

# Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen und Möglichkeiten zur Vermarktung

Christoph Pieper, Simon Unz und Michael Beckmann

1.	Problemstellung.....	299
2.	Definition und Abgrenzung .....	301
3.	Ausbau und Stand der Technik .....	302
4.	Vermarktungsoptionen für Power-to-Heat .....	306
5.	Herausforderungen.....	309
6.	Zusammenfassung .....	310
7.	Literatur.....	311

## 1. Problemstellung

Im Rahmen der deutschen Energiewende kann ein erheblicher Zubau volatiler, erneuerbarer Energiequellen (EE) zur Stromerzeugung beobachtet werden. Der starke Leistungszuwachs stellt die deutschen Netzbetreiber (sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetzbetreiber) vor große Herausforderungen in der Stabilisierung der Stromnetze. Dies kann eindrucksvoll an den jährlichen Monitoringberichten der deutschen Bundesnetzagentur nachvollzogen werden, wenn man den Einsatz der zwei Hauptinstrumente der Netzbetreiber, Redispatch und Einspeisemanagement, zur Netzstabilisierung betrachtet. Im nachfolgenden Bild 1 ist sowohl die Gesamtmenge der elektrischen Arbeit für den sogenannten Redispatch sowie die Ausfallarbeit durch die Abregelung von EE-Anlagen dargestellt.

Dabei bedeutet Redispatch, dass eine vorhandene Stromleitung nicht in der Lage ist die an einem Punkt A bereitgestellte elektrische Leistung nach Punkt B zu übertragen. In diesem Fall muss zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität die Leistung am Netzknotenpunkt A reduziert und an Punkt B für eine gewisse Zeit erhöht werden. Über diese Zeit wird im Redispatch elektrische Arbeit abseits des Energiemarktes verschoben. An Punkt A wird weniger und an Punkt B mehr elektrische Energie bereitgestellt, wodurch auf beiden Seiten Kosten entstehen, die am Ende über Netzentgelte ausgeglichen werden müssen.

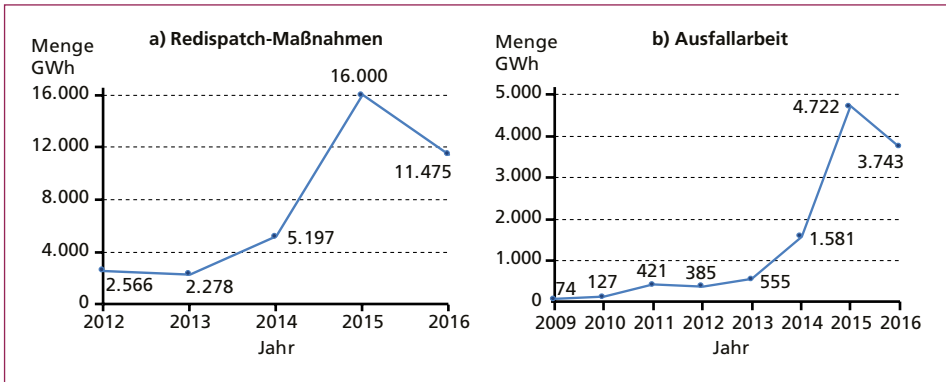


Bild 1: a) Redispatch, Gesamtmenge (getätigte Maßnahmen zzgl. Gegengeschäft zum bilanziellen Ausgleich), b) Ausfallarbeit verursacht durch Einspeisemanagementmaßnahmen

Quelle: Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2017, online verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht\\_2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3), abgerufen am 27.11.2017

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, so kann der Netzbetreiber auch die Leistung der EE-Anlagen reduzieren. Die dabei unwiederbringlich verlorene Möglichkeit zur Generierung erneuerbarer Energie ist die Ausfallarbeit. Am stärksten sind von diesen sogenannten *EinsMan-Maßnahmen* Windenergieanlagen betroffen. 93,5 % der Ausfallarbeit entfielen 2016 auf diese Anlagen [5].

Der Trend für beide Maßnahmen ist in den letzten Jahren deutlich zu erkennen. Auch der jüngste Rückgang der Maßnahmen bietet wenig Grund zur Entwarnung, denn nach [5] war die Hauptursache für den Rückgang von *Redispatch* und *Einspeisemanagement* das vergleichsweise schwache Windjahr 2016.

Diese Probleme werden sich kurzfristig auch durch den Netzausbau nicht kompensieren lassen, da dieser als Infrastrukturmaßnahme sehr zeitintensiv ist.

Ein weiterer Ansatz, neben dem Netzausbau, zur Reduktion der stetig steigenden Ausfallarbeit, ist die Flexibilisierung des Energiesystems, sodass zeitweise und lokal nicht integrierbare elektrische Energie in anderen Sektoren verwendet wird. Diese Sektorenkopplung, bei der elektrische Energie in andere Energieträger oder -formen (Stichwort *Power-to-X*) umgewandelt wird, findet natürlich bereits schon lange statt. In Bild 2 ist klar zu sehen, dass elektrische Energie (*Strom*) in allen möglichen Bereichen der Endanwendung eingesetzt wird.

Neu an der aktuellen Diskussion ist dabei lediglich, dass statt einer Speicherung der volatilen elektrischen Energie, die verstärkte unmittelbare Nutzung angestrebt wird. Bei der Speicherung kann je nach Technologiepfad bzw. Wirkungsgradkette nur ein verhältnismäßig kleiner Teil der elektrischen Energie später wieder in Form von Strom zurückgewonnen werden [10]. Bei der flexiblen, direkten Nutzung wird demgegenüber ein größerer Anteil des primären EE-Stroms einer sinnvollen Anwendung zugeführt. Eine Sonderrolle nimmt dabei die Strom-Wärme-Kopplung bzw. *Power-to-Heat* (PtH) ein, da Wärme zum einen auch über längere Zeit gut speicherbar ist und zum anderen es bereits vielfältige und ausgereifte technische Möglichkeiten zur Realisierung gibt.

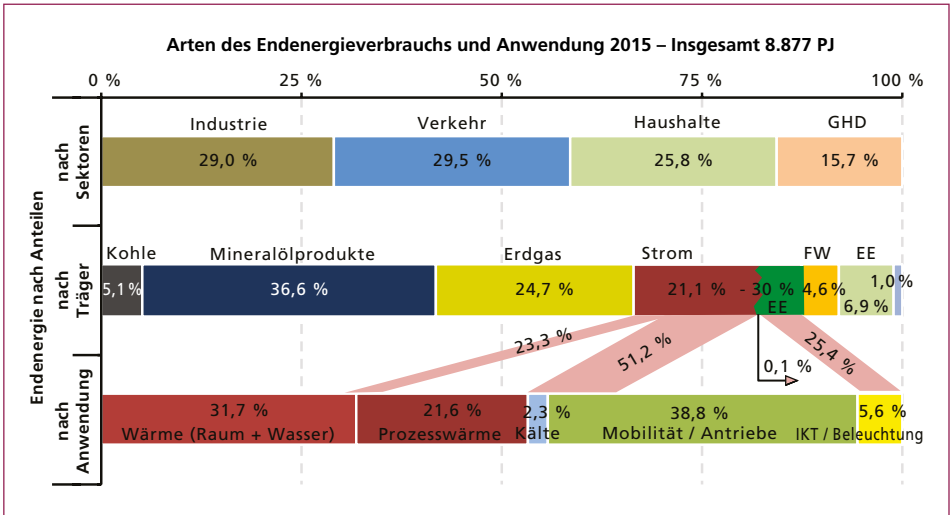


Bild 2: Endenergieverbrauch in Deutschland nach Sektoren, Trägern und Anwendung

Datenbasis: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Stand 04.10.2017, online verfügbar: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls?\\_\\_blob=publicationFile&v=61](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt.xls?__blob=publicationFile&v=61), abgerufen am 27.11.2017

## 2. Definition und Abgrenzung

Unter Power-to-Heat versteht man ganz allgemein die Nutzung elektrischer Energie zur Bereitstellung von Wärme. Die Anwendung von Strom im Wärmesektor ist weitläufig bekannt (Tabelle 1) und hat zuletzt einen breiteren Einsatz gefunden.

Tabelle 1: Übersicht Power-to-Heat-Technologien

Power-to-Heat-Technologien	
Haushalte und Gewerbe	Industrie und Prozesswärme
<ul style="list-style-type: none"> <li>Widerstands-Heizsysteme                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Heizstäbe</li> <li>Strömungserhitzer</li> <li>Flächenheizsysteme</li> <li>Infrarotstrahler</li> </ul> </li> <li>Elektrodenheizkessel (Gewerbe)</li> <li>Elektrische Wärmepumpe</li> <li>Bivalente (hybride) Wärmesysteme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prozesse und Verfahren                             <ul style="list-style-type: none"> <li>Konduktive Widerstandserwärmung</li> <li>Induktive Erwärmung</li> <li>Hochfrequenz erwärmung</li> <li>Magnetische Gleichstrom-Erwärmung</li> <li>Elektrische Infraroterwärmung</li> </ul> </li> <li>Elektrodenkessel (ggf. mit KWK)</li> <li>Elektrische Wärmepumpen</li> </ul>
Wärmespeicher	Fernwärmeversorgung
<ul style="list-style-type: none"> <li>Sensible Wärmespeicher</li> <li>Latente Wärmespeicher</li> <li>Thermochemische Wärmespeicher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elektrische Großwärmepumpen</li> <li>Bivalente (hybride) Wärmesysteme</li> <li>z.B. KWK und Elektrodenheizkessel</li> </ul>

Quelle: Kleimaier, M.; Wenzl, H.: Sektorkopplung: Strom, Wärme und Kälte, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017

Im industriellen Maßstab kommt in der Metallurgie (beispielsweise Stahlwerke, Aluminiumhütten) bereits großtechnisch Power-to-Heat zum Einsatz. Die bekanntesten Beispiele sind wohl der Elektrolichtbogenofen als auch der Hall-Héroult-Prozess, in denen durch konduktive Erwärmung eine Schmelze erzeugt wird. Ebenso bekannt sind Elektrodenkessel, die zur Heißwasser- oder Dampfversorgung zum Einsatz kommen. In Haushalten und Gewerbe sind Nachtspeicheröfen als Widerstandsheizsysteme, Heizstäbe oder Wärmepumpen bekannte und ausgereifte Technologien.

Um die offensichtliche Weitläufigkeit des Themas Power-to-Heat einzugrenzen, wird der Fokus der weiteren Ausführungen auf großtechnische, zentrale Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme zur Wärmeversorgung beschränkt. Die Power-to-Heat-Anlagen werden bislang nicht eigenständig betrieben, sondern sind Teil eines Erzeugungsparks, der idealerweise erneuerbare (biomassebasierte) oder fossile Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen enthält. Im Kern geht es um Elektroströmungserhitzer, Elektrodenkessel und Großwärmepumpen. Wärmespeichertechnologien ergänzen und vereinfachen den Betrieb dieser Anlagen hervorragend und sind in nahezu allen bekannten PtH-Projekten integriert; sie sind jedoch selbst keine Strom-zu-Wärme-Wandler.

Die großen Vorteile der Power-to-Heat-Techniken sind nach [8]:

- ihre Energieeffizienz,
- die hohe Flexibilität,
- die daraus resultierende Nutzbarkeit auch kurzzeitiger Stromüberschüsse
- sowie die hohe technologische Reife bei geringen Investitionskosten.

Demgegenüber werden als zentrale Nachteile genannt:

- der große, regional oft gleichzeitige Leistungsbedarf (führt bei Massenanwendungen im Haushalt beispielsweise wiederum zu hohen Belastungen der Verteilnetze)
- sowie der hohe Preis des Energieträgers *Strom* (erschwert die wirtschaftliche Nutzung als Grundlast, nur zur Deckung des Spitzenlastbedarfs).

Für die genannten Technologien werden nachfolgend der Ausbaugrad in Deutschland und der Stand der Technik betrachtet.

### 3. Ausbau und Stand der Technik

Gerade in kommunalen Energieversorgungsunternehmen mit entsprechendem Fernwärmeanschluss wurden in den letzten Jahren Power-to-Heat-Projekte realisiert. Eine kleine Übersicht im Jahr 2015 in [18] zeigte etwa 250 MW<sub>el</sub> installierte PtH-Leistung, während der Verband AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.) 2017 in [15] von etwa 343 MW<sub>el</sub>-PtH-Leistung in kommunaler Hand ausgeht. Der BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) rechnet in [17] mit *mindestens 35 größere[n] Power-to-Heat-Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 540 MW*.

Der Ausbau geht also beständig weiter, so z.B. auch in Dresden bei dem lokalen Energieversorgungsunternehmen DREWAG (Stadtwerke Dresden GmbH), das bis Oktober 2018 einen 40 MW<sub>el</sub>-Elektrodenkessel zur Unterstützung der Fernwärmeversorgung (Wassertemperatur bis 130 °C) inklusive Pufferspeicher in Betrieb nehmen wird [11].

Trotz dieser Entwicklung bleibt bei Betrachtung der Verhältnisse in Bild 3 festzuhalten, dass PtH in der leitungsgebundenen Wärmeversorgung noch eine untergeordnete Rolle spielt.

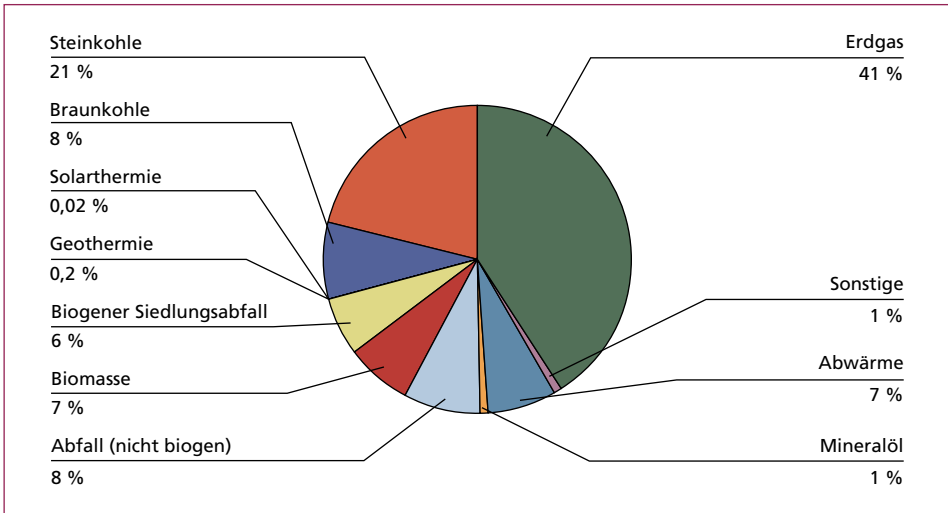


Bild 3: Nettowärmeerzeugung zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung 2016 (137 TWh = 100 %)

Quelle: Petersen, M.: Neue Rahmenbedingungen für KWK und Power-to-Heat: Alles geregelt?, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017

Die Durchdringung von PtH in der deutschen Wärmewirtschaft ist demnach noch keineswegs erheblich. Die zuvor genannten, hauptsächlich eingesetzten Techniken werden nachfolgend, basierend auf [18] kurz beleuchtet.

Für großindustrielle Anwendungen stehen derzeit Elektroströmungserhitzer, Elektrodenkessel und Großwärmepumpen im MW-Bereich zur Verfügung (Tabelle 2).

### Elektroströmungserhitzer

Der Elektroströmungserhitzer erhöht die Temperatur des durchströmenden Wassers über eingebaute elektrische Widerstände. Der Wirkungsgrad liegt bei etwa 99 %. Elektroströmungserhitzer haben eine hohe Verfügbarkeit und können aufgrund einer sehr schnellen und guten Regelbarkeit dynamisch betrieben werden. Dabei wird die elektrische Energie fast verlustfrei in thermische Energie überführt. Die Anlagen können laut Hersteller je nach Anforderung unter Druck (bis ~ 160 bar) und bei Temperaturen bis zu 600 °C betrieben werden [16].

## Elektrodenkessel

Beim Elektrodenkessel wird im Gegensatz zum Elektroströmungserhitzer das Wasser in einem Behälter nicht indirekt durch Heizleiterdrähte erwärmt, sondern durch ein Elektrodenystem. Im Behälter sind Phaselektroden und Nullpunktelektroden integriert und von Wasser umspült. Durch Anlegen einer elektrischen Spannung geht die Leistung direkt in das Wasser über. Die Regelung des Kessels erfolgt über Regelschirme, mit denen sich die freiliegende Kontaktfläche der Phaselektroden einstellen lässt. Auch hier liegt der Wirkungsgrad bei etwa 99 %. Elektrodenkessel sind gut skalierbar, sodass Anlagen bis 80 MW<sub>el</sub> bei Fluidparametern von 3,5 bar und 110 °C möglich sind [2].

## Großwärmepumpe

Mithilfe elektrischer Energie wird Wärme von einem niedrigeren auf ein höheres Temperaturniveau angehoben. Wärmepumpen können entweder als kleine Anlagen dezentralisiert bei Endverbrauchern installiert werden oder als großtechnische Anwendungen in das Fernwärmenetz einspeisen, beziehungsweise streckenweise die Vor- oder Rücklauftemperaturen erhöhen. Besonders hervorzuheben ist das Verhältnis von Strom zu abgegebener Wärme (der Kehrwert entspricht dem *coefficient of performance* bzw. COP), das bei bis zu 1:5 liegen kann.<sup>1</sup>

Tabelle 2: Vor- und Nachteile PtH-Technologien

Elektroströmungserhitzer	Elektrodenkessel	Großwärmepumpe
<b>Vorteile</b>		
+ Effizient durch geringen Eigenenergieverbrauch	+ Effizient durch geringen Eigenenergieverbrauch	+ Effizient und sparsam durch hohe Leistungszahl und geringen Eigenenergieverbrauch
+ Brennstoffunabhängigkeit	+ Brennstoffunabhängigkeit	+ Brennstoffunabhängigkeit
+ Platzsparend (kein Schornstein, kein Brennstofflager)	+ Platzsparend (kein Schornstein, kein Brennstofflager)	+ Platzsparend (kein Schornstein, kein Brennstofflager)
+ Sehr gutes dynamisches Verhalten	+ Sehr gutes dynamisches Verhalten	
+ Kurze Amortisationsdauer durch Einsatz am Regelenergiemarkt	+ Kurze Amortisationsdauer durch Einsatz am Regelenergiemarkt	
	+ Skalierbarkeit	
<b>Nachteile</b>		
– Wirtschaftlichkeit nur bis etwa 10 MW <sub>el</sub> (danach Heizkessel)	– Temperatur und Druck begrenzt	– Hohe Investitionskosten – Schlechtes dynamisches Verhalten

Quelle: Pieper, C.; Sykora, N.; Beckmann, M.; Böhning, D.; Hack, N.; Bachmann, T.: Die wirtschaftliche Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Regelenergiemarkt. In: Chemie Ingenieur Technik, 2015, Volume 87, No. 4, 390-402; DOI: 10.1002/cite.201400118

<sup>1</sup> Die technischen Parameter einer Wärmepumpe (Temperaturen und Drücke) sind stark von der eingesetzten Technik, dem Arbeitsfluid und dem Wärmereservoir abhängig. Eine umfangreiche Übersicht zu den Leistungsdaten von Luft/Wasser-, Sole/Wasser-, Wasser/Wasser- und Brauchwasser-Wärmepumpen ist beispielsweise in Wärmepumpentestzentrum [20] zu finden. Die Pumpen werden normalerweise zur Bereitstellung von Warmwasser bis 60 °C eingesetzt. Industrielle CO<sub>2</sub>-Wärmepumpen arbeiten im transkritischen Bereich bei Drücken > 80 bar und bis 135 °C [21].

Demgegenüber steht das schlechte dynamische Verhalten, welches den Umgang mit Stromspitzen erschwert. Die daraus entstehenden Effizienzeinbußen führen dazu, dass die hohen Investitionskosten im Gegensatz zu Elektroströmungserhitzern nicht amortisiert werden können. Aus diesem Grund ist lediglich eine Fahrweise im Grundlastbetrieb wirtschaftlich, was wiederum der Idee einer *Überschussstromnutzung* entgegenwirkt.

Würde es sich bei der Stromquelle für die Technologien um reinen EE-Überschussstrom handeln, wären die Vorteile diesbezüglich:

- sinnvoller Nutzen von verfügbarer, erneuerbarer Energie, die sonst nicht verwendet werden kann,
- Substitution von fossiler Einsatzenergie durch EE und somit Emissionsvermeidung ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ) am Nutzungsort und
- zukünftig hohe EE-Anteile im zur Wärmebereitstellung verwendeten Strommix aufgrund des dynamischen EE-Ausbaus.

Dieser Fall tritt in Zukunft sicher zunehmend, jedoch heute noch äußerst selten ein. Außerdem handelt es sich beim Power-to-Heat-Prinzip um eine Umwandlung von Strom (=100 % Exergie) in exergetisch minderwertige Wärme, weshalb dieser Prozess nur als Flexibilitätsoption für das Stromsystem von Interesse sein kann. Dabei fungiert das Heizelement als Stromsenke, die einem Stromüberangebot und somit einer Netzüberlastung entgegenwirkt.

Selbst für Wärmepumpen gilt die o.g. Einschränkung, sodass ein gewisser Mindest-COP-Wert erreicht werden muss, damit die Verfahrenskette der direkten Verbrennung von fossilen Energieträgern energetisch gleichwertig wird. Dies ergibt sich aus dem Zusammenhang, dass bei gleicher chemischer Einsatzenergie ( $H_u$ ) die nutzbare Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe größer sein muss, als durch die Verbrennung, womit  $\text{COP} > \frac{H_u \cdot \eta_{\text{th}}}{H_u \cdot \eta_{\text{el}}}$  gilt. Da  $\eta_{\text{th}} \sim 1$  für die konventionelle Wärmebereitstellung ist, muss der COP einer Wärmepumpe mindestens dem Kehrwert des mittleren Kraftwerkswirkungsgrades entsprechen.

Für die Nutzung von Power-to-Heat-Konzepten wird natürlich auch technische Infrastruktur zur Abnahme der Wärme benötigt. So sollte mindestens ein Wärmespeicher oder besser ein Fernwärmenetz die Wärmeabnahme gewährleisten können.

Zusammenfassend wird deutlich, dass die Technologie PtH an sich ausgereift und großtechnisch verfügbar ist. In Verbindung mit ebenfalls großtechnisch unproblematisch zu realisierenden Wärmespeichern und Fernwärmenetzen sind Umsetzungs- und Integrationsprojekte für PtH-Anlagen aus technischer Sicht absolut durchführbar. Die Herausforderungen ergeben sich vor allem aus der Wirtschaftlichkeit. Daher werden nachfolgend die Vermarktungsoptionen betrachtet.

## 4. Vermarktungsoptionen für Power-to-Heat

PtH-Anlagen werden, basierend auf [13], zurzeit in vier wesentlichen Fällen eingesetzt:

1. Zur Regelenenergiebereitstellung,
2. Zum Ausgleich von Netzengpässen,
3. Bei extrem niedrigen oder negativen Strompreisen oder
4. Zur Deckung von Spitzenlasten.

Nicht alle davon sind unmittelbar wirtschaftlich, sondern müssen immer im jeweiligen Umfeld betrachtet werden. Die zukünftigen Marktchancen der Fälle 1 bis 3 werden von [13] und [15] wie folgt eingeschätzt (Bild 4):

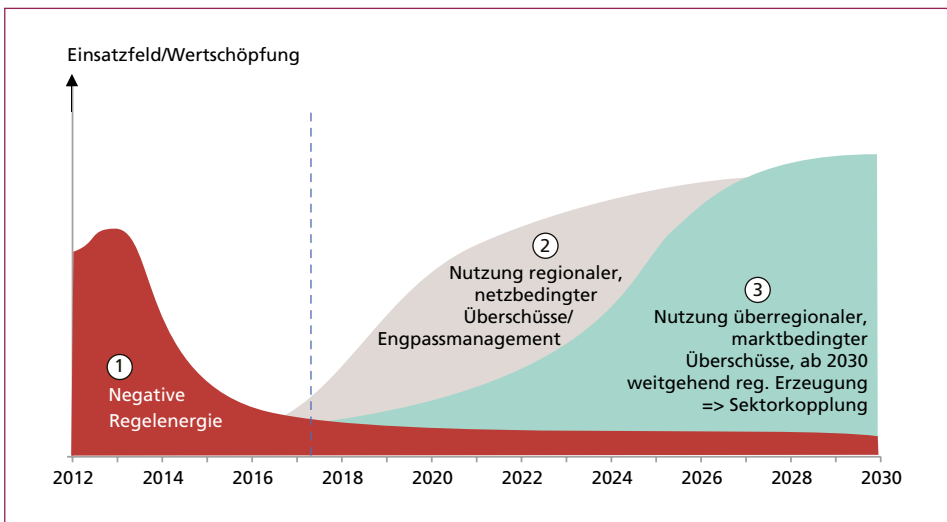


Bild 4: Marktchancen für PtH-Anlagen

Quelle: Kraft, A.: Sektorkopplung durch erneuerbare Energien in Sachsen-Anhalt, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017

War anfangs zunächst die **Regelenenergie** (insbesondere negative Sekundärregelleistung – SRL) Garant für eine kurze Amortisationszeit von PtH-Prozessen, so hat sich dies mit dem rapiden Verfall der Leistungspreise für SRL geändert. Der Verfall für negative SRL in der Haupt- (HT) und Nebenzeit (NT) ist in Bild 5 dargestellt.

Zugleich ist das gesamte Marktvolumen für negative SRL begrenzt. Die vorgehaltene Leistung für HT hat sich von 1.297 MW<sub>el</sub> in 2013 auf 1.728 MW<sub>el</sub> in 2016 erhöht. Im NT-Bereich erhöhte sich die bezogene Leistung im gleichen Zeitraum von 1.565 MW<sub>el</sub> auf 1.923 MW<sub>el</sub>. Dieser Mehrbedarf wurde durch das Angebot jedoch deutlich überkompensiert, sodass die Leistungspreise gefallen sind. Ein weiterer Punkt ist, dass man zur Teilnahme am SRL-Markt einen Zuschlag für die wöchentliche Ausschreibung erhalten muss, der sich zunächst nach dem Leistungspreis richtet.



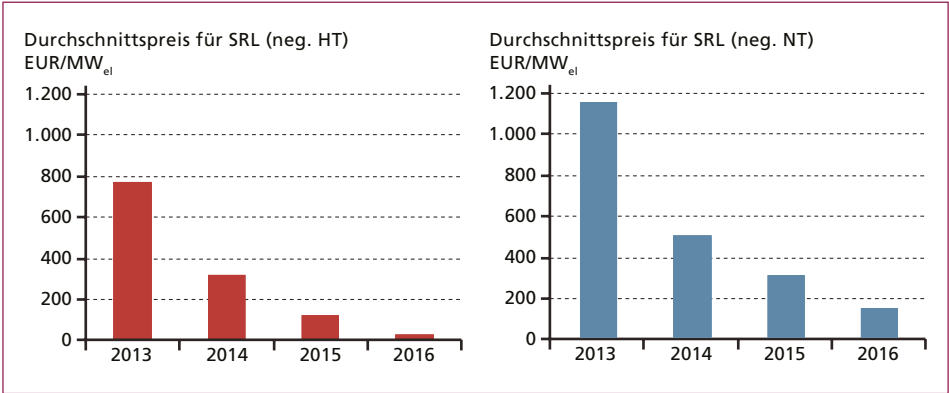


Bild 5: Entwicklung der Leistungspreise für negative Sekundärregelleistung

Quelle: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, online: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), abgerufen am 27.11.2017

Demnach ist es nachvollziehbar, dass bei einer steigenden Anzahl von Anbietern die Leistungspreise immer weiter fallen, damit ihre Anlagen in den SRL-Pool kommen. Sollte dies nicht gelingen, so kann als zweite Chance noch an der täglichen Ausschreibung für die Minutenreserve (MRL) teilgenommen werden, deren Preisverfall aber ähnlich der SRL ist [3].

Hat ein Anbieter den Zuschlag für eines der SRL-Produkte (negative oder positive Leistung in HT oder NT) erhalten, so entscheidet nach der Position im Netz der Arbeitspreis über den Abruf der Leistung. Ein weiterer Blick auf die erhaltenen Arbeitspreise pro MWh in Bild 6 zeigt ebenfalls eine deutliche Veränderung im Markt.

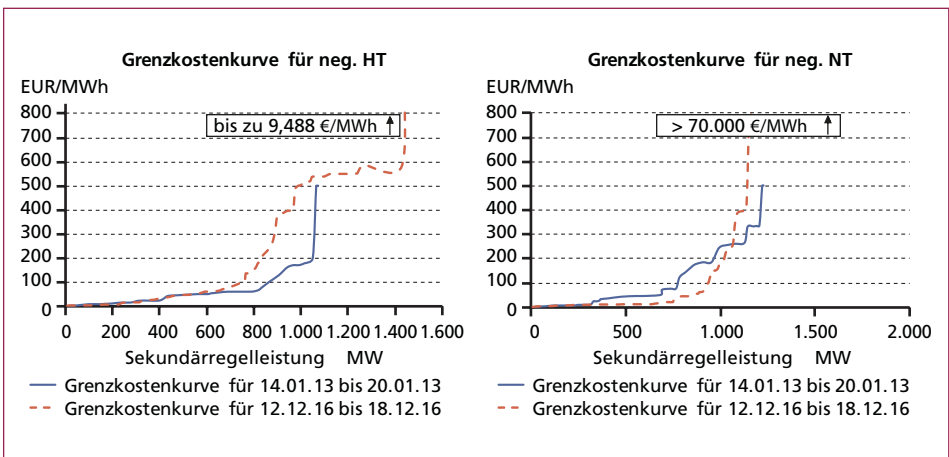


Bild 6: Arbeitspreise für Sekundärregelleistung in 2013 und 2016

Quelle: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, online: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), abgerufen am 27.11.2017

Während die Arbeitspreise bis 700 MW<sub>el</sub> stabil oder gar sinkend sind, so werden in den Extremfällen, vor allem in der Nebenzeit, deutlich höhere Kosten pro MW<sub>el</sub> fällig. Zugleich darf dabei nicht die Häufigkeit der tatsächlichen Abrufe aus den Augen verloren werden, denn die *Abrufe sind meist nur sekundenweise und unstetig, [es gibt] vereinzelt interessante Tage, abhängig von [der] Wetterlage.* [15].

Die weitere Entwicklung am Sekundärregelmarkt ist offen. Durch den weiteren Ausbau der volatilen Erzeugung könnte sich ein Preisanstieg entwickeln, wobei sich stetig verbessernde Prognosen für Einspeisung und Bedarf zu sinkendem Bedarf und weiter fallenden Preisen führen wird. Damit kann insgesamt keine verlässliche Aussage zu den langfristig möglichen Erlösen am Regelenergiemarkt gemacht werden und eine darauf beruhende Investitionsentscheidung sollte innerhalb kürzester Zeit amortisiert sein.

Eine weitere Möglichkeit für die Vermarktung von PtH-Anlagen in Verbindung mit KWK-Anlagen ergibt nun aus der **Nutzung von Netzengpässen**. Dafür wurde mit der Regelung *Nutzen statt Abregeln* in § 13 Abs. 6a EnWG ein regulatorischer Rahmen geschaffen. In aller Kürze soll die Regelung dafür sorgen, dass die Abregelung von EE-Anlagen in Engpasssituationen durch den Netzbetreiber vermindert wird und die temporär und lokal überschüssige Energie in PtH-Anlagen verwertet wird. Um den Engpass zu beseitigen muss der Betreiber der PtH-Anlagen zugleich eine gekoppelte KWK-Anlage drosseln, sodass die eingespeiste elektrische Leistung reduziert und der Wärmebedarf zugleich durch die PtH-Anlage gedeckt wird.

Diese Regelung greift jedoch nur auf Ebene des Übertragungsnetzes und im sogenannten Netzausbauggebiet, zu dem derzeit nach [7] der nördliche Teil Niedersachsens, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern zählen. Die Teilnahme ist beschränkt auf KWK-Anlagen, die:

- anhand ihrer Lage im Netz geeignet sind,
- sich im Netzausbauggebiet befinden,
- vor 01.01.2017 (Bestandsanlage) in Betrieb gingen und
- eine Leistung > 500 kW<sub>el</sub> aufweisen [15]

Des Weiteren ist *Nutzen statt Abregeln* gegenüber anderen Redispatchmaßnahmen nachgelagert, d.h. die letzte Option vor dem Abregeln von EE-Anlagen. Die Investitionskosten für die PtH-Anlage werden durch den ÜNB erstattet und die vertragliche Regelung läuft über mindestens 5 Jahre. Nach dieser Regel sind im Netzausbauggebiet maximal 2 GW<sub>el</sub> zu kontrahieren [7].

Bei diesem Instrument handelt es sich um eine Förderung der PtH-Technologie in einem begrenzten räumlichen Umfeld. Durch die Erstattung der Investitionskosten und der Strombezugskosten fallen für den Betreiber bei erhöhter Versorgungssicherheit kaum weitere Kosten an. Eine Förderung ist für den Anschub einer neuen Technologie sicher ein gangbarer Weg, kann hier aber nicht Gegenstand der Betrachtung sein, da PtH als Technologie, wie oben bereits beschrieben, eine ausgereifte Technologie ist. Vielmehr müssten die regulatorischen Randbedingungen technologieoffen gestaltet werden, da hiermit ein weiteres *Spezialinstrument* zur Behandlung der Probleme geschaffen wurde (Abschnitt 5).

Als nächste Option besteht die Nutzung von marktweiten Überschüssen, d.h. der Betrieb von PtH-Anlagen bei sehr niedrigen bis **negativen Strompreisen**. Diese Überschüsse lassen sich im, deutschlandweit betrachtet, riesigen Wärmemarkt (Bild 2) - mehr als 50 % des Endenergiebedarfs geht in den Wärmesektor) bestens verwerten und reduzieren damit den fossilen Anteil der Wärmebereitstellung. Dafür muss der Preis für die elektrische Wärme aber konkurrenzfähig zur fossilen Alternative sein. Nach [19] liegen die Grenzkosten für Gas bei etwa 30 EUR/MWh. Auf den Großhandelspreis für elektrische Energie, der zur Zeit durchaus in dieser Preisregion liegt, entfallen noch einige Zuschläge (Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-Abgabe, Netzentgelte, EEG-Umlage), die zum Teil regional unterschiedlich sind. Laut [5] liegen beispielsweise die Netzentgelte für Gewerbekunden bei 50 bis 100 EUR/MWh, für Industriekunden bei 12 bis über 37 EUR/MWh. Die EEG-Umlage beträgt für 2018 67,8 EUR/MWh [6]. Demnach müsste für einen Industriekunden allein durch diese beiden Zuschläge im Optimalfall der Strompreis kleiner als -50 EUR/MWh sein. Fallen die Zuschläge höher aus, so muss der Strompreis noch viel tiefer sinken. Der Fall negativer Strompreise tritt aber bislang nur vereinzelt im Jahr auf (2015: 126 h, 2016: 97 h [9]). Bei derart geringer Auslastung (< 1 % der Jahresstunden) lassen sich hier noch keine nennenswerten Potentiale erkennen.

Selbst mit Wärmepumpen ist bei diesem Preisgefüge ein wirtschaftlicher Betrieb nur bedingt möglich. Wärmepumpen sollten wesentlich gleichmäßiger und dauerhafter betrieben werden, sodass als Grundpreis der mittlere Börsenstrompreis zur Berechnung herangezogen werden kann. Bei einem COP von etwa 3 bis 4 (in Ausnahmen höher) kann der Strompreis (im Vergleich zu 30 EUR/MWh Erdgas) auch bei 90 bis 120 EUR/MWh<sub>el</sub> liegen. Bei einem Börsenstrompreis von etwa 27 EUR/MWh<sub>el</sub> ist mit o.g. Zuschlägen diese Grenze aber auch schnell überschritten.

Es bleibt als letzte Option die Nutzung von PtH-Anlagen zur **Eigenversorgung**. Die hohe Flexibilität der Anlagen macht sie zu einer idealen Ergänzung zur Deckung von kurzzeitigen Spitzenlasten. PtH-Anlagen eignen sich daher auch zur Flexibilisierung älterer KWK-Anlagen, um sie für SRL-Anforderungen zu qualifizieren (verbesserte Laständerungsgeschwindigkeit) oder zur Ergänzung als flexibles Instrument in virtuellen Kraftwerken [14]. Die Wirtschaftlichkeit für PtH kann sich hier aus geringeren Investitionskosten gegenüber anderen Spitzenlast- oder Backupkonzepten ergeben (komparative Wirtschaftlichkeit).

## 5. Herausforderungen

Für die Technologie *Power-to-Heat* bestehen von technischer Seite her keine eklatanten, grundlegenden Herausforderungen mehr. Flexibilität, Umwandlungswirkungsgrade und Skalierung stellen eine breite Anwendungsbasis dar. Für die weitere Durchdringung des Wärmemarktes sind weiter sinkende Investitionskosten notwendig, welche die Amortisationszeiten verkürzen und im Wesentlichen durch größere Absatzmengen und kontinuierliche Verbesserungsprozesse erreicht werden können. Kleinanlagen (besonders Wärmepumpen) im Haushalt und z.T. Gewerbe kommen durch Neubauten verstärkt zum Einsatz, erreichen aber in Verbindung mit kleinen Sanierungsraten im

Bestandsbau noch keine großen Stückzahlen [8]. Sollte es in naher Zukunft doch zu einem starken, verteilten Ausbau dieser Technologie kommen, so könnten im Zusammenspiel mit der Elektromobilität die Verteilnetze an ihre Grenzen stoßen.

Für Großanlagen liegen die zentralen Herausforderungen eher in der Wirtschaftlichkeit während des Betriebs. Wie oben bereits dargestellt, führen selbst negative Strompreise durch die hohen Abgaben nicht automatisch zu wirtschaftlicher Wärmegewinnung. Erst recht nicht bei den wenigen Stunden im Jahr, die dafür in Frage kommen. Der Ausbau von PtH-Anlagen im Rahmen von *Nutzen statt Abregeln* zielt im Wesentlichen auf Kostenausgleich ab und fällt deshalb aus dem Rahmen. Die Spitzen- oder Eigenversorgung für Wärme ist wiederum stark von der jeweiligen Einsatzsituation abhängig und liefert keine absolute Wirtschaftlichkeit, sondern komparative Kostenvorteile. Außerdem tritt bei der Eigenversorgung der Gedanke der Systemdienlichkeit gänzlich in den Hintergrund. Es bleibt als echte Vermarktung daher bislang nur die Regelleistung. Hier ist eine Erholung der Leistungspreise aus heutiger Sicht jedoch unwahrscheinlich (absolut technologieoffen und somit viele Anbieter). Auf die Erlöse aus dem Arbeitspreis kann ebenfalls nicht sicher gebaut werden, da die Abrufe nur kurzzeitig stattfinden. Zudem basiert Sekundärregelleistung im Grundprinzip auf dem Fehler den ein anderer Bilanzverantwortlicher macht. Mit besseren Prognosen und einer stetigen Verbesserung der Anlagenzustandsüberwachung (Stichwort Industrie 4.0) sowie einer zustandsorientierten Instandhaltung werden jedoch ungeplante Abweichungen und Ausfälle perspektivisch weiter minimiert. Sollte der Strommarkthandel weiter flexibilisiert werden (bislang bis zu 15 Minuten vor Lieferung Intraday möglich), so könnte ein Bilanzkreisverantwortlicher zukünftig auch noch schneller selbst seinen Fehler korrigieren und ist nicht mehr auf den Eingriff von außen angewiesen.

## 6. Zusammenfassung

Im Rahmen der Sektorkopplung steht sie in Konkurrenz zu zahlreichen anderen Konzepten (Power-to-X), kann aber aufgrund der zuvor dargestellten Vorteile insbesondere in Verbindung mit KWK-Anlagen und Fernwärmeanschlüssen schon heute mitunter wirtschaftlich betrieben werden.

Das größte Hemmnis für die Power-to-X-Technologien ist aber die Verzerrung der Elektrizitätspreise durch Abgaben und Steuern, die den Wert bzw. die Marktfähigkeit einer Technologie für die Auslastung und Stabilisierung der Stromnetze nicht abbilden können. Regulatorische Insellösungen tragen auch nur begrenzt zur Verbesserung der Situation bei (technologiespezifische Förderung schließt andere, eventuell sinnvollere Kopplungstechnologien aus). In der aktuellen Situation steht die Suche nach gangbaren Geschäftsmodellen im engen rechtlichen Rahmen an erster Stelle.

## 7. Literatur

- [1] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, online: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), abgerufen am 27.11.2017
- [2] Averhoff Energi Anlæg A/S, Kesseldaten Niederdruck-Heißwasserkessel Typ ZVPI. online verfügbar: <http://www.aea.dk/Default.aspx?ID=945>, Zugriff am 09.07.2014
- [3] Brandstätt, C.: Inwiefern verbessert das Energiepaket die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat?, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung, Stand 04.10.2017, online verfügbar: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xls?\\_\\_blob=publicationFile&v=61](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Binaer/Energiedaten/energiedaten-gesamt-xls.xls?__blob=publicationFile&v=61), abgerufen am 27.11.2017
- [5] Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2017, online verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht\\_2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3), abgerufen am 27.11.2017
- [6] Bundesnetzagentur: EEG-Umlage – Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie?, online verfügbar: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html>, abgerufen am 27.11.2017
- [7] Bundesnetzagentur: Netzausbaugebiet, Website, online verfügbar: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Wind\\_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html), abgerufen am 27.11.2017
- [8] Gatzen, C.: Der Beitrag von Power-to-Heat zur Energiewende – Wunsch, Wirklichkeit und Wege, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [9] Göß, S.: Die Entwicklung negativer Strompreise in Deutschland, online verfügbar: <https://blog.energybrainpool.com/die-entwicklung-negativer-strompreise-in-deutschland>, abgerufen am 27.11.2017
- [10] Hack, N.; Unz, S.; Beckmann, M.: Stand der Technik zur Umwandlung und Speicherung elektrischer Energie. In: VGB Powertech Journal 04/2014, S. 45-52
- [11] Hilbert, P.: 90-Tonnen-Turm schwebt am Kran, SZ-Online, online verfügbar: <http://www.sz-online.de/nachrichten/90-tonnen-turm-schwebt-am-kran-3804875.html>, abgerufen am 27.11.2017
- [12] Kleimaier, M.; Wenzl, H.: Sektorkopplung: Strom, Wärme und Kälte, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [13] Kraft, A.: Sektorkopplung durch erneuerbare Energien in Sachsen-Anhalt, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [14] Krautz, A.: Power-to-Heat als Flexibilitätsoption in virtuellen Kraftwerken, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [15] Kühne, J.: Vermarktungsoptionen von P2H in Verbindung mit KWK-Anlagen in der Fernwärme, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [16] OhmEx GmbH, Elektro- Strömungserhitzer, TYP: STR, online verfügbar: [http://www.ohmex.de/datenblatt/elektro-stroemungserhitzer-str\\_eng.pdf](http://www.ohmex.de/datenblatt/elektro-stroemungserhitzer-str_eng.pdf), Zugriff am 27.11.2017
- [17] Petersen, M.: Neue Rahmenbedingungen für KWK und Power-to-Heat: Alles geregelt?, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [18] Pieper, C.; Sykora, N.; Beckmann, M.; Böhning, D.; Hack, N.; Bachmann, T.: Die wirtschaftliche Nutzung von Power-to-Heat-Anlagen im Regelenenergiemarkt. In: Chemie Ingenieur Technik, 2015, Volume 87, No. 4, 390-402; DOI: 10.1002/cite.201400118

- [19] Sachse, F.: Optimierung der Integration von Power-to-Heat-Anlagen, 3. Dialogplattform Power-to-Heat, Vortrag, Berlin, 15.05.2017
- [20] Wärmepumpen Testzentrum WPZ, Prüfergebnisse gemäss EN 14511, EN 16147 und EN 255-3, Stand 09.07.2014, online verfügbar: <http://institute.ntb.ch/ies/kompetenzen/waermepumpen-testzentrum-wpz/pruefresultate.html>; Zugriff am 11.07.2014
- [21] Wobst, E.; Oberländer, S.: CO<sub>2</sub>-Hochtemperatur-Wärmepumpen für die Industrie. BMU Fachtagung Berlin, 08.12.2009, online verfügbar: <http://de.slideshare.net/co2online/co2hochtemperaturwrmepumpen-fr-die-industrie-prof-dipling-eberhard-wobst-thermea-ag>, Zugriff am 31.07.2014