** (Kapitel 4)

Die rechtlichen Rahmenbedingungen werden zum einen durch die Anforderungen an den Datenschutz im Falle einer Kommunikation zwischen den Akteuren im Stromnetz und der Kundenanlage am Installationsstandort des BHKWs geprägt (vgl. Abschnitt 4.1). Diese Anforderungen sind klar definiert und gelten auch für andere Anwendungsfälle, die eine entsprechende Kommunikation erfordern. Die entsprechende Technik ist am Markt verfügbar.

Zum anderen unterliegen kleine BHKWs als Erzeugungsanlagen im Stromnetz verschiedenen Regularien zum Netzanschluss (vgl. Abschnitt 4.2). Auch diese Regeln sind klar definiert und gelten auch für andere dezentrale Erzeugungsanlagen im Netz (wie z. B. Photovoltaik). Aufgrund einer großen Anzahl bereits installierter Anlagen ist dabei auch die rechtssichere Erfüllung der Anforderungen bereits gängiges Wissen [76]. Nach einer großen Änderungsdynamik der rechtlichen Rahmenbedingungen von 2010 bis 2020 wird erwartet, dass sich diese in den kommenden Jahren nicht wesentlich ändern.

#### **Zusammenfassung**

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass es für einen optimierten Betrieb wichtig ist, unter Berücksichtigung der etablierten rechtlichen Rahmenbedingungen, sowohl die technischen als auch die ökonomischen Randbedingungen für kleine biomassebefeuerte BHKW schon in der Planungsphase zu berücksichtigen. Dies erfordert einerseits eine umfangreichere technische bzw. regelungstechnische Auslegung des gesamten Heizungssystems und andererseits die Erstellung eines Vermarktungs- bzw. Nutzungskonzeptes für den erzeugten Strom. Hinsichtlich der Unterschiedlichkeit dieser beiden Aspekte zeigt sich deutlich, dass der Planungsaufwand für den optimierten Einsatz von kleinen biomassebefeueren BHKW nicht nur aufwändiger ist, sondern auch die Einbindung und Abstimmung von mehreren und spezialisierten Akteuren erfordert (vgl. Abschnitt 5.1), was häufig im Widerspruch zur ökonomischen Wirklichkeit steht.

## **6.2 Strategien für einen optimierten Betrieb**

Ein optimierter Betrieb eines kleinen Biomasse-BHKWs soll entweder den erzielbaren ökonomischen Nutzen für den Betreiber erhöhen oder zu einer netzdienlichen Stromerzeugung des Gerätes führen. Im Idealfall sind diese beiden Ziele gekoppelt, indem ein netzdienliches Verhalten entsprechend ökonomisch belohnt wird. Um diese Ziele zu erreichen, muss von der derzeit üblichen wärmegeführten bzw. wärmegrundlast-orientierten Fahrweise abgewichen und auf eine strombedarfsorientierte Fahrweise übergegangen werden. Die grundlegenden Strategien für eine Betriebsoptimierung (vgl. Abschnitt 5.4) sind:

**Maximierung der Auslastung:** Soll möglichst viele Vollbenutzungsstunden innerhalb eines Jahres ermöglichen, um möglichst hohe Einspeiserträge zu erzielen, was der aktuell üblichen Fahrweise entspricht.

**Maximierung des Eigenverbrauchs:** Soll einen möglichst großen Anteil der Stromerzeugung dem lokalen Verbrauch am Standort des BHKWs zuführen, um einen möglichst großen finanziellen Nutzen pro erzeugter Kilowattstunde zu erzielen, indem der Netzbezug entsprechend reduziert wird. Die Differenz zwischen dem hohen Strombezugspreis und den vergleichsweise niedrigen Erzeugungskosten am Standort ist maßgebend für den Nutzen.

**Minimierung des Bezuges:** Soll eine möglichst hohe Deckung des Strombedarfs am lokalen Standort des BHKWs ermöglichen, um möglichst wenig Strom von außen aus dem Netz beziehen zu müssen und um dadurch einen entsprechenden finanziellen Nutzen aufgrund der überwiegenden und kostengünstigeren Eigenerzeugung zu erzielen.

Sowohl **Eigenverbrauchsmaximierung** als auch **Bezugsminimierung** verfolgen das Ziel der Kostenminimierung durch die Reduktion des Strombezugs. Der Unterschied ist, dass bei der Eigenverbrauchsmaximierung die Netzeinspeisung minimiert wird, wohingegen bei der Bezugsminimierung die Eigenbedarfsdeckung durch einen gewissen Überbau erzielt wird, was zu einer Erhöhung der Einspeisung und wieder zu einer Reduzierung des Eigenverbrauchs führt. Eine gleichzeitige Implementierung beider Strategien führt zu einer weitgehenden Unabhängigkeit vom Stromnetz (wenig Bezug und wenig Einspeisung, vgl. Abschnitt 5.4.3 – Sonderfall weitgehende Eigenversorgung).

**Bedarfoptimierung für Mieterstromkunden:** Dies ist eine Variante der **Eigenverbrauchsmaximierung**, die das Prinzip des Mieterstromes nutzt, um den am Standort des BHKWs erzeugten Strom direkt lokal zu günstigen Bedingungen zu vermarkten. Durch die wegfallenden Stromnebenkosten können Mieterstromkunden den Strom günstiger als aus dem Netz beziehen. Gleichzeitig kann der Mieterstromanbieter höhere Verkaufspreise als bei einer reinen Netzeinspeisung erzielen.

**Strommarktoptimierte Fahrweisen durch Aggregatoren oder Energie-Clouds:** Diese Fahrweise integriert das BHKW in ein Virtuelles Kraftwerk eines Energiedienstleisters, der aufgrund der aggregierten Leistungen und in der Regel durch gezieltes Beaufschlagen der BHKW mit Fahrplänen die Erzeugung an den Strommärkten zum optimalen Preis vermarkten kann. Diese Fahrweise orientiert sich am Netzbedarf, der sich im Strommarktpreis wiedergespiegelt und ist somit als netzdienlich zu bewerten.

**Netzdienliche Fahrweise im Verteilnetz:** Soll die immanent netzdienliche Fahrweise eines wärmegeführten BHKW weiter optimieren, indem sich die Zeiträume der Erzeugung an dem Netzzustand des jeweiligen lokalen Verteilnetzes orientieren. Strompreissignale, Residuallastkurven oder Erzeugungsvorhersagen für volatile Erzeuger können dabei als Regelgrößen dienen.

### **Zusammenfassung und Empfehlungen für einen optimierten Betrieb**

Kleine BHKW werden überwiegend zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs von Gebäuden eingesetzt. Strombedarf sowie Wärmebedarf von Gebäuden verlaufen ähnlich der gegenwärtigen Residuallastkurve und damit komplementär zur photovoltaischen Erzeugung. Dies führt dazu, dass eine Eigenverbrauchsmaximierung und eine netzdienliche Fahrweise, speziell im lokalen Verteilnetz, nicht im Widerspruch zueinanderstehen. Strom wird dann erzeugt, wenn der Bedarf (von Netz und Standort) hoch ist und zu Zeiten großer erneuerbarer Erzeugung (im Verteilnetz überwiegend Photovoltaik) ist das BHKW in der Regel nicht in Betrieb (vgl. Abschnitt 2.3.3).

Kleine biomassebasierte BHKW sind aufgrund ihres hohen Preises und der Konkurrenz durch etablierte Wärmeversorgungs-technik (z. B. reine Kesselanlagen oder Wärmepumpen) ökonomisch im Nachteil. Bei jeglicher Optimierung des Betriebes ist deshalb darauf zu achten, dass möglichst geringe zusätzliche Investitionskosten entstehen, die den Ertrag weiter verringern. Die Optimierung des Betriebes lässt sich beispielsweise durch entsprechende größere Auslegung des Wärmespeichers und optimierte Regelungstechnik erreichen, wobei eine strombedarfsorientierte Fahrweise entweder dezentral am Standort des BHKWs oder zentral durch eine Leitstelle aufgeprägt werden kann. Eine Leitstellenanbindung ist in der Regel mit signifikanten Kosten verbunden, wogegen ein dezentraler Regelungsalgorithmus kostengünstig auf der bereits vorhandenen Regelungstechnik der BHKW-basierten Heizungsanlage implementiert werden könnte (vgl. Abschnitt 2.4.3).

Aufgrund dieser Überlegungen ist für eine Betriebsoptimierung speziell von kleinen BHKW ein schlanker, dezentraler Regler, der direkt am Standort des BHKWs installiert wird und der die dort vorhandene MSR-Infrastruktur mit nutzt, wohl das vielversprechendste Konzept. In einem solchen Regler lässt sich eine Eigenverbrauchsmaximierung bei gleichzeitig überwiegend netzdienlichem Verhalten implementieren, was die zusätzlichen Kosten durch die aufwändigere Regelungstechnik zumindest teilweise kompensieren und die Netzdienlichkeit erhöhen kann. Eine solche Regelungstechnik kann auch für die Einbindung von kleinen BHKW in das Angebot von Energiedienstleistern (Aggregatoren) interessant sein. Sie können mithilfe dieser Technik auch die kleinen Geräteklassen ohne aufwändige Leitstellenanbindung in ihr virtuelles Kraftwerk einbinden. Im Rahmen des SNUKR-Projektes wurde ein Regelalgorithmus nach diesem Ansatz untersucht, entwickelt und demonstriert.

### 6.3 Fazit

Abschließend lässt sich aus den vorangegangenen Überlegungen zusammenfassen, dass kleine biomassebefeuerte BHKW ein großes technisches Potenzial haben um einen sinnvollen Platz im deutschen Energiesystem zu finden. Sie vereinen den Vorteil eines erneuerbaren Energieträgers mit einem potentiell netzdienlichen Verhalten, insbesondere auf der lokalen Verteilnetzebene, wo sie volatile photovoltaische Einspeisung ergänzen können. Aufgrund des niedrigen Leistungsniveaus der einzelnen Anlagen und der großen Anzahl installierter Photovoltaikanlagen, ist es allerdings notwendig, höhere Stückzahlen zu installieren, um signifikante Effekte im Energiesystem erzielen zu können. Darüber hinaus ist es für die Erschließung des Potenzials wichtig, die Fahrweisen der Geräte regelungstechnisch in Richtung eines optimierten Betriebes zu beeinflussen. Dass dies möglich ist, haben die Analysen in diesem Dokument im Detail herausgestellt.

Einer größeren Marktdurchdringung von kleinen biomassebefeuereten BHKW stehen vor allem ökonomische Gesichtspunkte entgegen. Im Vergleich zu reinen biomassebasierten Wärmeerzeugern sind sie technologisch aufwändiger und wartungsintensiver, was sowohl Anschaffungs- als auch Betriebskosten erhöht. Der wirtschaftliche Nutzen, der aus der Stromerzeugung entsteht, kann bei den derzeitigen Energiepreisen diese Nachteile in der Regel nicht aufwiegen. Dies liegt unter anderem daran, dass sich Vergütungen und Zuschüsse an konventionellen Technologien orientieren und dass insbesondere das immanent netzdienliche Verhalten kleiner BHKWs nicht honoriert wird. Die Einführung einer entsprechend vorteilhaften Vergütung oder Prämie für flexible biomassebasierte kleine BHKW mit ausreichend Überbau, analog zu Flexibilitätsprämie/-zuschlag für Biogasanlagen nach § 50 EEG, wäre ein gangbarer Weg. Die Entwicklung optimierter Regelungstechnik, die ein erweitertes, netzdienliches Betriebsverhalten sicherstellt, müsste ebenfalls durch einen Anreiz gefördert werden, um in den Markt

zu gelangen. Dafür könnte beispielsweise ein zertifiziertes Label („*netzfrendliches BHKW*“) als Nachweis der Netzdienlichkeit eingeführt werden, das mit einer erhöhten Einspeisevergütung verbunden ist, die den höheren Wert des zum nützlichen Zeitpunkt eingespeisten Stromes widerspiegelt.

Als Fazit bleibt zu sagen, dass unter den derzeitigen förderpolitischen Bedingungen und bei den derzeitigen Energiepreisen, kleine biomassebefeuerte BHKW in absehbarer Zeit wohl ein Nischenprodukt für eine kleine Gruppe von Enthusiasten bleiben werden und die Entwicklung netzdienlicher Regelungstechnik für diese Geräteklasse stark gehemmt ist. Somit bleibt das Potenzial einer prinzipiell am Markt verfügbaren Technologie in naher Zukunft vermutlich ungenutzt, obwohl an anderer Stelle (Projekt BioplanW, FKZ 03KB113 [77]) längerfristig die vermehrte Kopplung von Wärme- und Stromsektor, auch im Kleingerätebereich, prognostiziert und als sinnvoll beschrieben wird. Ähnliche Aussagen finden sich in einer im März 2021 veröffentlichten Studie von Akteuren aus Energiewirtschaft und Industrie in Brandenburg (Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen [78]). In diesem Zusammenhang ist ein Beschluss der Wirtschaftsministerkonferenz der deutschen Bundesländer vom Juni 2021 zu sehen, der feststellt, dass die bisherigen Maßnahmen nicht ausreichen, um die marktgetriebene Erschließung und Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz zu ermöglichen und die Schaffung eines grundlegenden Rechtsrahmens für die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen im Verteilnetz begrüßt [79].

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Links: Holzpellets, Sägespäne, © Janet Witt (DBFZ); Rechts: Waldhackschnitzel, © Andreas Pilz (DBFZ) .....	7
Abbildung 2	Aggregierte Aspekte der Flexibilität und zugehörige Kennzahlen (Quelle: „Flexible Bereitstellung von Bioenergie“ aus Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung des Klimagaseffektes, Abbildung 5-6 [15]) .....	15
Abbildung 3	Anlagenspezifische Flexibilitätsindikatoren (Quelle: „Flexible Bereitstellung von Bioenergie“ aus Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung des Klimagaseffektes, Abbildung 5-7 [15]) .....	16
Abbildung 4	Nomogramm zur Bestimmung der maximalen Entnahmedauer aus einem Wärmespeicher bekannter Größe (roter Pfad) bzw. der erforderlichen Speichergröße bei vorgegebener Entnahmedauer (grüner Pfad), bei bekannter thermischer Nennleistung und Übertemperatur im Speicher (Quelle: eigene Darstellung DBFZ). .....	19
Abbildung 5	Prognose des Residuallastverlaufs im Jahr 2030 [21] .....	20
Abbildung 6	Schematische Darstellung des deutschen Stromnetzes, © Projektträger Jülich [23] .....	21
Abbildung 7	PV-Produktionsprofil vs. Wärmelast (Mehrfamilienhaus, Übergangs-Wochentag, bezogene Werte in Prozent des aufsummierten Tagesbedarfs) [29] .....	23
Abbildung 8	Wärmelast (Mehrfamilienhaus, Übergangs-Wochentag, bezogene Werte in Prozent des aufsummierten Tagesbedarfs) vs. Stromverbrauch und Residuallast (Deutschland, Verlauf am 30.03.2021) [29] .....	24
Abbildung 9	Zentrales (links) und dezentrales Regelungskonzept (rechts) [31] .....	26
Abbildung 10	Mögliche Eingangsparameter für den Regelalgorithmus [31] .....	28
Abbildung 11	Smart-Meter-Gateway und seine Umgebung [34] .....	31
Abbildung 12	Mieterstromkonzept, dargestellt am Beispiel einer PV-Anlage (Quelle: Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom, PV Financing Projektbericht [45]) .....	39
Abbildung 13	Zeitplan und Einordnung des Rollouts von intelligentem Messsystem (iMSys) und moderner Messeinrichtung (mME) nach Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende [57] .....	44
Abbildung 14	Strom- und Wärmelastkurve (Mehrfamilienhaus, Winter-Wochentag, bezogene Werte in Prozent des aufsummierten Tagesbedarfs) [29] .....	52

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Am Markt erhältliche kleine biomassebefeuerte BHKW (bis 50 kW <sub>el</sub> ).....	8
Tabelle 2	Typische Betriebsparameter von kleinen biomassebefeuerten BHKW (< 50 kW <sub>el</sub> ) .....	11
Tabelle 3	Verfügbare Kommunikationsprotokolle und Schnittstellen (Auswahl) .....	33
Tabelle 4	Verfügbare Kommunikationsplattformen und Regler (Auswahl) .....	34



## Literatur- und Referenzverzeichnis

- [1] Webauftritt der BHKW-Infozentrum GbR, <https://www.bhkw-infozentrum.de/faq-bhkw-kwk/was-ist-ein-blockheizkraftwerk>, abgerufen am 02.03.2021.
- [2] Monz, T., Erich, E., Jochum, J., Kessler A. (2016). Forschungsprojekt: Nachhaltiges dezentrales Holzvergaserkraftwerk mit gekoppelter Mikrogasturbine (DeHoGas FKZ 03KB047), Abschlussbericht. [www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB047\\_Abschlussbericht\\_DeHoGas\\_Endversion.pdf](http://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB047_Abschlussbericht_DeHoGas_Endversion.pdf).
- [3] Büchner, D., Ortwein, A., Höftberger, E., Lenz, V. (2017). Biomass Energy Small-Scale Combined Heat and Power Systems. In: Meyers R. (eds) Encyclopedia of Sustainability Science and Technology. Springer, New York, NY. [https://doi.org/10.1007/978-1-4939-2493-6\\_249-3](https://doi.org/10.1007/978-1-4939-2493-6_249-3).
- [4] Müller, D. P. (2018). Kleinskalige Wirbelschichtfeuerungen zur Kraft-Wärme-Kopplung mit Stirlingmotoren. Dissertation an der Technischen Fakultät der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, 31-40, 44.
- [5] Kuptz, D., Schreiber, K., Schulmeyer, F. et al. (2019). Evaluation of combined screening and drying steps for the improvement of the fuel quality of forest residue wood chips—results from six case studies. Biomass Conv. Bioref. 9, 83–98. <https://doi.org/10.1007/s13399-019-00389-2>.
- [6] Zeng, T., Kuptz, D., Schreiber, K. et al. (2019). Impact of adhering soil and other extraneous impurities on the combustion and emission behavior of forest residue wood chips in an automatically stoked small-scale boiler. Biomass Conv. Bioref. 9, 99–116. <https://doi.org/10.1007/s13399-018-00368-z>.
- [7] Gollmer, C., Höfer, I. & Kaltschmitt, M. (2019). Additives as a fuel-oriented measure to mitigate inorganic particulate matter (PM) emissions during small-scale combustion of solid biofuels. Biomass Conv. Bioref. 9, 3–20. <https://doi.org/10.1007/s13399-018-0352-4>.
- [8] Zeng, T., Weller, N.; Pollex, A., Lenz, V. (2016). Blended biomass pellets as fuel for small scale combustion appliances: Influence on gaseous and total particulate matter emissions and applicability of fuel indices, Fuel, Volume 184, 2016, Pages 689-700, ISSN 0016-2361, <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.047>.
- [9] Khalsa, J.H.A., Döhling, F., Berger, F. (2016). Foliage and Grass as Fuel Pellets—Small Scale Combustion of Washed and Mechanically Leached Biomass. Energies 2016, 9, 361. <https://doi.org/10.3390/en9050361>.
- [10] Pollex, A., Lesche, S., Kuptz, D., Zeng, T., Kuffer, G., Mühlenberg, J., Hartmann, H. & Lenz, V. (2020). Influence of Screening and Drying on Low-Quality Wood Chips for Application in Small-Scale Gasification Plants. Chem. Eng. Technol., 43: 1493-1505. <https://doi.org/10.1002/ceat.202000034>.
- [11] Thrän, D., Lauer, M., Dotzauer, M. (2019). Technoökonomische Analyse und Transformationspfade des energetischen Biomassepotentials (TATBIO FKZ 03MAP362), Endbericht. [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/technoekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotentials.pdf?jsessionid=43793E2364097DFD1A8420B79A2E9B6A?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/technoekonomische-analyse-und-transformationspfade-des-energetischen-biomassepotentials.pdf?jsessionid=43793E2364097DFD1A8420B79A2E9B6A?__blob=publicationFile&v=4).
- [12] Fehrenbach, H., Giegrich, J., Köppen, S. (2018). Verfügbarkeit und Nutzungsoptionen biogener Abfall- und Reststoffe im Energiesystem (BioRest Förderkennzahl 3716 43 102 0), Abschlussbericht, Texte 115/2019 Ressortforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24\\_texte\\_115-2019\\_biorest.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-09-24_texte_115-2019_biorest.pdf).



- [13] oNIRReduce – Emissionsminderung durch angepasste Kesselsteuerung auf der Basis von Daten aus der kontinuierlichen online-NIR-Brennstoffanalyse, Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft / Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 01.07.2019 - 31.12.2021 (FKZ: 22033218).
- [14] Dotzauer, M., Büchner, D., Hennig, C., Herrmann, A., Kornatz, P., Oehmichen, K., Thrän, D., Pohl, M., Holzhammer, U., Mast, T., Selleneit, V., Philipp, M., Nagel, S., Eltrop, L., Härdtlein, M. (2021). Flexible Bereitstellung von Bioenergie. In Thrän, D. & Pfeiffer, D. (Hrsg.), Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte (S. 52–101), Version 5. Leipzig, Deutschland: Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms, „Energetische Biomassenutzung“ BAND 4.
- [15] Eltrop, L., Holzhammer, U., Mast, T., Nagel, S., Selleneit, V., Tronnier, A. (2021). Methodenhandbuch - Bioenergie als Flexibilitätsoption im Energiesystem (S. 23–34). Leipzig, Deutschland: Schriftenreihe des BMU-Förderprogramms, „Energetische Biomassenutzung“ BAND 21.
- [16] Dotzauer, M., Pfeiffer, D., Lauer, M. et al. (2019). How to measure flexibility – Performance indicators for demand driven power generation from biogas plants, Renewable Energy, Volume 134, S. 135-146, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.021>.
- [17] Hoffstede, U., Hochloff, P., Holzhammer, U., Kirchner, D., Schreiber, M., Bedenk, K. et al. (2016). FLEXHKW. Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Bioenergie Wächtersbach GmbH; Next Kraftwerke GmbH; Seeger Engineering GmbH, zuletzt geprüft am 15.01.2020.
- [18] BAFA: Merkblatt zu den technischen Mindestanforderungen, Version 1.0 vom 08.06.2020, [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee\\_merkblatt\\_technische\\_anforderungen.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/ee_merkblatt_technische_anforderungen.pdf?__blob=publicationFile&v=3), abgerufen am 29.01.2021.
- [19] Webauftritt der deutschen Bundesregierung, Masterplan Ladeinfrastruktur, <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/ladeinfrastruktur-1692644>, abgerufen am 12.03.2021.
- [20] Die Nationale Wasserstoffstrategie, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Juni 2020, Seite 5.
- [21] Ammon, M., Bruns, Th., Semerow, N. (2020). Energiewende im Kontext von Atom- und Kohleausstieg, Perspektiven im Strommarkt bis 2040, Update 2020, EuPD Research Sustainable Management GmbH, Bonn, S. 53f.
- [22] Moreno, P. (2010). Integrationsanalyse netzgekoppelter dezentraler Elektroenergieerzeugungsanlagen in städtischen Verteilernetzen auf Basis von Referenzszenarien. Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6 Nr. 589. Düsseldorf: VDI-Verlag.
- [23] Webauftritt „EnergieSystemForschung“ des Projektträgers Jülich, [https://www.energiesystemforschung.de/energiesystem/energie\\_transportieren](https://www.energiesystemforschung.de/energiesystem/energie_transportieren), abgerufen am 12.03.2021.
- [24] Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, Arbeitsgruppe 5 "Digitalisierung für den Mobilitätssektor": Netzintegration von Elektromobilität – Basis für eine erfolgreiche Sektorenkopplung – Eine Definition, Berlin, Juli 2020, S. 7, Hrsg.: Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur.
- [25] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): Netzbetriebliche Anforderungen an die Steuerung von Kundenanlagen im Verteilnetz. FNN-Anwendungsfälle und Anforderungstabelle. Berlin, September 2016, S. 12 f.
- [26] dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilstellen in Deutschland bis 2030 (2012). Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.).
- [27] Kalz, D., Klein, K., Palzer, A. et al. (2018). Netzdienliche Gebäude und Quartiere – Gebäude entlasten Stromnetze. In: BINE-Themeninfo Nr. 1/2018, ISSN 1610-83-02. Karlsruhe: FIZ (Hrsg.).
- [28] SMARD Strommarktdaten, Datenplattform der Bundesnetzagentur, <https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/2556>, abgerufen am 31.07.2021

- [29] Schraube, C. (2020). Eigene Darstellungen basierend auf VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen, Daten der Stadtwerke Unna und SMARD Strommarktdaten, Datenplattform der Bundesnetzagentur, [www.smard.de](http://www.smard.de).
- [30] Mercker, O., Pärisch, P., Büchner, D. (2021). Potenzialstudie zum netzdienlichen Betrieb von Einzelraumfeuerstätten in WP-gestützten Wärmeversorgungskonzepten für Einfamilienhäuser in TRNSYS. Präsentation. Regenerative Energietechnik Konferenz RET.Con, Hochschule Nordhausen.
- [31] Schraube, C. (2018). Konferenzbeitrag WSED World Sustainable Energy days 2018, Workshop on control strategies for the integration of biomass in future energy systems, Wels.
- [32] Haller, B., Langniß, O., Reuter, A., Spengler, N (Hrsg.) (2020). 1,5° Celsius. Energiewende zellulär – partizipativ – vielfältig umgesetzt. C/sells Selbstverlag, S. 70 ff, ISBN 978-3-00-067236-1. [https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/Schaufenster-Publikationen/CSells\\_Buch\\_15GradCSellsius\\_WEB\\_20201209\\_compressed.pdf](https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/Schaufenster-Publikationen/CSells_Buch_15GradCSellsius_WEB_20201209_compressed.pdf).
- [33] Bundesnetzagentur: IT-Sicherheitskataloggemäß § 11 Absatz 1b Energiewirtschaftsgesetz, Dezember 2018, [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT\\_Sicherheit/IT\\_Sicherheitskatalog\\_2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/IT_Sicherheit/IT_Sicherheitskatalog_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=4), abgerufen am 21.04.2021.
- [34] Webaufttritt des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnologie, [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/smart-meter-gateway\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/smart-meter-gateway_node.html), abgerufen am 08.03.2021.
- [35] Mini-KWK-Richtlinie 2014: Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kWel (Mini-KWK-Richtlinie). Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 29. Dezember 2014, Bekanntmachungen, Nr. 5. Beendigung des Programms bis 31.12.2020 nach Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 26. November 2019, Bekanntmachungen, Nr. 2.
- [36] Gailfuß, M. (2019). Mini-KWK-Anlagen werden ab 2021 nicht mehr gefördert. Blogbeitrag auf der Webseite der Fa. BHKW-Infozentrum GbR vom 9.12.2019. [https://www.bhkw-infozentrum.de/bhkw-news/43251\\_Mini-KWK-Anlagen-werden-ab-2021-nicht-mehr-gefoerdert.html](https://www.bhkw-infozentrum.de/bhkw-news/43251_Mini-KWK-Anlagen-werden-ab-2021-nicht-mehr-gefoerdert.html), abgerufen am 18.11.2020.
- [37] KfW (2020). Energieeffizient Bauen und Sanieren - Zuschuss Brennstoffzelle. Merkblatt 433 der KfW mit Stand 03/2020 und Bestellnummer 600 000 3811. [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000003811\\_M\\_433\\_Brennstoffzelle.PDF](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000003811_M_433_Brennstoffzelle.PDF), heruntergeladen am 14. Dezember 2020.
- [38] Marktanreizprogramm: Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. Bundesanzeiger, Amtlicher Teil, 31. Dezember 2019, Bekanntmachungen, Nr. 9.
- [39] BMWi (2021). EEG in Zahlen 2019. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen\\_2019.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2019.xlsx?__blob=publicationFile&v=4), heruntergeladen am 06.05.2021.
- [40] Rauch, C. (2011). Möglichkeiten und Grenzen des Strommengenplittings nach EEG und KWK-Gesetz. In: Recht der Erneuerbaren Energien, Jg. 2011, S. 133-134. Düsseldorf: Bodak.
- [41] Maslaton, M. (2012). Steigerung der Wirtschaftlichkeit durch Strommengenplitting? Blogbeitrag auf der Webseite der Rechtsanwaltskanzlei Maslaton vom 2. Dezember 2011. <https://www.maslaton.de/news/Steigerung-der-Wirtschaftlichkeit-durch-Strommengenplitting-n40>, abgerufen am 18. November 2020.
- [42] Herms, M., Brahms, F. (2013). Konzepte zur Umsetzung dezentraler Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien. In: Umweltwirtschaftsforum Nr. 21, S. 219-223. Berlin, Heidelberg: Springer. DOI 10.1007/s00550-013-0294-z.

- [43] BDEW (2019). Strompreisanalyse Juli 2019 – Haushalte und Industrie. Zusammenstellung und Analyse von Daten des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) mit Stand 23. Juli 2019.
- [44] Bundesnetzagentur (2016). Leitfaden zur Eigenversorgung. <https://www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung>, abgerufen am 3. November 2020.
- [45] Will, H., Zuber, F (2016). Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom, PV Financing Project, Deliverable 4.1 – Public.
- [46] Behr, I., Großklos, M. (2017). Praxishandbuch Mieterstrom - Fakten, Argumente, Strategien. Wiesbaden: Springer Vieweg. ISBN 978- 3-658-17539-9.
- [47] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“), Version 1.03 Stand 29. Mai 2020. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification>.
- [48] Paulus, J. (2013). Präqualifikation für den Regelenergiemarkt: Was ist das und wie funktioniert es? <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/praequalifikation-regelenergiemarkt>, abgerufen am 24.02.2021.
- [49] Nietze, T., Aengenvoort, J. (2020). Redispatch 2.0 - Was bedeutet das für die Erneuerbaren? <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/redispatch-2-0-erneuerbare-energien>, abgerufen am 02.03.2021.
- [50] Klobasa, M., von Bonin, M., Antoni, J. et al. (2019). Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien – Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. <https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2019/08/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-06-2019.pdf>, abgerufen am 10. Dezember 2020.
- [51] Der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit (BfDI) (2020). Datenschutz Kompakt. Datenschutz und Smart Metering. [https://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Publikationen/DatenschutzKompaktBlaetter/Smart%20Metering.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bfdi.bund.de/SharedDocs/Publikationen/DatenschutzKompaktBlaetter/Smart%20Metering.pdf?__blob=publicationFile&v=3), abgerufen am 14.04.2021.
- [52] FNN im VDE: Anwendungsregel VDE-AR-N 4100:2019-04 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung). Abstract auf <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100>, abgerufen am 30.03.2021.
- [53] Installierte Leistung EEG-Anlagen auf den verschiedenen Spannungsebenen. EEG-Anlagenstammdaten der 4 deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Jahresabrechnung 2019. Daten online abgerufen am 26.03.2021 bei <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>
- [54] FNN im VDE: Anwendungsregel VDE-AR-N 4400:2019-07 Messwesen Strom (Metering Code). Abstract auf <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/imesssystem/metering-code-vde-ar-n-4400>, abgerufen am 30.03.2021.
- [55] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnologie (BSI). Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG. Version 1.1.1 vom 03.02.2020. [https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse\\_nach\\_Para\\_30\\_MsbG\\_v1\\_1\\_1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_1_1.pdf?__blob=publicationFile&v=1), abgerufen am 01.04.2021.
- [56] Rechtsprechung OVG Nordrhein-Westfalen, 04.03.2021 – 21 B 1162/20: <https://dejure.org/dienste/vernetzung/rechtsprechung?Gericht=OVG%20Nordrhein-Westfalen&Datum=04.03.2021&Aktenzeichen=21%20B%201162%2F20>
- [57] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnologie (BSI). Zertifizierte Produkte - Intelligente Messsysteme. [https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/Zertifikate24MsbG/zertifikate24MsbG\\_node.html](https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/Unternehmen-und-Organisationen/Standards-und-Zertifizierung/Smart-metering/Smart-Meter-Gateway/Zertifikate24MsbG/zertifikate24MsbG_node.html), abgerufen am 31.03.2021.

- [58] Wurdinger, K. (2021). Eigene Darstellung unter Nutzung von [https://www.ffe.de/images/stories/Themen/882\\_Rollout\\_von\\_intelligenten\\_Messsystemen/Abbildung1.png](https://www.ffe.de/images/stories/Themen/882_Rollout_von_intelligenten_Messsystemen/Abbildung1.png).
- [59] Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen der Elektrizitätsverbände aus Österreich (VEÖ), Schweiz (VSE/AES), Tschechien (CSRES) und Deutschland (VDN) (2007). Abstract auf <https://shop.vde.com/de/dachcz-technische-regeln-zur-beurteilung-von-netzrueckwirkungen>, abgerufen am 01.04.2021.
- [60] Kompendium: Technische Regeln zur Beurteilung von Netzurückwirkungen der Elektrizitätsverbände aus Österreich (VEÖ), Schweiz (VSE/AES), Tschechien (CSRES) und Deutschland (VDN) (2007). <https://www.vde.com/resource/blob/935978/2d2d73e7f8e3a7c93aca5293f8624b41/beurteilung-netzrueckwirkungen-kompendium-2007-data.pdf>, abgerufen am 01.04.2021.
- [61] BNetzA: BK6-10-097 (Primärregelenergie) Beschluss vom 12.04.2011. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2010/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097\\_Beschluss\\_2011\\_04\\_12.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2010/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=3), abgerufen am 12.04.2021.
- [62] BNetzA: BK6-10-098 (Sekundärregelenergie) Beschluss vom 12.04.2011. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2010/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098\\_Beschluss\\_2011\\_04\\_12.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2010/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=2), abgerufen am 12.04.2021.
- [63] BNetzA: BK6-10-099 (Minutenreserve) Beschluss vom 18.10.2011. [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2010/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099\\_Beschluss\\_2011\\_10\\_18.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2010/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf?__blob=publicationFile&v=2), abgerufen am 12.04.2021.
- [64] FNN im VDE: Anwendungsregel VDE-AR-N 4120:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung). (Abstract auf <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/tar/tar-hochspannung-vde-ar-n-4120>, abgerufen am 14.04.2021).
- [65] BDEW: Stellungnahme zum Referentenentwurf Steuerbare- Verbrauchseinrichtungen- Gesetz (SteuVerG), 15. Januar 2021. [https://www.bdew.de/media/documents/20210115\\_Stn\\_SteuVerG.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20210115_Stn_SteuVerG.pdf), abgerufen am 19.04.2021.
- [66] FNN im VDE: VDE FNN Position: Grundsätzliche Zustimmung, jedoch Klarstellungen zu SteuVerG nötig, 15. Januar 2021. <https://www.vde.com/resource/blob/2014892/b042f028ae75c8e4b3eb9f603e21991a/2021-01-15-vde-fnn-position-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-data.pdf>, abgerufen am 19.04.2021.
- [67] FNN im VDE: VDE FNN Position: Verbraucher auf Energiewende vorbereiten: Steuerbare- Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) zügig verabschieden, 26. Januar 2021, <https://www.vde.com/resource/blob/2015274/79becc1d538a573c63ca36441e4a29e0/2021-01-26-position-steuverg-data.pdf>, abgerufen am 19.04.2021.
- [68] Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (RAP): Stellungnahme zum Entwurf des Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG), Berlin, 15. Januar 2021. [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Verteilnetzausbau\\_fuer\\_die\\_Energiewende\\_-\\_Elektromobilitaet\\_im\\_Fokus\\_\\_EV-Grid\\_/20210115\\_Stellungnahme\\_SteuVerG\\_AVW\\_AEW\\_RAP.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Verteilnetzausbau_fuer_die_Energiewende_-_Elektromobilitaet_im_Fokus__EV-Grid_/20210115_Stellungnahme_SteuVerG_AVW_AEW_RAP.pdf), abgerufen am 19.04.2021.
- [69] VKU: Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in die Verteilernetze und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22.12.2020 (Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz – SteuVerG), Berlin, 15.01.2021 [https://www.vku.de/fileadmin/user\\_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Strom/210115\\_VKU-SN\\_SteuVerG\\_final.pdf](https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Strom/210115_VKU-SN_SteuVerG_final.pdf), abgerufen am 19.04.2021.

- [70] Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE): Stellungnahme zum Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz. bne-Stellungnahme im Rahmen der Verbändeanhörung des BMWi zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur zügigen und sicheren Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften (SteuVerG) vom 22.12.2020, Berlin, 15.01.2021. [https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Stellungnahmen/2021/20210115\\_bne-Stellungnahme\\_Ref-Entwurf\\_Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz.pdf](https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Stellungnahmen/2021/20210115_bne-Stellungnahme_Ref-Entwurf_Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz.pdf), abgerufen am 19.04.2021.
- [71] Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Regelung des Datenschutzes und des Schutzes der Privatsphäre in der Telekommunikation und bei Telemedien, 09. März 2021. <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/274/1927441.pdf>, abgerufen am 19.04.2021.
- [72] Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V. (2015). Betreibermodelle: Ein Überblick (Online-Artikel), [https://www.heizungsjournal.de/betreibermodelle-ein-ueberblick\\_1392?p=1](https://www.heizungsjournal.de/betreibermodelle-ein-ueberblick_1392?p=1), abgerufen am 30.03.2021.
- [73] Wikipedia, Die freie Enzyklopädie: Seite „Wärme-Contracting“, Bearbeitungsstand 29.11.2018, <https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=W%C3%A4rme-Contracting&oldid=183178922>, abgerufen am 30.03.2021.
- [74] Webaufttritt Next Kraftwerke GmbH: FAQs Virtuelles Kraftwerk, <https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk/faq-virtuelles-kraftwerk>, abgerufen 02/2021).
- [75] Sim4Blocks (EU Horizon 2020) (2020). D7.5 Report on national legislation and market conditions on local energy market participation, Projektbericht, S. 38.
- [76] Schnitzler, J. (2018). Rechtssicherheit bei Planung und Installation von PV-Anlagen, Stand: Bauvertragsrecht 2018, VDE Verlag, ISBN 978-3-8007-4352-0, E-Book: ISBN 978-3-8007-4353-7.
- [77] Thrän, D., Szarka, N., Haufe, H. et al. (2020). Forschungsprojekt: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen (BioplanW FKZ 03KB113), Schlussbericht. DBFZ Report Nr. 36, [https://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/DBFZ\\_Report\\_36\\_BioPlanW.pdf](https://www.energetische-biomassennutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/DBFZ_Report_36_BioPlanW.pdf).
- [78] Mitnetz, e.dis, Wemag Netz, BWE, leipa, BASF, energiequelle, Entelios, NODES, E-Bridge: Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen (2021). <https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2021/06/Masterplan-Flexibilit%C3%A4t-in-Brandenburgs-Verteilnetzen-Bericht.pdf>.
- [79] Beschlussammlung der Wirtschaftsministerkonferenz am 17./18. Juni 2021 in Düsseldorf, Punkt 4.2 der Tagesordnung: Rechtsrahmen zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz.





## PUBLIKATIONEN

### Bisher veröffentlichte Reports:

- DBFZ Report Nr. 41** National Resource Monitoring for Biogenic Residues, By-products and Wastes – Development of a Systematic Data Collection, Management and Assessment for Germany
- DBFZ Report Nr. 40** Basics of Anaerobic Digestion - Biochemical Conversion and Process Modelling
- DBFZ Report Nr. 39** Optimierte Regelungsstrategien für Pellet-Solar-Kombiheizanlagen zur Steigerung der Systemeffizienz bei gleichzeitiger Minimierung der Energiekosten
- DBFZ Report Nr. 38** Hydrothermal processing of biogenic residues in Germany - A technology assessment considering development paths by 2030
- DBFZ Report Nr. 37** Economic assessment of biogas plants as a flexibility option in future electricity systems
- DBFZ Report Nr. 36** BioplanW: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen
- DBFZ Report Nr. 35** Leitfaden zur Substrat- und Effizienzbewertung an Biogasanlagen
- DBFZ Report Nr. 34** Entwicklung einer Methode zur Verwendung der Daten des Schornsteinfegerhandwerks für die energiewirtschaftliche Berichterstattung - Dissertationsschrift
- DBFZ Report No. 33** Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants
- DBFZ Report Nr. 32** Wärmenutzung von Biogasanlagen
- DBFZ Report Nr. 31** Die Niedertemperatursynthese von Methan in Thermoöl-temperierten Plattenreaktoren – Dissertationsschrift –
- DBFZ Report Nr. 30** Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland
- DBFZ Report Nr. 29** Effiziente Bioenergie für Regionen - Ergebnisse der technisch-ökonomischen Begleitforschung zur Fördermaßnahme Bioenergie-Regionen 2012-2015
- DBFZ Report Nr. 28** Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen - Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen
- DBFZ Report Nr. 27** Neuartiger emissionsarmer Kaminofen (DBU-NEKO)
- DBFZ Report Nr. 26** Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse - Dissertationsschrift
- DBFZ Report Nr. 25** Nachrüstlösung zum katalytischen Abbau von gasförmigen organischen Emissionen aus Kaminöfen
- DBFZ Report Nr. 24** Biomasse zur Wärmeerzeugung – Methoden zur Quantifizierung des Brennstoffeinsatzes
- DBFZ Report Nr. 23** Technisch-ökonomische Begleitforschung des Bundeswettbewerbes „Bioenergie-Regionen“
- DBFZ Report Nr. 22** Die Biokraftstoffproduktion in Deutschland – Stand der Technik und Optimierungsansätze
- DBFZ Report Nr. 21** Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG
- DBFZ Report Nr. 20** KlimaCH4 – Klimaeffekte von Biomethan
- DBFZ Report Nr. 19** Hy-NOW – Evaluierung der Verfahren und Technologien für die Bereitstellung von Wasserstoff auf Basis von Biomasse
- DBFZ Report Nr. 18** Kleintechnische Biomassevergasung – Option für eine nachhaltige und dezentrale Energieversorgung
- DBFZ Report Nr. 17** Grünlandenergie Havelland – Entwicklung von übertragbaren Konzepten zur naturverträglichen energetischen Nutzung von Gras und Schilf am Beispiel der Region Havelland
- DBFZ Report Nr. 16** Algae biorefinery – material and energy use of algae
- DBFZ Report Nr. 15** Politics and Economics of Ethanol and Biodiesel Production and Consumption in Brazil
- DBFZ Report Nr. 14** Holzpelletbereitstellung für Kleinfeuerungsanlagen
- DBFZ Report Nr. 13** Basisinformationen für eine nachhaltige Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen zur Bioenergiebereitstellung
- DBFZ Report Nr. 12** Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse
- DBFZ Report Nr. 11** Monitoring Biokraftstoffsektor
- DBFZ Report Nr. 10** Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) – Endbericht
- DBFZ Report Nr. 9** Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse
- DBFZ Report Nr. 8 – Kompakt –** Sammelband
- DBFZ Report Nr. 7** Final Report – Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials – Status quo and options for specification –
- DBFZ Report Nr. 6** Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen
- DBFZ Report Nr. 5** Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen
- DBFZ Report Nr. 4** Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassennutzung
- DBFZ Report Nr. 3** Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzkaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz
- DBFZ Report Nr. 2** Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen
- DBFZ Report Nr. 1** Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen

### Weitere Informationen and Downloads:

[www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/](http://www.dbfz.de/pressemediathek/publikationsreihen-des-dbfz/dbfz-reports/)

**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

D-04347 Leipzig

Phone: +49 (0)341 2434-112

Fax: +49 (0)341 2434-133

E-Mail: [info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

**[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)**