



**FOCUS ON**

# Systemlösungen im Wärmesektor

52 Modellkonzepte für eine klimaneutrale Wärme



**FOKUSHEFT**

Energetische Biomassenutzung

# INHALT

<b>Editorial</b>	<b>7</b>
Lösungsoptionen der Wärmewende mit Bioenergie	
<b>Auf dem Weg in eine nachhaltige Wärmeversorgung</b>	<b>8</b>
<b>Technologie-Steckbriefe</b>	<b>17</b>
<b>1) Scheitholzofen mit Wassertasche in Kombination mit solarthermischer Anlage</b>	<b>18</b>
<b>2) Scheitholzvergaserkessel in Kombination mit solarthermischer Anlage</b>	<b>20</b>
<b>3) Monovalente Pelletheizung (Kessel)</b>	<b>22</b>
<b>4) Pelletheizung (Kessel) in Verbindung mit solarthermischer Anlage</b>	<b>24</b>
<b>5) Integrierter Pelletbrenner mit Solarthermie</b>	<b>26</b>
<b>6) Vergaser für Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW</b>	<b>28</b>
<b>7) Holzpelletvergaser mit BHKW bzw. später Brennstoffzelle in Kombination mit Solarthermie und PV</b>	<b>30</b>
<b>8) Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis Holzpellets in Kombination mit Wärmepumpe und PV</b>	<b>32</b>
<b>9) Vergaser für torrefizierte Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW</b>	<b>34</b>
<b>10) Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis torrefizierter Holzpellets in Kombination mit Wärmepumpe und PV</b>	<b>36</b>
<b>11) Holzhackschnitzelkessel mit Solarthermie</b>	<b>38</b>
<b>12) Elektrodirektbeheizung in Kombination mit Solarthermie</b>	<b>40</b>
<b>13) Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung</b>	<b>42</b>
<b>14) Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung</b>	<b>44</b>
<b>15) Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung</b>	<b>46</b>
<b>16) Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung</b>	<b>48</b>
<b>17) Wärmepumpe mit PV-Strombereitstellung in Verbindung mit wasserführendem Scheitholzofen</b>	<b>50</b>

## TECHNOLOGIE-STECKBRIEFE

18) Wärmepumpen-Kombination mit Pelletkessel und PV	52	37) Hochtemperatur-Wärmepumpe mit solarthermischer Vorheizung und Biomethan-BHKW Back-up	86
19) Biomethan-Brennwerttherme	54	38) Kombisystem aus Solarthermie, Wärmepumpe und Holzhackschnitzelkessel	88
20) Biomethan-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage	56	39) Elektro-Lichtbogen	90
21) Biomethan-Brennwerttherme in Verbindung mit Scheitholzofen	58	40) Gas-Niedertemperaturkessel	92
22) Gas-Brennwerttherme	60	41) Gas-Kessel	94
23) Gas-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage	62	42) Gas-Direktfeuerung	95
24) Gas-Brennwerttherme in Verbindung mit Scheitholzofen	64	43) Gasturbinen-Heizwerk	96
25) Gas-Brennstoffzelle mit solarthermischer Wärmebereitstellung zum Einsatz von Biomethan	66	44) Gas-Brennstoffzelle	98
26) Gas-Brennstoffzelle mit solarthermischer Wärmebereitstellung	68	45) Kohle-Direktzugabefeuerng	100
27) Gas-Brennstoffzelle in Kombination mit Gasbrennwertkessel und Solarthermie	70	46) Stahlkoks aus Steinkohle	101
28) Biomasse-Direktzugabefeuerng	73	47) Holzhackschnitzelvergaser-BHKW mit Übergang auf Brennstoffzelle ab 2035 (kaskadiert)	102
29) Holzhackschnitzelkessel	74	48) Hochtemperatur-Wärmepumpe mit Solarthermie und Spitzenlast Biomethan-BHKW	104
30) Holzvergasung mit anschließender direkter Gasfeuerng	76	49) Gasturbinen-Dampf-Heizkraftwerk (GuD)	106
31) Holzvergaser-Gasturbinen-Heizwerk	77	50) Müllheizkraftwerk in Verbindung mit Holzhackschnitzelkessel	108
32) Stahlkoks aus Biokohle	78	51) Kohle-Heizkraftwerk mit Holzhackschnitzelmitverbrennung	110
33) Biomethan-Direktfeuerng	79	52) Kohle-Heiz-Kraftwerk für leitungsgebundene Wärme	112
34) Biomethan-Niedertemperaturkessel	80	Literaturverzeichnis	114
35) Biomethan-Gasturbinen-Heizwerk	82	Impressum	116
36) Biomethan-Brennstoffzelle	84	Weitere Informationen	118

# Editorial



Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän  
Bereichsleiterin Bioenergiesysteme DBFZ  
Leiterin des Departments Bioenergie am UFZ  
Professur Bioenergiesysteme  
an der Universität Leipzig



Dr.-Ing. Volker Lenz  
Bereichsleiter Thermo-chemische Konversion DBFZ



Diana Pfeiffer  
Begleitvorhaben „Energetische Biomassenutzung“  
des BMWi

## Lösungsoptionen der Wärmewende mit Bioenergie

**Liebe Leserinnen und Leser,**

Wärme aus Biomasse ist die bisher mit Abstand größte erneuerbare Wärmequelle. Sie ist zuverlässig, bezahlbar und bei Verwendung nachhaltig gewonnener Brennstoffe und moderner Technik umweltschonend. Jedoch stagniert die Wärmewende seit einigen Jahren und neue Lösungen sind notwendig, um die avisierten Ziele einer klimaneutralen Energieversorgung zügig zu erreichen. Dabei ist der Wärmebereich inhomogen und kleinteilig und damit besonders komplex. Für neue Impulse zur Wärmewende sind kosteneffiziente und umweltverträgliche Lösungen nötig. Hierzu braucht es neue Technologiekonzepte, deren Anwendung und Auswirkungen in verschiedenen Wärmemärkten zu analysieren sind. Es stellt sich – auch vor dem Hintergrund begrenzter Ressourcen und künftiger Kostenentwicklungen – die Frage, welche quantitative und qualitative Rolle die Wärme- bzw. die gekoppelte Wärme-Strom-Nutzung der Biomasse in Relation und Kombination zu anderen EE-Wärmeoptionen in den Wärmemärkten der Zukunft einnehmen kann.

In Zusammenarbeit des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) mit dem Leipziger Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) und dem Center for Environmental Systems Research (CESR) der Universität Kassel wurden die Zukunftsperspektiven der Wärmeerzeugung aus Biomasse untersucht. Dabei wurden ausgehend vom aktuellen Stand der Wärmebereitstellung aus Biomasse und anderen erneuerbaren Energien Versorgungsszenarien mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien entwickelt. Diese beziehen die aktuellen Analysen der Biomassepotenziale, politische Erwartungen an den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Entwicklung des Gebäudebestandes wie auch Technologieinformationen zu verschiedenen erneuerbaren Komponenten umfassend ein.

Als Ergebnis des dreijährigen Forschungsvorhabens liegt eine fundierte (Daten)Grundlage für die Ausgestaltung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Wärmebereitstellung aus Bioenergie und weiteren erneuerbaren Energien vor. Aus den Erkenntnissen können Handlungsempfehlungen für die Ausgestaltung gesetzlicher Regelungen, für die Definition von Förderschwerpunkten oder sonstige politische Instrumente abgeleitet werden.

Wir freuen uns auf den Dialog über eine tragfähige Biomassenutzung im Wärmebereich und wünschen eine erkenntnisreiche Lektüre.

**Die Herausgeberinnen und der Herausgeber**  
**Daniela Thrän, Diana Pfeiffer und Volker Lenz**

# Auf dem Weg in eine nachhaltige Wärmeversorgung



© Nicol Lethe/pixelfo.de

Wärme aus Biomasse ist eine etablierte erneuerbare Energiequelle und hat eine wichtige Rolle in der deutschen Energiewende (BMU 2016; BMU und BMWi 2010). In einem weitgehend erneuerbaren Energiesystem werden an die umweltverträgliche Wärmebereitstellung aus Biomasse allerdings deutlich anspruchsvollere Anforderungen gestellt: Der Einsatz von Rest- und Abfallstoffen, geringe Partikelemissionen, die kombinierte Bereitstellung mit anderen erneuerbaren Energien und die zusätzliche Unterstützung des Stromsystems sind hier nur einige Aspekte. Um kosteneffiziente und umweltverträgliche Lösungen zu identifizieren, müssen eine Reihe von Randbedingungen beachtet, neue Technologiekonzepte bewertet und ihre Anwendung und Auswirkungen in verschiedenen Wärmemarkten analysiert werden.

Im Vorhaben „BioplanW – Systemlösungen für Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen“ (FKZ: 03KB113) wurden diese neuen Anforderungen umfassend berücksichtigt und Entwicklungsperspektiven der Wärmebereitstellung aus Biomasse systematisch erarbeitet, modelliert und bewertet, um nachhaltige Transformationspfade für diesen Energiesektor aufzuzeigen. Dies erfolgte auf Basis verfügbarer Modellierungs- und Bewertungsansätze, die bereits für die Ableitung von Bioenergiestrategieelementen im Strom- und Kraftstoffbereich erprobt sind (Thran 2015). Dabei wurden die gegenwärtig in der Entwicklung befindlichen Technologien systematisiert und ihre Wettbewerbsfähigkeit in verschiedenen Sub-Sektoren simuliert. Eine der untersuchten Annahmen lautet zum Beispiel: Was passiert, wenn hohe Umweltauflagen eine Ausweitung der Flächennutzung für den Anbau von Energiepflanzen einschränkt? Die Stärke der verwendeten Simulations-

modelle liegt in der Variabilität der Wenn-Dann-Annahmen, die früh Zielkonflikte identifizieren und wissensbasierte Lösungsräume eröffnen. Die Technologien im Wettbewerb haben in den Simulationen spezifische Auswirkungen auf den Gesamtbeitrag zur Energieversorgung, auf den Klimaschutzbeitrag und auf die Landnutzung, die bewertet und diskutiert werden. Die dargelegten Optionen können daher Forschung und Politik bei der Strategie- und Entscheidungsfindung unterstützen, wo die begrenzten Biomassen unter Kosten-, Klima- und Umweltaspekten künftig den größten Systembeitrag leisten können.

## Status Quo und Trends der Wärmenutzung in Deutschland

Die Wärmenutzung ist mit 53 % (2017) der größte Endenergieverbraucher in Deutschland. Wärme geht schwerpunktmäßig in die Haushalte (43 %), in die Industrie (40 %) und in den Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD, 17 %). Fast die Hälfte (49 %) wird als Raumwärme abgenommen, gefolgt von der Prozesswärme (42 %) und letztlich einem geringen Teil an Warmwasser (9 %). Am Endenergieverbrauch für Wärme haben erneuerbare Energien einen Anteil von 13,6 %, wobei Biomasse mit 87 % die dominierende erneuerbare Energieform ist. 79 % der Wärme aus Biomasse werden durch den Energieträger Holz bereitgestellt. Damit entstammt der überwiegende Anteil der biogenen Energieträger dem Forstbereich. In Biogasanlagen kommen neben Reststoffen zusätzlich Energiepflanzen für die Bereitstellung von Wärme in KWK-Systemen sowie in geringem Umfang über Pflanzenöl-BHKW zum Einsatz.

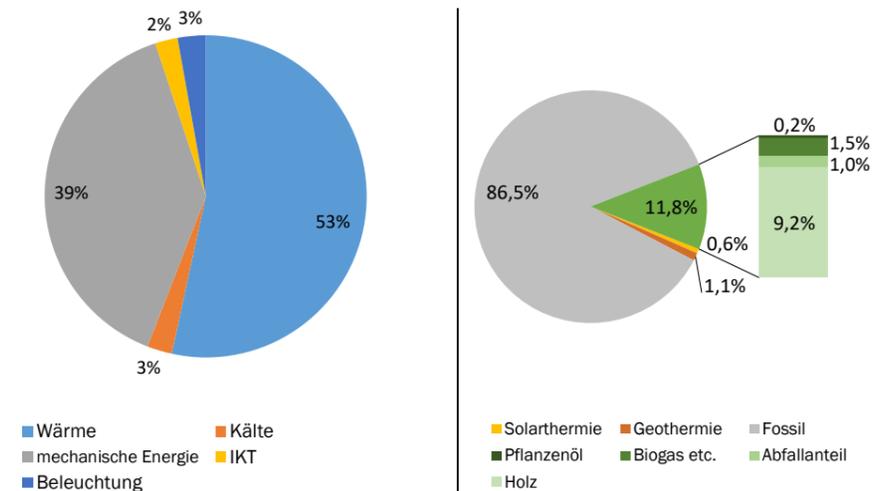


Abbildung 1: Endenergieverbrauch nach Anwendungsgebieten [9.329 PJ] 2017 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019a) (links) und Endenergieverbrauch Wärme [4.458 PJ] sowie Anteil Biowärme [538 PJ] 2017 (AEE 2019; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2019b) (rechts)

Bei der Darstellung der Wärmeerzeuger nach Anwendungsbereich für das Jahr 2017 zeigt sich, dass 57 % der Wärmeerzeugung aus Biomasse (nur Festbrennstoffe) in privaten Haushalten genutzt werden, vorrangig zur Raumbeheizung und Warmwasserbereitstellung (BMWi 2019b). Die Industrie benötigt Wärme zur Prozesswärmebereitstellung. Zwei Drittel (Stand 2016) der Wärmeerzeugung stammen aus reinen Wärmeerzeugern und 34 % aus KWK-Prozessen (Umweltbundesamt 2017). Feste Biomasse kommt in industriellen Prozessanwendungen und Heiz(kraft)-werken zum Einsatz und kann in Biogasanwendungen dem KWK-Prozess zugeordnet werden. Der häusliche Bereich setzt Festbrennstoffe bisher fast ausschließlich zur reinen Wärmebereitstellung ein.

### Geringe Impulse im Wärmebereich

Ausgehend vom Zwei-Grad-Ziel der Weltklimakonferenz (COP21) im Jahr 2015 und dem Energiekonzept der Bundesregierung folgend, in dem die Absicht formuliert wurde, bis zum Jahr 2030 gegenüber 1990 55 % weniger Treibhausgase zu emittieren, wurden Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch festgelegt (BMU und BMWi 2010). Entsprechend der Koalitionsvereinbarungen sollen bis zum Jahr 2030 erneuerbare Energien einen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch leisten (CDU et al. 2018). Des Weiteren soll unter Wahrung der wirtschaftlichen Vertretbarkeit der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte bis zum Jahr 2020 auf 14 % erhöht werden (EEWärmeG 2008).

Von 1990 bis 2012 hat ein starker Anstieg beim Ausbau erneuerbarer Energien stattgefunden. Damit erhöhte sich auch der Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältebereich. Seit 2012 bis 2017 stagnierte diese Entwicklung und es ist nur noch ein moderater Anstieg zu verzeichnen (Umweltbundesamt 2019). In den letzten Jahren hat es keine nennenswerte Entwicklung beim Ausbau erneuerbarer Energien im Wärmebereich gegeben. Dies ist unter anderem begründet durch das Ausbleiben der Novellierungen des EEWärmeG im Rahmen des diskutierten Gebäudeenergiegesetzes (GEG) und der immer wieder diskutierten, aber bisher nicht umgesetzten steuerlichen Förderung. Weiterhin spielen verschiedenste Subventionen im Wärmebereich und die geringen Öl- und Gaspreise am Weltmarkt eine Rolle.

### Die Suche nach anwendungsnahen Lösungen

Die Wärmewende wird dadurch erschwert, dass der Wärmemarkt eine hohe Komplexität und Vielschichtigkeit aufweist. Während im Stromsektor Erfolge zu verzeichnen sind, stellt der Wärmebereich aufgrund seiner Heterogenität im Hinblick auf Technologien, Brennstoffe und insbesondere der Akteure eine besondere Herausforderung dar. Anders als bei Strom sind je nach Einsatzbereich unterschiedliche Wärmesysteme und Wärmequalitäten notwendig (z. B. unterscheidet sich die Raumwärme in Privathaushalten von Wärmebedarfen des GHD-Sektors bzw. vom Prozesswärmebedarfen der Industrie).

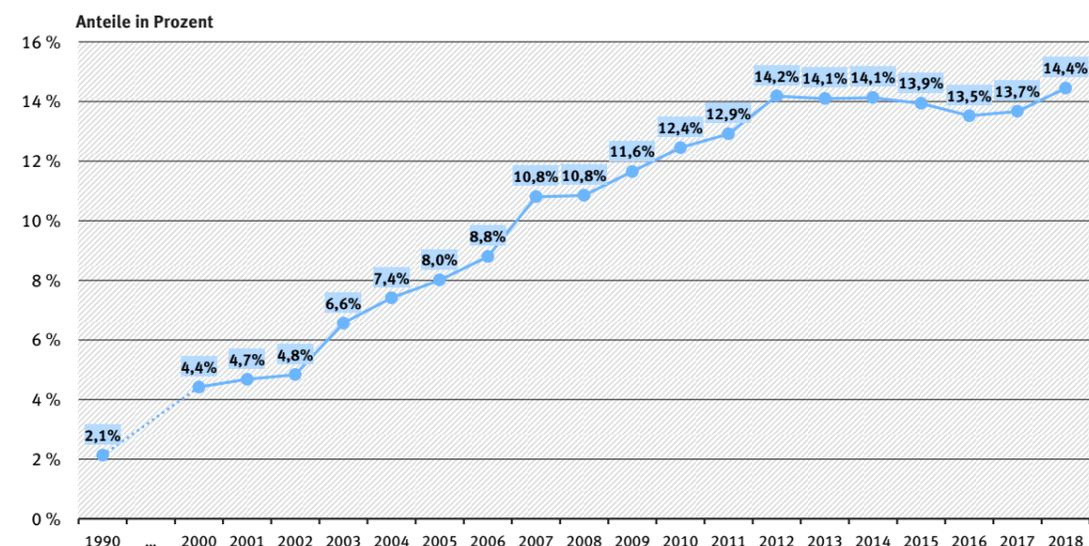
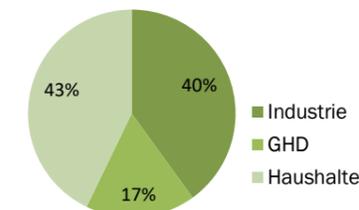


Abbildung 2: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte (Umweltbundesamt 2019)

Endenergieverbrauch für Wärme nach Sektoren



Endenergieverbrauch nach Anwendungsgebiet

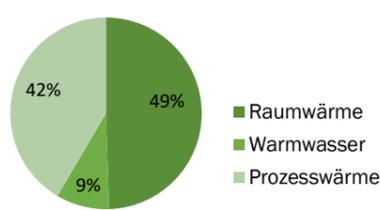


Abbildung 3: Sektorengliederung für Wärme und Darstellung der Anwendungsgebiete für 2017 (AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) 2018)

Diese Systeme und Qualitäten sind jeweils durch andere Nachfrageprofile über das Jahr, unterschiedliche Temperaturniveaus und spezifische Bereitstellungsprozesse charakterisiert. Wärme ist zudem nur über kurze Strecken transportierbar und braucht daher anwendungsnahen Lösungen. Diese müssen darüber hinaus den Eigentümer- und Mieterstrukturen gerecht werden und auch die Erneuerungszyklen im Gebäudebestand berücksichtigen, die mehrere Dekaden in Anspruch nehmen können. Damit bedarf es entsprechend weitsichtiger Rahmenbedingungen und Regelungen. Aber auch die Gebäudestruktur und die Beschaffenheit des Strom- und Gasnetzes nehmen Einfluss auf die Wärmeerzeugung. Ein wichtiger Aspekt ist die Digitalisierung und somit der Informationsaustausch zwischen den einzelnen Infrastrukturen, die optimal zusammenwirken sollen.

Ein zentrales Beispiel ist die Forderung nach einer standardisierten Kommunikationsschnittstelle an allen in der Leistung regelbaren Wärmeerzeugern. Mit ihrer Hilfe kann ein firmenunabhängiger Zentralregler die Betriebsleistung innerhalb der von der Anlage gesetzten Restriktionen flexibel anpassen. Um die künftige Wärmebereitstellung aus Biomasse darzustellen, wurde im Vorhaben BioPlanW der Wärmemarkt als Teil des Energiesystems betrachtet und vier grundlegende Energiezenarien abgeleitet. Der Vielfalt der Wärmenutzungen wurde durch die Beachtung von verschiedenen Sub-Sektoren und der Verbindung alter und neuer Technologiekonzepte Rechnung getragen. Es liegen insgesamt 52 Technologiekonzepte vor, die erneuerbare Energien in unterschiedlichen Kombinationen berücksichtigen.



Abbildung 4: Vielfältigkeit des Wärmemarktes (Lenz et al. 2017)

## Szenarien

Die Abbildung zukünftiger Marktentwicklungen in einem Modell erfordert die Definition von Szenarien. Diese bilden jeweils die derzeitigen politischen Ober- und Untergrenzen in Bezug sowohl auf das Reduktionsziel für Treibhausgase (80 % bzw. 95 % THG-Reduktion im Jahr 2050) als auch auf die Verfügbarkeit von Biomasse ab (Szarka et al. 2019). Von dem in Deutschland verfügbaren Reststoffpotenzial (Brosowski et al. 2015) und dem Flächenpotenzial für Energiepflanzen wird jeweils entweder ein größerer oder kleinerer Anteil dem Wärmesektor zugeordnet. Die Bandbreite der Szenarien ist wie folgt gesetzt: Die x-Achse zeigt die Anstrengung Treibhausgase (THG) einzusparen, die y-Achse zeigt, ob ein hohes oder ein niedriges Biomassepotenzial zur Verfügung steht (Frage nach der Nutzung von Anbaubiomasse).

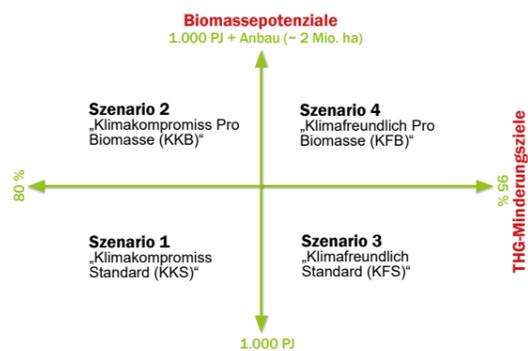


Abbildung 5: Szenario-Achse und ihre definierten Potenziale und THG-Minderungsziele bis 2050 (Thrän et al. 2020)

Basierend auf Forschungsergebnissen und Strategiezielen, die die Spannweite der Einflussfaktoren als Bestandteil für die Modelle bestimmen, wurden Szenarien definiert. Basis der Parameter sind aktuelle Szenarien, bei denen die Szenarientwicklung bis 2050 im Fokus der Untersuchungen lag und politische Vorgaben (Repenning et al. 2015b). Mit Veröffentlichung der neuen „Langfristszenarien“ des BMWi wurden die Szenarien überprüft (Pfluger et al. 2017). Als Basis für die Definition wurden Treibhausgasemissionen und zur Verfügung stehende Biomassepotenziale definiert. Alle Treibhausgasemissionen beziehen sich auf das Jahr 1990. Insgesamt wurden vier Szenarien herausgestellt, die sich an dem Biomassepotenzial und der Treibhausgasemissionsminderung bis 2050 orientieren. Diese vier Szenarien bilden jeweils die obere und untere Grenze in Bezug auf das Reduktionsziel für Treibhausgase (80 % bzw. 95 % Treibhausgasreduktion im Jahr 2050) und in Bezug auf die Verfügbarkeit von Anbaubiomasse für den Wärmesektor ab. Basierend auf der Szenarienachse ergeben sich vier Extremmodelle, die bis 2050 abgebildet werden. Die vier Zukunftsbilder werden im Folgenden näher beleuchtet. Das Szenario „Klimakompromiss“ erzielt bis 2050 eine THG-Minderung von 80 % und das Szenario „Klimafreundlich“ von 95 % gegenüber 1990. Das Szenario „Standard“ begrenzt das Biomassepotenzial auf Abfall- und Reststoffe und das Szenario „Pro Biomasse“ erlaubt auch Anbaubiomasse. Angenommen werden für die Abfall- und Reststoffe 1.000 PJ und für die Anbaubiomasse zur Verfügung stehende 2 Mio. ha auf Basis von Expertenworkshops (Brosowski et al. 2015). Für die Biomassepotenziale werden vor Beginn der Simulation Potenziale für Verkehr und Strom abgezogen, sodass nicht die gesamten Potenziale rein für die Wärmebereitstellung zur Verfügung stehen.

■ **Klimakompromiss Standard (KKS):** In diesem Szenario beträgt das Ziel der THG-Minderung lediglich 80 %. Das Biomassepotenzial ergibt sich vollständig aus den Abfall- und Reststoffen in Höhe von 1.000 PJ. Es wird kein zusätzlicher Anbau von Biomasse für die energetische Nutzung betrieben und kein Import angenommen.

■ **Klimakompromiss Pro Biomasse (KKB):** In diesem Szenario wird ebenfalls eine Reduzierung um 80 % der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 angesetzt. Im Kontrast zum vorherigen Szenario werden zusätzlich zur Biomasse aus Abfall und Reststoffen jedoch auch noch 2 Mio. ha an Fläche für Anbaubiomasse angenommen. Es findet kein Import statt.

■ **Klimafreundlich Standard (KFS):** In diesem Szenario wird eine Reduzierung der THG um 95 % angesetzt. Um dieses Ziel zu erreichen, wird an Biomasse nur das Reststoff- und Abfallpotenzial genutzt, jedoch keine Anbaubiomasse oder Import.

■ **Klimafreundlich Pro Biomasse (KFB):** In diesem Szenario wird die Reduzierung von 95 % THG gegenüber 1990 festgelegt. Zusätzlich wird das Potenzial an Biomasse aus Rest- und Abfallstoffen durch 2 Mio. ha an Fläche für Anbaubiomasse erweitert, ohne Import.

### Wichtiger Hintergrund für Szenarien

Bei den Energieszenarien handelt es sich um konsistente und kohärente Beschreibungen von möglichen zukünftigen Energiesystemen. Sie können beschreiben, wie das Energiesystem aussehen kann, wenn bestimmte Annahmen zutreffen (explorative) oder können Transformationspfade aufzeigen, um definierte Ziele zu erreichen (normative). Mit Szenarien können komplexe Systeme abgebildet, Unsicherheiten dargestellt, Zusammenhänge verstanden und kritische Treiber und deren Sensitivitäten identifiziert werden. Außerdem ist es möglich, die Einflüsse von (politischen) Entscheidungen darzustellen und anschließend zu analysieren.

Szenarien haben ihre Grenzen: Sie sind keine Prognose und können nicht als „realistisches“ Bild der Zukunft gesehen werden. Die Ergebnisse von Szenarien hängen stark von verschiedenen Aspekten ab, z. B. Annahmen, Art und Ziele der Szenarien, berücksichtigte Energiebereiche, Detaillierungsgrad, etc. So haben beispielsweise normative Szenarien ein gesetztes Ziel mit einem bestimmten Zeitraum (z. B. Anteil von THG-Emissionen bis 2050) und zeigen mögliche Transformationspfade auf, wie dieses Ziel erreicht werden kann. Explorative Szenarien dagegen zeigen, ob ein Ziel (z. B. THG-Minderung) erreichbar ist.

Szenarien können auch als Wenn-Dann-Beziehungen verstanden werden, wobei „wenn“ durch Annahmen definiert ist. Es werden Annahmen getroffen (bspw. sozioökonomische Entwicklungen, wie Bevölkerung, BIP, fossile Preise) und Ergebnisse gezeigt, die eintreten, wenn die angenommenen Parameter berücksichtigt werden.

Szenarien zur Bioenergie sind häufig durch verschiedene Arten von Unsicherheiten gekennzeichnet: Welche Biomassepotenziale für die energetische Nutzung werden künftig erwartet, welcher Wärmebedarf wird erwartet, wie entwickeln sich Konkurrenztechnologien und Infrastruktur und welcher Klimaschutzbeitrag soll im Energiesystem erzielt werden? Die Szenarienmodelle setzen hier teilweise Annahmen ein bzw. berechnen die Biomasseverfügbarkeit und -verteilung anhand von Optimierungsfunktionen. Die Ergebnisse zeigen ein entsprechend breites Spektrum.

Tabelle 1: Festgelegte Sub-Sektoren zur Untersuchung des Wärmemarktes in Deutschland im Projekt BioPlanW

Nr.	Märkte
1	2,5 kW – EZFH 30 kWh/m <sup>2</sup> a
2	5 kW – EZFH 45, MFH 30, Mischnutzung 30
3	7,5 kW – EZFH 90
4	10,5 kW – EZFH 150, MFH 30–45, Mischnutzung 30–45
5	14,9 kW – EZFH 180, GMH 30
6	20 kW – MFH 45–180, Mischnutzung 90
7	80 kW – GMH 45–180
8	45 kW – GMH 45
9	27 kW – Mischnutzung & Gewerbe 30–180
10	31 kW – GT Beherbergung ab 1984
11	45 kW – GT Beherbergung bis 1983
12	45 kW – HAT Beherbergung/Sport/Kultur
13	35 kW – HAT Beherbergung/Sport/Kultur/Gewerbe
14	60 kW – Sport/Kultur 180
15	Leitungsgebundene Wärme
16	Industrie < 200 °C
17	Industrie 200–500 °C
18	Industrie > 500 °C
19	Industrie-Koks

Legende: EZFH = Ein- & Zweifamilienhäuser; MFH = Mehrfamilienhäuser; GMH = Großmehrfamilienhäuser; GT = Ganztagsnutzung; HAT = Halbtagsnutzung; Die Zahl am Anfang gibt die Anlagengröße in kW an. Die Zahl hinter dem Gebäudetyp gibt die Heizwärmebedarfsklasse(n) in kWh/m<sup>2</sup>a an.

## Modellierung

Die systematische Erschließung von Bedarfen, Potenzialen und Märkten wurde mit Hilfe des Modells BENOPT (Bio-ENergyOPTimisation model) realisiert, das den unter gewissen Randbedingungen kostenoptimalen Einsatz von Bioenergie im Wärmesektor errechnet. Der Wärmesektor wurde hierzu zunächst in 19 in sich weitgehend homogene Sub-Sektoren differenziert. Jeder Sub-Sektor hat unterschiedliche Eigenschaften in Bezug auf Wärmebedarf, Infrastruktur und benötigter Anlagenkapazität (Jordan et al. 2019) (Tabelle 1).

Innerhalb eines jeden Sub-Sektors wurden mögliche Technologiekonzepte beschrieben. Dabei kommt mindestens eine fossile Referenztechnologie, mögliche Bioenergietechnologien und mindestens eine alternative erneuerbare Technologie zum Tragen. Einen nennenswerten Neuwert bilden Hybridsysteme, welche nach aktuellem Kenntnisstand bisher noch nicht in einer Energiesystemanalyse betrachtet wurden. Zu jedem Technologiekonzept wurden detaillierte technische, ökonomische und ökologische Daten recherchiert, welche als Eingangsgrößen in das Modell einfließen (Lenz und Jordan 2019b).

In den Szenarien findet ein Technologiewettbewerb statt. Dieser wurde mittels eines am UFZ entwickelten, linearen Optimierungsmodells abgebildet. Die Optimierung bringt zwei wichtige Dinge unter einen Hut:

1. die Klimaziele und
2. die Wirtschaftlichkeit.

Die sogenannte Gesamtsystemkostenoptimierung beginnt im Jahr 2015 und wird im Modell bis 2050 fortgeführt. Das verfügbare Biomassepotenzial wurde kostenoptimal unter den verschiedenen Sub-Sektoren entsprechend der verfügbaren Wärmesysteme aufgeteilt. Die Schnittstelle zum Stromsektor wurde basierend auf den Ergebnissen der Energieszenarien von Repenning et al. in das Modell integriert. Als Ergebnis liegen, ausgehend von den im Jahr 2015 eingesetzten Biomassemengen und Technologiesystemen, in den vier Szenarien unter den gesetzten Rahmenbedingungen kostenoptimale Transformationspfade bis zum Jahr 2050 vor. Der Bedarf nach landwirtschaftlicher Fläche zur Produktion der Biomasse und deren Verortung wurde mit dem räumlichen Landnutzungsmodell LandSHIFT der Universität Kassel bestimmt.

## Zukünftige Entwicklungen

Auch die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs wird berücksichtigt, indem auf Daten des Gebäudemodells „Building Stock Transformation Model“ (Building-STAR) vom Öko-Institut zurückgegriffen wird (Koch et al. 2018). Dieses Modell bildet den Gebäudebestand in Deutschland und dessen zukünftige Sanierungsentwicklung ab.

## Ergebnisse

### Hybridsysteme sind im Kommen

Die Ergebnisse aus der Szenarienmodellierung zeigen, dass Biomasse mittelfristig vor allem in Klein- und Kleinst-WKK-Hybridssystemen<sup>1</sup> innerhalb der privaten Haushalte kostenoptimal eingesetzt wird, speziell in (torrifzierten) Pellet-WKK-Anwendungen kombiniert mit einer Wärmepumpe und Photovoltaikanlage. Mit ansteigenden Strompreisen, wie es aktuelle Energieszenarien projizieren, bieten diese Hybridsysteme im Modell das kosteneffizienteste THG-Einsparpotenzial für den Biomasseeinsatz. Trotzdem findet ab dem Jahr 2040–2045, in den 95 %-Reduktionsszenarien, eine Verschiebung des Biomasseeinsatzes von den privaten Haushalten zu Hochtemperatur-Industrieanwendungen statt. Mangels kostengünstiger erneuerbarer Alternativen für Prozesswärme wurde für eine fast vollständige Dekarbonisierung des Wärmesektors die begrenzte Biomasse nahezu vollständig in der Prozesswärme nachgefragt, obwohl andere Bioenergiekonzepte in anderen Sub-Sektoren weiterhin kostenseitige Vorteile aufwiesen, jedoch die Gesamtkosten bei dieser Nutzung gestiegen wären. Dies kann auch an dem noch niedrigen Ausdifferenzierungsgrad der industriellen Hochtemperaturprozesse liegen.

### Lösungsräume

Mittels einer systematischen globalen Sensitivitätsanalyse wurden im Projekt BioPlanW die Unsicherheiten von insgesamt 32 Eingangsparametern in gemeinsamer Interaktion untersucht. Der Unsicherheitsbereich der Eingangsparameter wurde dabei mittels bestehender Studien oder Expertenwissen bestimmt. Die umfangreiche Analyse (34.000 Modellläufe) hat ergeben, dass unter den gesetzten Rahmenbedingungen nur drei Parameter einen signifikanten Einfluss auf die Wahl der Technologien haben, der Strompreis, der Gaspreis und das Klimaziel. Vier weitere Parameter weisen deutliche Verstärkungseffekte auf die Marktanteile auf, ändern jedoch nicht die Wahl der Technologie. In allen Fällen wird ein bedeutender Anteil des Biomassepotenzials in Form von Hackschnitzeln in Industrieheizungen eingesetzt. Bei einem starken Anstieg der Strompreise dominieren jedoch lange Zeit die Pellet-WKK-Hybridssysteme in den privaten Haushalten. Die Kombination von Wärmepumpen mit Einzelraumfeuerungen hat in allen Fällen, außer bei niedrigen Strom- und Gaspreisen und einem moderaten Klimaziel, einen kleinen, jedoch stabilen Marktanteil (Jordan et al. 2020).

### Marktrelevante Biowärme-Technologien

Aufbauend auf den Daten und Modellierungen unter Einbeziehung erwarteter Entwicklungen werden über 40 aus heutiger Sicht marktrelevante Biowärme-Technologien vorgestellt. Im Detail eröffnen die Daten wie ein spezifisches Anlagenschema, das Einsatzgebiet, Kostenstrukturen und die THG-Minderung die Möglichkeit, einzelne Anlagen und Anlagenkombinationen miteinander zu vergleichen. Gerade in einem unübersichtlichen Markt der Wärmesysteme schaffen die Technologiesteckbriefe eine Übersicht, die es in dieser Datentiefe noch nicht gab. Folgende Technologien werden vorgestellt:

Tabelle 2: Technologietypen

Nr.	Technologie	Sektor
1	Scheitholzofen mit Wassertasche in Kombination mit solarthermischer Anlage	Gebäude (private Haushalte & GHD)
2	Scheitholzvergaserkessel in Kombination mit solarthermischer Anlage	
3	Monovalente Pelletheizung (Kessel)	
4	Pelletheizung (Kessel) in Verbindung mit solarthermischer Anlage	
5	Integrierter Pelletbrenner mit Solarthermie	
6	Vergaser für Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW	
7	Holzpelletvergaser mit BHKW bzw. später Brennstoffzelle in Kombination mit Solarthermie und PV	
8	Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis Holzpellets in Kombination mit Wärmepumpe und PV	
9	Vergaser für torrefizierte Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW	
10	Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis torrefizierter Holzpellets in Kombination mit Wärmepumpe und PV	
11	Holz hackschnitzelkessel mit Solarthermie	
12	Elektrodirektbeheizung in Kombination mit Solarthermie	

Nr.	Technologie	Sektor
13	Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung	Gebäude (private Haushalte & GHD)
14	Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung	
15	Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung	
16	Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung	
17	Wärmepumpe mit PV-Strombereitstellung in Verbindung mit wasserführendem Scheitholzofen	
18	Wärmepumpen-Kombination mit Pelletkessel und PV	
19	Biomethan-Brennwerttherme	
20	Biomethan-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage	
21	Biomethan-Brennwerttherme in Verbindung mit Scheitholzofen	
22	Gas-Brennwerttherme	
23	Gas-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage	
24	Gas-Brennwerttherme in Verbindung mit Scheitholzofen	
25	Gas-Brennstoffzelle mit solar-thermischer Wärmebereitstellung zum Einsatz von Biomethan	
26	Gas-Brennstoffzelle mit solarthermischer Wärmebereitstellung	
27	Gas-Brennstoffzelle in Kombination mit Gasbrennwertkessel und Solarthermie	

Ausgehend vom Stand 2015 wurden die potenziellen technologischen Entwicklungsoptionen (unter Berücksichtigung u. a. von Leistungsgröße, Flexibilität, Brennstoffpalette und Emissionsniveau) abgeschätzt und in Fünf-Jahresschritten 2020 bis 2050 bezüglich der Auswirkungen auf die charakterisierenden Parameter beschrieben. Sowohl die Auswahl der Biowärme-Technologien, also auch deren charakterisierenden Parameter und ihre zukünftigen Entwicklungsoptionen wurden mit Stakeholdern (Workshop oder Experteninterviews) diskutiert und abgestimmt.

Nr.	Technologie	Sektor
28	Biomasse-Direktzugabefeuerung	Industrie
29	Holz hackschnitzelkessel	
30	Holzvergaser mit anschließender direkter Gasfeuerung	
31	Holzvergaser-Gasturbinen-Heizwerk	
32	Stahlkoks aus Biokohle	
33	Biomethan-Direktfeuerung	
34	Biomethan-Niedertemperaturkessel	
35	Biomethan-Gasturbinen-Heizwerk	
36	Biomethan-Brennstoffzelle	
37	Hochtemperatur-Wärmepumpe mit solarthermischer Vorheizung und Biomethan-BHKW Back-up	
38	Kombisystem aus Solarthermie, Wärmepumpe und Holz hackschnitzelkessel	
39	Elektro-Lichtbogen	
40	Gas-Niedertemperaturkessel	
41	Gas-Kessel	
42	Gas-Direktfeuerung	
43	Gasturbinen-Heizwerk	
44	Gas-Brennstoffzelle	
45	Kohle-Direktzugabefeuerung	
46	Stahlkoks aus Steinkohle	
47	Holz hackschnitzelvergaser-BHKW mit Übergang auf Brennstoffzelle ab 2035 (kaskadiert)	Leitungsgebundene Wärme
48	Hochtemperatur-Wärmepumpe mit Solarthermie und Spitzenlast Biomethan-BHKW	
49	Gasturbinen-Dampf-Heizkraftwerk (GuD)	
50	Müllheizkraftwerk in Verbindung mit Holz hackschnitzelkessel	
51	Kohle-Heizkraftwerk mit Holz hackschnitzelmitverbrennung	
52	Kohle-Heiz-Kraftwerk für leitungsgebundene Wärme	

<sup>1</sup> Bei Klein- und Kleinst-WKK-Hybridssystemen handelt es sich um Wärmeerzeuger, die mindestens zwei unterschiedliche erneuerbare Wärmequellen nutzen (z. B. Umgebungswärme mittels Wärmepumpe und Biomasse), wobei die Biomasseanlage mittels Vergasung und Blockheizkraftwerk sowohl Wärme als auch gleichzeitig Strom bereitstellen kann. Der Betrieb der Biomasseanlagen erfolgt nach dem Prinzip, nie mehr Wärme als benötigt zu erzeugen, die Erzeugung gepuffert durch einen Wärmespeicher, jedoch am Strombedarf im Netz ausrichten (Netzstabilität). Im Zusammenhang mit der zweiten erneuerbaren Wärmequelle soll Biomasse nur dann eingesetzt werden, wenn die andere Wärmequelle nicht ausreichend zur Verfügung steht oder deutliche ökonomische Nachteile aufweist (z. B. Wärmepumpe im Winter mit niedrigen Arbeitszahlen und hohen Strompreisen).

## Resümee

Im Projekt konnte nachgewiesen werden, dass eine Modellierung des komplexen Wärmemarktes möglich ist. Des Weiteren wurden stabile Tendenzen identifiziert, die sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen ergeben. Grundsätzlich konnten für den umfangreich abgebildeten Gebäudewärmebedarf die Sinnhaftigkeit von Hybrid-WKK-Systemen genauso wie die verstärkt im Neubau eingesetzten Kombinationen von Wärmepumpe und Einzelraumfeuerstätte bestätigt werden. Darüber hinaus hat sich selbst bei der bisher noch wenig ausdifferenzierten Prozesswärmenachfrage gezeigt, dass diese bei zunehmender Treibhausgasreduktionsanforderung an Bedeutung gewinnen kann, solange nicht kostengünstige erneuerbare Alternativtechnologien entwickelt und etabliert werden.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse können weitere Optimierungen und Weiterentwicklungen des Modells erarbeitet werden. Gleichzeitig kann die Forschung und Markteinführung die genannten Trends unterstützen und befördern, um die Transformation auch im Wärmebereich wieder zu beschleunigen.

### FRAGEN des Forschungsprojektes

- Zukünftige Rolle der Bioenergie im deutschen Wärmesektor?
- Welche Bioenergie-Technologiekonzepte sind wettbewerbsfähige Optionen in einem zukünftigen, nachhaltigen Wärmesektor?
- In welchen Wärmeteilektoren wird die limitierte Biomasse eingesetzt?
- Wie sehen mögliche Transformationspfade bis 2050 aus?

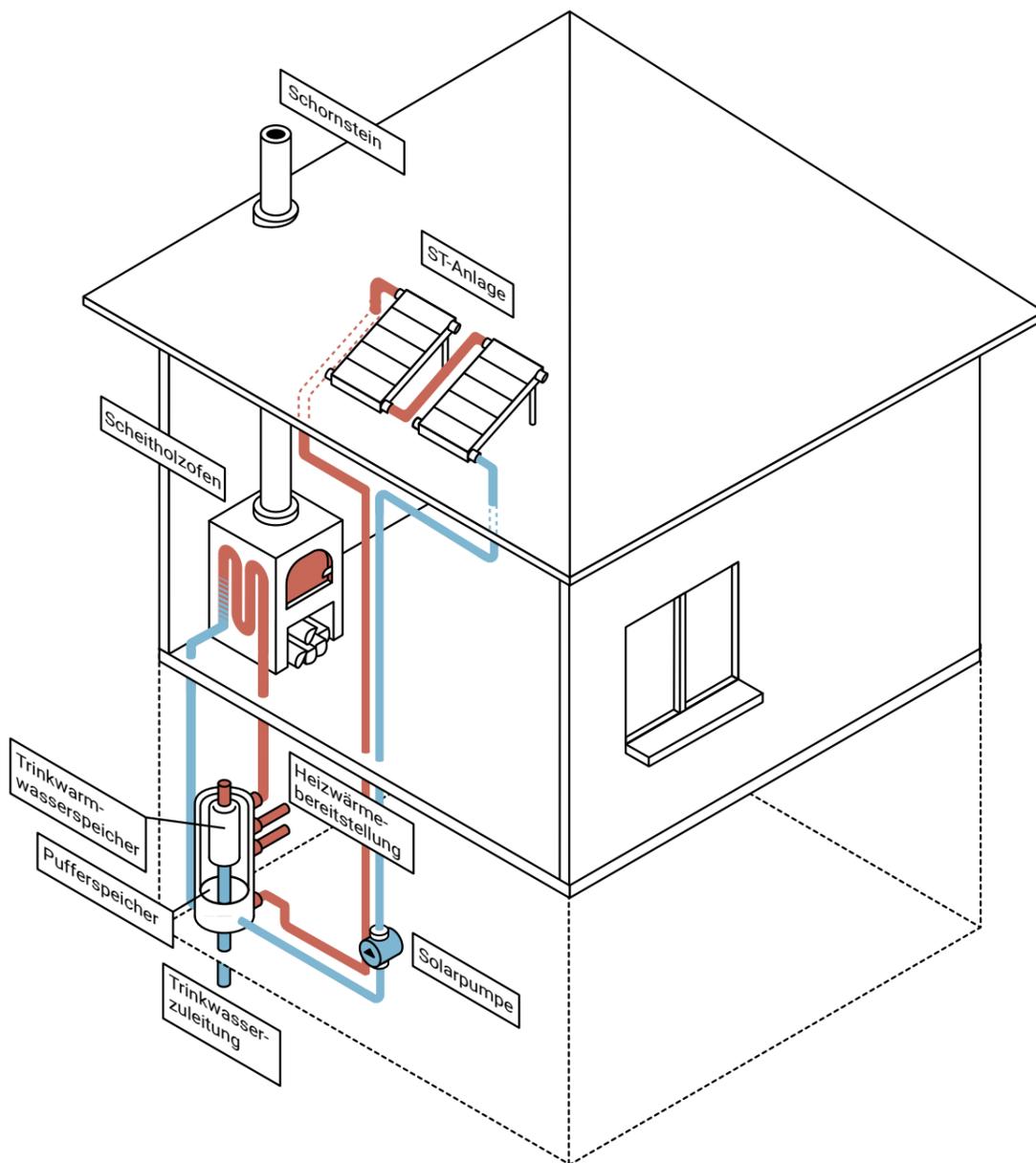
# Technologie- Steckbriefe

---

# 1 Scheitholzofen mit Wassertasche in Kombination mit solarthermischer Anlage

In sehr gut gedämmten Ein- und Zweifamilienhäusern mit einem spezifischen Wärmebedarf unterhalb von  $30 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$  kann ein nennenswerter Anteil an Wärme für Warmwasser und Heizung über eine solarthermische Anlage abgedeckt werden (rund 50 %). Für Personen, die gerne selbst mit Holz heizen, kann ein Scheitholzkaminofen mit Anbindung an die Zentralheizungsanlage über Wassertaschen am Ofen (bis zu 80–90 % der Wärme können wahlweise ins Zentralheizsystem eingekoppelt werden) eine sinnvolle Lösung darstellen. Zur Absicherung der

Wärmebereitstellung wird in dem installierten Pufferspeicher ein Heizstab vorgesehen, der auch Überschussstrom aus dem Netz zu Wärme wandeln kann. Wichtig für ein erfolgreiches Funktionieren ist eine Anwendung, bei der insbesondere im Winter regelmäßig mit Scheitholz geheizt wird und den Wärmebedarfshinweisen der Regelung (Anzeige im Wohnbereich zu Pufferladestand und erwartetem Bedarf oder über Handy-App) gefolgt wird.



Scheitholzofen mit Wassertasche in Kombination mit solarthermischer Anlage

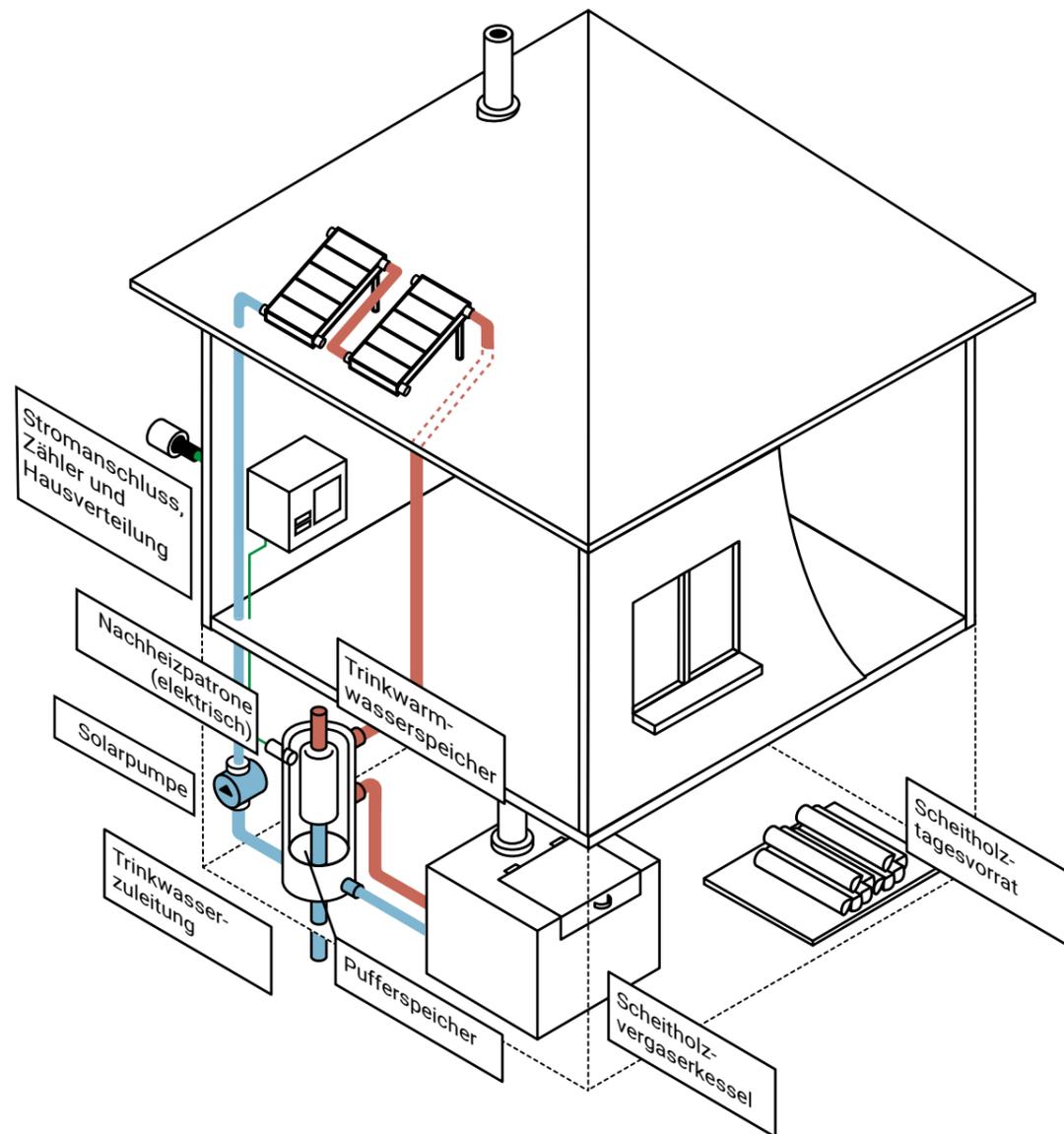
<b>Einsatzgebiet</b>	sehr gut gedämmte Ein- und Zweifamilienhäuser
<b>Größe</b>	– Solarkollektorfläche (Flachkollektor) 8–10 m <sup>2</sup> – Ofen 5 kW <sub>th</sub>
<b>Typische Wärmebereitstellung</b>	5–8 MWh/a (in BioPlanW 7 MWh/a)
<b>Kosten</b>	– Ofen mit sekundären Emissionsminderungseinrichtungen und Wassertasche 4.200 € – Solarthermische Anlage knapp 9 m <sup>2</sup> ca. 1.700 € – Puffer 1.000 L mit 200 L Trinkwasserspeicher im Tank 1.300 € – Montage 2.300 €

<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 400 €/a
<b>Holzbrennstoffbedarf</b>	1 t/a bei 15 % Wassergehalt Hartholz
<b>Strombedarf</b>	ca. 165 kWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 6 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 9 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	– vergleichsweise einfacher Aufbau – ggf. Nutzung eigener Scheitholzreserven und damit Verbrauchskostenoptimierung möglich
<b>Nachteile</b>	– Arbeitsbedarf durch manuelles Holznachlegen – hohe Emissionen bei heutigen Öfen bei unzureichender Betreuung des Abbrands

## 2 Scheitholzvergaserkessel in Kombination mit solarthermischer Anlage

In Gebäuden mit kleinerem bis mittlerem Wärmebedarf könnten Scheitholzvergaserkessel zum Einsatz kommen. Sie zeichnen sich durch für Holzfeuerungen überschaubare Investitionskosten aufgrund der fehlenden automatischen Brennstoffzufuhr und der einfachen Gestaltung des Brennstofflagers aus. Dieser Vorteil wird durch einen hohen manuellen Aufwand beim Brennstoffnachlegen erkauft. In der Regel werden ½ m- oder 1 m-Scheite eingesetzt, so dass in der Heizperiode einmal täglich etwa eine halbe bis eine ganze Stunde an Arbeit anfällt (inkl. Antransport des Brennstoffs an den Kessel). Das System weist meist einen Heizwasserpufferspeicher auf, der nahezu die Wärme eines vollständigen Abbrands aufnehmen kann. Die Größenauslegung des Kessels erfolgt weniger nach

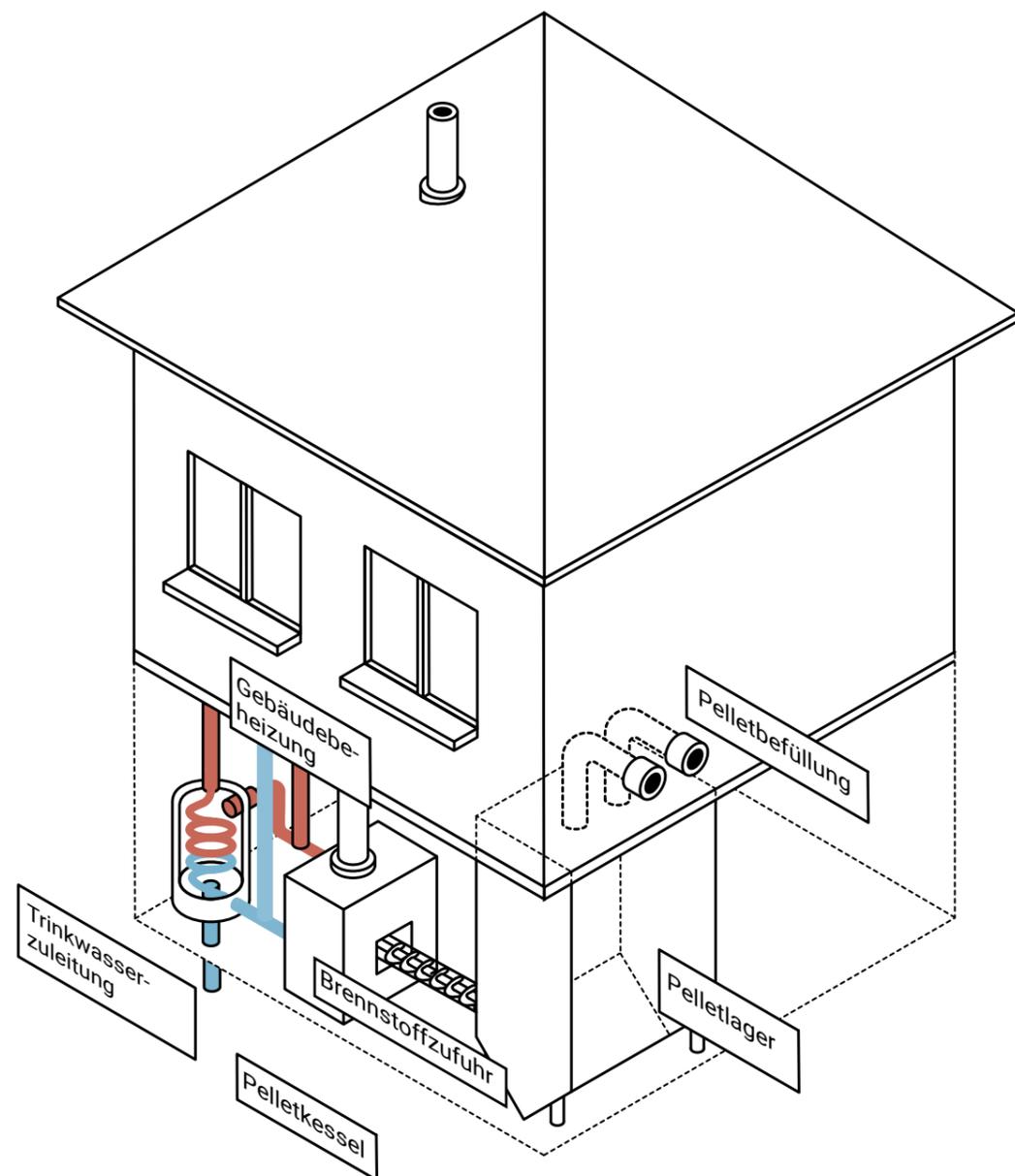
dem Spitzenleistungsbedarf des Objekts, sondern eher nach dem Tageswärmebedarf, der möglichst mit einem Abbrand bereitgestellt werden sollte (Füllvolumen der Feuerung). Durch einen unteren oder seitlichen Abbrand auch mit automatischer Zündung und einer Lambda geführten Luftregelung können zu Pelletkesseln vergleichbare Emissionen erreicht werden. Die Kombination mit einer solarthermischen Anlage (auch zur Heizungsunterstützung) mit einem üblichen Beitrag von etwa 20 % der Gesamtwärmenachfrage bietet sich an, um den Kessel nicht im Sommer und seltener in der Übergangszeit mit niedrigen Nutzungsgraden und hohen Emissionen betreiben zu müssen.



Scheitholzvergaserkessel in Kombination mit solarthermischer Anlage

<b>Einsatzgebiet</b>	unterschiedliche Gebäude mit kleinerem und mittlerem Heizenergiebedarf bei Nutzung mit Bereitschaft zu regelmäßiger manueller Arbeit	
<b>Größe</b>	- Objekt	5–25 kW <sub>th</sub>
	- Kessel	20–30 kW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	10,4–47 MWh/a	
<b>Kosten</b>	- Kessel	5.500–10.000 €
	- Lager	1.000–2.000 €
	- Puffer	200–500 L Trinkwarmwasser und 2.000 L Heizwarmwasser
	- Montage	2.400–3.000 € 2.200–4.200 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges	380–800 €/a

<b>Strombedarf</b>	210–750 kWh/a
<b>Scheitholzbedarf</b>	2,5–11 t/a bei 4,3 MWh/t (15 % Wassergehalt Weichholz)
<b>THG-Emissionen</b>	min. 6 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 7 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- unter den Holzkesseleoptionen die Variante mit den niedrigsten Investitionskosten - Option zur Selbstverbereitung des Brennstoffs
<b>Nachteile</b>	- hoher manueller Aufwand (= geringerer Komfort im Vergleich zu allen anderen Heizoptionen) - Luftschadstoffemissionen, die über verschiedene Optionen weiter zu senken wären



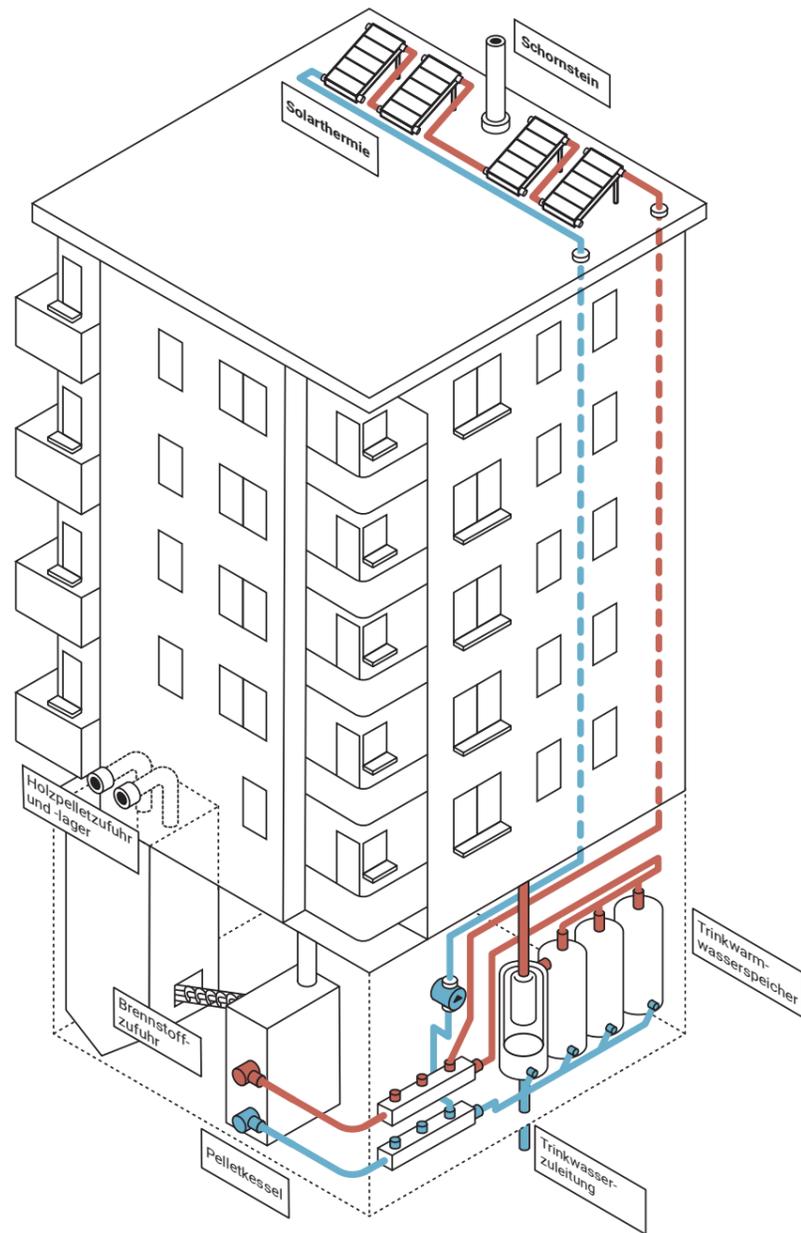
## 3 Monovalente Pelletheizung (Kessel)

Gebäude mit niedrigem bis mittlerem Heizwärmebedarf und ausreichendem Platzangebot im Gebäude (z. B. Keller oder Dachstuhl) können auf systemtechnisch einfache Weise komplett auf erneuerbare Energien umgestellt werden, indem eine Pelletheizung installiert wird, die die gesamte Wärmebereitstellung inkl. Trinkwarmwasser übernimmt. Der Komfort

ist vergleichbar einer Ölheizung und mit ein bis zwei Pelletbefüllungen über Tankwagen kann auch in dieser Hinsicht von einem hohen Komfort ausgegangen werden. Wichtig für einen effizienten Betrieb ist eine knappe Leistungsauslegung und der Einsatz zumindest eines kleinen Pufferspeichers.

<b>Einsatzgebiet</b>	Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude verschiedener Größe und Wärmebedarfe. Eher kleinere Leistungen als bei Holzhackschnitzeleinsatz.
<b>Größe</b>	5–42 kW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	10,4–74 MWh/a
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Kessel 1.200–950 €/kW<sub>th</sub></li> <li>– Pelletlager 700–285 €/kW<sub>th</sub></li> <li>– Puffer 200 L Trinkwarmwasser (TWW) und 500 L Heizwarmwasser (HWW) bis 500 L TWW und 200 L HWW 1.000–2.100 €</li> <li>– Montage 2.000–2.500 €</li> </ul>

<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 20–1.400 €/a
<b>Strombedarf</b>	360–2.200 kWh/a
<b>Pellettbedarf</b>	2,8–19,4 t/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 12 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 13 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– weitgehende THG-Neutralität</li> <li>– etablierte komfortable Technologie</li> <li>– zertifizierter einheitlicher Brennstoff, der meist preislich etwas günstiger als fossile Brennstoffe ist</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– hohe Investitionskosten</li> <li>– Feinstaubemissionen</li> <li>– Ascheentsorgung</li> </ul>



Monovalente Pelletheizung (Kessel) in Verbindung mit solarthermischer Anlage

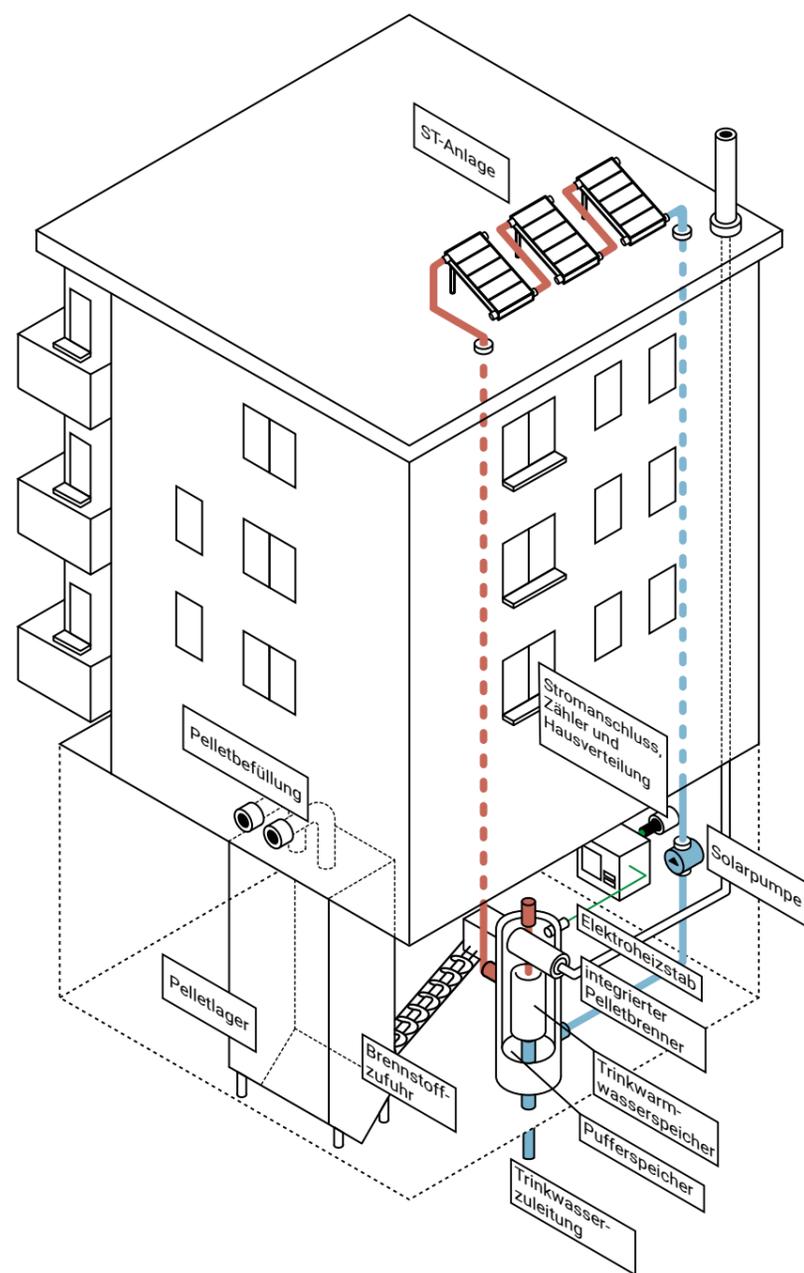
## 4 Pelletheizung (Kessel) in Verbindung mit solarthermischer Anlage

In Mehrfamilienhäusern und Nicht-Wohngebäuden mit mittlerem bis hohem Wärmebedarf bzw. bei hohem Warmwasserbedarf, bietet sich eine Kombination aus Pelletkessel und solarthermischer Anlage an. Es ist auf eine passende Speicherauslegung zu achten um den Pelletkessel knapp zu dimensionieren. Durch die solarthermische Wärme kann im Sommer auf den in dieser Zeit häufig wenig effizienten Betrieb des Pelletkessels verzichtet werden. Durch eine optimierte

Auslegung können sich bei etwas größerer Wärmenachfrage kostenseitige Synergien ergeben und der Einsatz von Biomasse kann reduziert werden. Im Winter kann die Effizienz der solarthermischen Anlage durch die Vorheizung des Rücklaufs bzw. des Trinkwarmwassers optimiert werden. Der Pelletkessel sollte in dieser Konstellation aufgrund höherer Betriebszeiten ausschamottiert sein.

<b>Einsatzgebiet</b>	Mehrfamilienhäuser und Nicht-Wohngebäude verschiedener Größe und Wärmebedarfe. Mittlere bis hohe Leistungs- und Energiebedarfe
<b>Größe</b>	- Pelletkessel 1–70 kW <sub>th</sub> - Solarthermie 22–73 m <sup>2</sup>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	56–145 MWh/a Anteil Solarthermie 15–30 %
<b>Kosten</b>	- Kessel 900–1.000 €/kW <sub>th</sub> - Pelletlager 440–170 €/kW <sub>th</sub> - Puffer 500 L Trinkwarmwasser (TWW) in 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) und 500 L TWW in 2.000 L HWW bis 1.000 L TWW in 4.000 L HWW und 2.000 L TWW in 4.000 L HWW 2.100–6.300 € - Montage 4.900–12.000 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 1.500–2.200 €/a

<b>Pelletbedarf</b>	16–37 t/a
<b>Strombedarf</b>	1.500–4.200 kWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 8 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 10 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- weitgehende THG-Neutralität - etablierte komfortable Technologie - zertifizierter einheitlicher Brennstoff, der meist preislich etwas günstiger als fossile Brennstoffe ist - durch Kopplung mit Solarthermie höhere Effizienz des Pelletkessels und verminderter Biomasseeinsatz
<b>Nachteile</b>	- höhere Investitionskosten, höher als bei alleiniger Pelletkessellösung - Feinstaubemissionen - Ascheentsorgung - für effizienten Betrieb ist Verbundregler nötig (Komplexität)



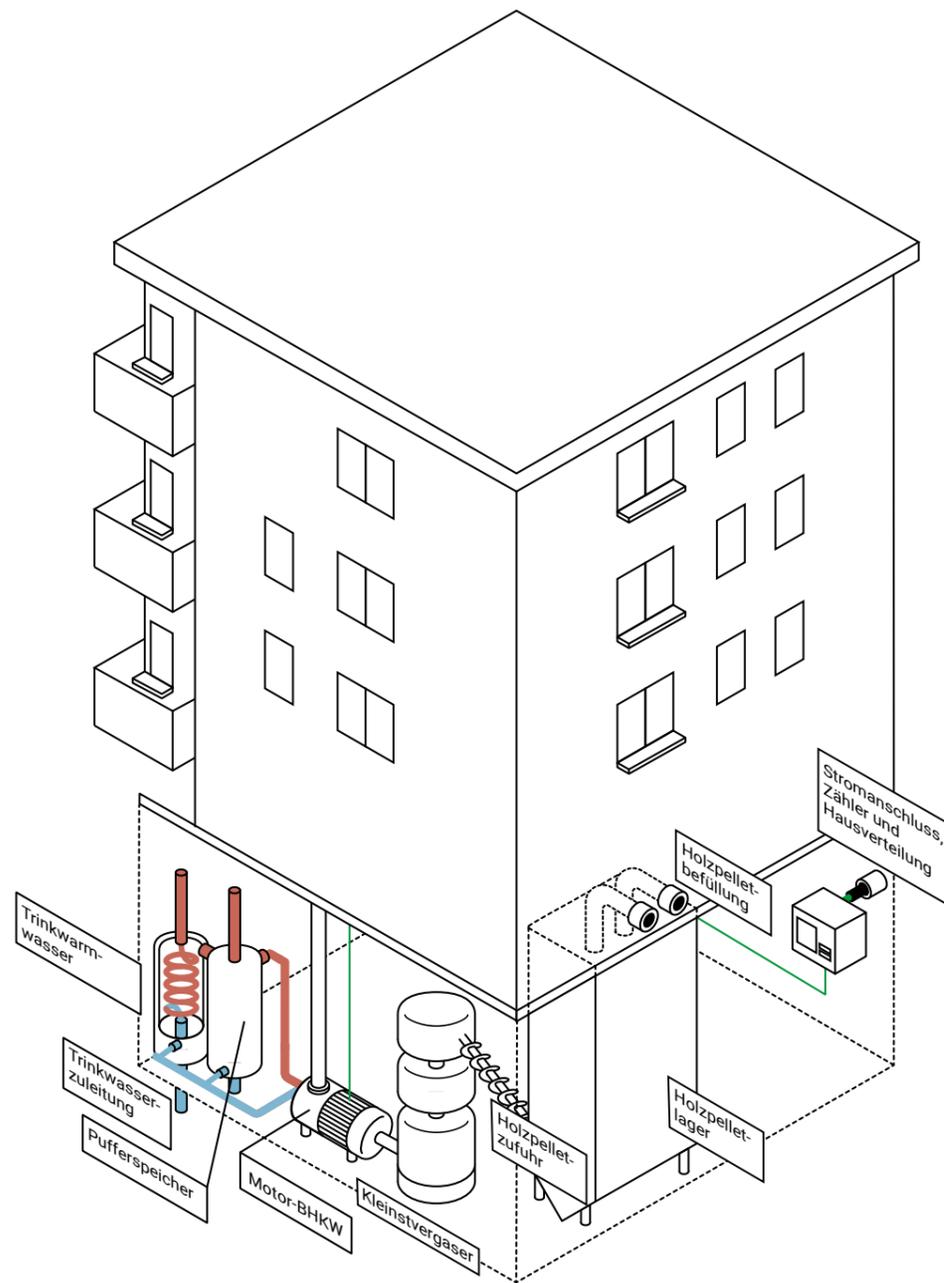
## 5 Integrierter Pelletbrenner mit Solarthermie

Einzelne Marktanbieter (z. B. Paradigma) bieten Pufferspeicher mit integriertem Pelletbrenner an. Hierbei werden Holzpellets aus einem Vorratsbehälter direkt in ein Verbrennungsrohr innerhalb des oberen Drittels des Pufferspeichers gefördert und dort so verbrannt, dass die entstehende Wärme direkt in den Pufferspeicher übergeht. Dadurch verringert sich der Platzbedarf und

die Verluste von Rohrleitungen zwischen Feuerung und Puffer. Außerdem kann die Kesselwasserpumpe entfallen. Häufig wird diese Lösung mit einer solarthermischen Anlage kombiniert, die den Einsatz der vergleichsweise kostenintensiven Pellets im Sommer und den Übergangszeiten deutlich reduziert.

<b>Einsatzgebiet</b>	Ein- und Zweifamilienhäuser aller Art, gut gedämmte kleinere Mehrfamilienhäuser und sehr gut gedämmte größere Mehrfamilienhäuser
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Brennerleistung 2–12 kW<sub>th</sub></li> <li>- Solarkollektorfläche 5–11 m<sup>2</sup></li> </ul>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	7–25 MWh/a
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pelletbrenner 2–12 kW<sub>th</sub> 1.750–770 €/kW</li> <li>- Brennstofflager 1.300–400 €/kW</li> <li>- Solarthermische Anlage 8,5–12 m<sup>2</sup> 1.500–2.000 €</li> <li>- Puffer 500 L Trinkwarmwasser (TWW) in 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) bzw. 200 L TWW in 1.000 L HWW ca. 1.500 €</li> <li>- Montage ca. 3.200–3.600 €</li> </ul>

<b>Betriebskosten</b>	450–730 €/a
<b>Pelletbedarf</b>	0,9–5 t/a
<b>Strombedarf</b>	380–1.100 kWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 8 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 10 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- geringer Platzbedarf</li> <li>- etwas bessere Effizienz</li> <li>- etwas geringere Baukosten</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nicht größere Leistungen möglich</li> <li>- wenig Auswahl bei Herstellern (Puffer ggf. nicht optimal)</li> </ul>



## 6 Vergaser für Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW

Gebäude mit hohem Gesamtwärmebedarf bzw. vielen Vollbenutzungsstunden könnten sich für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen auf Festbrennstoffbasis eignen. Dabei erfolgt die Größenauslegung unter Berücksichtigung eines Wärmepufferspeichers nach dem Wärmebedarf vergleichbar eines Pelletkessels.

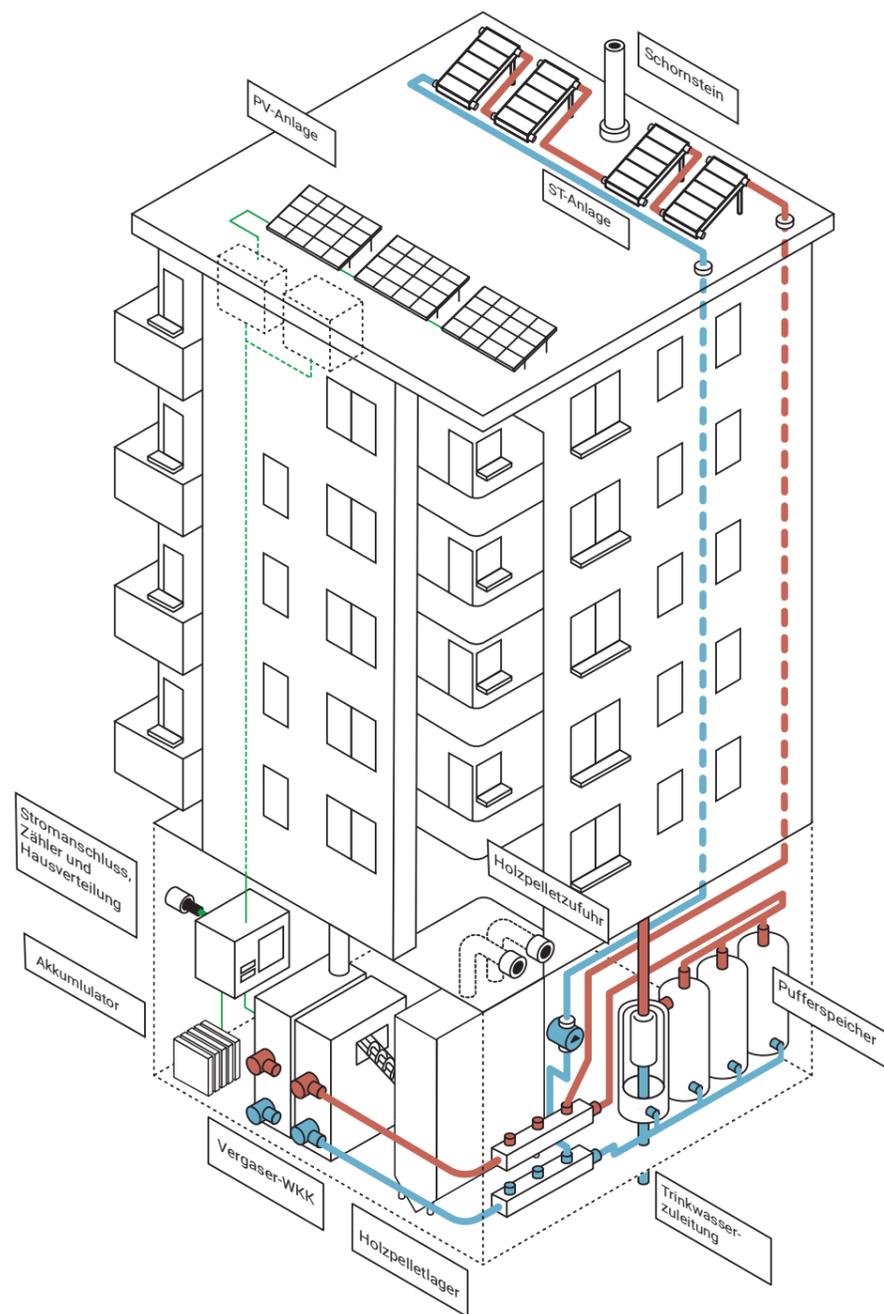
Durch ein innovatives Regelkonzept soll die Anlage so gefahren werden, dass Strom nur dann bereitgestellt wird, wenn er auch im Netz benötigt wird. Dadurch trägt das System zur Stromnetzstabilisierung bei. Aufgrund der Anlagengröße ist der Einsatz von Holzpellets möglich.

<b>Einsatzgebiet</b>	verschieden große mittelalte und alte Mehrfamilienhäuser und Nicht-Wohngebäude mit Ganztagsnutzung und hohem Warmwasserbedarf	
<b>Größe</b>	- Thermische Leistung	29–79 kW <sub>th</sub>
	- Elektrische Leistung	11–38 kW <sub>el</sub>
<b>Typische Wärmebereitstellung</b>	100–165 MWh/a	
<b>Kosten</b>	- WKK-Anlage	1.500–1.650 €/kW <sub>n</sub>
	- Puffer	500 L Trinkwarmwasser (TWW) in 500 L Heizwarmwasser (HWW) bzw. 500 L TWW in 2.000 L HWW
		6.000–3.000 €
	- Pelletlager	12.000 €
	- Montage	2.500–4.000 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 3.000–3.300 €/a	

<b>Pelletbedarf</b>	39–67 t/a bei 4,9 MWh/t
<b>Strombedarf</b>	3.750–6.230 kWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	12 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- nur eine Anlage - Holzpellets sind gut lagerfähig - Festbrennstoff-WKK
<b>Nachteile</b>	- Anlage gerade in kleiner Leistung vergleichsweise teuer - Technologie-Reifegrad 6–7 - Holzpelletvergasung erfordert höhere Aufmerksamkeit bei Gasreinigung - flexibler Betrieb birgt gewisses Teerrisiko

Vergaser für Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).



## 7 Holzpelletvergaser mit BHKW bzw. später Brennstoffzelle in Kombination mit Solarthermie und PV

Bei mittleren bis hohen Wärmebedarfen im Wärmeversorgungsbereich kann die Betriebweise der Holzpelletvergaser-BHKW-Einheit durch eine solarthermische Anlage unterstützt werden, die insbesondere im Sommer bei hoher Solareinstrahlung und niedrigem Wärmebedarf die Wärmeversorgung übernimmt. Dadurch können die Starts und Stopps der Anlage bei der hier vorgesehenen Wärmeorientierung deutlich reduziert und die

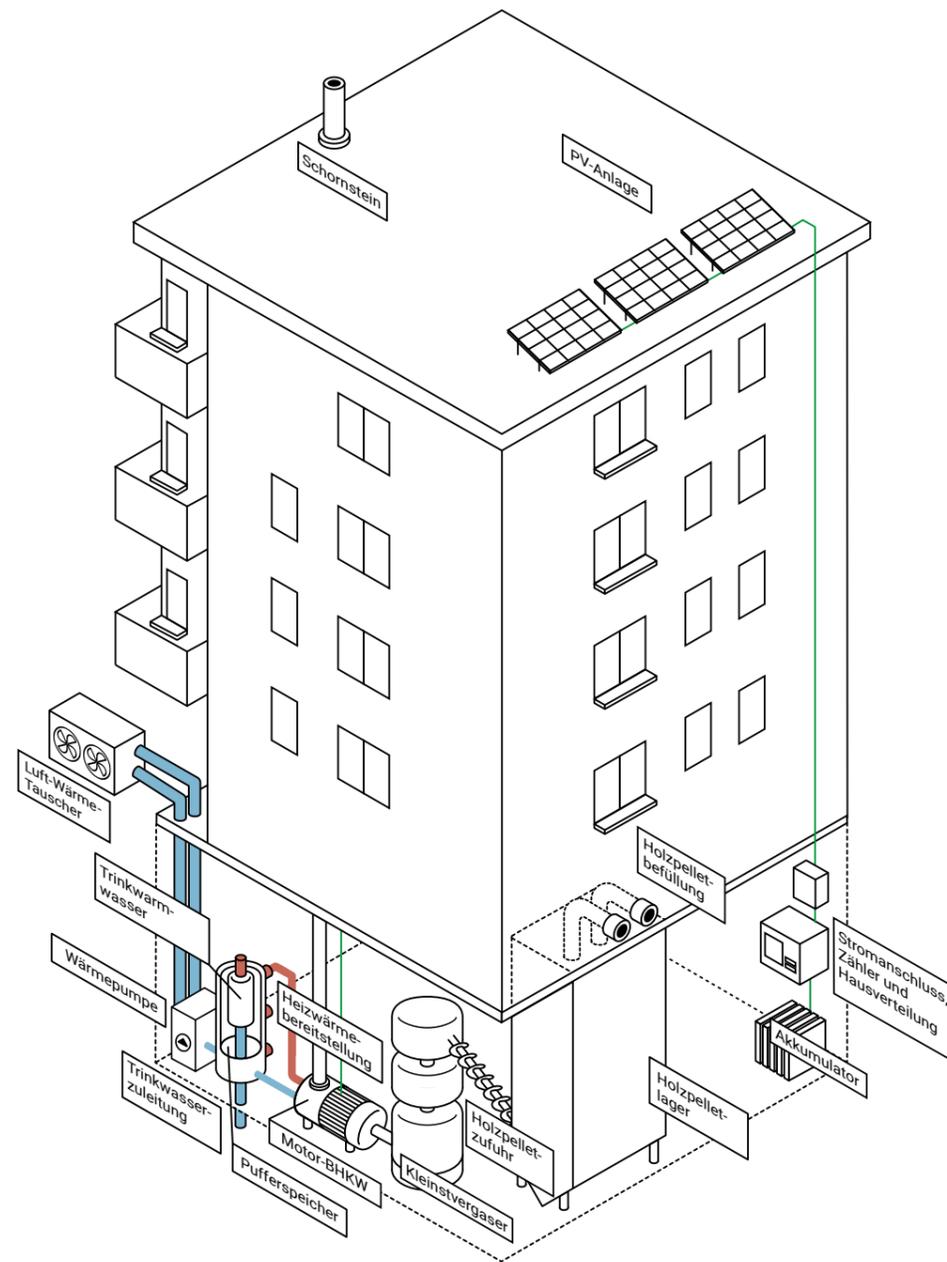
Lebensdauer erhöht werden. Um dann auch im Sommer Strom zu generieren und eine vergleichbare Dachausnutzung aufzuweisen wie das alternative Wärmepumpen-Solarthermie-PV-System wird zusätzlich eine PV-Anlage integriert. Zum Ausgleich von Unterschieden zwischen Stromangebot und -nachfrage im begrenzten zeitlichen Rahmen wird ein Home-Stromspeicher des Nutzens kostenfrei unterstellt.

<b>Einsatzgebiet</b>	mittlere und große Wärmebedarfe in der Objektwärmeversorgung bei hohen Vollbenutzungsstunden	
<b>Größe</b>	- Leistungsbedarf	34–35 kW
	- Holzpellet-WKK	30,7–34,8 kW <sub>th</sub>
	- PV	12,3–13,6 kW <sub>el</sub>
	- Solarthermie	11–17 kW <sub>p</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	56–145 MWh/a	
	Anteil Solarthermie 15–30 %	
<b>Kosten</b>	- HP-WKK inkl. Lager	1.580–1.450 €/kW <sub>th</sub>
	- Solarthermie	225–180 €/m <sup>2</sup>
	- PV	900–820 €/kW <sub>p</sub>
	- Puffer	
	500 L Trinkwarmwasser (TWW) in 2.000 L Heizwarmwasser (HWW) bis 2.000 L TWW in 4.000 L HWW	3.000–4.500 €
	- Montage	10.000–16.000 €

<b>Betriebskosten</b>	2.200–2.900 €/a
<b>Pelletbedarf</b>	19,4–39,8 t/a
<b>Strombedarf</b>	2.200–4.440 kWh/a
<b>Strombereitstellung</b>	30–56 MWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. 10 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 12 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- Verringerung der Starts und Stopps durch weniger Sommerbetrieb - nahezu vollständig erneuerbar und THG-neutral - hohe Strombereitstellung
<b>Nachteile</b>	- kostenintensives System - vergleichsweise hohe Komplexität - Emissionsrisiko bei Festbrennstoff-BHKW

Holzpelletvergaser mit BHKW bzw. später Brennstoffzelle in Kombination mit Solarthermie und PV

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).



Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis von Holzpellets in Kombination mit einer Wärmepumpe und PV

## 8 Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis Holzpellets in Kombination mit Wärmepumpe und PV

Im Sinne einer optimalen Ausnutzung der vorhandenen Biomasseressourcen und eines optimalen Betriebs von Luft-Wasser-Wärmepumpen bietet sich als vollautomatische maximal systemdienliche Heizungsoption die Kopplung einer Wärme-Kraft-Kopplung auf Biomassebasis (in diesem Fall Holzpellets) und einer Wärmepumpe an. In Verbindung mit dem vorgesehenen Pufferspeicher kann die Wärmepumpe über lange Zeiten des Jahres Trinkwarmwasser und Heizwarmwasser mit hohen Arbeitszahlen bereitstellen. Mittels einer nach dem Jahresstrombedarf der Wärmepumpe dimensionierten

PV-Anlage kann die Wärme der Wärmepumpe weitgehend CO<sub>2</sub>-neutral angesehen werden (lediglich Herstellung und THG-Effekte des Arbeitsmediums). Im Winter, wenn die Arbeitszahlen der Wärmepumpe drastisch einbrechen, kann die WKK-Anlage automatisch den Betrieb aufnehmen und über den Wärmepuffer ihre Betriebszeit so anpassen, dass die Strombereitstellung mit hoher Wirksamkeit das lokale Stromnetz stabilisieren kann. Für etwas größere Objekte können normierte, marktverfügbare Holzpellets flexibel in Klein-Vergasern eingesetzt werden.

<b>Einsatzgebiet</b>	mittelgroße und größere Mehrfamilienhäuser, Mischnutzung und Nicht-Wohngebäude mit meist niedrigem Anteil der Trinkwarmwassernutzung
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Objektwärmeleistungsbedarf 20–80 kW<sub>th</sub></li> <li>- WKK 10,6–43,4 kW<sub>th</sub> 4,2–20,8 kW<sub>el</sub></li> <li>- Gesamtwärmebedarf 38–165 MWh</li> </ul>
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- WKK inkl. Lager 2.170–2.100 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- PV 910–775 €/kW<sub>p</sub></li> <li>- Wärmepumpe 900–560 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- Puffer</li> <li>500 L Trinkwarmwasser (TWW) in 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) bis 500 L TWW in 2.000 L HWW 2.000–3.000 €</li> <li>- Montage 6.000–11.000 €</li> </ul>
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 1.650–4.000 €

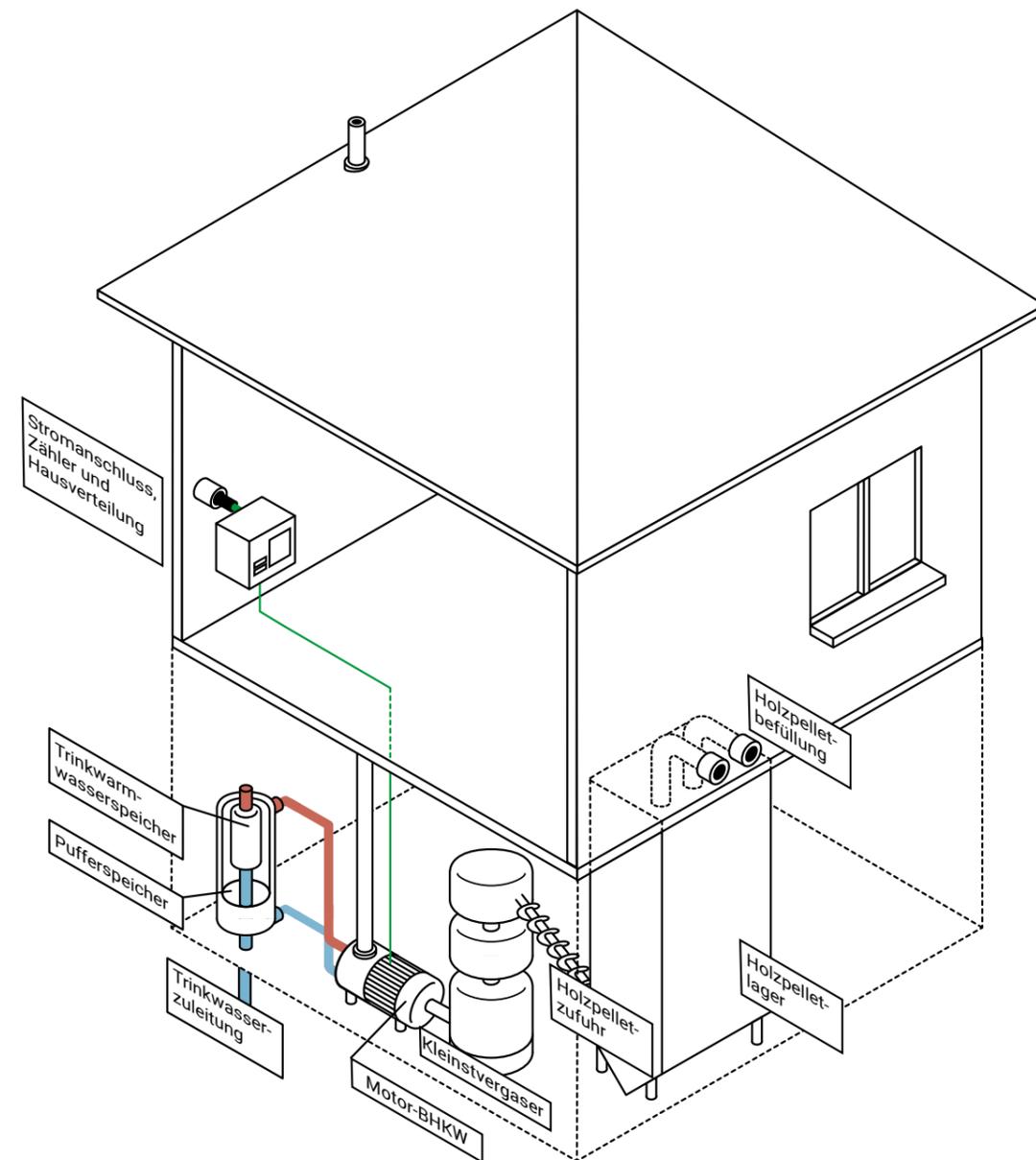
<b>Pelletbedarf</b>	7,6–35 t/a Holzpellets mit 4,9 MWh/t
<b>Strombedarf</b>	Wärmepumpe 5,3–23,6 MWh/a Gesamt 6,1–26,9 MWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. 11 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 27 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- mit intelligentem Systemverbundregler maximierte Systemeffektivität</li> <li>- Kostenoptimierung durch verkleinerte Wärmepumpe und WKK gegenüber Einzellösungen</li> <li>- Holzpellets am Markt gut verfügbar</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erhöhte Gesamtkosten rechnen sich nur in Verbindung mit einer monetären Vergütung des Systembeitrags oder in einem autarken Betrieb.</li> <li>- höhere Komplexität des Systems</li> </ul>

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).

## 9 Vergaser für torrefizierte Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW

Gebäude verschiedener Größe und verschiedener besserer Dämmstandards mit einer Gesamtwärmenachfrage bis 40 MWh/a und einer Leistung bis 20 kW<sub>th</sub> und Vollbenutzungsstunden ≥ 1.650 h/a könnten sich für Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen auf Festbrennstoffbasis eignen. Dabei erfolgt die Größenauslegung unter Berücksichtigung eines Wärmepuffer-

speichers nach dem Wärmebedarf vergleichbar eines Pelletkessels. Durch ein innovatives Regelkonzept soll die Anlage so gefahren werden, dass Strom nur dann bereitgestellt wird, wenn er auch im Netz benötigt wird. Dadurch trägt das System zur Stromnetzstabilisierung bei.

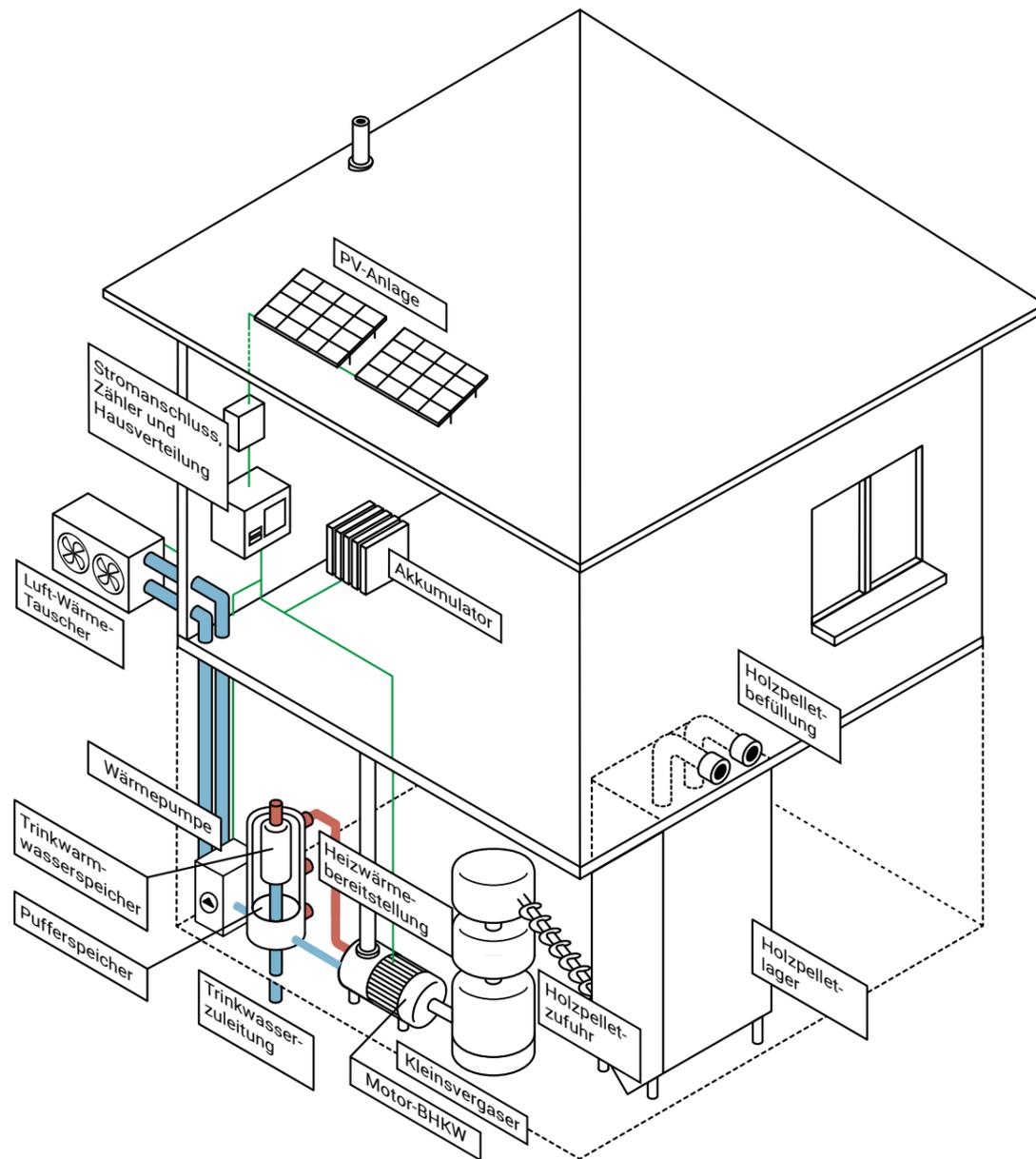


Vergaser für torrefizierte Holzpellets mit motorischem Kleinst-BHKW

<b>Einsatzgebiet</b>	verschiedene Gebäude mit Wärmebedarf bis 20 kW <sub>th</sub> und Energienachfrage von 7–40 MWh/a		
<b>Größe</b>	– Thermische Leistung		
	2,4	6,1	23 kW <sub>th</sub>
	– Elektrische Leistung		
	1	2,4	8 kW <sub>el</sub>
<b>Wärmebereitstellung</b>	7	10	38 MWh/a
<b>Kosten</b>	– WKK		
	2.800	2.050	1.300 €/kW <sub>th</sub>
	– Puffer		
	200 L Trinkwarmwasser (TWW) in 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) bzw. 1.000 L TWW in 4.000 L HWW bei 23 kW <sub>th</sub>		
	1.300	1.500	4.000 €
– Torrefizierte-Pelletlager			
2.800	3.500	9.000 €	
– Montage			
1.600	2.300	2.700 €	

<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges		
	600	450	1.500 €/a
<b>Pelletbedarf (torrefiziert)</b>	2,3	3,4	12 t/a bei 6,1 MWh/t
<b>Strombedarf</b>	340	460	1.500 kWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. 14 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 15 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ		
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– nur eine Anlage</li> <li>– Torrefizierte Holzpellets sind gut lagerfähig und vergasen auch im flexiblen Betrieb vergleichsweise teerfrei.</li> <li>– Festbrennstoff-WKK</li> </ul>		
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Anlage gerade in kleiner Leistung vergleichsweise teuer</li> <li>– Technologie-Reifegrad 6–7</li> </ul>		

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).



Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis torrefizierter Holzpellets in Kombination mit Wärmepumpe und PV

## 10 Wärme-Kraft-Kopplung auf Basis torrefizierter Holzpellets in Kombination mit Wärmepumpe und PV

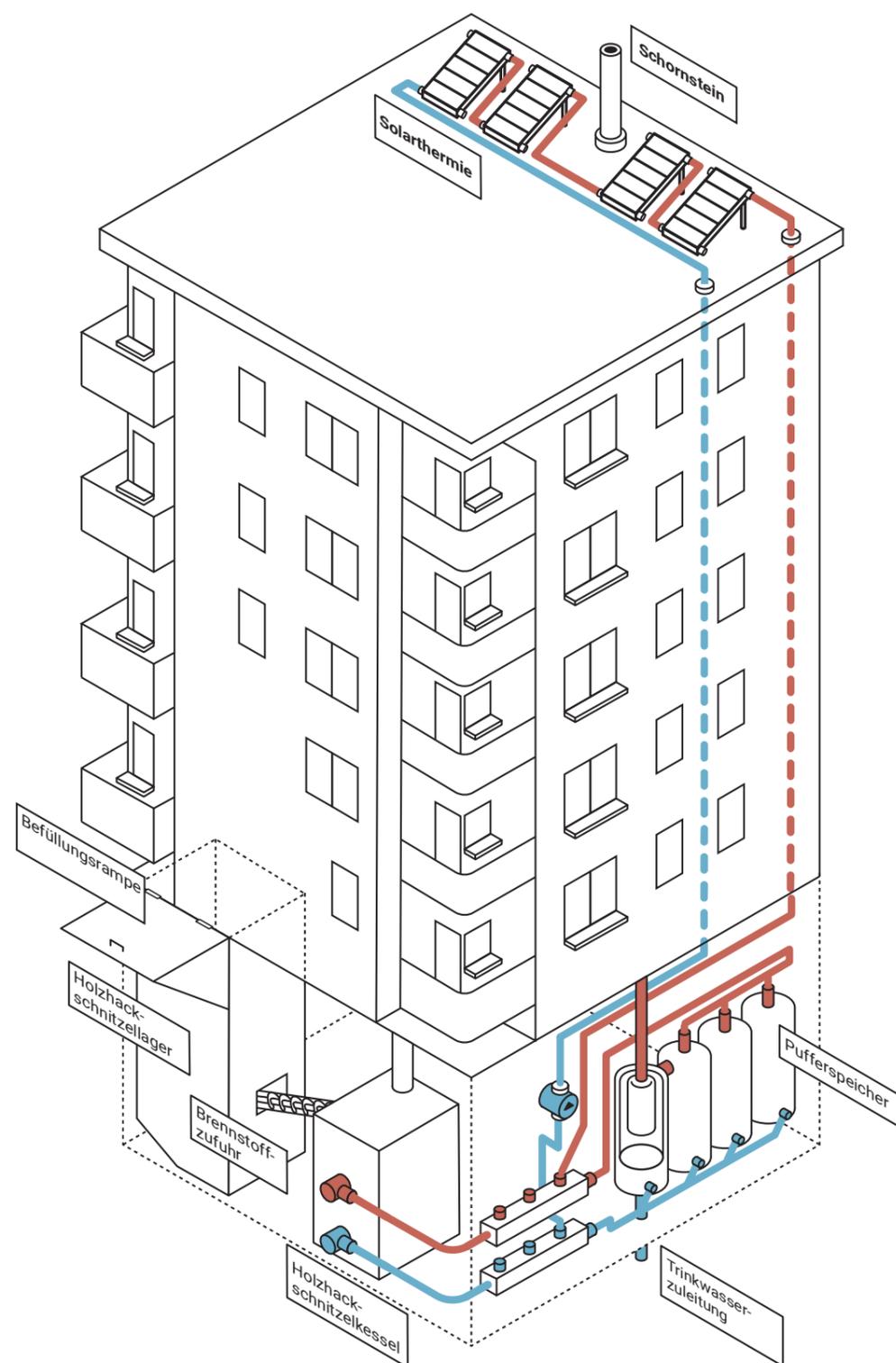
Im Sinne einer optimalen Ausnutzung der vorhandenen Biomasseressourcen und eines optimalen Betriebs von Luft-Wasser-Wärmepumpen bietet sich als vollautomatische maximal systemdienliche Heizungsoption die Kopplung einer Wärme-Kraft-Kopplung auf Biomassebasis (in diesem Fall torrefizierte Holzpellets) und einer Wärmepumpe an. In Verbindung mit dem vorgesehenen Pufferspeicher kann die Wärmepumpe über lange Zeiten des Jahres Trinkwarmwasser und Heizwarmwasser mit hohen Arbeitszahlen bereitstellen. Mittels einer nach dem Jahresstrombedarf der Wärmepumpe dimensionier-

ten PV-Anlage kann die Wärme der Wärmepumpe weitgehend CO<sub>2</sub>-neutral angesehen werden (lediglich Herstellung und THG-Effekte des Arbeitsmediums). Im Winter, wenn die Arbeitszahlen der Wärmepumpe drastisch einbrechen, kann die WKK-Anlage automatisch den Betrieb aufnehmen und über den Wärmepuffer ihre Betriebszeit so anpassen, dass die Strombereitstellung mit hoher Wirksamkeit das lokale Stromnetz stabilisieren kann. Für kleinere Objekte bieten torrefizierte Holzpellets (oder HTC-Pellets) Vorteile für den flexiblen Betrieb des Vergasers.

<b>Einsatzgebiet</b>	Ein- und Zweifamilienhäuser sowie Mehrfamilienhäuser mit geringem Leistungsbedarf bis ca. 15 kW <sub>th</sub> , wenn ein üblicher bis hoher spezifischer Strombedarf bei der Nutzung anzunehmen ist.
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Objektwärmeleistungsbedarf 5–15 kW<sub>th</sub></li> <li>- WKK 3,5–9 kW<sub>th</sub></li> <li>1,4–3,5 kW<sub>el</sub></li> </ul>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	10,4–25 MWh
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- WKK inkl. Lager 2.900–2.100 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- PV-System 1.050–900 €/kW<sub>p</sub></li> <li>- Wärmepumpe 1.000–940 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- Puffer 200 L Trinkwarmwasser (TWW) in 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) bis 500 L TWW in 1.000 L HWW 1.500–1.600 €</li> <li>- Montage 4.100–5.000 €</li> </ul>

<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 650–1.450 €
<b>Pelletbedarf</b>	1,8–4 t/a torrefizierte Holzpellets mit 6,1 MWh/t
<b>Strombedarf</b>	ohne Wärmepumpe 275–600 kWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. 12 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 28 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- mit intelligentem Systemverbundregler maximierte Systemeffektivität</li> <li>- Kostenoptimierung durch verkleinerte Wärmepumpe und WKK gegenüber Einzellösungen</li> <li>- Torrefizierte Holzpellets (HTC-Pellets) erleichtern flexiblen Betrieb im niedrigen Leistungsbereich.</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erhöhte Gesamtkosten rechnen sich nur in Verbindung mit einer monetären Vergütung des Systembeitrags oder in einem autarken Betrieb.</li> <li>- höhere Komplexität des Systems</li> </ul>

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).



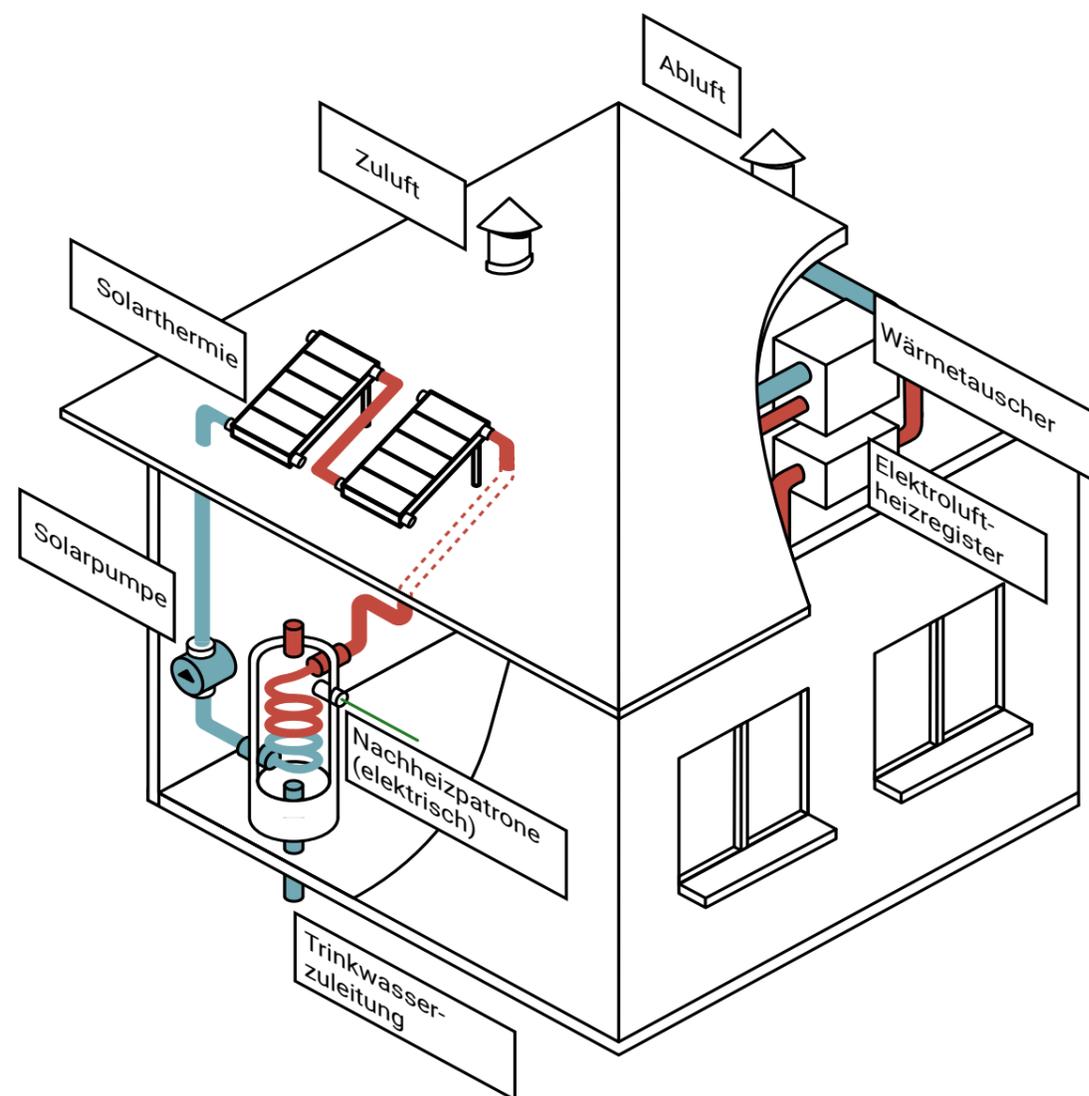
# 11 Holzhackschnitzelkessel mit Solarthermie

Bei hohen Vollbenutzungsstunden ist auch bei mittleren Leistungsbedarfen der Einsatz von Holzhackschnitzelkesseln denkbar. Um den emissionsintensiven Teillastbetrieb mit sehr niedrigen Leistungen im Sommer zu vermeiden, bietet sich die

Installation einer solarthermischen Anlage an. Ein ausreichend großer Pufferspeicher dient auch dazu Spitzenleistungsbedarfe zu reduzieren und so den HHS-Kessel knapp in seiner Nennleistung auszulegen.

<b>Einsatzgebiet</b>	ganztags Nicht-Wohngebäude mit hohem Warmwasseranteil	
<b>Größe</b>	- Leistungsbedarf	45 kW <sub>th</sub>
	- Biomassekessel	36 kW <sub>th</sub>
	- Solarthermie	109 m <sup>2</sup>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	145 MWh 30 % Anteil der solarthermischen Anlage	
<b>Kosten</b>	- HHS-Kessel inkl. Lager	1.320 €/kW <sub>th</sub>
	- Solarthermie	180 €/m <sup>2</sup>
	- Puffer	
	1.000 L Trinkwarmwasser in	
	4.000 L Heizwarmwasser	
		6.300 €
	- Montage	13.000 €
<b>Betriebskosten</b>	2.600 €/a	

<b>Holzhackschnitzelbedarf</b>	39,3 t/a
<b>Strombedarf</b>	3.815 kWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 7 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 8 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- erneuerbare und nahezu THG-neutrale Lösung</li> <li>- Holzhackschnitzel weisen geringere THG-Bilanz auf als Pellets.</li> <li>- Solarthermie vermindert emissionsintensiveren Kesselbetrieb im Sommer.</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Feinstaubemissionen der Biomasseverbrennung</li> <li>- kostenintensive Lösung</li> </ul>



## 12 Elektrodirektbeheizung in Kombination mit Solarthermie

In sehr gut gedämmten Ein- und Zweifamilienhäusern mit einem spezifischen Wärmebedarf unterhalb von  $30 \text{ kWh/m}^2 \text{ a}$  erscheint im Zusammenhang mit einer Wärmerückgewinnungsanlage für die Lüftung der Einsatz eines Elektroheizregisters naheliegend. In Verbindung mit einer solarthermischen Anlage kann insbesondere im Sommer und in den Übergangszeiten der

Stromeinsatz für das Brauchwarmwasser minimiert werden. Wird ganzjährig erneuerbarer Strom eingekauft, wäre das Konzept auch aus Treibhausgasminderungssicht interessant. Nachteilig ist der vergleichsweise hohe Heizstrombedarf im Winter anzusehen.

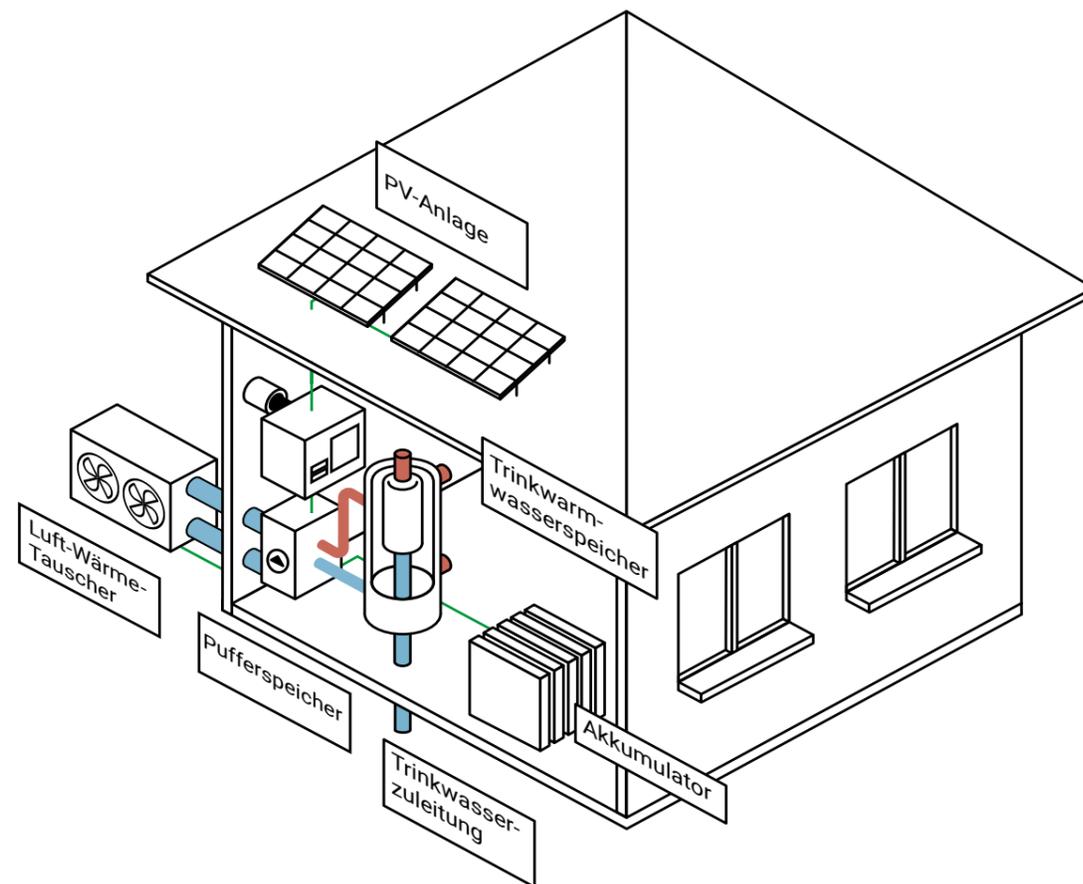
<b>Einsatzgebiet</b>	sehr gut gedämmte Ein- und Zweifamilienhäuser
<b>Größe</b>	2–5 $\text{kW}_{\text{th}}$ (in BioPlanW 3,5 kW)
<b>Typische Wärmebereitstellung</b>	5–8 MWh/a (in BioPlanW 7 MWh/a)
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elektro Heizungen 430 €/kW</li> <li>- Heizstab Puffer 60 €/kW</li> <li>- Solaranlage (11,5 <math>\text{m}^2</math>) 2.150 €</li> <li>- Puffer 500 L Trinkwarmwasser 1.200 €</li> <li>- Montage 1.600 €</li> </ul>

<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Sonstiges 50 €/a
<b>Verbreitung</b>	nationale und internationale Beispiele
<b>Strombedarf</b>	ca. 3,6 MWh
<b>THG-Emissionen</b>	min. 27 $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$ max. 88 $\text{gCO}_2\text{-Äq./MJ}$
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- einfacher Einbau</li> <li>- niedrige Investitionskosten</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher Strombedarf v. a. im Winter</li> <li>- EE-Strom für gute Klimabilanz nötig</li> </ul>

## 13 Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung

Die einfachste Art Umgebungswärme zu nutzen, erfolgt mittels einer elektrischen Luft-Wasser-Wärmepumpe. Dazu wird die Umgebungsluft angesaugt und ein entspanntes Wärmeträgermedium erwärmt. Anschließend erfolgt eine elektrisch angetriebene Verdichtung des Wärmeträgermediums, wodurch die Temperatur steigt. Auf dem höheren Temperaturniveau kann Heizwärme für das Gebäude und Wärme zur Trinkwarmwasserbereitung entnommen werden. Nach einer anschließenden Entspannung des Wärmeträgermediums kann der Prozess erneut beginnen. Für einen treibhausgasneutralen Prozess ist der Einsatz erneuerbaren Antriebsstroms notwendig. Daher wird

eine PV-Anlage im System mit vorgesehen, deren Größe eine rechnerische Vollversorgung über ein Jahr erlaubt. Aufgrund der Winter-Sommer-Diskrepanz<sup>1</sup> wird ein für die Privatstromversorgung üblicher PV-Speicher kostenneutral mit angenommen. Tag-Nacht-Schwankungen werden durch einen Wärmepufferspeicher berücksichtigt. Entsprechend der Gebäudegröße wird ein Eigenstrombedarf und ein Eigenstromnutzungsgrad über das Jahr abgeschätzt und rechnerisch berücksichtigt. Überschussstrom wird eingespeist und fehlender Strom aus dem Netz bezogen.

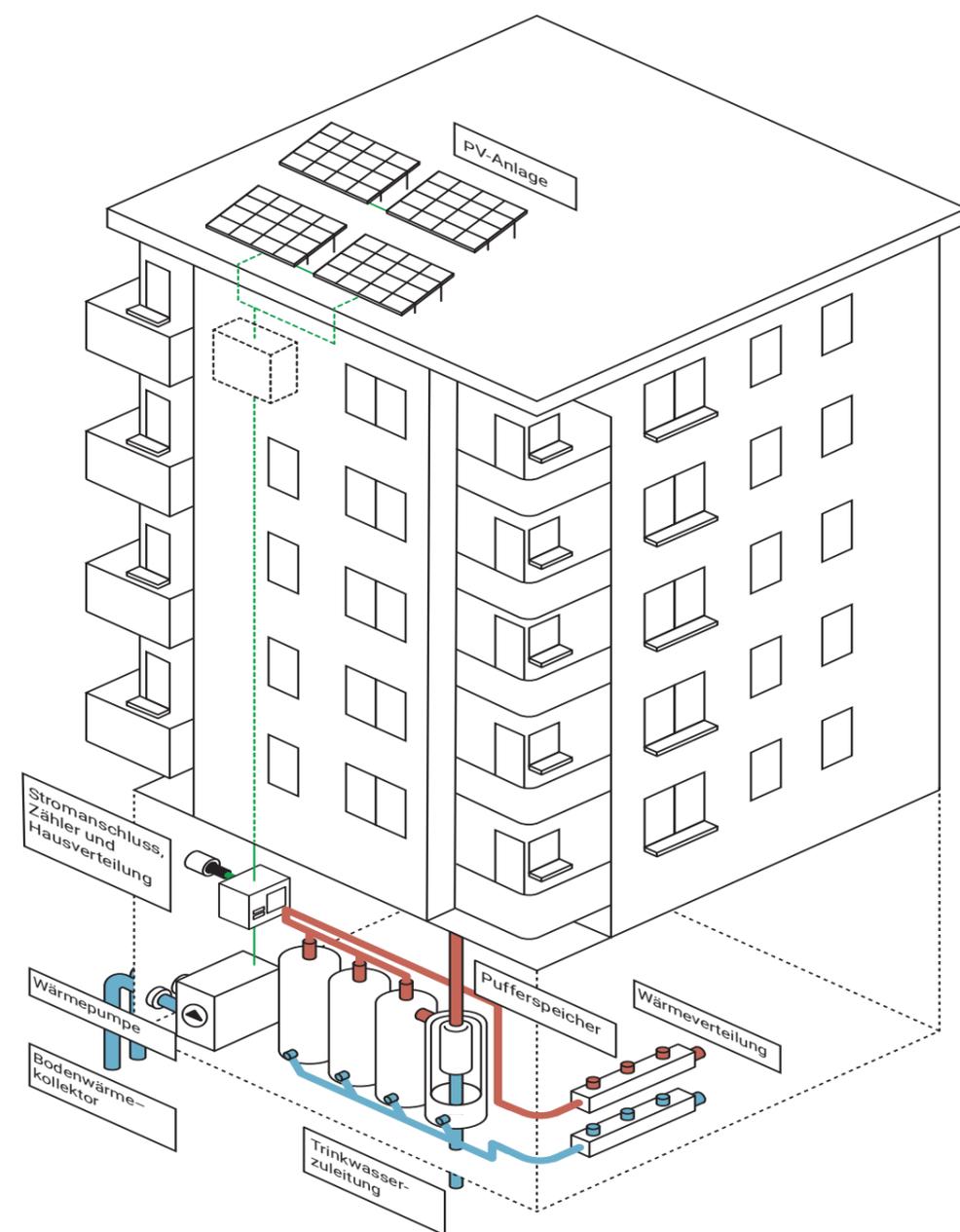


Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung

<b>Einsatzgebiet</b>	Ein- und Zweifamilienhäuser aller Art mit entsprechend sinkender Arbeitszahl bei sinkendem Dämmstandard und entsprechend höheren Vorlauftemperaturen
<b>Größe</b>	– Wärmeleistung der Wärmepumpe 4–15 kW <sub>th</sub> – PV-Anlage 2,5–9 kW <sub>p</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	7–25 MWh/a
<b>Kosten</b>	– Wärmepumpe 800–1.200 €/kW – PV-System inkl. Wechselrichter 1.100–900 €/kW <sub>p</sub> – Puffer 200 L Trinkwarmwasser (TWW) in 500 L Heizwarmwasser (HWW) bzw. 200 L TWW in 1.000 L HWW 1.000 bzw. 1.500 € – Montage 2.500–5.100 €

<b>Betriebskosten (ohne Strom)</b>	230–430 €/a
<b>Strombedarf</b>	2,5–8,7 MWh/a (Wärmepumpe) 2,6–8,8 MWh/a in $\Sigma$
<b>THG-Emissionen</b>	min. 10 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 41 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	– wenig Platzbedarf – überschaubare Investitionskosten – Mitversorgung mit erneuerbarem Strom – kein Schornstein/keine Schornsteinreinigung
<b>Nachteile</b>	– ggf. Lärmentwicklung am Außenwärmetauscher – Wärmepumpe allein wird insbesondere bei Luft-Wasser-Geräten bei sehr kaltem Winter vergleichsweise ineffizient

<sup>1</sup> Niedrige PV-Einstrahlung bei hohem Wärmepumpen-Strombedarf im Winter sowie hohe PV-Einstrahlung bei niedriger Wärmenachfrage im Sommer



Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung

## 14 Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe mit PV-Stromversorgung

Die einfachste Art Umgebungswärme zu nutzen, erfolgt mittels elektrischer Luft-Wasser-Wärmepumpe. Hierbei sinken jedoch die Arbeitszahlen je kälter die angesaugte Umgebungsluft ist, so dass gerade im Winter beim größten Wärmebedarf der Betrieb wenig effizient ist und der Strombedarf zum Heizen doppelt steigt. Alternativ gibt es den aufgrund der notwendigen Wärmesammler deutlich kostenintensiveren Ansatz im Boden flächig oder in die Tiefe Sammler zu verlegen, die ganzjährig mit Eingangstemperaturen um 10° C arbeiten können. Auch das Anbohren von Grundwasserschichten mit einem Wärmetauscher ist möglich. Das so vorgewärmte Wärmeträgermedium wird anschließend über eine elektrisch angetriebene Pumpe verdichtet, wodurch die Temperatur steigt. Auf dem höheren Temperaturniveau kann Heizwärme für das Gebäude und Wärme zur Brauchwasserbereitung entnommen werden. Nach

einer anschließenden Entspannung des Wärmeträgermediums kann der Prozess erneut beginnen.

Für einen treibhausgasneutralen Prozess ist der Einsatz erneuerbaren Antriebsstroms notwendig. Daher wird eine PV-Anlage im System mit vorgesehen, deren Größe eine rechnerische Vollversorgung über ein Jahr erlaubt. Aufgrund der Winter-Sommer-Diskrepanz<sup>1</sup> wird ein für die Privatstromversorgung üblicher PV-Speicher kostenneutral mit angenommen. Tag-Nacht-Schwankungen werden durch einen Wärmepufferspeicher berücksichtigt. Entsprechend der Gebäudegröße wird ein Eigenstrombedarf und ein Eigenstromnutzungsgrad über das Jahr abgeschätzt und rechnerisch berücksichtigt. Überschussstrom wird eingespeist und fehlender Strom aus dem Netz bezogen.

<b>Einsatzgebiet</b>	Mehrfamilienhäuser, Gebäude mit Mischnutzung und beheizte Nicht-Wohngebäude mit insgesamt höherem Wärmebedarf
<b>Größe</b>	- Wärmeleistung der Wärmepumpe 20–80 kW <sub>th</sub> - PV-Anlage 12–52 kW <sub>p</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	38–165 MWh/a
<b>Kosten</b>	- Wärmepumpe 1.500–1.100 €/kW - PV-System inkl. Wechselrichter 890–710 €/kW <sub>p</sub> - Puffer 300 L Trinkwarmwasser (TWW) in 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) bis 500 L TWW in 2.000 L HWW 1.650–3.000 € - Montage 7.000–11.000 €

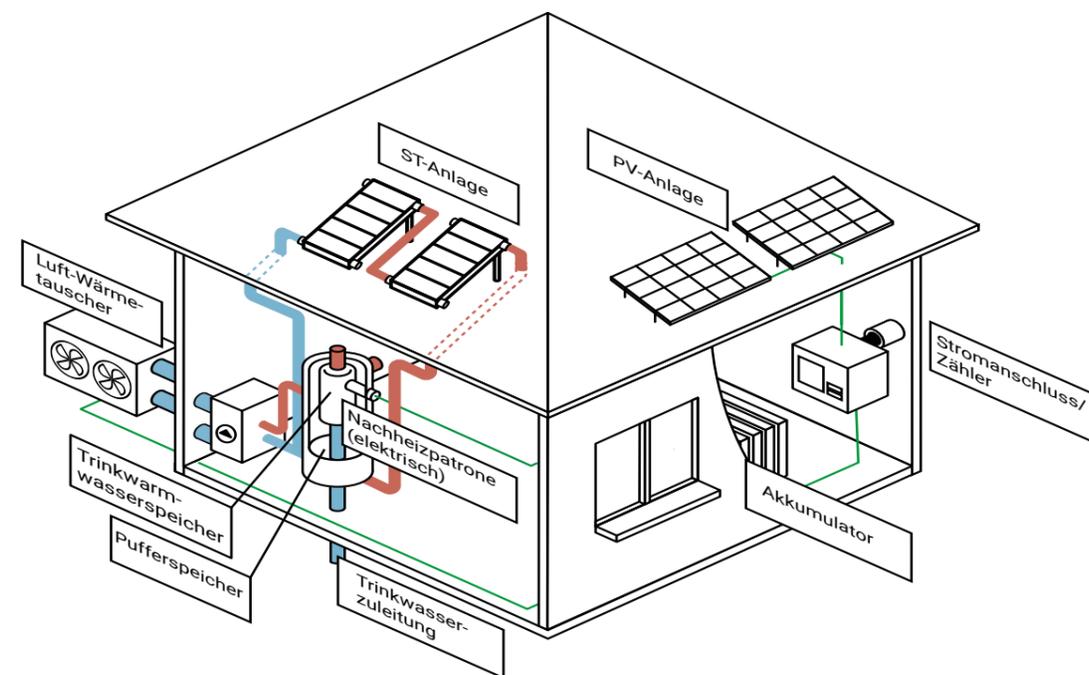
<b>Betriebskosten (ohne Strom)</b>	500–1.400 €/a
<b>Strombedarf</b>	11,5–51,6 MWh/a (Wärmepumpe) 11,7–52,0 MWh/a in Σ
<b>THG-Emissionen</b>	min. 10 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 37 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- wenig Platzbedarf - Mitversorgung mit erneuerbarem Strom - kein Schornstein/keine Schornsteinreinigung - geräuscharm - ganzjährig hohe Effizienz der Wärmepumpe
<b>Nachteile</b>	- Platzbedarf für Bodensammler - Baumöglichkeit für Bodensammler muss gegeben sein

<sup>1</sup>Niedrige PV-Einstrahlung bei hohem WP-Strombedarf im Winter sowie hohe PV-Einstrahlung bei niedriger Wärmenachfrage im Sommer

# 15 Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung

Luft-Wasser-Wärmepumpen leiden unter niedrigen Außentemperaturen im Winter. Durch eine solarthermische Anlage kann sowohl im Winter als auch im Sommer in einer intelligenten

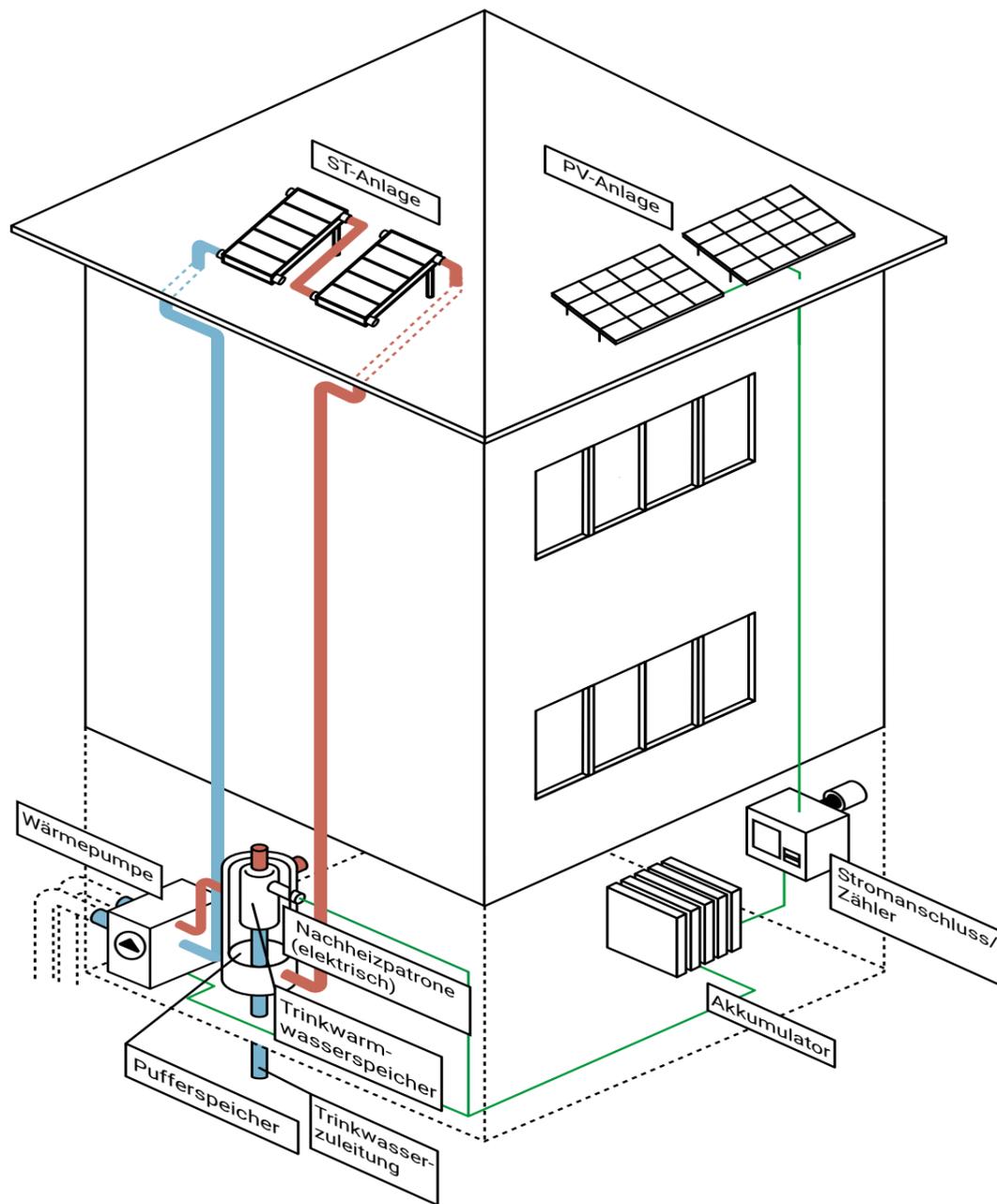
Verschaltung die Effizienz des Wärmepumpensystems deutlich gesteigert werden.



Elektrische Luft-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung

<b>Einsatzgebiet</b>	sehr gut gedämmte Ein- und Zweifamilienhäuser aller Altersklassen mit Flächenheizung sowie gut sanierte Mehrfamilienhäuser mit Flächenheizung bzw. niedriger Vorlauftemperatur und ältere Nicht-Wohngebäude mit Ganztagsnutzung und sehr hohem Warmwasseranteil		
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wärmeleistung der Wärmepumpe 3      40      45 kW<sub>th</sub></li> <li>- Solarkollektorfläche (Solarertrag 50 bzw. 40 %) 7      80      126 m<sup>2</sup></li> <li>- PV-Anlage 1      16      24 kW<sub>p</sub></li> </ul>		
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	7	92	145 MWh/a
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wärmepumpe      900-600 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- Kollektorsystem      200-175 €/m<sup>2</sup></li> <li>- PV-System      1.200-800 kW<sub>p</sub></li> <li>- Puffer</li> <li>500 L Trinkwarmwasser (TWW) in 1.000 L Heizwarmwasser (HWW); 2.000 L TWW in 4.000 L HWW; 1.000 L TWW in 4.000 L HWW 1.200      4.500      6.300 €</li> <li>- Montage 1.200      11.000      15.000 €</li> </ul>		

<b>Betriebskosten (ohne Strom)</b>	400	2.000	2.400 €
<b>Strombedarf</b>	Wärmepumpe 1,1      15,8      23,5 MWh/a in Σ 1,3      16,5      24,4 MWh/a		
<b>THG-Emissionen</b>	min. 8 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 29 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ		
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hoher Warmwasseranteil kann über ca. halbes Jahr größtenteils solarthermisch gedeckt werden.</li> <li>- Strombedarfssenkung und kleine Auslegung Wärmepumpe</li> <li>- Option zu kostengünstigerer Luft-Wasser-Wärmepumpe im Vergleich zu Boden-Wasser-Wärmepumpe</li> </ul>		
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- komplexes System</li> <li>- im Ein- und Zweifamilienhaus spezifisch teuer</li> </ul>		



## 16 Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung

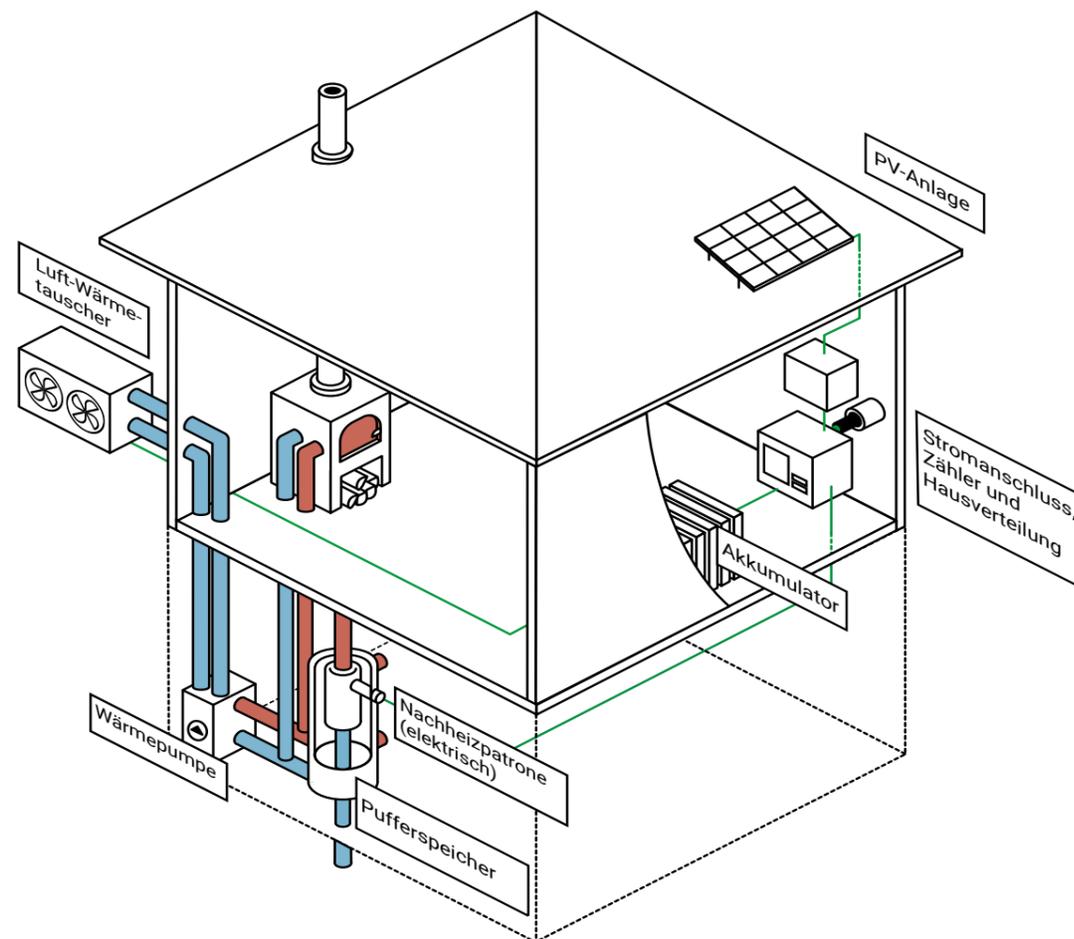
Für höhere Vorlauftemperaturen bieten sich Boden-Wasser-Wärmepumpen an. Diese weisen auch im Winter noch gute Arbeitszahlen auf, benötigen jedoch die Möglichkeit entweder flächig oder brunnentypig Wärmekollektoren zu verlegen. Mit entsprechender Genehmigung kann auch das Grundwasser als

Wärmequelle genutzt werden. Im Sommer kann eine solarthermische Anlage den Stromverbrauch vermeiden und ggf. in den Übergangszeiten und an sonnigen Tagen das Wärmepumpen-Arbeitsmedium vorwärmen. Die PV-Anlage stellt den Strombedarf des Jahres rechnerisch in Summe bereit.

<b>Einsatzgebiet</b>	Im Projekt vor allem für ältere Nichtwohngebäude mit niedrigem Vollbenutzungsstunden und niedrigem Anteil des Warmwassers bei hohen Heizungs-vorlauftemperaturen vorgesehen.
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gesamtwärmeleistungsbedarf 34 kW<sub>th</sub></li> <li>- Wärmepumpenleistung 35 kW<sub>th</sub></li> <li>- Solarkollektorfläche (Solarertrag 50 bzw. 40 %) 31 m<sup>2</sup></li> <li>- PV-Leistung 12 kW<sub>p</sub></li> </ul>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	56 MWh/a
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wärmepumpe 1.340 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- Kollektorsystem 215 €/m<sup>2</sup></li> <li>- PV-System 890 kW<sub>p</sub></li> <li>- Puffer 500 L Trinkwarmwasser in 2.000 L Heizwarmwasser 3.000 €</li> <li>- Montage 9.500 €</li> </ul>

<b>Betriebskosten (ohne Strom)</b>	1.100 €
<b>Strombedarf</b>	11,4 MWh/a (Wärmepumpe) 11,7 MWh/a in Σ
<b>THG-Emissionen</b>	min. 8 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 23 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- vollständig erneuerbar, nahezu THG-neutral</li> <li>- keine Luftschadstoffemissionen</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- komplexes System</li> <li>- Platzbedarf bzw. Verlegemöglichkeit für Bodenkollektor nötig</li> </ul>

Elektrische Boden-Wasser-Wärmepumpe in Kombination mit solarthermischer (Vor-)Erwärmung und PV-Stromversorgung



Wärmepumpe mit PV-Strombereitstellung in Verbindung mit wasserführendem Scheitholzofen

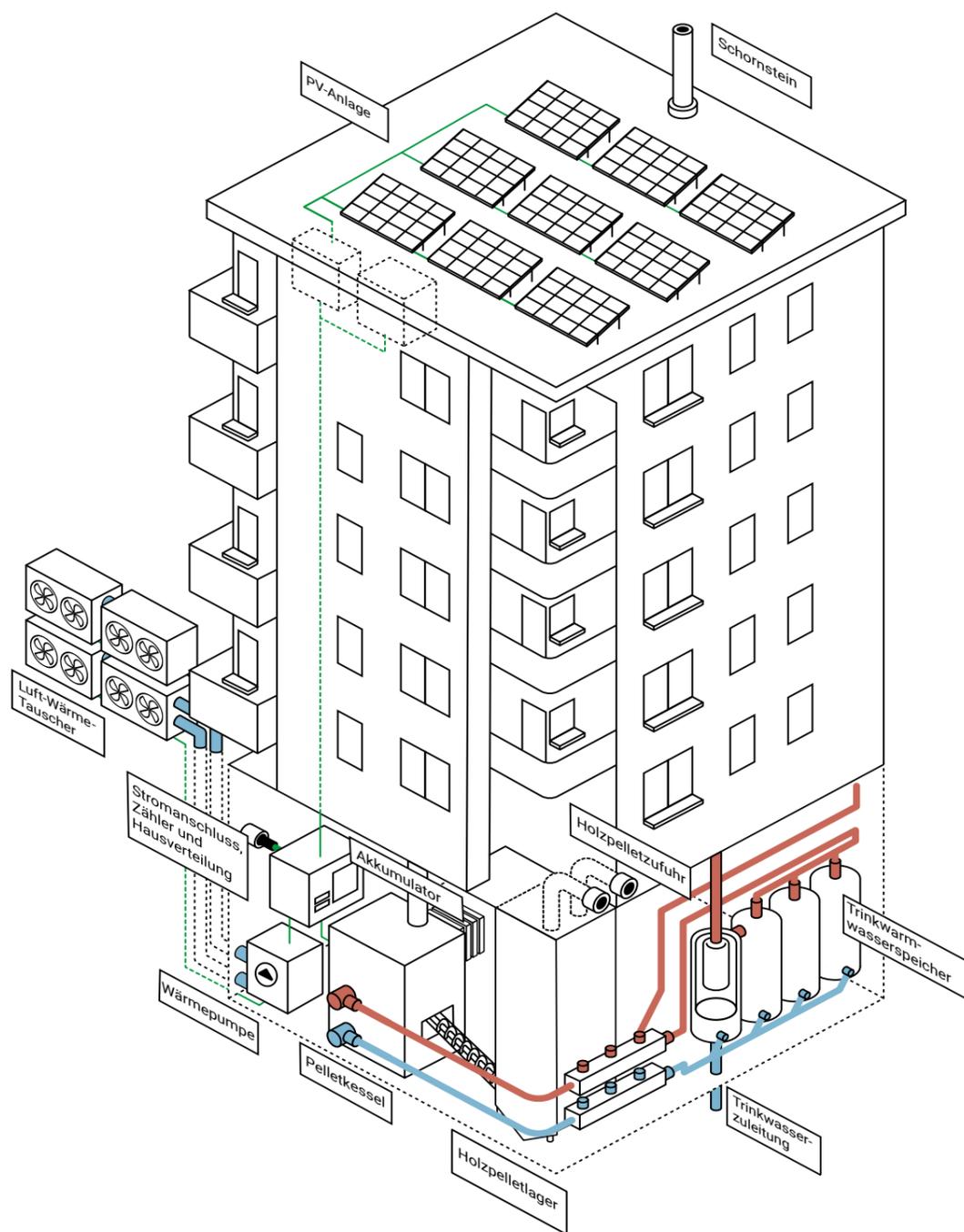
## 17 Wärmepumpe mit PV-Strombereitstellung in Verbindung mit wasserführendem Scheitholzofen

Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe weist insbesondere im Winter kleine Arbeitszahlen auf. Gleichzeitig haben immer noch viele Gebäudebewohner ein Interesse an einer Scheitholzfeuerung im Wohnzimmer. Diese werden entweder nur selten oder deutlich zu intensiv genutzt. Mittels einer Wassertasche kann überschüssige Wärme aus dem Aufstellraum ins zentrale Heizsystem eingekoppelt und für das ganze Gebäude zur Verfügung

gestellt werden. Daher bietet eine Kombination aus Luft-Wasser-Wärmepumpe mit einem ins Heizsystem eingebundenen Scheitholzkaminofen eine vergleichsweise kostengünstige Variante, ein effizientes und systemdienliches Gesamtsystem aufzubauen. Eine auf den Wärmepumpen-Strombedarf ausgelegte PV-Anlage komplettiert dieses erneuerbare Wärmebereitstellungskonzept.

<b>Einsatzgebiet</b>	Ein- und Zweifamilienhäuser sowie Mehrfamilienhäuser mit niedrigem Gesamtleistungsbedarf bis 15 kW <sub>th</sub>	
<b>Größe</b>	- Objektgröße	7,5–15 kW <sub>th</sub>
	- Wärmepumpe	4,5–9 kW <sub>th</sub>
	- Leistung Ofen	5–9 kW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	14–25 MWh/a	
<b>Kosten</b>	- Wärmepumpe	1.100–940 €/kW <sub>th</sub>
	- PV-System	1.000–900 €/kW <sub>p</sub>
	- Scheitholzofen inkl. Holzbevorratung	3.500–5.500 €
	- Puffer	
	200 L Trinkwarmwasser in 1.000 L Heizwarmwasser	1.500–1.600 €
	- Montage	4.000–4.100 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 400–590 €/a	

<b>Strombedarf</b>	140–200 kWh/a (ohne Wärmepumpe)
<b>Scheitholzbedarf</b>	1–1,9 t/a Scheitholz (15 % Wassergehalt, ca. 4,3 MWh/t)
<b>THG-Emissionen</b>	min. 9 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 29 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- Verbindung von Wohngefühl des Holzfeuers mit Systemdienlichkeit - kostengünstige Option zur Verbesserung der Systemintegration der Wärmepumpe - z. T. schon heute wirtschaftlich
<b>Nachteile</b>	- nutzende Person muss sich zumindest häufig an den Vorgaben des Systemverbundreglers orientieren - Luftschadstoffemissionen bei mangelhaftem Betrieb



## 18 Wärmepumpen-Kombination mit Pelletkessel und PV

Bei größerem Wärmebedarf erscheint eine alleinige Versorgung mittels Biomassekessel aufgrund des Werts der Biomasse als nicht angemessen. Gleichzeitig ist aber auch eine Luft-Wasser-Wärmepumpe zur alleinigen Wärmeversorgung nur eingeschränkt geeignet, da im Winter sehr niedrige Arbeitszahlen auftreten und damit das Stromnetz stark belastet wird. Insofern bietet sich die Kombination aus Wärmepumpe und Pelletkessel für Spitzenlasten und Bedarfe an kalten Wintertagen an.

Der Einsatz von Boden-Wasser-Wärmepumpen mit höheren Jahresarbeitszahlen ist insbesondere im Gebäudebestand von größeren Gebäuden oft nicht gut möglich. Die PV-Anlage wird so ausgelegt, dass sie die Summe des Strombedarfs der Wärmepumpe im Jahresmittel bereitstellen kann. Die notwendige Umschichtung des Stroms über das Jahr erfolgt im Konzept über das Netz nach Abdeckung des zeitlichen Eigenstrombedarfs des Gebäudes.

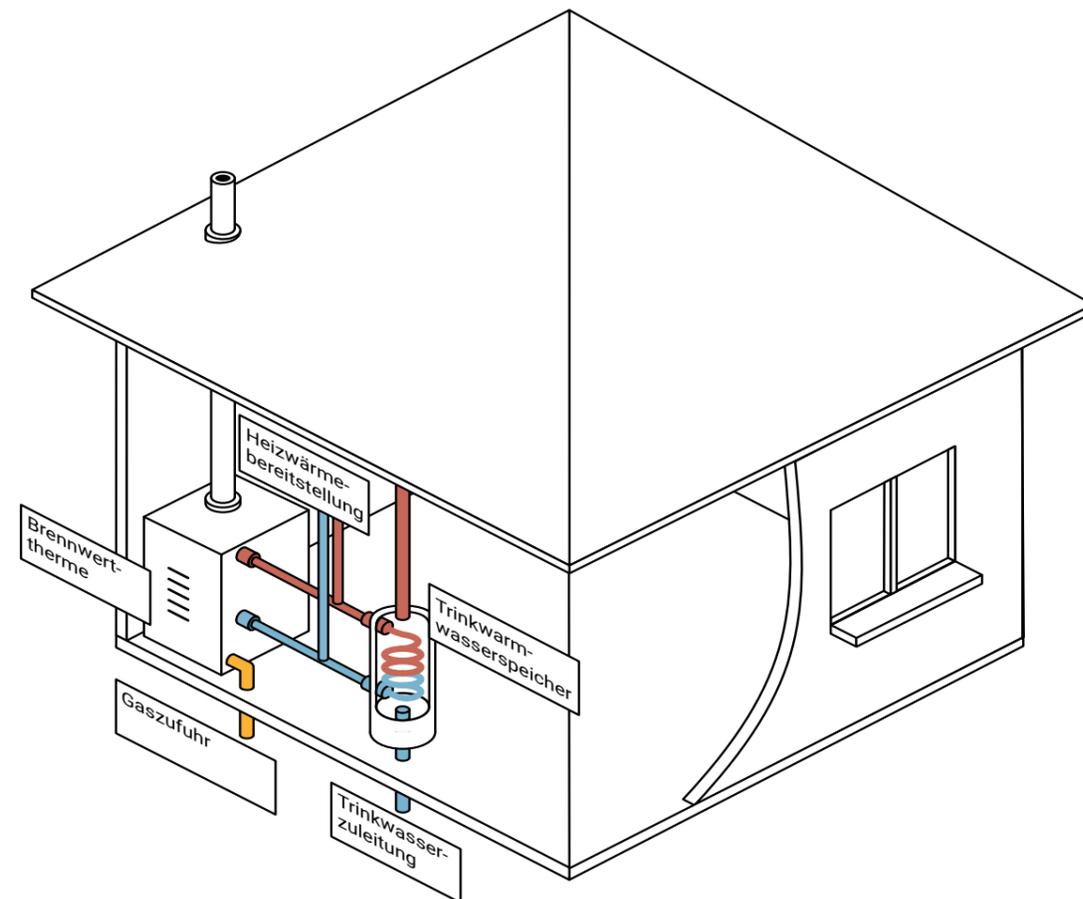
<b>Einsatzgebiet</b>	Mehrfamilienhäuser und Nicht-Wohngebäude mit größerer Wärmenachfrage ohne sehr große Trinkwarmwassernachfragen
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Objekt 34–60 kW<sub>th</sub></li> <li>- Nennleistung Wärmepumpe 20–50 kW<sub>th</sub></li> <li>- Pelletkessel 23–50 kW<sub>th</sub></li> <li>- PV-Anlage 12–25 kW<sub>p</sub></li> </ul>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	56–145 MWh/a (65–75 % über Wärmepumpe)
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wärmepumpe 900–580 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- PV 885–800 €/kW<sub>p</sub></li> <li>- Pelletkessel inkl. Lager 1.410–1.080 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- Puffer 500 L Trinkwarmwasser (TWW) in 2.000 L Heizwarmwasser (HWW) bis 2.000 L TWW in 4.000 L HWW 3.000–4.500 €</li> </ul>

<b>Betriebskosten</b>	2.000–2.800 €/a
<b>Pellettbedarf</b>	4,1 – 14,4 t/a
<b>Strombedarf</b>	11,7–24,8 MWh/a (Wärmepumpe) 12,3–26,0 MWh/a in Σ
<b>THG-Emissionen</b>	min. 11 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 31 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- zumindest bilanziell nahezu vollständig erneuerbar</li> <li>- hohe Systemdienlichkeit</li> <li>- hohe Wärmeversorgungssicherheit</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- vergleichsweise hohe Investitionskosten</li> <li>- Feinstaubemissionen; spezifische Emissionen tendenziell etwas höher durch flexiblen Betrieb des Pelletkessels</li> </ul>

# 19 Biomethan-Brennwerttherme

Zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) bietet die einfachste Chance, eine bestehende Infrastruktur ohne zusätzliche Kosten auf einen deutlich treibhausgasärmeren Brennstoff umzustellen. Bei dem in Deutschland gut ausgebauten Gasnetz könnte Biomethan in Brennwertthermen in vielen Gebäuden zum Einsatz kommen. Die Investitionskosten sind niedrig

und der Betrieb nahezu vollständig automatisiert. Aufgrund der Brennwertfunktion können sehr günstige Abgassysteme (lediglich korrosionsbeständig) eingesetzt werden. Biomethan-Brennwertthermen können ohne Heizpufferspeicher betrieben werden. Die Treibhausgasbilanz hängt sehr stark davon ab, aus welchen Rohstoffen Biomethan gewonnen wurde.



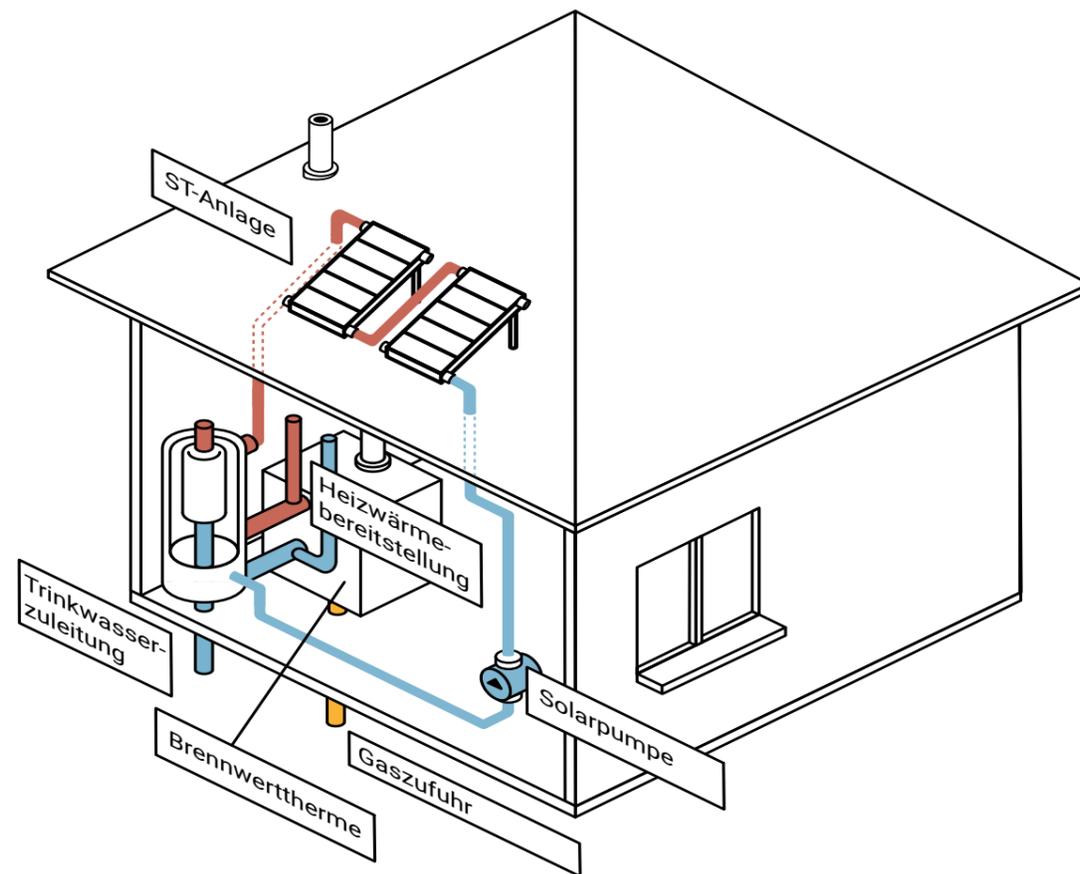
Biomethan-Brennwerttherme

<b>Einsatzgebiet</b>	nahezu alle Gebäude jeden Dämmzustands mit Gasanschluss oder Flüssiggastank
<b>Größe</b>	- Wohn- und Nutzgebäude 5–90 kW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	- Wohn- und Nutzgebäude 10–150 MWh/a
<b>Kosten</b>	- Gasbrennwert-Gerät (Wohn- und Nutzgebäude) 300–75 €/kW - Trinkwassertank 200–1.000 L, Wohn- und Nutzgebäude 900–1.500 € - Montage 600–1.700 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 120–250 €

<b>Gasbedarf</b>	12–188 MWh ( $\eta_{th} = 88\%$ )
<b>Strombedarf</b>	130–610 kWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. -93 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 43 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- platzsparend - extrem niedrige Investitionskosten - sehr leichte und schnelle Installation - sehr flexibler Betrieb ohne Heizwassertank
<b>Nachteile</b>	- „höhere“ THG-Emissionen - Gas vergleichsweise preisintensiv

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.

## 20 Biomethan-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage



Biomethan-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage

Einerseits ist Biomethan die technisch einfachste Option im bestehenden Gasheizbereich die THG-Emissionen abhängig von den Einsatzsubstraten bei der Gewinnung des Biomethans deutlich zu senken. Aufgrund der Begrenztheit könnte eine Kopplung mit solarthermischen Anlagen die Zahl der Gebäude, für die Biomethan zum Einsatz kommen kann, deutlich steigern. Insbesondere auch indem die solarthermische Anlage ineffiziente Betriebsphasen im Sommer und den Übergangszeiten vermeidet. Typische Wärmebereitstellungsanteile für

die Solarthermie liegen bei 10–15 % je nach Gebäudegröße und Heizungsunterstützung. Dadurch können insbesondere im Sommer die Taktzahlen der Biomethantherme deutlich reduziert werden und damit der Jahresnutzungsgrad um einige %-Punkte gesteigert werden. Um die solarthermische Wärme optimal auszunutzen, wird neben dem Trinkwarmwasserspeicher meist auch ein kleiner Heizwarmwasserpufferspeicher installiert.

<b>Einsatzgebiet</b>	nahezu alle Gebäude jeden Dämmzustands mit Gasanschluss oder Flüssiggastank mit Option zur Aufstellung eines Solarkollektors (Dach, Gebäudewand, Freiaufstellung)
<b>Größe</b>	- Wohn- und Nutzgebäude 5–90 kW <sub>th</sub> - Solarkollektoren 3–37 m <sup>2</sup>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	10–150 MWh/a
<b>Kosten</b>	- Solarkollektoranlage 360–210 €/m <sup>2</sup> - Gas-Brennwertgerät 290–70 €/kW - Puffer 200 L Trinkwarmwasser (TWW) in 500 L Heizwarmwasser, 1.000 L TWW ohne Heizungspuffer 1.000–1.500 € - Montage 1.600–5.300 €

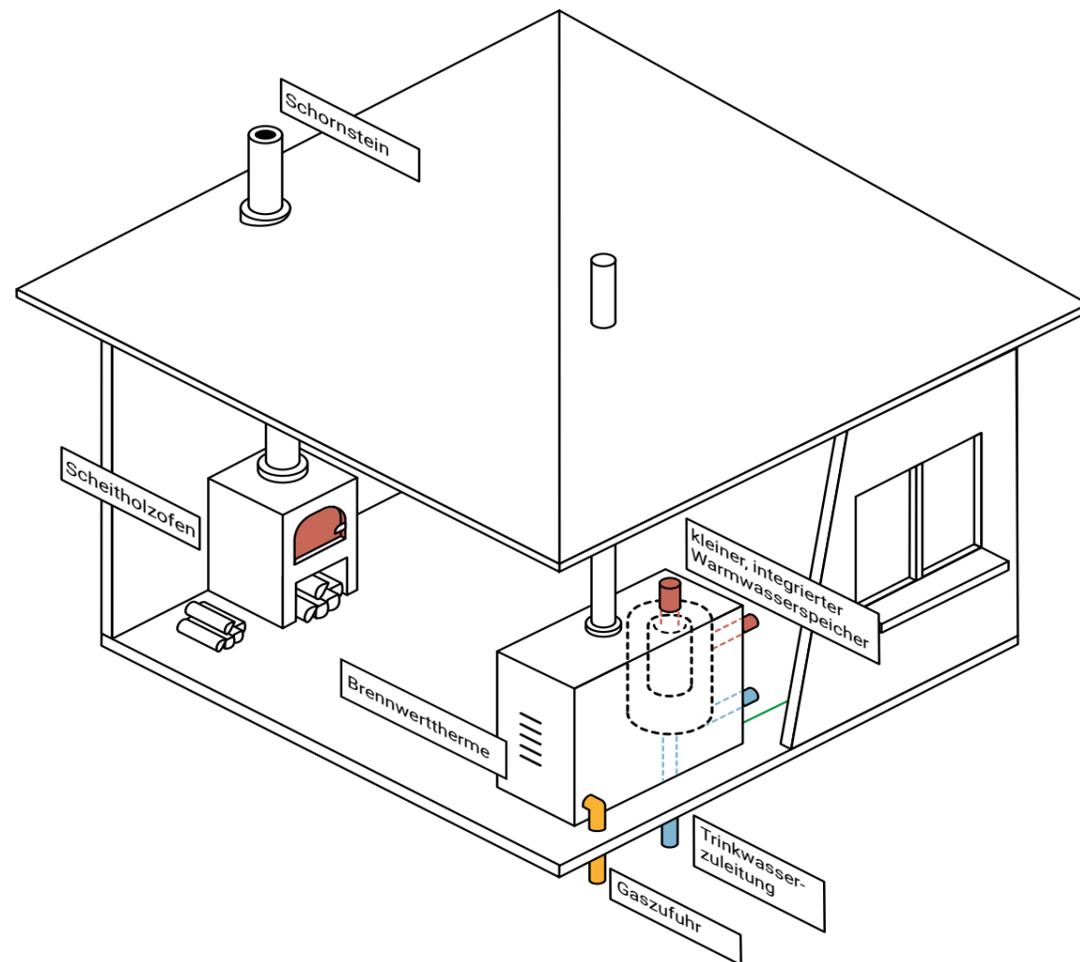
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 170–450 €/a
<b>Gasbedarf</b>	10–167 MWh/a ( $\eta_{th} = 90–89\%$ )
<b>Strombedarf</b>	140–760 kWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. -78 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 38 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- geringer Gasverbrauch (Ersatz EE + Effizienz höher) - niedrigere THG-Emissionen als bei einer Gastherme - weiterhin hohe Betriebsflexibilität
<b>Nachteile</b>	- weiterhin vergleichsweise hohe THG-Emissionen - Investitionskosten verdoppeln sich in etwa gegenüber reiner Gastherme

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.

## 21 Biomethan-Brennwerttherme in Verbindung mit Scheitholzofen

In Deutschland gibt es rund 10 Millionen Einzelraumfeuerstätten. Diese sind in den meisten Fällen als Zusatz(heiz)geräte parallel zu fossilen Heizsystemen eingebaut. Insofern ist die Kombination aus Gastherme und Scheitholzofen vielfach am Markt vorhanden. Die Häufigkeit der Ofennutzung schwankt zwischen nur wenigen Male im Jahr bis hin zum regelmäßigen Zuheizen. Hier wird ein durchschnittlicher Beitrag von 10 %

der benötigten Wärme angenommen. In den meisten Fällen sind die Öfen und Gasthermen nicht über eine gemeinsame Regelung verbunden, so dass die Effizienz der Öfen durch die verzögerte Reaktion des Heizsystems (Raumthermostat Gastherme) etwas sinkt. Grundsätzlich kann anstatt Erdgas auch Biomethan eingesetzt werden. Dadurch ergeben sich insgesamt deutliche THG-Minderungen.



Biomethan-Brennwerttherme mit integriertem Wasserspeicher in Verbindung mit Scheitholzofen

<b>Einsatzgebiet</b>	Ein- und Zweifamilienhäuser mit mittlerem bis hohem Wärmebedarf sowie in kleineren Mehrfamilienhäusern mit eher niedrigem spezifischen Wärmebedarf	
<b>Größe</b>	- Objekt	7,5–14,9 kW <sub>th</sub>
	- Ofen	5–8 kW <sub>th</sub>
	- Gas-Brennwertgerät	7,4–13,8 kW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	14–25 MWh/a	
<b>Kosten</b>	- Ofen	1.500–2.000 €
	- Holzbevorratung	ca. 500 €
	- Gastherme	1.800–1.850 €
	- Montage	1.200–1.300 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 270–350 €/a	
<b>Holzbedarf</b>	0,5–0,8 t/a Scheitholz mit 4,3 MWh/t (Wassergehalt 10–15 %)	

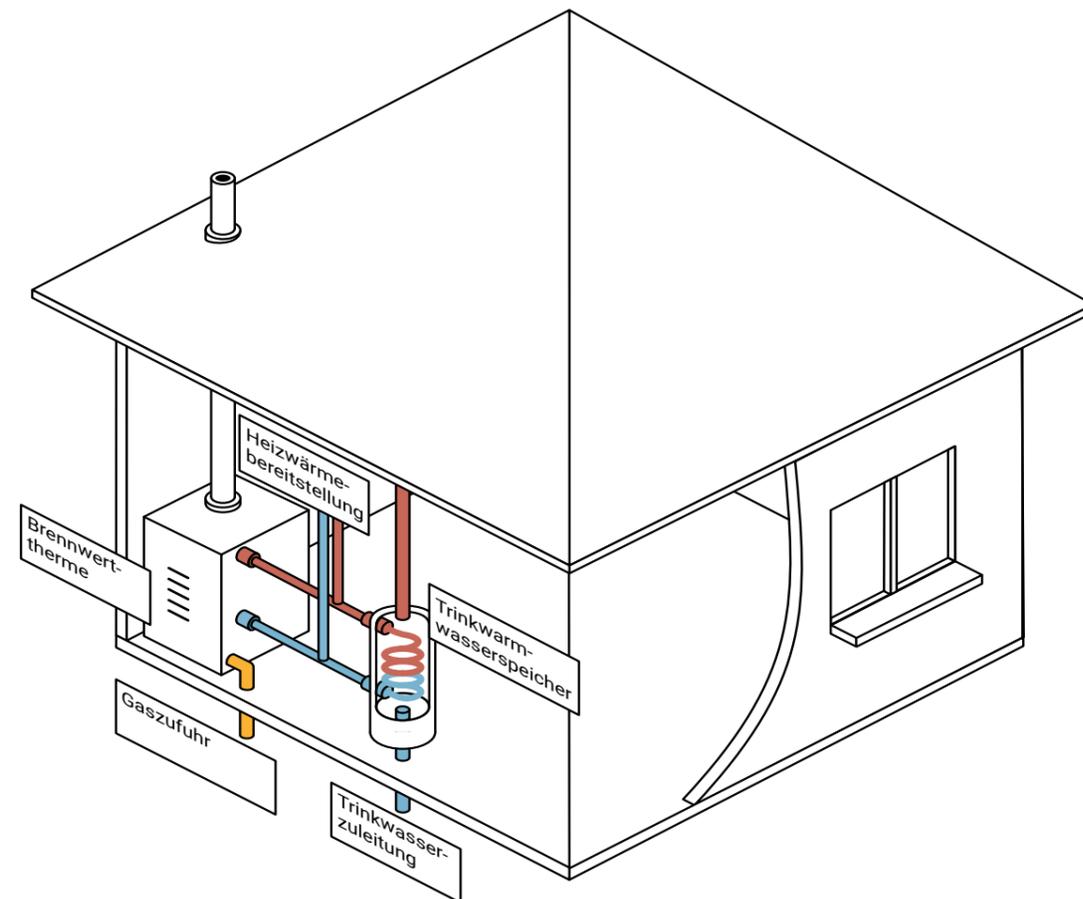
<b>Gasbedarf</b>	13–25 MWh/a
<b>Strombedarf</b>	170–240 kWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. -83 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 40 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- höhere Nutzungszufriedenheit mit Wohnung</li> <li>- Gefühl der Sicherheit gegenüber Heizungsausfall</li> <li>- Gesamtkonzept erneuerbar und deutlich geminderte THG-Emissionen</li> <li>- THG-Minderung Biomethannachfrage in Spitzenlastzeiten (Wärme)</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nutzungsabhängige Luftschadstoffemissionen</li> <li>- Holzeinsatz verliert seine THG-Wirksamkeit</li> <li>- zusätzliche Kosten</li> <li>- Nutzung mit manuellem Aufwand verbunden</li> </ul>

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.

## 22 Gas-Brennwerttherme

Als fossiles Basis-Referenzsystem bietet sich die Gas-Brennwerttherme an. Bei dem in Deutschland gut ausgebauten Gasnetz kann diese in sehr vielen Gebäuden zum Einsatz kommen. Die Investitionskosten sind niedrig und der Betrieb nahezu vollständig automatisiert. Aufgrund der Brennwertfunk-

tion können sehr günstige Abgassysteme (lediglich korrosionsbeständig) eingesetzt werden. Gas-Brennwertthermen können ohne Heizpufferspeicher betrieben werden. Unter den fossilen Heizsystemen weist die Gas-Brennwerttherme die niedrigsten THG-Emissionen auf.



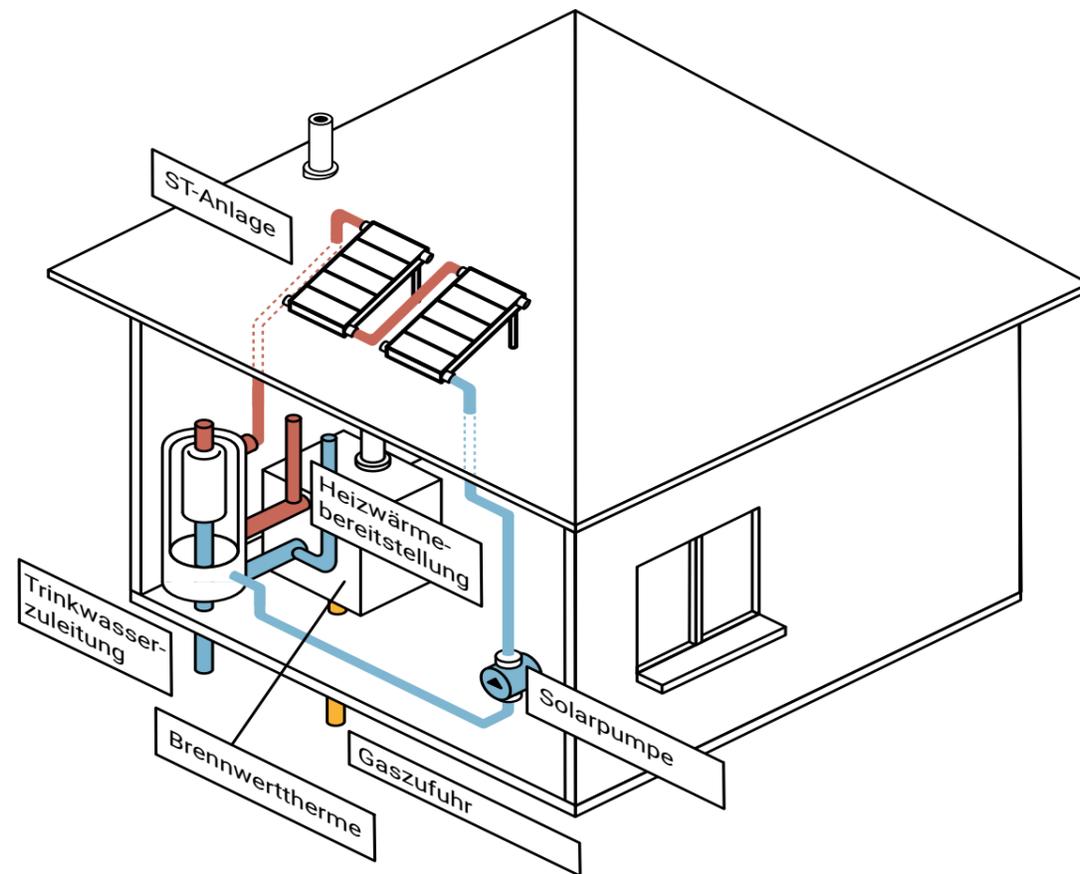
Gas-Brennwerttherme

<b>Einsatzgebiet</b>	nahezu alle Gebäude jeden Dämmzustands mit Gasanschluss oder Flüssiggastank	<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 120–250 €
<b>Größe</b>	– Wohn- und Nutzgebäude 5–90 kW <sub>th</sub>	<b>Gasbedarf</b>	12–188 MWh ( $\eta_{th} = 88\%$ )
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	– Wohn- und Nutzgebäude 10–150 MWh/a	<b>Strombedarf</b>	130–610 kWh/a
<b>Kosten</b>	– Gas-Brennwertgerät (Wohn- und Nutzgebäude) 300–75 €/kW – Trinkwassertank 200–1.000 L, Wohn- und Nutzgebäude 900–1.500 € – Montage 600–1.700 €	<b>THG-Emissionen</b>	min. 75 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 76 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
		<b>Vorteile</b>	– platzsparend – extrem niedrige Investitionskosten – sehr leichte und schnelle Installation – sehr flexibler Betrieb ohne Heizwassertank
		<b>Nachteile</b>	– „hohe“ THG-Emissionen – Gas vergleichsweise preisintensiv

## 23 Gas-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage

Um einen gewissen Anteil an erneuerbarer Wärme in einem Gasheizsystem einzubinden, bietet sich bei Gebäudeheizsystemen eine solarthermische Kollektoranlage an. Mit typischen Wärmebereitstellungsanteilen von 10-15 % je nach Gebäudegröße und Heizungsunterstützung können insbesondere im Sommer die Taktzahlen der Gastherme deutlich reduziert

werden und dadurch der Jahresnutzungsgrad um einige %-Punkte gesteigert werden. Um die solarthermische Wärme optimal auszunutzen, wird neben dem Trinkwarmwasserspeicher meist auch ein kleiner Heizwarmwasserpufferspeicher installiert.



Gas-Brennwerttherme in Verbindung mit solarthermischer Anlage

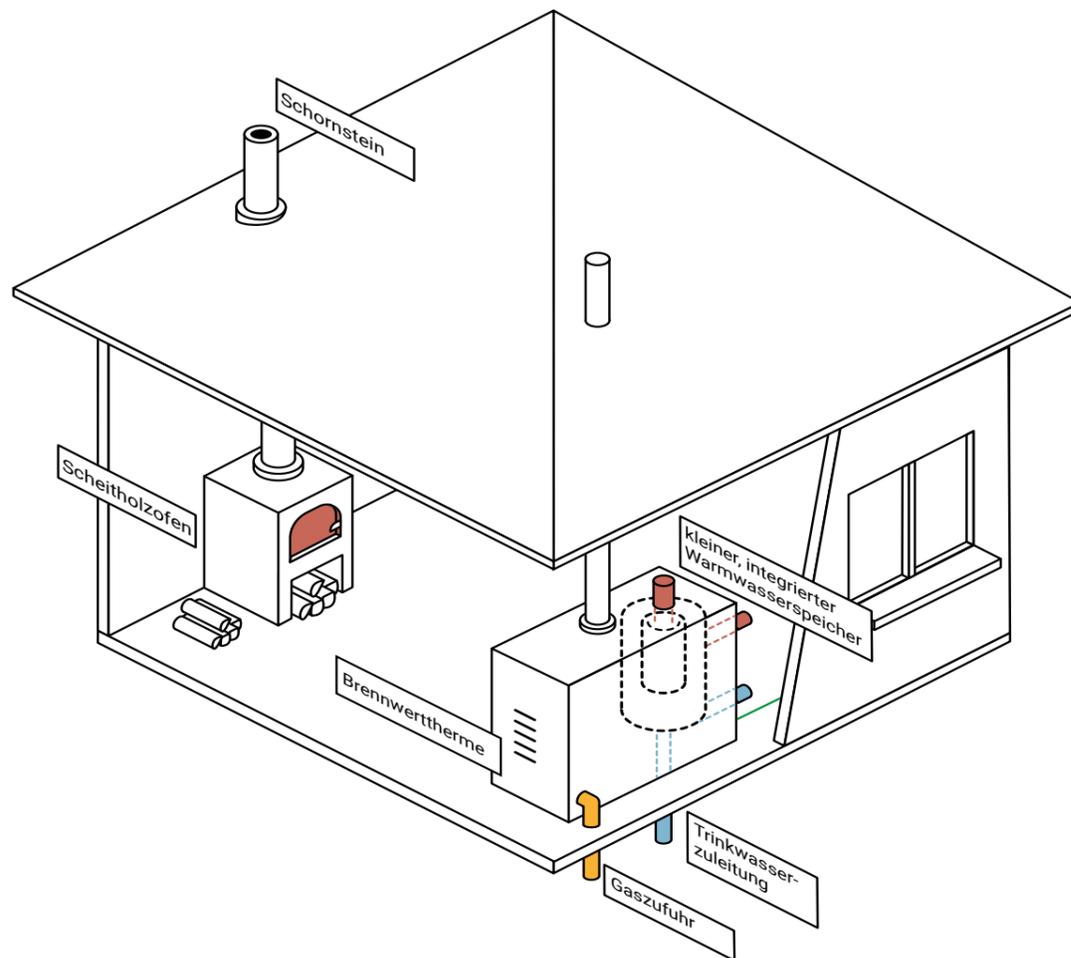
<b>Einsatzgebiet</b>	nahezu alle Gebäude jeden Dämmzustands mit Gasanschluss oder Flüssiggastank mit Option zur Aufstellung eines Solarkollektors (Dach, Gebäudewand, Freiaufstellung)
<b>Größe</b>	- Wohn- und Nutzgebäude 5-90 kW <sub>th</sub> - Solarkollektoren 3-37 m <sup>2</sup>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	10-150 MWh/a
<b>Kosten</b>	- Solarkollektoranlage 360-210 €/m <sup>2</sup> - Gas-Brennwertgerät 290-70 €/kW - Puffer 200 L Trinkwarmwasser (TWW) in 500 L Heizwarmwasser, 1.000 L TWW ohne Heizungspuffer 1.000-1.500 € - Montage 1.600-5.300 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 170-450 €/a

<b>Gasbedarf</b>	10-167 MWh/a ( $n_{th} = 90-89\%$ )
<b>Strombedarf</b>	140-760 kWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 64 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 66 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- geringer Gasverbrauch (Ersatz EE + Effizienz höher) - niedrigere THG-Emissionen als bei einer Gastherme - weiterhin hohe Betriebsflexibilität - Erfüllung Anforderungen EEWärmeG auf niedrigem Niveau
<b>Nachteile</b>	- weiterhin vergleichsweise hohe THG-Emissionen - Investitionskosten verdoppeln sich in etwa gegenüber reiner Gastherme

## 24 Gas-Brennwerttherme in Verbindung mit Scheitholzofen

In Deutschland gibt es rund 10 Millionen Einzelraumfeuerstätten. Diese sind in den meisten Fällen als Zusatz(heiz)geräte parallel zu fossilen Heizsystemen eingebaut. Insofern ist die Kombination aus Gastherme und Scheitholzofen vielfach am Markt vorhanden. Die Häufigkeit der Ofennutzung schwankt zwischen nur wenigen Male im Jahr bis hin zum regelmäßigen

Zuheizen. Hier wird ein durchschnittlicher Beitrag von 10 % der benötigten Wärme angenommen. In den meisten Fällen sind die Öfen und Gasthermen nicht über eine gemeinsame Regelung verbunden, so dass die Effizienz der Öfen durch die verzögerte Reaktion des Heizsystems (Raumthermostat Gastherme) etwas sinkt.



Gas-Brennwerttherme mit integriertem Wasserspeicher in Verbindung mit Scheitholzofen

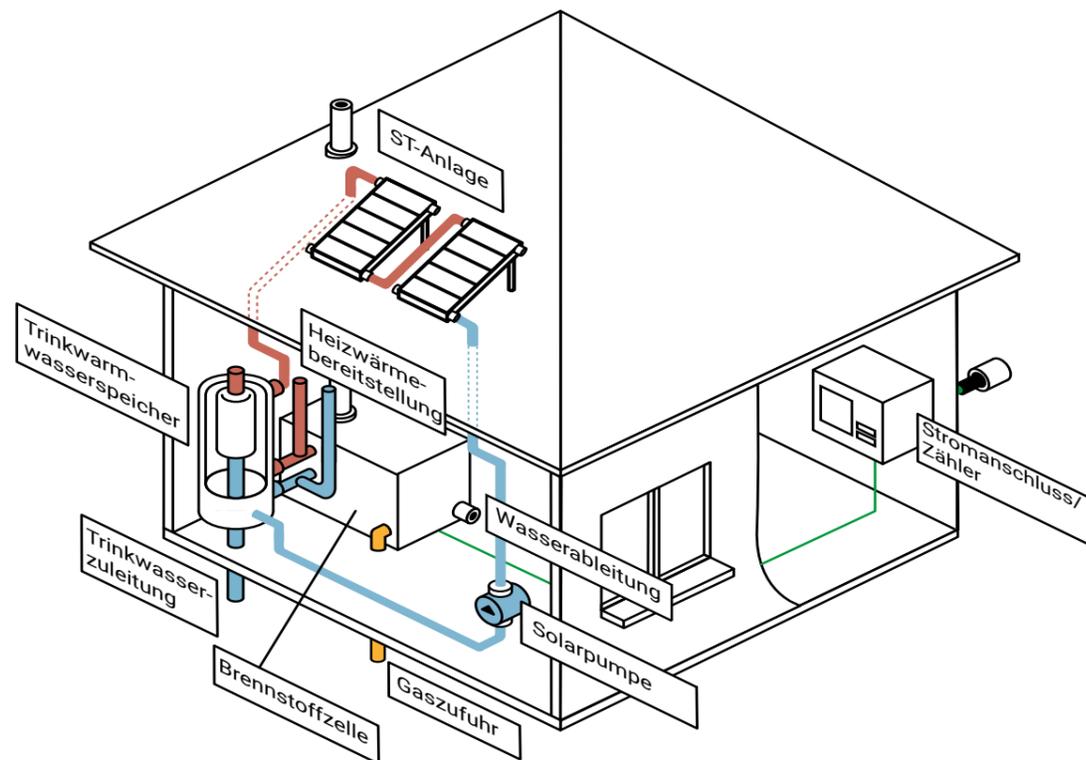
<b>Einsatzgebiet</b>	Ein- und Zweifamilienhäuser mit mittlerem bis hohem Wärmebedarf sowie in kleineren Mehrfamilienhäusern mit eher niedrigem spezifischen Wärmebedarf
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Objekt 7,5–14,9 kW<sub>th</sub></li> <li>- Ofen 5–8 kW<sub>th</sub></li> <li>- Gas-Brennwertgerät 7,4–13,8 kW<sub>th</sub></li> </ul>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	14–25 MWh/a
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ofen 1.500–2.000 €</li> <li>- Holzbevorratung ca. 500 €</li> <li>- Gastherme 1.800–1.850 €</li> <li>- Montage 1.200–1.300 €</li> </ul>
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 270–350 €/a
<b>Holzbedarf</b>	0,5–0,8 t/a Scheitholz mit 4,3 MWh/t (Wassergehalt 10–15 %)

<b>Gasbedarf</b>	13–25 MWh/a
<b>Strombedarf</b>	170–240 kWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 68 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 69 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- höhere Nutzungszufriedenheit mit Wohnung</li> <li>- Gefühl der Sicherheit gegenüber Heizungsausfall</li> <li>- Beitrag zur Minderung Gaseinsatz</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nutzungsabhängige Luftschadstoffemissionen</li> <li>- zusätzliche Kosten</li> <li>- Nutzung mit manuellem Aufwand verbunden</li> </ul>

## 25 Gas-Brennstoffzelle mit solarthermischer Wärmebereitstellung zum Einsatz von Biomethan

Im Zuge einer zunehmenden Sektorkopplung bietet sich bei gasförmigen Brennstoffen schon heute der Einsatz einer Brennstoffzelle an. Diese reformiert Methan in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Der Wasserstoff wird dann innerhalb der Brennstoffzelle in Strom und Wärme umgewandelt. In der Kombination mit einer solarthermischen Kollektoranlage kann ein häufiger Start-Stopp-Betrieb im Sommer vermieden werden.

Der Anteil der Solarthermie beträgt daher 15 bis max. 30 % bei hohem Trinkwasserwärmebedarf. Diese Art von Heizsystem ist mittlerweile am Markt verfügbar und wird eher in Objekten mit nicht zu hohem Wärmebedarf in dieser Kombination eingesetzt. Wichtig für eine effiziente und netzdienliche Fahrweise ist der Einsatz eines Verbundreglers, der auch Wetterprognosen und Strompreisindizierungen mitberücksichtigt.



Gas-Brennstoffzelle mit solarthermischer Wärmebereitstellung zum Einsatz von Biomethan

<b>Einsatzgebiet</b>	Wohn- und Nichtwohngebäude mit niedrigen und mittleren Wärmebedarfen	
<b>Größe</b>	- Brennstoffzelle	5–26 kW <sub>th</sub> 4–19 kW <sub>el</sub>
	- Solarkollektor	3–60 m <sup>2</sup>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	10–100 MWh/a	
<b>Kosten</b>	- Brennstoffzelle	5.300–4.800 €/kW <sub>th</sub>
	- Solarkollektoranlage	340–190 €/m <sup>2</sup>
	- Puffer	200 L Trinkwarmwasser (TWW) und 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) bis 500 L TWW und 1.000 L HWW
		1.500–2.100 €
	- Montage	2.000–8.000 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges	500–3.000 €/a
<b>Gasbedarf</b>	18,4–140 MWh/a	

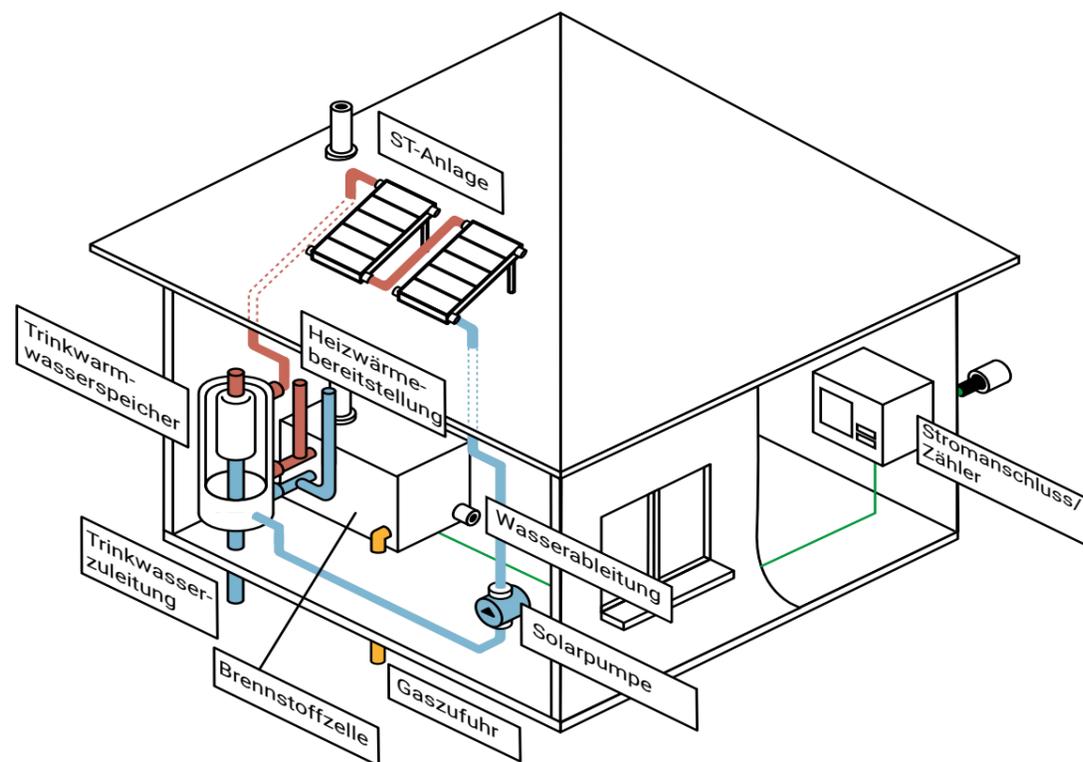
<b>Strombedarf</b>	140–680 kWh/a
<b>Strombereitstellung</b>	5,9–51,8 MWh/a Eigennutzung: 35 % im GHD-Bereich: 17–33 % je nach Gewerbe
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. -118 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 49 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- stromeffiziente KWK-Technologie, die zur dezentralen Stromnetzstabilisierung beitragen kann - Solarthermieanteil, Stromgutschrift und Einsatz von erneuerbarem Biomethan führen zu sehr hohen THG-Minderungen
<b>Nachteile</b>	- durch hohen Einspeiseanteil und zurzeit noch fehlender Honorierung der Stromnetzstabilisierung vergleichsweise schwierige Ökonomie - Gasanschluss oder Gastank erforderlich

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.

## 26 Gas-Brennstoffzelle mit solar-thermischer Wärmebereitstellung

Im Zuge einer zunehmenden Sektorkopplung bietet sich bei fossilen Lösungen der Einsatz einer Gasbrennstoffzelle an. Diese reformiert Erdgas in Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid. Der Wasserstoff wird dann innerhalb der Brennstoffzelle in Strom und Wärme umgewandelt. In der Kombination mit einer solarthermischen Kollektoranlage kann ein häufiger Start-Stopp-Betrieb im Sommer vermieden werden. Der Anteil der

Solarthermie beträgt daher 15 bis max. 30 % bei hohem Trinkwasserwärmebedarf. Diese Art von Heizsystem ist mittlerweile am Markt verfügbar und wird eher in Objekten mit nicht zu hohem Wärmebedarf in dieser Kombination eingesetzt. Wichtig für eine effiziente und netzdienliche Fahrweise ist der Einsatz eines Verbundreglers, der auch Wetterprognosen und Strompreisindizierungen mitberücksichtigt.



Gas-Brennstoffzelle mit solarthermischer Wärmebereitstellung

<b>Einsatzgebiet</b>	Wohn- und Nichtwohngebäude mit niedrigen und mittleren Wärmebedarfen	
<b>Größe</b>	- Brennstoffzelle	5–26 kW <sub>th</sub> 4–19 kW <sub>el</sub>
	- Solarkollektor	3–60 m <sup>2</sup>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	10–100 MWh/a	
<b>Kosten</b>	- Brennstoffzelle	5.300–4.800 €/kW <sub>th</sub>
	- Solarkollektoranlage	340–190 €/m <sup>2</sup>
	- Puffer	200 L Trinkwarmwasser (TWW) und 1.000 L Heizwarmwasser (HWW) bis 500 L TWW und 1.000 L HWW)
		1.500–2.100 €
	- Montage	2.000–8.000 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger, Sonstiges 500–3.000 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	18,4–140 MWh/a	

<b>Strombedarf</b>	140–680 kWh/a
<b>Strombereitstellung</b>	5,9–51,8 MWh/a Eigennutzung: 35 % im GHD-Bereich: 17–33 % je nach Gewerbe
<b>THG-Emissionen</b>	min. 86 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 89 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- stromeffiziente KWK-Technologie, die zur dezentralen Stromnetzstabilisierung beitragen kann - Solarthermieanteil und Stromgut-schriften mindern THG-Emissionen der Wärme
<b>Nachteile</b>	- durch hohen Einspeiseanteil und zurzeit noch fehlender Honorierung der Stromnetzstabilisierung vergleichsweise schwierige Ökonomie - Es bleibt weiterhin eine v. a. fossile Technologie mit nennenswerten THG-Emissionen.

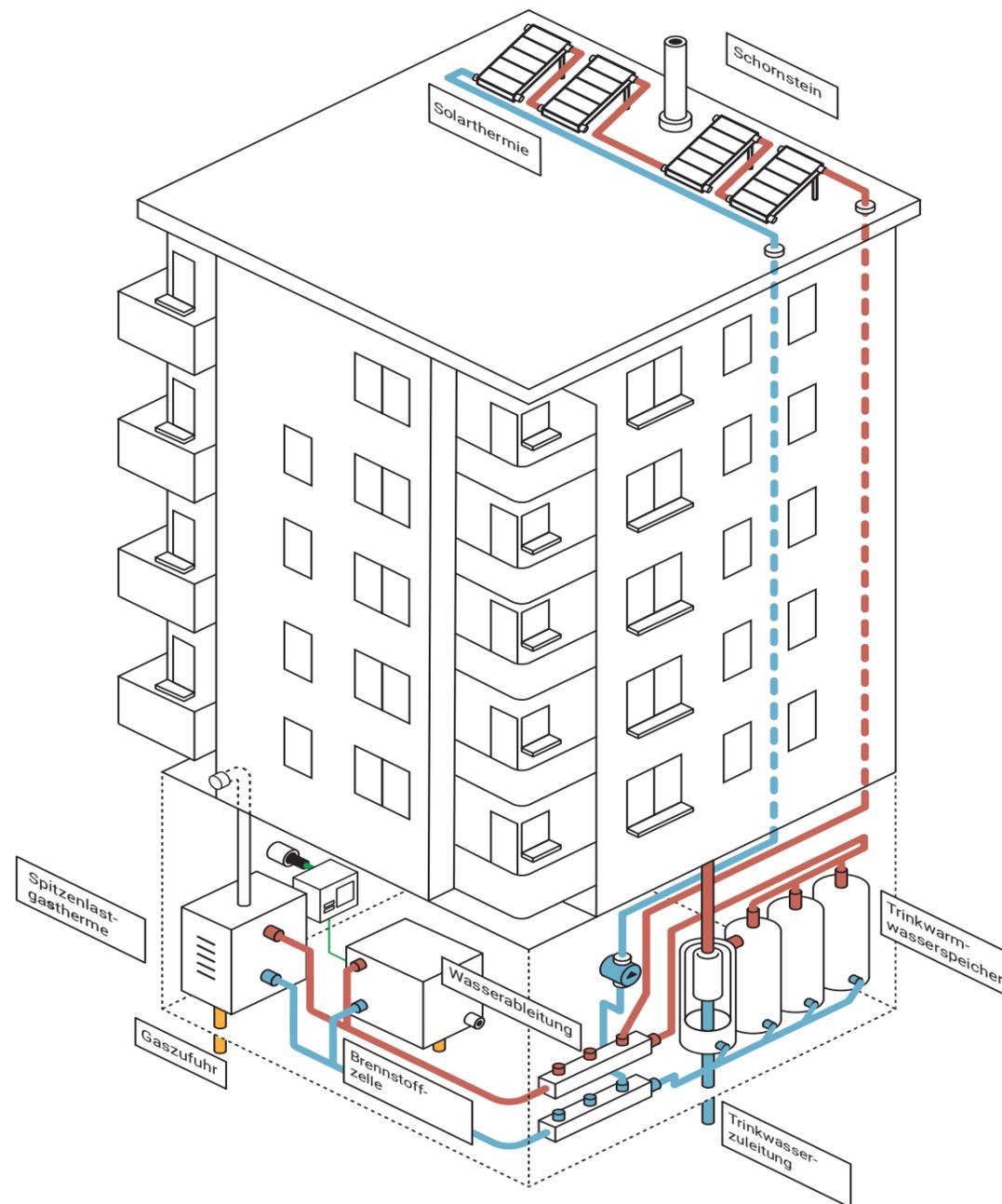
## 27 Gas-Brennstoffzelle in Kombination mit Gasbrennwertkessel und Solarthermie

In größeren Objekten kann eine wirtschaftliche Optimierung dazu führen, dass die Gas-Brennstoffzelle deutlich kleiner ausgelegt wird, als der nach Bereitstellung von Wärme über eine solarthermische Anlage verbleibende Spitzenleistungsbedarf erfordern würde. Dann wird zusätzlich für Spitzen in der Wärmenachfrage ein kostengünstiger Brennwertkessel integriert.

Je nach Objektgröße und Anteil des Warmwasserbedarfs kann der Anteil aus solarthermisch bereitgestellter Wärme, Spitzenlastgaskesselwärme und Wärme aus der Brennstoffzelle schwanken. Anstatt Erdgas kann auch aufbereitetes Biomethan zum Einsatz kommen.

<b>Einsatzgebiet</b>	große Mehrfamilienhäuser und größere Nicht-Wohngebäude	
<b>Größe</b>	- Gesamtleistung	34–80 kW
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	56–165 MWh/a	
<b>Kosten</b>	- Gas-BZ	3.900–3.300 €/kW <sub>th</sub>
	- Gas-BW-Kessel	135–88 €/kW <sub>th</sub>
	- Puffer 500 L Trinkwarmwasser in 2.000 L Heizwarmwasser	3.000 €
	- Montage	5.000–7.100 €
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Schornsteinfeger 1.700–3.200 €/a	

<b>Gasbedarf</b>	93,5–274 MWh/a
<b>Strombedarf</b>	440–820 kWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 80 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 82 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- höhere Auslastung der Brennstoffzelle, dadurch ggf. höhere Effizienz und bessere Wirtschaftlichkeit
<b>Nachteile</b>	- Komplexität steigt - THG-Bilanz verschlechtert sich durch sinkende Stromgutschriften



Gas-Brennstoffzelle in Kombination mit Gasbrennwertkessel und Solarthermie

## 28 Biomasse-Direktzugabefeuering

Im Hochtemperaturbereich gibt es industrielle Prozesse, bei denen eine direkte Vermischung von Rohstoff und Brennstoff für eine gewünschte Prozessreaktion möglich ist (z. B. Stahlschmelze, Zementproduktion). In diesem Anwendungsfall soll es

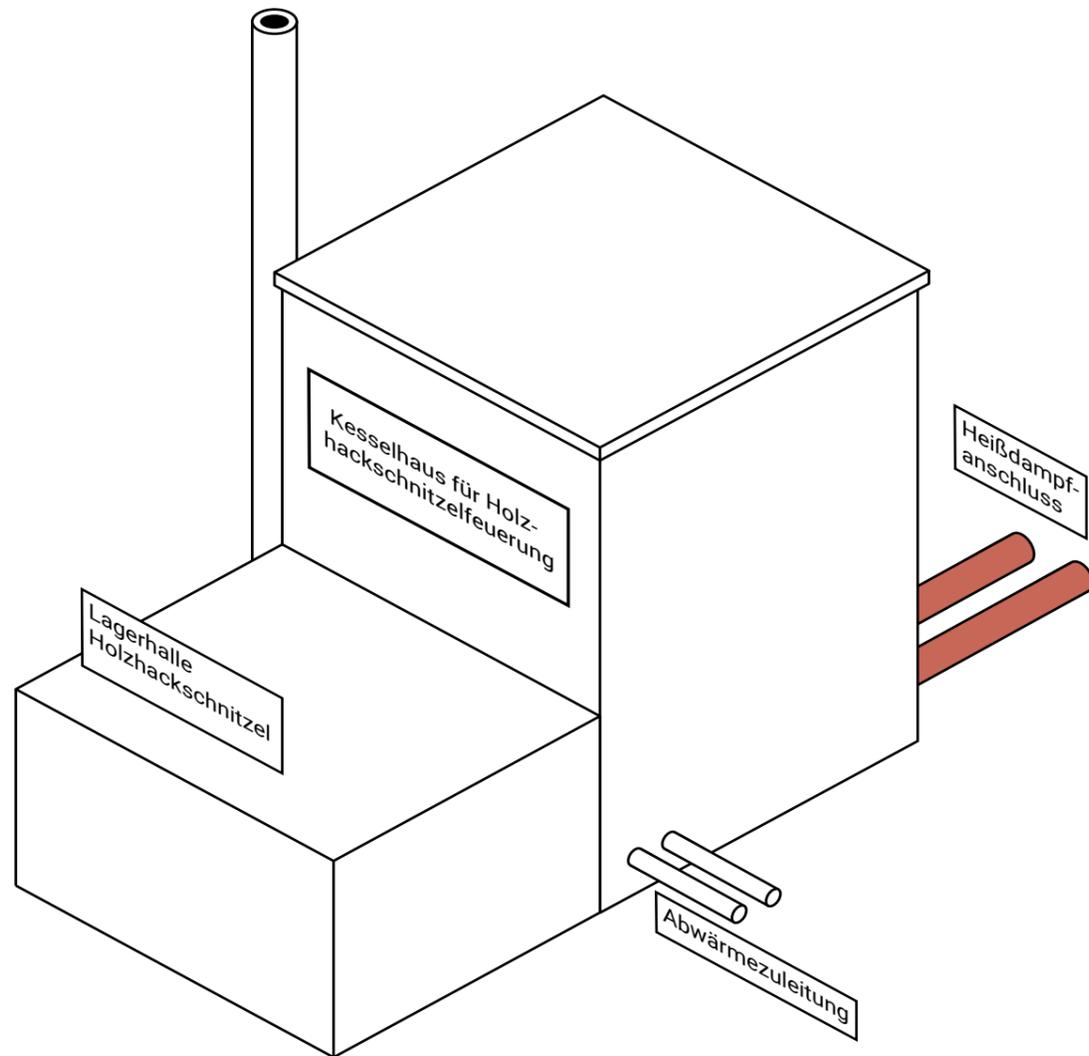
lediglich um die Temperaturerreichung von über 500 °C gehen und nicht um eine ggf. notwendige Reduktion von Inhaltsstoffen durch Kohlenstoffreaktionen.



<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Hochtemperaturwärme über 500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden 5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	je nach Anlagenkonzept beispielhaft 230.000 €	
<b>Betriebskosten</b>	hier beispielhaft	15.000 €/a
<b>Kohlebedarf</b>	17,5 GWh/a	

<b>Strombedarf</b>	ca. 78 MWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	7 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- HHS niedriger Qualität (ggf. aus Altholz) sind vergleichsweise kostengünstige Energieträger</li> <li>- hohe THG-Minderung</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Biomasselagerung sollte überdacht sein</li> <li>- Aschebestandteile der Biomasse könnten ggf. kritisch sein</li> </ul>

Stahlschmelze im Hochtemperaturbereich



Holzhackschnitzelkessel

## 29 Holzhackschnitzelkessel

Holzhackschnitzelfeuerungen können in nahezu beliebigen Kesselgrößen gebaut werden. Bei größeren Anlagen (deutlich über 1 MW<sub>th</sub>) können robustere Zuführsysteme, robustere Feuer-

rungen und nachgeschaltete Emissionsminderungseinrichtungen integriert werden, so dass auch Holzsortimente minderwertiger Qualität eingesetzt werden können.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Prozesswärme bis 500 °C (Dampftemperatur)	
<b>Größe</b>	pauschaler Wert	5 MW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	Gesamtinvestition	190 €/kW
<b>Betriebskosten</b>	je nach Brennstoffaufbereitungsaufwand und Integration im Gesamtkonzept 13.000–90.000 €/a	
<b>Holzhackschnitzelbedarf</b>	7.290–8.410 t/a	

<b>Strombedarf</b>	78–263 MWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	7 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– erneuerbare Prozesswärme</li> <li>– vergleichsweise leichte Umstellung durch ggf. nur Brennstoffwechsel und kleinere Umbauten bei bestehenden Kohlefeuerungen</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– hoher Biomassebedarf</li> <li>– Aschen und Luftschadstoffemissionen</li> </ul>

## 30 Holzvergasung mit anschließender direkter Gasfeuerung

Für Hochtemperaturanwendungen über 500 °C kann eine Holzgas-Direktfeuerung genutzt werden. Dabei strömt das Gas über Brennerlanzen oder -öffnungen und verbrennt mit vielen Flammen (vergleichbar Gasherd). Über die anstehende Hitze-

strahlung können sehr hohe Temperaturen erreicht werden, wie z. B. für das Emaillieren nötig. Für den Einsatz von Holzhack-schnitzeln oder anderen festen Biomassen ist zunächst eine thermochemische Vergasungsstufe vorzuschalten.

<b>Einsatzgebiet</b>	Hochtemperaturprozesse über 500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden	5 MW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	3,7 Mio. €	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 74.000 €	
<b>Biomassebedarf</b>	6.400 t/a	
<b>Strombedarf</b>	130 MWh/a	

<b>THG-Emissionen</b>	min. 2 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 5 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Festbrennstoff einsetzbar – ggf. auch Abfallhölzer</li> <li>- niedrige THG-Emissionen</li> <li>- hochwertige Anwendung von fester Biomasse</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher technischer Aufwand</li> <li>- hohe Investitionskosten</li> <li>- Gasqualität schlechter als bei Erdgas, insbesondere auch Heizwert deutlich niedriger</li> </ul>

## 31 Holzvergaser-Gasturbinen-Heizwerk

Holzhack-schnitzel lassen sich thermo-chemisch vergasen. Das gereinigte Produktgas kann in Gasturbinen eingesetzt werden, die einen Generator zur Strombereitstellung antreiben. Die Abgaswärme wird dann zur Heißdampferzeugung bis 500 °C

genutzt. Aufgrund des Vergasungsschrittes und des Bedarfs an Hochtemperaturwärme wird der elektrische Bruttowirkungsgrad nur mit 10,4 % angenommen.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Wärmebereitstellung mit 200–500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden	5 MW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	ca. 2,2 Mio. €	
<b>Betriebskosten</b>	76.000 €	
<b>Holzhack-schnitzel-bedarf</b>	W30 A3 bei 3,2 MWh/t; 13.700 t/a	

<b>Strombedarf</b>	ca. 130 MWh
<b>Stromproduktion</b>	4,55 GWh
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. 2 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 7 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- geringe THG-Emissionen</li> <li>- komplett erneuerbar</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- begrenzte Flexibilität</li> <li>- hoher Biomassebedarf</li> </ul>

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).

## 32 Stahlkoks aus Biokohle

Der für die Stahlherstellung notwendige Koks kann grundsätzlich auch aus Biomasse gewonnen werden. Um vergleichbare Temperaturen und die ausspülende Wirkung in der Schmelze zu erreichen, muss die Biomasse zunächst karbonisiert werden.

Als Konversionsfaktor wurden ca. 15 % angenommen. Wichtig ist auch, dass sehr hochwertige Biomasse verwendet wird, da die Aschen Auswirkungen auf die Stahlzusammensetzung haben können.

<b>Einsatzgebiet</b>	Stahlherstellung
<b>THG-Emissionen</b>	40,00 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ

Aus biogenen Reststoffen wird durch hydrothermale Carbonisierung Biokohle



## 33 Biomethan-Direktfeuerung

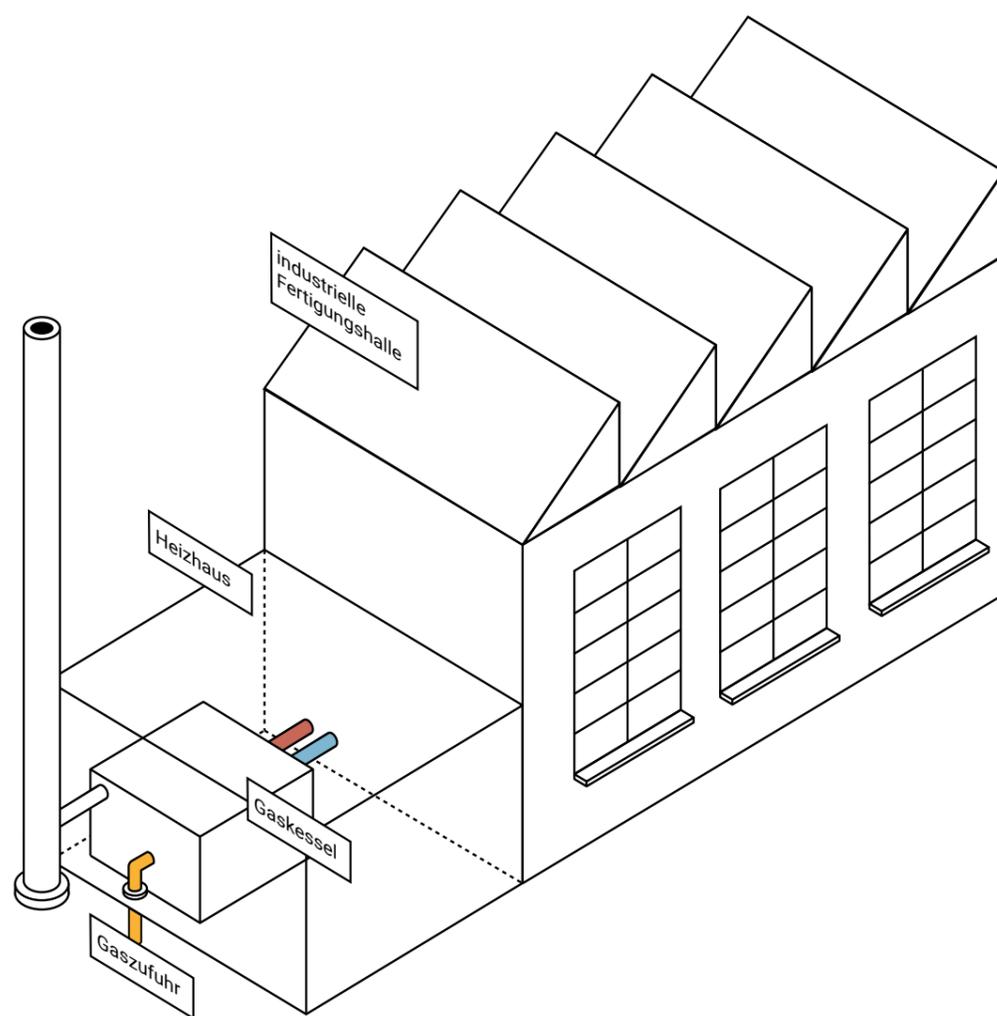
Für Hochtemperaturanwendungen über 500 °C kann eine Biomethan-Direktfeuerung genutzt werden. Dabei strömt Gas über Brennerlanzen oder -öffnungen und verbrennt mit vielen

Flammen (vergleichbar Gasherde). Über die entstehende Hitzeabstrahlung können sehr hohe Temperaturen erreicht werden, wie sie z. B. für das Emaillieren notwendig sind.

<b>Einsatzgebiet</b>	Hochtemperaturprozesse über 500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden 5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	je nach Anwendungsfall z. B. 140.000 €	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 8.000 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	1,6 Mio. m <sup>3</sup>	

<b>Strombedarf</b>	ca. 26 MWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. -103 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 41 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- flexibler Einsatz</li> <li>- niedrige Luftschadstoffemissionen → geringes Verunreinigungsrisiko von schmelzenden Materialschichten</li> <li>- hohe THG-Minderung</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	- vergleichsweise kostenintensiver Brennstoff

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.



## 34 Biomethan-Niedertemperaturkessel

Für die industrielle Wärmebereitstellung bis 500 °C (Dampf) sind Gaskessel die heutige Standardvariante. Für die Zukunft

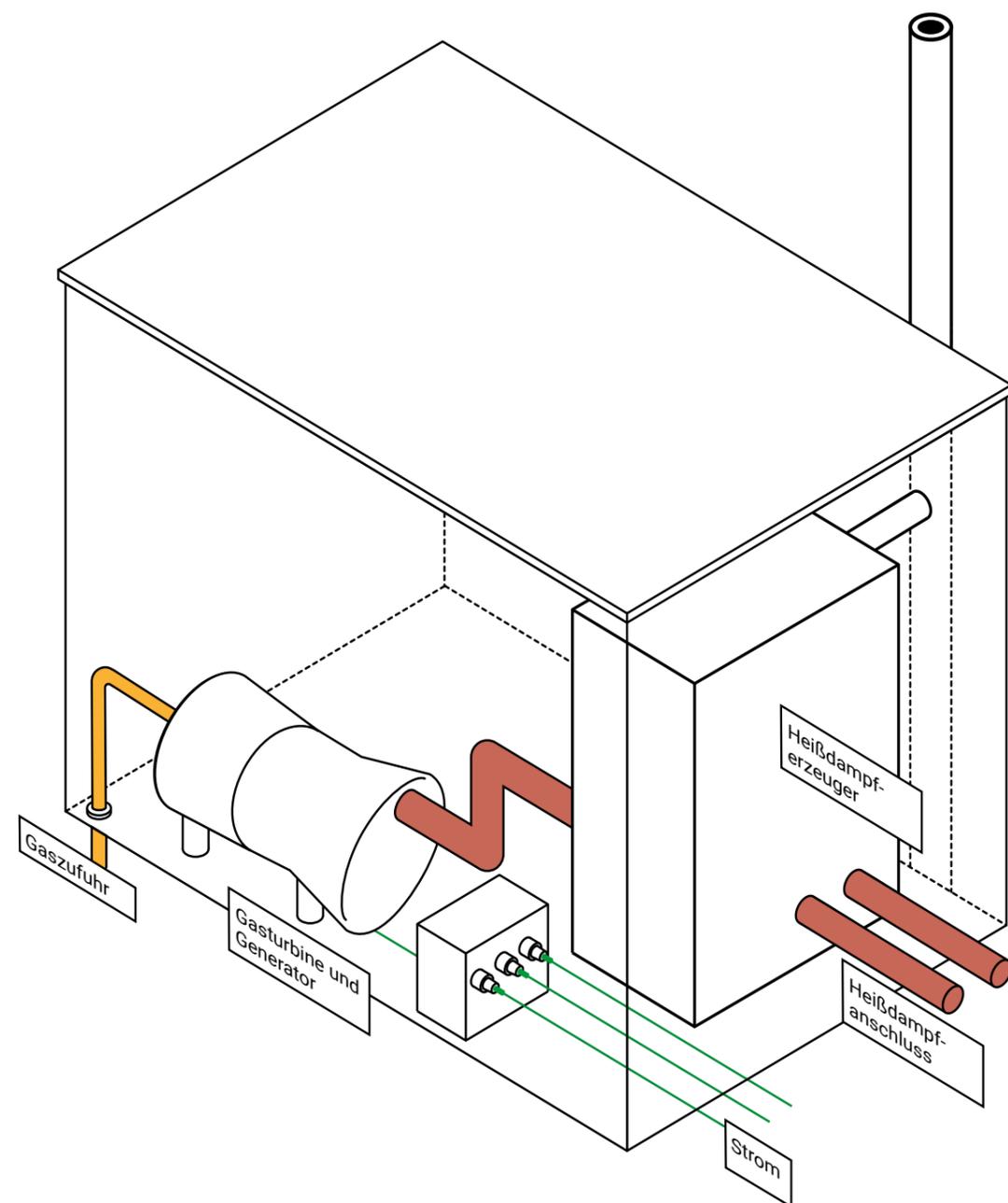
kann mit Biomethan ein Umstieg auf erneuerbare Quellen erfolgen.

<b>Einsatzgebiet</b>	verschiedenste industrielle Prozesse mit Wärmenachfrage bis 500 °C	
<b>Größe</b>	3,4–5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	ca. 50 €/kW <sub>th</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 2.800–3.500 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	20,6–23,3 GWh/a	

<b>Strombedarf</b>	20,8–35 MWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. -121 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 48 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	– einfache, flexible und etablierte Technik – THG-neutral und erneuerbar
<b>Nachteile</b>	– Biomethan für Niedertemperaturwärme grundsätzlich zu wertvoll

Biomethan-Niedertemperaturkessel

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.



Biomethan-Gasturbinen-Heizwerk

## 35 Biomethan-Gasturbinen-Heizwerk

In einer Gasturbine wird zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) verbrannt und eine Welle angetrieben, an der ein Generator hängt. Die Abgaswärme wird genutzt um Heißdampf mit einer Temperatur von bis zu 500 °C zu erzeugen, der dann

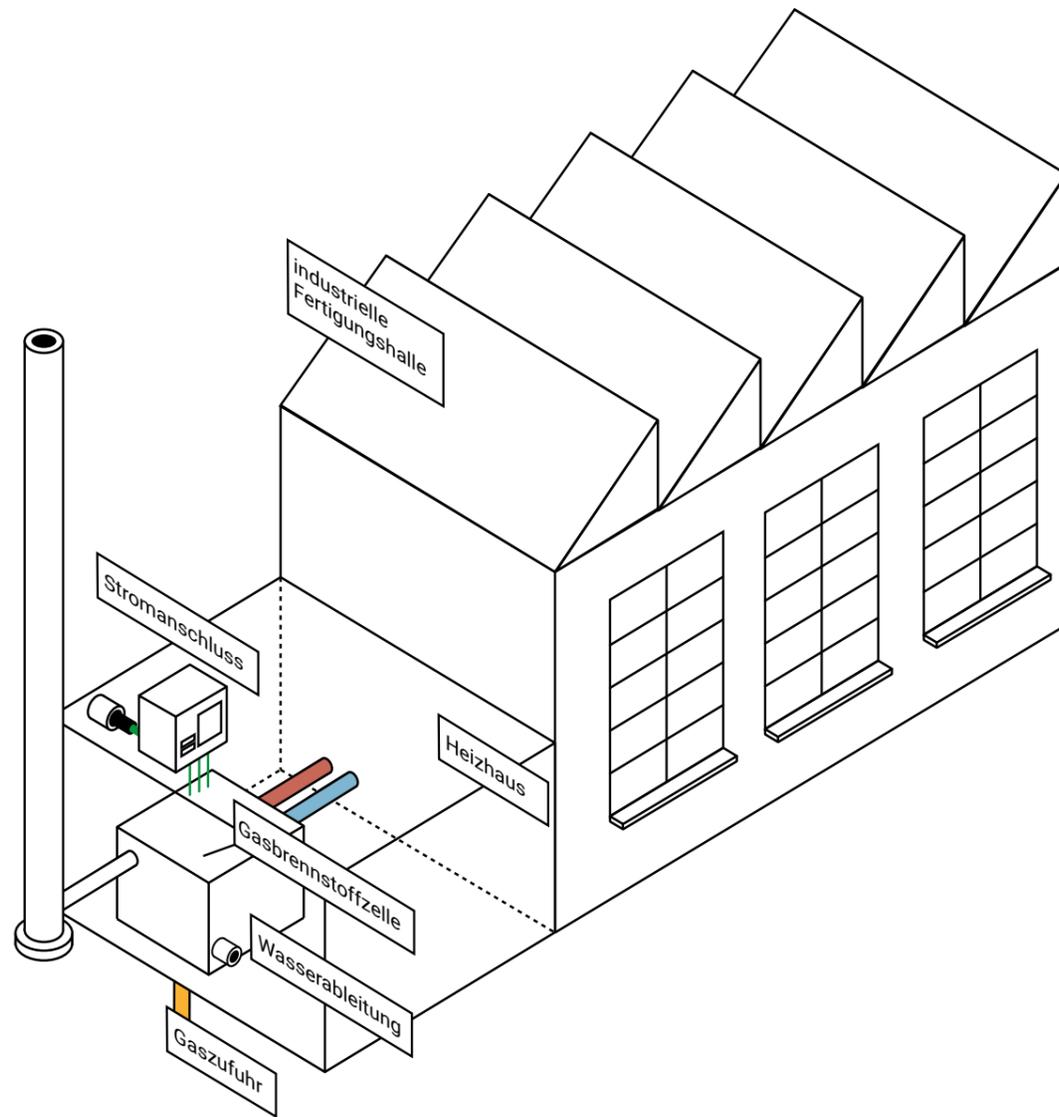
im Industriekomplex genutzt wird. Aufgrund der fehlenden Dampfverstromung ist der elektrische Nettowirkungsgrad nur mit 14 % angenommen.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Prozesswärme mit 200–500 °C
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden 5 MW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert 17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	Gesamtanlage 3,0 Mio. €
<b>Betriebskosten</b>	ca. 74.000 €
<b>Gaseinsatz</b>	31,8 GWh/a
<b>Nettostromauskopplung</b>	4,45 GWh/a

<b>THG-Emissionen<sup>1,2</sup></b>	min. -131 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 52 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– vergleichsweise flexibler Prozess</li> <li>– Auskopplung von Strom verbessert die Klimabilanz im heutigen Stromsystem weiter</li> <li>– mit Biomethan hohe THG-Minderung</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Stromproduktion erhöht die Investitionskosten erheblich</li> <li>– Biomethan ist vergleichsweise teuer im Bezug</li> </ul>

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.

<sup>2</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).



## 36 Biomethan-Brennstoffzelle

Eine moderne Bereitstellung von industrieller Niedertemperaturwärme könnte der Einsatz von Methan-Brennstoffzellen sein. Hierbei wird parallel zur gewünschten Wärme mit hoher

Effizienz Strom bereitgestellt, der i. d. R. im industriellen Umfeld mitgenutzt werden kann. Für die Zukunft kann mit Biomethan ein Umstieg auf erneuerbare Quellen erfolgen.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Niedertemperaturbereitstellung bis 200 °C	
<b>Größe</b>	5 MW <sub>th</sub> (7,3 MW <sub>el</sub> )	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	4.400 €/kW <sub>th</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 400.000 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	ca. 55 GWh/a	
<b>Strombedarf</b>	8,8 MWh/a	

<b>Strombereitstellung</b>	25,7 GWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	min. -143 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 55 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung</li> <li>- THG-neutral und erneuerbar</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hohe Investitionskosten</li> <li>- Da im Konzept nur wenig Flexibilität vorgesehen ist, erscheint der Wert des Biomethans zu hoch für diese Anwendung.</li> </ul>

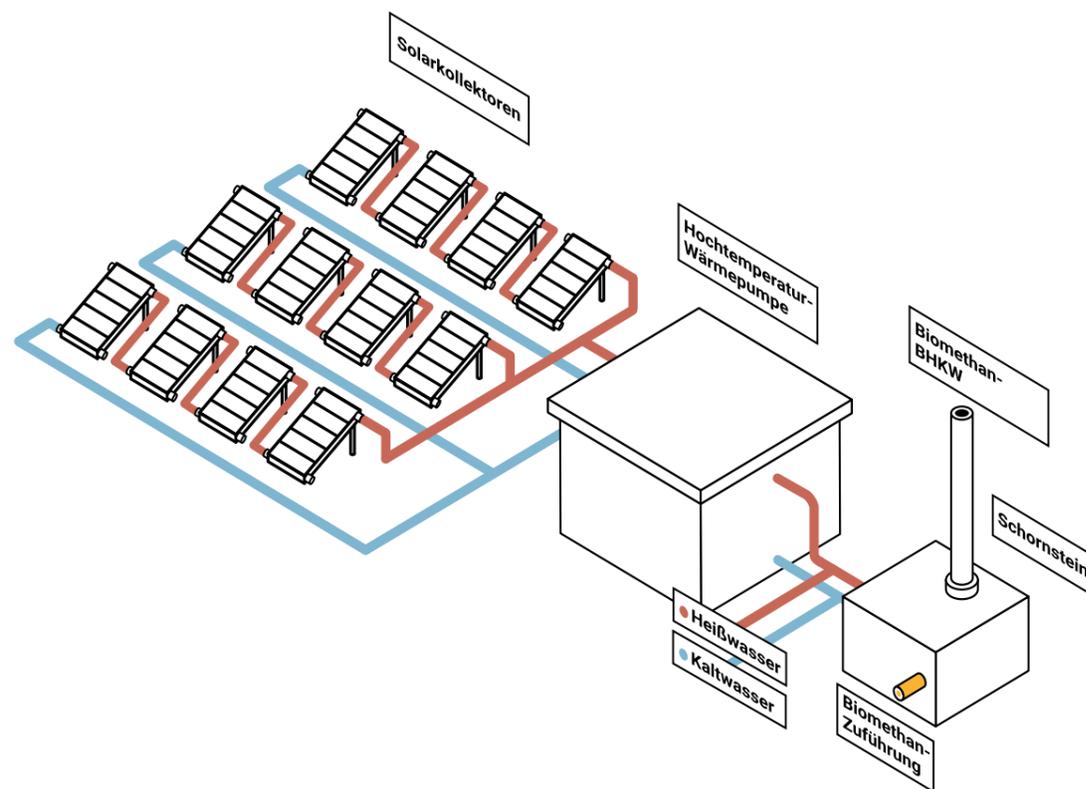
Biomethan-Brennstoffzelle

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.

## 37 Hochtemperatur-Wärmepumpe mit solarthermischer Vorheizung und Biomethan-BHKW Back-up

Zur Bereitstellung von knapp 100 °C heißem Fernwärmewasser sind übliche Wärmepumpen und solarthermische Anlagen allein meist nur bedingt geeignet. In Kombination einer Abwärmenutzung, einer solarthermischen Vorwärmung und einer Hochtemperatur-Wärmepumpe kann jedoch über weite Teile des Jahres eine erneuerbare Wärmebereitstellung für ein Wärmenetz

ermöglicht werden. Zur Absicherung und zur Unterstützung im Winter in Zeiten maximaler Wärmenachfrage wird zusätzlich ein Biomethan-BHKW integriert, das die Spitzenlastwärme bereitstellt und parallel Stromversorgungslücken erneuerbar mit abpuffern kann.



Hochtemperatur-Wärmepumpe mit Solarthermie und Spitzenlast Biomethan-BHKW

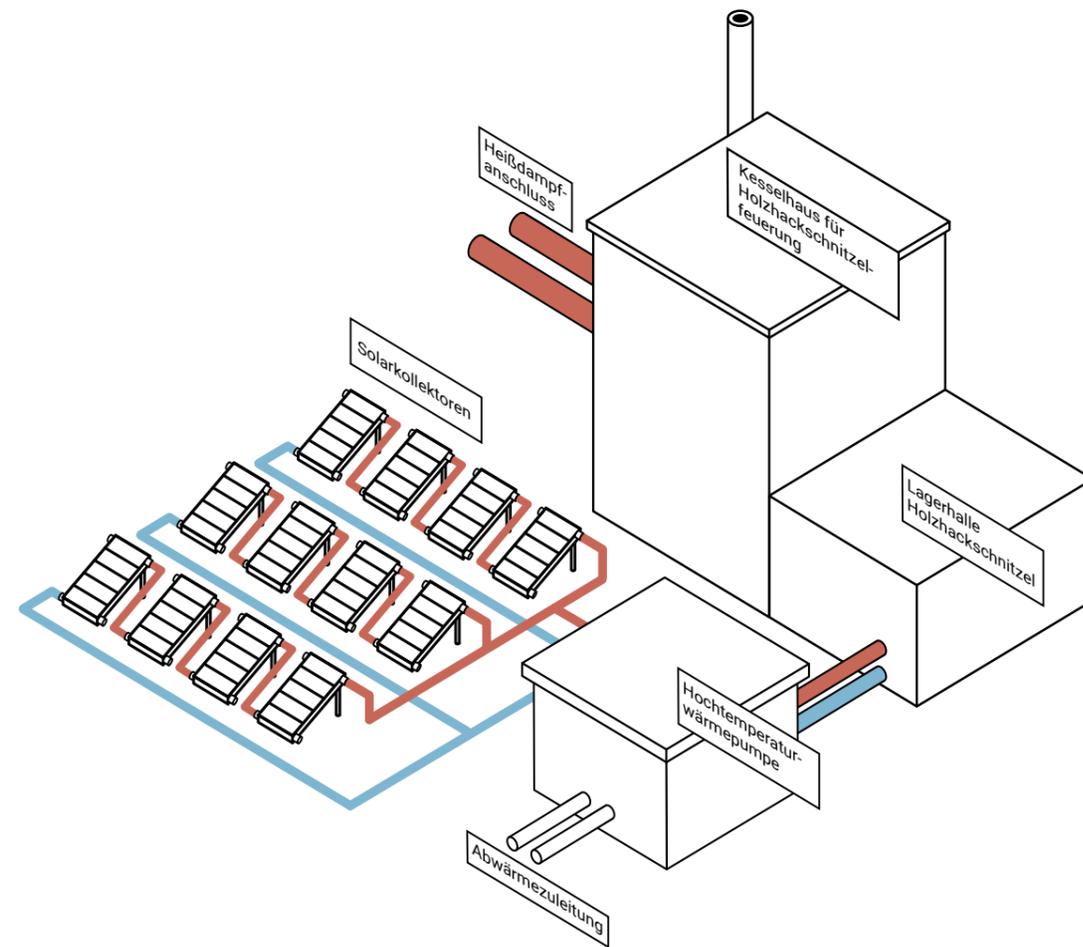
<b>Einsatzgebiet</b>	Nah- und Fernwärmebereitstellung in Ballungszentren oder größeren Industriekomplexen	
<b>Größe</b>	hier beispielhaft – Hochtemperatur-Wärmepumpe 4,5 MW <sub>th</sub> – Solarthermie 1,4 MW <sub>th</sub> – Biomethan-BHKW (5,9 MW <sub>el</sub> ) 6,25 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaliert (5 % Solarthermie, 25 % Biomethan) 18 GWh/a	
<b>Kosten</b>	– Solarthermie 0,3 Mio. € – Hochtemperatur-Wärmepumpe 3,6 Mio. € – Biomethan-BHKW 3 Mio. €	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 200.000 €/a	

<b>Biomethanbedarf</b>	11,3 GWh/a	
<b>Strombedarf</b>	für Wärmepumpe 5,6 GWh/a Sonstiges 52,5 MWh/a	
<b>Strombereitstellung</b>	4,75 GWh/a	
<b>THG-Emissionen</b>	min. 24 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 86 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ	
<b>Vorteile</b>	– vollständig erneuerbare Wärmeversorgung – Mix aus Umgebungswärme und Biomasse mit weitgehender Eigenbereitstellung des Strombedarfs v. a. im Winter	
<b>Nachteile</b>	– Gasnetz für Biomethan muss vorhanden sein – Biomethan ggf. in anderen Sektoren stärker nachgefragt	

# 38 Kombisystem aus Solarthermie, Wärmepumpe und Holzhackschnittelkessel

Um bei der Umstellung auf erneuerbare Niedertemperaturprozesswärme (bis 200 °C) nicht einseitig nur auf Holz zu setzen, wird in diesem Konzept eine solarthermische Vorwärmung mit rund 5 % des Jahreswärmebedarfs und dem Nachheizen mit

Holzhackschnittel (40 %) um eine Wärmepumpe arrangiert. Hierdurch kann die Arbeitszahl der Wärmepumpe gesteigert werden und das komplette Ausfallrisiko der Heizungsversorgung vermindert werden.



Kombisystem aus Solarthermie, Wärmepumpe und Holzhackschnittelkessel

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Prozesswärme < 200 °C
<b>Größe</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pauschaler Wert 5 MW<sub>th</sub></li> <li>- Nennleistung Wärmepumpe 3,3 MW<sub>th</sub></li> <li>- HHS-Kesselleistung 4,7 MW<sub>th</sub></li> <li>- solarthermische Anlage 1.750 m<sup>2</sup></li> </ul>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pauschaler Wert 17,5 GWh/a</li> <li>- Solarthermie 5 %</li> <li>- HHS-Zuheizung 40 %</li> </ul>
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wärmepumpe 800 €/kW<sub>th</sub></li> <li>- Solarthermie 170 €/m<sup>2</sup></li> <li>- HHS-Kessel inkl. Lager 175 €/kW<sub>th</sub></li> </ul>
<b>Betriebskosten</b>	140.000 €/a
<b>Holzhackschnittelbedarf</b>	3.125 t/a

<b>Strombedarf</b>	3.850 Wh/a (Wärmepumpe) 7.107 MWh/a in Σ
<b>THG-Emissionen</b>	min. 12 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 34 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- erneuerbare, weitgehend THG-neutrale Lösung</li> <li>- Stromeinsatz für Wärmepumpe wird deutlich gemindert</li> <li>- minderwertige HHS-Qualität einsetzbar</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- komplexes System</li> <li>- hoher Regelungs- und Optimierungsaufwand</li> </ul>

## 39 Elektro-Lichtbogen

Hohe Temperaturen für industrielle Prozesse lassen sich auch über Elektro-Lichtbögen erzeugen (z. B. alternatives Metallschmelzen). Hierbei wird Strom durch ein leitendes Produkt

geleitet. Zwischen Elektroden und Produktmaterial bildet sich in der Luft ein Lichtbogen aus, dessen Hitze zum Schmelzen des Materials führt.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Hochtemperaturwärme über 500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden	5 MW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	je nach Anlagenkonzept z. B.	115.000 €
<b>Betriebskosten</b>	hier z. B.	30.000 €/a

<b>Strombedarf</b>	17,5 GWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 50 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 166 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	– Ankopplung an Stromsektor – je nach Prozess gewisse Leistungsflexibilität möglich
<b>Nachteile</b>	– hoher Strombedarf – THG-Wirkung abhängig vom Strombezug

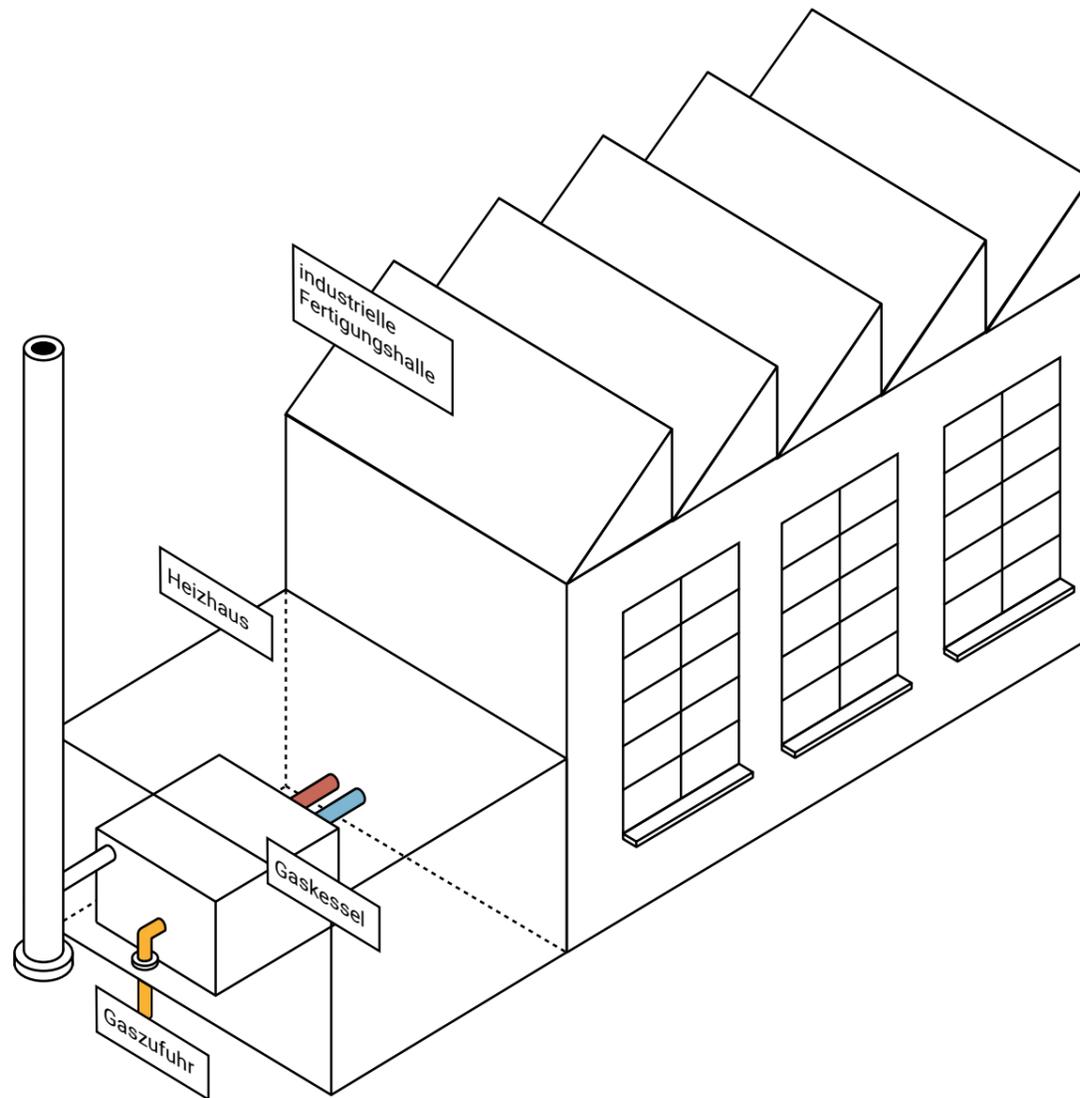


Elektro-Lichtbogenofen zum Einschmelzen von Stahlschrott zur Herstellung von Stahl-Neuprodukten

# 40 Gas-Niedertemperaturkessel

Für die industrielle Wärmebereitstellung bis 500 °C (Dampf) sind Gaskessel die heutige Standardvariante.

<b>Einsatzgebiet</b>	verschiedenste industrielle Prozesse mit Wärmenachfrage bis 500 °C	
<b>Größe</b>	3,4–5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	ca. 50 €/kW <sub>th</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 2.800–3.500 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	20,6–23,3 GWh/a	
<b>Strombedarf</b>	20,8–35 MWh/a	
<b>THG-Emissionen</b>	80 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ	
<b>Vorteile</b>	– einfache, flexible und etablierte Technik	
<b>Nachteile</b>	– hohe THG-Emissionen – Einsatz fossiler Energien	



Gas-Niedertemperaturkessel

# 41 Gas-Kessel

Für die industrielle Wärmebereitstellung bis 500 °C (Dampf) sind Gaskessel die heutige Standardvariante. Im Leistungsbereich bis 200 °C kann je nach Anwendung auf den Dampfteil verzichtet werden.

<b>Einsatzgebiet</b>	verschiedenste industrielle Prozesse mit Wärmenachfrage bis 500 °C	
<b>Größe</b>	3,4–5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	ca. 50 €/kW <sub>th</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 2.800–3.500 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	20,6–23,3 GWh/a	

<b>Strombedarf</b>	20,8–35 MWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	72 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	– einfache, flexible und etablierte Technik
<b>Nachteile</b>	– hohe THG-Emissionen – Einsatz fossiler Energien

# 42 Gas-Direktfeuerung

Für Hochtemperaturanwendungen über 500 °C kann eine Gas-Direktfeuerung genutzt werden. Dabei strömt Gas über Brennerlanzen oder -öffnungen und verbrennt mit vielen Flammen

(vergleichbar Gasherd). Über die entstehende Hitzestrahlung können sehr hohe Temperaturen erreicht werden, wie sie z. B. für das Emaillieren notwendig sind.

<b>Einsatzgebiet</b>	Hochtemperaturprozesse über 500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden 5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	je nach Anwendungsfall z. B. 120.000 €	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 10.000 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	1,6 Mio. m <sup>3</sup>	

<b>Strombedarf</b>	ca. 21 MWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	60 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	– flexibler Einsatz – niedrige Luftschadstoffemissionen → geringes Verunreinigungsrisiko von schmelzenden Materialschichten
<b>Nachteile</b>	– nicht erneuerbar – nicht THG-neutral – vergleichsweise kostenintensiver Brennstoff

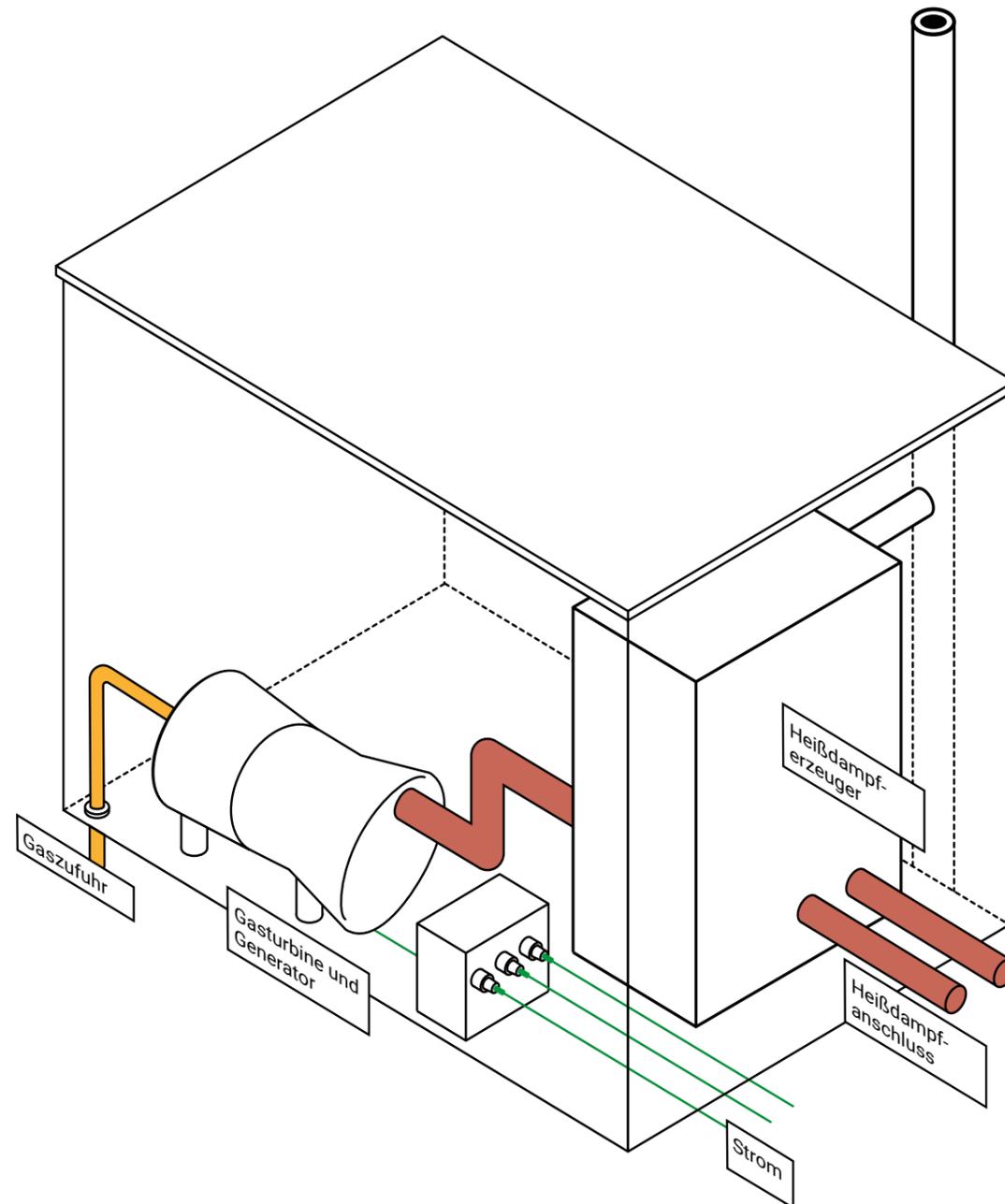
## 43 Gasturbinen-Heizwerk

In einer Gasturbine wird Erdgas verbrannt und eine Welle angetrieben, an der ein Generator hängt. Die Abgaswärme wird genutzt, um Heißdampf mit einer Temperatur von bis zu 500 °C

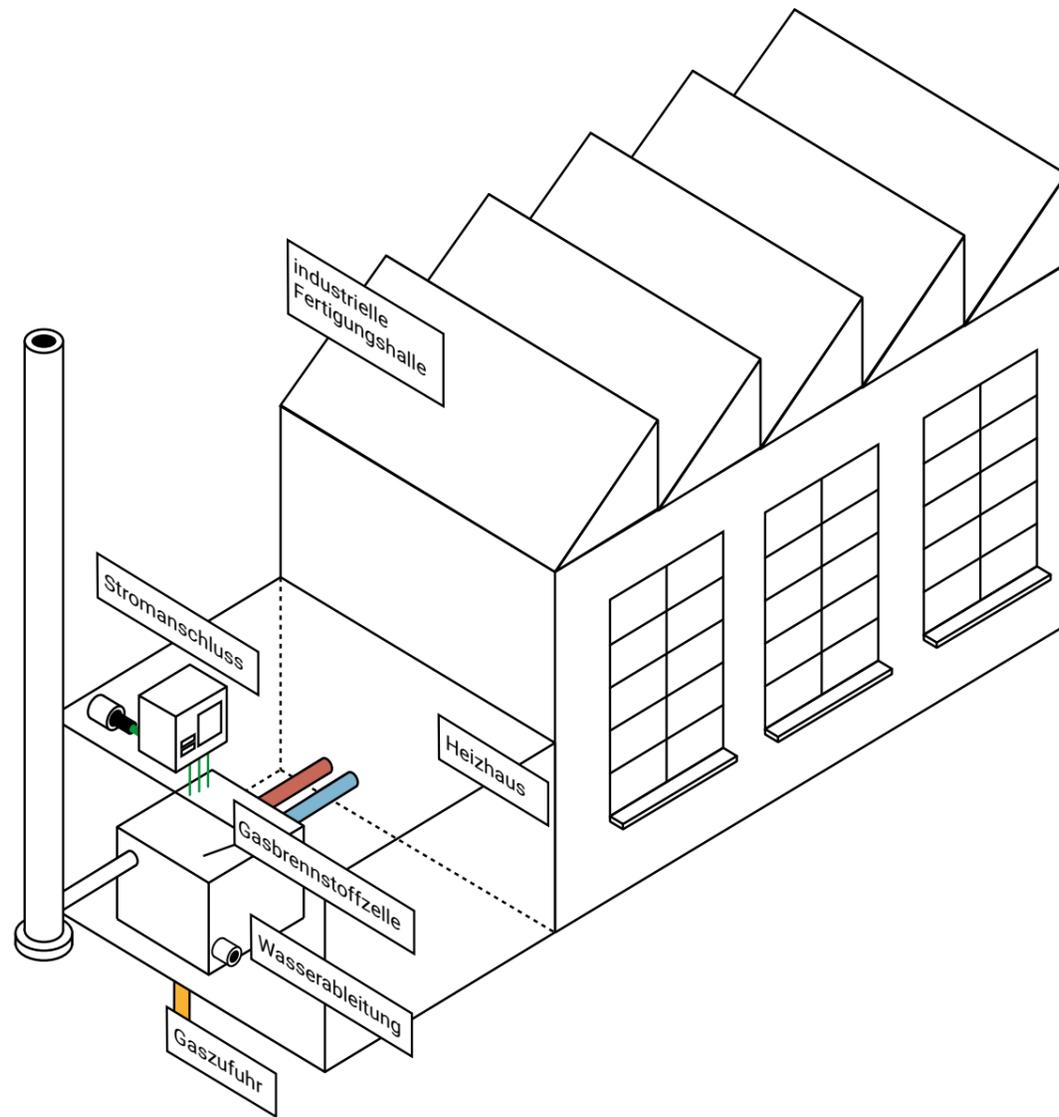
zu erzeugen, der dann im Industriekomplex genutzt wird. Aufgrund der fehlenden Dampfverstromung ist der elektrische Nettowirkungsgrad nur mit 14 % angenommen.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Prozesswärme mit 200–500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden 5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	Gesamtanlage	ca. 2,9 Mio. €
<b>Betriebskosten</b>	ca. 72.000 €	
<b>Gaseinsatz</b>	31,8 GWh/a	

<b>Nettostromauskopplung</b>	4,45 GWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	76 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– vergleichsweise flexibler Prozess</li> <li>– Auskopplung von Strom verbessert die Klimabilanz im heutigen Stromsystem</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Stromproduktion erhöht die Investitionskosten erheblich</li> <li>– Erdgaseinsatz ist mit hohen THG-Emissionen verbunden</li> </ul>



Gasturbinen-Heizwerk



## 44 Gas-Brennstoffzelle

Eine moderne Bereitstellung von industrieller Niedertemperaturwärme könnte der Einsatz von Methan-Brennstoffzellen sein. Hierbei wird parallel zur gewünschten Wärme mit hoher

Effizienz Strom bereitgestellt, der i. d. R. im industriellen Umfeld mitgenutzt werden kann.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Niedertemperaturbereitstellung bis 200 °C	
<b>Größe</b>	5 MW <sub>th</sub> (7,3 MW <sub>el</sub> )	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	4.400 €/kW <sub>th</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 400.000 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	ca. 55 GWh/a	

<b>Strombedarf</b>	8,8 MWh/a
<b>Strombereitstellung</b>	25,7 GWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	min. 100 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 103 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- gekoppelte Strom- und Wärmebereitstellung
<b>Nachteile</b>	- hohe Investitionskosten - nicht-erneuerbar - hohe THG-Emissionen

# 45 Kohle-Direktzugabefeuierung

Im Hochtemperaturbereich gibt es industrielle Prozesse, bei denen eine direkte Vermischung von Rohstoff und Brennstoff für eine gewünschte Prozessreaktion möglich ist (z. B. Stahlschmelze, Zementproduktion). In diesem Anwendungsfall soll es

lediglich um die Temperaturerreichung von über 500 °C gehen und nicht um eine ggf. notwendige Reduktion von Inhaltsstoffen durch Kohlenstoffreaktionen.

<b>Einsatzgebiet</b>	industrielle Hochtemperaturwärme über 500 °C	
<b>Größe</b>	bei 3.500 Vollbenutzungsstunden 5 MW <sub>th</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	17,5 GWh/a
<b>Kosten</b>	beispielhaft je nach Anlagenkonzept 120.000 €	
<b>Betriebskosten</b>	hier beispielhaft	5.000 €/a

<b>Kohlebedarf</b>	17,5 GWh/a
<b>Strombedarf</b>	ca. 26 MWh/a
<b>THG-Emissionen</b>	108 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- kostengünstiger Energieträger</li> <li>- einfache Lagerfähigkeit</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	- hohe THG-Emissionen

# 46 Stahlkoks aus Steinkohle

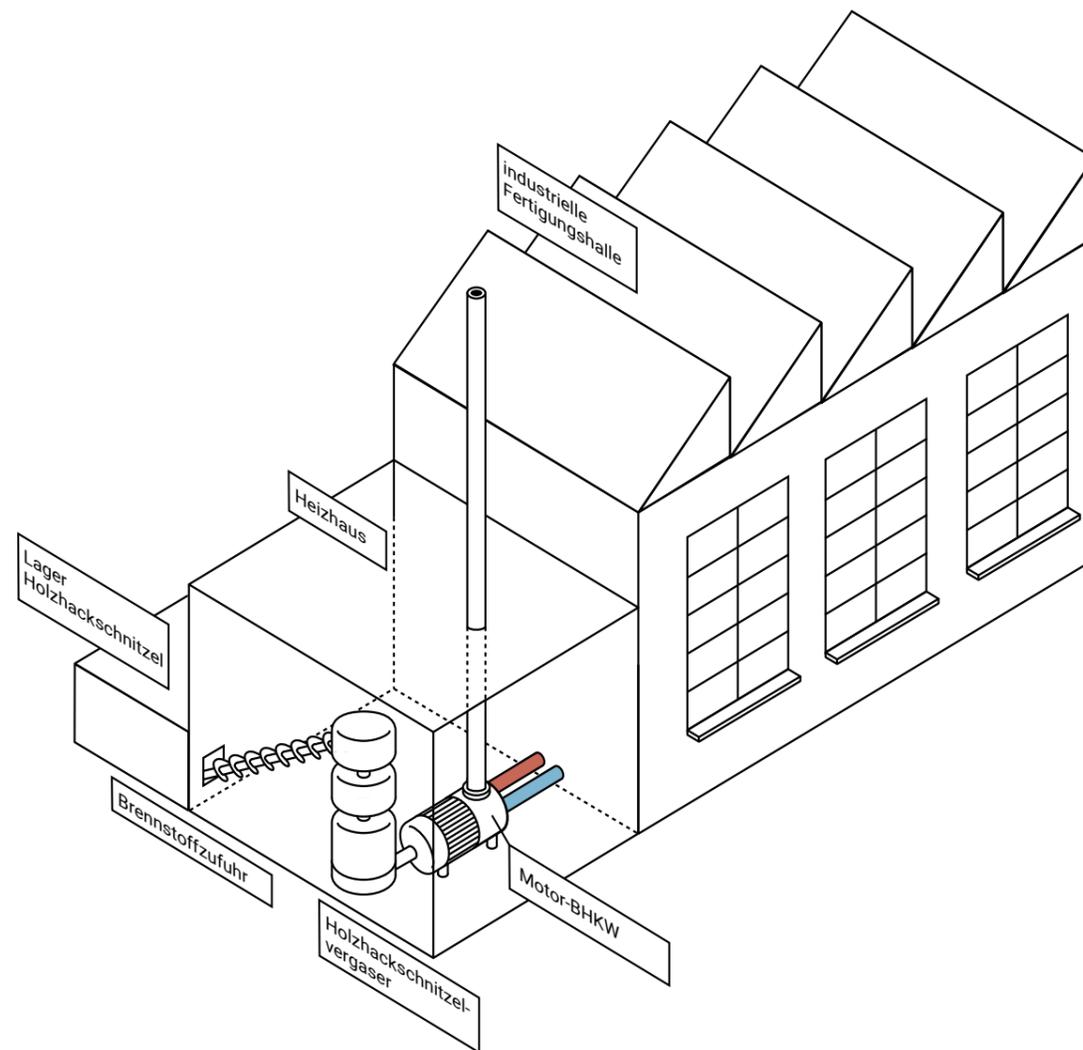
In der Stahlherstellung wird als Reduktionsmittel Koks benötigt. Dieser dient auch zur Energiebereitstellung zur Schmelze, soll aber auch Spurenstoffe aus dem Roherz ausspülen.

<b>Einsatzgebiet</b>	Stahlherstellung
<b>THG-Emissionen</b>	148 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ

## 47 Holzackschnitzelvergaser-BHKW mit Übergang auf Brennstoffzelle ab 2035 (kaskadiert)

Zwei bis vier Dutzend Holzackschnitzelvergaser-BHKW an einem oder mehreren Standorten am Leitungsnetz produzieren inklusive der Wärmepufferung des Wärmenetzes und der Verbraucherübergabestationen flexibel Strom und Wärme nach

Nachfrage. Die kaskadierte Aufstellung garantiert eine hohe Verfügbarkeit und Kostensenkungspotenziale bei Herstellung und Wartung. Als Brennstoffe kommen höher qualitative aufbereitete Holzackschnitzel zum Einsatz.



Holzackschnitzelvergaser-BHKW mit Übergang auf Brennstoffzelle

<b>Einsatzgebiet</b>	leitungsgebundene Wärme	
<b>Größe</b>	in Summe hier pauschaliert 11,8 MW <sub>m</sub> (8,4 MW <sub>e</sub> )	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	18 GWh/a
<b>Kosten</b>	15,3 Mio. €	
<b>Betriebskosten</b>	ca. 460.000 €/a	
<b>Holzackschnitzelbedarf</b>	15.800 t/a mit 3,2 MWh/t	

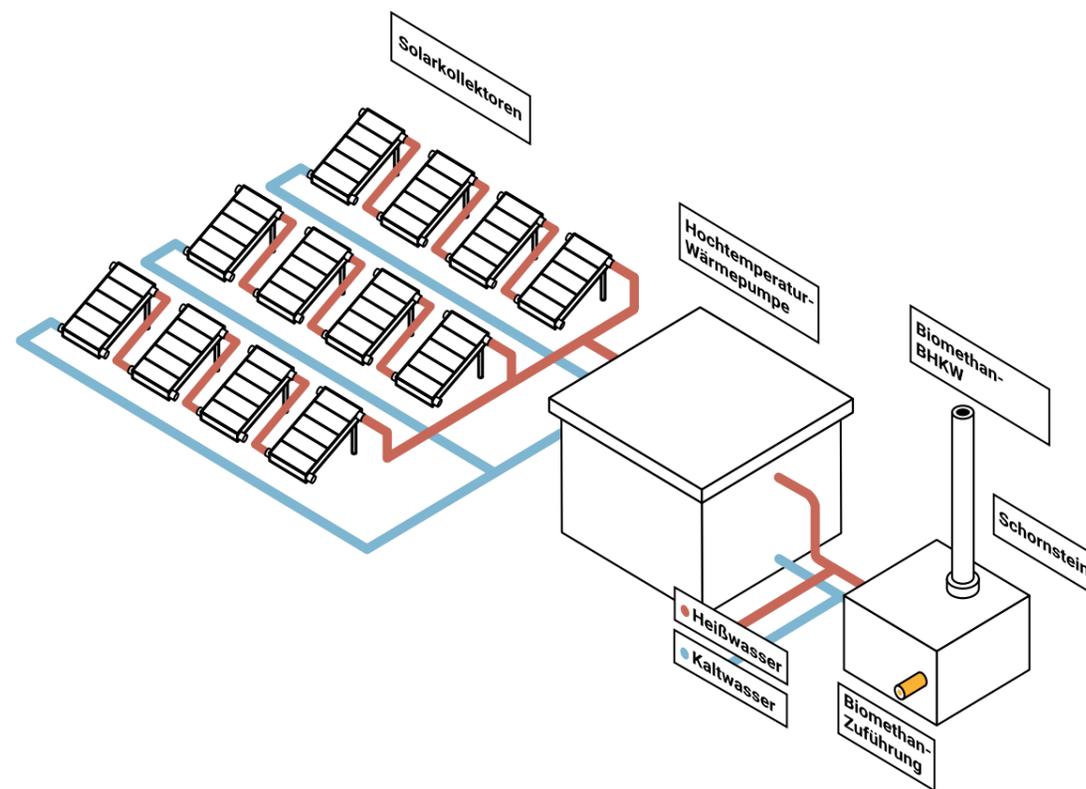
<b>Strombedarf</b>	540 MWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	4 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- vollständig erneuerbare Wärmebereitstellung</li> <li>- hohe gekoppelte Strombereitstellungseffizienz</li> <li>- hohe Systemdienlichkeit möglich</li> <li>- Aufstellung kann verteilt erfolgen</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- hoher Biomasseeinsatz</li> <li>- hoher Aufwand Brennstoffqualitätssicherung vor Ort</li> </ul>

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).

# 48 Hochtemperatur-Wärmepumpe mit Solarthermie und Spitzenlast Biomethan-BHKW

Mehrstufige Wärmepumpen können Temperaturen von über 100 °C erreichen. In Kombination mit einer solarthermischen Vorwärmung (hier 5 % der Jahreswärmefachfrage) kann die Arbeitszahl des Systems gesteigert werden. Eine gegebenenfalls notwendige höhere Nutztemperatur kann genauso über ein systemdienlich betriebenes Biomethan-BHKW bereitgestellt

werden, wie eine Spitzenlastabdeckung im Winter. Die Kombination aus BHKW und mehrstufiger Wärmepumpe erlaubt zudem eine weitgehende Nutzung der Abgas- und Motorkühlwärme des Biomethan-BHKWs. Für das Biomethan-BHKW wird ein Beitrag von 25 % zur Gebäudewärmeversorgung angenommen.



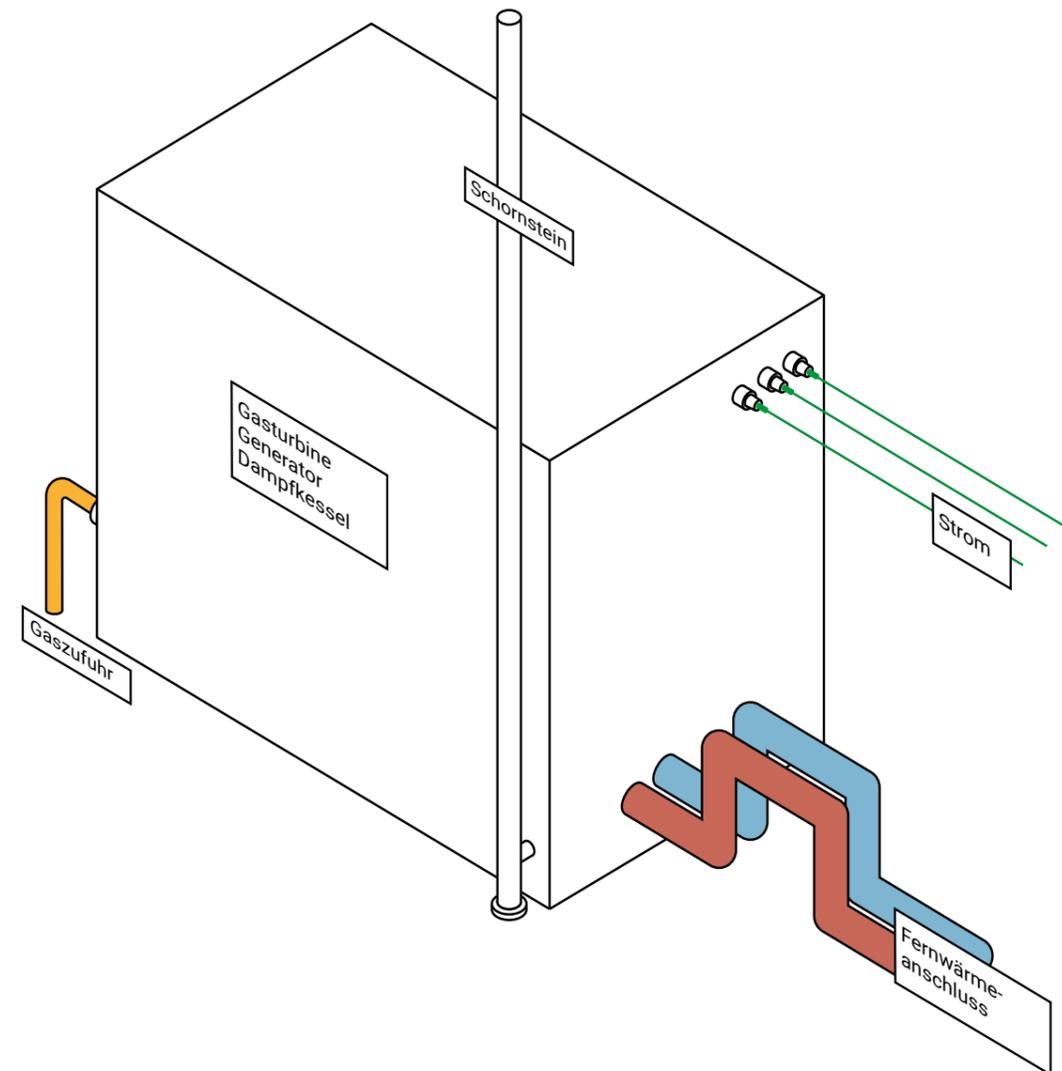
Hochtemperatur-Wärmepumpe mit Solarthermie und Spitzenlast Biomethan-BHKW

<b>Einsatzgebiet</b>	leitungsgebundene Wärme	
<b>Größe</b>	pauschaler Wert	10 MW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	18 GWh/a
<b>Kosten</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solarthermieanlage für 2.000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche 300.000 €</li> <li>- Mehrstufige Wärmepumpe für 4,5 MW<sub>th</sub> 3,6 Mio. €</li> <li>- Biomethan-BHKW für 6,3 MW<sub>th</sub> 3 Mio. €</li> <li>- Montagekosten 30.000 €</li> </ul>	
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung und Schornsteinfeger 200.000 €/a	
<b>Biomethanbedarf</b>	11,25 GWh/a	

<b>Strombedarf</b>	5,6 GWh/a für Wärmepumpe 0,1 GWh/a sonstiger Betrieb
<b>THG-Emissionen<sup>1,2</sup></b>	min. -23 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ max. 46 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- komplett erneuerbare Wärmebereitstellung</li> <li>- Einbindung von kostenfreier solarthermischer Energie</li> <li>- systemdienliche Kombination Wärmepumpe und Biomasse-KWK</li> <li>- im Vergleich zu anderen Systemen tendenziell niedrigere Investitionskosten</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- komplexes System</li> <li>- mit Biomethan kostenintensiver Brennstoff</li> <li>- begrenzte Biomasse</li> </ul>

<sup>1</sup> Bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern treten unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Dafür werden THG-Gutschriften vergeben. Ein hoher Anteil Gülle im Substratmix kann so zu negativen THG-Emissionen führen.

<sup>2</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thran et al. 2013).



## 49 Gasturbinen-Dampf-Heizkraftwerk (GuD)

Für eine flexible Strom- und Wärmebereitstellung mit hohen elektrischen Wirkungsgraden bieten sich vergleichsweise kostengünstige GuD-Heizkraftwerke an. Dabei wird in einer ersten Stufe in einem intern befeuerten Prozess mechanisch Energie in einer Turbine und heißes Abgas gewonnen. Das

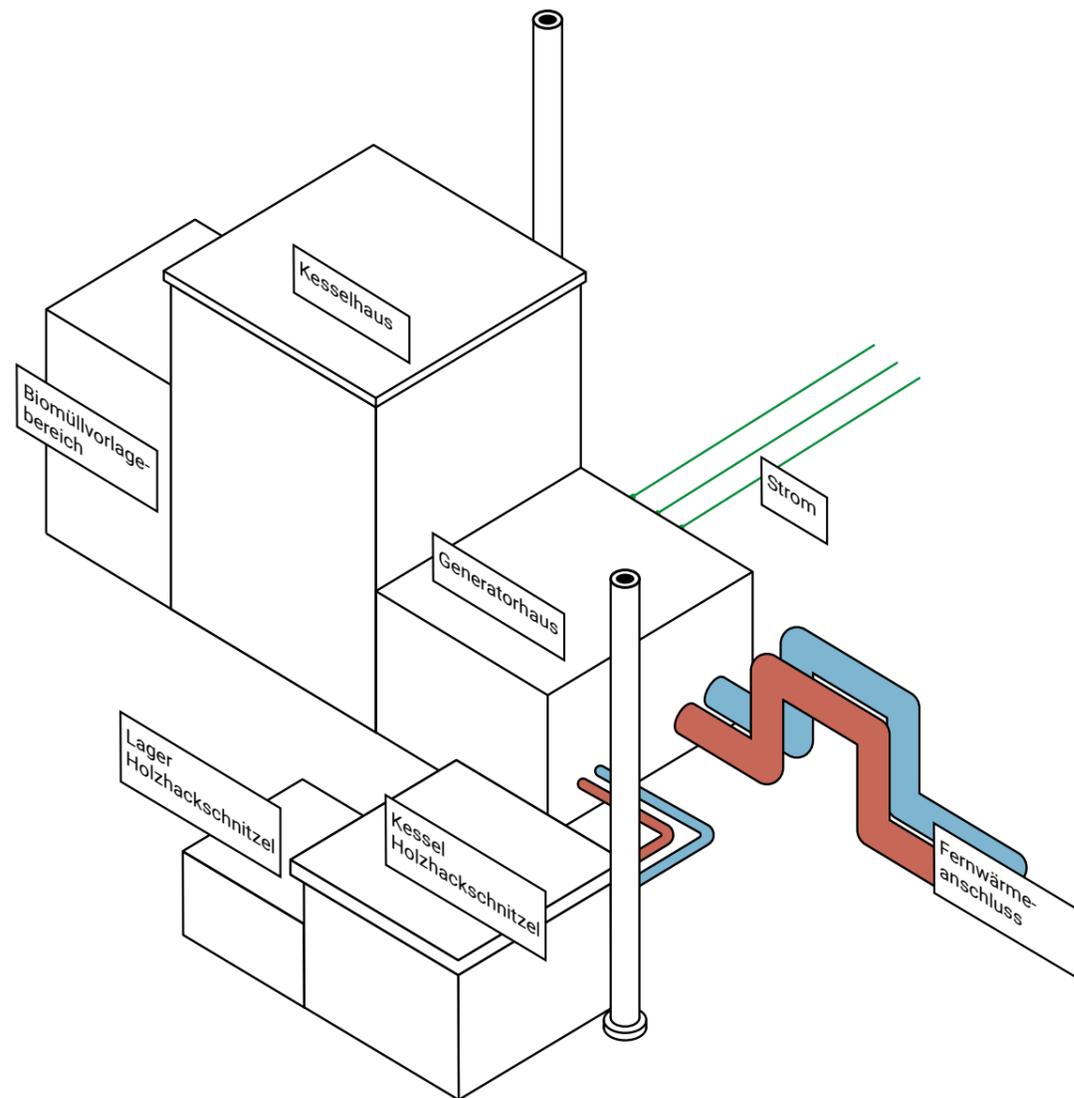
heiße Abgas wird dann für einen klassischen Dampfturbinen-Prozess genutzt. Mittels Wärmeauskopplung kann Wärme auf verschiedene Temperaturebenen für leitungsgebundene Wärmeanwendungen gewonnen werden. Grundsätzlich kann auch ein Betrieb mit aufbereitetem Biomethan erfolgen.

<b>Einsatzgebiet</b>	Versorgung von Wärmenetzen bei gleichzeitiger Bereitstellung von Spitzenlaststrom	
<b>Größe</b>	MW-Bereich	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	18 GWh/a
<b>Kosten</b>	1.000 €/kW <sub>el</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	115.000 €/a	
<b>Gasbedarf</b>	51 GWh/a	

<b>Parallele Strombereitstellung</b>	20 GWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	63 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- vergleichsweise geringe Baukosten</li> <li>- sehr flexibler Betrieb möglich</li> <li>- hohe elektrische Nutzungsgrade</li> <li>- umstellbar auf Biomethan ggf. auch PtH<sub>2</sub></li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- teurer Brennstoff</li> <li>- signifikante Stromerlöse für wirtschaftlichen Betrieb nötig</li> <li>- mit Erdgas nicht zukunftsfähig</li> </ul>

Gasturbinen-Dampf-Heizkraftwerk

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).



## 50 Müllheizkraftwerk in Verbindung mit Holzhackschnittelkessel

Aufgrund der Technischen Anleitung Siedlungsabfälle dürfen Abfälle nur noch deponiert werden, wenn der Restkohlenstoffanteil kleiner 1 % ist. Entsprechend wird versucht den C-Anteil weitgehend separat zu erfassen („Grüne Tonne“, „Papier“, „Plastik/Kunststoff-Verpackung“, getrennter Sperrmüll). Unabhängig davon enthält der verbleibende Hausmüll noch zu hohe C-Anteile und muss daher vor der Deponierung in Müllheizkraftwerken thermisch verwertet werden. Um ausreichende

Heizwerte zu erreichen, sind auch heizwertreiche Fraktionen wie z. B. Sperrmüll mitzubrennen. Die Abwärme der Müllheizkraftwerke kann in eine leitungsgebundene Wärmeversorgung eingebunden werden. Da das Müllheizkraftwerk weite Teile des Jahres möglichst in Nennlast betrieben werden sollte, wird für die Winterspitze ein zusätzlicher Holzhackschnittelkessel in das Konzept integriert.

<b>Einsatzgebiet</b>	leitungsgebundene Wärme	
<b>Größe</b>	pauschaliert hier beispielhaft	
	- Müll-HKW	13,5 GWh <sub>th</sub>
	- HHS-Kessel	4,5 GWh <sub>th</sub>
	- Müll-HKW	4,65 MW <sub>th</sub>
	- HHS-Kessel	6,8 MW <sub>th</sub>
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	hier pauschaliert angenommen (75 % Müll, 25 % HHS) 18 GWh/a	
<b>Kosten</b>	- Müll-HKW	7,8 Mio. €
	- HHS-Kessel inkl. Lager	1,14 Mio. €
<b>Betriebskosten</b>	ca. 250.000 €/a	

<b>Holzhackschnittelbedarf</b>	2.260 t/a bei 3,2 MWh/t
<b>Strombedarf</b>	113 MWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	29 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	- optimierte Systemeinbindung der Müllverwertung
	- ganzjährige Bereitstellung des leitungsgebundenen Wärmebedarfs
	- BECCS/U <sup>2</sup> an einem Standort möglich
<b>Nachteile</b>	- Holzhackschnittelinsatz zur reinen Wärmebereitstellung ohne Strombereitstellung

Müllheizkraftwerk in Verbindung mit Holzhackschnittelkessel

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).

<sup>2</sup> Bioenergy based Carbon Capture and Storage or Utilisation: Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus dem Abgas mit anschließender Deponierung oder Verwendung

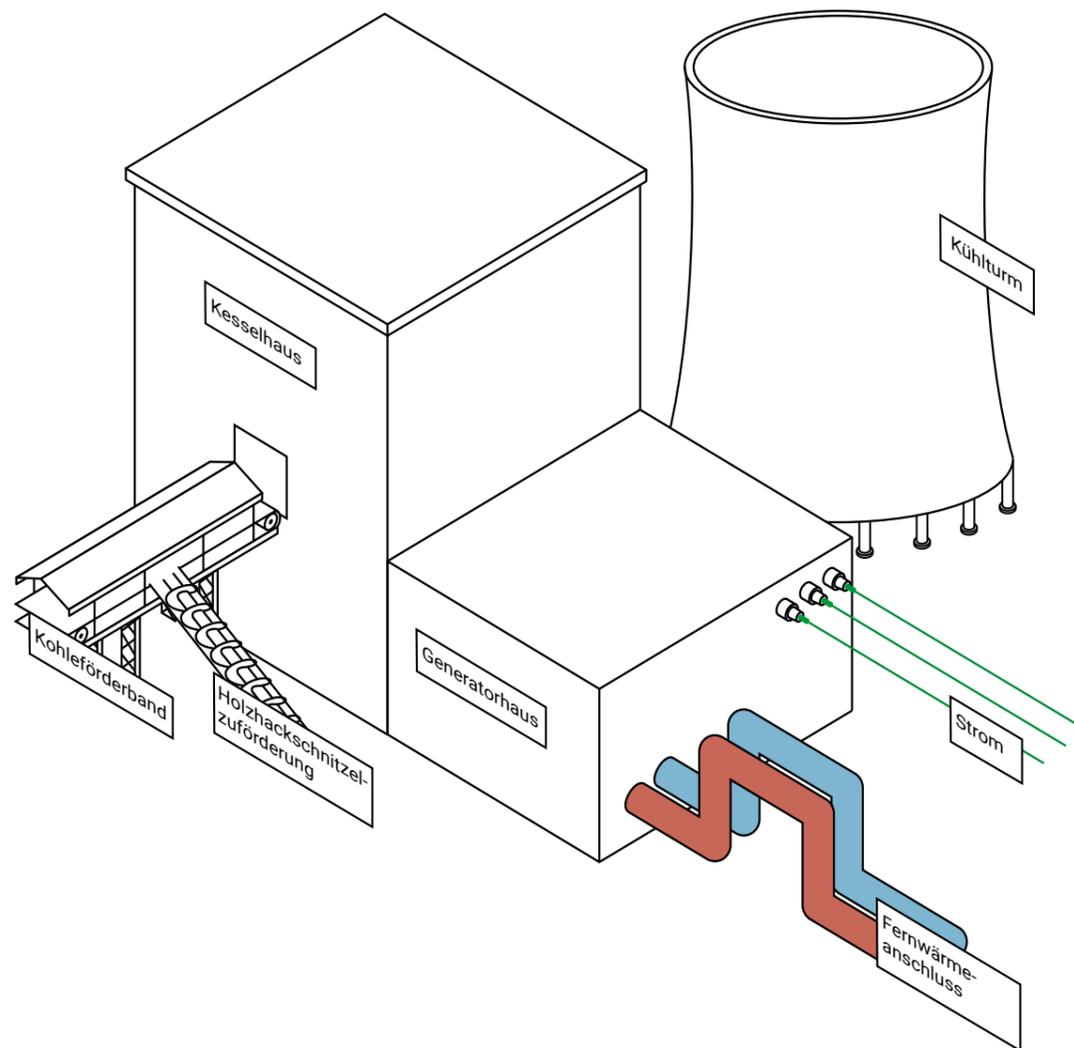
# 51 Kohle-Heizkraftwerk mit Holzackschnitzelmitverbrennung

In bestehenden Kohleheizkraftwerken können mit wenig Aufwand bis zu 5 % an Holzackschnitzeln mitverbrannt werden. Größere Mengen erfordern entweder tiefgehendere Umbauten in der Brennstoffzuführung und den Kohlemühlen

bzw. eigene Zuführungssysteme zum Kessel. Die Holzackschnitzelmitverbrennung kann stellvertretend für die „geringfügige“ Zuführung von biogenen Rest- und Abfallstoffen (wie z. B. Klärschlamm) stehen.

<b>Einsatzgebiet</b>	Fernwärmebereitstellung gekoppelt an die Strombereitstellung in Ballungszentren oder größeren Industriekomplexen	
<b>Größe</b>	typische Anlagengrößen liegen zwischen 10 und 100 MW je Block	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	18 GWh/a
<b>Kosten</b>	ca. 1.300 €/kW <sub>el</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	pauschal 160.000 €/a	
<b>Holzackschnitzel-einsatz</b>	2.800 t/a	

<b>Kohleeinsatz</b>	171 GWh/a
<b>Parallele Stromproduktion</b>	68,4 GWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	97 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- bestehende Kraftwerksinfrastruktur ist weiter nutzbar</li> <li>- Restbiomassen können vergleichsweise kostengünstig genutzt werden</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- nur sehr geringe THG-Minderung</li> <li>- Weiterbetrieb Kohleverstromung</li> </ul>



Kohle-Heizkraftwerk mit Holzackschnitzelmitverbrennung

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).

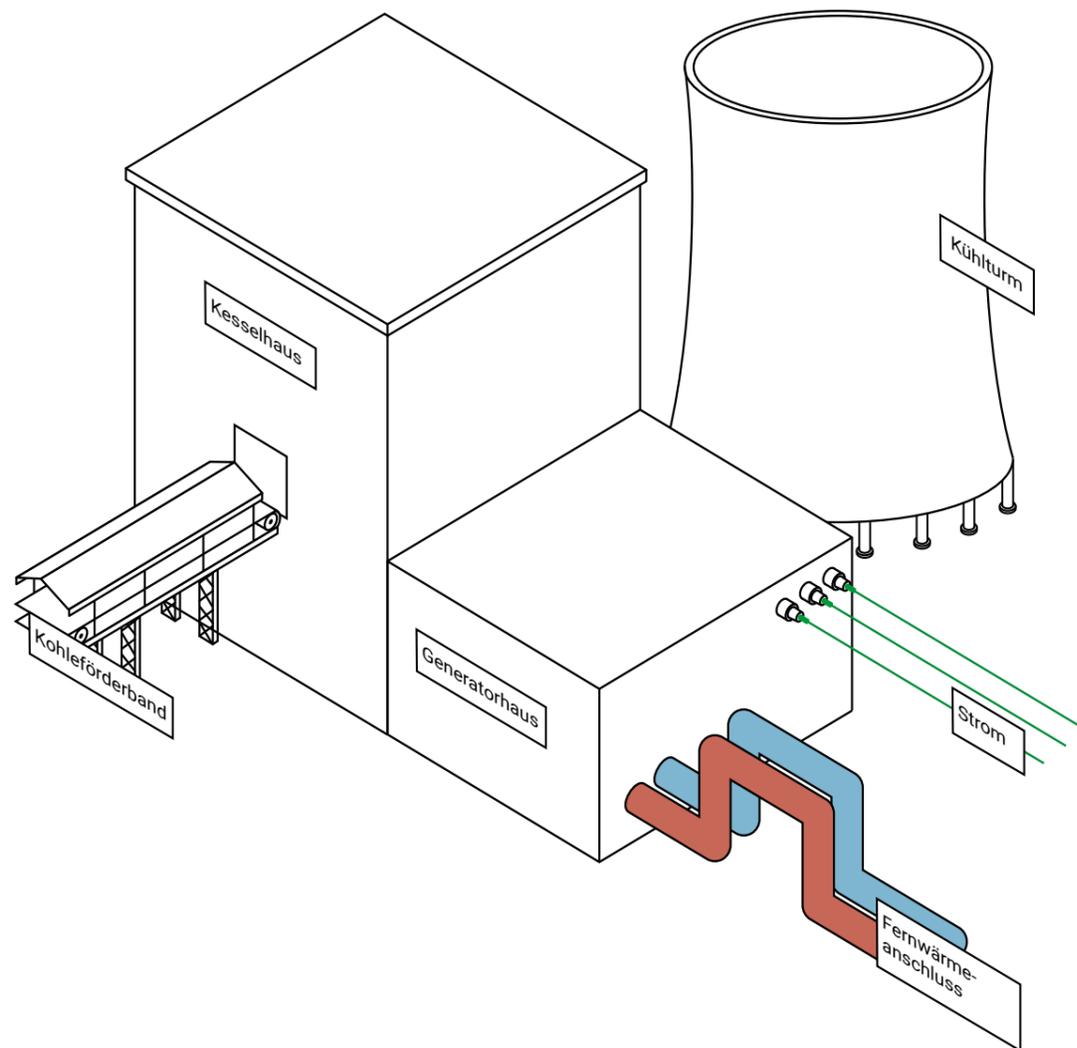
## 52 Kohle-Heiz-Kraftwerk für leitungsgebundene Wärme

Viele der bestehenden Fernwärmenetze werden über große Kohlekraftwerke versorgt. Diese wurden primär zur Strombereitstellung errichtet und können die Wärme zu „günstigen“ Preisen (Netzkosten + Verwaltung + Verwaltung + leichte Verluste bei elektrischer Effizienz) komplett anbieten, da die Wärme ansonsten komplett weggekühlt werden müsste. Da im Projekt

kein Fokus auf die Betrachtung der leitungsgebundenen Wärme lag, wurden hier nur sehr vereinfachte Annahmen getroffen. Hier wurde ein Steinkohle(heiz)kraftwerk mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 40 % (Nutzungsgrad 38 %) angenommen. Die Netzverluste über das Jahr wurden mit 10 % angenommen.

<b>Einsatzgebiet</b>	Versorgung Nah- und Fernwärmenetze	
<b>Größe</b>	11,4 MW <sub>el</sub>	
<b>Gesamtwärmebedarf</b>	pauschaler Wert	18 GWh/a
<b>Kosten</b>	1.250 €/kW <sub>el</sub>	
<b>Betriebskosten</b>	Instandhaltung, Wartung, Sonstiges 150.000 €/a	

<b>Kohlebedarf</b>	180 GWh/a
<b>THG-Emissionen<sup>1</sup></b>	102 gCO <sub>2</sub> -Äq./MJ
<b>Vorteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kohle liegt/lag als heimischer Brennstoff vor</li> <li>- etablierte Großkraftwerkstechnik</li> </ul>
<b>Nachteile</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- sehr hohe THG-Emissionen</li> <li>- verschiedene Luftschadstoffemissionen</li> </ul>



Kohle-Heiz-Kraftwerk für leitungsgebundene Wärme

<sup>1</sup> In KWK-Prozessen erfolgte die Aufteilung der THG-Emissionen zwischen den Produkten Wärme und Strom mittels exergetischer Allokation nach (Thrän et al. 2013).

# Literaturverzeichnis

AEE (2019): Endenergieverbrauch nach Strom, Wärme und Verkehr. Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/endenergieverbrauch-nach-strom-waerme-und-verkehr>.

AG Energiebilanzen e. V. (AGEB) (2018): Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2017. Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html>.

Brosowski, A.; Adler, P.; Erdmann, G.; Thrän, D.; Mantau, U.; Blanke, C. (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen - Status quo in Deutschland. Schlussbericht. Laufzeit: 01.10.2014 bis 31.03.2015. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Online verfügbar unter <https://edocs.tib.eu/files/e01fb16/855625422.pdf>.

BMU (2016): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Online verfügbar unter [https://www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf).

BMU; BMWi (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Online verfügbar unter [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=).

BMWi (2019a): Energiedaten: Gesamtausgabe Stand Oktober 2019. Online verfügbar unter [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=34](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=34).

BMWi (2019b): Erneuerbare Energien in Zahlen: nationale und internationale Entwicklungen im Jahr 2018. Online verfügbar unter [https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=8).

CDU; CSU; SPD (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. 19. Legislaturperiode. Online verfügbar unter [https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag\\_2018.pdf?file=1](https://www.cdu.de/system/tdf/media/dokumente/koalitionsvertrag_2018.pdf?file=1).

EEWärmeG (2008): EEWärmeG. Online verfügbar unter [http://www.gesetze-im-internet.de/eew\\_rmeg/index.html](http://www.gesetze-im-internet.de/eew_rmeg/index.html).

Jordan, M.; Lenz, V.; Millinger, M.; Oehmichen, K.; Thrän, D. (2019): Future competitive bioenergy technologies in the German heat sector. Findings from an economic optimization approach. In: *Energy* 189, S. 116194. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116194.

Jordan, M.; Millinger, M.; Thrän, D. (2020): Robust bioenergy technologies for the German heat transition. A novel approach combining optimization modeling with Sobol' sensitivity analysis. In: *Applied Energy* 262, S. 114534. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114534.

Koch, M.; Hennenberg, K.; Haller, M.; Hesse, T. (2018): Rolle der Bioenergie im Strom- und Wärmemarkt bis 2050 unter Einbeziehung des zukünftigen Gebäudebestandes. Online verfügbar unter [https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB114\\_Bericht\\_Bio-Strom-W%C3%A4rme.pdf](https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/Steckbriefe/dokumente/03KB114_Bericht_Bio-Strom-W%C3%A4rme.pdf).

Lenz, V.; Baur, F.; Fishedick, M.; Groß, B.; Hegele, D.; Alter, N.; Szarka, N. (2017): Hintergrundpapier „Wärme aus Biomasse. Grundlegende Schritte für eine nachhaltige, effiziente und zukunftsweisende Nutzung der Bioenergie für den Erfolg der Energiewende in Deutschland“, hrsg. v. der AG-Wärmemarkt des BMWi Forschungsnetzwerks Bioenergie / Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“. Leipzig. Online verfügbar unter [https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/media/4\\_AGs\\_Methoden/Hintergrundpapier\\_AG-Waermemarkt.pdf](https://www.energetische-biomassenutzung.de/fileadmin/media/4_AGs_Methoden/Hintergrundpapier_AG-Waermemarkt.pdf).

Lenz, V.; Jordan, M. (2019b): Technical and economic data of renewable heat supply systems for different heat sub-sectors. Mendeley Data, v2. DOI: 10.17632/v2c93n28rj.2.

Pflüger, B.; Tersteegen, B.; Franke, B. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>.

Repenning, J.; Emele, L.; Blanck, R.; Böttcher, H.; Dehoust, G.; Förster, H. et al. (2015b): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Hg. v. Öko-Institut und Fraunhofer ISI. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 27.07.2017.

Szarka, N.; Lenz, V.; Thrän, D. (2019): The crucial role of biomass-based heat in a climate-friendly Germany - A scenario analysis (*Energy*, Volume 186, 115859). Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219315312>.

Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.) (2013): Methodenhandbuch Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte. Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 04, 3. Aufl., Leipzig - ISSN 2192-1806.

Thrän, D.; Pfeiffer, D. (Hrsg.) (2015): Meilensteine 2030. Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie. Endbericht zu FKZ 03KB065, FKZ 03MAP230. Schriftenreihe des Förderprogramms „Energetische Biomassenutzung“, Band 18, Leipzig - ISSN 2199-2762.

Thrän, D.; Szarka, N.; Haufe, H.; Lenz, V.; Majer, S.; Oehmichen, K.; Jordan, M.; Millinger, M.; Schaldach, R.; Schüngel, J. (2020): BioplanW: Systemlösungen Bioenergie im Wärmesektor im Kontext zukünftiger Entwicklungen. DBFZ Report Nr. 36, Leipzig - ISSN 2190-7943.

Umweltbundesamt (2017): KWK-Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern. Online verfügbar unter [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4\\_datentab-zur-abb\\_kwk-nettowaermeerzeugung\\_2018-02-20.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/4_datentab-zur-abb_kwk-nettowaermeerzeugung_2018-02-20.pdf).

Umweltbundesamt (2019): Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. Wärmeerzeugung und -verbrauch nach Sektoren. Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#textpart-3>.

# Impressum

## Herausgebende:

Dr.-Ing. Volker Lenz, Prof. Dr.-Ing. Daniela Thrän, Diana Pfeiffer

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Str. 116  
Germany, 04347 Leipzig  
www.energetische-biomassenutzung.de

## Geschäftsführung:

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wiss. Geschäftsführer)  
Daniel Mayer (admin. Geschäftsführer)

## Redaktion/V.i.S.d.P.:

Bianca Stur

## Autor\*innen:

Volker Lenz, Henryk Haufe, Katja Oehmichen, Nora Szarka (DBFZ)  
Daniela Thrän (DBFZ/UFZ)  
Matthias Jordan (UFZ)

## Bilder:

Titel: DBFZ  
Inhalt: Urheber\*in am Bild verzeichnet

## Anlagenschemas:

splinelab. Atelier für Gestaltung

## Layout:

Steffen Kronberg  
Angela Gröber  
Bianca Stur  
Iconic - Marketing & Design

## Druck:

Druckerei Osiris, Leipzig

## Förderung:

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

## 1. Auflage

## © 2020 DBFZ gGmbH

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

ISSN: 2192-1156

ISSN (Online): 2701-1860

ISBN: 978-3-946629-59-7



#### Weitere Informationen zum Projekt BioPlanW

<https://www.energetische-biomassenutzung.de/projekte-partner/details/project/show/Project/BioplanW-476>

#### Wissenschaftliche Paper aus BioPlanW

Jordan, M.; Millinger, M.; Thrän, D. (2020): Robust bioenergy technologies for the German heat transition. A novel approach combining optimization modeling with Sobol' sensitivity analysis. In: Applied Energy 262, S. 114534. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114534.

Lenz, V.; Szarka, N.; Jordan, M.; Thrän, D. (2020): Status and perspectives of biomass use for industrial process heat for industrialized countries, with emphasis on Germany. DOI: <https://doi.org/10.1002/ceat.202000077>.

Szarka, N.; Lenz, V.; Thrän, D. (2019): The crucial role of biomass-based heat in a climate-friendly Germany. A scenario analysis (Energy. Volume 186, 115859). Online verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219315312>.

Jordan, M.; Lenz, V.; Millinger, M.; Oehmichen, K.; Thrän, D. (2019): Future competitive bioenergy technologies in the German heat sector. Findings from an economic optimization approach. In: Energy 189, S. 116194. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116194.

#### Dataset Paper

Lenz, V.; Jordan, M. (2019): Technical and economic data of renewable heat supply systems for different heat sub-sectors. Mendeley Data, v2. DOI: 10.17632/v2c93n28rj.2.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Projektträger:



Begleitvorhaben:

