

Flexibilitäten zwischen Strom und Wärme

Optimierung von Wärmesystemen im Kontext von Hybridnetzen

R. Hinterberger

Factsheet

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

21/2015

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Flexibilitäten zwischen Strom und Wärme

Optimierung von Wärmesystemen
im Kontext von Hybridnetzen

Factsheet

DI Robert Hinterberger
NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Wien, September 2014

Vorbemerkung

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung ambitionierter Forschungs- und Entwicklungsprogramme international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter www.NachhaltigWirtschaften.at.

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

0. Vorwort.....	3
1. Motivation	4
2. Beschreibung von Technologieoptionen und Best Practice Beispielen	5
3. Technische Potentialabschätzungen.....	11
3.1. Flexible Fahrweise konventioneller KWK-Anlagen	12
3.2. Fernwärmespeicher und Power-To-Heat.....	12
3.3. Potential von hybriden Verbrauchern (Strom/Erdgas und Sonstiges).....	13
3.4. Zusammenfassung der technischen Potentiale	14
4. Chancen und Hindernisse für die Umsetzung, Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen	16
5. Literatur	19
6. Danksagung	20

0. Vorwort

Zielsetzung der BMVIT-Arbeitsgruppe Hybridnetze und der nun vorliegenden Strategiedokumente war es, erste Vorschläge bezüglich der Umsetzung von Hybridnetzen/-systemen zu erarbeiten und Empfehlungen hinsichtlich vielversprechender Entwicklungspfade zu geben.

Ergänzend einem zu einem zeitgleich erarbeiteten Visions- und Strategiepapier zu Hybridnetzen wurden daher in diesem Fact-Sheet die technischen und wirtschaftlichen Potentiale der energieträger-übergreifenden Flexibilitäten zwischen Strom- und Wärmesektor sowie deren Umsetzungshindernisse dargestellt.

Es war jedoch nicht Ziel der Arbeitsgruppe bzw. dieses Dokumentes, einzelne Entwicklungspfade detaillierter zu beschreiben und zu analysieren. Dies wäre vielmehr Aufgabe einer auf die nun vorliegenden Arbeiten aufbauenden, quantitativen Analyse.

1. Motivation

Sowohl in Deutschland wie in Österreich wird die Energiewende primär als „Stromwende“ wahrgenommen. Dabei wird ausgeblendet, dass der Stromverbrauch nur einen verhältnismäßig kleinen Anteil am Endenergieverbrauch ausmacht. So ist der Wärmeverbrauch in beiden Ländern um vieles höher, zumindest doppelt so hoch wie der Stromverbrauch.

Die Fernwärmenetze wurden während der vergangenen 30 Jahre in Österreich massiv ausgebaut. So stieg die Anzahl fernwärmeversorgter Wohnungen von 83.000 (1980) auf 764.371 (2011). Damit werden österreichweit bereits mehr als ein Fünftel (21%) aller Wohnungen mit Nah-/Fernwärme beheizt. Der Fernwärmeanteil ausgewählter Städte ist 60% (Linz), 36% (Wien), 30% (Klagenfurt), 26% (Graz) und 23% (Salzburg) [FGW 2012].

Die österreichischen Wärmeversorgungsunternehmen betreiben ein Netz von annähernd 4.400 km Länge (Stand: 2011). Damit hat sich die Netzlänge seit 1995 mehr als verdoppelt. Laut Fachverband Gas-Wärme ist im Zeitraum von 2012 bis 2021 ein weiterer Zubau an Fernwärmeleitungen von durchschnittlich 69 Kilometern jährlich geplant [FGW 2012].

Die größten Fernwärmenetze werden in Wien und in den Landeshauptstädten Graz, Linz und Salzburg betrieben. Die Netzlänge des Fernwärmenetzes in Wien alleine beträgt bereits 1.168 km [WE 2011]. Damit betreibt die Fernwärme Wien das zweitlängste Fernwärmenetz in der D-A-CH Region, nach der Vattenfall in Berlin. Das Fernwärmenetz in Wien – ebenso wie jene in den Landeshauptstädten Graz, Linz und Salzburg - bieten daher große Potentiale für die zukünftige Verwertung von überschüssigem Ökostrom.

Diese Option ist ein wichtiger Faktor für mögliche Zukunftsszenarien der Fernwärmeversorgung, da dem Fernwärmesektor aufgrund von höheren Energieeffizienzstandards und sinkenden Wärmelasten ein massiver Strukturwandel bevorsteht.

So wird etwa in den neuen Bundesländern in Deutschland – bedingt durch die demographische Entwicklung sowie niedrige Wärmelasten – in manchen Gebieten bereits die Existenzberichtigung der Wärmenetze an sich in Frage gestellt. In diesem Kontext geht etwa [Wulf 2012] von vier möglichen Zukunftsszenarien für die Fernwärmeversorgung aus, die von *Ökologischer Renaissance*, *Fernwärme 2.0* bis hin zu *Räumungsverkauf* oder *Niedergang* der existierenden Fernwärmenetze reichen.

Ein mögliches weiteres Transformationsszenario ist jenes in Richtung eines sogenannten „offenen“ Wärmenetzes. So hat das Bundeskartellamt in Deutschland

bereits im Jahr 2011 die grundsätzliche Verpflichtung der Fernwärmenetzbetreiber festgestellt, das Fernwärmenetz Dritten zu öffnen [Legler 2012]. Ähnlich wie bei Strom- und Erdgasnetzen kann der Netzbetreiber diesen den Zugang nicht verwehren, auch wenn es diesbezüglich auch in Deutschland noch keine Umsetzungsvorschriften gibt.

Bezüglich dieser „offenen Fernwärmenetze“, d.h. der Einspeisung Dritter, dezentraler Einspeiser, gibt es bereits erste Forschungs- und Umsetzungsprojekte, u.a. in Berlin und Hamburg.

Unserer Ansicht wäre – mit Blickrichtung auf die Langfristvision von 100% erneuerbare Energie auch im Wärmesektor und die dann notwendige saisonale Wärmespeicherung – dieser Begriff noch zu erweitern. Neben dem „offenen“ Netz wären insbesondere **„offene“ Wärmespeicher** eine Langfristvision. Ähnlich wie im Erdgassektor würden bzw. müssten diese (saisonalen) Wärmespeicher grundsätzlich auch Dritten offenstehen. Energielieferanten könnten – gegen ein entsprechendes Entgelt - Wärme in diesen Speichereinrichtungen saisonal einspeichern und bedarfsgerecht entnehmen.

Der Fokus dieses Fact Sheets ist jedoch nicht die detaillierte Beschreibung möglicher Entwicklungsszenarien, sondern vielmehr die Identifikation von möglichen Schnittstellen zum Stromsektor oder auch sonstigen Infrastrukturen, um mögliche Synergiepotentiale im Kontext von Hybridsystemen erschließen zu können.

2. Beschreibung von Technologieoptionen und Best Practice Beispielen

Unter dem Begriff „Hybridnetze“ wird die Koppelung von unterschiedlichen Netzen und Infrastrukturen verstanden, um Synergie-Potenziale insbesondere im Energiebereich zu nutzen. Folgend sind die wichtigsten Kopplungsmöglichkeiten und Technologieoptionen angeführt.

Flexibilisierung der KWK-Erzeugung (strommarktgeführte Fahrweise)

Ein Großteil der durch Fernwärmesysteme bereitgestellten Wärme wird derzeit in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt. So betrug der KWK-Anteil an der gesamten Fernwärmebereitstellung in Österreich bereits 63% im Jahr 2012¹. Der KWK-Anteil in den großen, urbanen Fernwärmeversorgungsgebieten wie beispielsweise Wien, Graz, Salzburg und Wels liegt idR noch deutlich darüber². Durch eine Vielzahl von konstruktiven Maßnahmen kann die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen jedoch

¹ Statistik Austria 2012: Gesamtenergiebilanz Österreich 1970 bis 2012 (Detailinformation)

² siehe beispielsweise [Böhmer 2009]

deutlich mehr als bisher üblich flexibilisiert werden. Zum einen bezieht sich diese Flexibilität auf eine (kontinuierliche) Veränderung des Anteils der Strom- und Wärmeproduktion (z.B.: bei Entnahmekondensationsturbinen), zum anderen auf die Möglichkeit eines schnelleren Hinauf- oder Hinunterfahrens der KWK-Anlagen, um dem Gesamtenergiesystem zusätzliche Flexibilitäten bereitzustellen.

Fernwärmespeicher

Eine zusätzliche Flexibilisierung des KWK-Betriebes für mehrere Stunden bis mehrere Tage kann durch den Bau und die Integration von Fernwärmespeichern in die Fernwärmenetze erfolgen. Damit können KWK-Anlagen (noch stärker) stromgeführt betrieben werden. Die erzeugte Wärme kann in den Wärmespeichern zwischengespeichert und dann bedarfsgerecht in das Fernwärmenetz abgegeben werden. Bei diesen Speichern handelt es sich in der Regel um Wasserspeicher, wobei zwischen drucklosen und druckbehafteten Speichern unterschieden wird.

Fernwärmespeicher sind derzeit etwa bereits in den Fernwärmenetzen von Salzburg, Linz, Graz, Wien und Steyr vorhanden. Weitere Großspeicher befinden sich an den Standorten Timelkam und Theiß. Der letztgenannte Speicher, der von der EVN betrieben wird, ist mit 50.000 m³ der weltweit bisher größte Fernwärmespeicher³. Der Speicher in Wien ist hingegen der bisher einzige Hochdruckspeicher in Österreich. Alle anderen Speicher sind drucklose Wärmespeicher. Beispielhaft sind in Abbildung 1 die Fernwärmespeicher in Linz, Wels und Salzburg zu sehen.



Abbildung 1: Fernwärmespeicher in Linz, Wels und Salzburg (Bildquellen: Linz AG, Wels Strom, Salzburg AG)

Dezentrale Speicher in Fernwärmenetzen

Fernwärmespeicher sind üblicherweise als Großspeicher direkt bei den Wärmeerzeugern lokalisiert. Es ist aber durchaus möglich, dezentrale Speicher in das Fernwärmenetz zu integrieren. Aufgrund der „economies of scale“ wären deren spezifischen Errichtungskosten zwar im Regelfall deutlich höher. Trotz der höheren spezifischen Kosten können aber dezentrale Speicher in bestimmten Fällen trotzdem

³ Noch größere, aber saisonale Wärmespeicher (Erdbeckenwärmespeicher) mit einem Fassungsvermögen von 75.000m³ (Marstal) und 60.000m³ (Dronninglund) gibt es in Dänemark.

eine wirtschaftliche Option sein. Vor allem für Fernwärmenetze, die bereits nahe ihrer Kapazitätsgrenze liegen, wäre dies relevant, da durch dezentrale Speichereinrichtungen Spitzen gekappt und eine Leitungsverstärkung substituiert werden kann.

Fernwärmenetze als Speicher

Im Unterschied zum Stromnetz können - gleichermaßen wie auch Erdgasnetze - die Fernwärmenetze selbst bereits als Speicher betrieben werden. Dies ist grundsätzlich auch nichts Neues. Es gibt eine Vielzahl von Fernwärmenetzen, die über Jahrzehnte so betrieben werden (oder wurden), dass die Speicherkapazität des Netzes genutzt wurde. Diese dynamische Betriebsweise hat aber auch seine Nachteile, sodass sich diese bisher nicht flächendeckend durchgesetzt hat. Durch vermehrten Einsatz von Sensoren und Regeltechnik in den Fernwärmenetzen lässt sich aber der Nutzen einer dynamischen Steuerung jedenfalls noch verbessern, auch im Zusammenhang mit weiteren Dienstleistungen (z.B. Störungsmeldung, Wartung, etc.).

Power-To-Heat Anlagen in Fernwärmenetzen

Bei Power-To-Heat Anlagen wird elektrischer Strom direkt in Wärme umgewandelt. Technisch können dazu Elektrodenheizkessel, Widerstandsheizungen oder Wärmepumpen eingesetzt werden.

Diese Anlagen sind von ihrer Leistung üblicherweise im MW-Bereich angesiedelt. Elektrodenheizkessel werden ab einer Leistung von 5 MW angeboten, Anlagen nach dem Prinzip der Widerstandsheizung sind auch in einer deutlich niedrigeren Leistungsklasse (einige 100 kW) verfügbar. Zwei Power-To-Heat Umwandler der MW-Leistungsklasse sind in Abbildung 2 zu sehen. Mit Power-To-Heat Anlagen kann sowohl (negative) Regelleistung bereitgestellt als auch erneuerbarer Überschussstrom verwertet werden.

Wärmepumpen wären zwar aus Effizienzgründen grundsätzlich den direkten Wärmeumformern vorzuziehen. Allerdings ist deren Einsatz wirtschaftlich nur bei einer größeren Anzahl von Jahresbetriebsstunden zu rechtfertigen⁴. Beim Einsatz von Power-To-Heat Anlagen zur Verwertung nur kurzzeitig anfallendem Überschussstrom oder bei der Bereitstellung von Regelenergie sind hingegen direkte Wärmeumformer geeigneter.

Grundsätzlich könnten Power-To-Heat Umwandler auch dezentral, z.B. bei den Hausübergabestationen, eingebaut werden. Allerdings sind dann im Regelfall die

⁴ Als Nachteil bei Wärmepumpen ist deren dynamisches Verhalten zu nennen. So ergeben sich erhebliche Effizienzeinbußen im dynamischen Einsatz, abgesehen von den deutlich höheren Investitionskosten, die eine entsprechend große Anzahl von Jahresvolllaststunden voraussetzen.

spezifischen Investitionskosten deutlich höher. Neben den höheren Anforderungen an die IKT-Steuerung (größere Anzahl an zu steuernden Einrichtungen) und den höheren spezifischen Investitionskosten wären bei dezentralen Anlagen insbesondere die Netztarife ein erheblich größerer Kostenfaktor, da kleinere Anlagen auf einer niedrigeren Netzebene betrieben werden.



Abbildung 2: Power-To-Heat Umwandler nach dem Prinzip der Widerstandsheizung (links) und des Elektrodenheizkessels (rechts) (Bildquellen: Stadtwerke Schwerin, Parat)

Integration von Großwärmepumpen in Fernwärmesysteme

Wärmepumpen sind auch in der MW-Leistungsklasse verfügbar, sodass die erzeugte Wärme sinnvoll in ein Fernwärmesystem eingespeist werden kann. Best Practice Beispiele existieren vor allem in Skandinavien. In Stockholm, Helsinki und Oslo werden wesentliche Anteile der Fernwärme durch Großwärmepumpen gewonnen. So liefert etwa die Anlage am Standort Värtan Ropsten bis zu 180 MW in das Fernwärmenetz von Stockholm. Insbesondere in Dänemark werden Wärmepumpen im MW-Leistungsbereich dazu eingesetzt, um (günstigen) Windkraftstrom kosteneffizient in Wärme überzuführen, die dann direkt für die Fernwärmeversorgung genutzt oder in saisonalen Wärmespeichern zwischengelagert wird (z.B.: Marstal⁵, Dronninglund)⁶.

Aufgrund der üblicherweise deutlich höheren Vorlauftemperaturen in Österreich und Deutschland ist die Integration von Großwärmepumpen in die Fernwärmenetze allerdings eine größere Herausforderung als in Skandinavien. Die notwendigen höheren Temperaturen können entweder durch Hochtemperatur-Wärmepumpen

⁵ <http://www.sunstore.dk/>

⁶ In einer Änderung der Gesetzeslage in Dänemark im Jahr 2008 wurden zwar die direkte Verwendung von Überschussstrom z.B. durch Widerstandsheizungen oder Elektrodenheizkessel ermöglicht. Die Verwendung von Wärmepumpen zu diesem Zweck wurde hingegen nicht ausreichend berücksichtigt [Hinterberger 2013a]

oder hilfsweise durch zusätzliche Gasbrenner bzw. direkte P2H-Anlagen erreicht werden.



Abbildung 3: Großwärmepumpen in den Fernwärmesystemen von Stockholm (links), Helsinki (Mitte) und Oslo (Bildquelle: Friotherm)

Hybride Verbraucher (Wärmeanwendungen)

Unter hybriden Verbrauchern/Erzeugern werden solche verstanden, die alternativ durch unterschiedliche Energieträger oder –netze versorgt werden. Bekannt sind hybride Wärmeerzeuger im Zusammenhang mit solarthermischen Anlagen: Bei mangelnder Sonneneinstrahlung können diese auf eine Wärmeerzeugung mit Gas oder Öl umstellen. Aber auch viele industrielle Prozesse, die üblicherweise mit Erdgas betrieben werden, können zeitweise (z.B. durch Vorwärmestufen) auch mit elektrischem Strom betrieben werden.

Neben typischen Wärme- oder Schmelzprozessen in der Industrie können selbst klassische Gaskesselanlagen in Haushalten oder Gewerbebetrieben mit einem zusätzlichen Heizwiderstand ausgestattet oder die Verdichterstationen bzw. Gasreduzierstationen in den Erdgasnetzen alternativ mit Gas oder Strom betrieben werden. Die Möglichkeiten des Lastmanagements werden dadurch deutlich erweitert.

Integration solarthermischer Erzeugungsanlagen und von Geothermie

In einem Gesamtportfolio von Umwandlungs- und (hybriden) Speichertechnologien werden als Querschnittsthema auch die Integration von solarthermischen oder geothermischen Einspeisern in die Wärmenetze an Bedeutung gewinnen. So lassen sich die für einen höheren Anteil von Solarthermie notwendigen saisonalen Wärmespeicher auch gut mit Power-To-Heat Anwendungen kombinieren, wie Beispiele aus Dänemark (z.B.: Marstal, Dronninglund) zeigen. Vor allem bei sehr hohen Anteilen von EE-Strom werden diese Synergieeffekte immer wichtiger werden. Ähnliches gilt für die Einbindung von Geothermie in die Fernwärmesysteme und das Gesamtenergiesystem.

Sonstige Innovationen im Bereich der Fernwärmesysteme und -netze

Die Flexibilitätspotentiale bzw. Optionen sind stark abhängig vom grundlegenden Design und den betrieblichen Kenndaten der Fern- oder Nahwärmesysteme. So sind, abhängig von den Vorlauf- und Rücklauftemperaturen, bestimmte Flexibilitätsoptionen zwischen Wärme- und Stromsystem überhaupt erst sinnvoll wirtschaftlich möglich.

Auch der zukünftige Ausbau von Kältenetzen oder innovativen Kälte-Insellösungen (z.B. in Kombination mit Eisspeichern) bietet eine Fülle von weiteren Flexibilitätsoptionen.

Im Zuge einer ganzheitlichen Energiewende, welche den Wärmesektor inkludiert, werden langfristig insbesondere saisonale Speicherlösungen an Bedeutung gewinnen. Grundsätzlich haben sich vier Konzepte, abhängig von den lokalen geologischen und hydrogeologischen Gegebenheiten vor Ort, für eine saisonale Speicherung von Wärme etabliert bzw. wurden bereits großtechnisch umgesetzt: Tank-Heißwasser-Wärmespeicher, Erdbecken-Wärmespeicher, Erdsonden-Wärmespeicher und Aquifer-Wärmespeicher.

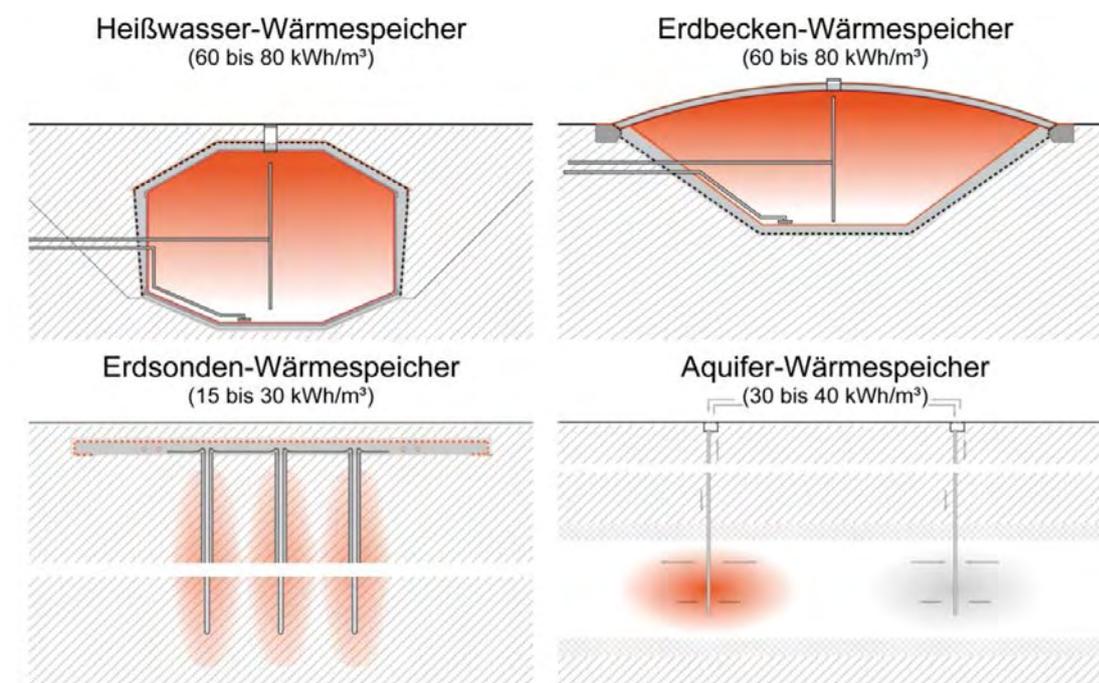


Abbildung 4: Saisonale Wärmespeicherung – Konzepte (Quelle: Solites)

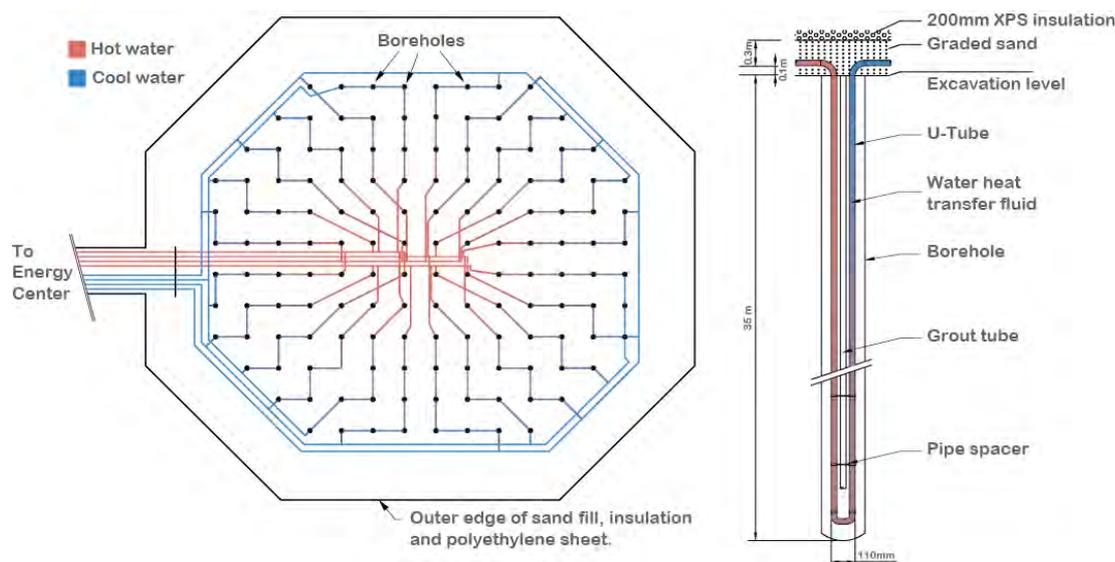


Abbildung 5: Aufbauschema des Erdsonden-Wärmespeichers in Drake Landing/Kanada. Der Wärmespeicher mit einer Kapazität von $16.000 \text{ m}^3 \text{ H}_2\text{O}_{\text{äquiv.}}$ ist an rund 2.300 m^2 thermische Solarkollektoren und ein Nahwärmenetz gekoppelt. Das System versorgt eine Siedlung mit insgesamt 52 Niedrigenergie Einfamilienhäusern mit Wärme, die zu über 90% (!) aus Solarthermie stammt (Quelle: Drake Landing Solar Community - <http://www.dlsc.ca/>)

3. Technische Potentialabschätzungen

In den folgenden Unterabschnitten wurden Abschätzungen für die technischen Potentiale unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen an den Schnittstellen zwischen Strom- und Wärmemarkt getroffen. Diese Potentialabschätzungen erfolgten dabei auf zwei unterschiedliche Arten.

Insofern Studien betreffend die Situation in Österreich vorlagen oder die Potentiale aufgrund von zugänglichem Datenmaterial abgeschätzt werden konnten, wurden diese angegeben bzw. auf diese Weise bestimmt.

Bezüglich der Flexibilitätsoptionen zwischen Strom- und Wärmesektor liegt jedoch in Deutschland deutlich mehr Zahlenmaterial vor. Insoweit für die jeweilige Flexibilitätsoption daher keine Studien bezüglich der Potentiale in Österreich verfügbar waren, wurden die Potentiale auf Basis der Zahlen für Deutschland und des Verhältnisses zwischen den jeweiligen Fernwärmeverbräuchen (Verhältnis 1:6), der Endenergieverbräuche (ca. 1:8), der Einwohnerzahl (ca. 1:10) oder sonstiger relevanter Kenngrößen abgeschätzt bzw. hochgerechnet.

Eine solche Vorgangsweise liefert - zumindest der Größenordnung nach - geeignete Ergebnisse, da die Struktur der Fernwärmeversorgung in den beiden Ländern verhältnismäßig ähnlich ist.

Diesbezüglich sei angemerkt, dass der Anteil der Fernwärme am Gesamtenergieverbrauch in Österreich mit 6,7% (bereits) höher als in Deutschland mit 4,7% ist (Zahlen aus 2011). Dies liegt zum einen am starken Ausbau der

Fernwärmenetze in Österreich im Laufe der letzten Jahre, zum anderen an der demographischen Entwicklung und dem teilweisen Rückbau der Fernwärmesysteme in den Neuen Bundesländern in Deutschland.

3.1. Flexible Fahrweise konventioneller KWK-Anlagen

Das gesamte technische Potential für eine vermehrt strommarktgeführte Fahrweise der bestehenden, konventionellen KWK-Anlagen in Deutschland wird nach [BMU 2012] mit +/- 25 GW abgeschätzt. Davon wird jedoch nur ein Teil bisher genutzt (geschätzt nach [BMU 2012]: + 9 GW; - 4,5 GW). Diese Flexibilitätsoption ist aber nur für wenige Stunden verfügbar.

Hochgerechnet würde das einem Flexibilitätspotential durch konventionelle KWK-Anlagen in Österreich von +/- 4 GW entsprechen. Der tatsächliche Wert des technischen Potentials kann aber nur durch eine genaue Analyse der vorhandenen thermischen Kraftwerke in Österreich bestimmt werden⁷. Der ermittelte Wert ist daher nur eine erste grobe Abschätzung, der aber nach Experteneinschätzung zumindest seiner Größenordnung nach grundsätzlich richtig wäre.

Zusätzliche Flexibilitätspotentiale können mittelfristig durch die Flexibilisierung bzw. den Aus-/Umbau kleinerer KWK-Anlagen geschöpft werden. So gehen die Experten der Plattform Erneuerbare Energien im Auftrag des BMU von einem zusätzlichen Potential von +/- 7,3 GW in Deutschland durch solche Anlagen (z.B. BHKWs auf Kläranlagen, Schwimmbäder, MiniBHKWs) bis 2020 aus. Durch einen Ausbau von Gasspeichern bei diesen Anlagen könnten bis 2030 noch weitere +/- 8,1 GW hinzukommen.

Bezogen auf das Verhältnis des Endenergieverbrauchs in Deutschland und Österreich würde das jeweils ca. einem GW an zusätzlichen Flexibilitäten bis zum Jahr 2020 resp. 2030 in Österreich entsprechen.

In diesen Potentialabschätzungen wurden die möglichen zusätzlichen Flexibilitäten durch Fernwärmespeicher sowie Power-To-Heat Anlagen noch nicht berücksichtigt.

3.2. Fernwärmespeicher und Power-To-Heat

Abschätzungen bezüglich des Flexibilitätspotentials durch Fernwärmespeicher in Deutschland ergab Werte von + 3,6 GW / - 6,7 GW [Prognos 2011], [BMU 2012]. Dabei wurden jedoch nur die größeren Fernwärmesysteme (> 10 MW_{th} im Jahresmittel) berücksichtigt. Ebenfalls noch nicht in diesen Zahlen berücksichtigt sind die Potentiale von zusätzlichen Power-To-Heat Anlagen. Um dieses Potential erschließen zu können, wäre die Errichtung von Fernwärmespeichern mit einem Speichervolumen von insgesamt 110 GWh_{th} erforderlich.

⁷ Kenndaten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen hinsichtlich ihrer Flexibilitäten finden sich in der Beilage.

Hochgerechnet auf Österreich würde das + 0,6 GW an positiver und - 1,1 GW an negativer Regelleistungsbereitstellung durch Fernwärmespeicher entsprechen. Dazu wären Fernwärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 18,3 GWh_{th} notwendig, was einem Speichervolumen von rd. 370.000 m³ entsprechen würde⁸.

Das zusätzliche Potential durch Power-To-Heat Anlagen wird für Deutschland mit - 11,7 GW angegeben (lediglich bei größeren Fernwärmesystemen mit > 10 MW_{th} im Jahresmittel [Prognos 2011], [BMU 2012]). Bezogen auf das Verhältnis der Fernwärmeverbräuche würde das einer möglichen negativen Regelleistungsbereitstellung von knapp 2 GW in Österreich entsprechen.

Die oben genannten Abschätzungen wurden u.a. vom BDEW⁹ übernommen. Dieser führt in seiner Stellungnahme zum Energieinfrastrukturpaket [BDEW 2012] aus, dass die Nutzung von Überschussstrom in Wärmenetzen (...) *„eine relativ kurzfristige verfügbare, kostengünstige Option zur Integration Erneuerbarer Energien darstellen. Sie sollte in Verbindung mit Wärmespeichern, Wärmenetzen und KWK-Anlagen betrachtet werden und hat ein Potential von bis zu 3,6 GW (positive Leistungsbereitstellung) bzw. 18 GW (negative Leistungsbereitstellung).“*

Bezogen auf Österreich würde das einer Leistungsbereitstellung durch Fernwärmespeicher und Power-To-Heat von + 0,6 GW und - 3 GW entsprechen. Bemerkenswert ist, dass die bisher in Österreich errichteten Fernwärmespeicher insgesamt bereits über ein Speichervolumen von 150.000 m³ verfügen¹⁰. Damit wäre 40% des hochgerechneten Potentials für Fernwärmespeicher bereits ausgeschöpft.

Nach Einschätzung von österr. Fernwärmenetzbetreibern könnte das technische Potential tatsächlich noch deutlich höher sein als oben abgeschätzt, sowohl in Österreich als auch in Deutschland. So würden sowohl die eigenen Betriebserfahrungen als auch die von Kollegen in Übersee (z.B. Korea) zeigen, dass bei bisher umgesetzten Projekten auch ein deutlich größeres Speichervolumen (doppelt oder auch mehr) betriebswirtschaftlich darstellbar gewesen wäre.

3.3. Hybride Verbraucher (Strom/Erdgas und Sonstiges)

Das technische Potential von hybriden Verbrauchern, welche alternativ mit Erdgas oder Strom versorgt werden, wurde in Deutschland sowohl für industrielle Prozesse wie für Haushalte abgeschätzt.

So kann etwa für die Dampferzeugung, welche einen großen Teil des industriellen Energieverbrauchs ausmacht, wie auch für sonstige Wärme- oder Schmelzprozesse neben Erdgas alternativ auch elektrischer Strom verwendet werden.

⁸ Quelle: eigene Berechnungen/NEW ENERGY; bei einem angenommen Verhältnis von 80% drucklosen und 20% Druckspeichern (bei Speicherkapazität von 45 kWh/m³ bzw. 70 kWh/m³).

⁹ Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft

¹⁰ Quelle: NEW ENERGY; auf Basis von Betreiberangaben

Erste Abschätzungen des technischen Potentials in Deutschland gehen von zumindest 4,2 GW in der Industrie aus¹¹. Da jedoch nicht alle industriellen Prozesse untersucht wurden, ist das tatsächliche Potential vermutlich noch um einiges höher. Für Österreich müsste nach dieser Abschätzung von einem technischen Potential von rd. 500 MW durch hybride Verbraucher (Strom/Erdgas) ausgegangen werden.

Ein noch deutlich höheres Potential ist bei Haushalten sowie in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zu erwarten. So sind nach einer ersten Abschätzung 16,7 Mio. von 38,2 Mio. Heizungsanlagen in Deutschland grundsätzlich dazu geeignet, zu hybriden Anlagen umgebaut oder durch solche ersetzt zu werden. Das sich daraus ergebende technische Potential für hybride Heizungsanlagen in Haushalten in Deutschland wurde mit rd. 100 GW abgeschätzt¹². Bezogen auf das Verhältnis der Anzahl der Haushalte bzw. Einwohner würde das einem Flexibilitätspotential von ca. 10 GW in Österreich entsprechen.

Allerdings können nicht nur Erdgasheizungen zu hybriden Heizsystemen umgerüstet werden. Das gleiche gilt z.B. auch für Öl-, Biomasse oder Pelletsheizungen, die gleichermaßen ohne besonders hohe Kosten mit einer zusätzlichen Widerstandheizung ausgerüstet werden könnten.

Nach einer eigenen ersten Abschätzung auf Datenbasis der Statistik Austria [Statistik Austria 2013] wären in Österreich rd. 2,1 Mio. Heizungsanlagen grundsätzlich für hybriden Betrieb geeignet. Damit würde das technische Potential bei 12,7 GW liegen¹³, etwas höher als bei der ersten Abschätzung auf Basis der Zahlen aus Deutschland.

Zusätzliche Potentiale sind in den Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zu erwarten. Auch wenn dort ein technisches Gesamtpotential kleiner als bei Haushalten zu erwarten ist, wäre dieses aufgrund der größeren Leistung pro Heizungsanlage – und den geringeren spezifischen Kosten je Umrüstung bzw. Erweiterung – deutlich einfacher zu heben.

3.4. Zusammenfassung der technischen Potentiale

Die technischen Potentiale der wichtigsten Technologieoptionen sind in Tabelle 1 zusammenfassend dargestellt.

¹¹ Quelle: EnBW

¹² Abschätzung der EnBW

¹³ Quelle: NEW ENERGY; eigene Abschätzung auf Datenbasis von: Statistik Austria, Energiestatistik: MZ Energieeinsatz der Haushalte 2011/2012. Erstellt am 17.06.2013.

Technische Potentiale der energieträger-übergreifenden Flexibilitäten Strom/Wärme			
<i>Art der Maßnahme</i>	<i>Potentiale</i>	<i>Zeitdauer</i>	<i>Anmerkungen</i>
Flexibilisierung konventioneller KWK	+ 4 GW - 4 GW	Wenige Stunden	Erste Grobabschätzung der Größenordnung des Flexibilitätpotentials
Fernwärmespeicher	+ 0,6 GW - 1,1 GW	Stunden/Tage (bis wenige Wochen)	Konservativ geschätzt; vermutlich noch deutlich höher
Power-To-Heat Anlagen (in größeren FW-Netzen)	- 2 GW	saisonal*	Zusätzliche Potentiale z.B. bei Biomasse-Nahwärmenetzen
Hybride Verbraucher in der Industrie	- 0,5 GW	saisonal*	Potentiale werden als tatsächlich noch höher angenommen
Hybride Verbraucher in Haushalten	-12,7 GW	saisonal*	Zusätzliche Potentiale in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zu erwarten
Saisonale Wärmespeicher	(sehr) hoch	saisonal*	Hoher F&E-Bedarf (angewandte Forschung)
Gesamtpotential	+4,6 GW -20,3 GW		

* durch Einsparung von fossilen oder erneuerbaren Brennstoffen (z.B. Erdgas, Erdgas, Kohle, Biomasse)

Tabelle 1: Abschätzung der technischen Flexibilitätpotentiale Strom/Wärme für Österreich (Quelle: NEW ENERGY; auf Basis der Abschätzungen und Zahlenmaterial von [BMU 2012], [Prognos 2011] u.a.)

Auf den ersten Blick überraschend ist in obiger Zusammenstellung, dass Power-To-Heat Anlagen und hybride Verbraucher als saisonale Speicher angesehen werden. Dies ist jedoch der Tatsache geschuldet, dass Power-To-Heat und hybride Heizungsanlagen immer einen anderen Energieträger, wie z.B. Erdgas, substituieren. Dieses Erdgas wird bei Einsatz der P2H- oder hybriden Heizungsanlage nicht verbraucht, sondern verbleibt stattdessen im Erdgasnetz/-system bzw. im Untertagespeicher. Dieses eingesparte Erdgas kann dann zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsgerecht verbraucht werden. Dies kann Stunden, Tage oder auch Monate nach der Substitution des Erdgases erfolgen, wodurch man von einer saisonalen Speicherung sprechen kann.

Power-To-Heat Anlagen in Fernwärmenetzen wie auch **hybride Verbraucher** sind in gleichem Maße wie Power-To-Gas als **saisonale Speicher** anzusehen. Dies gilt auch für den Fall von hybriden Heizungsanlagen in Haushalten oder Nahwärmanlagen, bei denen z.B. Heizöl, Hackschnitzel oder Pellets substituiert werden. Die eingesparten Brennstoffe verbleiben im Lager bzw. Tank und können bedarfsgerecht – bei Bedarf eben auch Monate später – verwendet werden.

4. Chancen und Hindernisse für die Umsetzung, Zusammenfassung und abschließende Empfehlungen

Aus den durchgeführten Potentialanalysen lassen sich vier wesentliche Kernaussagen ableiten:

These 1: Im Zusammenspiel von Strom und Wärme liegen sehr hohe technische Flexibilitätspotentiale (deutlich höher als bei reinen Stromanwendungen z.B. durch elektrische Lastverschiebung).

Im Vergleich der Flexibilitätspotentiale innerhalb des Stromsektors (z.B. durch elektrische Lastverschiebung) mit jenen zwischen Strom und Wärme wird deutlich, dass die letztgenannten um Größenordnungen höher sind.

Diese zunächst überraschende Tatsache lässt sich im Grunde einfach erklären. So handelt es sich zwar auch bei „klassischer“ Lastverschiebung („demand response“) oftmals um Technologien an der Schnittstelle zum Wärmesektor, z.B. durch das Ausnutzen von thermischen Trägheiten. Die Anwendungen werden dabei aber nur mit einem Energiesystem/-träger betrieben (Strom), wobei die Anwendungen und Prozesse eine Lastverschiebung nur in einem beschränkten Ausmaß bzw. über eine bestimmte Zeitspanne zulassen.

Bei Power-To-Heat oder hybriden Verbrauchern (z.B. Schmelzprozessen, Heizungsanlagen in Haushalten oder bei öffentlichen Einrichtungen) wird hingegen zwischen zwei unterschiedlichen Energieträgern und –systemen umgeschaltet (z.B. zwischen Strom und Erdgas, u.U. auch anderen Brennstoffen wie Biomasse, Pellets, etc.). Damit wird der eigentliche Prozess der Wärme- bzw. unter Umständen auch Kälteerzeugung nicht unterbrochen.

Da der Wärmesektor - sowohl in Deutschland wie Österreich - rund doppelt so groß wie der Stromsektor ist, können dementsprechend hohe Flexibilitätspotentiale generiert werden.

These 2: Ein großer Teil der funktionalen Stromspeicher Strom/Wärme kann auch saisonale Speicherleistung bereitstellen.

Power-To-Heat Anlagen in Fernwärmenetzen wie auch hybride Verbraucher sind in gleichem Maße wie Power-To-Gas als saisonale Speicher anzusehen.

Dies ist der Tatsache geschuldet, dass Power-To-Heat oder hybride Heizungsanlagen – jeweils für einen bestimmten Zeitraum - einen anderen Energieträger, im Regelfall Erdgas, substituieren. Dieses Erdgas wird nicht verbraucht, sondern verbleibt im Erdgasnetz/-system bzw. im Untertagespeicher. Das eingesparte Erdgas kann dann zu einem beliebigen späteren Zeitpunkt bedarfsgerecht verbraucht werden. Dies kann Stunden, Tage oder auch Monate nach dem Einsatz der P2H-/hybriden Anlage bzw. der Substitution des Erdgases erfolgen.

Die Flexibilitätspotentiale an der Schnittstelle von Strom und Wärme sind daher nicht nur deutlich höher als durch klassische Lastverschiebungsmaßnahmen, sondern können auch über eine deutlich längere Zeitdauer bereitgestellt werden.

Dies gilt auch für den Fall von Heizungsanlagen in Haushalten oder Nahwärmanlagen, bei denen z.B. Heizöl, Hackschnitzel oder Pellets substituiert werden. Die eingesparten Brennstoffe verbleiben im Lager bzw. Tank und können bedarfsgerecht – z.B. auch erst Monate später – verwendet werden.

These 3: Die (technischen) Flexibilitätspotentiale an der Schnittstelle Wärme- und Stromsektor sind höher, als in Österreich mittelfristig benötigt werden.

Die Größenordnung des Flexibilitätspotentials lässt sich am besten dadurch illustrieren, indem man dieses den derzeitigen und geplanten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Österreich gegenüberstellt. So sind aktuell in Österreich Windkraftanlagen mit einer maximalen Engpassleistung von rd. 1,7 GW¹⁴ installiert, ein Großteil davon in der Ostregion. Die installierte PV-Kapazität ist hingegen noch deutlich geringer (0,36 GWp Ende 2012¹⁵).

Es wird zwar mit einem ambitionierten Ausbau der Windkraft in der Ostregion und damit einer Vervielfachung der Leistung zu rechnen sein (auf rd. 5 GW in der Ostregion bis 2020; siehe dazu [Hinterberger 2013]).

Die Engpassleistung der vorhanden und zu erwartenden zusätzlichen EE-Einspeiser ist jedoch noch immer deutlich geringer, als die mögliche Regelleistungsbereitstellung nach Tabelle 1. Zusätzlich stehen noch weitere Flexibilitätspotentiale wie z.B. der Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung.

¹⁴ http://www.igwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY%5B0%5D=1047. Zuletzt abgerufen am 10. März 2014.

¹⁵ http://www.umwelttechnik.at/fileadmin/content/Downloads/BMVIT_Marktstatistik_2012.pdf

These 4: Geeignete energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen vorausgesetzt, wären die technischen Potentiale sehr rasch erschließbar.

Die beschriebenen Technologieoptionen können grundsätzlich als marktreif oder zumindest in der Nähe der Marktreife angesehen werden¹⁶. Die Implementierungskosten sind bei allen Technologieoptionen verhältnismäßig moderat, zumindest im Vergleich zu anderen Smart Grids Technologien. So ist etwa bei Power-To-Heat Anlagen der MW Klasse mit spezifischen Investitionskosten zwischen 800 und 1.800 Euro/kW zu rechnen¹⁷ [Hinterberger 2014].

Dies ist ein Bruchteil der Investitionskosten im Vergleich zu jenen von z.B. Power-To-Gas Anlagen. Auch sind aus dem Blickwinkel der Nutzerakzeptanz nur verhältnismäßig geringe Umsetzungsbarrieren zu erwarten. Trotzdem sind die genannten Technologien derzeit nicht wirtschaftlich betreibbar.

Einzige Ausnahme sind Fernwärmespeicher zur kurz- und mittelfristigen Entkopplung der Strom- und Wärmeproduktion in Fernwärmenetzen, die bereits aktuell wirtschaftlich betreibbar sind.

Die mangelnde Wirtschaftlichkeit dieser Flexibilitätsoptionen liegt nicht an den eigentlichen Kosten der Technologien, sondern vielmehr an Fehlentwicklungen im derzeitigen Marktdesign und bei den Netztarifmodellen. Vorschläge für entsprechende regulatorische Anpassungen liegen vor (siehe z.B. im Fall von P2H [Hinterberger 2014]), wurden aber bis dato nicht umgesetzt.

Nur ein Teil der Marktbarrieren ist spezifisch für die jeweilige Technologie. Vielmehr zeigt sich auch an den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für erdgasbetriebene Kraftwerke, dass sich die Bereitstellung von Flexibilitäten aufgrund der Marktverzerrungen auf den Energiemärkten derzeit (noch) nicht lohnt.

Bei einer Änderung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und entsprechender Investitionssicherheit wären die identifizierten technischen Potentiale – aufgrund der verhältnismäßig geringen Investitionskosten und geringen technischen Komplexität – sehr rasch erschließbar.

Alternative Technologien wie z.B. Power-To-Gas sollten hingegen aufgrund ihrer niedrigen Wirkungsgrade, ihrer geringen technischen Reife und ihrer hohen Kosten erst später in den Markt gelangen, sobald alle anderen Flexibilitätsoptionen ausgeschöpft sind, perspektivisch ab einen Anteil der erneuerbaren Energieerzeugung im Strommarkt von > 80%¹⁸.

¹⁶ Bei einigen Technologien - wie z.B. bei saisonalen Wärmespeichern - sind jedoch weitere Forschungs- bzw. Pilotanlagen notwendig.

¹⁷ Die angegebenen spezifischen Investitionskosten gelten für Elektrodenheizkessel und Widerstandsheizungen gleichermaßen.

¹⁸ Vgl. dazu unter anderem [BMU 2012], [Groscurth 2013]

5. Literatur

[BDEW 2012] Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.) Stellungnahme Energieinfrastrukturpaket. „Verordnung zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG“. „Verordnung über die Grundregeln für die Gewährung von Gemeinschaftszuschüssen für transeuropäische Verkehrs- und Energienetze“. „Verordnung zur Schaffung der Fazilität „Connecting Europe“. Berlin. 2012.

[BMU 2012] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Plattform Erneuerbare Energien. Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerkreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder (inkl. Anhang: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen). Berlin. 2012.

[Böhmer 2009] Böhmer, S.; et al: Optimierung und Ausbaumöglichkeiten von Fernwärmesystemen. Umweltbundesamt Report REP-0074. Wien. 2009.

[FGW 2012] Fachverband Gas-Wärme (Hrsg.): Fernwärme in Österreich/Basisinformationen. Abgerufen online unter http://www.gaswaerme.at/bfw/themen/index_html?uid=2737 (Zuletzt abgerufen am 21. 12. 2012, 19:15)

[Groscurth 2013] Groscurth, H.-M.; et al.: „Power-to-heat“ oder „Power-to-gas“?. Discussion Paper Nr. 9. Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Hamburg 2013.

[Hinterberger 2013] Hinterberger, R.; Kleimaier M.: Analyse der Möglichkeiten für die Umsetzung von Hybridnetze (Strom, Gas, Wärme) in städtischen Ballungsgebieten der D-A-CH Region. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien. 2013.

[Hinterberger 2013a] Hinterberger, et al.: Smart Grids for Smart Cities. Results from the SmartGrids ERA-Net Workshop. Berichte aus Energie- und Umweltforschung Nr. 43/2013. Wien 2013.

[Hinterberger 2014] Hinterberger, R.; Hinrichsen J.; et al.: Thesenpapier: Power-To-Heat als Instrument zur Effizienzsteigerung der Energiewende (Entwurfassung). Berlin 2014.

[Legler 2012] Legler; D.: Offenes Wärmenetz in Hamburg. In: Zeitung für kommunale Wirtschaft. Ausgabe 02/12, S. 12. München. 2012.

[Prognos 2011] Prognos (Hrsg.): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des AGFW. Berlin. 2011.

[Statistik Austria 2013] Statistik Austria (Hrsg): Energiestatistik: MZ Energieeinsatz der Haushalte 2011/2012. Erstellt am 17. 6. 2013. http://www.statistik.gv.at/web_de/static/heizungen_2003_bis_2012_nach_bundeslaendern_verwendetem_energietraeger_und_022721.xlsx Zuletzt abgerufen am 10. 2. 2014.

[WE 2011] Wien Energie (Hrsg.): Unsere Kraft für Sie. Wien Energie Jahrbuch 2010/11. Wien. 2011.

[Wulf 2012] Wulf, T.; et al: Sachsen Bank Branchenszenarien Mitteldeutschland: Zukunftsszenarien für die Fernwärme in den neuen Bundesländern. Projektbericht. Leipzig. 2012.

6. Danksagung

Die Arbeiten zu diesem Fact Sheet erfolgten im Rahmen der BMVIT-Arbeitsgruppe „Hybridnetze und Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen“.

Die redaktionellen Arbeiten sowie die inhaltliche und organisatorische Vorbereitung und Unterstützung der Arbeitsgruppe wurden durch eine Beauftragung der NEW ENERGY durch das BMVIT und die FFG ermöglicht.

Beilage 1: Kenndaten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen hinsichtlich ihrer Flexibilitäten¹⁹

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampf- kraftwerk (GuD)	Gasturbine solo
Lastgradient	%PN/min	1,5 / 4 / 6	1 / 2,5 / 4	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
im Bereich	%PN	40 – 90	50 - 90	40*) - 90	40*) - 90
Minimallast	%PN	40 / 25 / 20	60 / 50 / 40	50 / 40 / 30	50 / 40 / 20
Anfahrzeiten:					
Heiß (< 8 h)	h	3 / 2,5 / 2	6 / 4 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1
Kalt (> 48 h)	h	10 / 5 / 4	10 / 8 / 6	4 / 3 / 2	< 0,1

Wert 1: heute übliche Durchschnittswerte

Wert 2: heutiger Stand der Technik

Wert 3: Potenzial bei neuen Anlagen und durch Retrofit

Quelle: VDE-Studie „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“, April 2012

¹⁹ Begriffserklärungen: %PN ... Prozent der maximalen Leistung (Nennleistung); %PN/min ... Prozent der maximalen Leistung (Nennleistung) pro Minute