



# Wärmewende und Sektorenkopplung

Energiewendeprojekte in Mecklenburg-Vorpommern

# Inhaltsverzeichnis

## Abkürzungsverzeichnis

### Vorwort

### Wärmewende und Sektorenkopplung

### Relevante Regulierung

### Energiewendeprojekte in Mecklenburg-Vorpommern

### Quartierslösung Holthusen

### Wärmeerzeugung und Regelenergie durch E-Kessel

### Europas erster Batteriespeicher

### Wind-Wärme-Kraftwerk

### Bürgerwindrad und PtH

### Wärmespeicher und PtH

# Abkürzungsverzeichnis

<b>BDEW</b>	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft	<b>GW</b>	Gigawatt
<b>BMU</b>	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit	<b>KWK</b>	Kraft-Wärme-Kopplung
<b>BNetzA</b>	Bundesnetzagentur	<b>Kwh</b>	Kilowattstunde
<b>BT</b>	Bundestag	<b>MW</b>	Megawatt
<b>Drs.</b>	Drucksache	<b>PtG</b>	Power-to-Gas
<b>EE</b>	Erneuerbare Energien	<b>PtH</b>	Power-to-Heat
<b>EEG 2017</b>	Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017	<b>PtX</b>	Power-to-X
<b>EEWärmeG</b>	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz	<b>StromNEV</b>	Stromnetzentgeltverordnung
<b>EnEV</b>	Energieeinsparverordnung	<b>StromStG</b>	Stromsteuergesetz
<b>EnWG</b>	Energiewirtschaftsgesetz	<b>StromNZV</b>	Stromnetzzugangsverordnung
<b>FuE</b>	Forschung und Entwicklung	<b>TWh</b>	Terrawattstunde
<b>GuD</b>	Gas- und Dampf	<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
		<b>VNB</b>	Verteilnetzbetreiber

**Impressum**  
Landesverband Erneuerbare Energien MV e.V. (LEE MV)  
Lübecker Straße 24, 19053 Schwerin  
+49 (0)385 – 39 39 29 30  
info@lee-mv.de  
www.lee-mv.de

**Erstellt durch**  
IKEM – Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V.  
Magazinstraße 15–16, 10179 Berlin  
+49 (0)30 – 408 1870 10  
info@ikem.de  
Autor: Michael Kalis  
Layout & Grafiken: Odile Stabon, Dennis Nill

**Bildnachweis**  
Grafiken und Schaubilder: IKEM.  
Titelbild (TB): stock.adobe.com/TimSiegert-batcam. Ministerbild: Wirtschaftsministerium MV. TB „Wärmewende und Sektorenkopplung“: stock.adobe.com/visivasnc. TB „Quartierslösung Holthusen“: stock.adobe.com/GordonGrand. TB „Wärmeerzeugung und Regelenergie durch E-Kessel“: stock.adobe.com/vladdeep. TB „Europas erster Batteriespeicher“: LEE MV. TB „Wind-Wärme-Kraftwerk“: stock.adobe.com/Curioso.Photography. TB „Bürgerwindrad und PtH“: stock.adobe.com/TimSiegert-batcam. TB „Wärmespeicher und PtH“: stock.adobe.com/feufoto.

# Vorwort

## Liebe Leserinnen und Leser dieser Studie,

wir in Mecklenburg-Vorpommern zählen zu den Vorreitern der Energiewende in Deutschland. Schon seit 2013 erzeugt unser Bundesland mehr erneuerbaren Strom, als es zur Deckung des eigenen Bedarfs benötigt.

Unser nächstes großes Ziel in Sachen Energiewende – neben dem weiteren Ausbau von Anlagen zum Erzeugen von sauberem Strom – ist es, diesen auch vollständig bei uns im Land nutzbar zu machen, am besten gleich dort, wo er entsteht. Dafür benötigen wir die Sektorenkopplung – die Umwandlung zum Beispiel des Windstroms in Wärme oder Wasserstoff, die dann für den Wärme-, Mobilitäts- oder Industriesektor genutzt werden.

Wir haben dazu bereits eine Menge wissenschaftliches Know-how im Land und auch erste Unternehmen, die diese Verfahren und Anlagen praktisch erproben. Allerdings stehen in den verschiedenen Bereichen der Sektorenkopplung vollkommen unterschiedliche rechtliche Hürden ihrem wirtschaftlichen Betrieb entgegen.

Insbesondere belasten die Stromnebenkosten den wirtschaftlichen Betrieb von Speichern und Power-to-X-Anlagen, da Steuern und Abgaben auf den über die Netze transportierten Strom sowie das veredelte Endprodukt fällig werden.

Damit all die guten Ideen, die bereits vorhanden sind, unter realen Marktbedingungen erprobt werden können, müssten langwierig Rechtsgrundlagen geändert werden. Die Landesregierung hat bereits vor zwei Jahren von Fachleuten eine Experimentierklausel erarbeiten lassen, die es ermöglicht, dass solche Modellprojekte erprobt werden können, ohne dass sie zum Beispiel durch geltende Besteuerungsregelungen von vornherein zum Scheitern verurteilt sind. Mit Hilfe der Experimentierklausel können bestehende Regelungen ohne langwierige Gesetzesänderungsverfahren für einen begrenzten Zeitraum außer Kraft gesetzt werden.

Wir sehen darin den schnellsten Weg, um im Bereich der Sektorenkopplung wirklich voranzukommen. Der andere Weg, das ge-

samte betroffene Abgaben- und Steuerrecht zur verbesserten Integration der Sektorenkopplung so zu überarbeiten, dass die Nutzung von Strom im Wärme-, Verkehrs-, Industrie- und Chemiebereich tatsächlich wirtschaftlich möglich wird, dauert viel zu lange.

Die schnell umsetzbare Experimentierklausel soll den Vorreitern der Branche ermöglichen, ihre Modellprojekte unter Marktbedingungen zu erproben zu können. Der Bundesrat hat unserem Vorschlag bereits zugestimmt, der Bund die Idee ansatzweise in seine nationale Wasserstoffstrategie aufgenommen.

Mit dieser hat die Bundesregierung im Juni sieben Milliarden Euro für die Entwicklung einer Wasserstoffwirtschaft in Deutschland bereitgestellt. Das ist viel Geld, nützt aber nichts, wenn die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine solche Entwicklung ausbremsen. So lange Produzenten von Wasserstoff für den erneuerbaren Strom, den sie dafür verwenden, die EEG-Umlage zahlen müssen, kann sich ihr Geschäftsmodell nicht rechnen. Deshalb fordern wir ihre Befreiung davon. Die gilt nicht nur für die Wasserstoffhersteller, sondern für alle, die sich damit beschäftigen, sauber erzeugten Strom für die Mobilität, die Industrie oder als Wärme nutzbar zu machen.

Bei unserem jüngsten Wasserstoff-Branchentreffen im Spätsommer haben wir alle gemeinsam eine Erklärung verfasst, mit der wir den Bund auffordern, den Maßnahmenkatalog der Nationalen Wasserstoffstrategie zu konkretisieren sowie die Eckpunkte der europäischen Wasserstoffstrategie und die „EU-Strategie

zur Integration des Energiesystems“ umzusetzen. Dazu zählen unter anderem die Harmonisierung der Besteuerung von Energieprodukten und die Ausweitung des Emissionshandels auf alle Energiesektoren.

Wir werden uns auch weiter auf Bundesebene für eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung einsetzen. Dabei hilft die Studie, die Ihnen hier vorliegt, enorm: Sie zeigt die Rechtsrahmen und Hemmnisse der Sektorenkopplung anhand konkreter Vorhaben in unserem Bundesland steckbriefartig auf und darauf basierend die notwendigen Schritte zu ihrer Überwindung.

Nur, wenn uns die Sektorenkopplung gelingt, wird die Energiewende gelingen. Wenn wir den bei uns im Land erzeugten sauberen Strom bei uns im Land nutzbar machen, steigert dies auch die Akzeptanz für unsere Windenergieanlagen.

Darüber hinaus hat die Sektorenkopplung das Potenzial, einen neuen Wirtschaftszweig bei uns im Land zu begründen, der die Wertschöpfungskette von der Erzeugung bis zum Verbrauch alternativer Energieträger abbildet und gute Arbeitsplätze schafft. Wir haben die Windanlagen, die den Strom zu ihrer Herstellung liefern. Und in einem Flächenland wie unserem ist es sehr sinnvoll, diese gleich vor Ort dezentral zu nutzen, etwa für die Wärmeversorgung oder als Treibstoff.

Ich bedanke mich herzlich bei unserem Landesverband Erneuerbare Energien MV e.V. für diese Studie und wünsche Ihnen eine angenehme Lektüre.

Herzlichst, Ihr

**Christian Pegel**

Minister für Energie,  
Infrastruktur und Digitalisierung  
Mecklenburg-Vorpommern





# Wärmewende & Sektorenkopplung

Der Wärmesektor bietet ein großes Potenzial zur Dekarbonisierung. Hierfür gilt es, neben der Senkung des Energiebedarfs durch Effizienzmaßnahmen, den Einsatz von Erneuerbaren Energien massiv zu stärken.

Zur Erreichung der Klimaschutzziele muss dem Klimaschutzplan der Bundesregierung zur Folge – zunächst der Energiebedarf im Wärmesektor durch Energieeffizienzmaßnahmen gesenkt werden. Der verbleibende Bedarf ist sodann verstärkt durch Erneuerbare Energien zu decken.<sup>1</sup> Der Wärmesektor macht ca. 57 % des Endenergieverbrauchs aus und ist damit ein entscheidendes Vehikel auf dem Transformationspfad der Energiewende.<sup>2</sup> Ein mit dem Stromsektor vergleichbar ambitioniertes Ziel (Anteil von erneuerbarem Strom von 80 % in 2050) gibt

es im Bereich der Wärmeversorgung jedoch nicht. Die Zielmarke von 14 % Erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung bis 2020 wurde bereits 2018 erreicht.<sup>3</sup> Damit bleiben weitere 75 % Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern.<sup>4</sup> Der Anteil fossiler Energiequellen im Wärmesektor ist damit weiterhin hoch. Um das Dekarbonisierungspotential zu nutzen und die langfristigen Klimaschutzziele einzuhalten, muss der Anteil Erneuerbarer Energien im Wärmebereich signifikant erhöht werden. Für die Wärmeversorgung basierend auf Erneuerbaren Energien kann grundsätzlich auf einen breiten Technologiemix zurückgegriffen werden. Neben der Kraft-Wärme-Kopplung wird es zunehmend auch auf den Einsatz von PtX ankommen. Dies umfasst PtH, aber vor dem Hintergrund eines weiterhin hohen Bestands an Gasheizungen auch PtG. Der Rechtsrahmen für

Wärmesektor: > 50 % des Endenergieverbrauchs<sup>13</sup>  
 Anteil Erneuerbarer Energien: < 20 %  
 Zielmarke 2020: 14 % Häkchen  
 Vermiedene THG-Emissionen im Wärmesektor 2018: 35,1 Mio. t CO<sub>2</sub> / Vergleich Stromsektor 144,0 Mio. t CO<sub>2</sub><sup>14</sup>  
 78 % der vermiedenen Emissionen im Wärmesektor basieren bisher auf Biomasse

diese Transformation und die Wärmewende ist häufig Stückwerk, hochkomplex und mit vielen Rechtsunsicherheiten behaftet. An innovativen, zukunftsweisenden Projekten mangelt es hingegen nicht.

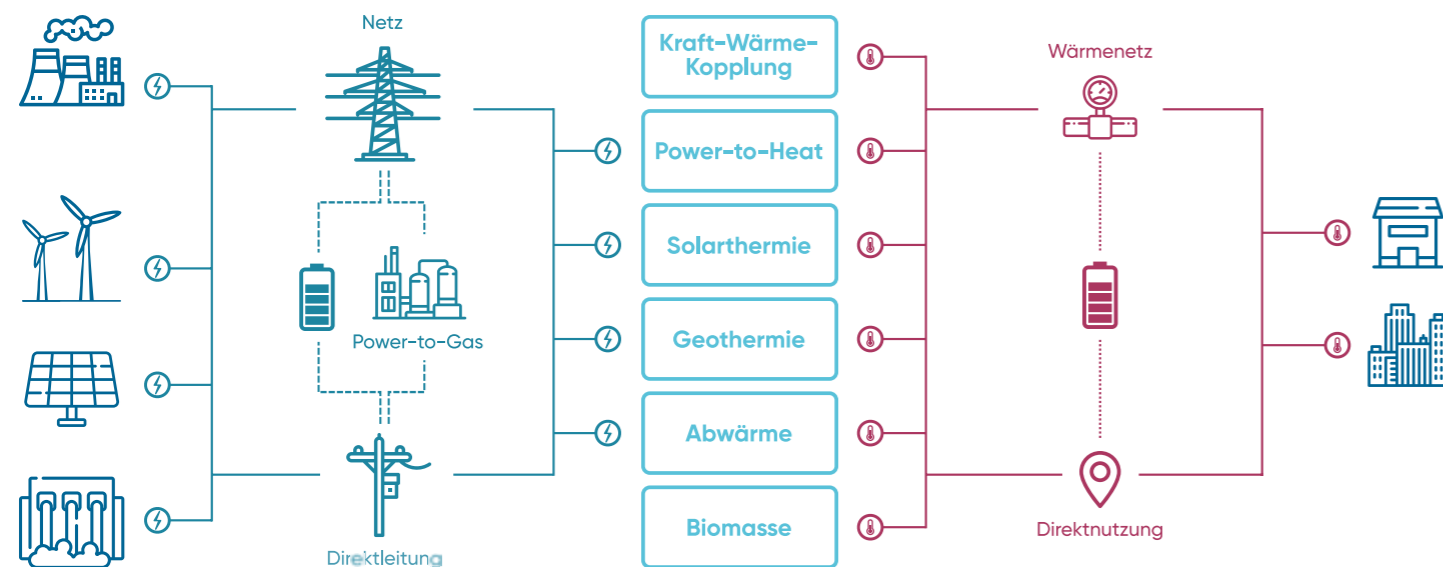


Abbildung 1: Schematische Darstellung potenzieller Wärmeversorgungskonzepte.

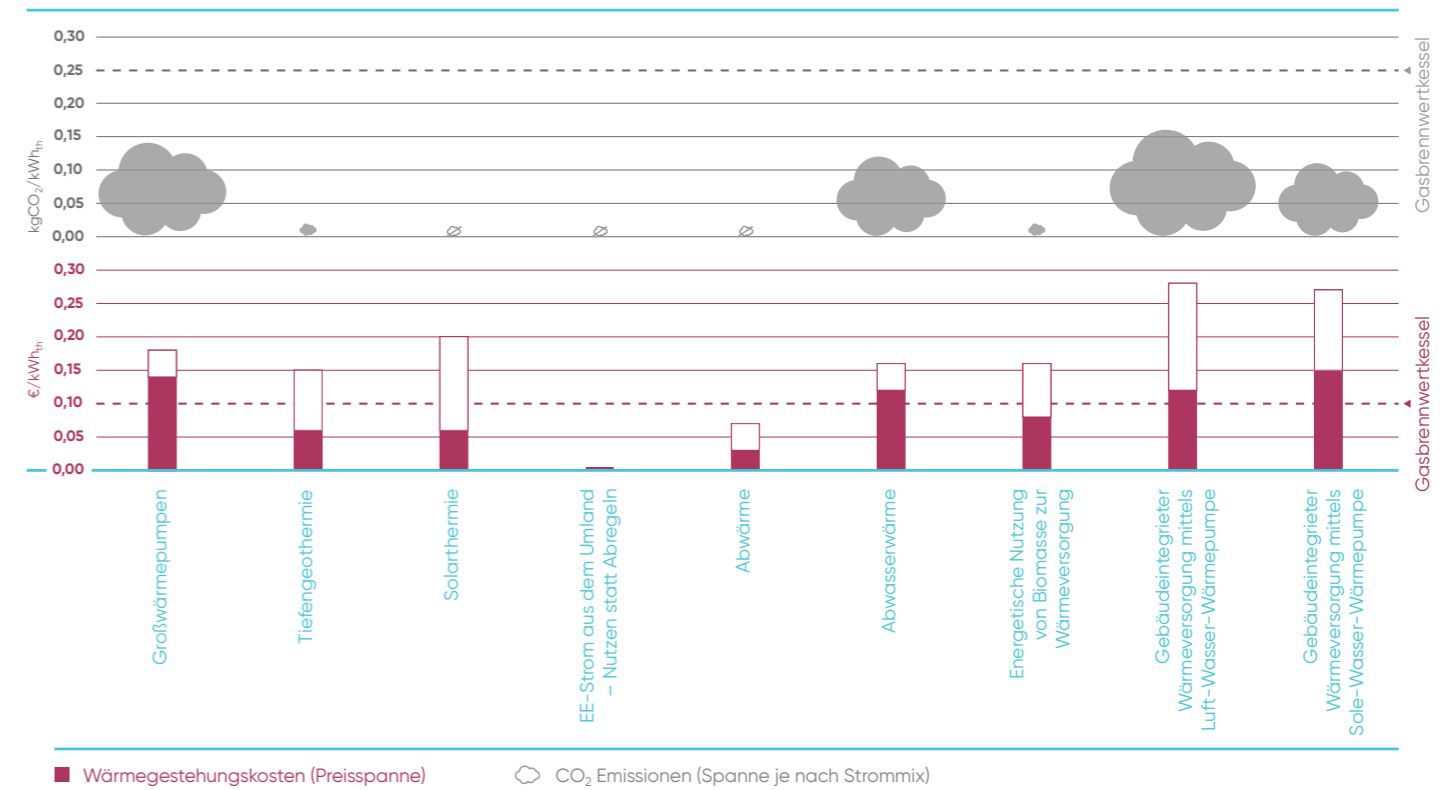


Abbildung 2: Wärmegestehungskosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich.<sup>15</sup>

Im Wärmesektor steht grundsätzlich eine Vielzahl von Heizungstechnologien bereit, die geeignet sind, erneuerbare Wärme zu erzeugen. Im Verhältnis zu Wärmeerzeugern unter Einsatz fossiler Brennstoffe sind die Investitions- und Wärmegestehungskosten dieser Technologien regelmäßig höher.<sup>5</sup> Demgegenüber weisen diese Technologien stark reduzierte Treibhausgasemissionen auf. Die Wärmegestehungskosten beim Einsatz von Heizöl liegen bei etwa 13 ct/kWh<sub>th</sub>, beim Einsatz von Erdgas liegen die Kosten bei etwa 11 ct/kWh<sub>th</sub>.<sup>6</sup> Dabei fallen ca. 0,3 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> (Heizöl) bzw. ca. 0,25 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> (Erdgas) an.<sup>7</sup> Die Abbildung 2 zeigt die Wärmegestehungskosten verschiedener Heizungssysteme, die grundsätzlich erneuerbare Wärme erzeugen können. Dabei werden die Kosten in Preisspannen angegeben. Darüber hinaus werden die bei der jeweiligen Technologie regelmäßig anfallenden CO<sub>2</sub> Emissionen dargestellt. Die Abbildung legt dar, dass nicht nur im Verhältnis zur fossilen Wärmeerzeugung, sondern auch unter den Heizungstechnologien zur Erzeugung erneuerbarer Wärme nicht unerhebliche Kostenunterschiede und CO<sub>2</sub>-Einsparungspotenziale bestehen.<sup>8</sup> Es wird deutlich, dass zur effizienten Dekarbonisierung des Wärmesektors der Einsatz Erneuerbarer Energien maßgeblich ist. Dabei wird insbesondere die Nutzbarmachung von EE-Strom, der sonst aberegelt würde, relevant. Allein im Jahr 2018 wurden in Deutschland 5,4 TWh EE-Strom aberegelt.<sup>9</sup>

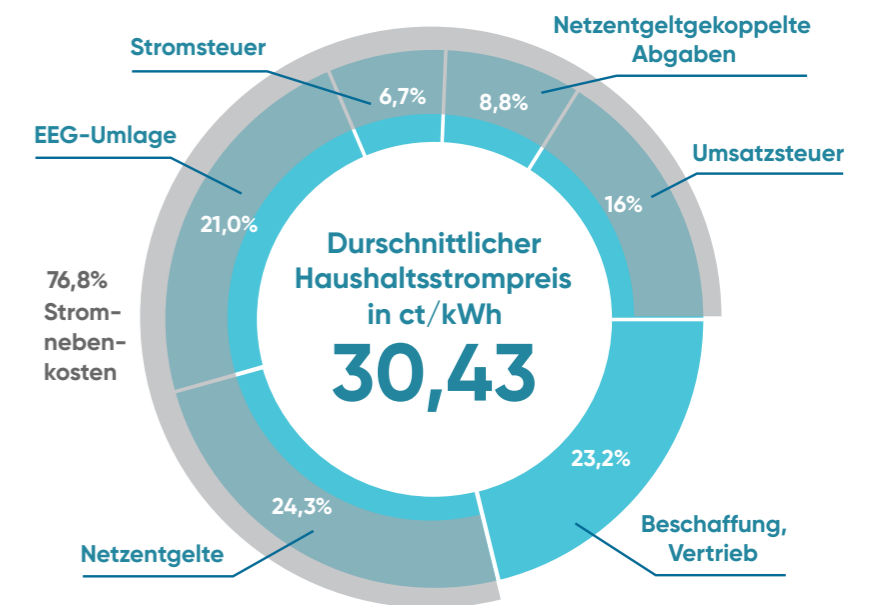


Abbildung 3: Strompreisbestandteile.<sup>16</sup>

Im Rahmen der Sektorenkopplung und des Einsatzes von PtH bilden die Stromkosten einen wesentlichen Kostentreiber. Im Fokus stehen hierbei die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile, die für Betreiber von PtX-Anlagen regelmäßig in voller Höhe anfallen.<sup>10</sup> Diese Bestandteile, bestehend aus der EEG-Umlage, den Netzentgelten und netzentgeltgekoppelten Umlagen sowie der Stromsteuer, machen derzeit etwa 77 % des Strompreises aus.<sup>11</sup> Vor diesem Hintergrund sind einschlägige Privilegierungen und Befreiungen von den Abgaben und Umlagen im Rahmen der Wirtschaftlichkeit

von PtX-Anlagen höchst relevant. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der EEG-Umlage und den Netzentgelten, die zusammen fast 50 % des Strompreises und damit häufig den Unterschied zwischen Wirtschaftlichkeit und Unwirtschaftlichkeit geplanter Vorhaben der Sektorenkopplung ausmachen. Ausdrückliche Privilegierungen, die auf den Einsatz von PtH zugeschnitten sind, bestehen im derzeitigen Rechtsrahmen nicht.<sup>12</sup> Vorhabenträger müssen folglich in einem hochkomplexen System der Ausnahmen und Befreiungen nach einschlägigen und anwendbaren Vorschriften suchen.

# Relevante Regulierung

Hemmniss und Zusammenfassung	Rechtsrahmen Begriffseinheitlichkeit	Änderung/Anpassung	Zuständigkeit
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Letztverbraucherabgaben</li> <li>• PtX als Letztverbraucher regelmäßig in voller Höher betroffen</li> <li>• Privilegierungen und Befreiungen insb. für PtH regelmäßig nicht einschlägig und anwendbar</li> </ul>	<p>§ 3 Nr. 25 EnWG, § 3 Nr. 33 EEG 2017 (Letztverbrauch bei Umwandlung in anderen Energieträger)</p> <p>§ 118 Abs. 6 EnWG (Netzentgeltbefreiung nur bei Rückverstromung)</p> <p>§ 19 StromNEV (atypische und intensive Stromnutzung für flexible PtH nicht einschlägig)</p> <p>§§ 9, 9a StromStG (räumliche Einschränkung; PtH nicht unter ausdrücklich befreiten Prozessen)</p> <p>§§ 61 ff. EEG 2017 (keine (spezielle) Begrenzung der EEG-Umlage bei PtH)</p>	<p>Anpassung der Letztverbraucherabgaben bzw. Letztverbraucherdefinition</p> <p>Erweiterung/Änderung der bestehenden Privilegierungen hin zu mehr Flexibilität und Technologieoffenheit</p>	Bundesgesetzgeber
<p>Technologiespezifikation</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Befreiungen teilweise auf spez. Technologie zugeschnitten (bspw. PtG)</li> <li>• KWK im Wärmesektor technologiespezifisch adressiert</li> <li>• Förderung von Wärmespeichern/-netzen verlangt regelmäßig Einsatz von KWK</li> </ul>	<p>§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG (Netzentgeltbefreiung ohne Rückverstromung nur für PtG)</p> <p>§ 9a StromStG (Befreiung für Elektrolyse, PtG)</p> <p>§ 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt Abschalten“ nur bei Einsatz von KWK)</p> <p>§§ 18 ff. KWKG (Einsatz von KWK vorausgesetzt)</p>	<p>Öffnung bestehender technologiespezifischer Befreiungen für weitere Technologien (Technologienoffenheit)</p>	Bundesgesetzgeber
<p>Begriffseinheitlichkeit</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Begriff der erneuerbaren Wärme nicht abschließend definiert</li> <li>• Begriff der Erneuerbaren Energien im Wärmesektor unterscheidet sich vom Begriff in anderen Sektoren</li> <li>• Einsatz von EE-Strom bei PtH nicht besonders als erneuerbare Wärme adressiert/privilegiert</li> </ul>	<p>§ 2 Nr. 9a KWKG (innovative KWK-Systeme mit Wärme aus erneuerbaren Energien; Begriff nicht legaldefiniert)</p> <p>§ 2 Abs. 1 EEWärmeG (Erneuerbare Energien ohne strombasierte Wärme aus EE-Strom)</p> <p>§ 3 Nr. 21 EEG 2017 (Erneuerbare Energien abweichend zu EEWärmeG)</p> <p>§ 2 Abs. 1 Nr. 1, 2 EEWärmeG (Ursprung der Antriebsenergie für Wärmepumpen zur Einordnung der Umweltwärme/Geothermie als Erneuerbare Energie irrelevant; keine Privilegierung von EE-Strom)</p>	<p>Einführung einer Definition für erneuerbare Wärme mit anschließenden Privilegierungen und Befreiungen</p> <p>Kohärenz der Begrifflichkeiten in Sektoren schaffen, insb. Begriff der Erneuerbaren Energien</p>	Bundesgesetzgeber
<p>Eigenversorgungs- und Quartiersmodelle</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eigenversungsverbot und rechtliche Unsicherheiten bei räumlicher Anwendung der Eigenversorgung hemmen Kopplung des Strom- und Wärmesektors</li> <li>• Fehlende Abbildung von Quartieren in den Begrifflichkeiten des Netzes hemmt den Aufbau von integrierten Versorgungskonzepten im Quartier</li> </ul>	<p>§ 3 Nr. 19 EEG 2017 (unmittelbarer räumlicher Zusammenhang für Eigenversorgung eng und unklar)</p> <p>§§ 27a, 52 EEG 2017 (Eigenversungsverbot und Verlust der EEG-Vergütung)</p> <p>§ 3 Nr. 24a EnWG (Kundenanlagenbegriff eng und mit Rechtsunsicherheit behaftet)</p> <p>§ 31 EnWG (Missbrauchsverfahren durch Dritte droht bei Kundenanlagen, da kein Antragsverfahren auf Einstufung als Kundenanlage besteht)</p> <p>§§ 3 Nr. 12, 16, 17, 24a und § 110 EnWG (keine besondere Berücksichtigung von Quartieren in Netzbegriffen)</p>	<p>Eigenversorgung und Kundenanlage mit rechtssicheren Definitionen versehen</p> <p>Ausweitung der Eigenversorgung/Kundenanlage auf Quartiere um Quartiersmodelle zu ermöglichen</p>	Bundesgesetzgeber
<p>Konkurrenz von erneuerbarer Wärme und Ersatzmaßnahmen</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatzmaßnahmen im Rahmen des Einsatzes erneuerbarer Wärme verkennen Zweispurigkeit von Energieeffizienz und Ausbau Erneuerbarer Energien im Wärmesektor</li> </ul>	<p>§ 7 EEWärmeG (Ersatzmaßnahmen für EE-Quote im Wärmesektor u.a. durch Energieeffizienzmaßnahmen)</p>	<p>EE-Quote im Wärmesektor und Effizienzmaßnahmen zweigliedrig und ohne Konkurrenz ausgestalten</p>	Bundesgesetzgeber
<p>Resilienz und Investitionssicherheit</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Rechtsunsicherheiten bei Letztverbraucherabgaben hemmen Planbarkeit von Vorhaben und schaffen keine Investitionssicherheit</li> <li>• Mangelnde Resilienz des Rechtsrahmens kann bestehende Vorhaben unwirtschaftlich werden lassen</li> </ul>		<p>Erhöhte Planbarkeit und Investitionssicherheit schaffen durch kohärenten Rechtsrahmen und ggf. nachvollziehbaren Revisionsfristen und Bestandsschutz</p>	Bundesgesetzgeber

1 BMU (2016): Klimaschutzplan 2050, S. 44.

2 [https://www.bdew.de/media/documents/20190529\\_Waermeverbrauchsanalyse-Foliensatz-2019\\_42008Va.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20190529_Waermeverbrauchsanalyse-Foliensatz-2019_42008Va.pdf).

3 Vgl. § 1 Abs. 2 EEWärmeG. Umweltbundesamt (2019), Hintergrund, März 2019, Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2018, S. 11.

4 Quaschnig (2016) S. 11.

5 Vgl. u.a. Carmen e.V.: Kostenvergleich verschiedener Heizsysteme im Gebäudebestand, online abrufbar unter: [https://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/Kostvgl\\_aktuell\\_2016.pdf](https://www.carmen-ev.de/files/festbrennstoffe/Kostvgl_aktuell_2016.pdf); TU-Berlin: Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Heizungssysteme, online abrufbar unter: [http://www.evurtu-berlin.de/fileadmin/tg45/Projekte/Grossbeeren/Info\\_allg/Waermekosten\\_unt\\_Heizungsanlagen.pdf](http://www.evurtu-berlin.de/fileadmin/tg45/Projekte/Grossbeeren/Info_allg/Waermekosten_unt_Heizungsanlagen.pdf).

6 Ebd.

7 Vgl. Polarstern: CO<sub>2</sub>-Vergleich von Brennstoffen, online abrufbar unter: <https://www.polarstern-energie.de/magazin/artikel/heizen-co2-vergleich-von-brennstoffen/>; Statista: CO<sub>2</sub>-Ausstoß nach Heizsystem in Deutschland, online abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/165421/umfrage/co2-ausstoss-nach-heizsystem-in-deutschland/>.

8 Ausführlich hierzu Dena (2019): Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende, Teil B, online abrufbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena\\_UrbEW\\_Abschlussbericht\\_Teil\\_B.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena_UrbEW_Abschlussbericht_Teil_B.pdf).

9 Statista: Entwicklung der Ausfallarbeit durch Abregelung der EE-Stromeinspeisung in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2018, online abrufbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/617949/umfrage/einspeisemanagement-in-deutschland/>.

10 Die Nutzung des Stroms durch die PtX-Anlage kann regelmäßig als Letztverbrauch i.S.v. § 3 Nr. 25 EnWG, § 3 Nr. 33 EEG 2017 qualifiziert werden, sodass die Letztverbraucherabgaben anfallen.

11 BDEW (2020): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2020 – Haushalte und Industrie, online abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/20200107\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Januar\\_2020.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf).

12 Privilegierungen finden sich jedoch teilweise für PtG, bspw. in § 118 Abs. 6 EnWG.

13 Umweltbundesamt (2019): Hintergrund, März 2019, Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2018.

14 Umweltbundesamt: Erneuerbare Energien – Vermiedene Treibhausgase, online abrufbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/erneuerbare-energien-vermiedene-treibhausgase>.

15 Eigene Darstellung, Dena (2019): Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende, online abrufbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena\\_UrbEW\\_Abschlussbericht\\_Teil\\_B.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena_UrbEW_Abschlussbericht_Teil_B.pdf).

16 Quelle: Eigene Darstellung, BDEW (2019): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019 – Haushalte und Industrie, online abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/190723\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Juli-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf).





# Quartierslösung Holthusen

Die dezentrale Strom- und Wärmeversorgung mit einer Kombination aus Photovoltaik, Eisspeicher, Wärmepumpen und Lärmschutzwall soll in der Gemeinde Holthusen die Energiewende voranbringen.

In der Gemeinde Holthusen ist neuer Wohnraum geplant: auf 26 Grundstücken sollen Wohneinheiten und soziale Einrichtungen entstehen. Das neu erschlossene Gebiet soll effizient und nachhaltig, wirtschaftlich und sozialverträglich mit Energie versorgt werden. An das Gebiet grenzt eine Bahntrasse. Aus Gründen des Lärmschutzes muss hier ein Schutzwall entstehen. Aus dieser Pflicht macht die Gemeinde Holthusen eine Kür. Der Schutzwall soll nicht nur Lärm abhalten, sondern integraler Bestandteil des Energiekonzeptes werden. Aus dem Lärmschutzwall wird hier ein Energiewall. Dieser dient dann zusätzlich zur Stromgewinnung und Energiespeicherung. Hierfür werden auf dem Wall PV-Anlagen und Solar-Luft-Kollektoren installiert. Unter dem

Wall entsteht ein innovativer Eisspeicher zur Energiespeicherung und als wesentlicher Bestandteil der weiteren Wärmeversorgung. Die PV-Anlagen versorgen das Quartier mit EE-Strom. Sie liefern auch die Antriebsenergie für die dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden. Die Ausgangstemperatur beziehen die Wärmepumpen aus einem kalten Nahwärmenetz, dessen Temperatur durch den Eisspeicher bestimmt wird. Ein Batteriespeicher schafft zusätzliche Flexibilität und sichert bestehende Volatilitäten ab. Zusätzliche Versorgungssicherheit besteht durch den Anschluss ans Netz. Zudem können dadurch Überschüsse aus dem Quartier vermarktet werden. Versorgungsbetreiber soll eine Gesellschaft bestehend aus der gk (Gesellschaft für regionale Teilhabe und Klimaschutz mbH), der WEMAG und der Gemeinde Holthusen sein. Holthusen steht für dezentrale Strom- und Wärmeversorgung, eine innovative Quartierslösung zur integrierten Energie- und Wärmewende.

Das Quartier: 26 Grundstücke für die Bebauung mit Niedrigenergiehäusern

26,5 Meter breiter und 7 Meter hoher Lärmschutzwall mit PV-Anlage von ca. 350 kW peak

15 Meter breiter und 4 Meter hoher Eisspeicher, Kapazität 25 MWh

Kaltes Nahwärmenetz mit Vorlauf-temperatur von unter 30°C - 0°C

Autarkiegrad des Quartiers: ca. 60 %

Wärmepreis: 12ct/kWh

Investitionssumme: insgesamt ca. 2 Mio EUR

Stand des Vorhabens: in Planung

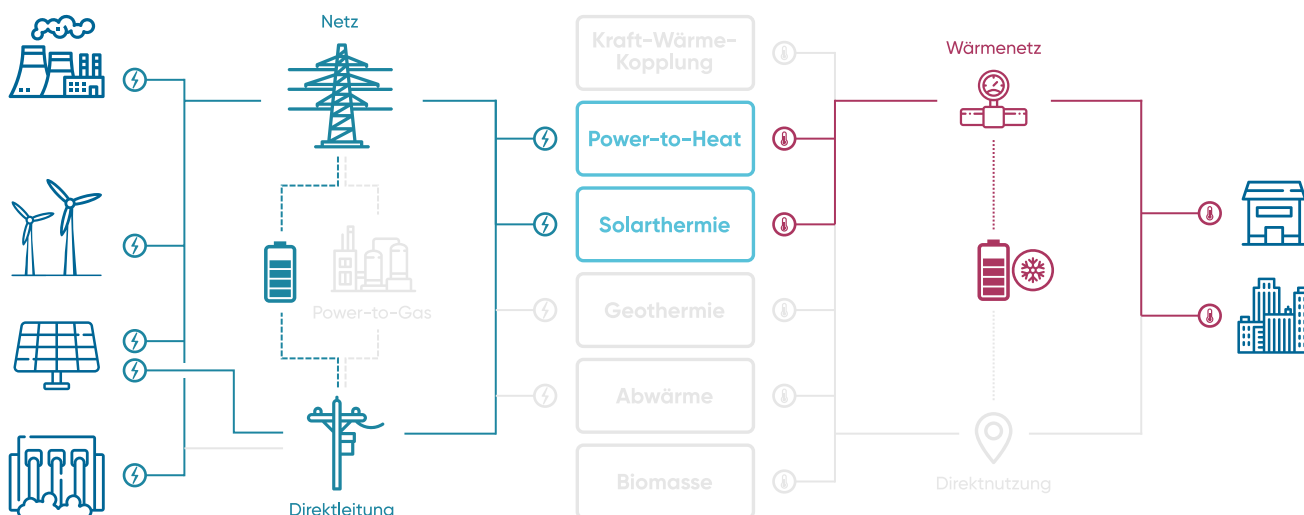


Abbildung 1: Energieversorgungskonzept für das Quartier Holthusen.

## Eigenversorgung & Kundenanlage

Das Versorgungskonzept im Quartier soll nachhaltig, sozialverträglich, aber auch wettbewerbsfähig sein. Im Rahmen der elektrischen Wärmeerzeugung gelten die Wärmepumpen (PtH) als Letztverbraucher, sodass grundsätzlich alle Letztverbraucherabgaben anfallen. Um dennoch einen wettbewerbsfähigen Wärmepreis zu gewährleisten, geht die Betreibergesellschaft von Privilegierungen und Reduzierungen der Abgaben und Umlagen aus. Das Konzept basiert demnach auf der Eigenversorgung und der Einordnung als Kundenanlage. Liegen keine Eigenversorgung und Kundenanlage vor, ist das Vorhaben angesichts der hohen Investitionskosten und der dann hohen Wärmegestehungskosten wirtschaftlich nicht tragbar. Eigenversorgung und Kundenanlage sind jedoch nicht zweifelsfrei zu bejahen.

Die EEG-Umlage reduziert sich in einem Kalenderjahr auf 40 % der EEG-Umlage für Strom, der zur Eigenversorgung genutzt wird, wenn in dem Kalenderjahr in der Anlage ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt worden sind.<sup>1</sup> Dies ermöglicht für PtX-Anlagen einen Mischbezug, bei welchem in Eigenversorgung EE-Strom bezogen wird und bestehende Schwankungen durch Netzstrombezug abgefangen werden. Vorausgesetzt ist jedoch eine Eigenversorgung.<sup>2</sup> Für die EE-Anlage führt die Eigenversorgung zum Verlust des Anspruchs auf EEG-Vergütung.<sup>3</sup>

Eine räumliche Begrenzung ist bei der Kundenanlage vorgesehen. Kundenanlagen sind Energieanlagen zur Abgabe von Energie, a) die sich auf einem räumlich zusammen-

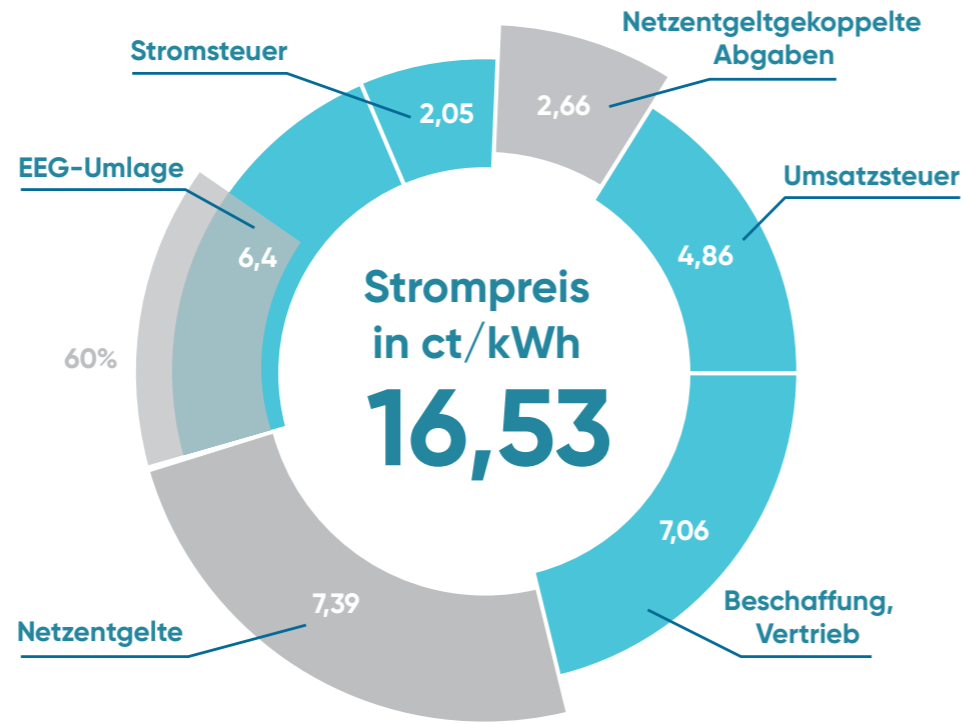


Abbildung 2: Strompreisbestandteile für das Energieversorgungskonzept, wobei angenommen wird, dass im Quartier eine Kundenanlage und Eigenversorgung vorliegt. Nicht anfallende Strompreisbestandteile sind hier grau dargestellt.

gehörenden Gebiet befinden, b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind, c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden, § 3 Nr. 24a EnWG. Die

Kundenanlage stellt kein Energieversorgungsnetz dar,<sup>4</sup> sodass für Letztverbraucher die Netzentgelte und netzentgeltgekoppelten Umlagen entfallen. Anders als für geschlossene Verteilernetze<sup>5</sup> besteht kein Antragsverfahren zur Einstufung als Kundenanlage. Durch die Einleitung von Missbrauchsverfahren durch Netzbetreiber oder Energieversorger kann der Status noch Jahre später überprüft werden.<sup>6</sup> Rechtssicherheit zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung fehlt damit häufig.

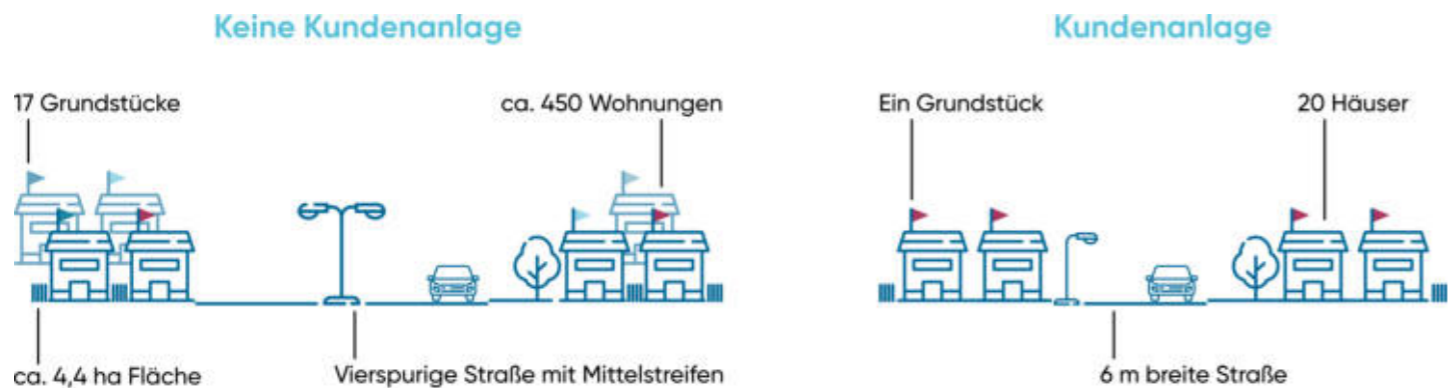


Abbildung 3: Rechtsprechung<sup>13</sup> zur Beurteilung von Kundenanlagen.

## Wärmepumpen und Investitionskosten

Die Investitionskosten für das Versorgungskonzept sind erheblich. Dazu tragen neben den PV-Anlagen und Speichern nicht zuletzt die dezentralen Wärmepumpen bei. Blickt man auf Szenarien zum Bedarf an Wärmepumpen, um die Klimaschutzziele zu erreichen, muss der Ausbau trotz der Investitionskosten drastisch zunehmen. Im Vergleich

zu anderen Wärmeerzeugern leisten Wärmepumpen zudem einen erheblichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. Die nebenstehende Abbildung 4 zeigt den Bedarf an Wärmepumpen zum Erreichen der Klimaziele in verschiedenen Szenarien. Der Bedarf an Wärmepumpen kann demnach drastisch zunehmen. Der Bundesverband Er-

neuerbare Energien (BEE) geht für das Jahr 2030 gar von 137 TWh installierter Leistung an Wärmepumpen aus.<sup>7</sup> Zur Finanzierung der Investitionskosten kommt derzeit allenfalls eine anteilige Förderung nach dem Marktanzreizprogramm in Betracht.

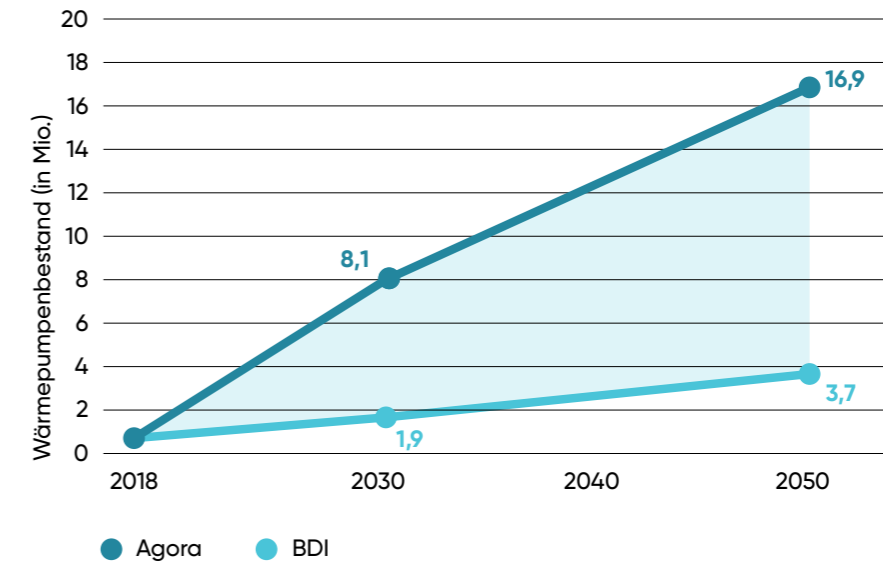


Abbildung 4: Szenarien des Wärmepumpenbedarfs.<sup>14</sup>

## Energiewende im Quartier

Quartiere stellen (nach der Eigenversorgung) die kleinste Einheit in der Energieversorgung der Gesellschaft dar.<sup>8</sup> Sie lassen sich sowohl im urbanen als auch im ländlichen Raum finden und gelten als Keimzelle für die dezentrale Energieversorgung. Dabei können auch mehrere Quartiere zusammengeschlossen werden.<sup>9</sup> Erfolgreiche Quartierskonzepte können damit als Blaupausen für die gelungene Energie- und Wärmewende dienen. Mit Quartiersversorgungen können lokale

Potenziale Erneuerbarer Energien aufgrund ihres systemischen Ansatzes kosteneffizient und verbrauchsnahe gehoben und genutzt werden.<sup>10</sup> Weitere Vorteile liegen in der reduzierten Inanspruchnahme der öffentlichen Netze. Das reduziert den Ausbaubedarf und kann zur Netzstabilität beitragen. Bestehen im Quartier zudem Speicher und andere Flexibilitätsoptionen, können die Quartiere zusätzlich zur Regelleistung und damit Systemstabilisierung genutzt werden.

All diese Vorteile zeigen sich auch im Quartier Holthausen. Das Quartier soll sich bis zu ca. 60 % selbst mit Erneuerbaren Energien versorgen. Damit entlastet es die Netze. Durch die Integration eines Batteriespeichers kann das Quartier neben der Eigenoptimierung auch Regelleistung anbieten. Hierdurch kann es bei netz- und systemdienlichen Maßnahmen unterstützen.<sup>11</sup>

### Quartiere in der Energiewende

- Lokale Potenziale für Erneuerbare Energien nutzen
- Verbrauchsnahe und kosteneffizient Erneuerbare Energien erzeugen
- Netz- und Systemdienlichkeit:
  - Reduzierte Inanspruchnahme öffentlicher Netze
  - Reduzierung des Netzausbaubedarfs
  - Regelleistung

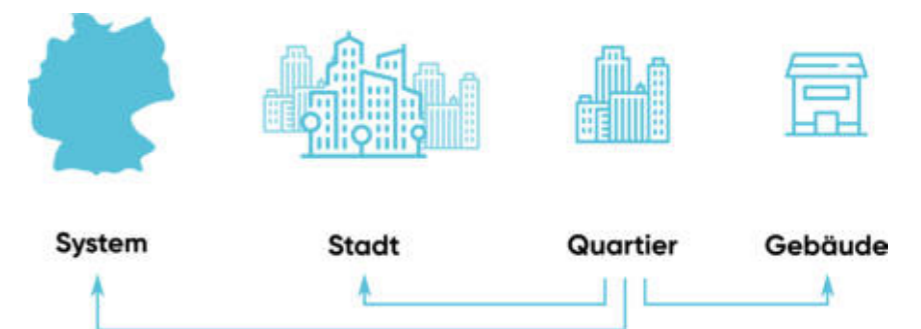


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Transformationsprozess nach Einheiten

## Wärmewende im Quartier

Im Versorgungskonzept des Quartiers Holthusen ist vorgesehen, dass die dezentralen Wärmepumpen zur Wärmeerzeugung zu 50 % Strom der Betreiber-gesellschaft – und damit EE-Strom – beziehen. Die restlichen 50 % des Strombedarfs werden durch Netzstrombezug

gedeckt. Zieht man nunmehr den Anteil der Erneuerbaren Energien am deutschen Strommix heran (ca. 40 %) <sup>12</sup>, so könnte die Wärmeversorgung statistisch gar bis zu ca. 90 % auf Erneuerbaren Energien beruhen. Basierend auf diesem Wärmekonzept steigt der Anteil

erneuerbarer Wärme mit dem Zubau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor an. Zugleich wäre bereits jetzt ein erheblicher Anteil der Wärmeversorgung erneuerbar. Damit trägt das Quartier zur Wärmewende bei.

## Empfehlungen

Rechtssichere Definition für Eigenversorgung und Kundenanlage, ggf. durch Antragsverfahren

Eigenversorgung und Kundenanlage für Quartiere öffnen durch Erweiterung der räumlichen Grenzen und Abnehmerzahlen oder eigene Begriffsbestimmung Förderprogramme für Quartiere

Die Realisierung der Quartierslösung Holthusen steht aus. Rechtliche Unsicherheiten und

damit einhergehende Planungsunsicherheiten sowie die hohen Investitionskosten, insbesondere für die Wärmepumpen, hindern derzeit eine Umsetzung des Vorhabens. Sollen Quartiere wie Holthusen zur Wärmewende und Sektorenkopplung durch erhöhte Stromautarkie und Bereitstellung von Wärme, zunehmend aus EE-Strom, beitragen, so sind Änderungen und Anpassungen im Regulierungs- und Förderrahmen notwendig. So sollten die Eigenversorgung und Kundenanlage rechtssicher und abschließend definiert werden. Für mehr Rechts- und Planungssicherheit könnte hier ein Antragsverfahren mit anschließendem (be-

standskraftfähigen) Bescheid führen. Zudem sollten die Eigenversorgung und Kundenanlage erweitert und Quartierslösungen zugänglich gemacht werden. Quartiere sind – nach der Gebäudeeigenversorgung – die Keimzelle und damit zugleich der Motor für die dezentrale Energieversorgung. Dementsprechend sollten Quartiere im Rahmen der Regulierung, insbesondere bei den Themen Netzregulierung und Letztverbraucherabgaben privilegiert werden. Die weiterhin hohen Investitionskosten sollten mit Blick auf den in Szenarien festgehalten hohen Bedarf an Wärmepumpen durch erhöhte Fördermittel abgedeckt werden.

## Projektansprechpartner

WEMAG  
Obotritenring 40  
19053 Schwerin  
Tobias Struck  
[tobias.struck@wemag.com](mailto:tobias.struck@wemag.com)  
0385/7552540

Gemeinde Holthusen  
Dorfstraße 30  
19073 Stralendorf

gtk – Gesellschaft für regionale  
Teilhabe und Klimaschutz  
Schelfstraße 35  
19055 Schwerin

## Herausgeber

Landesverband  
Erneuerbare Energien MV e. V.  
Lübecker Straße 24  
19053 Schwerin  
+49 (0) 385 – 39 39 29 30  
[info@lee-mv.de](mailto:info@lee-mv.de)

1 Vgl. § 61b EEG 2017.

2 Vgl. § 3 Nr. 19 EEG 2017.

3 Vgl. § 27a EEG 2017 i.V.m. § 52 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2017.

4 Vgl. § 3 Nr. 16 EnWG.

5 Vgl. § 110 EnWG.

6 Vgl. §§ 30, 31 EnWG.

7 BEE (2019): Das „BEE-Szenario 2030, 65% Erneuerbare Energien bis 2030 – Ein Szenario des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), online abrufbar unter: [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/20190606\\_BEE\\_Szenario\\_2030\\_Methodik.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20190606_BEE_Szenario_2030_Methodik.pdf).

8 Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil B S. 4.

9 Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil B S. 26.

10 Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil B S. 51.

11 Die Begriffe „Netz- und Systemdienlichkeit“ werden u.a. im Projekt WindNode untersucht, vgl. Doderer/Guder/Mæding/Urban (2019): WindNode Thesenpapier „Flexibilität“, online abrufbar unter: [https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/190226\\_WindNODE\\_Signature\\_Paper\\_Thesenpapier\\_Flexibilitaet\\_web.pdf](https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/190226_WindNODE_Signature_Paper_Thesenpapier_Flexibilitaet_web.pdf).

12 Im Jahr 2018 lag der Anteil Erneuerbarer Energien im deutschen Strommix bei ca. 38 %, UBA (2019): Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2018, S. 6, online abrufbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba\\_hgp\\_einzahlen\\_2019\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_einzahlen_2019_bf.pdf).

Nach ersten Berechnungen stieg der Anteil im Jahr 2019 auf ca. 40 %, BDEW (2019): Beitrag und Ziele der Erneuerbaren Energien: Strom, online abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/PL\\_20191218\\_EE-Anteil.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/PL_20191218_EE-Anteil.pdf).

13 Vgl. OLG Düsseldorf, Beschl. v. 13.06.2018, Az.: VI-3 Kart 48/17 (V) sowie OLG Düsseldorf, Beschluss vom 13.06.2018 - 3 Kart 77/17 (V)

14 Quelle: Eigene Darstellung, Agora (2017): Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittelund langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor.





# Wärmeerzeugung und Regelenergie durch E-Kessel

Die E-Kessel der Stadtwerke Schwerin sind elektrische Wärmeerzeuger. Durch die Bereitstellung negativer Regelenergie tragen sie zugleich zur Netzstabilität bei.

Auf ihrem Gelände betreiben die Stadtwerke Schwerin seit dem Jahr 2013 drei Elektro-Kessel (E-Kessel) zur Wärmeerzeugung. Jeder Kessel stellt eine elektrische Leistungsaufnahme von 5 MW<sub>el</sub> bereit, sodass insgesamt 15 MW<sub>el</sub> zur Verfügung stehen. Die thermische Leistung dieser PtH-Anlage liegt bei 15 MW Heizleistung. Diese PtH-Anlagen sind sowohl an das Fernwärmenetz als auch das Stromnetz der allgemeinen Versorgung angeschlossen. Soweit die E-Kessel EE-Strom beziehen, kann erneuerbare Wärme in das Fernwärmenetz eingespeist werden. Sie tragen damit zur Dekarbonisierung des Wärmesektors bei.

Durch ihren Netzanschluss bieten die E-Kessel einen Puffer für die schwankende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Mit den Kesseln wird seit dem Jahr 2013 negative Sekundärregelenergie bereitgestellt, d.h. die Kessel beziehen zur Stabilisierung des Netzes Strom. Ist die Zuverlässigkeit oder Sicherheit der Energieversorgung in der Regelzone gefährdet oder gar gestört, müssen die Netzbetreiber netz- und systemwahrende Maßnahmen ergreifen.<sup>1</sup> Zur Netzstabilisierung gehören u.a. marktbezogene Maßnahmen wie das Zu- und Abschalten von zusätzlichen Lasten sowie der Einsatz von Regelenergie.<sup>2</sup> Ist die Stromnachfrage z.B. höher als prognostiziert, muss der Netzbetreiber in seiner Regelzone zusätzlichen Strom bereitstellen<sup>3</sup> oder bei einem Überangebot bzw. weniger Nachfrage die Stromproduktion verringern oder den

Drei E-Kessel à 5 MW<sub>el</sub>  
Insgesamt 15 MW<sub>el</sub> und 15 MW<sub>ther</sub>  
Negative Sekundärregelenergieleistung seit 2013  
CO<sub>2</sub>-Einsparung seit Inbetriebnahme: ca. 4.35t<sup>25</sup>  
2018 bundesweite Einspeisereduzierungen und -erhöhungen: ca. 15.529 GWh

Verbrauch erhöhen.<sup>4</sup> Im Jahr 2018 wurden bundesweit Einspeisereduzierungen und -erhöhungen in Höhe von rund 15.529 GWh angefordert, was ca. 3 % der Nettostromerzeugung in Deutschland ausmacht.<sup>5</sup>

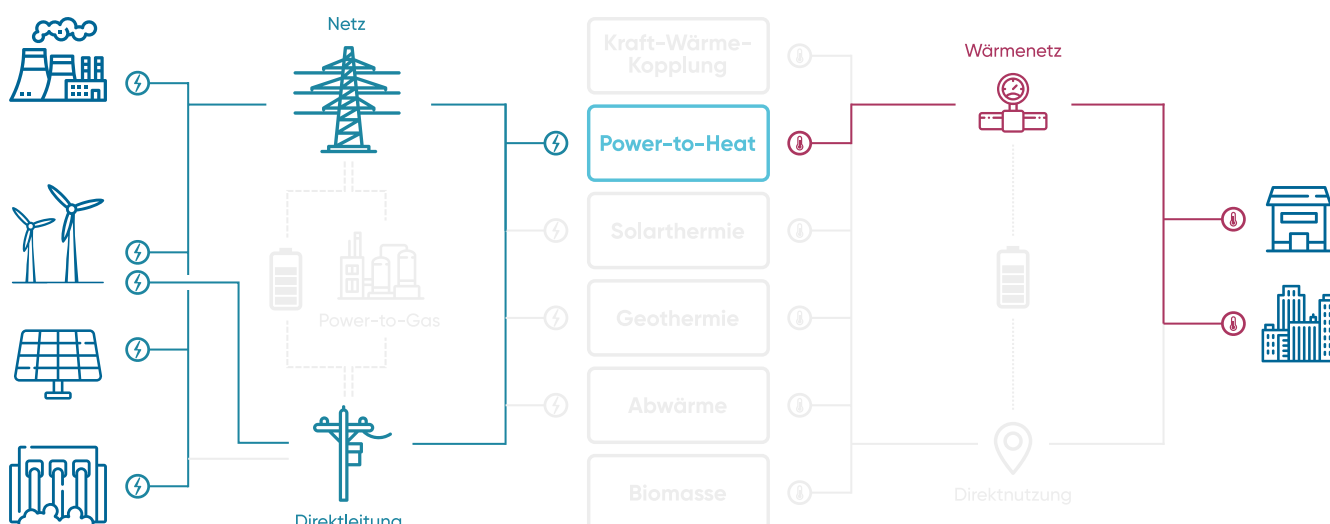


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Wärmeversorgung durch E-Kessel.

## Regelenergie und Sektorenkopplung

Regelenergie ist Ausgleichsenergie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten bzw. Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung von Strom eingesetzt wird.<sup>6</sup> In Abhängigkeit von der Geschwindigkeit ihrer Bereitstellung wird bei der Regelenergie zwischen drei Ebenen unterschieden: Primärregelenergie (bis 30 Sekunden), Sekundärregelenergie (innerhalb von 5 Minuten) und die Tertiärregelenergie (sog. Minutenreserve, ab 15 Minuten).<sup>7</sup>

Die E-Kessel werden im Rahmen der negativen Sekundärregelleistung vermarktet, die E-Kessel beziehen demnach Strom aus dem Netz, um zur Netzstabilität beizutragen.

Die Beschaffung von Regelenergie durch die Netzbetreiber erfolgt durch diskriminierungsfreie und transparente Ausschreibung.<sup>8</sup> Die Primärreserve wird dabei wöchentlich, die Sekundärreserve und die Minutenreserve werden kalendertäglich ausgeschrieben.<sup>9</sup>

Im Rahmen der Ausschreibung stellen die Netzbetreiber insbesondere technische Anforderungen an die Regelenergieanbieter, die sog. Präqualifikation.<sup>10</sup> Zur Teilnahme am Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt hat die BNetzA Regelungen festgelegt.<sup>11</sup> Die

Vorschriften betreffen insbesondere die Mindestangebotsgröße und damit die Leistung der Anlage, sowie die Geschwindigkeit, in welcher diese Leistung bereitgestellt werden muss.<sup>12</sup>

Die Bereitstellung von Regelenergie stellt eine Systemdienstleistung dar, die entsprechend vergütet wird. Die Anlagenbetreiber erhalten einen Leistungspreis für die Bereithaltung der Regelleistung und einen Arbeitspreis für die tatsächliche Einspeisung bzw. Entnahme. Die beiden Gebotspreise unterliegen Marktschwankungen bei den Auktionen. Die Zuschlagung folgt zunächst nach dem gebotenen Leistungspreis. Beginnend mit dem niedrigsten Leistungspreis bekommen alle Gebote einen Zuschlag, bis die ausgeschriebene Menge erreicht ist. Im zweiten Schritt werden alle bezuschlagten Gebote aufsteigend nach den Arbeitspreisen in eine Einsatzreihenfolge (Merit-Order) gebracht und im Bedarfsfall abgerufen. Alle Bezuschlagten werden nach dem jeweiligen Gebot (und damit abweichend vom Strommarkt nicht nach dem höchsten Gebot) bezahlt.<sup>13</sup>

PtH-Anlagen sind grundsätzlich zur Teilnahme am Markt für negative Regelenergie geeignet. PtX-Anlagen stehen dabei in einem Wettbewerb mit Anlagen, die keine Sektorenkopplung leisten, und ggf. gezielter auf die Präqualifikationen zugeschnitten sind.

Regelenergie = Ausgleichsenergie  
 Primär: bis 30 Sekunden  
 Sekundär: innerhalb von 5 Minuten  
 Tertiärregelenergie (sog. Minutenreserve): ab 15 Minuten  
 Diskriminierungsfreie Ausschreibung: regelleistung.net  
 Präqualifikation: bes. Herausforderung für (kleine) PtX-Anlagen  
 Leistungspreis: Bereitschaftsvergütung, wg. Marktsituation derzeit 0  
 Arbeitspreis: tatsächliche Einspeisung bzw. Entnahmen  
 Gebotsverfahren: 2-Stufig  
 PtH auch im Regelenergiemarkt als Letztverbraucher => Abgaben (+)

renkopplung leisten, und ggf. gezielter auf die Präqualifikationen zugeschnitten sind.

PtH-Anlagen, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, können sich hinsichtlich des Strombezugs grundsätzlich auf keine Sondervorschriften berufen. Als Letztverbraucher fallen für die E-Kessel auch bei Abruf im Regelenergiemarkt grundsätzlich alle Letztverbraucherabgaben an. Diese bestimmen maßgeblich den Arbeitspreis.

## E-Kessel und Energiewende

Mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt der Anteil der volatilen Stromerzeugung. Vor diesem Hintergrund steigen die Anforderungen an Flexibilisierungen vor und hinter dem Netz an.<sup>18</sup> Um die Versorgungssicherheit und Systemstabilität jederzeit zu gewährleisten, müssen flexible Erzeugungs- und Verbrauchskonzepte entstehen. Hierzu kann bereits gezieltes Erzeugungsmanagement von gepoolten Anlagen beitragen.<sup>19</sup> Die Kopplung von PtX-Anlagen als Verbraucher mit EE-An-

lagen als Erzeuger vor dem Netz kann zu einem solchen netzdienlichem Management genutzt werden. Gleichzeitig kann damit der Einsatz Erneuerbarer Energien optimiert werden, wenn Abregelungen im Rahmen netz- und systemschützender Maßnahmen vermieden werden.<sup>20</sup> Besondere Potenziale ergeben sich hierbei durch die Kopplung von EE-Anlage und PtH-Anlage.<sup>21</sup> Dieser Zusammenschluss kann Strom und Wärme erzeugen und zugleich

systemdienliche Leistungen erbringen. Im Gegensatz zur KWK-Technologie werden hier jedoch keine fossilen Brennstoffe eingesetzt.<sup>22</sup>

Kommt es trotz der flexiblen Fahrweise des Zusammenschlusses zu Gefährdungen und Störungen im Netz, kann die PtH-Anlage im Rahmen marktbezogener Maßnahmen zur Netz- und Systemstabilität beitragen. Durch das Bereithalten negativer Regelenergie können PtH-Anlagen netz- und systemdienlich arbeiten.

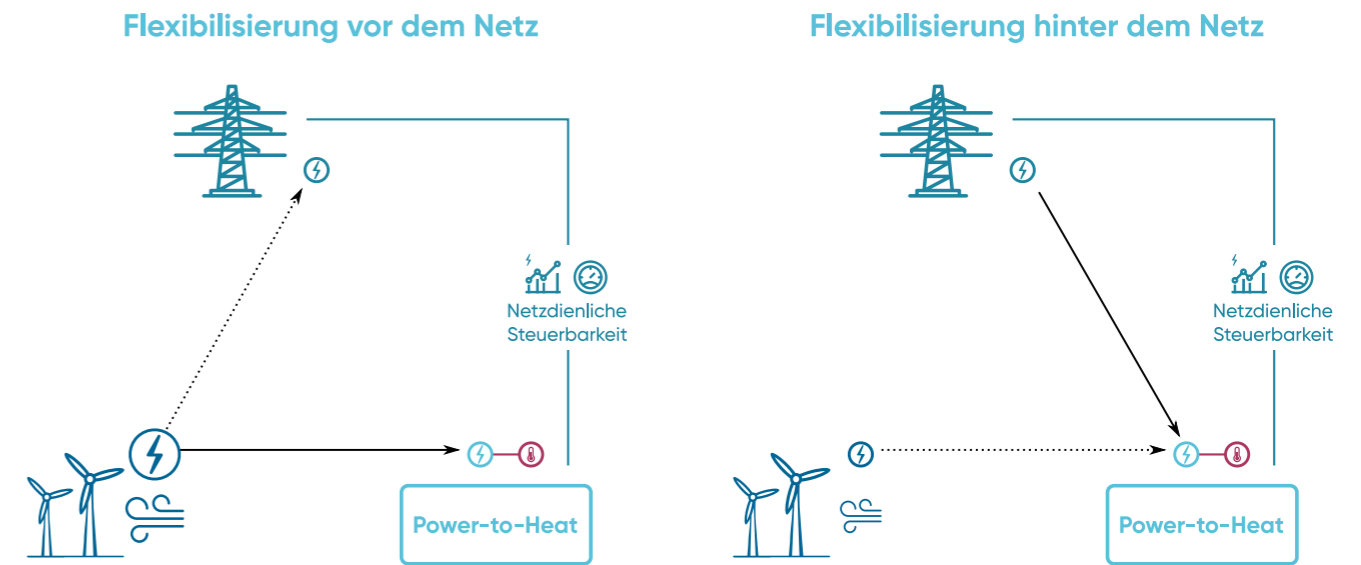


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Einsatzfeldes der E-Kessel als Flexibilisierungsoption vor und hinter dem Netz.

## Die Förderung nach § 13 Abs. 6a EnWG

Betreiber von KWK-Anlagen können vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung (PtH-Anlage) mit ihrem ÜNB schließen.<sup>14</sup> Im Gegenzug erhält der Betreiber der KWK-Anlage vom ÜNB laufend eine angemessene Vergütung für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, eine Erstattung der Kosten für die Lieferung der elektrischen Energie für die PtH-Anlage<sup>15</sup> sowie einmalig eine Erstattung der erforderlichen Kosten für die Investition in die PtH-Anlage.<sup>16</sup> Die KWK-Anlage muss im Netzausbaugbiet liegen.<sup>17</sup> Durch den erhöhten Netzstrombezug unter gleichzeitiger Wärmeerzeugung und reduzierter Stromerzeugung stützt die KWK-Anlage die Netz- und Systemstabilität. Grundsätzlich kann aber auch eine PtH-Anlage in Kopplung mit einer EE-Anlage diese Systemdienstleistungen erbringen. Die Förderung nach § 13 Abs. 6a EnWG ist jedoch

technologiespezifisch auf den Einsatz von KWK-Anlagen beschränkt. Stünde die Förderung auch Betreibern von gekoppelten Anlagen aus PtH-Anlagen und EE-Anlagen offen, ergäbe sich für Betreiber von PtH-Anlagen ein neues Geschäftsmodell.

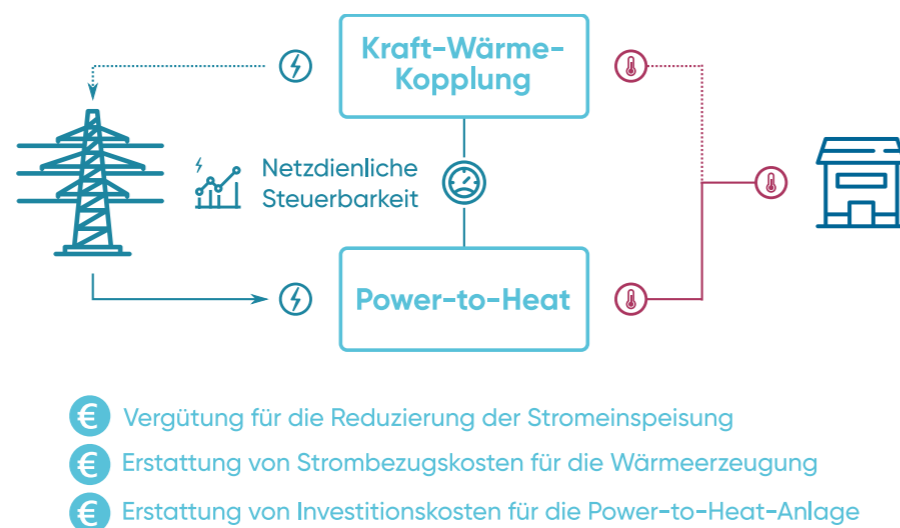


Abbildung 2: Schematische Darstellung des § 13 Abs. 6a EnWG.

## E-Kessel und Wärmewende

Durch den Einsatz von PtH-Anlagen, die EE-Strom beziehen, erfolgt ein wesentlicher Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors. Die E-Kessel tragen zur Wärmewende bei, soweit sie ihren Strom unmittelbar aus Erneuerbaren Energien beziehen. Ein zusätzlicher Beitrag erfolgt durch die Einspeisung in das Fernwärmenetz.

Fernwärmenetze gelten mit Blick auf die zentrale Wärmeerzeugung und Verteilung an eine Vielzahl von Verbrauchern als besonders effizient. Die dezentralen Wärmeerzeuger setzen jedoch zumeist fossile Brennstoffe ein.<sup>23</sup> Durch die Einspeisung von Wärme aus Erneuerbaren Energien werden die Netze entfossiliert. Die bestehende Infrastruktur wird effizient weitergenutzt.

Szenarien zur Einhaltung der Klimaziele gehen von einem massiven Anstieg strombasierter, erneuerbarer Wärme in Fernwärmenetzen aus. Lag die elektrische Wärmeerzeugung im

Jahr 2015 noch unter 1 TWh pro Jahr, soll sie im Jahr 2050 zwischen 56 und 72 TWh pro

Jahr liegen und gemeinsam mit Biomasse den Fernwärmebedarf decken.<sup>24</sup>

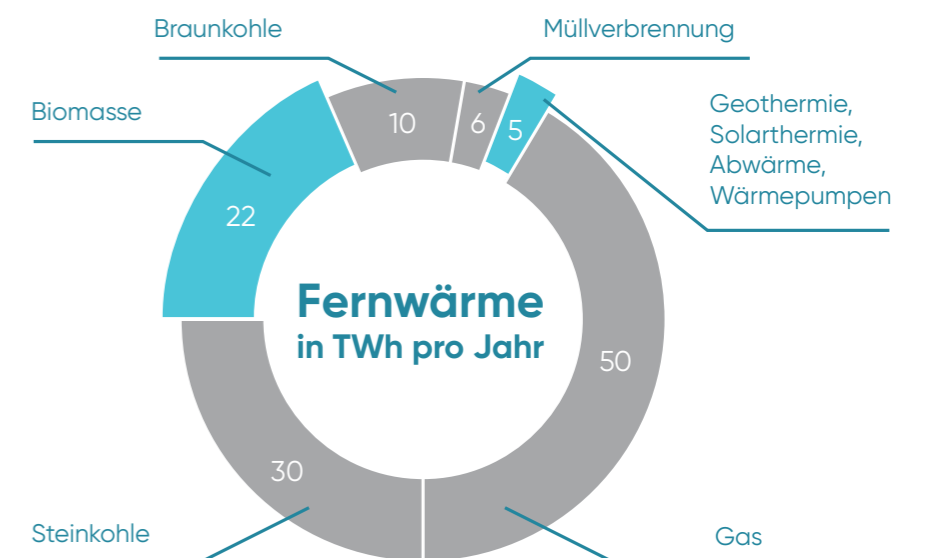


Abbildung 4: Anteil der Energieträger im Fernwärmenetz, Stand 2015.<sup>26</sup>

## Empfehlungen

Technologieoffene Ausgestaltung des § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt abschalten“)

Flexibilitätsleistungen zur Netz- und Systemstabilisierung durch PtH bei Letztverbraucherabgaben honorieren

Die E-Kessel können trotz ihres Beitrags zur Netzstabilisierung und der möglichen Defossilisierung des Fernwärmenetzes nicht durchgängig

wirtschaftlich am Regenergiemarkt teilnehmen. Aufgrund des hohen Wettbewerbsdrucks im Regenergiemarkt müssten die E-Kessel teilweise ihre Leistung zu Preisen anbieten, die angesichts der anfallenden Stromnebenkosten auch bei netzstabilisierenden Maßnahmen nicht wirtschaftlich sind. Sollen E-Kessel als PtH-Anlagen zur Netzstabilisierung und Bereitstellung von (erneuerbarer) Wärme vermehrt eingesetzt werden, müssen bestehende Privilegierungen erweitert oder neue Befreiungen für die Bereitstellung von Flexibilität durch PtH-Anlagen geschaffen werden. In einem ersten Schritt könnte

die Förderung für netzdienliche Steuerbarkeit von KWK-Anlagen auf gleichermaßen wirkende Kopplungen von PtH-Anlagen und EE-Anlagen erweitert werden. Mithin sollte die Förderung des § 13 Abs. 6a EnWG technologieoffen gestaltet werden. Darüber hinaus könnten PtH-Anlagen, die besondere Flexibilitätsleistungen zur Netz- und Systemstabilisierung anbieten, bei den Letztverbraucherabgaben privilegiert werden. Hierdurch würden weitere Geschäftsfelder erschlossen, die sogleich zu einer Zunahme an PtH-Anlagen führen können.

### Projektsprechpartner

Stadtwerke Schwerin GmbH  
Eckdrift 43-45  
19061 Schwerin  
René Tilsen  
0385/6333442  
[rene.tilsen@swsn.de](mailto:rene.tilsen@swsn.de)

### Herausgeber

Landesverband  
Erneuerbare Energien MV e. V.  
Lübecker Straße 24  
19053 Schwerin  
+49 (0) 385 – 39 39 29 30  
[info@lee-mv.de](mailto:info@lee-mv.de)

1 Vgl. § 13 Abs. 1 EnWG.

2 Vgl. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG.

3 Sog. Positive Regelernergie.

4 Sog. Negative Regelernergie. Die Bereitstellung negativer Regelernergie ist nicht zu verwechseln mit der Abregelung von Strom aus EE oder KWK im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG 2017.

5 BNetzA (2018) [https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht\\_Q4\\_2018.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&sv=6.S.12](https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf?__blob=publicationFile&sv=6.S.12) und [https://www.energy-charts.de/energy\\_pie\\_de.htm?year=2018&month=1](https://www.energy-charts.de/energy_pie_de.htm?year=2018&month=1)

6 Vgl. § 3 Nr. 1 EnWG und § 2 Nr. 9 StromNZV

7 Vgl. § 2 StromNZV.

8 Vgl. § 22 Abs. 2 EnWG, § 6 StromNZV. Die vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland nutzen für die öffentlichen Ausschreibungen am Regenergiemarkt die Internetplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

9 <https://www.regelleistung.net>

10 Siehe zu den Präqualifikationen <https://www.regelleistung.net/ext/tender/remark/download/128248889>

11 vgl. § 22 Abs. 2 i.V.m. § 29 Abs. 1 EnWG; BNetzA, Beschluss BK6-15-158; Beschluss vom 13.06.2017, BK6-15-159.

12 Die Mindestangebotsgröße für Sekundärregelleistung und Minutenreserve beträgt grundsätzlich 5 MW; jeweils für positive als auch für negative Regelernergie.

13 Sog. Pay-as-bid Verfahren.

14 § 13 Abs. 6a EnWG.

15 § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 EnWG.

16 § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG.

17 Netzausbaugelände sind Gebiete, in denen die Übertragungsnetze besonders stark überlastet sind, vgl. § 36c Abs. 1 EEG 2017.

18 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil A S. 33.

19 Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil A S. 34.

20 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil A S. 39.

21 Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil A S. 39.

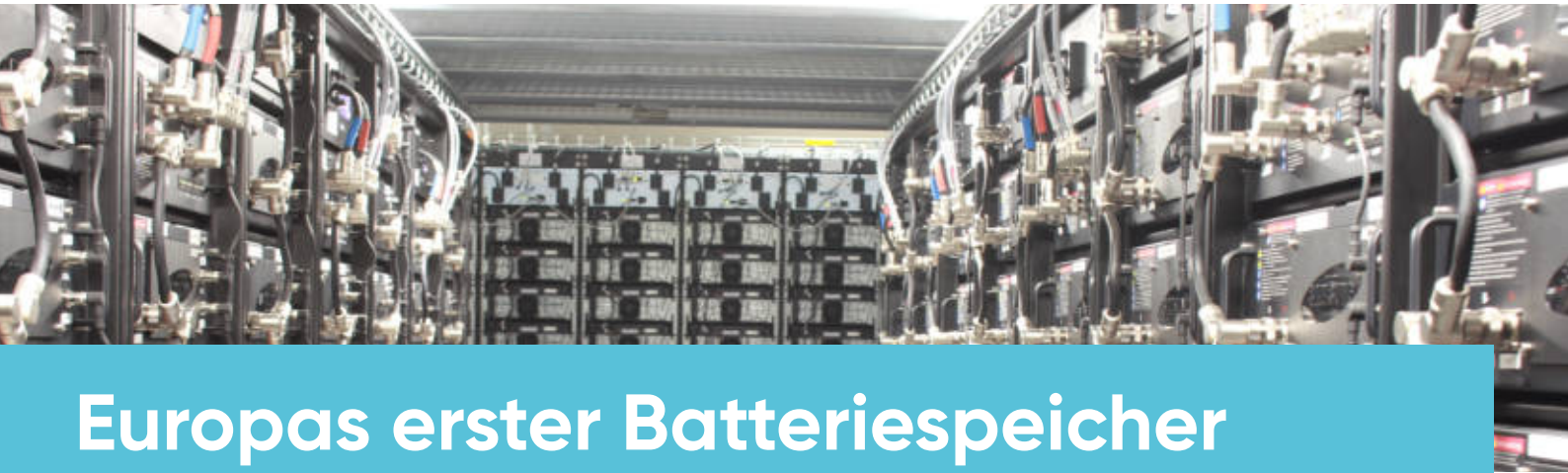
22 Brennstoffe in KWK-Anlagen sind vornehmlich Gas und Kohle, obgleich der Anteil an Biomasse ansteigt, vgl. UBA (2017): KWK-Nettostromerzeugung nach Energieträgern, online abrufbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3\\_abb\\_kwk-nettostromerzeugung-nach-et\\_2018-02-20\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_abb_kwk-nettostromerzeugung-nach-et_2018-02-20_0.pdf).

23 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil A S. 46.

24 Vgl. Agora (2019): Wie werden Wärmenetze grün?, S. 8, online abrufbar unter: [https://www.agora-energiende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Waermenetze/155\\_Waermenetze\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf)

25 Basierend auf einem Umrechnungsfaktor von 0,18 t CO<sub>2</sub>/MWh erzeugte Wärme.

26 Quelle: Eigene Darstellung, Agora (2019): Wie werden Wärmenetze grün?, online abrufbar unter: [https://www.agora-energiende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Waermenetze/155\\_Waermenetze\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Waermenetze/155_Waermenetze_WEB.pdf).



# Europas erster Batteriespeicher

**Speicher stellen im Rahmen der Energiewende eine Schlüsseltechnologie für den zunehmenden Flexibilisierungsbedarf im Stromsystem dar.**

Der bereits seit dem Jahr 2014 bestehende Batteriespeicher mit einer installierten Leistung von 5 MW hat das Schweriner Energieversorgungsunternehmen WEMAG um einen zusätzlichen Speicher erweitert. Nach der Inbetriebnahme besteht nunmehr eine nominale Kapazität von 15 MWh (Speicherkapazität) und eine Leistung von 14 MW.

Mit dem vollautonom arbeitenden Batteriespeicher nimmt die WEMAG am Regenergiemarkt teil. Regenergie ist Ausgleichsenergie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten bzw. Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung von Strom eingesetzt wird.<sup>1</sup> In Abhängigkeit von der Geschwindigkeit ihrer Be-

reitstellung wird bei der Regenergie zwischen drei Ebenen unterschieden: Primärregenergie (bis 30 Sekunden), Sekundärregenergie (innerhalb von 5 Minuten) und die Tertiärregenergie (sog. Minutenreserve, ab 15 Minuten). Der Speicher ist in der Lage Primärregenergie zu leisten.<sup>2</sup> Für den Primärregenergiemarkt hat die WEMAG 10 MW des Speichers präqualifiziert.<sup>3</sup>

Durch die Teilnahme des Batteriespeichers am Regenergiemarkt erfolgt nicht nur ein Beitrag zur Netz- und Systemstabilität in der Regelzone. Erhält der Speicher in den Ausschreibungen den Zuschlag können unter anderem fossile Wettbewerber verdrängt werden. Regel-Kraftwerke, die mit fossilen Energieträgern arbeiten, müssen zur Bereithaltung von Regenergie regelmäßig ununterbrochen laufen. Neben den dabei anfallenden Emissionen durch den Einsatz fossiler Brennstoffe

Batteriespeicherkraftwerk: nominale Kapazität 15 MW; Leistung 14 MW

Präqualifiziert am Primär-Regenergiemarkt: 10 MW

Investitionskosten:

- Schwerin 1: ca. 6,5 Mio. EUR
- Schwerin 2: ca. 5 Mio EUR (Erweiterung ohne Förderung)

Schwarzstartfähigkeit: gefördert mit 180 T EUR

verstopfen diese Kraftwerke den Markt für Erneuerbare Energien. Demgegenüber können Batteriespeicher gezielt hoch- und runtergefahren werden, ohne permanent in das Netz zu speisen. Darüber hinaus können Batteriespeicher durch gezieltes Beladen mit EE-Strom positive Regelleistung ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen gewährleisten.

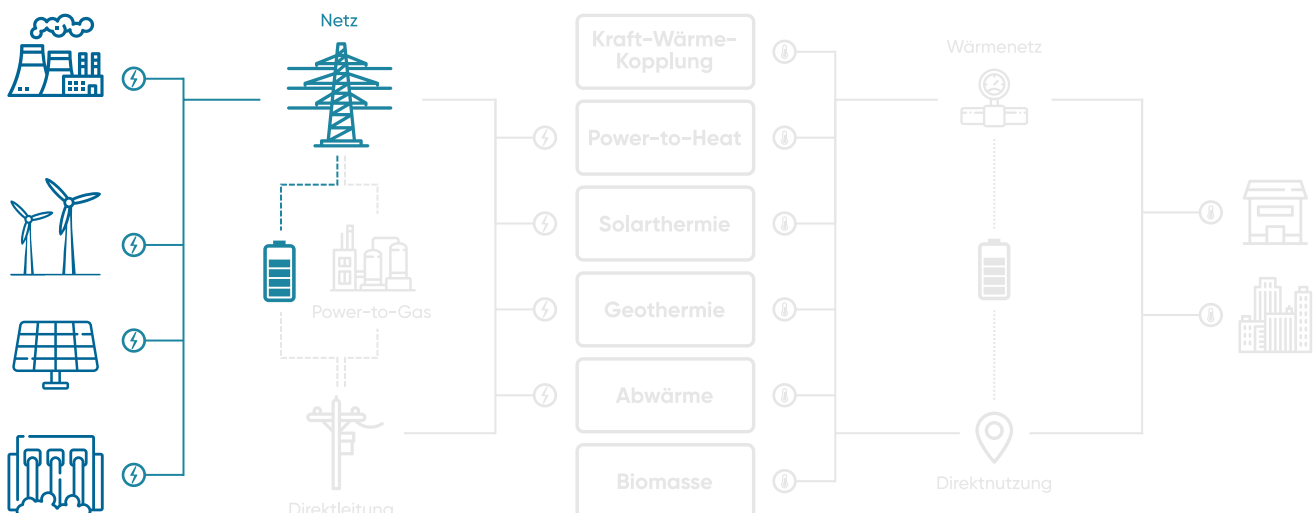


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Speichertätigkeit in der Energieversorgung.

## Schwarzstartfähigkeit

Kommt es zu einem vollständigen Stromausfall, kann der Batteriespeicher die Stromversorgung vollständig autonom wiederherstellen können. Der Batteriespeicher wurde zum

Zwecke dieser sog. Schwarzstartfähigkeit ertüchtigt. Für die Versorgungssicherheit sonst systemrelevante Kohle- oder Gaskraftwerke könnten damit überflüssig werden.

Mit Regelenergie und Schwarzstartfähigkeit sorgt das Batteriespeicherkraftwerk für die notwendige Flexibilität und Systemsicherheit im Stromnetz.

## Preisentwicklung im Primärregelenergiemarkt

Der Regelenergiemarkt ist zum Teil starken Schwankungen unterworfen. Die Zahl der Teilnehmenden steigt, die gebotenen Leistungspreise sinken.

Im Jahr 2015 lagen die jährlichen Primärregelenergiepreise pro MW noch bei ca. 180 TEUR. In den darauffolgenden Jahren fielen die Preise bereits unter 150 TEUR. Der Preisfall ging 2019 gar unter 100 TEUR.<sup>4</sup> Der zunehmende Wettbewerbsdruck durch die steigende Anzahl

von Teilnehmenden am Primärregelenergiemarkt sorgt für geringe Redispatch-Kosten.<sup>5</sup> Zugleich steigt der wirtschaftliche Druck auf Batteriespeicher und andere PtX-Anwendungen. Diese stehen weiterhin in Konkurrenz mit konservativen Technologien, die auf dem Einsatz fossiler Energien beruhen. Der Regelenergiemarkt ist im Hinblick auf den Einsatz Erneuerbarer Energien oder fossiler Energien unterschiedslos.

Der zunehmende Wettbewerbsdruck entsteht auch durch einen Anstieg an Batteriespeichern in der Primärregelenergieleistung. Ende des Jahres 2018 waren noch 250 MW Batteriespeicherleistung im Primärregelenergiemarkt präqualifiziert. Im Jahr 2019 stieg die präqualifizierte Leistung bereits auf über 380 MW an. Gemessen an Gesamtbedarf an Primärregelleistung in Deutschland in Höhe von 605 MW entspricht das 62 % Primärregelenergie durch Batteriespeicher.<sup>6</sup>

## Regulierung

Speicher – und damit grundsätzlich auch Batteriespeicher – werden im einschlägigen Rechtsrahmen berücksichtigt. Speicher zählen wie PtX-Anlagen zu den Letztverbrauchern, sodass grundsätzlich alle Letztverbraucherabgaben anfallen.<sup>7</sup> Für Betreiber von Batteriespeichern können jedoch verschiedene Ausnahmen und Privilegierungen greifen.

Hinsichtlich der EEG-Umlage profitieren

Batteriespeicher vom sog. Speicherprivileg.<sup>8</sup> Die Zahlungspflicht der EEG-Umlage<sup>9</sup> reduziert sich für Speicher auf den Betrag, der auf die ausgespeicherte Strommenge zu zahlen ist. Dies stellt zwar keine grundsätzliche Befreiung der EEG-Umlage dar, eine Doppelbelastung ist jedoch zumindest unterbunden.<sup>10</sup> Werden Speicher zugleich – etwa zur Eigenoptimierung – in Eigenversorgungsmodellen<sup>11</sup> eingesetzt, kann sich die EEG-Umlage auf 40 % reduzieren, für die

eingespeicherte Strommenge, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien stammt.<sup>12</sup>

Zusätzlich sind Speicher befristet für 20 Jahre hinsichtlich der eingespeicherten Strommengen von Netzentgelten befreit, wenn sie die zwischengespeicherte Energie wieder in dasselbe Netz einspeisen.<sup>13</sup>

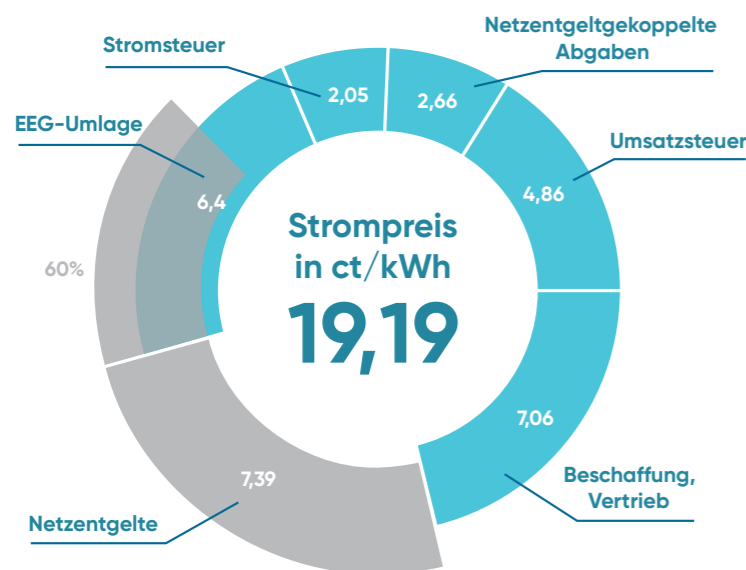


Abbildung 2: Strompreisbestandteile. Nicht anfallende Strompreisbestandteile sind hier grau dargestellt.<sup>17</sup>

### Batteriespeicher und Präqualifikation: PRL

Präqualifizierung gilt 5 Jahre Anforderungen

- 15 Sekunden mindestens 50 % der präqualifizierten Leistung
- 30 Sekunden mindestens 100 % der präqualifizierten Leistung
- Mindestaktivierungszeitraum 15 Minuten<sup>15</sup>
- Störungssicherheit
- Mindestens 1 MW

Ende 2018 noch 250 MW Batteriespeicherleistung präqualifiziert in PRL, im Jahr 2019 bereits 380 MW Gemessen an Gesamtbedarf PRL Deutschland 605 MW entspricht das 62 % PRL durch Batteriespeicher<sup>16</sup>

## Der Beitrag von Batteriespeicherkraftwerken zur Energiewende

Energiespeicher dienen zum Ausgleich zwischen dem schwankenden Energieangebot und der sich verändernden Energienachfrage. Energiespeicher stellen in Zukunft für die Stromversorgung aus fluktuierenden Energiequellen eine unverzichtbare Komponente dar, um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten.<sup>14</sup> Dabei eignen sich Batteriespeicher insbesondere für die Kurzzeitspeicherung über einen Zeitraum von mehreren Stunden.

Das Batteriespeicherkraftwerk kann somit zur Eigenoptimierung und zur Systemstabilisierung genutzt werden. Als Elemente von Versorgungskonzepten sorgen sie für Netz- und Systemdienlichkeit durch erhöhte Netzunabhängigkeit und damit reduzierten Netzausbaubedarf. Gleichzeitig bieten sie im Gesamtsystem Dienstleistungen in Form von positiver und negativer Regelenergie an und sichern damit die Stabilität des Netzes. Können die Speicher zudem einen Schwarzstart leisten, sind sie fundamentaler Bestandteil

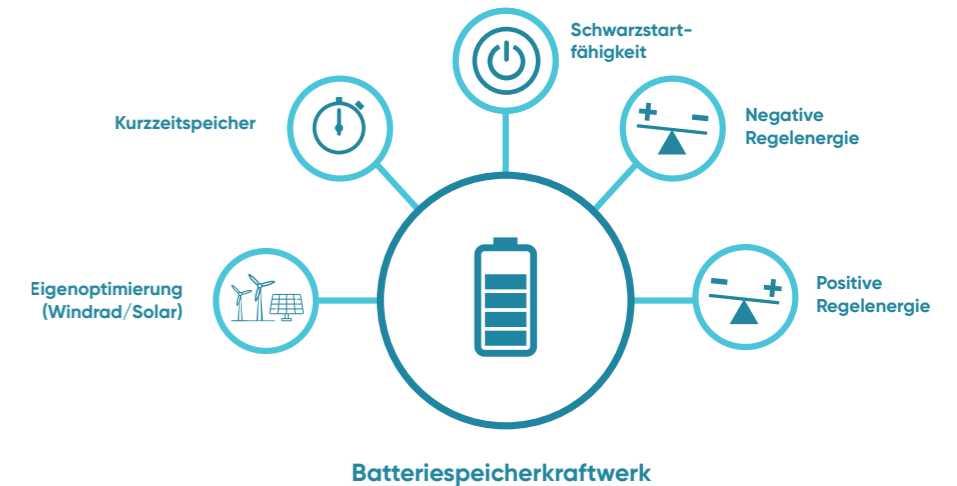


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Potentiale eines Batteriespeicherkraftwerks.

der Versorgungssicherheit und verdrängen sonst systemrelevante Regel-Kraftwerke. Damit sind Speicher wie das Batteriespeicherkraftwerk der

WEMAG essenzielle Bestandteile der Energiewende.

## Empfehlungen

Eröffnung weiterer Geschäftsfelder für (Batterie-) Speicher

Erweiterung bestehender Speicherprivilegien hin zu „echter“ Befreiung von EEG-Umlage

Batteriespeicher als Multitalente in der Energiewende nehmen stark am Markt zu. Diese Zunahme führt aber insbesondere im

Regelenergiemarkt als ein wesentliches Geschäftsfeld von Speichern zu erhöhtem Wettbewerbsdruck. Angesichts des bereits hohen Anteils von Speichern in der Primärregelenergie würden weitere Befreiungen und Privilegierungen für Speicher im Regelenergiemarkt kaum zu einer Besserung führen. Stattdessen gilt es weitere Geschäftsfelder – auch durch Anpassung und Änderung der Regulierung – zu erschließen. Hierunter könnte etwa der Einsatz von Speichern zur Eigenoptimierung,

zur Eigenversorgung und in Quartieren fallen. Speicher sollten in der Regulierung hierfür von weitergehenden Befreiungen und Privilegierungen bei den Letztverbraucherabgaben profitieren. Zu denken wäre an eine Erweiterung der bestehenden EEG-Umlageprivilegien für Speicher. Die bestehende Befreiung stellt lediglich eine Vermeidung von Doppelbelastungen dar, sodass dennoch die EEG-Umlage einmal für Speicher anfällt.

### Projektansprechpartner

WEMAG  
Obotritenring 40  
19053 Schwerin  
Tobias Struck  
tobias.struck@wemag.com  
0385/7552540

### Herausgeber

Landesverband  
Erneuerbare Energien MV e. V.  
Lübecker Straße 24  
19053 Schwerin  
+49 (0) 385 – 39 39 29 30  
info@lee-mv.de

1 Vgl. § 3 Nr. 1 EnWG und § 2 Nr. 9 StromNZV.

2 Vgl. § 2 StromNZV.

3 Siehe zu den Präqualifikationsvoraussetzungen [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

4 <https://www.regelleistung-online.de/prl-preise-2019/>.

5 Redispatch-Kosten sind die auf die Netzentgelte umgelegten Kosten für Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken auf Anordnung des Übertragungsnetzbetreibers zur Vermeidung von Netzengpässen.

6 Vgl. [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

7 § 3 Nr. 25 EnWG, § 3 Nr. 33 EEG 2017.

8 § 6II Abs. 1 EEG 2017.

9 § 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2017.

10 Das Speicherprivileg wird damit begründet, dass die EEG-Umlage ansonsten beim Strombezug des Speichers (also beim Verbrauch) und ein weiteres Mal nach der Ausspeicherung auf den Strombezug des (nächsten) Letztverbrauchers anfallen würde, vgl. BT-Drs. 18/10668, S. 145.

11 § 3 Nr. 19 EEG 2017, Eigenversorgung meint den Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt

12 § 61b EEG 2017.

13 Vgl. § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG. Greif der Befreiungstatbestand nach § 118 Abs. 6 EnWG nicht, kommen für Speicher Privilegierungen durch ein reduziertes Netzentgelt über § 19 Abs. 4 StromNEV in Betracht.

14 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil B S. 46.

15 Die BNetzA hat am 2. Mai 2019 einen Antrag der ÜNB auf Festlegung eines Mindestaktivierungszeitraums von 30 Minuten im Rahmen der Präqualifikation von Speichern zur Teilnahme am Primärregelungsmarkt abgelehnt. Mithin gilt nun ein Mindestbringungszeitraum von 15 Minuten, vgl. BK6-17-234.

16 Vgl. [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

17 Quelle: Eigene Darstellung, BDEW (2019): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019 – Haushalte und Industrie, online abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/190723\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Juli-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf).



# Wind-Wärme-Kraftwerk

**Demonstrations- und Forschungsvorhaben wie das Wind-Wärme-Kraftwerk der Energiequelle GmbH in Kooperation mit der Universität Rostock sind Voraussetzung für ein Gelingen der Wärmewende.**

Die Firma Energiequelle GmbH plant in Zusammenarbeit mit der Universität Rostock die Erprobung der PtH-Technologie im Dauereinsatz. Als Pilotanlage sollen nahe Rostock Windenergieanlagen unmittelbar über eine Direktleitung<sup>1</sup> mit einer PtH-Anlage verbunden werden. So soll EE-Strom direkt zur Erzeugung von Wärme genutzt werden. Die so erzeugte erneuerbare Wärme<sup>2</sup> soll gespeichert und direkt zur Wärmeversorgung verwendet werden.

Die hierfür geplanten Windenergieanlagen sind darüber hinaus an das Netz angeschlossen. Mit der Wind-Wärme-Anlage wird eine duale Vermarktung der Windenergie mit Bereitstellung von Strom CO<sub>2</sub>-freier Wärme ermöglicht.

Das Pilotvorhaben soll Aussagen zu Eigenschaften und Leistungsfähigkeit der Gesamtanordnung und seiner Einzelkomponenten ermöglichen. Die Vorhabenträger versprechen sich essenziellen Wissenszugewinn in den Forschungsbereichen Systemintegration Erneuerbarer Energien in urbane Gebiete, Systemstabilität unter Einbindung Erneuerbarer Energien sowie nachhaltige Strom- und Wärmeversorgung.

## Forschungsthemen der Wind-Wärme-Anlage:

- Auslegung und Engineering
- Technische Verfügbarkeit
- Degradationsprozesse (Verschleiß)
- Langzeitverhalten
- Zusammenspiel zwischen WEA und Wärmespeicherkomponenten
- Schwarzstartfähigkeit
- CO<sub>2</sub>-Einsparpotential
- Steuerung und Regelung
- Betriebsverhalten und Betriebsanforderungen
- Gestehungskosten Erneuerbarer Wärme aus Windenergie (Wind-Wärme)
- Vergleich mit anderen Speichertechnologien

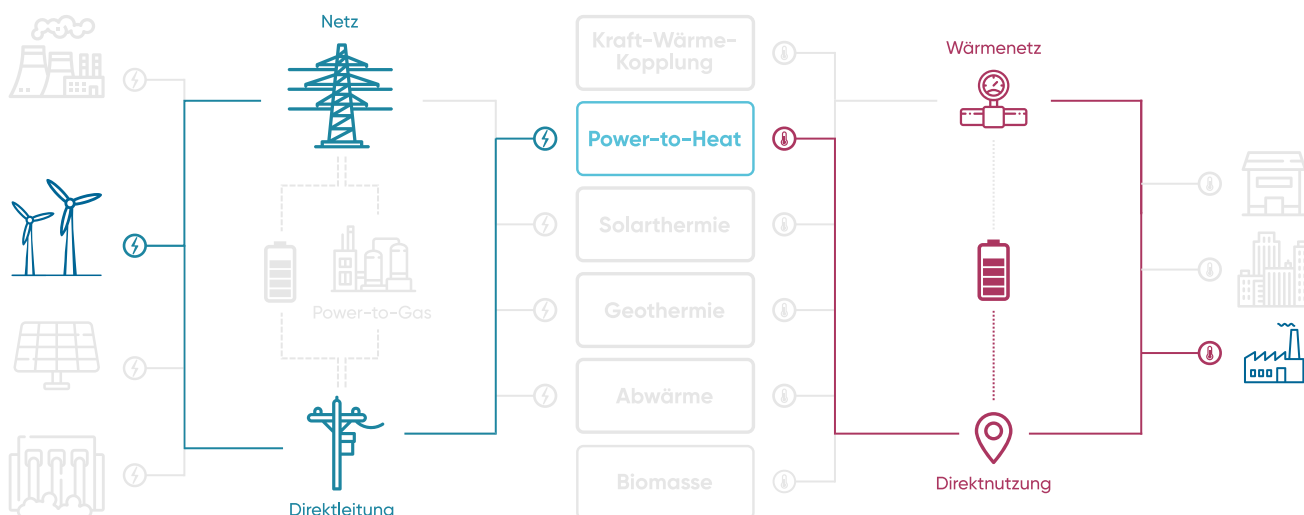


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Wärmeversorgungskonzepts des Wind-Wärme-Kraftwerkes in der Energieversorgung.

## Wind-Wärme und Wind-Wärme-Kraftwerk

Im Vorhaben werden innovative Vermarktungs- und Energiesysteme entwickelt und erprobt. Das Produkt Wind-Wärme soll durch das Wind-Wärme-Kraftwerk, bestehend aus Windenergieanlage, PtH-Anlage und Wärmespeicher erzeugt und vermarktet werden. Der derzeitige Rechtsrahmen hingegen ist auf diese Technologien und Geschäftsmodelle kaum vorbereitet.

Wind-Wärme-Kraftwerke werden rechtlich nicht als Einheit angesehen. Während es für Kraftwärme-Kopplungs-Anlagen einen eigenen Regulierungs- und Förderrahmen gibt, werden Wind-Wärme-Kraftwerke rechtlich zersplittert in Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom, Speicher und Letztverbraucher. Für den Speicher und die PtH-Anlage fallen die Letztverbraucherabgaben regelmäßig in voller Höhe an. Netzentgelte und netzentgeltgekoppelte Umlagen entfallen für die Wärmeeinheiten, da sie nicht ans Netz angeschlossen und über eine Direktleitung mit der Windenergieanlage verbunden sind. Ebenso wäre eine Stromsteuerbefreiung möglich, wenn die Wärmeeinheiten am Ort der Stromerzeugung den Strom abnehmen. Liegen die Anlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang könnte zugleich eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 % einschlägig sein. Verzichtet der Betreiber für die Strommengen aus der Windenergieanlage, die nicht selbst verbraucht und ins Netz eingespeist



Abbildung 3: Schematische Darstellung der Erneuerbaren Energien im Sinne des EEWärmeG. Wind-Wärme wird davon grundsätzlich nicht erfasst.

## FuE für die Energie- und Wärmewende

Vorhaben wie das Wind-Wärme-Kraftwerk der Energiequelle GmbH und Universität Rostock sind essenzielle Bestandteile der Energie- und Wärmewende. Sie weisen technologische, aber auch ökonomische Potentiale auf. Mit der direkten physischen und steuerungstechnischen Verknüpfung

der Einheiten betritt das Wind-Wärme-Kraftwerk Neuland und es beschreibt zugleich mögliche Sektorenkopplungsanlagen mit einem systemischen Ansatz. Durch die Kopplung von Windenergieanlage, Speicher und Wärmeerzeuger vor dem Netz kann vollständig CO<sub>2</sub>-freie Wärmeerzeugung er-

werden, auf die EEG-Zahlung, entfällt die EEG-Umlage gar vollständig. Mangels einer Förderung nach dem EEG 2017 und KWKG müsste sich das Wind-Wärme-Kraftwerk damit jedoch vollständig über die Vermarktung der Windenergie in der sonstigen Direktvermarktung<sup>5</sup> und die Vermarktung der Wind-Wärme finanzieren.

Ob für Wind-Wärme ein besonderer Markt besteht, ist allerdings fraglich. Rechtlich wird sie nicht spezifisch definiert oder gar gefördert. Zumindest im Rahmen von Neubauten sind der Einsatz von Wärme aus Erneuerbaren Energien sowie Energieeffizienzmaßnahmen erforderlich.<sup>4</sup> Als Erneuerbare Energiequellen gelten hier ausschließlich Geothermie, Umweltwärme, solare Strahlungsenergie sowie Biomasse.<sup>5</sup> Der Einsatz von Windenergie wird hierbei nicht aufgelistet. Sie kann allenfalls bei Wärmepumpen, die zur Umweltwärme zählen, eingesetzt werden. Das Gesetz unterscheidet bei der Umweltwärme jedoch nicht zwischen dem Einsatz von Netzstrom und EE-Strom, sodass für den Einsatz von Windenergie kein Mehrwert besteht. Vor diesem Hintergrund muss bezweifelt werden, dass das Produkt Wind-Wärme derzeit zielführend und gewinnbringend vermarktet werden kann.

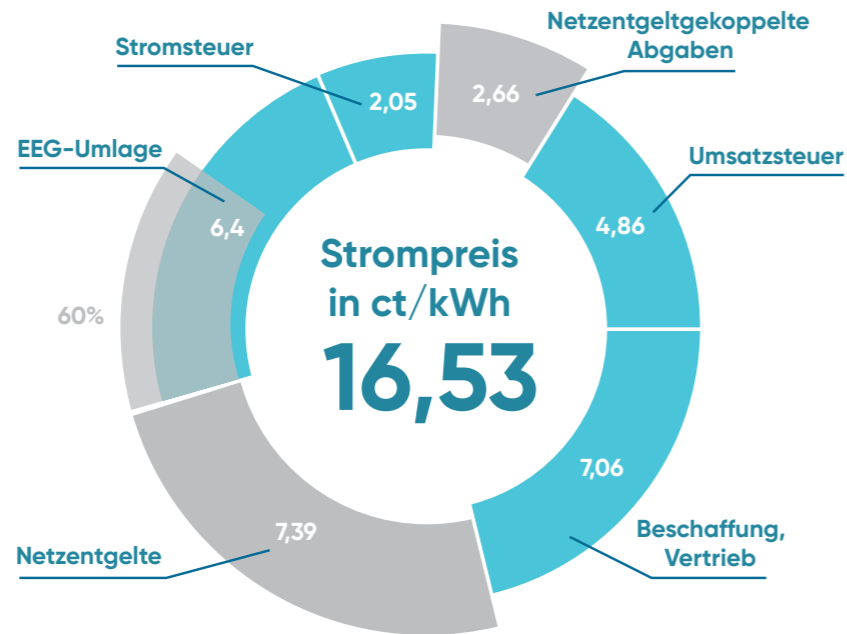


Abbildung 2: Strompreisbestandteile des Wind-Wärme-Kraftwerks. Nicht anfallende Strompreisbestandteile sind hier grau dargestellt.<sup>6</sup>

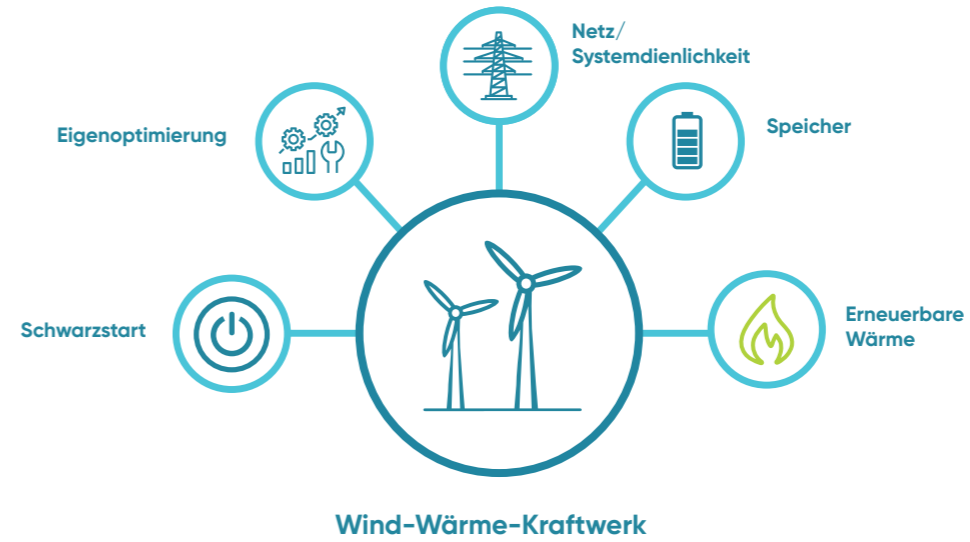


Abbildung 4: Potentiale des Wind-Wärme-Kraftwerks.

rer Energien zur Systemstabilität“ werden im Kern die wesentlichen Aspekte der Sektorenkopplung untersucht. Das Wind-Wärme-Kraftwerk gibt demnach Auskunft über

die System- und Netzdienlichkeit dieser Sektorenkopplungstechnologie, den Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors und die dabei anfallenden Kosten.

## Empfehlungen

Begriffsbestimmungen in Strom- und Wärmesektor kohärent gestalten

Begriff der Erneuerbaren Energie im Wärmesektor ausweiten (Wind- und Solarenergie)

Eigenversorgungsverbot und Verlust der EEG-Vergütung neu gestalten, hin zu Flexibilisierungsoptionen

Schaffung systemübergreifender, gekoppelter Anlagentypen

Eine Realisierung des Wind-Wärme-Kraftwerks unter den derzeit geltenden Regelungsrahmen wäre kaum wirtschaftlich möglich und teilweise rechtlich untersagt. Soll die integrierte Kopplung von Windenergieanlage und PtH-Anlage vermehrt zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbarer Energie sowie zur Flexibilisierung im Stromsektor herangezogen werden, so bedarf es einiger notwendiger Anpassungen im Regulierungsrahmen. Zunächst müsste die aus Windenergie strombasiert erzeugte Wärme überhaupt privilegiert im Wärmesektor betrachtet werden. Hierfür

wären die Begriffsbestimmungen im Strom- und Wärmesektor kohärent zu gestalten und insbesondere im Wärmesektor zu erweitern. Darüber hinaus stünde die Finanzierung der Wind-Wärme vor erheblichen Schwierigkeiten, soweit die Betreiber aufgrund der Eigenversorgung der PtH-Anlage für das gesamte Kalenderjahr den möglichen Anspruch auf EEG-Vergütung verlieren. Dem könnte durch Flexibilisierungsoptionen entgegengewirkt werden. Insgesamt mangelt es im Regulierungsrahmen an der Anerkennung solcher systemübergreifender Anlagentypen.

## Innovationen des FuE-Vorhabens

- Direkte Kopplung von Windenergieanlage, Speicher und PtH ohne dazwischengeschaltetes Netz
- Vollständig CO<sub>2</sub>-freier Wärmespeicher
- Automatisierte Wärmespeicherung bei Windstromüberschuss
- Intelligente Steuerung der Einheiten im selbstregelnden Betrieb auf Basis prognostizierter und tatsächlicher Windverhältnisse
- Digitalisierung: Entwicklung von Mess-, Steuerungs- und Regelsoftware für gesamtes Speichersystem
- Duale Verwertung von Windenergie (Strom- und Wärmesektor)
- Etablierung des Energieprodukts „Wind-Wärme“
- Entwicklung des Energiesystems „Wind-Wärme-Kraftwerk“

## Projektsprechpartner

Energiequelle GmbH  
Industriestraße 14  
18069 Rostock  
Felix Granzow  
Granzow@energiequelle.de  
+49 (0)381 202 77-826

## Herausgeber

Landesverband  
Erneuerbare Energien MV e. V.  
Lübecker Straße 24  
19053 Schwerin  
+49 (0) 385 – 39 39 29 30  
info@lee-mv.de



---

1 Siehe zum Begriff § 3 Nr. 12 EnWG: eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zwecke der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen oder Kunden verbindet, oder eine zusätzlich zum Verbundnetz errichtete Gasleitung zur Versorgung einzelner Kunden.

2 Vgl. zum Begriff IKEM (2018): Ein Rechtsrahmen für den Wärmesektor, online abrufbar unter: [https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/Waermepapier\\_20180808.pdf](https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/Waermepapier_20180808.pdf).

3 Vgl. hierzu § 21a EEG 2017: Das Recht der Anlagenbetreiber, den in ihren Anlagen erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der Zahlung nach § 19 Absatz 1 direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung), bleibt unberührt.

4 Vgl. §§ 3, 5ff. EEWärmeG sowie § 3 Abs. 1, § 4 Abs. 1 EnEV.

5 § 2 Abs. 1 EEWärmeG.

6 Quelle: Eigene Darstellung, BDEW (2019): BDEW-Strompreisanalyse Januar 2019 – Haushalte und Industrie, online abrufbar unter: [https://www.bdew.de/media/documents/190723\\_BDEW-Strompreisanalyse\\_Juli-2019.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/190723_BDEW-Strompreisanalyse_Juli-2019.pdf).



# Bürgerwindrad und PtH

Ein sog. Bürgerwindrad versorgt die Anwohner mit EE-Strom und finanziert dabei gleichzeitig Investitionen in die Wärmewende.

Eine in der Gemeinde Bütow Ende 2019 in Betrieb gegangene Windenergieanlage erzeugt EE-Strom und speist diesen bisher vornehmlich ins Netz der allgemeinen Versorgung ein. Nunmehr sollte der EE-Strom verstärkt regional genutzt werden und damit unmittelbar den Gemeinden zu Gute kommen. Mittels neu verlegter Stromleitungen sollten dezentrale Pufferspeicher in den Häusern der Ortschaft Wildkuhl in der Nachbargemeinde Bollewick mit Erneuerbaren Energien versorgt werden. Über diese Direktleitungen könnte der Strom unmittelbar zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien genutzt werden. Durch die Nutzung einer eigenen Leitungsinfrastruktur könnten die anfallenden Umlagen deutlich reduziert und

damit der schlussendlich resultierende Wärmepreis wirtschaftlicher gestaltet werden. Zugleich entfielen hierbei jedoch die EEG-Vergütung für die Betreiber der Windenergieanlagen für den darüber hinaus erzeugten EE-Strom, was rund 95 Prozent der Energiemengen entspricht.

Vor diesem Hintergrund wurde ein alternatives Wärmeversorgungskonzept für die Ortschaft entwickelt. Der erzeugte EE-Strom wird weiterhin über das Netz der allgemeinen Versorgung unter Bezug der EEG-Vergütung vermarktet. Die Betreibergesellschaft der Windenergieanlage, die Elde Energiedörfer GmbH & Co. KG, stellt einen Teil der Wirtschaftlichkeit der Anlage für regionale Energiekonzepte zur Verfügung. So soll in Wildkuhl ein zentraler Wärmeerzeuger auf Basis von regionalen Holzhackschnitzeln ein Nahwärmenetz speisen und so die Wärmeversorgung der Ortschaft nachhaltiger gestalten. Darüberhinausgehend sollen die Windenergie-

## Bürgerwindrad

EnE Nord GmbH: 51 % Kommunen, 49 % Naturwind

Erweiterungsoption für die Gesellschaft:

- Integration weiterer Geschäftsfelder
- Einbeziehung weiterer Gemeinden
- Einbeziehung weiterer Windräder
- Zentraler Heizkessel betrieben mit (regionaler) Biomasse

anlage und die Nahwärmeversorgung die Ersten von vielen neuen erneuerbaren Projekten werden, die zukünftig über eine neu zu initiiierende regionale Energiegesellschaft organisiert und verwaltet werden. Die dadurch erzielten Gewinne bleiben so stärker in der Region.

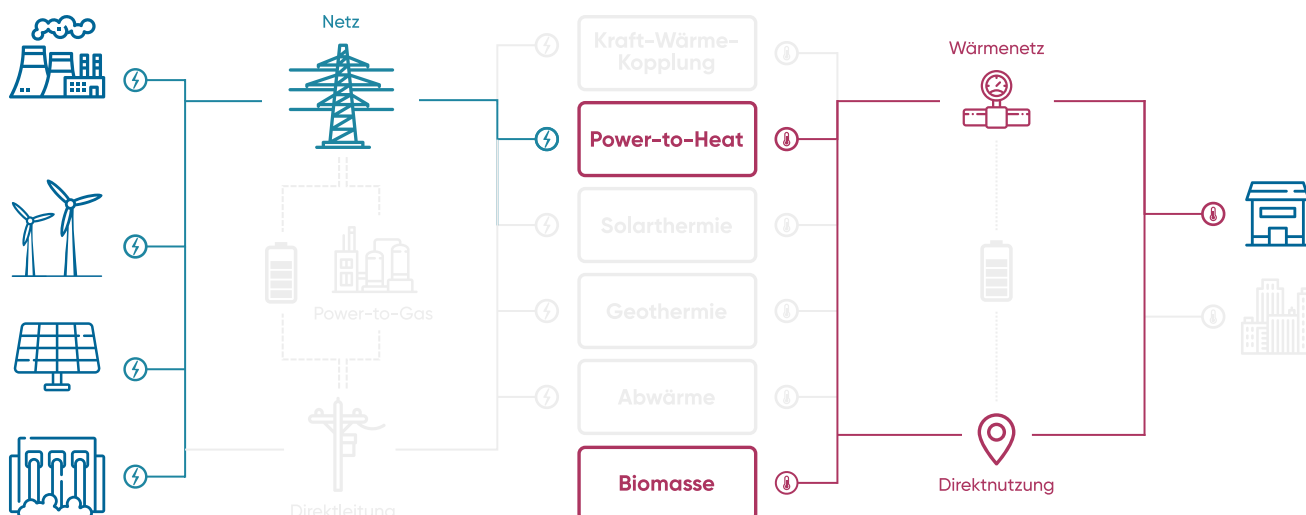


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Wärmeversorgungskonzepts in der Gemeinde Bollewick.

## Erneuerbare Energie und regionale Wertschöpfung

Ausgangspunkt des Energieversorgungskonzepts in der Ortschaft Wildkuhl war der zunehmende Einsatz Erneuerbarer Energien und die regionale Wertschöpfung unter Einsatz der Sektorenkopplungstechnologie PtH. Die Gemeinden und seine Bewohner sollten finanziell an den Gewinnen aus der Windenergie beteiligt werden und zugleich von der Erzeugung erneuerbarer Wärme<sup>1</sup> in der Region profitieren. Dieses Konzept der regionalen Wertschöpfung scheitert jedoch

am geltenden Rechtsrahmen. Soll – wie hier geplant – erneuerbare Wärme mittels PtH bereitgestellt werden, muss der hierfür bezogene EE-Strom über Direktleitungen geliefert werden. Netzstrombezug führt zum Verlust der sog. grünen Eigenschaft und hohen Umlagen.<sup>2</sup> Der bloße Einsatz von Herkunftsnachweisen<sup>3</sup> genügt nicht zum Nachweis, dass tatsächlich EE-Strom eingesetzt wurde.<sup>4</sup> Neben den Kosten für den Aufbau einer parallelen Infrastruktur fällt zugleich

eine wesentliche Finanzierungsgrundlage für den Betreiber der Windenergieanlage weg. Für die Strommengen, die über die Direktleitung an PtH-Anlagen geliefert werden und damit nicht ins Netz eingespeist wird, entfällt der Anspruch auf EEG-Finanzierung.<sup>5</sup> Liegt gar eine Eigenversorgung<sup>6</sup> vor, entfällt die EEG-Finanzierung vollständig für das gesamte Kalenderjahr.<sup>7</sup> Vor diesem Hintergrund ist das Konzept der regionalen Wertschöpfung nicht umsetzbar.

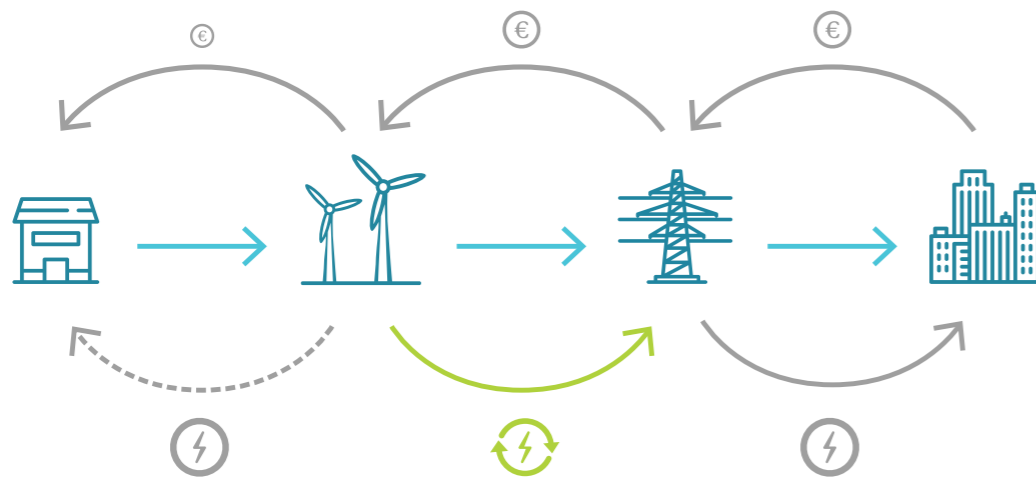


Abbildung 2: Schematische Darstellung der grünen Eigenschaft und finanziellen Beteiligung.

## Regionale Wertschöpfung und finanzielle Beteiligung

Erneuerbare-Energien-Anlagen, die ihren Strom in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen, erhalten regelmäßig die EEG-Vergütung.<sup>8</sup> Ihr gesamtgesellschaftlicher Beitrag zur Energiewende und Dekarbonisierung wird auch in der Stromrechnung ausgewiesen.<sup>9</sup> Hingegen ist eine finanzielle Beteiligung der Gemeinden, deren Flächen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien genutzt werden, gesetzlich nur rudimentär verankert. Regelmäßig sind die Gemeinden nur über die Gewerbesteuer finanziell beteiligt. Andere Formen der Teilhabe werden derzeit diskutiert.<sup>10</sup> In Mecklenburg-Vorpommern wurde hierfür das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz<sup>11</sup> geschaffen.

### Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz:

Projektentwickler bzw. Betreiber von Windenergieanlagen haben natürlichen Personen bzw. Gemeinden in einem Umkreis von 5 Kilometern um den (geplanten) Standort eines Windenergievorhabens mindestens 20 % der Anteile an der Betreibergesellschaft<sup>13</sup> zum Kauf anzubieten.

Angebot:

- Direkte wirtschaftliche Beteiligung<sup>14</sup>
- Kaufpreis für Anteil darf 500 € nicht überschreiten<sup>15</sup>
- Gleichwertige Alternativen möglich: Sparprodukt und Ausgleichsabgabe

Verfassungsmäßigkeit des BüGemBeteilG fraglich<sup>16</sup>

BüGemBeteilG führt zu wirtschaftlicher Mehrbelastung gegenüber Projekten in anderen Bundesländern und erschwerter Teilnahme an Ausschreibungen.

## Akzeptanz und Wärme

Das ursprüngliche Versorgungskonzept der dezentralen und regionalen Wertschöpfung hätte einen erheblichen Beitrag zur Wärmewende bedeutet. Durch den unmittelbaren Einsatz von EE-Strom hätte die Gemeinde mit erneuerbarer Wärme beliefert werden können. Mit dem Aufbau einer auf Holzhackschnitzeln – und damit auf fester Biomasse – beruhenden Wärmeversorgung wird eine ebenfalls regenerative Alternative zum ursprünglichen Versorgungskonzept bereitgestellt.<sup>12</sup>

Besondere Ausstrahlungswirkung erhält das Vorhaben jedoch mit Blick auf seine akzeptanzsteigernde Wirkung und die regionale Wertschöpfung durch unmittelbare finanzielle Teilhabe der anliegenden Bevölkerung und der Gemeinden. Der Ausbau der Windenergie stockte in den Jahren 2018/2019 erheblich. Das Verfehlen der Ausbauziele wird u.a. auf mangelnde Akzeptanz in den Gemeinden und der Bevölkerung zurückgeführt. Die unmittelbare, auch finanzi-

elle Teilhabe und zunehmende regionale Wertschöpfung können ein Mittel sein, um Akzeptanz zu schaffen. Die Betroffenen sollen hierdurch ersichtlich vom Ausbau der Erneuerbaren Energien profitieren. Vor diesem Hintergrund ist das Bürgerwindrad in Wildkuhl ein Vorzeigeprojekt auf dem Weg zu mehr Akzeptanz und dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien.

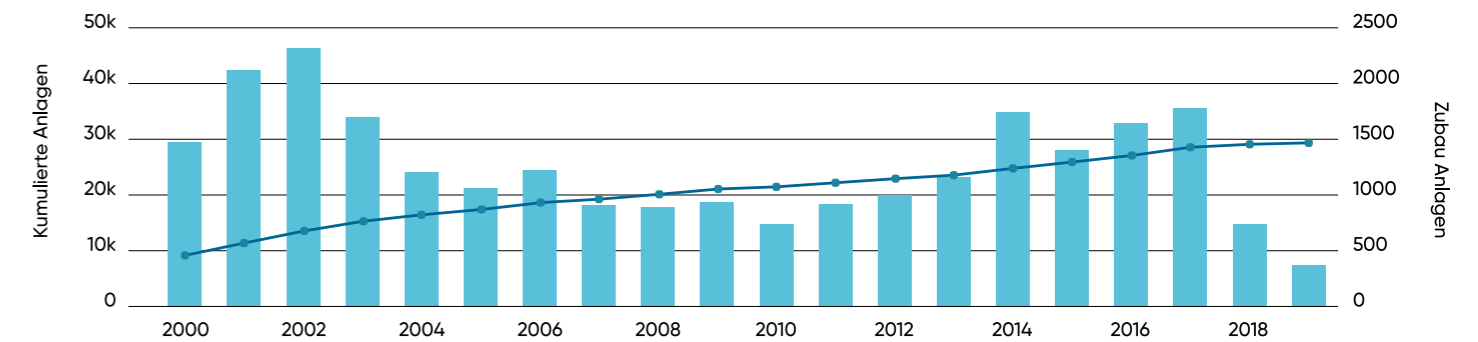


Abbildung 3: Ausbauzahlen der Windenergie in Deutschland in den Jahren 2000-2019.<sup>17</sup>

## Empfehlungen

Regionale Nutzbarmachung des EE-Stroms durch Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft

Bilanzielle Weitergabe über sortenreine Bilanzkreise oder geeignete Vermutungstatbestände und Privilegierungen

Finanzielle Beteiligung der Gemeinden an Windenergie durch Abgaben

Die Nutzbarmachung regional erzeugten EE-Stroms und gleichzeitig regionaler

Wertschöpfung ist nach dem derzeitigen Regulierungsrahmen nur schwerlich möglich. Die regionale Nutzbarmachung des EE-Stroms scheitert letztlich an der fehlenden Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft des EE-Stroms über das Netz. So sind bereits deswegen Direktleitungen und damit einhergehende Investitionen notwendig. Soll EE-Strom regional nutzbar gemacht werden, müssen Möglichkeiten zur Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft geschaffen werden. Änderungen der Regulierung könnten hierfür die bilanzielle Weitergabe über sortenreine Bilanzkreise oder aber die Weitergabe aufgrund geeigneter Ver-

mutungstatbestände, die das tatsächliche Vorliegen von nahezu 100 % EE-Strom im Netz nahelegen, zulassen. Zusätzlich zur regionalen Nutzbarmachung ist auch die regionale Wertschöpfung erschwert, sodass die von den Anlagen betroffenen Gemeinden und Personen nur unzulänglich profitieren. Soll nicht zunehmend auf die eigenverantwortliche, vertragliche Ausgestaltung zur regionalen Wertschöpfung gebaut werden, sind Maßnahmen zur finanziellen Beteiligung der Gemeinden zu erlassen. Dies könnte durch Abgaben oder verpflichtende Beteiligungen erfolgen.

## Projektansprechpartner

Naturwind GmbH / gtk – Gesellschaft für regionale Teilhabe und Klimaschutz  
Schelfstraße 35  
19055 Schwerin

Matthias Kaulmann  
matthias.kaulmann@teilhabe-klimaschutz.de  
0385/77883712

## Herausgeber

Landesverband  
Erneuerbare Energien MV e. V.  
Lübecker Straße 24  
19053 Schwerin

+49 (0) 385 – 39 39 29 30  
info@lee-mv.de

- 
- 1 Siehe zum Begriff IKEM (2018): Ein Rechtsrahmen für den Wärmesektor, online abrufbar unter: [https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/Waermapier\\_20180808.pdf](https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/Waermapier_20180808.pdf).
  - 2 Vgl. u.a. IKEM (2018): Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich, online abrufbar unter: [https://www. wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/ publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopp- lung/20180417\\_ikem\\_studie\\_marktentwicklungs- mo- dell\\_und\\_kurzgutachten\\_vereinbarkeit.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/03-sektorenkopp- lung/20180417_ikem_studie_marktentwicklungs- mo- dell_und_kurzgutachten_vereinbarkeit.pdf); Dena (2018): Power Fuels Factsheets, Power to X: Strombezug, online abrufbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/ Dokumente/Pdf/607/9264\\_Power\\_to\\_X\\_Strombezug.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/ Dokumente/Pdf/607/9264_Power_to_X_Strombezug.pdf).
  - 3 Zum Begriff § 3 Nr. 29 EEG 2017: ein elektronisches Dokument, das ausschließlich dazu dient, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Strom- kennzeichnung nach § 42 Absatz 1 Nummer 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.
  - 4 Hierzu am Beispiel von Power-to-Gas Buchmüller/ Wilms/Kalis: Der Rechtsrahmen für die Vermarktung von grünem Wasserstoff, in: ZNER, 03/2019, S. 194–204.

- 5 Der § 19 i.V.m. §§ 20 ff EEG 2017 verlangt für den Zahlungsanspruch regelmäßig die Einspeisung des erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien in das Netz.
- 6 Zum Begriff § 3 Nr. 19 EEG 2017: der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.
- 7 Vgl. § 27a i.V.m. § 55 Abs. 1 EEG 2017. Dieses sog. Eigenversorgungsverbot greift wohl nicht, wenn eine Stromversorgung über die Direktleitung allerdings nicht im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang erfolgt, vgl. Vollprecht/Altrock: Die EEG-Novelle 2017: Von Ausschreibungen bis zuschaltbare Lasten, in: EnWZ 2016, S. 387.
- 8 Siehe zu den Voraussetzungen des Zahlungsanspruches §§ 19 ff EEG 2017.
- 9 Vgl. § 42 Abs. 1 EnWG. Anzugeben sind der Anteil der erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage sowie die Umweltauswirkungen zumindest in Bezug auf CO<sub>2</sub>-Emissionen.
- 10 Siehe hierzu auch die AG Akzeptanz/ Energiewende, BT-Drs. 19/6155, S.6.

- 11 Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an Windparks in Mecklenburg-Vorpommern (Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz – BüGemBeteilG M-V) vom 18. Mai 2016.
- 12 Der Einsatz von Biomasse kann als klimaneutral gelten, soweit bei der Verwendung nicht mehr CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, als zuvor durch die Biomasse aufgenommen wurde.
- 13 Vgl. § 3 Abs. 1 BüGemBeteilG, der die Gründung einer projektbezogenen Gesellschaft verlangt.
- 14 Vgl. § 4 Abs. 1 Satz 1 BüGemBeteilG.
- 15 § 6 Abs. 8 BüGemBeteilG.
- 16 Teile des BüGemBeteilG sind beim Bundesverfassungsgericht im Rahmen einer Verfassungsbeschwerde anhängig, 1 BvR 1187/17.
- 17 Quelle: Deutsche Windguard GmbH, [https://www. wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/ deutschland/](https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/deutschland/) (zuletzt abgerufen am 20.02.2020).



# Wärmespeicher und PtH

**Die Nutzung von Überschussstrom und Wärmeüberschüssen durch PtH und Wärmespeicher sorgen in Rostock für regionale Wertschöpfung und mehr grüne Energie.**

Die Stadtwerke Rostock wollen die Hansestadt Rostock langfristig vollständig mit Erneuerbaren Energien versorgen. Mit ihren derzeitigen Projekten zur Nutzung von Überschussstrom und dem Bau eines großdimensionierten Wärmespeichers nähern sie sich diesem Ziel. In Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber 50Hertz Transmission soll eine PtH-Anlage in Rostock-Marienehe entstehen. Diese soll vornehmlich genutzt werden, um Überschussstrom aus der Region in Wärme umzuwandeln. Dadurch sollen die Netze entlastet und die klimafreundliche Wärmeversorgung gewährleistet werden. So soll die Erneuerbare Energie von Windenergieanlagen, die im Rahmen von netz- und

systemsichernden Maßnahmen abgeregelt werden,<sup>1</sup> nutzbar werden.<sup>2</sup> In Kombination mit einem Wärmespeicher kann der Beitrag dieser PtH-Anlage zur Dekarbonisierung des Wärmesektors noch erhöht werden.

So planen auch die Stadtwerke Rostock den Bau eines Wärmespeichers, der zukünftig auch mit der PtH-Anlage verbunden werden sollen. Der Warmwasserspeicher dient zunächst dazu, Flexibilitäten in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zu puffern. Das GuD-Kraftwerk der Stadtwerke produziert gleichzeitig Strom und Wärme. Liegt ein Überangebot an Strom vor, muss das Kraftwerk bei Bedarf zur Wärmeproduktion weiterlaufen. Durch den Einsatz des Wärmespeichers können diese Schwankungen abgefangen und das Kraftwerk vom Netz genommen werden. Dadurch trägt der Wärmespeicher mittelbar zur Dekarboni-

## Grüne Energie für Rostock:

- Gemeinsame PtH-Anlage der Stadtwerke Rostock und 50Hertz
- PtH-Anlage: 20 MW<sub>elekt.</sub>
- Nutzen statt Abregeln: Überschussstrom in Wärme wandeln
- Warmwasserspeicher zur Flexibilisierung des GuD-Heizkraftwerks
- Speichervolumen: 45.000 m<sup>3</sup>
- Speichertemperatur: ca. 98° C
- Fernwärmeanschluss

sierung des Stromsektors bei. Zugleich ist er eine Investition in die Zukunft, wenn er zunehmend Wärme aus der PtH-Anlage bezieht und erneuerbare Wärme flexibel für die Fernwärmeversorgung bereithält.

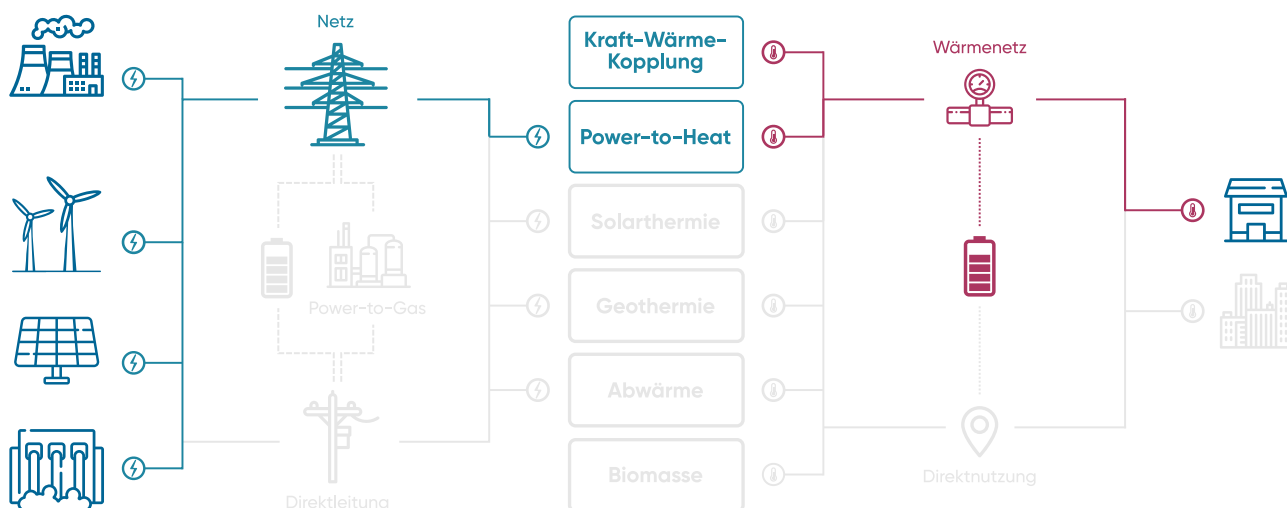


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Wärmeversorgungskonzepts durch PtH und Wärmespeicher

## Systemverantwortung und „Nutzen statt Abregeln“

Die Verantwortung für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone obliegt dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).<sup>3</sup> Den ÜNB trifft die Systemverantwortung. Kommt es zu Gefährdungen oder Störungen<sup>4</sup> im System, muss er geeignete Maßnahmen zur Beseitigung ergreifen.

Der Rechtsrahmen sieht ein Stufensystem von Maßnahmen bzw. Systemdienstleistungen im Netz und gegenüber Netznutzern auf Erzeuger- und Verbraucherseite vor. Auf einer ersten Stufe stehen vorrangig sog. netzbezogene Maßnahmen<sup>5</sup>, gefolgt von marktbezogenen Maßnahmen<sup>6</sup> und schließlich die zusätzlichen Reserven.<sup>7</sup>

Von besonderer Relevanz sind die umfassenden marktbezogenen Maßnahmen. Dies sind Maßnahmen im Zusammenspiel zwischen Netzbetreiber und Netznutzern auf Basis (freiwilliger) vertraglicher Regelungen. Hierbei gewähren Netznutzer regelmäßig unter Verzicht auf ihnen zustehende Rechte ein netzdienliches Verhalten im Gegenzug für eine Vergütung durch den ÜNB. Zu den marktbezogenen Maßnahmen zählen insbesondere der Einsatz von Regelenergie, die Bereitstellung von ab- und zuschaltbaren Lasten oder das Engpassmanagement.

Das Zu- oder Abschalten von Lasten meint das gezielte Entnahmemanagement durch die Netzbetreiber auf der Stromabnehmerseite zur Wahrnehmung der Systemverantwortung (sog. Demand-Side-Management).

Im Falle von abschaltbaren Lasten werden Verbrauchsanlagen heruntergefahren, im Falle von zuschaltbaren Lasten hingegen hochgefahren.<sup>8</sup>

### Marktbezogene Maßnahmen

- Redispatch
- Regelenergie
- Zu- und abschaltbare Lasten
- Steuerbare Verbrauchseinrichtungen
- „Nutzen statt Abregeln“

Einen Sonderfall der zuschaltbaren Lasten stellt das sog. Nutzen statt Abregeln dar.<sup>9</sup> Die Vorschrift soll zur Reduzierung der Abregelungszahlen und sodann anfallenden Entschädigungszahlungen führen.<sup>10</sup> Zugleich sollen Anreize für KWK-Anlagenbetreiber geschaffen werden, ihre Anlagen netz- und systemdienlich einzusetzen und die Wärmeversorgung mit einer PtH-Anlage aufrecht zu erhalten. Im Rahmen des „Nutzen statt Abregeln“ können Betreiber von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung (PtH-Anlage) mit ihrem ÜNB schließen.<sup>11</sup> Im Gegenzug erhält der Betreiber der KWK-Anlage vom ÜNB laufend eine angemessene Vergütung für die

Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, eine Erstattung der Kosten für die Lieferung der elektrischen Energie für die PtH-Anlage,<sup>12</sup> sowie einmalig eine Erstattung der erforderlichen Kosten für die Investition in die PtH-Anlage.<sup>13</sup> Die KWK-Anlage muss im Netzausbaubereich liegen.<sup>14</sup> Letztlich können KWK-Anlagen durch das Instrument „Nutzen statt Abregeln“ verstärkt zu netzdienlichem Verhalten angereizt werden.

Dennoch unterliegt auch diese netz- und systemschützende Maßnahme einigen Hemmnissen.<sup>15</sup> Zum einen ist es bisher als bloß obligatorisches Recht der ÜNB ausgestaltet.<sup>16</sup> Eine Pflicht zum Abschluss solcher Verträge besteht demnach nicht. Das Instrument ist auf das Jahresende 2023 befristet. Eine weitere Beschränkung liegt in dem technologiespezifischen Ansatz. Andere Technologien, insbesondere die Kombination von Erneuerbare-Energie-Anlagen und PtH-Anlagen scheidet hier aus.<sup>17</sup> Ausgeschlossen sind zudem die VNB. Auch die VNB tragen Systemverantwortung, sodass auch auf dieser Ebene eine entsprechende Regelung denkbar wäre.<sup>18</sup> Doch auch im Rahmen der Anwendung auf KWK-Anlagen bleiben einige Fragen offen. Dies betrifft die angemessene Vergütung<sup>19</sup> und die Erstattung der Investitionskosten für die PtH-Anlage. Zum einen ist unklar, ob auch Investitionskosten für bereits bestehende Anlagen zu zahlen sind. Zum anderen bestehen Unsicherheiten beim Umfang der angemessenen Vergütung.<sup>20</sup>

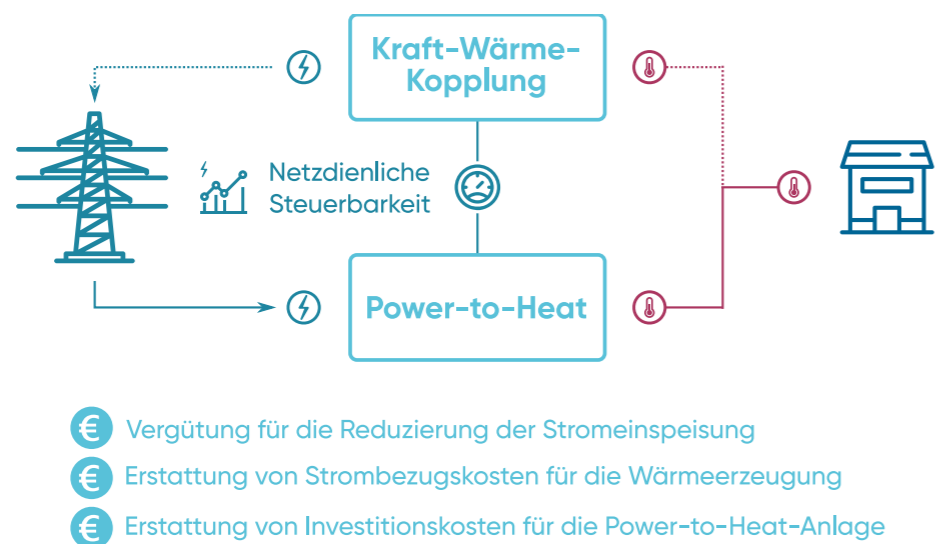


Abbildung 2: Schematische Darstellung des § 13 Abs. 6a EnWG.

## „Nutzen statt Abregeln“ und andere zuschaltbare Lasten

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien führt zu einem hohen Bedarf an Netzausbau, um den EE-Strom zu den Verbrauchern zu bringen. Können die Netze den erzeugten Strom nicht aufnehmen und fallen Verbrauch und Erzeugung von Strom auseinander, müssen die Netzbetreiber systemschützende Maßnahmen ergreifen.<sup>21</sup> Im Rahmen der Maßnahmen haben die Netzbetreiber die speziellen Anforderungen

für Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen zu beachten.<sup>22</sup> Aufgrund der gesetzlich angeordneten vorrangigen Abnahme von Strom aus EE-<sup>23</sup> und KWK-Anlagen<sup>24</sup> gelten für einschränkende Maßnahmen durch die Netzbetreiber besondere Anforderungen.<sup>25</sup> Insbesondere fallen Entschädigungszahlungen für die abgeregelten Anlagen an.<sup>26</sup> Im Jahr 2018 wurden ca. 5.400 GWh abgeregelt, was zu Entschädigungen in Höhe

von ca. 635 Mio. EUR führte.<sup>27</sup> Der Einsatz zuschaltbarer Lasten soll diese Energie nutzbar machen. Mit dem Einsatz einer PtH-Anlage als zuschaltbare Last durch die Stadtwerke Rostock können Teile dieser sonst abgeregelten Energie vor Ort zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Damit trägt die Anlage zur Netzstabilisierung und gleichzeitig zur erhöhten Elektrifizierung des Wärmesektors bei.

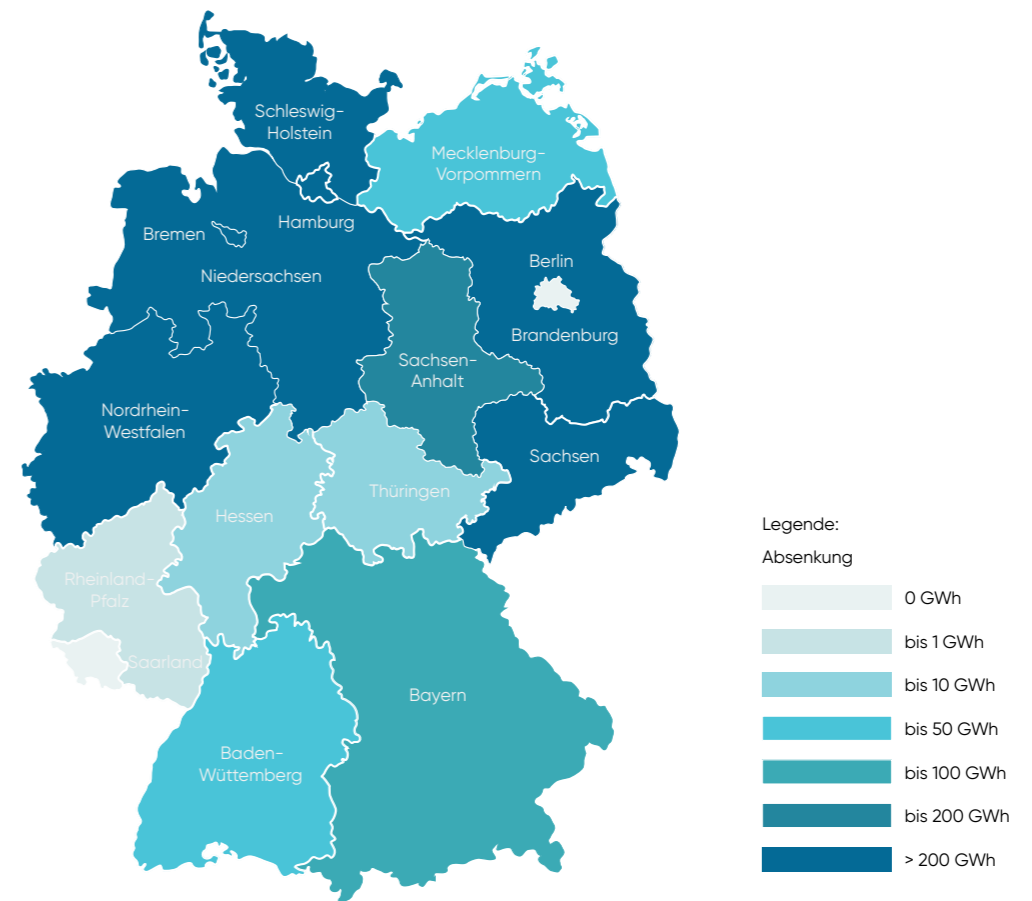


Abbildung 3: Kraftwerksreduzierung im Gesamtjahr 2018.<sup>31</sup>

## KWK-Anlagen flexibilisieren durch Wärmespeicher

KWK-Anlagen gelten als besonders effizient. Die Effizienz der Kraft-Wärme-Kopplung ergibt sich aus der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme in einer Anlage. Der Beitrag der KWK-Technologie zur Energiewende kann beim Einsatz nicht-fossiler Brennstoffe zusätzlich erhöht werden. In der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme liegt jedoch auch eine Tücke, wenn der Bedarf an Strom und Wärme nicht synchron ist. Sind die Netze überlastet und besteht dennoch ein Wärmebedarf, so

muss die KWK-Anlage zur Wärmeerzeugung am Netz bleiben.<sup>28</sup> Die hohe Effizienz der KWK-Anlagen geht zumeist mit hoher Inflexibilität einher.<sup>29</sup> Durch den Einsatz eines Wärmespeichers kann eine erhöhte Flexibilität für KWK-Anlagen erreicht werden. Muss die Anlage nicht zur Wärmeerzeugung in Betrieb bleiben, kann sie im Falle von Netzüberlastungen vom Netz genommen werden, ohne dass die Wärmeversorgung gefährdet ist. Zum einen können so im Netz Kapazitäten für Erneuerbare

Energien frei werden. Zum anderen kann die Wärmeversorgung abgesichert werden. Zugleich kann der Wärmespeicher genutzt werden, um Wärme aus Erneuerbaren Energien aufzunehmen und zu einem späteren Zeitpunkt in das Fernwärmenetz einzuspeisen. Der Wärmespeicher trägt damit sowohl zur Flexibilisierung der KWK-Anlage und damit mittelbar zu Netzstabilisierung bei als auch zukünftig zur erhöhten Versorgung mit Wärme aus Erneuerbaren Energien.<sup>30</sup>

## Empfehlungen

Räumliche Erweiterung des § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt abschalten“) über Netzausbauggebiet hinaus

Der Einsatz von PtH-Anlagen zur Nutzbar-  
machung von Überschussstrom unter Anbin-  
dung an eine KWK-Anlage ist derzeit bereits

privilegiert und gefördert. Insbesondere durch  
die Erstattung bei den Stromnebenkosten und  
die Erstattung der Investitionskosten für die  
PtH-Anlage sind erhebliche Anreize gesetzt,  
um diese Technologie verstärkt zur Flexibili-  
sierung und Netzstabilisierung einzusetzen.  
Die Kombination mit einem Wärmespeicher  
erhöht darüber hinaus die Flexibilität der  
KWK-Anlage. Die Förderregelung des § 13

Abs. 6a EnWG kann demnach erfolgsverspre-  
chend genutzt werden. Zugleich zeigt sich  
aber eine räumliche Begrenzung der Förde-  
rung, die verlangt, dass die KWK-Anlage und  
PtH-Anlage im Netzausbauggebiet liegen. Soll  
mit der Regelung ein Anreiz zur bundeswei-  
ten Zunahme von PtH-Anlagen geschaffen  
werden, ist diese räumliche Begrenzung zu  
streichen bzw. anzupassen.

### Projektansprechpartner

Stadtwerke Rostock  
Schmarler Damm 5  
18069 Rostock  
Mario Ludewig  
[mario.ludewig@swrag.de](mailto:mario.ludewig@swrag.de)  
0381/8051233

### Herausgeber

Landesverband  
Erneuerbare Energien MV e. V.  
Lübecker Straße 24  
19053 Schwerin  
+49 (0) 385 – 39 39 29 30  
[info@lee-mv.de](mailto:info@lee-mv.de)

1 Vgl. § 13 Abs. 1 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1 EEG 2017.

2 Das sog. „Nutzen statt Abregeln“ hat regulatorisch  
im § 13 Abs. 6a EnWG Einzug erhalten.

3 Vgl. § 13 Abs. 1 EnWG, sog. Systemverantwortung.

4 Eine Gefährdung liegt vor, wenn örtliche Ausfälle des  
Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu  
besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung  
von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die  
Betreiber von Übertragungsnetzen nicht im erforderlichen  
Maße gewährleistet werden kann, § 13 Abs. 4 EnWG.

5 § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG.

6 § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG.

7 § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG.

8 Vgl. § 13 Abs. 6 EnWG.

9 Vgl. § 13 Abs. 6a EnWG. Siehe zum Be-  
griff auch BT-Drs. 18/8860, S. 181.

10 Vgl. § 15 Abs. 1 EEG 2017.

11 § 13 Abs. 6a EnWG.

12 § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 EnWG.

13 § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 3 EnWG.

14 Netzausbaugebiete sind Gebiete, in denen  
die Übertragungsnetze besonders stark  
überlastet sind, vgl. § 36c Abs. 1 EEG 2017.

15 Vgl. auch Deutsche Energie-Agentur (dena,  
2019): „Abschlussbericht dena-Projekt Ur-  
bane Energiewende“, Teil B, S. 41 ff.

16 Vgl. § 13 Abs. 6a S.1 EnWG, der im  
Wortlaut „können“ benutzt.

17 Gemäß § 13 Abs. 6a S. 7 EnWG ist eine Aus-  
weitung auf andere geeignete Technologien  
durch Rechtsverordnung möglich.

18 Vgl. § 14 Abs. 1 EnWG.

19 Vgl. § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 i.V.m. § 13a Abs. 2 bis Abs. 4 EnWG.

20 Die Vergütung [...] ist angemessen, wenn sie  
den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder  
besser noch schlechter stellt, als er ohne die  
Maßnahme stünde, § 13a Abs. 2 S. 1 EnWG.

21 Vgl. § 13 Abs. 1 EnWG.

22 Vgl. § 13 Abs. 3 EnWG.

23 Vgl. § 11 Abs. 1 EEG 2017.

24 Vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 2 KWKG.

25 Vgl. § 14 Abs. 1 EEG 2017 sowie § 3 Abs. 1 KWKG.

26 Vgl. §§ 14, 15 EEG 2017.

27 BNetzA (2018): Quartalsbericht zu Netz- und Sys-  
temsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes  
Quartal 2018, S. 12, online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht\\_Q4\\_2018.pdf;jsessionid=3CB014FAB3D72C87C6F708B7EA05C5E1?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf;jsessionid=3CB014FAB3D72C87C6F708B7EA05C5E1?__blob=publicationFile&v=6) (zuletzt abgerufen am 20.02.2020).

28 Siehe zu diesem Problem auch Agora (2018):  
Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf  
Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen  
und Erneuerbaren Energien, S. 27, online verfügbar unter:  
[https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze\\_fuer\\_Erneuerbare\\_Energien/Agora-Energiewende\\_Synchronisierung\\_Netze-EE\\_Netzausbau\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze_fuer_Erneuerbare_Energien/Agora-Energiewende_Synchronisierung_Netze-EE_Netzausbau_WEB.pdf) (zuletzt abgerufen am 20.02.2020).

29 Vgl. Agora (2018): Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis  
2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von  
Netzen und Erneuerbaren Energien, S. 27, online verfügbar  
unter: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze\\_fuer\\_Erneuerbare\\_Energien/Agora-Energiewende\\_Synchronisierung\\_Netze-EE\\_Netzausbau\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Stromnetze_fuer_Erneuerbare_Energien/Agora-Energiewende_Synchronisierung_Netze-EE_Netzausbau_WEB.pdf) (zuletzt abgerufen am 20.02.2020).

30 Vgl. Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): „Abschluss-  
bericht dena-Projekt Urbane Energiewende“, Teil B, S. 41 ff.

31 Quelle: BNetzA (2018): Quartalsbericht zu Netz- und  
Systemsicherheitsmaßnahmen Gesamtjahr und Viertes  
Quartal 2018, online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht\\_Q4\\_2018.pdf;jsessionid=3CB014FAB3D72C87C6F708B7EA05C5E1?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q4_2018.pdf;jsessionid=3CB014FAB3D72C87C6F708B7EA05C5E1?__blob=publicationFile&v=6).