

STUDIE

# Status Quo und Potentialanalyse von Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement für Unternehmen in der Metropolregion Hamburg



## Erneuerbare Energien Hamburg



Netzberatung  
Managementberatung  
Marktberatung





STUDIE

# Status Quo und Potentialanalyse von Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement für Unternehmen in der Metropolregion Hamburg



**Autoren**

Oliver Donner  
Stefan Brühl

**Herausgeber**

Erneuerbare Energien Hamburg  
Clusteragentur GmbH

**Titelgrafik**

[www.eigenart.biz](http://www.eigenart.biz)

Hamburg im Februar 2015

## Vorwort

Mit dem weiterhin zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) steigen die Anforderungen an das deutsche Energieversorgungssystem. Die zunehmende Flexibilisierung von Energieerzeugung und -nachfrage, der zügige Netzausbau und die Weiterentwicklung des aktuellen Energiemarktdesigns stellen dabei wichtige Komponenten einer erfolgreichen Energiewende in Deutschland dar. Die Integration des Stromes aus EE-Anlagen in das Energiesystem inkl. der Speicherung, Umwandlung und Verlagerung gilt zunehmend als eine der zentralen technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen.

Mit einer sehr großen installierten Windenergieleistung, insbesondere in den Küstenbereichen von Nord- und Ostsee der Metropolregion Hamburg (MRH), mit dem Ballungsraum Hamburg und einer sehr großen Metallgrundstoff- und Chemie-Industrie entlang der Elbe von Hamburg über Stade nach Brunsbüttel, kommen in der MRH Energieerzeugung aus EE und Energieverbrauch zusammen. Dies schafft Herausforderungen wie Chancen.

Viele energieintensive Großverbraucher mit einem hohen Strom- und Wärmebedarf sind in der Region beheimatet, die ihren Energiebedarf mittels Lastmanagement, Power-to-Heat, Power-to-Gas, Speichertechnologien und/oder virtuellen Kraftwerksstrukturen flexibilisieren können. Gleichzeitig bietet der Ballungsraum Hamburg Möglichkeiten, Strom in Fern- und Nahwärmenetzen sowie in das gut ausgebaute Verkehrs- und Logistiksystem einzusetzen. Diese Flexibilisierung schafft Möglichkeiten, einen zunehmenden Anteil des Energieverbrauches mit EE aus der Region abzudecken; was Netze stabilisieren und Netzengpässe verringern könnte. Derzeit befinden sich bereits viele kleine und größere Energiemanagement- und Speicherprojekte in der MRH in der Planung, Umsetzung oder auch bereits im Pilotbetrieb. Mit ihnen sollen wichtige Erfahrungen gesammelt werden, um Schritt-für-Schritt das Energiesystem der MRH intelligenter, flexibler und umweltgerechter zu gestalten und an den zukünftigen Anforderungen auszurichten.

Wir haben die BET - Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH damit beauftragt, eine Studie mit einer Bestandsaufnahme und Potentialanalyse zu dieser Thematik zu erstellen. Die Bestandsaufnahme dient einerseits der Sichtbarmachung und Bündelung der bereits realisierten oder in der Realisierung befindlichen (Pilot-)Projekte in der MRH. Die Unternehmens- und Hochschulfbefragung zeigt mit einer beeindruckenden Liste, dass die MRH bereits heute ein bundesweites Zentrum für Forschungs- und Pilotprojekte in diesem Bereich ist.

Die Studie analysiert zudem die Bedeutung verschiedener Flexibilitätsoptionen und Speichertechnologien beim zunehmenden Ausbau der EE und spiegelt den Forschungsstand wider. Es wird eine qualitative Rangfolge der Optionen für Teilgebiete der MRH erarbeitet, die jeweils mehr durch EE-Erzeugung oder Energieverbrauch geprägt werden oder Mischgebiete sind. Schließlich werden Handlungsempfehlungen entwickelt, die den weiteren Ausbau der MRH zur führenden „Energieflexibilisierungsregion“ in Deutschland ermöglichen sollen.

Wir wünschen Ihnen wertvolle Erkenntnisse bei der Lektüre der Studie!



Jan Rispens  
Geschäftsführer  
Erneuerbare Energien Hamburg  
Clusteragentur GmbH



Andreas Findeisen  
Projektleitung Innovationsmanagement  
Erneuerbare Energien Hamburg  
Clusteragentur GmbH

## Management Summary

Nach wie vor stellt der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien die zentrale Säule der Klima- und Energiepolitik der Bundesregierung dar. Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der EE am deutschlandweiten Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40-45% und bis 2035 auf 55-60% stetig auszubauen.

Der Ausbau der EE soll zukünftig maßgeblich durch Windkraft- und PV-Anlagen erfolgen. Mit dem zunehmenden EE-Ausbau bestimmt somit die dargebotsabhängige Erzeugungsstruktur immer stärker das Stromangebot. Hieraus entsteht für das (übrige) Energiesystem die Notwendigkeit, das zunehmend volatilere Angebot durch geeignete Maßnahmen auszugleichen. Die heute hohe Versorgungssicherheit darf dabei aus Akzeptanzgründen nicht gefährdet werden.

Diese Anforderungen machen die Weiterentwicklung des Stromsystems in Deutschland notwendig. Es sind alle Bereiche von der Energieerzeugung, den Netzen mit Energiespeicherung und der Nachfrage einzubeziehen.

Netzengpässe führen bereits heute in verschiedenen Regionen Deutschlands zur Abschaltung von EE-Anlagen. In 2012 konnten bedingt durch Abregelung von EE-Anlagen deutschlandweit 385 GWh EE-Strom nicht erzeugt und von den Netzen aufgenommen werden. 2013 stieg die abgeregelt EE-Erzeugung auf 555 GWh an. Abschätzung der zu erwartenden Stromüberschüsse aus EE für die Bundesländer Hamburg und Schleswig-Holstein kommen zu dem Ergebnis, dass bei fehlendem Netzausbau 2023 Stromüberschüsse i.H. von bis zu 2,7 TWh anfallen können.

Hinsichtlich des Netzausbaus werden bereits seit einigen Jahren Maßnahmen geplant und umgesetzt. Es stellt sich aber zunehmend nicht mehr nur die Frage nach dem Transport der erzeugten EE-Strommengen. Auch die Möglichkeit der zunehmenden lokalen bzw. regionalen Integration des EE-Stromes rücken in das Zentrum der Betrachtung. Diese Maßnahmen können zur Erhöhung der nutzbaren EE-Stromerzeugung beitragen. Dies gilt insbesondere für die Region Metropolregion Hamburg, da hier aufgrund der überdurchschnittlichen EE-Stromerzeugung bereits heute Verhältnisse erreicht sind, die deutschlandweit erst in einigen Jahren erreicht werden. Die MRH setzt sich aus 19 (Land-)Kreisen und kreisfreien Städten in vier Bundesländern zusammen. Fünf Millionen Menschen leben in dieser Region, die den größten Verbrauchsschwerpunkt im Norden der Republik darstellt. Die MRH bietet sich im besonderen Maße an, um Erfahrung mit geeigneten Maßnahmen zu sammeln, Technologien zu erproben und weiter zu entwickeln.

Erst ab einem EE-Anteil von etwa 60% wird die Notwendigkeit der Langzeitspeicherung von Strom gesehen. Aufgrund der langen Entwicklungszeiten sollte bereits heute die Weiterentwicklung der entsprechenden Technologien weiter getrieben werden, auch mit dem Ziel der Kostenreduktion. Neben der technologischen Entwicklung ist die Anpassung des regulatorischen Rahmens erforderlich, da die heutigen Bedingungen ungeeignet erscheinen, eine sys-

temdienliche Anwendung von Speichern wirtschaftlich zu ermöglichen. Bereits heute können Speicher lokale Netzengpässe kompensieren und den Anteil abzuregelnder Stromerzeugung reduzieren. Eine Wirtschaftlichkeit ist bei den heutigen Bedingungen allerdings häufig nicht gegeben. Prinzipiell wird die Bedeutung und die Wirtschaftlichkeitserwartung von Flexibilitätsoptionen aber auch maßgeblich von der Entwicklung des Netzausbaus beeinflusst.

Neben den Speichertechnologien werden sinnvollerweise Maßnahmen fokussiert, die eine frühe Wirkung entfalten können. Hier kommen Lastmanagementmaßnahmen und sektorübergreifende Anwendungen in Frage.

Im Bereich Industrie/GHD sind die technischen Voraussetzungen für ein Lastmanagement größtenteils gegeben. Insbesondere der Lastverzicht - häufig in Form Lastverlagerung, d.h. die zeitliche Verschiebung der Produktion - besitzen innerhalb des Sektors der Industrie ein hohes technisches Potential. Allerdings stehen Produktionsabläufe und regulatorische Rahmenbedingungen auch hier vielfach im Wege, sodass erst mit einer standortspezifischen Prüfung geeignete Unternehmen identifiziert werden können. Darüber hinaus können „Power-to-Heat“ und der Einsatz von Stromspeichern (zur Maximierung des eigenerzeugten Stromes) bei günstigen Bedingungen bereits heute wirtschaftlich angewendet werden. Eine breite Anwendung ist aus wirtschaftlicher Sicht an einen angepassten regulatorischen Rahmen zu koppeln, da eine hohen Abgaben-, Umlagen und Entgeltlast wettbewerbliche Wärmegestehungskosten derzeit verhindert.

Im Haushaltsbereich und bei Kleinverbrauchern besteht ein Lastverlagerungspotential durch den gesteuerten Betrieb von Verbrauchern (Haushaltsgeräte, Warmwasserbereiter, Ladevorgang Elektromobilität). Die Erschließung könnte durch Preissignale erfolgen; Smart-Meter-Systeme mit Steuermöglichkeit der Haushaltsgeräte und entsprechende Angebote der Stromversorger sind hierzu notwendig. Die Erschließung dieser Potenziale in relevanter Größenordnung wird auf Grund der erwarteten Vorlaufzeiten frühestens mittelfristig erwartet. Der praktische Einsatz des Lastmanagements konzentriert sich folglich zunächst auf die Bereiche Industrie/GHD.

Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien kann genutzt werden, um Wasserstoff oder synthetisches Methan herzustellen und zu speichern. Die gespeicherten Gase können bei Bedarf verstromt, für die Wärmeerzeugung, für industrielle Anwendungen oder im Verkehrsbereich genutzt werden. Power-to-Gas verbindet damit den Strom-, Wärme und Verkehrssektor. Power-to-Gas-Konzepte sind als Langfristspeicher einsetzbar. Power-to-Gas Projekte befinden sich derzeit im Entwicklungsstadium; es gibt einige Demonstrationsanlagen. Die Verbindung der Nutzungsmöglichkeit von Strom-, Wärme-, und Verkehrssektor ist zukunfts-trächtig. Allerdings wird ein wirtschaftlicher Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen mit abschließlicher Nutzung im Stromsektor erst (deutlich) nach 2025 erwartet.

Grundsätzlich ist ein hoher Nutzungsgrad bzw. eine hohe Auslastung einer Flexibilitätsoption förderlich für den Erhalt der Wirtschaftlichkeit. Neben der (primären) Aufgabe der Aufnahme von Überschussstrom aus ansonsten abzuregelnden EE-Anlagen, sollte die Nutzung von Flexibilitätsoptionen mit unterschiedlichen Geschäftsmodellen entwickelt und etabliert werden. Neben Einsatzmöglichkeiten zur Erhöhung der Eigenversorgungsquote im heutigen

Marktdesign ergeben sich auch im Wärme- und Verkehrsbereich Geschäftsmodelle mit Aussicht auf Wirtschaftlichkeit.

Die Umgestaltung der Energieversorgung in Deutschland bietet der MRH bereits heute zahlreiche Chancen zur Entwicklung und Umsetzung innovativer Konzepte, die einen Beitrag zur perspektivisch erforderlichen Flexibilisierung des Energieversorgungssystems leisten können. Der bereits heute überdurchschnittliche EE-Anteil prädestiniert die Region MRH, Flexibilisierungsmaßnahmen in der Region umzusetzen um die technologische Entwicklung voran zu treiben und Erfahrungen mit den unterschiedlichen Maßnahmen zu sammeln. Hierzu können auch die Hochschulen vor Ort einen großen Beitrag leisten. Zusätzliche Erkenntnisse können durch die Teilnahme an Forschungsprojekten, wie dem Förderwettbewerb „Schaufenster intelligente Energie“ (SINTEG), gewonnen werden. Parallel sollte auf politischer Ebene Einfluss genommen werden, um gewonnene Erkenntnisse in den Prozess der Anpassung des regulatorischen Rahmens einfließen zu lassen.

## Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>1 Hintergrund und Motivation .....</b>	<b>13</b>
<b>2 Zielsetzung und Vorgehen .....</b>	<b>17</b>
<b>3 Beschreibung des Studienaufbaus .....</b>	<b>19</b>
<b>4 Übersicht und Charakterisierung der Flexibilitätsoptionen.....</b>	<b>20</b>
<b>4.1 Energiespeicher .....</b>	<b>21</b>
<b>4.1.1 Batteriespeicher .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1.2 Überschussstrom zu Gas (Power-to-Gas).....</b>	<b>24</b>
<b>4.1.3 Pumpspeicherkraftwerk.....</b>	<b>25</b>
<b>4.1.4 Druckluftspeicher .....</b>	<b>27</b>
<b>4.2 Lastmanagement .....</b>	<b>27</b>
<b>4.2.1 Überschussstrom zu Wärme (Power-to-Heat) .....</b>	<b>28</b>
<b>4.2.2 Lastmanagement in der Industrie und GHD.....</b>	<b>29</b>
<b>4.2.3 Lastmanagement von Haushalten und Kleinverbrauchern .....</b>	<b>31</b>
<b>4.3 Zusammenfassung der Flexibilitätsoptionen im Rahmen         dieser Studie .....</b>	<b>32</b>
<b>5 Ermittlung der Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitätsoptionen in der MRH je Szenario und Anwendungsfall .....</b>	<b>34</b>
<b>5.1 Anwendungsfälle von Flexibilitätsoptionen anhand der         Gegebenheiten der MRH .....</b>	<b>36</b>
<b>5.2 (Kosten-)Rangfolge der Nutzung der Flexibilitätsoptionen je         Anwendungsfall .....</b>	<b>40</b>
<b>5.3 Diskussion des zukünftigen Bedarfs an Flexibilitätsoptionen         zur Vermeidung der Abregelung von EE in der         Metropolregion Hamburg .....</b>	<b>48</b>
<b>6 Bestandsaufnahme der Speichertechnologie-, Energieinfrastruktur- und Lastmanagementmaßnahmen und - projekte in der MRH .....</b>	<b>50</b>
<b>7 Handlungsempfehlungen für Akteure der MRH.....</b>	<b>55</b>
<b>7.1 Industrie (Unternehmen, Technologie, Märkte,         Dienstleistungen).....</b>	<b>55</b>
<b>7.2 Energieerzeuger, Energievertriebe und Netzbetreiber.....</b>	<b>56</b>

7.3	Wissenschaft und Hochschulen.....	57
7.4	Politik und Regulation .....	59
8	Fazit .....	60
9	Anhang .....	64
9.1	Fragebogen an ausgewählte Clustermitglieder .....	64
9.2	Forschungsprojekte der Hochschulen der MRH .....	68
9.3	Quellen .....	75

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	installierte und geplante Leistung an erneuerbaren Energien in Norddeutschland [19, 20].....	15
Tabelle 2	Vergleich der technischen Eigenschaften unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen [34, 35, ergänzt durch eigene Abschätzungen] .....	32
Tabelle 3	Investitionskostenschätzung 2014 und 2030 [34, 35, ergänzt durch eigene Abschätzungen] .....	33
Tabelle 4	Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall I: Erzeugung im ländlichen Gebiet .....	45
Tabelle 5	Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall II: Erzeugung im halbstädtischen Gebiet .....	45
Tabelle 6	Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall III: Verbrauch im städtischen Gebiet .....	46
Tabelle 7	Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall IV: Verbrauch im halbstädtischen Gebiet .....	46
Tabelle 8	weitere Geschäftsmodelle für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen .....	47
Tabelle 9	Übersicht aktueller oder geplanter Pilotprojekte zur Umsetzung von Flexibilitätsoptionen in der Metropolregion Hamburg .....	50
Tabelle 10	Übersicht Potentialabschätzung und technische Eigenschaften von Flexibilitätsoptionen .....	60
Tabelle 11	Forschungsprojekte der befragten Hochschulen der MRH zum Thema Flexibilitätsoptionen .....	68

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Kartierung der Metropolregion Hamburg [29].....	14
Abbildung 2:	Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich einer zunehmend fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien .....	16
Abbildung 3	Übersicht des vierstufigen Projektvorgehen.....	20
Abbildung 4	Klassifikation von Energiespeichern, angelehnt an [27] .....	21
Abbildung 5	Power-to-Gas Prozessschritte zur Erzeugung von synthetischem Erdgas aus elektrischer Energie [16] .....	25
Abbildung 6	geplante und realisierte Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland [7] .....	26
Abbildung 7	Technisches Potential abschaltbarer Lasten in der Industrie für Gesamtdeutschland [32].....	30
Abbildung 8	Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen und ihrer Anwendungen.....	34
Abbildung 9	Möglichkeiten zur sektorübergreifenden Nutzung von (regenerativem) Strom durch Flexibilitätsoptionen, angelehnt an [23].....	35
Abbildung 10	Zuordnung von Flexibilitätsoptionen in Abhängigkeit der regionalen Gegebenheiten und strukturellen Voraussetzungen .....	40
Abbildung 11	Speicherkosten für 2014 bei geringer Abregelung von EE-Anlagen.....	43
Abbildung 12	Speicherkosten für 2030 bei unterschiedlichem Anfall der Ausfallarbeit.....	44
Abbildung 13	Fragenteil zu stationären und mobilen Batteriespeichern an ausgewählte Clustermitglieder.....	64
Abbildung 14	Fragenteil zu Lastmanagementmaßnahmen an ausgewählte Clustermitglieder.....	65
Abbildung 15	Fragenteil zu (gewerblichen und privaten) Power-to-Heat Projekten ggf. mit Wärmespeichern an ausgewählte Clustermitglieder.....	66
Abbildung 16	Fragenteil zu Power-to-Gas Projekten an ausgewählte Clustermitglieder .....	67

## Abkürzungsverzeichnis

AA-CAES	Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (adiabater Druckluftspeicher)
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
bne	Bundesverband Neue Energiewirtschaft
CAES	Compressed Air Energy Storage (Druckluftspeicher)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
H <sub>2</sub>	chemische Formel von molekularem Wasserstoff
HT-Zeit	Haupttarifzeit
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MRH	Metropolregion Hamburg
NT-Zeit	Nebentarifzeit
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
SNG	Synthetic Natural Gas bzw. umgangssprachlich synthetisches Erdgas
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
StromStG	Stromsteuergesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik



## 1 Hintergrund und Motivation

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) stellt nach wie vor die zentrale Säule der Klima- und Energiepolitik der Bundesregierung dar. Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der EE am deutschlandweiten Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40-45% und bis 2035 auf 55-60% stetig auszubauen. Bereits heute stellen die EE die größte Stromquelle im deutschen Stromerzeugungsmix mit einem Anteil von über 25% dar. 27,3% des inländischen Stromverbrauchs werden mittlerweile durch EE gedeckt. An einzelnen Tagen des vergangenen Jahres stieg diese Quote bereits auf bis zu 80% an [30].

Der Ausbau der EE soll nach den letzten Novellierungen des EEG im August 2014 maßgeblich durch Windkraft- und PV-Anlagen erfolgen, d.h. EE-Anlagen, die in ihrer Erzeugung dargebotsabhängig und nur eingeschränkt steuerbar und verfügbar sind. Mit dem zunehmenden EE-Ausbau bestimmten diese Eigenschaften immer stärker das Stromangebot. Dies macht die Flexibilisierung des übrigen Energiesystems notwendig, um das dargebotsabhängige Stromangebot bestmöglich zu integrieren. Wachsende Flexibilität des Stromsystems reduziert letztlich die zu installierende EE-Kapazität, die notwendig ist, um einen bestimmter EE-Anteil in der Stromerzeugung zu erreichen. Die Umstellung der Energieerzeugung darf ferner die hohe Versorgungssicherheit in Deutschland nicht gefährden.

Dies erfordert eine Weiterentwicklung des Stromsystems in Deutschland, wobei alle Bereiche von der Energieerzeugung, der Netze mit Energiespeicherung und Nachfrage einzubeziehen sind.

Bereits heute ist festzustellen, dass an wind- oder sonnenreichen Tagen mit hohen EE-Einspeiseleistungen in verschiedenen Regionen Deutschlands regionale Netzengpässe auftreten, die mangels Alternativen zur Abschaltung von EE-Anlagen führen. 2012 wurden beispielweise durch die Netzbetreiber deutschlandweit 385 GWh<sup>1</sup> an EE-Erzeugung abgeregelt, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Mehr als 90% dieser Maßnahmen bezogen auf die abgeregelt Strommenge betrafen Windenergieanlagen [36]. 2013 stieg die abgeregelt EE-Erzeugung auf 555 GWh an [37]. Somit wird eine wachsende Menge praktisch kostenfreien EE-Stromes auf Grund von Netzengpässen nicht erzeugt.

Einen wesentlichen Erfolgsfaktor bei dem weiteren Ausbau der EE stellt der Ausbau des Stromnetzes dar. Neben dem Transportnetz sind auch Verteilnetze zunehmend betroffen. Netzausbaumaßnahmen werden bereits seit einigen Jahren geplant und umgesetzt. Es stellt sich aber zunehmend nicht mehr nur die Frage nach dem Transport der erzeugten Strommengen aus EE-Anlagen. Auch die Möglichkeit der zunehmenden lokalen bzw. regionalen Integration des EE-Stromes rücken in das Zentrum der Betrachtung, um lokale bzw. regionale Erzeugungsüberschüsse sinnvoll zu nutzen.

---

<sup>1</sup> Trotz eines vergleichsweise günstigen Wetterjahres, in dem es zu keiner Überlagerung von Extremspeisewerten der Photovoltaik- und Windenergieerzeugung kam.

Potenziale bestehen beispielsweise in der sektorübergreifenden Nutzung von EE (Strom, Wärme, Gas und Verkehr)<sup>2</sup>, der Übernahme zusätzlicher Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen, der Nutzung flexibler Lasten und Speicheranlagen sowie einer stärkeren Anpassung des Verbrauchsverhaltens an das Dargebot aus erneuerbarer Energie. Besonders geeignet sind Regionen mit unterschiedlichen Erzeugungs- und Verbrauchsdichten, wie sie in der Metropolregion Hamburg (MRH) auftreten.

Die Metropolregion Hamburg (MRH), die sich aus 19 (Land-)Kreisen und kreisfreien Städten der vier Bundesländer Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Hansestadt Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern zusammensetzt, bildet mit den fünf Mio. Einwohnern den größten Verbrauchsschwerpunkt im Norden der Republik. Abbildung 1 grenzt die Region innerhalb der genannten Bundesländer ab.



Abbildung 1 Kartierung der Metropolregion Hamburg [29]

Norddeutschland stellt aufgrund seiner günstigen Bedingungen für die Nutzung von Windenergie an Land und auf See bereits heute einen Erzeugungsschwerpunkt von erneuerbaren Energien in Deutschland dar. Bis Ende 2012 waren gut 13 GW an Windenergie installiert. Photovoltaik und Bioenergie tragen mit 7 GW installierter Leistung zusätzlich zur EE-

auch im Sinne einer Erhöhung der EE-Anteile in den Sektoren Wärme und Verkehr

Erzeugung bei (vergleiche Tabelle 1). Mehr als 25% der deutschlandweit installierten EE-Leistung befinden sich in den norddeutschen Bundesländern.

Tabelle 1 installierte und geplante Leistung an erneuerbaren Energien in Norddeutschland [19, 20]

in MW	2012			2030		
	Wind Onshore	Wind Offshore	Sonstige	Wind Onshore	Wind Offshore	Sonstige
<b>Hamburg</b>	54	--	70	100	--	200
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	1.959	48	1.174	7.100	3.350	2.500
<b>Niedersachsen</b>	7.320	220	4.116	13.050	8.250	7.400
<b>Schleswig-Holstein</b>	3.838	--	1.701	8.800	2.900	3.100
<b>Gesamt</b>	<b>13.171</b>	<b>268</b>	<b>7.061</b>	<b>29.050</b>	<b>14.500</b>	<b>13.200</b>

Allein die Windenergie (Onshore und Offshore) soll nach dem (Basis-)Szenario zum Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes bis 2030 auf 45 GW ausgebaut werden [20]. Legt man die Zielsetzungen der Landesregierungen zugrunde, sind die Ausbauziele sogar weitaus ambitionierter. Bis 2030 sollen sich nach den Plänen der norddeutschen Bundesländer die EE-Kapazitäten im Vergleich zu 2012 nahezu verdreifachen.

Die Umgestaltung der Energieversorgung in Deutschland bietet der MRH bereits heute zahlreiche Chancen zur Entwicklung und Umsetzung innovativer Konzepte, die einen Beitrag zur erzeugungs- und verbrauchsseitigen Flexibilisierung der Energieversorgung leisten können. Hierbei ist zwischen technisch machbaren und (energie-)wirtschaftlich tragfähigen Maßnahmen zu unterscheiden. Die Identifikation geeigneter Maßnahmen erfordert die Einschätzung und Bewertung des regionalen Bedarfes und verfügbarer, technisch reifer und wirtschaftlich tragfähiger Lösungen, um eine günstige, umweltfreundliche und sichere Energieversorgung zu gewährleisten.

#### Klimaschutzpläne der norddeutschen Bundesländer:

Die künftigen Klimaschutzpläne des Landes **Schleswig-Holstein** sehen bspw. vor, den Anteil der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 300% zu steigern. Dies entspricht umgerechnet einer installierten Leistung von ca. 15 GW an EE-Anlagen. Im Wärmesektor strebt Schleswig-Holstein einen EE-Mindestanteil 22% am Endenergieverbrauch an [38].

Das vorgeschlagene Landesenergiekonzept **Mecklenburg-Vorpommerns** sieht bis 2025 sogar einen EE-Erzeugungsanteil von 650% gemessen am Bruttostromverbrauch vor. Dies entspricht einer installierten Leistung von über 15 GW. Im Wärmesektor sieht das Konzept eine Steigerung des EE-Anteils auf 14% bis 2020 vor [39].

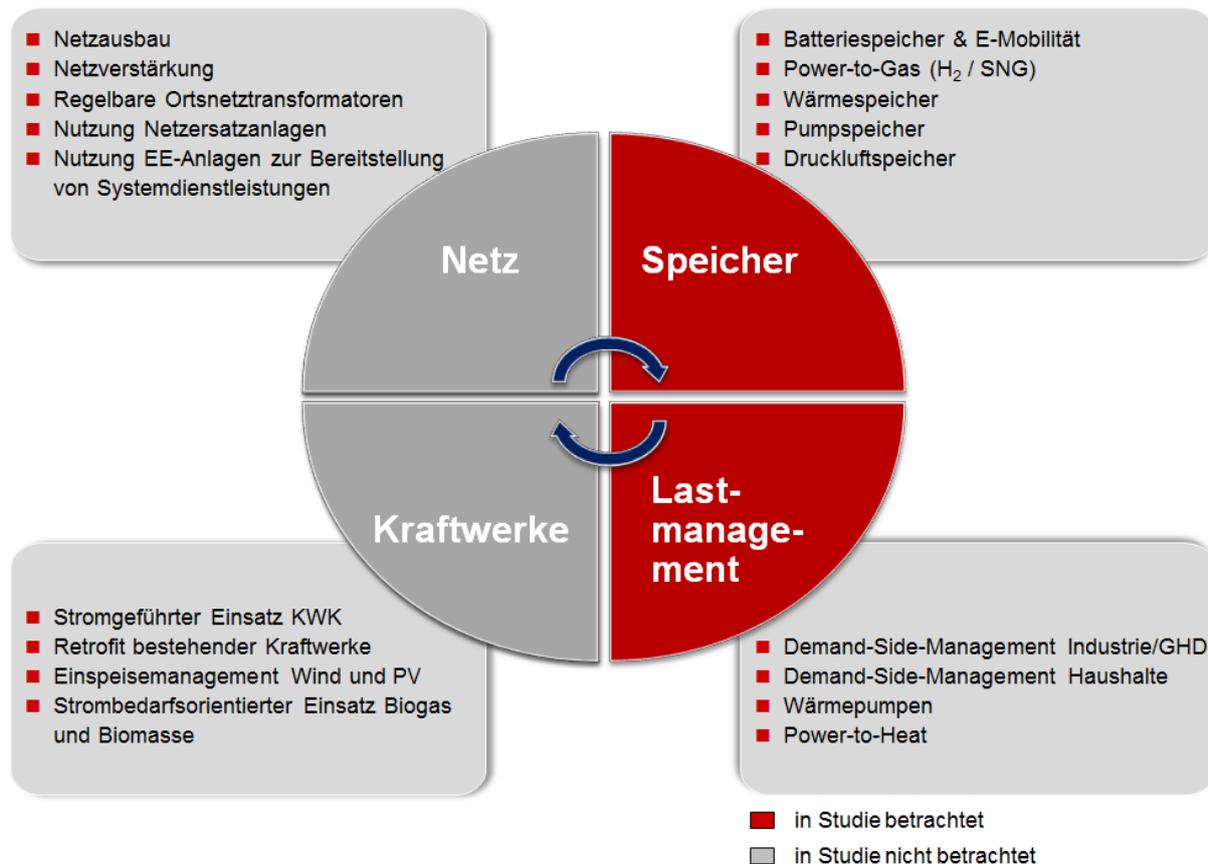


Abbildung 2: Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich einer zunehmend fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien<sup>3</sup>

Unter Flexibilitätsoptionen werden Technologien und Maßnahmen zusammengefasst, die einen Beitrag leisten, um das Abregeln von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen oder zu geringer Nachfrage zu vermeiden. Auf diese Weise lassen sich „Überschussstrommengen“<sup>4</sup> verringern. Flexibilitätsoptionen tragen damit dazu bei, den zeitlichen Verlauf von Einspeisungen und Ausspeisungen zu beeinflussen, um lokalen Netzengpässen entgegen zu wirken. Mit einigen Flexibilitätsoptionen kann zudem eine räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch realisiert werden.

Flexibilitätsoptionen setzen an unterschiedlichen Bereichen des Energiesystems an, die Nutzungsmöglichkeiten sind stark abhängig von der jeweiligen Technologie. Abbildung 2 ordnet den vier Bereichen des Energiesystems<sup>5</sup> konkrete Flexibilitätsoptionen mit den Technologien zu.

<sup>3</sup> SNG – synthetisches Erdgas

<sup>4</sup> „Überschussstrom“ existiert nicht, da nur die Strommenge in ein Netz eingespeist werden kann, die an anderer Stelle auch abgenommen wird. Gemeint sind die Mengen, die durch die dargebotsabhängigen Erzeuger ohne Netzengpässe bereitgestellt werden könnten.

<sup>5</sup> Erzeugung, d.h. bedarfsgerechte Stromerzeugung aus erneuerbaren und konventionellen Anlagen, Transport und Verteilung durch netzseitige Infrastrukturmaßnahmen, Energiespeicherung und Verbrauch durch Lastmanagement.

Im Fokus der Studie steht die Betrachtung der Flexibilitätsoptionen Energiespeicher und Lastmanagement (in Abbildung 2 rot markiert). Es wird untersucht, welche Nutzungs- und Anwendungsmöglichkeiten sich für diese Flexibilitätsoptionen ergeben und welche einen wirtschaftlichen Einsatz erlauben bzw. welche regulatorischen Rahmenbedingungen einer wirtschaftlichen Nutzung entgegenstehen. Bei den betrachteten Flexibilitätsoptionen handelt es sich zudem mehrheitlich um Technologien, die eine spartenübergreifende Nutzung des „Überschussstromes“ ermöglichen (Power-to-Gas: Anwendung beispielsweise im Sektor Verkehr, Power-to-Heat: Anwendung im Sektor Wärme).

## 2 Zielsetzung und Vorgehen

Jüngere Veröffentlichungen zur Bedeutung von Stromspeichern für das Gelingen der Energiewende in Deutschland kommen zu dem Ergebnis, dass Stromspeicher bis zu einem Anteil von etwa 60% EE am Bruttostromverbrauch „keine Voraussetzung für den weiteren Ausbau von Wind- und PV-Anlagen“ darstellen bzw. „der Ausbau der EE nicht auf Stromspeicher warten müsste“. Vorrangig wurde der Bedeutung alternativer Flexibilitätsoptionen eine zentrale Bedeutung eingeräumt. Hier werden insbesondere das Lastmanagement und Power-to-Heat Maßnahmen angeführt [23, 24].

Gerade vorübergehende lokale bzw. regionale Netzengpässe im Norden Deutschlands, ein nicht „bis auf die letzte kWh“ ausgebautes Stromnetz, Störungen in der Systemstabilität oder stark negative Preise am Strommarkt<sup>6</sup> können den Umfang an Ausfallarbeit<sup>7</sup> aus EE-Anlagen durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen reduzieren oder ggf. vermeiden. Derzeit werden im Falle von Netzengpässen oder Störungen der Systemstabilität EE-Anlagen durch die betroffenen Netzbetreiber abgeschaltet oder heruntergeregelt, auch Abregelung im Rahmen des Einspeisemanagements genannt. Gesetzlich ist die Möglichkeit der Abschaltung von EE-Anlagen durch Netzbetreiber in § 14 EEG 2014 (Erneuerbare-Energien-Gesetz) und § 13 EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) geregelt.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie insbesondere, wie Flexibilitätsoptionen die sinnvolle Nutzung von EE-Überschüssen in der Metropolregion Hamburg unterstützen können, mit dem Ziel Abregelungen von EE-Anlagen zu reduzieren oder zu vermeiden. Hinsichtlich der Integration der EE-Erzeugung wird zwar auf die MRH als Verbrauchszentrum in Norden Deutschlands abgestellt, allerdings dabei auch die Erzeugung in den Nachbarregionen der MRH mit betrachtet. So wird die im Vergleich zu Gesamtdeutschland überproportionale EE-Stromerzeugung in der Untersuchungsregion mit den dargestellten Auswirkungen berücksichtigt.

---

<sup>6</sup> EE-Anlagen, die sich in der Direktvermarktung befinden, erhalten bei stark negativen Strompreisen den Anreiz abzuregeln, um ihre Markterlöse nicht zu reduzieren. Überschreitet der negative Strompreis die Höhe der erwarteten Marktprämie für die Anlage, reduziert sich bei weiterer Einspeisung die Vergütung für den Anlagenbetreiber. Ab 2016 gilt zudem für Neuanlagen, dass beim Auftreten von mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativer Strombörsenpreisen die Vergütung für den gesamten Zeitraum entfällt (§ 24 EEG 2014).

<sup>7</sup> Ausfallarbeit entsteht, wenn die Stromerzeugung einer dargebotsabhängigen EE-Anlage durch äußere Eingriffe unterhalb ihrer maximal möglichen Erzeugung betrieben wird.

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen muss allerdings nicht nur auf den Anwendungsfall der Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen durch Verteiler- oder Übertragungsnetzbetreiber reduziert bleiben. Die verschiedenen Geschäftsmodelle der Technologien sind vielfältig und gleichzeitig notwendig, um weitere Erlöspotentiale für die Flexibilitätsoptionen zu erschließen. Flexibilitätsoptionen können beispielsweise den Betrieb von Erzeugungsanlagen flexibler gestalten, eine Optimierung der Stromhandelsaktivitäten ermöglichen, zur Vermeidung von Ausgleichsenergiebeschaffung genutzt werden, Regelleistung<sup>8</sup> bereitstellen, Maßnahmen zum Redispatch ermöglichen, zur Netzentlastung beitragen und schließlich im Netzbereich auch zur Spannungs- und Frequenzhaltung beitragen.

Die vorliegende Studie stellt eine einführende Analyse zur Bedeutung von Flexibilitätsoptionen zur Integration von EE dar, die die unterschiedlichen Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle für Flexibilitätsoptionen aufzeigt und den Stand der Forschung zum Themenkomplex widerspiegelt. Ziel ist die Sensibilisierung der Akteure in der Metropolregion Hamburg zur Thematik der steigenden Anforderungen an die Flexibilisierung des Energiesystems. Es wird eine qualitative Bewertung des Bedarfes und der Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitätsoptionen für die Metropolregion Hamburg zur Maximierung der Integration von EE erarbeitet. Der Betrachtungshorizont ist 2030. Bei der Auswahl der Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitätsoptionen steht deren wirtschaftliche Nutzung im Vordergrund. Die Kurzstudie dient zudem der Sichtbarmachung der bereits realisierten oder in der Realisierung befindlichen (Pilot-) Projekte in der MRH zur Integration von EE. Es zeigt die bereits bestehenden Bestrebungen der beteiligten Akteure der Region, sich den Herausforderungen der Energiewende anzunehmen.

Schließlich werden Handlungsempfehlungen für die unterschiedlichen Akteursgruppen der MRH entwickelt, die die Chancen und Risiken in der potentiellen Nutzung von Flexibilitätsoptionen aufzeigen. Zusätzlich werden bereits in der Region verwirklichte oder geplante Pilotprojekte durch eigene Recherche und durch direkte Befragung der Akteure zusammengetragen. Zu den Akteuren der MRH gehören Industrieunternehmen als Energieverbraucher, Industrieunternehmer als Bereitsteller von Flexibilitätsoptionen, Betreiber von Erzeugungsanlagen, Netzbetreiber, Energielieferanten, Forschungseinrichtungen und Hochschulen, private Energieabnehmer und letztendlich auch politische Institutionen.

Im Sinne einer sinnvollen ökologischen Nutzung des erzeugten regenerativen Stromes und mit dem Ziel, die Abregelung von EE-Anlagen zu vermeiden, ist durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen kein zusätzlicher Betrieb von konventionellen Kraftwerken anzureizen. So ist unter Emissionsgesichtspunkten zu vermeiden, dass Geschäftsmodelle entstehen oder genutzt werden, die bspw. durch das Anbieten negativer Regelenergie das Herunterfahren fossiler Erzeugung aus Kohlekraftwerken konterkariert. Nur wenn dies gewährleistet ist, ließe sich eine echte CO<sub>2</sub>-Vermeidung erreichen und damit ein effektiver Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen erzielen und die Energiewende weiter voranbringen.

---

<sup>8</sup> Von Minutenreserve (MRL) über Sekundenreserve (SRL) bis Primärregelleistung (PRL).

Die Notwendigkeit einer Langzeitspeicherung von Strom zur Überbrückung von länger anhaltenden Schlechtwetterperioden wird aufgrund des begrenzten zeitlichen Betrachtungshorizonts der Studie bis 2030 nicht als erforderliche Aufgabe von Flexibilitätsoptionen verstanden. Diese Notwendigkeiten werden sich erst ab deutlich gesteigerten gesamtdeutschen EE-Anteilen größer 60% ergeben [1, 23, 24].

Die vorliegende Studie ist eine qualitative Analyse. Berechnungen über den genauen Bedarf von Flexibilitätsoptionen oder Energiespeichern bspw. in Form von Strommarktmodellierungen oder Netzengpassanalysen wurden nicht vorgenommen.

### **3 Beschreibung des Studienaufbaus**

Im ersten Schritt werden die betrachteten Flexibilitätsoptionen hinsichtlich ihres Einsatzbereiches, dem Reifegrad der Technologie, der eingesetzten Technik sowie einer Schätzung der Entwicklung der Investitions- und Wartungskosten beschrieben.

Anhand der Eigenschaften der Flexibilitätsoptionen werden die möglichen Einsatzzwecke im zweiten Schritt abgeleitet. Dabei erfolgt eine Einteilung der Anwendungsfälle gemäß den strukturellen Unterschieden in der EE-Erzeugung und den Verbrauchsstrukturen. Es erfolgt eine Unterscheidung in:

- städtisches Gebiet mit hoher Netzlast (hoher Verbrauch und hohe Verbrauchsdichte) aber geringer EE-Erzeugung,
- landwirtschaftlich geprägtes und dünn besiedeltes, ländliches Gebiet mit wenig Industrie und geringer Netzlast (Verbrauch), aber hoher regenerativer Erzeugung sowie
- halbstädtisches Mischgebiet mit industrieller Ansiedlung und mittlerer Netzlast (Verbrauch).

Je betrachteter Region werden Flexibilitätsoptionen den jeweiligen Anwendungsfällen zugeordnet. Die hier betrachteten Anwendungsfälle beziehen sich auf Erzeugung, Netz und Verbrauch in Kombination mit den regionalen Gegebenheiten wie ländliche, städtische und halbstädtische Strukturen. Das Lastmanagement bspw. setzt am Verbrauch(er) an und kann potentiell in großen Industrieunternehmen angewendet werden. Solche Industrieunternehmen finden sich vornehmlich in städtischen und halbstädtischen Regionen wie Gewerbegebieten bzw. Industrieparks in der Nähe von oder in größeren Städten.

Im dritten Schritt wird eine Rangfolge unter Berücksichtigung des Anteils der Erzeugungsmenge durch Erneuerbare Energien für den Einsatz der Flexibilitätsoptionen je Region und je Anwendungsfall entwickelt. Die Ableitung der Rangfolge basiert auf energiebezogene Speicherkosten, die für die einzelnen Technologien ermittelt wurden. Diese Kosten bilden den Indikator für die Kostenrangfolge.

Mit überschlägigen Berechnungen zum wirtschaftlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen in Abhängigkeit der Zykluszahl und aufgenommenen Energie wird die potentielle Veränderung der Rangfolge untersucht, die sich aus unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitätsoptionen ergibt. Hierbei werden für 2014 und 2030 typische Einspeiselastgänge ausge-

wertet, um das Verhältnis aus Leistungs- und Arbeitsüberschuss abzuschätzen. Die Kostenermittlung für die verschiedenen Technologien wird auf Basis von recherchierten Kostendaten für 2014 und 2030 vorgenommen.

Die Ausbaustufen der Erzeugung durch Erneuerbare Energien in der Metropolregion werden mit „gering“, „geplant“ und „hoch“ angenommen. Der Fortschritt des Netzausbaus wird in allen betrachteten Szenarien als „gering“ bzw. „geplant“ angenommen. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass bisher der Netzausbau eher verzögert anläuft, insbesondere auch aufgrund langer Vorlaufzeiten beispielsweise in genehmigungsrechtlicher Hinsicht. Der Umfang der hier definierten Überschussarbeit aus EE-Anlagen würde bei einem schnellen Netzausbau deutlich geringer ausfallen. Regionale Flexibilitätsoptionen können dann vor dem Studienziel der Minimierung der Abregelung von EE-Anlagen lediglich im geringeren Umfang genutzt werden, um potentiellen Netzengpässen vorzubeugen. Ein wirtschaftlicher Einsatz ist kaum zu erwarten.

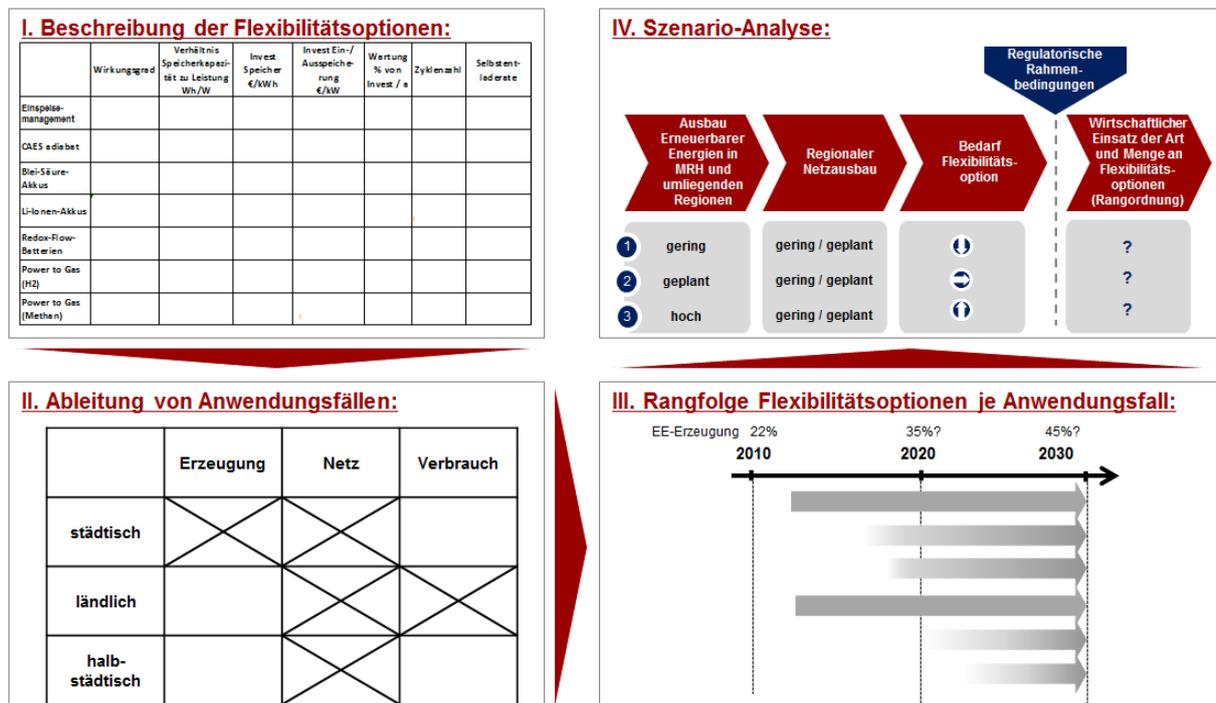


Abbildung 3 Übersicht des vierstufigen Projektvorgehen

## 4 Übersicht und Charakterisierung der Flexibilitätsoptionen

Als Flexibilitätsoptionen werden im Allgemeinen sämtliche Maßnahmen verstanden, die das Lastmanagement, die Energiespeicherung, netzseitige Infrastrukturmaßnahmen sowie eine bedarfsgerechte erneuerbare und steuerbare konventionelle Stromerzeugung inkl. KWK betreffen (siehe Abbildung 2).

Die im Rahmen dieser Studie betrachteten Flexibilitätsoptionen Energiespeicher und Lastmanagement werden in diesem Kapitel hinsichtlich der technischen Reife im Zeitverlauf, der Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit im Zeitverlauf, des (technischen) Potentials für die Akteure sowie der Einsatzbereiche sowie regulatorischer Hemmnisse beschrieben.

Die technischen Daten und Kostenparameter der Flexibilitätsoptionen wurden aus verschiedenen Studien zusammengetragen und verdichtet und geben den Status Quo der aktuellen Erkenntnisse wider.

Hinsichtlich der regulatorischen Hemmnisse gilt grundsätzlich für die betrachteten Flexibilitätsoptionen, dass sowohl für eingespeicherten als auch für ausgespeicherten Strom Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer zu zahlen sind. Es existieren allerdings zahlreiche Ausnahmeregelungen, auf die nachfolgend ebenfalls eingegangen wird.

## 4.1 Energiespeicher

Energiespeicher können nach ihrer Arbeitsweise, d.h. nach der Art der Energieumwandlung klassifiziert werden (Abbildung 4). Aufgrund der begrenzten direkten Speicherbarkeit elektrischer Energie hat sich die Umwandlung in andere Energiearten inkl. Zwischenspeicherung und Zurückwandlung als Konzept etabliert. Jeder Wandlungsschritt ist allerdings mit Energieverlusten behaftet, die sich je nach Verfahrensschritt und Umfang der Verluste negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Energiespeichers auswirken. Des Weiteren werden die einzelnen Technologien in ihrer Größe bzw. Skalierbarkeit, ihrer Energiedichte, ihrer Lebensdauer in Zyklenzahlen und Selbstentladerate begrenzt, woraus sich ebenfalls Rückwirkungen auf die wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten einer Technologie ergeben.

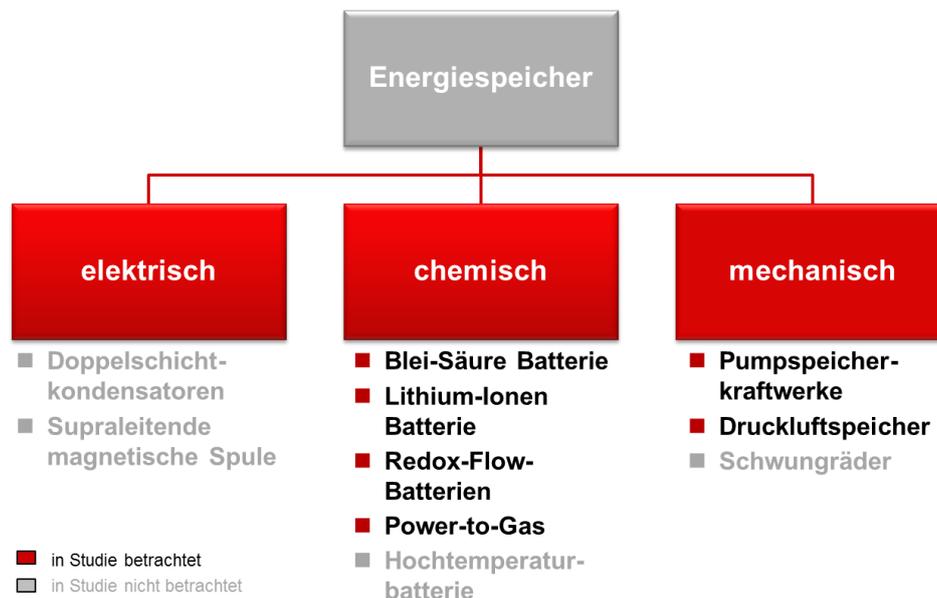


Abbildung 4 Klassifikation von Energiespeichern, angelehnt an [27]

Grundsätzlich unterliegen die in Abbildung 4 angeführten Energiespeicher aufgrund ihrer Klassifizierung als Letztverbraucher einer Doppelbelastung in der Zahlung der Abgaben und Umlagen für die Einspeicherung und Ausspeicherung des genutzten Stromes, auch wenn wesentliche Teile des Stromes zum späteren Zeitpunkt wieder entnommen werden. Es bestehen allerdings umfangreiche Ausnahmeregelungen, die u.a. das Nutzungsverhalten des

Speichers (§ 19 Abs. 2 StromNEV<sup>9</sup>), den Zweck der Zwischenspeicherung (§ 60 Abs. 3 EEG 2014) betreffen. Zudem sind ab 2009 errichtete Stromspeicher für 20 Jahre von den Netzentgelten für den Strombezug befreit, sofern eine Rückspeisung der elektrischen Energie in dasselbe Netz erfolgt, von dem die elektrische Energie bezogen wurde (§ 118 Abs. 6 EnWG). Bezüglich der Befreiung von Stromspeichern bei Strombezug von den übrigen Stromkostenbestandteilen, wie Konzessionsabgabe, KWK-Umlage und Offshore-Haftungsumlage, bestehen rechtliche Unklarheiten [24].

#### 4.1.1 Batteriespeicher

In Batteriespeichersystemen wird elektrische Energie elektrochemisch gewandelt und gespeichert. Während in stationären Batteriespeichern die Ausspeicherung in der Regel zurück in das Stromsystem erfolgt, kommt es bei der Nutzung von Batteriespeichern in der Elektromobilität (d.h. mobilen Anwendungen) zu einer Überführung der elektrischen Energie in den Verkehrssektor.

Die Leistungen von Batterien bewegen sich heute in einem Bereich von wenigen Kilo- bis einigen Megawatt. Zur Förderung des kommerziellen Durchbruchs in der Nutzung von Batteriespeichern werden diese heute noch vielfach gefördert, sei es im privaten Bereich durch einen KfW-Kredit bei der Installation eines Speichersystems zur Eigenverbrauchsoptimierung in Verbindung mit einer PV-Anlage oder im großtechnischen Bereich, wie bspw. der 5 MW<sub>el</sub> Lithium-Ionen Batteriepark der WEMAG AG in Schwerin.

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern ist eine Unterscheidung in den Kosten der Ein- und Ausspeiseleistung sowie den Kosten für die Speicherkapazität zu treffen.

##### 4.1.1.1 Blei-Säure-Akkumulatoren

Bei Blei-Säure-Akkumulatoren handelt es sich um eine ausgereifte und lang erprobte Batterietechnologie elektrochemischer Kurzzeitspeicher, die kommerziell verfügbar ist. Die Batterie ist für den stationären Betrieb einsetzbar, ist relativ schwer aber durch eine modulare Bauweise leicht erweiterbar für größere Leistungen [1]. Eine technologische Weiterentwicklung ist nicht zu erwarten. Der hohe Rohstoffeinsatz und keine vollständige Recyclingmöglichkeit sind unter Umweltgesichtspunkten als Einschränkung zu nennen [3].

Der Wirkungsgrad liegt zwischen 65% und 90%; die Energiedichte ist mit ca. 40 Wh/kg gering. Die Ladezyklen sind relativ gering mit 50-2000 Zyklen [1].

Die Investitionskosten der Blei-Säure-Akkumulatoren liegen bei ca. 100-250 €/kWh Speicherkapazität zzgl. ca. 100–200 €/kW Speicherleistung. Im typischen Anwendungsbereich liegen die Stromgestehungskosten bei einer täglichen Ein- und Ausspeicherung über sechs Stunden bei ca. 160 €/MWh [1]. Mit einer Kostendegression ist im Betrachtungszeitraum im Zusammenhang mit dem Einsatz für dezentrale PV-Anlagen zu rechnen. Die Kostendegres-

---

<sup>9</sup> StromNEV – Stromnetzentgeltverordnung

sion für das Jahr 2030 ist in [1] auf die Hälfte der Investitionskosten der Speicher und auf ein Drittel der Kosten der Speicherleistung angenommen worden.

Blei-Säure-Akkumulatoren eignen sich als kostengünstige Speichertechnologie im Kurzzeitbereich im industriellen Anwendungsbereich. Erst nach einer Kostendegression kann der Einsatz bei dezentralen PV-Anlagen wirtschaftlich werden. Nachteile sind eine begrenzte Nutzungszeit durch geringe Zyklenzahl, eine geringe Energiedichte, das hohe Gewicht und die langen Ladezeiten [4].

#### **4.1.1.2 Lithium-Ionen-Akkumulatoren**

Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind elektrochemische Energiespeicher für den Kurzfristbereich und kommerziell verfügbar mit einer überwiegend ausgereiften Technik. Die Batterien sind wegen des geringen Gewichtes mobil einsetzbar und haben eine hohe Lebensdauer. Eine Weiterentwicklung wird hinsichtlich der Verlängerung der Lebensdauer erwartet, kurzfristig sollen Lebensdauern von 20 Jahren möglich sein, langfristig von 40 Jahren [3]. Das benötigte Lithium ist nur in wenigen Ländern verfügbar und das Vorkommen begrenzt [1].

Der Wirkungsgrad ist mit ca. 90-95% sehr hoch, ebenso die Energiedichte von ca. 95-190 Wh/kg. Die Ladezyklen liegen mit Werten bis zu 3.000 deutlich über denen der Blei-Säure-Akkumulatoren [3].

Die Investitionskosten der Lithium-Ionen-Akkumulatoren liegen bei ca. 300-800 €/kWh Speicherkapazität zzgl. ca. 100-200 €/kW Speicherleistung. Im typischen Anwendungsbereich liegen die Stromgestehungskosten bei einer täglichen Ein- und Ausspeicherung über sechs Stunden bei ca. 320 €/MWh [1]. Die Betriebskosten liegen damit etwa doppelt so hoch wie die der Blei-Säure-Akkumulatoren. Mit einer erheblichen Kostendegression ist im Betrachtungszeitraum durch den Einsatzbereich der Automobilindustrie und der damit verbundenen Forschung und Entwicklung zu rechnen. Bis zum Jahr 2030 wird erwartet, dass die Kosten auf ein Drittel der heutigen Kosten sinken [3] und damit auch im Einsatzbereich dezentraler PV-Anlagen ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wird. Aktuelle Meldungen aus der Presse für den Speicherhersteller „Sonnenbatterie“ in Wiepoldsried versprechen Kosten von 5.900 € für eine Batterie mit einer Kapazität von 4,5 kWh. Die WEMAG AG nimmt in Schwerin im September 2014 einen Batteriespeicher mit 5 MWh und einer Leistung von 5 MW in Betrieb und rechnet mit einem wirtschaftlichen Betrieb, allerdings mit Förderung durch das Bundesumweltministerium von knapp  $\frac{1}{4}$  der Investitionskosten [18].

Lithium-Ionen-Akkumulatoren sind wirtschaftlich im Automobilbereich und für dezentrale PV-Anlagen oder Windanlagen erst nach einer Kostendegression, die bis 2030 erwartet wird, zu betreiben. Eine hohe Energiedichte, hohe Zyklenzahl, hohe Leistungsfähigkeit und kurze Reaktionszeit stehen hohen Kosten gegenüber.

#### **4.1.1.3 Redox-Flow-Batterien**

Redox-Flow-Batterien bestehen aus zwei durch eine Membran getrennte Elektrolyte. Verschiedene Elektrolytkombinationen sind kommerziell verfügbar, andere werden noch erforscht. Diese Batterien sind für große Leistungen im Mittel- und Langfristspeicherbereich

einsetzbar [3]. Typische Anlagengrößen sind hier Leistungen bis zu 2 MW und Kapazitäten bis 12 MWh, wobei Leistung und Kapazität unabhängig voneinander skalierbar sind. Mit einer Weiterentwicklung auf Leistungen bis zu 10 MW und Kapazitäten bis 100 MWh wird gerechnet [3].

Der Wirkungsgrad liegt zwischen 70-80%, die Energiedichte bei 15-70 Wh/kg und ist stark abhängig von den gewählten Elektrolyten. Hohe Zyklenzahlen von rund 10.000 überstiegen die der anderen Batterietechniken erheblich [3].

Für Investitionskosten gibt es bisher keine belastbaren Angaben. In [3] werden 100-1000 €/kWh genannt.

Redox-Flow-Batterien eignen sich für den mittel- und langfristigen Einsatz, z.B. zur Zwischenspeicherung von überschüssigem Windstrom ähnlich Pumpspeicherkraftwerken. Aber auch im Industriebereich kann günstiger Strom bezogen und zwischengespeichert werden, um zu Zeiten hoher Strompreise genutzt zu werden. Die Wirtschaftlichkeit wird hier von den realisierten Projektkosten abhängen.

#### **4.1.2 Überschussstrom zu Gas (Power-to-Gas)**

Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien wird genutzt, um H<sub>2</sub> oder synthetisches Methan herzustellen und zu speichern. Dieser Elektrolyseprozess zur Herstellung von H<sub>2</sub> und der anschließende Prozess zur Methanisierung sind grundsätzlich lange erforscht und erprobt. An einem neueren Verfahren der Hochtemperaturelektrolyse wird noch geforscht. Die gespeicherten Gase werden bei Bedarf verstromt, für die Wärmeerzeugung genutzt, direkt für industrielle Anwendungen genutzt oder im Verkehrsbereich genutzt. Power-to-Gas verbindet damit den Strom,- Wärme- und Verkehrssektor. Gas lässt sich günstig auch über längere Zeiträume speichern. Damit sind Power-to-Gas-Konzepte als Langfristspeicher einsetzbar. Power-to-Gas Projekte sind derzeit im Entwicklungsstadium; es gibt wenige Demonstrationsanlagen. Eine direkte H<sub>2</sub>-Einspeisung in das Erdgasnetz ist möglich und nach [10] auf ca. 5% begrenzt. Allerdings eignet sich nur eine Einspeisung in das Ferngasnetz, da an der Einspeisestelle ein ausreichender Gasdurchfluss vorzugsweise ganzjährig bestehen muss [10]. Eine Methanisierung verschlechtert den Gesamtwirkungsgrad, Methan kann aber in großen Mengen in das Erdgasnetz gespeist werden.

Der Wirkungsgrad von Power-to-Gas Anlagen wird mit 70-80% für die Erzeugung von H<sub>2</sub> angegeben, mit 40-50% für die Wiederverstromung von H<sub>2</sub>, mit 45-55% für die Herstellung von synthetischem Methan und mit 30-35% für den Gesamtprozess Herstellung H<sub>2</sub>, Methanisierung und Wiederverstromung.

Die Kosten sind aufgrund der wenigen Projekte nicht belastbar und übertragbar, in der Literatur werden Bandbreiten von 800-6.000 €/kW<sub>el</sub> angegeben, die stark vom angewendeten Elektrolyseverfahren abhängen. Blendet man dabei die sogenannte Polymer-Membran-Elektrolyse aus, werden Kosten bis 2.000 €/kW angegeben [11]. Auch bei Überschussstrom der praktisch kostenfrei genutzt werden kann (0 €/kWh) sind Verlustkosten und Investitionskosten einer Power-to-Gas-Anlage nicht finanzierbar [1]. Allerdings wird in [1] von einer Kostendegression bis 2030 von über 50% ausgegangen.

Bei vorhandenem Erdgasnetz besteht eine hohe Speicherkapazität für aus überschüssigem Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugtes Erdgas. Die Verbindung der Nutzungsmöglichkeit von Strom-, Wärme-, und Verkehrssektor ist zukunftssträchtig; allerdings wird nach [1, 23, 24] erwartet, dass Power-to-Gas Projekte erst (deutlich) nach 2025 mit einem höheren Anteil an EE-Strom und damit mehreren Zeiträumen mit negativen Strompreisen wirtschaftlich attraktiv werden. Bis dahin sind andere Flexibilitätsoptionen weitaus wirtschaftlicher, Pumpspeicherkraftwerke stehen hier bei bundesweiter Betrachtung in Konkurrenz. Bei lokaler Betrachtung haben Power-to-Gas Projekte durch die im Gegensatz zu Pumpspeicherkraftwerken standortunabhängigere Einsatzmöglichkeit ggf. Vorteile.

Eine direkte Nutzung von  $H_2$  ist darüber hinaus im industriellen Bereich als chemischer Rohstoff möglich.

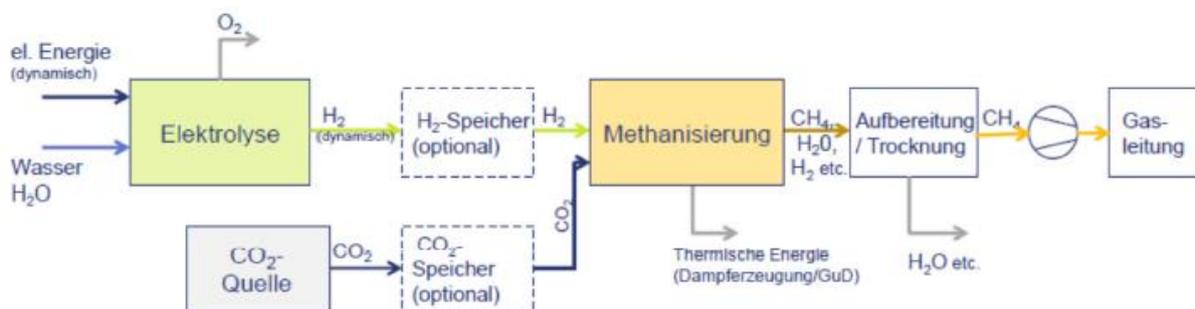


Abbildung 5 Power-to-Gas Prozessschritte zur Erzeugung von synthetischem Erdgas aus elektrischer Energie [16]

Für den zur Elektrolyse genutzten EE-Strom muss dann keine EEG-Umlage gezahlt werden, wenn das erzeugte Speichergas ( $H_2$  oder SNG) rückverstromt und in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.

### 4.1.3 Pumpspeicherkraftwerk

In Pumpspeicherkraftwerken (PSW) werden Stromüberschüsse genutzt, um Wasser aus einem Unterbecken in ein Oberbecken zu pumpen. Das Wasser aus dem Oberbecken wird bei Bedarf zum Antrieb von Turbinen zur Stromerzeugung genutzt. Pumpspeicherkraftwerke können als Kurzfristspeicher zur Bereitstellung von Regelenergie aber auch als Mittelfristspeicher genutzt werden. Da die Kapazität von der Größe des Wasserbeckens abhängt, werden in der Regel nur sechs bis höchstens zwölf Stunden Bereitstellungszeit erreicht. Diese Kraftwerke sind technisch ausgereift, haben eine sehr hohe Lebensdauer von 50-100 Jahren und sind relativ kostengünstig [5].

Bisher sind in Deutschland ca. 7 GW an Leistung in Pumpspeicherkraftwerke installiert mit ca. 40 GWh erzeugter Arbeit. Bis 2030 sind Anlagen mit zusätzlichen ca. 8 GW und 96 GWh in Projektierung und/oder Genehmigung. Weitere 16 GW und 152 GWh sind bis 2050 erschließbar. Wie viele Pumpspeicherkraftwerke am Ende wirklich neu hinzugebaut werden, ist fraglich. Naturschutzinteressen spielen bei der Standortwahl eine große Rolle [6]. Die Erlöse für Strom aus Pumpspeicherkraftwerke sinken derzeit stark aufgrund der gefallen Preise für Sekundärregelenergie. Die o.g. Projekte sind daher aus heutiger Sicht kaum wirtschaft-

lich, der Planungs- und Bauprozess stockt derzeit. Der regulatorische Rahmen bzw. Vergütungsmodelle für Bereitstellung von Leistung müssten sich erst ändern [7].

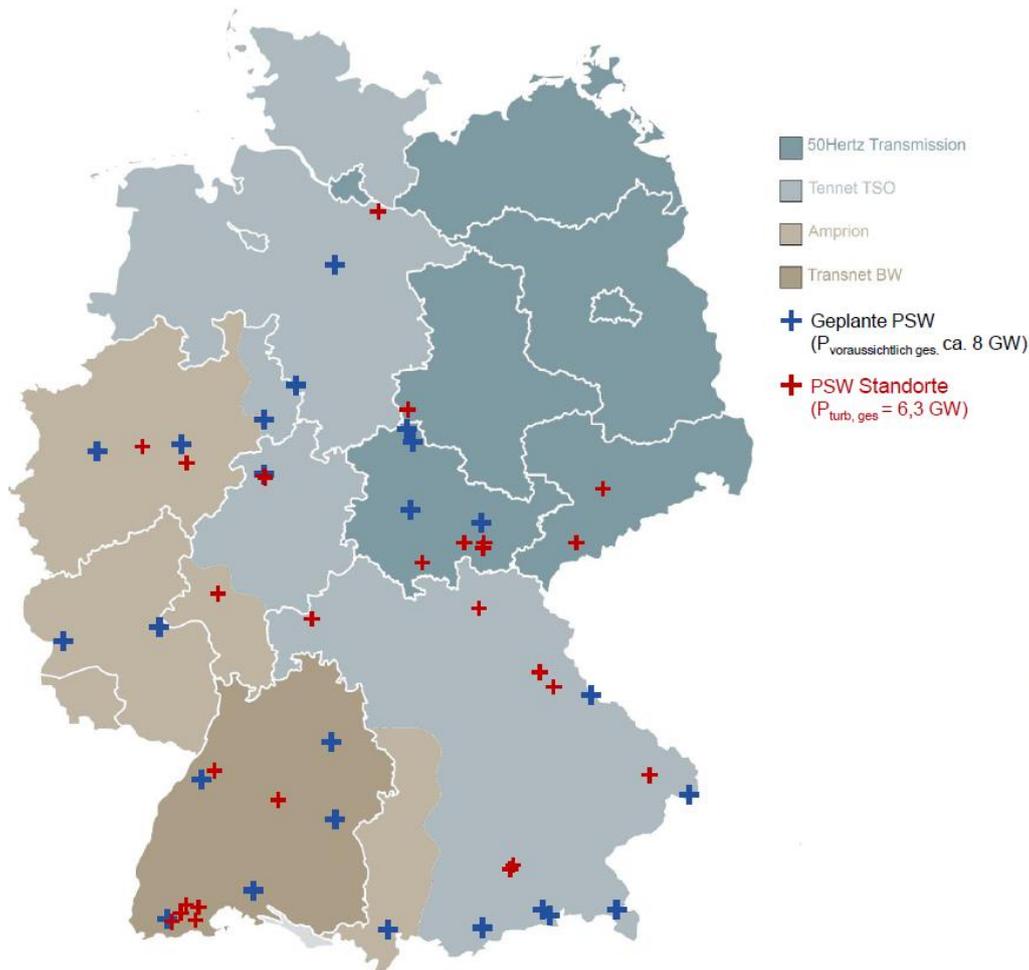


Abbildung 6 geplante und realisierte Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland [7]

Der Wirkungsgrad beträgt 75-80%. Investitionskosten liegen zwischen 650 und 1.400 €/kW und sind abhängig von den geographischen Gegebenheiten und den Speicherverhältnissen [1, 6]. Es wird nicht mit einer Kostendegression im Betrachtungszeitraum gerechnet.

Pumpspeicherkraftwerke können das Überangebot von Strom aus Erneuerbaren Energien speichern und könnten so ein Abregeln aufgrund fehlendem, zeitgleichen Verbrauch vermeiden. In der Regel sind Pumpspeicherkraftwerke am Übertragungsnetz angeschlossen. Nur in räumlicher Nähe von EE-Anlagen könnte Strom im Falle eines Netzengpasses zwischengespeichert werden, dieser theoretisch mögliche Fall ist im Allgemeinen nicht gegeben.

Für die Metropolregion Hamburg sind aktuell keine weiteren Pumpspeicherprojekte geplant. Das heißt, dass zur direkten Integration Erneuerbarer Energie in die Metropolregion keine weiteren Pumpspeicherkraftwerke zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich der regulatorischen Rahmenbedingungen werden Pumpspeicherkraftwerke privilegiert behandelt. Für sie gilt die Stromsteuerbefreiung nach § 12 StromStV<sup>10</sup>. Im Einzelfall kann eine Prüfung auf Reduktion der Netzentgelte nach § 19 StromNEV erfolgen, die für Benutzungsdauern über 7.000 h/a oder eine zeitlich begrenzte hohe Leistungsaufnahme bei kleiner Leistungsaufnahme zu anderen Zeiten Anwendung findet. Nach § 60 des EEG muss für zwischengespeicherten Strom keine EEG-Umlage gezahlt werden. Wird also aus EE-Anlagen erzeugter Strom in einen Speicher eingespeist, um später in das Netz eines Netzbetreibers eingespeist zu werden, entfällt die EEG-Umlage.

#### 4.1.4 Druckluftspeicher

In Druckluftspeichern wird Strom zur Verdichtung von Luft eingesetzt, die in unterirdischen Kavernen gespeichert wird. Bei Bedarf wird die Druckluft später über Druckluftmotoren oder Gasturbinen verstromt. Diese Speicher sind im Kurzfristbereich mit hohen Leistungen einsetzbar. Auch im Mittelfristbereich sind Einsatzmöglichkeiten gegeben. Die Forschung und Entwicklung beschäftigt sich mit einer Erhöhung des Wirkungsgrades durch Nutzung der Abwärme bei der Einspeicherung zur Nutzung im Prozess der Wiederverstromung<sup>11</sup>. Weltweit sind derzeit nur zwei solcher Anlagen in Betrieb, eine in Deutschland mit 320 MW ohne Wärmenutzung (Wirkungsgrad 40%) und eine in den USA mit Wärmerückgewinnung mit 110 MW (Wirkungsgrad 54%). Wirkungsgrade von bis zu 70% sollen erreichbar sein [1].

Die Lebensdauer dieser Kraftwerke wird auf 50 Jahre geschätzt. Gemäß [8] besteht ein technisches Potential zur Realisierung von Kavernen zur Speicherung von Druckluft an Land von etwa 23 TWh. Gute geologische Voraussetzungen in Form von Salzgestein in einer bestimmten Tiefe finden sich ausschließlich im norddeutschen Raum wieder (in Bezug auf Deutschland). Die Speicherung der 23 TWh Druckluft ließe sich bei Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen und rechtlichen Vorgaben durch 16.000 Kavernen mit jeweils einer Größe von 500.000 m<sup>3</sup> umsetzen [8].

Die Kosten sind aufgrund der wenigen Projekte nicht belastbar und übertragbar; in der Literatur werden Bandbreiten von 400 bis 1.500 €/kW angegeben. Die Investitionskosten für die Kaverne werden mit 40-100 €/kWh angegeben [8, 9]. Eine Kostendegression wird erwartet, da erste Forschungs- und Entwicklungsprojekte erfolgsversprechend waren. In [1] wird eine Reduktion der Kosten um ca. 20% bis 2030 angenommen.

## 4.2 Lastmanagement

Eine Lösungsstrategie, um Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien zu nutzen, ist eine gesteuerte (kurzfristige) Lasterhöhung. Ebenso kann eine Lastreduktion erforderlich sein, wenn Strom aus Erneuerbarer Energie zur Lastdeckung fehlt. Sowohl Lasterhöhungen als auch -reduzierungen werden im Markt benötigt. Im Einzelnen sind unterschiedliche Anwendungen zu bewerten.

---

<sup>10</sup> StromStV – Stromsteuer-Durchführungsverordnung

<sup>11</sup> Sogenannte adiabate Druckluftspeichersysteme, oder Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, oder kurz AA-CAES.

#### 4.2.1 Überschussstrom zu Wärme (Power-to-Heat)

Bei Überschussstrom zu Wärme wird Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien zur Erzeugung von Nutzwärme eingesetzt. Dabei gibt es zwei grundsätzliche Einsatzmöglichkeiten, zum einen die Nutzung in Elektrokessel oder Elektrodenheizkesseln ggf. erweitert um Wärmespeicher als Einspeisestationen in Fernwärmenetze, zum anderen zur direkten Nutzung in Einzelheizungen durch die elektrische Erhitzung von Wärmespeichern durch Heizstäbe oder Heizpatronen. Die Technik ist ausgereift und sofort einsetzbar.

Die Kosten für die Errichtung eines Elektrokessels liegen bei ca. 70-100 €/kW. Die Kosten für die Wärmenutzung in Einzelheizungen belaufen sich auf wenige hundert Euro. Hemmnis bei der Einbindung von Einzelheizungsanlagen ist die Kleinteiligkeit, die mit einem hohen Erschließungs- und Abwicklungsaufwand verbunden ist. Die Nachrüstung besteht zum einen aus der erforderlichen Heizpatrone, zum anderen aus einer ferngesteuerten Beladung aufgrund von Preissignalen oder durch den Netzbetreiber im Falle eines Netzengpasses.

Regulatorisch wird heute Betreibern von Power-to-Heat Anlagen die Nutzung von Überschussstrom aus EE-Anlagen nicht angereizt<sup>12</sup>. Bei Fremdstrombezug zahlen sie alle Strompreisbestandteile, was zu hohen und nicht wettbewerbsfähigen Gestehungskosten der erzeugten Wärme führt. Dies gilt auch bei leicht negativen Strombörsenpreisen. Lediglich in Kombination mit einer eigenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlage sind je nach Inbetriebnahmehjahr der Anlagen, der Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung sowie der räumlichen Anordnung der Anlagen Ausnahmen und Privilegierungen bei den Abgaben, Entgelten und Steuern möglich [28]. Letztere Regelungen können aber gerade der sinnvollen ökologischen Nutzung des Überschussstromes aus EE-Anlagen entgegenstehen.

Aus Sicht des Einzelkunden, der auf eine Wärmenutzung durch Strom umrüsten könnte, fehlen häufig geeignete Preissignale in den Liefervereinbarungen mit den Versorgungsunternehmen sowie die erforderliche Fernsteuertechnik. Den Versorgungsunternehmen wiederum fehlen die Marktregeln, um entsprechende Produkte wirtschaftlich anbieten zu können. Daher wird diese Option erst nach Änderung der Marktregeln hin zur Berücksichtigung dieser Einzelkunden in der Bilanzierung ohne Standardlastprofil wirtschaftlich. Eine Anpassung der Marktregel wird bis 2020 erwartet.

Auch der Netzbetreiber könnte solche Einzelheizungen ansteuern, um im Falle von Netzengpässen EE-Strom zu verteilen. Auch hier müsste der Gesetzgeber zunächst aktiv werden, denn der Netzbetreiber handelt heute im Falle eines Netzengpasses nach dem EEG und regelt die entsprechenden EE-Anlagen ab. Die Entschädigungszahlung, die der Netzbetreiber im Falle der Abregelung an den Anlagenbetreiber zahlt, reicht er als Kosten dem Übertragungsnetzbetreiber weiter. Diese Kosten gehen in die bundesweite EEG-Umlage ein.

---

<sup>12</sup> Eine Verringerung des zu zahlenden Netzentgelts ist nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV im Einzelfall möglich, sofern der Netznutzer zur Entlastung des Stromnetzes beiträgt. Wird darüber hinaus die erzeugte Wärme von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes verbraucht, ist zusätzlich eine Steuerentlastung nach § 9b StromStG möglich [28].

[28] ermittelt ein Wärmesenkepotential im Bereich der Fernwärme für die Bundesländer Schleswig-Holstein und der Freien und Hansestadt Hamburg von etwa  $2,5 \text{ GW}_{\text{th}}$  in den Wintermonaten und von ca.  $0,5 \text{ GW}_{\text{th}}$  in der Sommerperiode. Leistungsspitzen im Winter können das Potential auf bis zu  $4 \text{ GW}_{\text{th}}$  erhöhen. Im Bereich der Industrie schätzt [28] das Leistungspotential für Power-to-Heat für die beiden Bundesländer auf Größenordnungen von  $1,2 \text{ GW}_{\text{th}}$  in den Nachtstunden und von bis zu  $1,6 \text{ GW}_{\text{th}}$  für den Tag. Für die Ermittlung des industriellen Leistungspotentials wurde ein Drei-Schicht-Betrieb unterstellt. Bis 2020/2025 gehen die Autoren der Studie von keinen signifikanten Änderungen in den Wärmebedarfen aus, bzw. von gegenläufigen Effekten, die sich egalalisieren (wie ein Ausbau der Fernwärme auf der einen Seite und die Gebäudedämmung sowie Energieeffizienzmaßnahmen auf der anderen).

Insgesamt sollten im Betrachtungszeitraum Wärmesenken in räumlicher Nähe zu EE-Erzeugungsanlagen betrachtet werden, möglichst mit angeschlossenem Wärmenetz. Durch die räumliche Nähe kann Netzengpässen entgegengewirkt werden. Ist das Netz ausgebaut, kann weiterhin ein Überangebot an EE-Strom bei sonst fehlender zeitgleicher Entnahmelast genutzt werden.

#### 4.2.2 Lastmanagement in der Industrie und GHD

Im industriellen Bereich sind die technischen Voraussetzungen für ein Lastmanagement größtenteils gegeben. Insbesondere der Lastverzicht, häufig in Form ungewollter Abschaltungen, und die Lastverlagerung, d.h. die zeitliche Verschiebung der Produktion, besitzen innerhalb des Sektors der Industrie ein hohes technisches Potential.

Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zeigt sich dem gegenüber ein deutlich geringeres technisches Potential, da ein Großteil des Strombedarfs auf Prozesse entfällt, die sich nicht zum Lastmanagement eignen. Trotzdem verbleiben grundsätzlich Verbrauchsanlagen wie Kühlanlagen und technische Anlagen zur Raumklimatisierung, Warmwasserbereitung, Waschen und Trocknen, die eine flexible Betriebsweise in einem gewissen Umfang erlauben [17].

Die Vermeidung von Leistungsspitzen zur Reduktion der Strombezugskosten wird bereits seit vielen Jahren von energieintensiven Unternehmen praktiziert. Große Unternehmen nehmen schon heute am Regenergiemarkt teil und bieten als Minutenreserve positive und negative Regenergie an. Negative Regenergie bedeutet dabei eine Lasterhöhung, die in diesem Falle vergütet wird. Eine Lasterhöhung im Falle eines Überangebotes an EE-Strom ist ebenfalls möglich, müsste aber über entsprechende Preissignale der Lieferanten gesteuert werden.

Das Gesamtpotential bundesweit wird durch verschiedenen Studien untersucht und reicht von max.  $0,5 \text{ GW}$  bis  $2,0 \text{ GW}$  positiv und  $0,7 \text{ GW}$  bis  $4,4 \text{ GW}$  negativ [11, 12].

Kosten für ein industrielles Lastmanagement variieren abhängig von der Branche und der Anwendung. Verlagerungspotentiale von wenigen Stunden sind für  $10\text{-}20 \text{ €/MWh}$  erschließbar. Bei Inkaufnahme von Produktionsausfällen steigen die Kosten sprunghaft bis auf mehrere  $100 \text{ €/MWh}$  an. Eine Kostendegression ist nicht im nennenswerten Umfang bis 2030 zu erwarten.

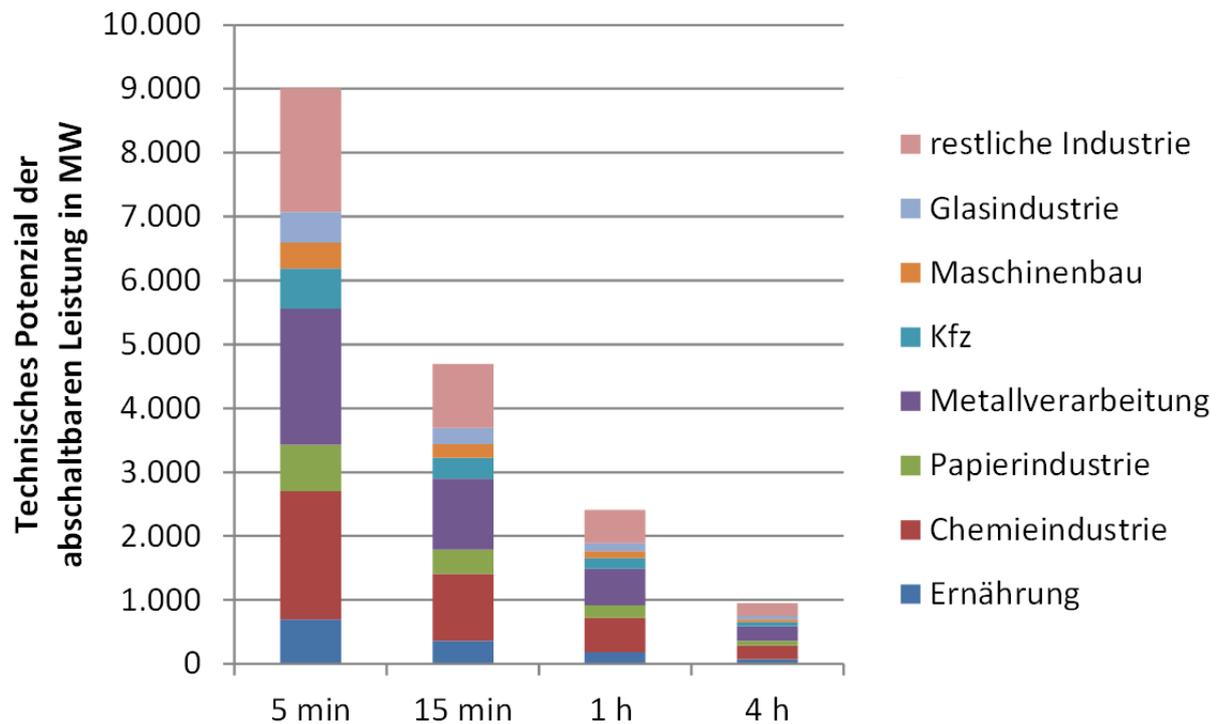


Abbildung 7 Technisches Potential abschaltbarer Lasten in der Industrie für Gesamtdeutschland [32]

Das tatsächliche Potential einzelner Unternehmen ist durch spezifische Produktionsabläufe bestimmt. Der Einsatz von Speichern in der Produktionskette bestimmt hier das Lastverschiebepotenzial mit. Die Laständerungsgeschwindigkeit ist ausschlaggebend für den potentiellen Beitrag verschiedener Regelenergieprodukte.

Die Ausschreibung der Regelenergie ist im derzeitigen Marktdesign für Sekundärregelung auf eine Woche festgelegt, wobei keine Unterscheidung in NT- und HT-Zeiten möglich ist. Minutenreserve muss mindestens für vier Stunden vorgehalten werden und mindestens 5 MW betragen. Außerdem werden die geforderten Laständerungsgeschwindigkeiten nicht von vielen Unternehmen erreicht. Daher können kleinere Betriebe ihr Potential in diesem Bereich nicht anbieten. Ggf. hilft hier ein Pooling mehrerer Abnahmestellen.

Die Festlegungen in der Netzentgeltverordnung stehen einer Lasterhöhung der Netznutzer entgegen: Bei einer Lasterhöhung wird ein hoher Leistungspreis fällig, die Lasterhöhung erfolgte aber ggf. im Rahmen der Bereitstellung von Regelenergie oder aufgrund von Preissignalen bei einem Überangebot an EE-Strom. Solange dieser Widerspruch nicht aufgelöst wird, bleibt für Industrieunternehmen nur der Lastabwurf als Beitrag einer Flexibilität.

Der rechtliche und finanzielle Rahmen zur Nutzung des industriellen Lastmanagement werden durch die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), das EnWG und der StromNEV beschrieben. Der Rechtsrahmen für die Nutzung von flexiblen Lasten ist allerdings nach Meinung von Juristen sehr unterentwickelt und Bedarf einer weiteren Spezifizierung.

Die AbLaV wurde Ende 2012 verabschiedet und regelt die Vergütung von abschaltbaren Lasten. Die ÜNB schreiben diese aus, allerdings bestehen vergleichsweise hohe technische Anforderungen für die Präqualifikation. § 14a des EnWG regelt die Reduzierung des Netzentgelts für Letztverbraucher im Niederspannungsnetz, sofern dem zuständigen Netzbetreiber zum Zwecke der Netzentlastung die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchern beim Endkunden ermöglicht wird. Die StromNEV regelt die Reduktionsmöglichkeiten des Netznutzungsentgeltes eines energieintensiveren Letztverbrauchers bei atypischem Netzverhalten und/oder Vergleichmäßigung seiner Last.

### **4.2.3 Lastmanagement von Haushalten und Kleinverbrauchern**

Im Haushaltsbereich und bei Kleinverbrauchern besteht ein weiteres Lastverlagerungspotential durch Zuschalten und Abschalten von Verbrauchern wie Wärmepumpen, Kühl- und Gefrierschränke, Wäschetrockner, Waschmaschinen, Heizpatronen in Wärmespeichern, Raumklimatisierungsanlagen und zukünftig auch Elektromobilen. Das Potential ist je Verbraucher sehr unterschiedlich. Einige Verbraucher könnten in festgelegten Grenzen durch den Netzbetreiber aufgrund von Netzbelangen geschaltet werden, andere könnte der Endkunde selbst über Preissignale steuern (lassen). Voraussetzung für diesen Anwendungsbereich wären Smart-Meter-Systeme mit Steuermöglichkeit der Haushaltsgeräte. Während es im Smart-Meter-Bereich diverse Pilotprojekte gibt, fehlen die steuerbaren Geräte und die Preissignale aus dem Markt. Den Vertriebsunternehmen wiederum fehlen die Marktregeln, um entsprechende Produkte wirtschaftlich anbieten zu können. Eine Änderung der Marktregeln hin zur Berücksichtigung dieser Einzelkunden in der Bilanzierung ohne Standardlastprofil wird bis 2020 erwartet. Entsprechend konzentriert sich der praktische Einsatz des Lastmanagements auf die Bereiche Industrie und teilweise bereits GHD.

Im Bereich der Wärmeversorgung und Warmwasserversorgung von Haushalt und Kleingewerbe besteht das größte Potential, Überschussstrom in thermischen Speichern zu nutzen. Das können Wärmepumpen, Nachtstromspeicherheizungen oder Heizpatronen in großen Wasserspeichern sein. Allerdings wird hier der weitaus größte Teil nur saisonal in der kalten Jahreszeit benötigt.

Nach der DENA Netzstudie II wird das negative Potential zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich mit 35,3 GW angegeben, der VDE bezifferte das technisch nutzbare Potential auf 2,6 GW bzw. 8,0 TWh/a, dass bis 2030 auf 6,0 GW Leistung, respektive 32,3 TWh/a Energie ansteigt [12, 17].

Da steuerbare Haushaltsgeräte noch im Entwicklungsstadium sind, ein Smart-Meter-Roll-out flächendeckend eher unwirtschaftlich ist [14], ist es nach [1] vermutlich erst ab 2025 sinnvoll das Lastverschiebepotential im Haushalts- und Kleingewerbebereich zu nutzen. Pilotprojekte sind vornehmlich im Bereich der elektrischen Wärmepumpen oder in Neubauprojekten mit thermischen Stromspeichern anzusiedeln. Mit einem perspektivischen Potential von über 1 GW<sub>el</sub> kurzfristiger Leistungsbereitstellung in 2020 scheinen Wärmepumpen im privaten Bereich mit die größten Potentialträger zu sein [33]. Die Einführung lastvariabler Tarife im Haushaltsbereich sowie die politische Entscheidung zur Ausrüstung neuer Haushaltsgeräte mit DSM-fähigen Steuergeräten sind die wesentlichen Treiber zur Erschließung der Lastverschiebepotentiale im Haushaltsbereich.

### 4.3 Zusammenfassung der Flexibilitätsoptionen im Rahmen dieser Studie

In Tabelle 2 und Tabelle 3 sind die betrachteten Flexibilitätsoptionen hinsichtlich ihres Einsatzbereiches, des Reifegrades der Technologie, der eingesetzten Technik, der erwarteten Weiterentwicklungen sowie einer Investitionskostenschätzung als Ergebniszusammenstellung aus den Kapiteln 4.1 und 4.2 zusammengefasst.

Tabelle 2 Vergleich der technischen Eigenschaften unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen [34, 35, ergänzt durch eigene Abschätzungen]

Flexibilitäts- option	Einsatz- bereich	Reifegrad	Wirkungs- grad [%]	Lebensdauer [Jahre]	Zyklenzahl	techn. Ent- wicklungs- potential
<b>Batterie Blei-Säure</b>	Kurzzeit	ausgereift	80-90	5-15	500-2.000	gering
<b>Batterie Lithium-Ionen</b>	Kurzzeit	weitgehend marktreif	90-95	5-20	1.000-5.000	mittel
<b>Batterie Redox-Flow</b>	bis Langzeit	teilweise marktreif	75-85	10-15	10.000	mittel
<b>Power-to-Gas (H2 oder SNG)</b>	Langzeit	F&E	30-40 (nur H2: 40-48)	20-30 (Elektrolyseur)	sehr hoch	hoch
<b>Pumpspeicher- kraftwerk</b>	Kurzzeit – Langzeit	ausgereift	75-80	50-100	sehr hoch	gering
<b>Druckluft</b>	bis Langzeit	marktreif (CAES <sup>13</sup> ) bzw. F&E (AA- CAES <sup>13</sup> )	42-54 (CAES <sup>13</sup> ) bzw. 62-70 (AA- CAES <sup>13</sup> )	bis 50	sehr hoch	hoch bei AA-CAES <sup>13</sup>
<b>Power-to-Heat</b>	Kurzzeit	weitgehend marktreif	k.A.	20-30	sehr hoch	mittel
<b>Lastmanagement Industrie</b>	Kurzzeit	weitgehend marktreif	k.A.	-	sehr hoch	gering
<b>Lastmanagement Haushalt</b>	Kurzzeit	teilweise marktreif	k.A.	-	sehr hoch	mittel

Die betrachteten Energiespeichersysteme können in Abhängigkeit ihrer Speicherkapazitäten, Entladezeiten und Selbstentladung den Einsatzbereichen kurz, mittel und lang zugeordnet werden. Kurzzeitspeicher weisen ein kleines Verhältnis von Speicherkapazität zu Ein- bzw. Ausspeicherleistung auf und können daher binnen weniger Minuten bis maximal einige

<sup>13</sup> CAES ist der englische Fachbegriff für Druckluftspeicherkraftwerke und steht für Compressed Air Energy Storage. AA-CAES stellt die adiabate Ausführung eines Druckluftspeicherkraftwerks mit Zwischenspeicherung der Wärme der komprimierten Luft dar. Letzterer trägt im englischen die Bezeichnung Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, siehe Kapitel 4.1.4.

Stunden vollständig be- oder entladen werden. Demgegenüber weisen Langzeitspeicher ein hohes Verhältnis von Speicherkapazität zu Ein- bzw. Ausspeicherleistung auf und benötigen daher für ihre Be- und Entladung mehrere Stunden bis Wochen [35].

Bezüglich des Reifegrades werden Flexibilitätsoptionen differenziert nach Technologien, die sich noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium befinden und lediglich durch erste Pilotprojekte realisiert wurden, solchen mit teilweise oder weitgehend gegebener Marktreife sowie solchen mit ausgereifter Technologie. Die Bewertung des Reifegrades einer Technologie erfolgt unabhängig der Berücksichtigung von Hemmnissen durch fehlende Wirtschaftlichkeit, die beispielsweise erst durch Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen beseitigt werden können. Bei den Investitionskosten wird für die Energiespeicher zwischen Investitionskosten je Speicherkapazität in kWh und Investitionskosten je kW Ausspeicher- bzw. Einspeicherleistung unterschieden. Die Zyklenzahl wird für Energiespeichersysteme angegeben und ist ein Kriterium für den Einsatzbereich. Das technische Entwicklungspotential wird mit gering, mittel und hoch grob klassifiziert und hängt reziprok mit dem Reifegrad der Technologie zusammen.

Tabelle 3 Investitionskostenschätzung 2014 und 2030 [34, 35, ergänzt durch eigene Abschätzungen]

Flexibilitätsoption	2014	2014	2030	2030
	Investitionskosten	Investitionskosten	Investitionskosten	Investitionskosten
	Speicher [€ <sub>2014</sub> /kWh]	Aus-/Einspeicherung [€ <sub>2014</sub> /kW]	Speicher [€ <sub>2014</sub> /kWh]	Aus-/Einspeicherung [€ <sub>2014</sub> /kW]
<b>Batterie</b> <b>Blei-Säure</b>	100-250	100-200	50-80	35-65
<b>Batterie</b> <b>Lithium-Ionen</b>	300-800	100-200	150-300	35-65
<b>Batterie</b> <b>Redox-flow</b>	300-500	1.000-1.500	300-500	1.000-1.500
<b>Power-to-Gas</b> <b>(H<sub>2</sub> oder SNG)</b>	0 <sup>14</sup>	1.000-2.000 (bis 6.000 mit Polymer-Membran-Elektrolyse)	0 <sup>15</sup>	350-800
<b>Pumpspeicher-</b> <b>kraftwerk</b>	10	650-1.400	10	650-1.400
<b>(adiabate)</b> <b>Druckluftspeicher</b>	40-80	500-1.000	32-64	560-1.200
<b>Power-to-Gas</b> <b>(H<sub>2</sub> oder SNG)</b>	0 <sup>15</sup>	1.000-2.000 (bis 6.000 mit Polymer-Membran-Elektrolyse)	0 <sup>15</sup>	350-800

<sup>14</sup> Bei Einspeisung in das Erdgasnetz entfallen die Kosten für einen (Zwischen-)Speicher.

<sup>15</sup> Bei Einspeisung in das Erdgasnetz entfallen die Kosten für einen (Zwischen-)Speicher.

<b>Power-to-Heat</b>	15-30	100	15-30	100
<b>Lastmanagement Industrie</b>	0,02 (mit Produktionsausfall deutlich mehr)	0	0,02 (mit Produktionsausfall deutlich mehr)	0
<b>Lastmanagement Haushalt</b>	k.A.	0	10-500	0

## 5 Ermittlung der Einsatzmöglichkeiten von Flexibilitätsoptionen in der MRH je Szenario und Anwendungsfall

Grundsätzlich sind die aktuell möglichen Geschäftsmodelle und Dienstleistungen, die durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen erbracht werden können, nahezu identisch und unabhängig von der betrachteten Technologie. Flexibilitätsoptionen stehen damit im Wettbewerb zueinander, was die wirtschaftliche Nutzung in Bezug auf die Erbringung vergleichbarer Dienstleistungen anbelangt.

Der wirtschaftliche Betrieb einer Flexibilitätsoption ist dabei von einer Vielzahl von Einflussgrößen abhängig, wie Abbildung 8 darstellt. Einerseits sind es die äußeren Rahmenbedingungen wie die regionalen Gegebenheiten, die das technische Potential einer Flexibilitätsoption vorgeben. Die Zusammenhänge mit den regionalen Gegebenheiten werden im nachstehenden Kapitel näher beschrieben. Andererseits sind der Reifegrad bzw. Entwicklungsstand der Technologie, die Systemkosten und das genutzte Geschäftsmodell bestimmend für die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Anwendungsfalles einer Flexibilitätsoption. Mit Berücksichtigung der charakteristischen Merkmale einer Flexibilitätsoption lassen sich die Technologien für die jeweiligen Anwendungsfälle in eine Reihenfolge der Wirtschaftlichkeit bringen.



Abbildung 8 Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen und ihrer Anwendungen

Diese Rangfolge ist allerdings nicht als starre Rangfolge zu verstehen. Vielmehr variiert auch sie über die Zeit mit der in Kapitel 4.3 aufgezeigten fortschreitenden Entwicklung von Flexibilitätsoptionen, ihren Kostendegressionen und der Weiterentwicklung der Geschäftsmodelle.

Einige der betrachteten Flexibilitätsoptionen sind nicht allein auf eine Nutzung im Stromsektor beschränkt, d.h. der ausschließlichen Zwischenspeicherung des aufgenommenen Stromes mit anschließender Rückspeisung. Vielmehr ermöglichen einige Flexibilitätsoptionen eine Nutzung bzw. Überführung des erneuerbaren Stromes in die Sektoren Wärme, Gas oder Verkehr. Im Rahmen der in der Studie näher betrachteten Flexibilitätsoptionen sind es insbesondere Power-to-Gas Anlagen, Power-to-Heat Anlagen und mobile Batteriespeicher, die sektorübergreifende Nutzungsmöglichkeiten des aufgenommenen regenerativen Stromes zulassen, wie Abbildung 9 darstellt<sup>16</sup>.

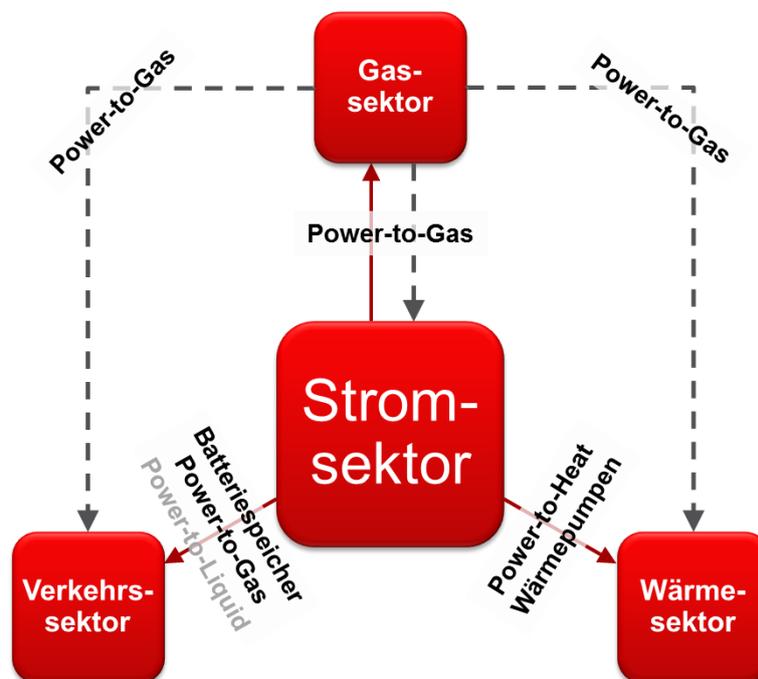


Abbildung 9 Möglichkeiten zur sektorübergreifenden Nutzung von (regenerativem) Strom durch Flexibilitätsoptionen, angelehnt an [23]

Durch die Möglichkeit der Sektorenkopplung ergeben sich, ausgehend vom Stromsektor, für die hier einsetzbaren Flexibilitätsoptionen zusätzliche Geschäftsmöglichkeiten und Nutzungswege. Diese können sich zusätzlich positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken, insbesondere da die Sektoren Wärme und Verkehr einer geringeren Regulierung unterliegen als der Stromsektor. Ein weiterer positiver Beitrag resultiert aus der sektorübergreifenden Nutzung, indem die Sektoren Wärme und Verkehr durch die Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen mit erneuerbaren Energieträgern (u.a. „grüner“ Wärme oder „grünem“ Wasserstoff) versorgt werden können. Sollten in den betrachteten Sektoren Wärme und Verkehr Verpflichtungen für Akteure bestehen, Klimaschutzauflagen, bspw. in Form der Reduktion der Treibhaus-

<sup>16</sup> Power-to-Liquids wird im Rahmen der Studie nicht näher betrachtet.

gasemissionen, zu erfüllen, kann die Nutzung von Flexibilitätsoptionen zusätzliche Wertbeiträge für Akteure schaffen und auch eventuelle Strafzahlungen aufgrund von Verstößen gegen entsprechende Auflagen vermeiden.

In einem ersten Schritt werden in Kapitel 5.1 die in Kapitel 4 charakterisierten Flexibilitätsoptionen verschiedenen Anwendungsfällen in der Metropolregion zugeordnet. Unter Anwendungsfällen wird die Zuordnung von Flexibilitätsoptionen zu den regionalen Gegebenheiten in den Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen verstanden, die als Voraussetzung für das Vorhandensein eines technischen Potentials einer Flexibilitätsoption angesehen werden. Industrielles Lastmanagement kann beispielsweise nur dort vorgenommen werden, wo energieintensive Industrieunternehmen anzutreffen sind, was eher in halbstädtischen bzw. städtischen Regionen gegeben ist.

Anschließend erfolgt in Kapitel 5.2 die Bildung von Rangfolgen der Flexibilitätsoptionen je Anwendungsfall und je Region. Die Bildung der Rangfolge ergibt sich aus den möglichen Anwendungspfaden bzw. Geschäftsmöglichkeiten einer Flexibilitätsoption. Ergänzt wird diese qualitative Betrachtung durch eigene Berechnung, die den wirtschaftlichen Einsatz einer Flexibilitätsoption in Abhängigkeit der Zyklenzahl und der eingespeicherten Strommenge betrachtet. Die Rechnungen werden auf Basis der in Kapitel 4.3 herausgearbeiteten Kostannahmen für 2014 und 2030 durchgeführt. In Kapitel 5.3 - der Bedarfsanalyse von Flexibilitätsoptionen zur Vermeidung der Abregelung von EE-Anlagen - wird auf Basis von recherchierten Literaturdaten das Potential für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen in der MRH abgeleitet, in dem zusätzlich verschiedene Ausbaupfade der EE-Erzeugung in der Metropolregion unterstellt werden.

## **5.1 Anwendungsfälle von Flexibilitätsoptionen anhand der Gegebenheiten der MRH**

Die Metropolregion Hamburg wird zur Ermittlung charakteristischer Anwendungsfälle in drei typische Regionen eingeteilt: städtisches, ländliches und halbstädtisches Gebiet. Je genannter Region werden die Ansätze der Flexibilitätsoptionen in Anwendungsfälle für Erzeugung, Netz und Verbrauch unterschieden. Damit ergeben sich in Summe neun verschiedene Anwendungsfälle für Flexibilitätsoptionen, die im Folgenden erläutert werden.

Das städtische Gebiet ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe Lastdichte. Regenerative Erzeugungsanlagen finden sich zwar als Solaranlagen auf Hausdächern; Windenergieanlagen und/oder Biogasanlagen sind in städtischer Lage allerdings eher nicht angesiedelt. Die erzeugte Energie wird in der städtischen Region unmittelbar zeitgleich verbraucht. Das Netz im städtischen Gebiet ist umfangreich ausgebaut. Es wird grundsätzlich weniger Energie erzeugt, als zeitgleich verbraucht wird. Daher kann Energie aus den anderen Netzregionen der Metropolregion Hamburg zusätzlich verbraucht werden. Eine Zwischenspeicherung der in diesem Gebiet erzeugten Energie ist aufgrund der immer vorhandenen, hohen zeitgleichen Abnahme nicht erforderlich.

Das ländliche Gebiet ist im Gegensatz dazu gekennzeichnet durch eine hohe Erzeugungsdichte aus Erneuerbarer Energie, aber einer geringen Lastdichte. Das Erzeugungsprofil passt hier am wenigsten zum Verbrauchsprofil; es wird deutlich mehr Strom erzeugt, als lo-

kal verbraucht wird. Bei sehr hohen Erzeugungsmengen bestehen potentiell Netzengpässe, die ein Weiterverteilen oder Transformieren in höhere Netzebenen nicht ermöglichen.

Das halbstädtische Gebiet ist gekennzeichnet durch einige Industrieansiedlungen oder Gewerbeparks als Verbrauchsschwerpunkte, teilweise mit Eigenerzeugungsanlagen. EE-Anlagen sind in dieser Region vorhanden. Der zeitliche Verlauf von Erzeugung und Verbrauch weichen in wesentlichen Zeitabschnitten des Jahres voneinander ab. Der Saldo zwischen Erzeugung und Verbrauch liegen hier am nächsten.

Für die Erzeuger wird das Abschalten von EE-Anlagen im Sinne des Einspeisemanagements nicht als Flexibilitätsoption betrachtet. Für Erzeuger sind die direkte Ansteuerung verschiebbarer Lasten oder Zwischenspeicherung der erzeugten Energie die möglichen Maßnahmen.

Netzbetreiber haben die Aufgabe, die Netzstabilität sicherzustellen. Für (Verteiler-) Netzbetreiber sind zur Stabilisierung des Netzbetriebes im derzeitigen Marktdesign weder ein Speicherbetrieb noch Lastmanagementmaßnahmen wirtschaftlich zu betreiben, da die hierfür benötigten Geschäftsmodelle nicht über die Netzentgelte finanzierbar sind und nach [9, 12] der Netzausbau die weitaus günstigste Alternative darstellt. Die Errichtung von dezentralen Speichersystemen zum Erhalt der Verteilernetzstabilität oder zur Vermeidung des Netzausbaus ist in der Politik derzeit umstritten, daher ist mit einer Anpassung der Marktregeln hierzu mittelfristig nicht zu rechnen [15]. Gleichwohl wird die Möglichkeit gesehen, dass sich zukünftig Netzbetreiber Systemdienstleistungen bei Bedarf durch vor Ort vorhandene Flexibilitätsoptionen „zukaufen“ können, ohne selbst Betreiber dieser Flexibilitätsoption zu sein. Der VDE und bne haben beispielweise kürzlich erste Konzeptideen für solche „regionalen Flexibilitätsmärkte“ vorgestellt [25, 26].

Für Netzbetreiber sind im Betrachtungszeitraum der Netzausbau und Netzverstärkungen, zu denen auch die Nachrüstung von regelbaren Ortsnetztransformatoren gehört, die weitaus wirtschaftlichsten Varianten zur Vermeidung von Engpässen [9, 12]. Der Netzbetreiber ist gesetzlich zur Beseitigung der Engpässe verpflichtet. Solange ein Netzengpass besteht, muss der Netzbetreiber ggf. die EE-Einspeisung abregeln („Einspeisemanagement“ im Sinne des EEG) oder abschaltbare Verbraucher<sup>17</sup> nutzen. Diese Maßnahmen tragen nicht zur Integration von Erneuerbaren Energien in der Metropolregion Hamburg bei, sondern dienen einzig dem operativen Erhalt der Netzstabilität. Daher werden die Flexibilitätsoptionen „netzseitige Infrastrukturmaßnahmen“ sowie das „Einspeisemanagement“ und das „Abschalten der Verbraucher“ im Rahmen dieser Studie nicht als Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Nutzt ein Netzbetreiber die in der Studie analysierten Flexibilitätsoptionen, so ist dies unter dem Anwendungsfall „Erzeuger“ oder „Verbraucher“ zu betrachten. Eine Ansteuerung, z.B. von Ladestationen für Elektromobile mit dem Zweck der Lastverlagerung durch einen Netzbetreiber, wird als Flexibilitätsoption für Verbraucher angesehen. Folglich werden in der Matrix Anwendungsfälle bzw. Geschäftsmöglichkeiten von Flexibilitätsoptionen für Netzbetreiber nicht aufgeführt.

---

<sup>17</sup> Hier wird Abschaltung zum Erhalt der Netzstabilität herangezogen und nicht im Sinne der Anwendung als Flexibilitätsoption betrachtet.

Verbraucher haben zum einen die Möglichkeit, erzeugte Energie im Überangebot für den zeitversetzten Verbrauch vorübergehend zu speichern. Zum anderen kann durch Lastverschiebung einem Überangebot an regenerativer Energie begegnet werden (viertelstundenscharfe Bilanzierung).

Im Ergebnis konzentrieren sich die Anwendungsfälle für städtische Gebiete auf den Anwendungsfall „Verbrauch“. In ländlichen Gebieten ist vor allem der Anwendungsfall „Erzeugung“ für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu betrachten. In halbstädtischen Gebieten ergeben sich die Anwendungsfälle „Erzeugung“ und „Verbrauch“. Es ergeben sich somit vier vorrangige Anwendungsfälle:

**Anwendungsfall I: Erzeugung im ländlichen Gebiet**

**Anwendungsfall II: Erzeugung im halbstädtischen Gebiet**

**Anwendungsfall III: Verbrauch im städtischen Gebiet**

**Anwendungsfall IV: Verbrauch im halbstädtischen Gebiet**

Diesen Anwendungsfällen werden nun Flexibilitätsoptionen zugeordnet.

**a. Anwendungsfall I: Erzeugung im ländlichen Gebiet**

Dieser Anwendungsfall ist geprägt von einer hohen Erzeugungsdichte, aber fehlender zeitgleicher Abnahme. Das Verlagerungspotential für eine Lasterhöhung ist nicht gegeben. Erzeuger können in diesem Szenario nur Speichertechnologien nutzen. Preissignale steuern die Vermarktungsstrategie, bei niedrigen oder negativen Preisen ist eine Einspeicherung vorzuziehen. Es wird hier davon ausgegangen, dass kein Fernwärmenetz vorhanden ist und daher kein Power-to-Heat Projekt möglich ist, die vorhandene Gasnetzinfrastruktur aber die Einspeisung von Wasserstoff oder SNG erlaubt. Für diesen Anwendungsfall können die Flexibilitätsoptionen Power-to-Gas, Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicher und Batteriespeicher identifiziert werden.

**b. Anwendungsfall II: Erzeugung im halbstädtischen Gebiet**

Der Anwendungsfall II ist geprägt von einer hohen Erzeugungsdichte und einer geringeren Industrie- und Gewerbedichte. Ein Lastverlagerungspotential bei Verbrauchern ist nur im geringen Umfang gegeben. Erzeuger können je nach Preissignal kurz-, mittel- oder langfristige Speichertechnologien einsetzen. Sie können in diesem Anwendungsfall in erster Linie auf Power-to-Gas und Batteriespeichertechnologien zurückgreifen. Es wird unterstellt, dass keine Kavernen zur Installation von Druckluftspeichern im halbstädtischen Gebiet genutzt werden können und keine Leitungskapazität zu einem Pumpspeicherkraftwerk verfügbar ist. Es wird weiter unterstellt, dass das halbstädtische Gebiet an das Netz der öffentlichen Gasversorgung angeschlossen ist.

**c. Anwendungsfall III: Verbrauch im städtischen Gebiet**

Dieser Anwendungsfall ist geprägt von einer hohen Lastdichte bei einer geringen Erzeugungsdichte von EE-Anlagen; die EE-Erzeugung erfolgt überwiegend mit PV-Anlagen. Im städtischen Gebiet erzeugter EE-Strom muss nicht zwischengespeichert werden, sondern

kann innerhalb des Stadtgebietes zeitgleich verbraucht werden. Die PV-Erzeugung erfolgt tagsüber und somit in Zeiten hoher Last. Ein Überangebot, welches vor allem in Zeiten schwacher Nachfrage entsteht, kann somit im Betrachtungszeitraum weitgehend ausgeschlossen werden. Allerdings kann EE-Strom aus den benachbarten halbstädtischen und - bei vorhandener Netzkapazität - auch aus ländlichen Regionen im städtischen Gebiet verbraucht werden, da hier die größte Last und das größte Potential zu Lastverlagerung besteht. Ziel ist die Erschließung der Lastverlagerungspotentiale auf der Verbraucherseite. Entsprechend können für diesen Anwendungsfall die Flexibilitätsoptionen Lastmanagement von Industrie- und Gewerbeunternehmen, in privaten Haushalten, Power-to-Heat und Batteriespeicher identifiziert werden.

#### **d. Anwendungsfall IV: Verbrauch im halbstädtischen Gebiet**

Der Anwendungsfall IV unterscheidet sich von Anwendungsfall II durch eine geringe Erzeugungsdichte und eine hohe Industrie- und Gewerbedichte. Ein Lastverlagerungspotential bei den Unternehmen ist vorhanden. Die Verbraucher in dieser Region können ihr Lastverschiebungspotential nutzen, um größere Teile ihres Strombedarfes in Zeiten niedriger Preise zu legen. Es ergeben sich vor allem Potentiale zur Nutzung der Flexibilitätsoptionen Lastmanagement und Power-to-Heat.

Die Nutzung von Lastverschiebungspotentialen erfordert das Vorhandensein geeigneter Verbraucher. Prioritär sind dies Industrie- und Gewerbebetriebe. Die Erschließung von Lastverschiebungspotentialen in mittleren und kleinen Objekten erfordert eine (vergleichsweise aufwändige) technische Infrastruktur (Steuerungsprozesse) und einen vergleichsweise großen akquisitorischen Aufwand. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass diese Potentiale nachrangig erschlossen werden.

Die Anwendung der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen ist an spezifische Voraussetzungen geknüpft. So setzt der Einsatz einer Speichertechnologie in einem Netz zur Kompensation von Netzengpässen einen Netzanschluss des Speichers zwischen Erzeugung und Netzengpass voraus. Dies setzt aber ein gewisses (technisches) Potential für eine Flexibilitätsoption an dem Ort des Netzengpasses voraus. Die Nutzung von Power-to-Heat Anlagen setzt das Vorhandensein eines Fernwärmenetzes oder einer anderen Wärmesenke voraus (z.B. industrieller Großabnehmer). Diese finden sich nicht überall.

Abbildung 10 stellt die Zuordnung der Anwendungsfälle von Flexibilitätsoptionen mit konkreten Technologien dar.

	Erzeugung	Netz	Verbrauch
städtisch	X	X	Batteriespeicher Lastmanagement (Industrie/GDH/HH) Power-to-Heat
ländlich	Batteriespeicher Druckluft Power-to-Gas Pumpspeicher	X	X
halb-städtisch	Batteriespeicher Power-to-Gas	X	Lastmanagement (Industrie/GHD) Power-to-Heat

Abbildung 10 Zuordnung von Flexibilitätsoptionen in Abhängigkeit der regionalen Gegebenheiten und strukturellen Voraussetzungen

## 5.2 (Kosten-)Rangfolge der Nutzung der Flexibilitätsoptionen je Anwendungsfall

Nachdem in Kapitel 5.1 die Flexibilitätsoptionen durch die Ableitung der Anwendungsfälle „verortet“ wurden, werden diese nun in eine sinnvolle Rangfolge gebracht. Die Rangfolge wird auf Basis eines Kostenvergleichs ermittelt, Bezugsgröße sind hierbei die Kosten bezogen auf eine Megawattstunde ausgespeicherten Strom. Die Einsatzzeiten der Flexibilitätsoptionen ergeben sich aus den Perioden, in denen es zu einer Abregelung von EE-Anlagen (maßgeblich Windenergieanlagen) aufgrund von Netzengpässen in der MRH kommt. Der Einsatz der im Kostenvergleich betrachteten Flexibilitätsoptionen ist damit auf die zuvor definierten Anwendungsfälle Erzeugung im ländlichen und halbstädtischen Gebiet fokussiert, da in diesen Regionen der Einsatz von Flexibilitätsoptionen Netzengpässe reduzieren und die Abregelung von EE-Anlagen minimieren kann.

Die Bezugsgröße Strom im Kostenvergleich verhindert die Berücksichtigung jener Flexibilitätsoptionen, die eine sektorübergreifende Nutzung ermöglichen (siehe Abbildung 9). Die Kosten einer Megawattstunde Strom sind aufgrund unterschiedlicher Wertigkeiten nicht vergleichbar mit den Kosten einer Megawattstunde Wärme oder den Treibstoffkosten für das Zurücklegen einer Distanz von 100 km. Im Rahmen der Diskussion des Kostenvergleichs und der Überführung der Ergebnisse auf die zuvor definierten Anwendungsfälle werden die Sektorkopplungstechnologien aber wieder in die Rangfolge mit einbezogen.

Für die Flexibilitätsoption Power-to-Gas erfolgt eine Analyse der Speicherkosten bei Einspeisung und Rückverstromung von Wasserstoff und synthetischem Methan bzw. Erdgas. Diese Fallunterscheidung ergibt sich aus den regionalen Gegebenheiten und Möglichkeiten zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgas(fernleitungs)netz und damit einer nicht zwingend durchzuführenden Methanisierung des durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoffs. Die Kos-

tenanalyse wird anschließend um Überlegungen zu den Geschäftsmodellen für die betrachteten Flexibilitätsoptionen ergänzt.

Mit dem Ziel, die Integration von erneuerbaren Energien durch Minimierung der Abregelung von EE-Erzeugung zu maximieren, ergeben sich erste Einsatzzwecke und -zeiten für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen. Problematisch hierbei ist, dass für die Vergangenheit zwar Daten bzgl. der Abregelung veröffentlicht wurden (siehe bspw. [36, 37]), diese allerdings ausschließlich die Jahresmenge der Ausfallarbeit für ein Bundesland bzw. deutschlandweit wiedergeben, aber keine Aussagen über die Häufigkeit des Anfalls und der jeweiligen Größenordnung (Strommenge) der Abregelung enthalten. Der Kostenvergleich wird aber grundlegend von den Annahmen der Häufigkeit (Auslastung der Flexibilitätsoption) und Menge (Kosten der Speicherkapazität) der jeweiligen Abregelung beeinflusst.

Der zeitliche Verlauf und die Menge der Ausfallarbeit werden von einer Vielzahl von Einflussgrößen geprägt. Eine detaillierte Berechnung erfordert eine aufwändige Abbildung der erwarteten Netzengpässe mit komplexen Modellrechnungen, die im Rahmen dieser Studie nicht vorgesehen sind.

Einflussgrößen für das zukünftige Auftreten von Ausfallarbeit sind neben Annahmen über den weiteren Ausbau von EE in der Metropolregion Hamburg und Umgebung, deren Umfang, Verteilung und Mix auch Annahmen zum unterstellten Netzausbau auf Verteil- und Transportnetzebene, zur regionalen Lastentwicklung sowie zum Dargebot (Windnormaljahr vs. Windextremjahr) an EE-Erzeugung. Damit ergibt sich grundsätzlich eine hohe Unsicherheit über den zeitlichen und mengenmäßigen Umfang von Einspeisemanagementmaßnahmen in der MRH, erst recht, wenn der Betrachtungshorizont bis 2030 gespannt ist.

Um trotzdem Aussagen über die Kostenrangfolge der Flexibilitätsnutzung treffen zu können, werden für das Jahr 2014 ein Szenario und für 2030 zwei Extremszenarien für das Auftreten der Ausfallarbeit in der MRH definiert und analysiert.

Für die Modellierung der Speicherkosten hat BET verschiedene Einspeisezeitreihen<sup>18</sup> von Windenergieanlagen und Residuallastverläufe<sup>19</sup> analysiert und Annahmen hinsichtlich des Auftretens der Ausfallarbeit getroffen. Für das Jahr 2014 wurde unterstellt, dass der noch vergleichsweise moderate Ausbau an erneuerbaren Energien in der MRH zu einer vergleichsweise geringen Anzahl an Stunden mit einer noch geringen Abregelung der Winderzeugung führte. Es wurden die Speicherkosten für einen Einsatz bei drei aufeinanderfolgenden Stunden mit Netzengpass bei einer maximalen Einspeicherleistung von 50 MW bei etwa 20 Zyklen pro Jahr berechnet.

Für 2030 wurden hingegen zwei Extrementwicklungen in der Nutzung der Flexibilitätsoptionen zur Vermeidung der Abregelung untersucht. Der Speicherkostenvergleich wurde einerseits bei ähnlichen Annahmen wie zuvor für 2014 untersucht, d.h. es wurde unterstellt, dass mit dem fortschreitenden EE-Ausbau auch ein entsprechender Netzausbau einhergeht. In

---

<sup>18</sup> D.h. stündlich aufgelöste Erzeugungsganglinien mehrerer Windenergieanlagen

<sup>19</sup> Die Residuallast ist die Verbraucherlast abzüglich der Erzeugung aus erneuerbaren Energien

Fall 1 erfolgt die Abregelung von EE-Anlagen in vergleichsweise wenigen Stunden im Jahr bei verdoppelter Zykluszahl zu 2014. Die abgeregelte Strommenge und benötigte Ein- und Ausspeicherleistung ist mit maximal 100 MW gegenüber 2014 deutlich gestiegen. Im zweiten Fall wird ein Mix aus wenigen Abregelungen über 20 zusammenhängende Stunden und 50 Abregelungen von kurzer Dauer mit entsprechend geringeren Energiemengen modelliert. Die benötigte Einspeise- und Ausspeiseleistung zur Aufnahme der EE-Erzeugung ist im Vergleich zu Fall 1 doppelt so hoch und auf maximal 200 MW angestiegen. Die Definition der Fälle ist an der stündlichen Winderzeugung aus 2013 für Deutschland orientiert. Diese wurde entsprechend der Häufigkeit, Länge (zusammenhängende Stunden) und Energiemenge zur Erreichung einer bestimmten Ausfallarbeit bei Extremsituationen ausgewertet. Beide Fälle stellen, wie beschrieben, Extremsituationen dar und erheben nicht den Anspruch die in 2030, auftretenden Abregelungsmaßnahmen vorauszusagen.

Für den Speicherkostenvergleich werden die Investitionskosten je Speicherkapazität und die spezifischen Ein- bzw. Ausspeicherkosten je kW herangezogen. Bei der Berechnung wird unterstellt, dass der eingespeicherte Strom kostenfrei bezogen wird<sup>20</sup> und Stromverluste werden dem gegenüber mit 100 €/MWh<sup>21</sup> berücksichtigt, um den unterschiedlichen Wirkungsgraden und Selbstentladeraten der Technologien Rechnung zu tragen. Die Berechnungen basieren auf den Kostenannahmen aus Kapitel 4.3.

Adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES) wurden gesondert gekennzeichnet, da die Technologie sich heute noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase befindet und damit für die Region nicht verfügbar ist. Dies ändert sich beim Blick auf 2030. Die Potentiale zur Errichtung weiterer PSW sind in der MRH ebenfalls stark beschränkt, weshalb auch diese Technologie für 2014 und 2030 gesondert gekennzeichnet wurde.

Sofern der Speichereinsatz nur über wenige Male über eine geringe Zahl zusammenhängender Stunden mit geringen Energiemengen erfolgt, haben jene Technologien einen Kostenvorteil, die geringe Kosten für Speicherkapazität sowie Ein- und Ausspeiseleistung aufweisen. Für 2014 sind dies in erster Linie Blei-Säure-Akkumulatoren und Pumpspeicherkraftwerke, wobei die Kosten in Bezug auf eine Megawattstunde ausgespeicherten Strom bei mindestens 1.800 € für Blei-Säure-Akkus und ca. 2.500 € für PSW liegen. Eine Wirtschaftlichkeit und breite Anwendung scheint bei diesen Kosten kaum erreichbar.

---

<sup>20</sup> Nach der aktuellen Gesetzeslage sieht eine Abregelung durch den Netzbetreiber nach § 14 EEG 0214 die Vergütung der entgangenen Einnahmen in Höhe von mindestens 95% und maximal 99% vor (sog. Härtefallregelung). Damit hat auch nicht eingespeicherter EE-Strom einen Wert für den Anlagenbetreiber. Eine kostenfreie Weitergabe des erzeugten Stromes ist damit fraglich. Zukünftig wird von einer Ausweitung der Härtefallregelung ausgegangen, sodass bspw. maximal 95% der entgangenen Einnahmen durch den Netzbetreiber vergütet werden.

<sup>21</sup> Als grober Richtwert für die durchschnittliche Vergütung der EE-Anlagen in der Region.

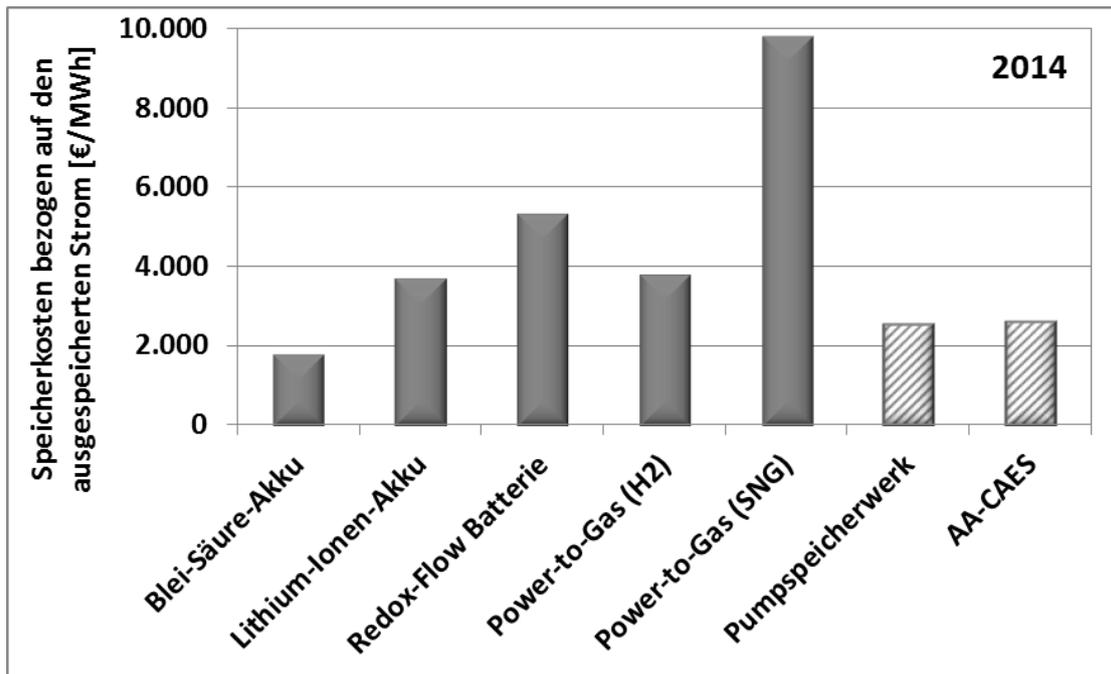


Abbildung 11 Speicherkosten für 2014 bei geringer Abregelung von EE-Anlagen

Der Kostenvergleich für 2030 ergibt für Fall 1 aufgrund einer ähnlichen Speichernutzung eine vergleichbare Struktur und Rangfolge wie für 2014. Die gemäß Tabelle 3 angenommenen Kostendegressionen für Speicherkapazität sowie Einspeise- und Ausspeiseleistung führen aber zu Reduktionen in den Kosten je ausgespeister Megawattstunde Strom. Für die in Fall 1 unterstellte Speichernutzung sind Blei-Säure-Akkumulatoren aufgrund ihrer geringen Kosten mit knapp 500 €/MWh im Vergleich am günstigsten, weisen allerdings eine vergleichsweise geringe Lebensdauer bzw. Zyklenzahl auf. Lithium-Ionen-Akkumulatoren und Power-to-Gas zur Rückverstromung von Wasserstoff sind in der Rangfolge mit Kosten von 1.000-1.200 €/ausgespeicherter MWh die nächstgünstigsten Speicheroptionen.

Wird der Zeitraum der Einspeicherung vergrößert (Fall 2), stellen Blei-Säure-Akkumulatoren und Power-to-Gas<sup>22</sup> weiterhin die günstigsten Speichertechnologien dar, gefolgt von Druckluftspeichern. Bei Power-to-Gas führt die Rückverstromung von Wasserstoff zu etwa halben Speicherkosten im Vergleich zur Rückverstromung des synthetischen Methans. Ursache ist hier der zusätzliche Wirkungsgradverlust durch den weiteren Prozessschritt.

Bei Betrachtung von Fall 2 zeigt sich im Vergleich zu Fall 1 der Einfluss der Kosten der Speicherkapazität auf die Kostenreihenfolge. Die Langzeitspeichertechnologien, also jene Flexibilitätsoptionen mit geringen Kosten für Speicherkapazität werden im Vergleich günstiger. Dies betrifft die Technologien Power-to-Gas mit der Rückverstromung von Wasserstoff und adiabate Druckluftspeicher. Ein wirtschaftlicher Betrieb mit breiter Anwendung dieser Technologien ist aufgrund der Speicherkosten in Höhe von 1.000-1.600 €/MWh ausgespeicherten Stroms im betrachteten Zeitraum als unwahrscheinlich anzusehen.

<sup>22</sup> Sowohl die Erzeugung von Wasserstoff als auch synthetischem Methan inkl. anschließender Rückverstromung.

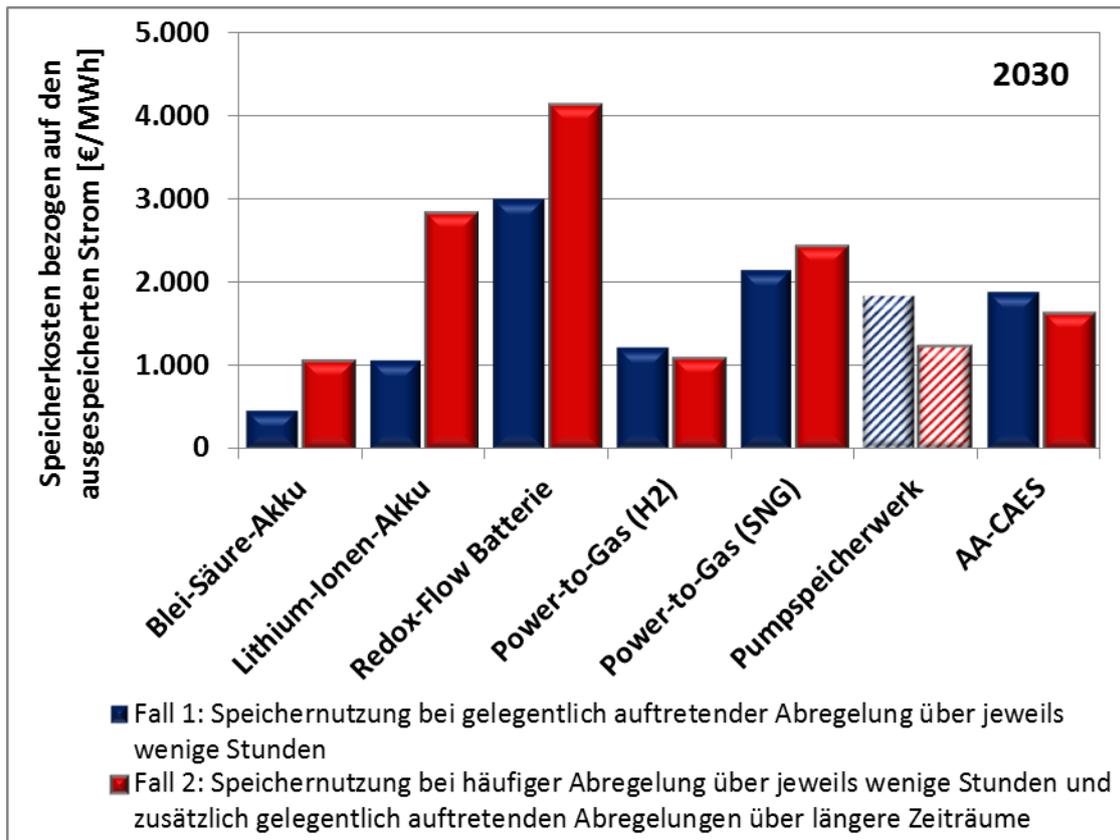


Abbildung 12 Speicherkosten für 2030 bei unterschiedlichem Anfall der Ausfallarbeit

Beim Vergleich der Ergebnisse aus Abbildung 11 und Abbildung 12 wird ersichtlich, dass die Kosten für den ausgespeicherten Strom von der Anzahl der Benutzungsstunden (Einsatzzeiten), d.h. der Dauer der zu überbrückenden Zeit abgeregelter Energie aus EE-Anlagen, des technologischen Wirkungsgrades der betrachteten Technologie und der Kosten für Speicherkapazität (kWh) abhängen.

Auf Basis des Kostenvergleichs erfolgt nun die Zuordnung der Speichertechnologien mit den unterschiedlichen Fallbetrachtungen auf die Anwendungsfälle, wie sie in Kapitel 5.1 herausgearbeitet wurden. Wie bereits zuvor ausgeführt, beziehen sich die Kostenanalysen allein auf die Anwendungsfälle I und II, bei denen die Flexibilitätsoptionen nahe der EE-Erzeugung verortet sind.

Für den **Anwendungsfall I – ländliche Erzeugung** – ergibt sich die nachstehende Rangfolge. Blei-Säure-Akkumulatoren weisen über alle betrachteten Fälle die geringsten Kosten je ausgespeicherter Megawattstunde Strom auf. Die Haltbarkeit dieser Technologie (mögliche Zykluszahl) ist aber vergleichsweise gering. Die angenommenen Kostendegressionen von Lithium-Ionen-Akkus und der Power-to-Gas Technik mit der Rückverstromung von Wasserstoff führen mit Blick auf 2030 zu Sprüngen in der Rangfolge; ihre Wettbewerbsfähigkeit wächst.

Tabelle 4 Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall I: Erzeugung im ländlichen Gebiet

Rangfolge	2014: Ausbau 25% EE	2030: Ausbau 50% EE (Fall 1 <sup>23</sup> )	2030: Ausbau 50% EE (Fall 2 <sup>24</sup> )
1	Blei-Säure-Akku	Blei-Säure-Akku	Blei-Säure-Akku
2	(Pumpspeicher- kraftwerke)	Lithium-Ionen-Akku	Power-to-Gas (H2)
3	(adiabate Druckluftspeicher)	Power-to-Gas (H2)	(Pumpspeicher- kraftwerke)
4	Lithium-Ionen-Akku	(Pumpspeicher- kraftwerke)	adiabate Druckluftspeicher
5	Power-to-Gas (H2)	adiabate Druckluftspeicher	Power-to-Gas (SNG)

Aufgrund der hohen Standortanforderungen von (adiabaten) Druckluftspeichern und Pumpspeicherkraftwerken sind diese Flexibilitätsoptionen nur in Einzelfällen tatsächlich um- und einsetzbar.

Für den **Anwendungsfall II – Erzeugung im halbstädtischen Gebiet** – ergibt sich eine ähnliche Rangfolge wie für Anwendungsfall I, nur dass für diesen Anwendungsfall die beiden Langzeitspeichertechnologien PSW und (adiabate) Druckluftspeicher AA-CAES nicht berücksichtigt werden.

Tabelle 5 Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall II: Erzeugung im halbstädtischen Gebiet

Rangfolge	2014: Ausbau 25% EE	2030: Ausbau 50% EE (Fall 1 <sup>23</sup> )	2030: Ausbau 50% EE (Fall 2 <sup>24</sup> )
1	Blei-Säure-Akku	Blei-Säure-Akku	Blei-Säure-Akku
2	Lithium-Ionen-Akku	Lithium-Ionen-Akku	Power-to-Gas (H2)
3	Power-to-Gas (H2)	Power-to-Gas (H2)	Power-to-Gas (SNG)
4	Redox-Flow-Batterie	Power-to-Gas (SNG)	Lithium-Ionen-Akku

<sup>23</sup> Fall 1: Speichernutzung bei gelegentlich auftretender Abregelung über jeweils wenige Stunden

<sup>24</sup> Fall 2: Speichernutzung bei häufiger Abregelung über jeweils wenige Stunden und zusätzlich gelegentlich auftretenden Abregelungen über längere Zeiträume

Für den **Anwendungsfall III – Verbrauch im städtischen Gebiet** – ergibt sich die in Tabelle 6 dargestellte Rangfolge. Das aktive Lastmanagement der Industrie- und Gewerbekunden ist damit die zu präferierende Lösung. Die Steuerung der Verbraucher durch den Netzbetreiber oder Lieferanten abhängig von Preissignalen wird erst im Jahre 2030 gesehen. Bis dahin wird es wie bisher auch verschiedene Pilotprojekte geben. Haushaltskunden steuern die Last nicht aktiv. Power-to-Heat ist im städtischen Bereich mit einem großen Wärmebedarf sicherlich eine attraktive und wirtschaftliche Lösung. Zu Power-to-Heat Projekten gehört auch die Steuerung der (elektrischen) Wärmeversorgung der Haushaltskunden.

Tabelle 6 Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall III: Verbrauch im städtischen Gebiet

Rangfolge	2014: Ausbau 25% EE	2030: Ausbau 50% EE
1	Lastmanagement Industrie/GHD	Lastmanagement Industrie/GHD
2	Power-to-Heat	Power-to-Heat
3		Lastmanagement Haushalte

Für den **Anwendungsfall IV – Verbrauch im halbstädtischen Gebiet** – ergibt sich eine ähnliche Rangfolge wie in Anwendungsfall III. Ein aktives Lastmanagement von Industrie- und Gewerbekunden bleibt die zu präferierende Lösung. Danach folgen Power-to-Heat Projekte. Ob Power-to-Gas mit der Rückverstromung von Wasserstoff einsetzbar ist, hängt zum einen von dem Prozessgasbedarf eventueller industrieller Verbraucher ab, zum anderen davon, ob eine entsprechende Infrastruktur vorhanden ist, die den Wasserstofftransport ermöglicht. Die Infrastruktur kann ein Industriegasnetz, aber auch das Gasnetz der öffentlichen Versorgung (hohe Gasflüsse erforderlich) sein. Die Erschließung relevanter Laststeuerungspotentiale im Haushaltsbereich wird nachrangig erwartet (siehe Kapitel 5.1).

Tabelle 7 Rangfolge Flexibilitätsoptionen für Anwendungsfall IV: Verbrauch im halbstädtischen Gebiet

Rangfolge	2014: Ausbau 25% EE	2030: Ausbau 50% EE
1	Lastmanagement Industrie/GHD	Lastmanagement Industrie/GHD
2	Power-to-Heat	Power-to-Heat
3		(Power-to-Gas (H2))

Perspektivisch kann die Nutzung von Flexibilitätsoptionen neben der Aufnahme von ansonsten abgeregeltem Strom aus EE-Anlagen auf andere Anwendungsfälle ausgeweitet werden. Die zukünftig zu erwartende Reduzierung der Ausfallvergütung von Erneuerbare-Energie-Anlagen erhöht die Notwendigkeit, zusätzliche Vermarktungswege und -möglichkeiten intensiver zu nutzen. Gründe hierfür sind u.a. die erwartete Erhöhung der jährlichen unvergüteten Ausfallarbeit durch Einspeisemanagementmaßnahmen der Netzbetreiber, die Zunahme von

Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit oder die Einführung von Kapazitäts- bzw. Leistungsprämien zur Förderung von EE [21]. Hierbei können Flexibilitätsoptionen zusätzlich einbezogen und genutzt werden. In Tabelle 8 sind unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten zusammenfasst.

Grundsätzlich können einmal errichtete Flexibilitätsoptionen zur Optimierung der eigenen Strom- oder Wärmebeschaffung herangezogen werden. Zum einen können kostengünstige Erzeugungsoptionen genutzt werden (z.B. durch Power-to-Heat), zum anderen können die Kosten der Energiebeschaffung durch Verlagerung in günstige Zeiten gesenkt werden oder Stromnetzentgelte reduziert werden. Darüber hinaus ist mit Flexibilitätsoptionen die Teilnahme am Regelenergiemarkt (einzeln oder gepoolt zu einem virtuellen Kraftwerk) möglich. Auch die Erhöhung des Anteils des selbst erzeugten und verbrauchten Stroms ist mit dem Betrieb von Flexibilitätsoptionen möglich. Aus der bislang praktizierten Privilegierung des Eigenverbrauchs mit einer lediglich anteiligen Abführung der EEG-Umlage, kann eine Geschäftsmöglichkeit für den Betreiber erwachsen.

Der Bedarf an Dienstleistungen zur Gewährung eines stabilen Netzbetriebs steigt mit zunehmendem EE-Anteil. Flexibilitätsoptionen können Systemdienstleistungen wie die Frequenz- und Spannungsregelung oder Schwarzstartfähigkeit bereitstellen.

Die Nutzer bzw. Betreiber von Flexibilitätsoptionen können je nach betrachteter Flexibilitätsoption und Systemgröße private Endverbraucher, Industrieunternehmen, Energieversorgungsunternehmen, Stromlieferanten oder Netzbetreiber sein.

Zusätzlich bieten gerade die Flexibilitätsoptionen mit sektorübergreifenden Einsatzmöglichkeiten weitere Geschäftsmöglichkeiten an, wie beispielhaft die Nutzung von Wasserstoff für die chemische Industrie oder die Nutzung von Wasserstoff als Treibstoff für elektrische Kraft- und Nutzfahrzeuge mit Brennstoffzellenantrieb zeigen.

Tabelle 8 weitere Geschäftsmodelle für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoption	Anwender/Kunden	Geschäftsmodell/ Refinanzierungsmärkte
<b>gültig für alle betrachteten Flexibilitätsoptionen</b>	- Industrieunternehmen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierung Strombeschaffung zur Senkung der Stromkosten, Vermeidung von Lastspitzen</li> <li>- Regelenergiebereitstellung (Vermarktung)</li> <li>- Bereitstellung von Systemdienstleistungen (Vermarktung)</li> <li>- Maximierung Eigenerzeugung (Strom, Wärme, Gas, H2)</li> <li>- Erläsoptimierung als Pooling-Produkt für Dienstleister (Vermarktung)</li> </ul>
	- Privater Endkunde	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierung Strombezug</li> <li>- Maximierung Eigenerzeugung (Strom, Wärme)</li> <li>- Bereitstellung Systemdienstleistungen</li> <li>- Erläsoptimierung als Pooling-Produkt für Dienstleister (Vermarktung)</li> </ul>
	- Energieversorgungsunternehmen und Erzeugungsanlagenbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierung Direktvermarktungserlöse (zeitliche Zwischenspeicherung des EE-Strom)</li> <li>- Optimierung Stromhandel</li> <li>- Regelenergiebereitstellung</li> <li>- Bereitstellung von Systemdienstleistungen</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energielieferant (von Direktvermarkter über Stromanbieter bis EVU)</li> <li>- Netzbetreiber (Stromnetz)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausgleichsenergievermeidung</li> <li>- Optimierung Stromhandel bzw. -beschaffung</li> <li>- Regelenergiebereitstellung</li> <li>- Optimierung Direktvermarktungserlöse (zeitliche Zwischenspeicherung des EE-Strom)</li> <li>- Bereitstellung von Systemdienstleistungen</li> <li>- Bereitstellung von Systemdienstleistungen</li> <li>- Vermeidung von Netzausbau (Steuerung via Betreiber der Flexibilitätsoption in "gelber" Phase)</li> </ul>
<b>zusätzliche Geschäftsmodelle Batteriespeicher</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- private Endkunden (stationär und mobil)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Laden/Entladen E-Mobil, ggf. in Zusammenspiel mit Eigenerzeugung (PV, KWK)</li> <li>- kein Einsatz von Blei-Säure-Akkumulatoren, Natrium-Schwefel-Akkumulatoren, Redox-Flow Batterien in E-Mobilen</li> </ul>
<b>zusätzliche Geschäftsmodelle Power-to-Gas Anlagen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Industrieunternehmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Gaseinspeisung (H2 oder SNG)</li> <li>- Prozessgaserzeugung (Sauerstoff) und Nutzung zur Optimierung von Klärprozessen</li> <li>- Wasserstofferzeugung und Verkauf an Chemieindustrie oder als Treibstoff</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energieversorgungsunternehmen und Erzeugungsanlagenbetreiber</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- H2 als Prozessgas für die Industrieunternehmen</li> <li>- H2 für Brennstoffzellenautos (Nutzung im Verkehrsbereich)</li> </ul>
<b>zusätzliche Geschäftsmodelle Power-to-Heat Anwendungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Industrieunternehmen (RLM-Kunden)</li> <li>- (Fern-)Wärmenetzbetreiber und -erzeuger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierung und potentielle Nutzung zur (Prozess-)Wärmeerzeugung</li> <li>- (günstige) optimierte Wärmeerzeugung mit Möglichkeit der Zwischenspeicherung</li> </ul>
<b>zusätzliche Geschäftsmodelle im Bereich Lastmanagement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energielieferant (von Stromanbieter bis EVU)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausgleich von Bilanzkreisungleichgewichten und Ausgleichsenergievermeidung</li> </ul>

### 5.3 Diskussion des zukünftigen Bedarfs an Flexibilitätsoptionen zur Vermeidung der Abregelung von EE in der Metropolregion Hamburg

Nach [37] fielen allein für das Bundesland Schleswig-Holstein in 2012 262 GWh Ausfallarbeit von EE-Anlagen an; deutschlandweit summierte sich die Überschusserzeugung auf 385 GWh [36]. Die Nutzung von Flexibilitätsoptionen hätte die Abregelung von EE-Anlagen reduzieren können.

Der Bedarf an Flexibilität bzw. auch die Notwendigkeit zur Speicherung elektrischer Energie hängt von einer Vielzahl von Parametern ab. Neben Annahmen über den Ausbau der EE sind Festlegungen zum Technologiemarkt von EE (Anteile Wind, PV, Bioenergie, Wasserkraft und Geothermie), deren räumlicher Verteilung, der Zusammensetzung und Flexibilität des konventionellen Erzeugungsparks, dem Ausbau der Übertragungs- und Verteilernetze sowie der Kapazitäten zum grenzüberschreitenden Stromaustausch zu treffen, um nur einige Einflussgrößen zu nennen.

Die vielen Einflussgrößen führen dazu, dass eigene Aussagen zum zukünftigen Anfall von Ausfallarbeit in der MRH mit deutlichen Unsicherheiten behaftet sind, erst recht, wenn der Betrachtungshorizont bis 2030 gespannt ist und keine detaillierten Berechnungen vorliegen. Szenario-Analysen ermöglichen es aber, bei Zugrundelegung eines bestimmten Annahmensettings und der Nutzung von Strommarktmodellen mit nachgeschalteten Lastflussanalysen

den Anfall von Ausfallarbeit abzuschätzen. Auf Basis einer Literaturrecherche werden verschiedene Ergebnisse und Bandbreiten über den zukünftigen Anfall von Ausfallarbeit bis 2030 ermittelt und wiedergegeben. Aufgrund der unterschiedlichen verwendeten Methoden und voneinander abweichenden Annahmen ergeben sich mitunter starke Abweichungen in den Ergebnissen, die dennoch als (grober) Indikator für den zukünftigen Anfall von Ausfallarbeit herangezogen werden können.

Die vom Bundeswirtschaftsministerium in Auftrag gegebene Studie „Roadmap Speicher“ zur Ermittlung des Stromspeicherbedarfs kam zu dem Ergebnis, dass sich bei einem Ausbaugrad der EE in Deutschland von 88% (gemessen am Bruttostromverbrauch) ein reiner Stromspeicherbedarf von bis 20 GW in Abhängigkeit des betrachteten Ausbau-Szenarios ergibt. Die abgeregelte EE-Erzeugung bemisst sich dabei auf maximal 6,1 TWh, sofern keine Lastmanagementmaßnahmen ergriffen werden können und die EE-Leistung flexibler Biogas- und Solarthermie-Anlagen durch dargebotsabhängige PV-Anlagen ersetzt würde [24]. Durch den Einsatz von Lastmanagement, den stromorientierten Betrieb von regelbaren Erzeugungseinheiten und den Netzausbau lässt sich die Menge des abzuregelnden Stroms aus EE-Anlagen reduzieren.

In [28] werden für die Abschätzung der Stromüberschüsse aus EE für die Bundesländer Hamburg und Schleswig-Holstein die Annahmen zur EE-Erzeugung und Residuallast des Netzentwicklungsplans 2013 herangezogen. Wird kein weiterer Ausbau des Übertragungsnetzes für die betrachtete Region unterstellt, können sich im Extremfall Stromüberschüsse i.H.v. 2,7 TWh bis 2023 ergeben. Ein schneller voranschreitender EE-Ausbau erhöht die Menge der anfallenden Stromüberschüsse; erfolgreich durchgeführte Netzinfrstrukturmaßnahmen reduzieren die Menge entsprechend. Die Autoren weisen darauf hin, dass diese Extremfallbetrachtung durch weitere fundierte Analysen ergänzt werden sollte.

Eine Untersuchung im Auftrag der ChemCoast zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe hat einen Speicherbedarf aufgrund der Überschussstromerzeugung von einer bis sieben Terawattstunden für 2025 in Abhängigkeit der Szenario-Annahmen ermittelt. Betrachtet wurde die EE-Erzeugung (maßgeblich Windenergie) in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen und Niedersachsen. Sofern für die Berechnung der Überschussströme in 2025 das heutige Stromnetz angenommen wird (und damit kein weiterer Netzausbau und -umbau unterstellt wird, aber ein weiter zunehmender EE-Ausbau gemäß den Annahmen des Netzentwicklungsplans), ergibt sich die obere Grenze der Überschussstromerzeugung. Werden wiederum Startnetzmaßnahmen (Netzausbaumaßnahmen deren Notwendigkeit bereits heute gegeben ist) und Netzausbaumaßnahmen des Bundesbedarfsplans für die Abschätzung der Überschussstrommengen berücksichtigt, reduziert sich die Überschussstromerzeugung auf etwa eine Terawattstunde [40].

## 6 Bestandsaufnahme der Speichertechnologie-, Energieinfrastruktur- und Lastmanagementmaßnahmen und -projekte in der MRH

Mit Hilfe der Akteursbefragung im Rahmen der Studiererstellung ergänzt um eine Desktop-Recherche wurden bestehende oder in der Umsetzung befindliche Pilotprojekte von Flexibilitätsoptionen zur Integration von EE zusammengetragen. Tabelle 9 gibt einen Überblick über die in der MRH umgesetzten Flexibilitätsoptionen und damit einen Einblick über erste mögliche Anwendungsfälle und Geschäftsmodelle. Außerdem wird ersichtlich, welche der betrachteten Flexibilitätsoptionen aufgrund einer bereits einmalig oder mehrfach erfolgten Umsetzung marktfähiger sind als andere. Zusammengetragen wurden die Art der Flexibilitätsoption, der Betreiber sowie der Standort der Flexibilitätsoption.

Aktuelle Forschungsprojekte der Hochschulen der MRH (Stand 11/2014) sind in Kapitel 9 aufgeführt. Die Anzahl und Vielschichtigkeit der Forschungsprojekte zeigt, dass sich die Hochschulen bereits intensiv mit dem Thema „Integration von EE durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen“ bzw. mit einzelnen Technologien auseinandersetzen und hier Forschungsexpertise aufgebaut haben.

Tabelle 9 Übersicht aktueller oder geplanter Pilotprojekte zur Umsetzung von Flexibilitätsoptionen in der Metropolregion Hamburg<sup>25</sup>

Projektname/Art der Flexibilitätsoption	Betreiber	beteiligte Akteure	Inbetriebnahme-datum	Stadt/Ort	Kurzbeschreibung
<b>Pumpspeicherkraftwerk Geesthacht</b>	Vattenfall		1958	Geesthacht	<ul style="list-style-type: none"> <li>dient der Abdeckung des Strombedarfs zu Spitzenlastzeiten und als Notreserve bei Stromausfällen</li> <li>wichtigste Anlage für die Stabilität der Hamburger Stromversorgung</li> <li>Schwarzstartfähigkeit</li> </ul>
<b>Wärmespeicher</b>	E.ON Hanse Wärme GmbH		1996-2008	Hamburg-Bramfeld	<ul style="list-style-type: none"> <li>Heißwasser-Wärmespeicher mit 4.500 m<sup>3</sup></li> <li>bezieht Wärme aus Solarthermie-Anlagen</li> </ul>
<b>Wärmespeicher</b>	E.ON Hanse Wärme GmbH		2010	Hamburg-Bramfeld	<ul style="list-style-type: none"> <li>Heißwasser-Wärmespeicher mit 4.150 m<sup>3</sup></li> </ul>

<sup>25</sup> Die Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

					<ul style="list-style-type: none"> <li>• bezieht Wärme aus Solarthermie-Anlagen und KWK-Anlagen, wie Müllheizkraftwerk</li> </ul>
<b>Intelligente Zähler</b>	Vattenfall, Stromnetz Hamburg GmbH		2011	Hamburg HafenCity	<ul style="list-style-type: none"> <li>• &gt;650 Haushalte mit Smart Metern ausgestattet</li> </ul>
<b>Wasserstofftankstelle HafenCity/ Power-to-Gas</b>	Vattenfall, Shell		2011	Hamburg HafenCity	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasserstoff wird in der „Tankstelle“ durch Elektrolyse gewonnen --&gt; 50% Eigenproduktion, Rest durch Anlieferung</li> <li>• Fahrzeuge erreichen ähnliche Reichweite wie handelsübliche Pkw</li> <li>• Kapazität ausreichend für die Betankung von 20 Bussen oder 200 Pkw je Tag</li> </ul>
<b>Wasserstofftankstelle Cuxhavener Straße</b>	Total		2012	Hamburg-Neugraben	
<b>Wasserstofftankstelle Bramfelder Chaussee</b>	Shell	Air Products	2012		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tankstelle kann täglich 40 kg Wasserstoff abgeben</li> <li>• Wasserstoff wird gasförmig per Tankwagen von Dow Chemicals geliefert</li> <li>• Wasserstoff bei 700-1.000 bar verdichtet und in Hochdruckflaschen vorgehalten</li> <li>• Tankvorgang dauert 3 Minuten</li> </ul>
<b>Wärmespeicher</b>	Hamburg Energie GmbH		2013	Wilhelmsburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wärmespeicher mit 2.000 m<sup>3</sup> Speichervolumen</li> <li>• Wärme kommt aus biomethanbefeuerten BHKW, Solarthermie-Anlage sowie industriellen Abwärme eines nahen Industrieunternehmens</li> <li>• Prüfung der Nutzung als "Windspeicher"</li> </ul>
<b>Schweriner Batteriepark</b>	Wemag AG	Yunicos	2014	Schwerin	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausgleich kurzfristiger Netzschwankungen --&gt; kein Blackout bei Schwankungen</li> <li>• Netzfrequenz stabilisieren und Wind- und Sonnenstrom in das bestehende Netz integrieren</li> </ul>

					<ul style="list-style-type: none"> <li>• erster kommerzieller Batteriepark zusammengesetzt aus 25.600 Lithium-Manganoxid-Akkus</li> <li>• Garantie der Lithium-Ionen-Zellen für 20 Jahre von Samsung SDI</li> </ul>
<b>Erzeugung und Einspeisung Wasserstoff ins Gasnetz/ Power-to-Gas</b>	Hansewerk AG	Hydrogenics, Solivicore, DLR, Fraunhofer ISE	2014	Reitbrook	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PtG-Anlage in Reitbrook dient der Erforschung der Elektrolyseur-Technik (PEM Elektrolyse)</li> </ul>
<b>Reduzierung des Leistungspreises für den Strombezug der TUHH/Lastmanagement</b>	TUHH				<ul style="list-style-type: none"> <li>• durch Erhöhung der Eigenstromerzeugung bei Lastspitzen oder Verschiebung von Großversuchen mit hoher Leistungsaufnahme (Windkanal, Motorenprüfständer etc.) werden die Spitzenlasten des Strombezuges aus dem Versorgungsnetz reduziert und so ein niedriger Leistungspreis erzielt</li> </ul>
<b>Batteriespeicher</b>	Vattenfall, BMW			Hamburg, Dalmannkai	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Batterien aus stillgelegten Elektrofahrzeugen sollen als Speicher für EE dienen sowie zur Stabilisierung des Netzes</li> <li>• Nutzung zur Optimierung der Strombeschaffung bzw. Stromkosten</li> </ul>
<b>Batteriespeicher</b>	Vattenfall, BMW			Hamburg, Dalmannkai	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Batterien aus stillgelegten Elektrofahrzeugen sollen als Speicher für EE dienen sowie zur Stabilisierung des Netzes</li> </ul>
<b>Smart Power Hamburg, Teilprojekt 2: Liegen-schaften/ Lastmanagement</b>	Hamburg Energie GmbH, HAW Hamburg	Hamburg Be-hörde für Stadt-entwicklung und Umwelt, RWTH Aachen			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wärmespeicherpotential städtischer Infrastruktur (Hochbunker, Wärmenetze, Schwimmbäder) untersuchen</li> <li>• Zur Speicherung: 2.000 m<sup>3</sup> Wärmespeicher für Abwärme, Solarthermie</li> </ul>
<b>Wasserstofftankstelle Aluminiumstraße</b>	Total		2015	Hamburg-Finkenwerder	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tankstelle für 30-35 Pkw-Betankungen/Tag</li> <li>• Wasserstoff wird gasförmig per Tankwagen geliefert</li> </ul>

					<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wasserstoff bei 700-1.000 bar verdichtet und in Hochdruckflaschen vorgehalten</li> </ul>
<b>Innovationsprojekt WindGas/ Power-to-Gas</b>	E.ON Hanse	Hydrogenics GmbH, SolviCore GmbH, Hansestadt Hamburg, DLR, Fraunhofer ISE	2015	Reitbrook, Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stabilisierung des Stromnetzes</li> <li>• Aufbringung von Speichermöglichkeiten für den generierten Strom aus EE</li> <li>• Strom wird zu Wasserstoff transformiert, Energie in dieser Form kann vielseitig genutzt werden</li> </ul>
<b>Lastmanagement</b>	Hamburg Port Authority		2015	Hamburger Hafen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auf- und Ausbau eines Lastmanagementsystems sowie eines virtuellen Kraftwerks mit im Hafen ansässigen Betrieben</li> </ul>
<b>Lastmanagement</b>	Hamburg Port Authority		2015	Hamburger Hafen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bau einer festen Landstromanlage am Kreuzfahrtterminal Altona sowie die Pilotierung einer mobilen Stromversorgung für Kreuzfahrtschiffe und einer externen Stromversorgung für Containerschiffe</li> </ul>
<b>Alternativer Antrieb für Schiffe/ Brennstoffzelle</b>	Hamburg Port Authority		2015	Hamburger Hafen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umrüstung der Schiffsverkehre im Hafen von Hamburg auf Wasserstoff</li> <li>• Test eines Hybridschiffs mit Brennstoffzellenantrieb</li> </ul>
<b>Alternativer Antrieb für Güterverkehr/ Brennstoffzelle</b>	Hamburg Port Authority	Lkw-Hersteller, Forschungseinrichtungen	2015	Hamburger Hafen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prüfung der Nutzung von Brennstoffzellen-Lkw mit einer Nutzlast von bis zu 10 t</li> <li>• bis 2015 soll Eignungsprüfung abgeschlossen sein</li> </ul>
<b>Flottenaufbau E-Fahrzeuge für Hafenlogistik</b>	Hamburg Port Authority		2015	Hamburger Hafen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prüfung des Einsatzes batterieelektrischer bzw. wasserstoffbasierter Elektroantriebe für Terminalverkehr von Personentransport und Werkstattfahrzeugen</li> <li>• Aufbau einer entsprechenden Lade und Batteriewechselinfrastruktur</li> <li>• Prüfung der Erweiterung der Flotte der automatic guided vehicles (AGV) und van carrier (VC) um alternative Antriebe</li> </ul>

					<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ziel ist der Aufbau einer HPA-eigenen E-Mobilitätsflotte</li> <li>• Ferner Umrüstung weiterer hafentypischer Flotten und Flottenteile auf Elektroantriebe</li> </ul>
<b>Energieeffizienz und Smart Energy/ Batteriespeicher</b>	Hamburg Port Authority		2015	Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Untersuchung potentieller Energiespeicher im Hafensbereich --&gt; bis 2015 erste Ideen und Pilotprojekte</li> <li>• Einbindung der Speicher in Virtuelle Kraftwerke</li> </ul>
<b>Batteriespeicher am Kraftwerk Moorburg</b>	Vattenfall	BMW	2015	Moorburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nutzung von 2nd life Batterien aus BMW i3 und ActiveE</li> <li>• Lithium-Ionen-Akkumulator</li> <li>• Erbringung von Primärregelleistung</li> </ul>
<b>Elektrokessel und Wärmespeicher für Einspeisung ins Fernwärmenetz/ Power-to-Heat Anlage inkl. Wärmespeicher</b>	Vattenfall		2015	Heizkraftwerk Tiefstack	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PtH-Anlage soll Überschussstrom aus EE-Anlagen in Wärme umwandeln</li> <li>• Wärmespeicher hat ein Volumen von 20.000 m<sup>3</sup> und eine Speicherkapazität von 900 MWh</li> </ul>
<b>Innovationskraftwerk Wedel/ Power-to-Heat</b>	Vattenfall		2017/18	Hamburg, Wedel	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Möglichkeit der Speichernutzung zur Integration von Windstrom in das Wärmenetz</li> <li>• Speicher kann große Mengen an Energie in Form von Wärme speichern (vergleichbar mit der Energieproduktion eines größeren Windparks in 10 Stunden)</li> </ul>

## 7 Handlungsempfehlungen für Akteure der MRH

Aufbauend auf den Ergebnissen aus Kapitel 5, den durchgeführten Befragungen von Akteuren unterschiedlicher wirtschaftlicher und politischer Bereiche der Metropolregion Hamburg (schriftlich und telefonisch) sowie auf dem Workshop mit Hochschulen werden Handlungsempfehlungen zur thematischen Positionierung, zukünftigen Ausrichtung und Verbesserung der Rahmenbedingungen für die einzelnen Akteursgruppen abgeleitet.

In diesem Zusammenhang wird auch empfohlen, die Teilnahme an geeigneten Forschungsprogrammen zu prüfen. Aus aktuellem Anlass ist hier das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie –Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) zu erwähnen, das aktuell aufgelegt wurde und für zwei Modellregionen gesucht werden. Verfolgt wird das Ziel, Lösungen für die intelligente Energieversorgung der Zukunft zu entwickeln. Das Förderprogramm soll zeigen, wie intelligente Netze mit zeitweise bis zu 100% EE sichere und effiziente Energieversorgung gewährleisten können. Des Weiteren sind zentrale Themen die Systemintegration, Systemstabilität, Flexibilität, Versorgungssicherheit und energiewirtschaftliche Effizienz. Das Fördervolumen beläuft sich in Summe auf 80 Mio. €.

### 7.1 Industrie (Unternehmen, Technologie, Märkte, Dienstleistungen)

Flexibilitätsoptionen werden in der MRH bislang vereinzelt, d.h. von einigen wenigen Industrieunternehmen umgesetzt und genutzt. Abgesehen von der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt der Freien und Hansestadt Hamburg fehlt für die gesamte MRH bislang eine zentrale Anlaufstelle, die auf die Bedeutung von Flexibilitätsoptionen für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende, deren Möglichkeiten der Nutzung, die Geschäftsmodelle und damit verbunden auch den Vorteilen aufmerksam macht. Ebenfalls fehlt bislang ein Forum, in dem die (Pilot-)Projekte und Vorhaben in der gesamten Region zusammengetragen und veröffentlicht werden<sup>26</sup>.

Es wird empfohlen, einen Verband oder eine Einrichtung als zentrale Kommunikations- und Koordinationsplattform für die Themen Flexibilitätsoptionen, Flexibilisierung des Energiesystems und Integrationsmöglichkeiten einer zunehmenden EE-Erzeugung zu etablieren. Hier sollen die Aktivitäten in der MRH zusammengetragen werden und aktuelle Defizite abgebaut werden. Ziel sollte es sein, die Aktivitäten der unterschiedlichsten Unternehmen, Forschungseinrichtungen, der öffentlichen Hand und Politik zu verzahnen. Die beteiligten Unternehmen, Institute und Einrichtungen sollten so zusammengestellt sein, dass alle notwendigen fachlichen Themenbereiche abgedeckt sind.

Mit Bezug auf Industrie- und Gewerbeunternehmen sind Flexibilitätsoptionen in zweierlei Hinsicht relevant. Einerseits bieten sie für Unternehmen die Möglichkeit neue Absatzmärkte und neue Kunden mit ihren Produkten (den Flexibilitätsoptionen bzw. Technologien selbst)

---

<sup>26</sup> Idealerweise mit einem umfassenden Blick auf die Thematik, d.h. Beiträge von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen durch einen verstärkten stromgeführten Einsatz dieser Erzeugungsanlagen, Netzinfrastrukturmaßnahmen, Energiespeicher und Lastmanagementmaßnahmen, siehe Abbildung 2.

und Dienstleistungen (Übernahme der Vermarktung, Abrechnung, Wartung, etc.) zu erschließen. Andererseits können Unternehmen durch die direkte Nutzung und Betrieb bestimmter Flexibilitätsoptionen profitieren und Erlöse erwirtschaften oder Kosten reduzieren.

Zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele in den Sektoren Wärme und Verkehr können Flexibilitätsoptionen einen wichtigen Beitrag leisten. Gerade bei Ausbau der Elektromobilität (die Batteriespeicher und Brennstoffzellen umfasst) in Deutschland und der MRH sind für die betrachteten Flexibilitätsoptionen Kostendegressionen zu erwarten, die die breite kommerzielle Nutzung dieser Speichersysteme begünstigen und weitere Anwendungsbereiche kommerziell erschließbar werden lassen.

Um hier als Pionier und technologischer Vorreiter zu agieren, gilt es für Industrieunternehmen gleichermaßen, früh erste Erfahrungen zu sammeln und entsprechende Leistungen anzubieten. Die Markterschließung braucht dabei nicht zwangsläufig durch ein Unternehmen alleine erfolgen. Durch den Zusammenschluss sich ergänzender Unternehmen kann bspw. die Erzeugung und Abnahme von Wasserstoff als Rohstoff für die chemische Industrie oder als Treibstoff für den Verkehrssektor gesichert werden. Dies trägt dazu bei, heute noch bestehende Marktrisiken zu reduzieren und innovativen Zukunftslösungen zu erproben. Insbesondere eine gemeinsame Nutzung von Flexibilitätsoptionen bzw. deren Produkte durch eine gegenseitig nutzenstiftende Versorgung oder einer Umstellung der Energieträger kann innerhalb eines neu gegründeten Verbandes entwickelt und organisiert werden.

So ist Power-to-Gas eine vielversprechende Flexibilitätsoption für die MRH. Neben der Möglichkeit der (begrenzten) Einspeisung des Gases in das Erdgasnetz ist vor allem die Nutzung des Wasserstoffs im Verkehrssektor interessant. Die Hochbahn Hamburg plant in diesem Kontext einen umfangreichen Testlauf von Brennstoffzellenantrieben für Busse und damit die Nutzung von Wasserstoff. Ab 2020 sollen dann ausschließlich emissionsfreie Busse beschafft werden. Darüber hinaus bietet sich bspw. auch die Infrastruktur am Hamburger Hafen für die Umstellung an. Die Möglichkeiten der Umstellung in weiteren Bereichen, z.B. der Luftfahrtindustrie, sind zu prüfen.

## **7.2 Energieerzeuger, Energievertriebe und Netzbetreiber**

Energieversorgungsunternehmen können zu Wegbereitern von Flexibilitätsoptionen werden, indem sie innovative Konzepte zur Flexibilisierung des Energiesystems weiter erproben und umsetzen. Bereits heute haben Energieerzeuger die Möglichkeit durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen ihre Vermarktungserlöse im Rahmen der Direktvermarktung von Strom aus EE-Anlagen (Marktprämienmodell) zu erhöhen. Künftige Anpassungen im Vergütungsregime für EE-Anlagen (bspw. durch die Ausweitung der unvergüteten Ausfallarbeit von EE-Anlagen auf bspw. 5% der Jahresarbeit oder die zunehmende Abregelung von direktvermarkteten EE-Anlagen bei stark negativen Preisen) können zudem die Anreize für Anlagenbetreiber verstärken. Durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen ließen sich weitere Vermarktungswege für den erzeugten regenerativen Strom erschließen.

Für EE-Anlagenbetreiber können zukünftig beispielsweise Batteriespeicher<sup>27</sup> eine Möglichkeit zur Zwischenspeicherung von erzeugtem Strom aus EE darstellen. So wurde in 2014 ein Windpark in Schleswig-Holstein mit einem Hybridsystem aus einer Lithium-Ionen- und Redox-Flow-Batterie ausgestattet, um in Zeiten niedriger oder negativer Strompreise oder bei Netzüberlast den erzeugten Strom zu speichern und eine Abregelung des Windparks zu vermeiden<sup>28</sup>.

Energievertrieben oder Stromlieferanten eröffnet die verpflichtende Einführung von Smart Metern bei Stromabnehmern mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh die Möglichkeit, vermehrt last- oder zeitvariable Tarife einzuführen<sup>29</sup>. So lassen sich günstig am Stromhandelsmarkt zu beschaffende Strommengen auch günstig an die Verbraucher weitergeben. Werden darüber hinaus Hemmnisse bei den regulatorischen Rahmenbedingungen und der Strompreisgestaltung<sup>30</sup> abgebaut, steigen die Anreize für Verbraucher zur Lastflexibilisierung. Energievertriebe können damit einen großen Beitrag zur Erschließung von verbrauchsseitigen Flexibilitäten leisten.

Für Stromnetzbetreiber stellt die Sicherstellung der Versorgungssicherheit eine zentrale Aufgabe dar. Auch hier können Flexibilitätsoptionen durch die Erbringung von Systemdienstleistungen genutzt werden, um regionale Netzstabilität zu gewährleisten. Bei einer entsprechenden Weiterentwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen, wie es bspw. der VDE oder bne vorschlägt, könnte Netzbetreibern der Einkauf von Systemdienstleistungen im Rahmen eines wettbewerblichen Systems (sog. regionaler Flexibilitätsmärkte) ermöglicht werden [25, 26]. Eine solche Möglichkeit hätte darüber hinaus den Vorteil, dass hierdurch die Geschäftsmöglichkeiten für den Betreiber einer Flexibilitätsoption erweitert werden, mit der Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoption zu erhöhen.

### 7.3 Wissenschaft und Hochschulen

Für die Hochschulen der MRH bietet die angewandte bzw. anwendungsbezogene Forschung in den Bereichen Speichertechnologien, Energieinfrastrukturen und Lastmanagement sehr große Entwicklungschancen. Aufgrund der angesiedelten Unternehmen und ersten gemeinsam initiierten Forschungsprojekten ergaben sich bereits in der Vergangenheit Kooperationsmöglichkeiten, die künftig weiter ausgebaut werden sollten (siehe auch Forschungsprojekte der Hochschulen der MRH in Kapitel 9.2).

Ein weiterer Vorteil ist, dass die Umfeldbedingungen der MRH bereits heute sehr gut die künftigen energiewirtschaftlichen Herausforderungen der Integration einer wachsenden EE-Erzeugung in Deutschland abbilden. Die Region durchläuft damit eine Entwicklungsphase, die mit einigen Jahren (oder Jahrzehnten) Verzögerung auch auf andere Regionen in

---

<sup>27</sup> Insbesondere wenn sich die Kostendegression so einstellen, wie von verschiedenen öffentlichen und privaten Institutionen prognostiziert.

<sup>28</sup> Siehe: <http://www.bosch-presse.de/presseforum/details.htm?txtID=6818&>

<sup>29</sup> Auch bei vielen bereits heute leistungsgemessenen Kunden bestehen heute Stromlieferverträge, die nicht zeitvariabel abgerechnet werden.

<sup>30</sup> wie bspw. die Bemessungsgrundlagen der Netzentgelte oder die Dynamisierung von Strompreisbestandteilen und Kopplung an den Strombörsenpreis

Deutschland zukommen wird. Diese positiven Standortbedingungen sollten genutzt werden, um Lösungsstrategien durch den Einsatz der verschiedenen Flexibilitätsoptionen zu erarbeiten. Ein forschungsübergreifender Zusammenschluss der Hochschulen der MRH bietet die Möglichkeit, ein wissenschaftliches Exzellenzcluster zu diesem Themenschwerpunkt aufzubauen. Zu beantwortende Fragestellungen wären beispielhaft, wie Situationen mit hoher negativer Residuallast bei begrenztem Netzausbau (in Verteiler- und Übertragungsnetzen) sinnvoll gemanagt werden können, welche Flexibilitätsoptionen wann in welcher Größenordnung benötigt werden, welche Möglichkeiten der lokalen Integration des regenerativ erzeugten Stromes sich in bestimmten Strukturregionen ergeben, wie die Versorgungssicherheit bei einer 100%igen Stromversorgung aus EE sichergestellt werden kann oder wie die (intelligenten) Stromnetze der Zukunft beschaffen sein müssen.

Ein weiteres Forschungsfeld könnte auch die Entwicklung von wirtschaftlich tragfähigen Konzepten zur Erhöhung der Grundlastfähigkeit bzw. Reduktion der Dargebotsabhängigkeit von EE-Anlagen darstellen (wie bspw. die Kopplung von Windparks mit Batteriespeichern). Aber auch die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) – als zentrale Voraussetzung für die Nutzbarmachung von Flexibilitätsoptionen – kann als Themenfeld durch die Hochschulen bzw. Forschungseinrichtungen gemeinsam mit Unternehmen weiterentwickelt werden. Hierzu finden bereits Projekte statt, wie das Forschungsprojekt „Smart Power Hamburg“ zeigt. Gerade der Gewährleistung der Datensicherheit kommt bei einer zunehmenden Vernetzung hohe Bedeutung zu und stellt auch weiterhin ein Thema für weitere Forschungsprojekte dar. Benötigt werden perspektivisch auch Erkenntnisse über die Möglichkeiten einer wirtschaftlichen Vernetzung vieler kleinteiliger Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten.

Im Bereich der Elektrolyse bietet die Weiterentwicklung der PEM-Elektrolyse<sup>31</sup> einen weiteren zukunftsrelevanten Forschungsbereich. Ein zentrales Ziel der Forschungstätigkeit sollte in der Flexibilisierung der Anlagenfahrweise und einer Erhöhung der Anlagenleistung bis in den dreistelligen Leistungsbereich liegen. Zudem kann die Wasserstoffelektrolyse bzw. die grundsätzliche Nutzung von Wasserstoff als Energieträger zukünftig eine größere Rolle einnehmen. Die Erschließung dieses Entwicklungspotentials kann für die Hansestadt Hamburg und Teile der Metropolregion eine hohe klimapolitische Bedeutsamkeit erlangen.

Die Hochschulen der MRH ergänzen sich bereits heute in ihren Forschungsprofilen und -schwerpunkten sehr gut. Eine ganzheitliche Betrachtung der verschiedenen Forschungsschwerpunkte ist dadurch möglich und die Gefahr des Wettbewerbs um Forschungsaufträgen sehr gering. Verschiedene erfolgreich durchgeführte Projekte wie bspw. die Klärung juristischer Fragestellungen durch die Leuphana Universität Lüneburg, die Erforschung von Netzfragen durch die Hochschule Westküste und die Batterieforschung an der Universität Hamburg belegen dies beispielhaft. Ziel könnte damit auch die Bildung eines bundeslandübergreifenden „Hochschulclusters“ darstellen, um die oben angeführten Forschungsprofile der Hochschulen sichtbarer zu machen. Der (bereits bestehende) Forschungsverbund der

---

<sup>31</sup> Die Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse) zeichnet sich gegenüber der alkalischen Elektrolyse durch geringere Einschränkungen im Teillastbereich auf und kann schneller auf Laständerungen reagieren. Allerdings ist die Technologie bislang erst für kleine Leistungsbereiche entwickelt.

Hochschulen der Hansestadt Hamburg könnte über die Landesgrenzen auf die übrigen Hochschulen in Lübeck, Lüneburg und Westküste ausgeweitet werden.

## 7.4 Politik und Regulation

Vertreter aus Energiewirtschaft und Industrie haben im Rahmen der Akteursbefragung angegeben, dass Flexibilitätsoptionen keinen Selbstzweck darstellen und nicht in größeren Umfang errichtet werden, sofern es nicht zu einer Anpassung der regulatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen kommt. Die Schaffung eines „Flexibilitäts- oder Speicherrechts“ zur Förderung dieser Technologien wird von den Vertretern gegenwärtig nicht als notwendig gesehen. Stattdessen ist anzustreben, die Vielzahl der Ausnahmen und Besonderheiten in den gesetzlichen Regelungen einzelner Flexibilitätsoptionen abzubauen und die Regulation einfacher zu gestalten. Ebenso würde dieser Schritt dabei helfen, die Privilegierungen einzelner Technologien zu reduzieren und eventuelle Vorfestlegungen auf einzelne Technologien zu vermeiden. So kann allen Flexibilitätsoptionen gleiche Entwicklungschancen eingeräumt werden.

Die Versorgungssicherheit und Netzstabilität stellen hohe Güter für einen Wirtschaftsstandort dar. Vertreter von Industrieunternehmen, die sensible Produktionsprozesse und Anlagentechnik betreiben und nur geringe Netzschwankungen tolerieren, blicken kritisch auf die zunehmende fluktuierende Stromerzeugung aus EE-Anlagen in der MRH. Die Schaffung von Möglichkeiten, mit Flexibilitätsoptionen auch Systemdienstleistungen zu erbringen, würde einen weiteren Beitrag in Richtung eines wirtschaftlichen Betriebs von Flexibilitätsoptionen leisten. Die Schaffung regionaler oder lokaler Flexibilitätsmärkte, wie es VDE und bne vorschlagen [25, 26], könnte eine Möglichkeit der Umsetzung eines wettbewerblichen Marktes für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Flexibilitätsoptionen darstellen.

Vielfach gefordert wird auch eine zunehmende Nutzung von Erneuerbaren Energien im Wärme- und Verkehrssektor, auch aufgrund des hohen Verbrauchs in diesen Sektoren<sup>32</sup>. Die Erfolge im Ausbau der EE konzentrieren sich bislang auf die Stromerzeugung. Durch die zunehmende Nutzung von sektorübergreifenden Flexibilitätsoptionen können auch in den Sektoren Wärme und Verkehr die Beiträge zum Klimaschutz gesteigert werden. Der Einsatz von Power-to-Heat in Nah- und Fernwärmenetzen bietet große Potentiale.

Insbesondere in Bezug auf die Rolle des Energieträgers Wasserstoff für die MRH sollte die Politik weiter die Nutzungsmöglichkeiten prüfen. Durch die Schaffung zusätzlicher Anreize zum Infrastrukturausbau (bspw. Ausbau von öffentlichen Wasserstofftankstellen, Ladesäulen für batterieelektrische Personen- und Nutzfahrzeuge) lassen sich durch die Politik erste Weichen stellen, die eine sektorübergreifende Nutzung von EE durch Flexibilitätsoptionen fördern.

---

<sup>32</sup> Strom macht nur etwa 20% des Endenergieverbrauchs aus, vergleiche: <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/anteile-der-energieformen-strom-waerme-kraftstoffe>

## 8 Fazit

Flexibilität hat im heutigen Energiemarktdesign nur einen geringen Wert. Mit einem weiter voranschreitenden Zubau von EE-Anlagen (maßgeblich Wind und PV) und einer steigenden Dargebotsabhängigkeit der Energiebereitstellung bekommt Flexibilität einen zunehmend höheren Stellenwert. Zukünftig wird der Erfolg des Ausbaus der erneuerbaren Energien neben dem Netzausbau an die zunehmende Flexibilisierung des Strom- und gesamten Energiesystems gekoppelt sein. Flexibilitätsoptionen können eine zentrale Rolle einnehmen, um an der Integration der EE mitzuwirken.

Die in der Studie näher betrachteten Flexibilitätsoptionen könnten einen Beitrag leisten, die Abregelung regenerativer Erzeugung aufgrund lokaler Netzengpässe zu vermindern. Perspektivisch werden Flexibilitätsoptionen notwendig sein, um ab einem EE-Anteil von 60% an der Bruttostromerzeugung den weiteren EE-Ausbau sinnvoll zu ermöglichen. Tabelle 10 fasst die Potentiale der betrachteten Flexibilitätsoptionen mit Bezug auf Gesamtdeutschland zusammen.

Tabelle 10 Übersicht Potentialabschätzung und technische Eigenschaften von Flexibilitätsoptionen

	technisches Potenzial <sup>33</sup> für Deutschland	Dauer	Schnelligkeit in %/min	Bemerkungen
<b>Speicher</b>				
<b>Batteriespeicher</b>	sehr hoch	Stunden bis Tage	100%	teure Option, hohes Entwicklungs- und Kostensenkungspotenzial
<b>Power-to-Gas (SNG/H<sub>2</sub>)</b>	sehr hoch	Wochen bis Monate	nicht relevant	aus heutiger Sicht einzige Langfristspeicheroption mit ausreichendem Potenzial, niedriger Wirkungsgrad (Strom zu Strom 30-45%), früherer Einsatz für Gaserzeugung für Verkehr
<b>Pumpspeicher (Deutschland)</b>	ca. 8 GW und 136 GWh bis 2030; langfristig bis zu 290 GWh	Stunden bis Tage	50-100%	geringe Energiedichte, einzige bewährte und kostengünstige Speichertechnologie, technisch auch als Langzeitspeicher geeignet, kein ausreichendes Potenzial
<b>Druckluftspeicher</b>	beliebig, langfristig bis zu 23 TWh	Stunden bis Tage	20%	adiabate CAES (Wirkungsgrad ca. 60-70%) noch in der Entwicklungsphase, rel. kostengünstig, weniger effizient und teurer als Pumpspeicher

<sup>33</sup> Angegeben sind die technischen Leistungs- und Speicherkapazitätspotentiale. Ist das Potenzial positiv, bedeutet es die Bereitstellung zusätzlicher Erzeugungsleistung bzw. die Abschaltung von Lasten. Ist das Potenzial negativ, bedeutet es die Abschaltung von Erzeugungsleistung bzw. die Zuschaltung von Lasten.

Lastmanagement				
<b>Überschussstrom zu Wärme</b>	mehr als -10 GW; kurzfristig	sehr hoch	20-100%	nur negative Leistung, abhängig vom Wärmebedarf
<b>Lastmanagement Industrie/GHD</b>	+2/-0,7 GW; +0,5/-4,4 GW; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	20-100%	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial; höheres Potenzial für Abschaltungen im Minutenbereich bzw. zu hohen Kosten
<b>Lastmanagement Haushalte</b>	ca. +0,6 GW / - 2,3 GW bis 2030	einige Stunden	100%	(ohne Wärmepumpen)
<b>Lastmanagement Haushalte – elektrische Wärmepumpen</b>	max. +0,45 GW (Winter) / -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	100%	Dauer mit Wärmespeicher auch länger

Die Kostenanalyse in Kapitel 5 hat aber gezeigt, dass Flexibilitätsoptionen, die allein zur Vermeidung von Ausfallarbeit von EE-Anlagen errichtet und betrieben werden, im heutigen Marktdesign nicht wirtschaftlich sind.

Es stellt sich damit die Frage, welche weiteren Einsatzmöglichkeiten und Geschäftsmodelle durch Flexibilitätsoptionen erschlossen werden können und welche ökonomische wie ökologische Vorteile diese bewirken. Des Weiteren sind Maßnahmen zu ergreifen, die die Weiterentwicklung der Speichertechnologien fördern, um Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen. Hinsichtlich der Lastverschiebungspotenziale sind Pilotprojekte durchzuführen, um Erfahrungen mit diesen Modellen zu sammeln.

Mittelfristig ist auch die Anpassung des regulatorischen Rahmens anzustreben. Betroffen sind hier die Regelungen zur Entschädigungszahlung für einen EE-Anlagenbetreiber im Falle einer Abregelung durch Netzengpässe (§ 15 EEG 2014). Diese Regelung erhöht den wirtschaftlichen Druck auf Speichertechnologien, da die Erlöse aus dem Speichervorgang die Einspeisevergütungen nach dem EEG mindestens kompensieren müssen. Je nach Standort, Netzanschluss und Flexibilitätsoption kann sowohl die Netzentnahme des Ladestromes als auch die wiedereingespeiste Strommenge mit Abgaben, Umlagen und Entgelten belastet werden. Dieser Umstand trägt ebenfalls zu hohen Speicherkosten bei. Grundsätzlich bleiben aktuell die Zugangsmöglichkeiten für Betreiber von Flexibilitätsanlagen zu kostengünstigem erneuerbaren Strom stark beschränkt. Eine Absenkung der vergüteten Abregelungsmenge um weitere 4%-Punkte, wie aktuell von einigen Marktakteuren gefordert, würde den Anreiz für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen erhöhen.

Die Dynamisierung der Strompreisbestandteile in Abhängigkeit des Strombörsenpreises könnte, wie auch im Grünbuch des BMWi vorgeschlagen, eine Möglichkeit darstellen, die wirtschaftlichen Anreize zum Bau und zur Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen zu stärken. Zeiten mit negativen oder geringen Strombörsenpreisen könnten genutzt werden, um eine Flexibilitätsoption einzusetzen und so die Stromnachfrage bzw. Last zu erhöhen. Heute erhöhen die Abgaben, Umlagen und Entgelte auf den Strombörsenpreis die Beschaffungskosten, so dass auch in Zeiten geringer Strombörsenpreise der Stromeinkauf mit hohen Kosten

verbunden ist, was den wirtschaftlichen Einsatz von Flexibilitätsoptionen weiter reduziert. Darüber hinaus sind die Marktpreisschwankungen im Verhältnis zu den fixen Bestandteilen des Strompreises so gering, dass eine Steuerungswirkung in vielen Fällen nicht gegeben ist.

Kurz- bis mittelfristig wird ein Potential für Lastmanagement, Power-to-Heat und kleinere Speicheranwendungen zur Optimierung des Eigenverbrauchs gesehen. Die Einsatzmöglichkeiten konzentrieren sich mit dem Lastmanagement und Power-to-Heat auf Einsätze von wenigen Minuten bis wenigen Stunden. Langfristig wächst zunehmend das Potential für Power-to-Gas Anwendungen und die Elektrolyse von überschüssigem EE-Strom. Mit der Nutzung dieser Technologie stünde auch eine Langzeitspeicheroption zur Verfügung. Die Möglichkeit mit dieser Technologie die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr anzukoppeln, birgt darüber hinaus weitere wirtschaftliche und ökologische Potentiale, wie die Nutzungsmöglichkeiten von Wasserstoff in Brennstoffzellen als Antriebstechnologie oder KWK-Anlage zeigen.

Folgende Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen sollten weiter verfolgt werden:

- Die Erschließung der Lastmanagementpotentiale im Bereich der Industrie und GDH sollte weiter vorangetrieben werden, um hier weitere Erfahrungen zu sammeln
- Die Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten von Energiespeichern und Flexibilitätsoptionen sollte weiter intensiviert werden, um den technologischen Reifegrad zu erhöhen und Kostendegressionen zu ermöglichen
- Die Teilnahme an geeigneten Forschungsprogrammen ist weiterzuverfolgen. Ein Beispiel hierfür ist das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG)
- Es ist darauf hinzuwirken, dass der regulatorische Rahmen hinsichtlich der Wirkung auf die sinnvolle Nutzung von Flexibilitätsoptionen bzw. die Bereitstellung von Flexibilität (StromNEV, Regelungen zu Abgaben, Umlagen und Entgelte) weiterentwickelt wird

Für die Zukunft wird ein Mix aus verschiedenen Flexibilitätsoptionen mit unterschiedlichen Systemgrößen aus Speicherkapazität und -leistung erwartet. Es ist nicht davon auszugehen, dass eine Flexibilitätsoption, alle „Probleme“ lösen wird und die Integrationsaufgabe für sämtlichen EE-Strom leisten kann. Die Vielfalt der Maßnahmen bewirkt auch, dass unterschiedliche Systemdienstleistungen in unterschiedlicher Qualität und Umfang bereitgestellt werden.

Außer Frage steht, dass mit Blick auf die Kosten des Gesamtsystems der Netzausbau und -ausbau unverzichtbar bleibt und in vielen Fällen die vorrangige Maßnahme darstellt. Flexibilisierungsmaßnahmen flankieren den EE-Ausbau und können zusätzlich bei fehlendem Netzausbau Kompensation leisten.

Darüber hinaus ist auch darauf hinzuweisen, dass auch bei den Erzeugungsanlagen Flexibilisierungspotenziale bestehen, dieses Segment aber nicht Gegenstand der Untersuchung in dieser Studie ist. Zu nennen sind hier vorrangig die Einführung der stromorientierten Fahrweise der Anlagen, die heute nach anderen Kriterien betrieben werden (industrielle „Must-run-Anlagen“, Eigenerzeugungsanlagen, kleine KWK-Anlagen). Eine Umstellung der Betriebsweise würde einen weiteren Beitrag zur Integration von EE leisten und die potentiell abzuregelnde Stromerzeugung aus EE-Anlagen weiter reduzieren.

## 9 Anhang

### 9.1 Fragebogen an ausgewählte Clustermitglieder

Netzberatung  
Managementberatung  
Marktberatung

**Batteriespeicher-Projekte**

Batteriespeicherprojekte umfassen Projekte mit verschiedenen Speichertechnologien und damit verschiedenen Anwendungsbereichen, die folglich auch aus unterschiedlichen Perspektiven der Marktteilnehmer einsetzbar sind. Auch der Batteriespeichereinsatz im Rahmen der **Elektromobilität** wird in diesem Tabellenblatt erfragt.

Bitte beantworten Sie die Fragen 1. bis 6. unabhängig des Umstandes, ob Sie bereits ein Batteriespeicher-Projekt realisiert haben oder nahe der Inbetriebnahme eines Batteriespeichers sind:

1. Was müsste sich (an den Rahmenbedingungen) ändern, damit Sie ein Batteriespeicher-Projekt umsetzen würden?
2. Welche Marktregeln bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen hindern Sie derzeit an der Installation eines Batteriespeichers?
3. Wie sehen Sie die Notwendigkeit zur Umsetzung von Batteriespeichern bis 2030 bei einem weiter steigenden Ausbau der erneuerbaren Energien in der MRH?
4. Welche Hemmnisse bestehen aus Ihrer Sicht heute für den Bau und die Nutzung von Batteriespeichern?
5. Bietet die Metropolregion Hamburg für Sie gute Umfeldbedingungen für die Installation und Nutzung von Batteriespeichern? Was ließe sich Ihrer Meinung nach verbessern?
6. Wie werden sich Ihrer Meinung nach die Anreizstrukturen für die Installation und den Betrieb von Batteriespeichern im Zeitablauf bis 2030 verändern? Welche neuen Anreize zur Installation von Batteriespeichern sehen Sie am Horizont?
7. Nutzen Sie aktuell Batteriespeicher oder planen Sie den Einsatz von Batteriespeichern?
8. Wieviele Batteriespeicher-Projekte planen oder nutzen Sie bereits?

**Projekt 1**

I. Welche Motivation lag oder liegt der Projektrealisation zugrunde?	Freitext z.B. Förderung, Kostensenkung, Erlöse aus Vermarktung, Autarkie, Anpassung an künftige Gegebenheiten, etc.
II. In welchem Jahr erfolgte die Inbetriebnahme oder ist die Inbetriebnahme geplant?	z.B. 2014
III. Wo befindet sich der Standort des Batteriespeichers?	Straße, Hausnummer, Ort, PLZ
IV. Welche Technologie nutzen Sie?	Auswahl
V. Warum haben Sie sich für diese Technologie entschieden?	Freitext nähere Beschreibung zur Technologiewahl (z.B. technische Ausgereiftheit, Zyklusfestigkeit, Kosten,...)
VI. Welchen (kommerziellen) Stand hat das Projekt?	Auswahl
VII. Über welche Kapazität (Speichervolumen) in MWh verfügt Ihr Batteriespeicher bzw. wird dieser verfügen?	
VIII. Welche Leistung (Ein- und Ausspeicherleistung) in MW hat Ihr Batteriespeicher bzw. wird dieser haben?	
IX. Welches Geschäftsmodell (Nutzungszweck) liegt der Batteriespeichernutzung zugrunde?	Auswahl
X. Können Sie das Geschäftsmodell näher beschreiben?	Freitext nähere Beschreibung des Nutzungszwecks bzw. Geschäftsmodells
XI. Welches "Einsatzsignal" besteht für Nutzung? Nach welchem Kriterium kommt der Speicher zum Einsatz?	Auswahl
XII. Bestehen weitere "Einsatzsignale" nach denen der Speichereinsatz gesteuert wird?	Freitext
XIII. Wurde die Realisierung des Batteriespeicher-Projekts gefördert? (bspw. durch Land oder Bund)	Auswahl
XIV. Können Sie die Größenordnung der Projektkosten (inkl. Förderung) in € angeben?	bspw. zwischen 50.000-100.000 €
XV. Hier haben Sie die Möglichkeit, Ergänzungen in eigener Sache vorzunehmen:	Freitext

Abbildung 13 Fragenteil zu stationären und mobilen Batteriespeichern an ausgewählte Clustermitglieder

### Lastmanagement-Maßnahmen

Lastmanagementmaßnahmen betreffen Maßnahmen zur Lastverschiebung, Lastabsenkung oder Lasterhöhung. Die Beweggründe für den Einsatz können sehr vielfältig sein.

Bitte beantworten Sie die Fragen 1. bis 7. unabhängig des Umstandes, ob Sie bereits Lastmanagement-Maßnahmen vornehmen oder nahe der Bereitstellung Ihres Lastmanagement-Potentials sind:

1. Was müsste sich (an den Rahmenbedingungen) ändern, damit Sie Lastmanagement-Maßnahmen in Ihrem Unternehmen umsetzen würden?

Freitext

2. Welche Marktregeln bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen hindern Sie derzeit an der Nutzung Ihres Lastverschiebepotentials?

Freitext

3. Wie sehen Sie die Notwendigkeit zur Umsetzung von Lastmanagement-Maßnahmen bis 2030 bei einem weiter steigenden Ausbau der erneuerbaren Energien in der MRH?

Freitext

4. Was sind aus Ihrer Sicht die Hemmnisse für die Nutzbarmachung Ihres Lastverschiebepotentials?

Auswahl

5. Welche Hemmnisse bestehen darüber hinaus heute zur Nutzung und Nutzbarmachung des Lastverschiebepotentials in Unternehmen?

Freitext

6. Bietet die Metropolregion Hamburg für Sie gute Umfeldbedingungen für die Umsetzung von Lastmanagementmaßnahmen? Was ließe sich Ihrer Meinung nach verbessern?

Freitext

7. Wie werden sich Ihrer Meinung nach die Anreizstrukturen für die Nutzbarmachung von Lastmanagement-Maßnahmen im Zeitablauf bis 2030 verändern? Welche neuen Anreize zur Nutzbarmachung von Lastmanagement-Maßnahmen sehen Sie am Horizont?

Freitext

8. Nutzen Sie Möglichkeiten des Lastmanagements in Ihrem Unternehmen?

ja

9. Wieviele Lastmanagement-Maßnahmen planen Sie umzusetzen oder haben Sie bereits umgesetzt?

1

#### Projekt 1

I. Welche Motivation lag oder liegt der Nutzung des eigenen Lastverschiebepotentials zugrunde?

Freitext

II. Wo befindet sich der Standort des betrachteten Industrieunternehmens?

Straße, Hausnummer, Ort, PLZ

III. In welchem Jahr erfolgte die Inbetriebnahme oder ist die Inbetriebnahme geplant?

z.B. 2014

IV. Welchen (kommerziellen) Stand hat das Projekt?

Auswahl

V. Welches Geschäftsmodell (Nutzungszweck) liegt

Auswahl

VI. Können Sie das Geschäftsmodell näher beschreiben?

Freitext  
nähere Beschreibung des Nutzungszwecks bzw. Geschäftsmodells

VII. Welches "Einsatzsignal" besteht für Nutzung? Nach welchem Kriterium werden die Lastmanagement-Maßnahmen eingesetzt?

Auswahl

VIII. Bestehen weitere "Einsatzsignale" nach denen die Lastmanagement-Maßnahmen gesteuert werden?

Freitext

IX. Wie hoch sind in etwa die Bereitstellungskosten für

z.B. 30 €/MWh

X. Hier haben Sie die Möglichkeit Ergänzungen in eigener Sache vorzunehmen:

Freitext

Abbildung 14 Fragenteil zu Lastmanagementmaßnahmen an ausgewählte Clustermittglieder

### Projekte Power-to-Heat

Tragen Sie hier bitte Power-to-Heat Projekte mit unterschiedlichster Ausrichtung ein: Zur Einspeisung in das Fernwärmenetz, Wärmepumpenprojekte, etc.

Bitte beantworten Sie die Fragen 1. bis 7. unabhängig des Umstandes, ob Sie bereits ein Power-to-Heat Projekt realisiert haben oder nahe der Nutzung eines Power-to-Heat Projektes sind:

1. Was müsste sich (an den Rahmenbedingungen) ändern, damit Sie Power-to-Heat Projekte umsetzen würden?

Freitext

2. Welche Marktregeln bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen hindern Sie derzeit an der Umsetzung von Power-to-Heat Projekten?

Freitext

3. Wie sehen Sie die Notwendigkeit zur Nutzung von Power-to-Heat Projekten bis 2030 bei einem weiter steigenden Ausbau der Erneuerbaren Energien in der MRH?

Freitext

4. Was sind aus Ihrer Sicht die Hemmnisse für die Umsetzung von Power-to-Heat Projekten?

Auswahl

5. Welche Hemmnisse bestehen darüber hinaus heute zur Errichtung und Nutzung von Power-to-Heat Anlagen?

Freitext

6. Bietet die Metropolregion Hamburg für Sie gute Umfeldbedingungen für die Umsetzung von Power-to-Heat Projekten? Was ließe sich Ihrer Meinung nach verbessern?

Freitext

7. Wie werden sich Ihrer Meinung nach die Anreizstrukturen für die Nutzung von Power-to-Heat Anlagen im Zeitablauf bis 2030 verändern? Welche neuen Anreize zur Nutzung von Power-to-Heat Anlagen sehen Sie am Horizont?

Freitext

8. Betreiben Sie Power-to-Heat-Projekte oder planen Sie ein solches?

ja

9. Wieviele Power-to-Heat Projekte planen Sie umzusetzen oder haben Sie bereits umgesetzt?

1

#### Projekt 1

I. In welchem Jahr erfolgte die Inbetriebnahme oder ist die Inbetriebnahme geplant?

z.B. 2014

II. Welcher Typus von Power-to-Heat Projekt liegt bei

Eigenerzeugung

III. Wo befindet sich der Standort der Anlage?

Straße, Hausnummer, Ort, PLZ

IV. Welchen (kommerziellen) Stand hat das Projekt?

Auswahl

V. Können Sie das technische Nutzungskonzept näher beschreiben?

Freitext  
nähere Beschreibung des technischen Nutzungskonzepts

VI. Welches Geschäftsmodell (Nutzungszweck) liegt der

Auswahl

VII. Können Sie das Geschäftsmodell näher beschreiben?

Freitext  
nähere Beschreibung des Nutzungszwecks bzw. Geschäftsmodells

VIII. Welches "Einsatzsignal" besteht für Nutzung? Nach

Auswahl

IX. Bestehen weitere "Einsatzsignale" nach denen die Wärmeerzeugung gesteuert wird?

Freitext

X. Welche Kapazität (Speichervolumen) in MWh hat die

Freitext

XI. Über welche Leistung (Ein- und Ausspeiseleistung) in

Freitext

XII. Welche Motivation lag oder liegt der Projektrealisation zugrunde?

Freitext  
z.B. Förderung, Kostensenkung, Erlöse aus Vermarktung, Autarkie, Anpassung an künftige Gegebenheiten, etc.

XIII. Wie hoch sind in etwa die spezifischen Vollkosten in

Freitext

XIV. Hier haben Sie die Möglichkeit Ergänzungen in eigener Sache vorzunehmen:

Freitext

Abbildung 15 Fragenteil zu (gewerblichen und privaten) Power-to-Heat Projekten ggf. mit Wärmespeichern an ausgewählte Clustermitglieder

### Projekte Power-to-Gas

Tragen Sie hier bitte Power-to-Gas Projekte mit unterschiedlichster Ausrichtung ein: Herstellung von Prozessgas (Elektrolyse), Weiterverarbeitung durch Methanisierung mit Verwendung in GuD-Anlagen oder zur Einspeisung in das Erdgasnetz, etc.

Bitte beantworten Sie die Fragen 1. bis 7. unabhängig des Umstandes, ob Sie bereits eine Power-to-Gas Anlage realisiert haben oder nahe der Inbetriebnahme einer Power-to-Gas Anlage sind:

1. Was müsste sich (an den Rahmenbedingungen) ändern, damit Sie Power-to-Gas Projekte umsetzen würden?  
Freitext
2. Welche Marktregeln bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen hindern Sie derzeit an Errichtung und Nutzung von Power-to-Gas Anlagen?  
Freitext
3. Wie sehen Sie die Notwendigkeit zur Errichtung und Nutzung von Power-to-Gas Anlagen bis 2030 bei einem weiter steigenden Ausbau der Erneuerbaren Energien in der MRH?  
Freitext
4. Was sind aus Ihrer Sicht die Hemmnisse für die Errichtung und Nutzung von Power-to-Gas Anlagen?  
Auswahl
5. Welche Hemmnisse bestehen darüber hinaus heute zur Errichtung und Nutzung von Power-to-Gas Anlagen?  
Freitext
6. Bietet die Metropolregion Hamburg für Sie gute Umfeldbedingungen für die Umsetzung von Power-to-Gas Projekten? Was ließe sich Ihrer Meinung nach verbessern?  
Freitext
7. Wie werden sich Ihrer Meinung nach die Anreizstrukturen für die Errichtung und Nutzung von Power-to-Gas Anlagen im Zeitablauf bis 2030 verändern? Welche neuen Anreize zur Errichtung von Power-to-Gas Anlagen sehen Sie am Horizont?  
Freitext
8. Betreiben Sie Power-to-Gas-Projekte oder planen Sie die Nutzung eines solchen?  
ja
9. Wieviele Power-to-Gas Projekte planen Sie umzusetzen oder haben Sie bereits umgesetzt?  
1

#### Projekt 1

- I. In welchem Jahr erfolgte die Inbetriebnahme oder ist die Inbetriebnahme geplant?  
z.B. 2014
- II. Welchen (kommerziellen) Stand hat das Projekt?  
Auswahl
- III. Wo befindet sich der Standort der Anlage?  
Straße, Hausnummer, Ort, PLZ
- IV. Was produzieren Sie mit Ihrer Power-to-Gas Anlage?  
Auswahl
- V. Welches Geschäftsmodell (Nutzungszweck) liegt der Nutzung Ihrer Anlage zugrunde?  
Auswahl
- VI. Können Sie das Geschäftsmodell näher beschreiben?  
Freitext  
nähere Beschreibung des Nutzungszwecks bzw. Geschäftsmodells
- VII. Welches "Einsatzsignal" besteht für Nutzung? Nach welchem Kriterium kommt die Anlage zum Einsatz?  
Auswahl
- VIII. Bestehen weitere "Einsatzsignale" nach denen der Speichereinsatz gesteuert wird?  
Freitext
- IX. Welche Kapazität (Speichervolumen) in MWh hat die Power-to-Gas Anlage?  
Freitext
- X. Welche Leistung (Ein- und Ausspeicherleistung) in MW hat die Anlage?  
Freitext
- XI. Wie hoch sind in etwa die spezifischen Vollkosten für das Endprodukt in €/MWh?  
Freitext
- XII. Welche Motivation lag oder liegt der Projektrealisation zugrunde?  
Freitext  
z.B. Förderung, Kostensenkung, Erlöse aus Vermarktung, Autarkie, Anpassung an künftige Gegebenheiten, etc.
- XIII. Hier haben Sie die Möglichkeit Ergänzungen in eigener Sache vorzunehmen:  
Freitext

Abbildung 16 Fragenteil zu Power-to-Gas Projekten an ausgewählte Clustermittglieder

## 9.2 Forschungsprojekte der Hochschulen der MRH

Im Rahmen des Workshops mit den Hochschulen der Metropolregion Hamburg, der Erneuerbaren Energien Clusteragentur Hamburg sowie der BET GmbH wurden am 16.10.2014 themenzugehörige Forschungsprojekte der vertretenen Hochschulen abgefragt. Die in Tabelle 11 aufgeführten Forschungsprojekte stellen damit eine Momentaufnahme zum Zeitpunkt der Abfrage dar (November 2014) und werden durch die auch zukünftig fortgeführten Forschungstätigkeiten der Hochschulen durch weitere themenbezogene Projekte ergänzt. Die am Workshop teilnehmenden Hochschulen waren:

- Technische Universität Hamburg-Harburg,
- Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg,
- Universität Hamburg,
- Leuphana Universität Lüneburg und
- Fachhochschule Westküste.

Die Zusammenstellung der Forschungsprojekte der Hochschulen der MRH dient einem ersten Überblick über die Vielschichtigkeit der themenspezifischen Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Neben der Möglichkeit der Hochschulen, sich durch die Kenntnis der Forschungsprofile und -schwerpunkte der jeweils anderen Lehrstühle und Institute einander zu ergänzen und damit themenumfassend positionieren zu können, sollen insbesondere Industrieunternehmen Kenntnis von dem breiten Forschungsspektrum erhalten. Dies gilt insbesondere aufgrund des hohen anwendungsbezogenen Charakters der Forschungsarbeiten.

Tabelle 11 Forschungsprojekte der befragten Hochschulen der MRH zum Thema Flexibilitätsoptionen

Projektname	beteiligte(n) Hochschule(n)	Kurzbeschreibung des Projektes	Link zum Projekt	Ansprechpartner
<b>Klimaschonende Energie- und Umwelttechnik</b>	Technische Universität Hamburg-Harburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Algen als Energielieferant</li> <li>- effizientere Energiespeicher</li> <li>- Mehrfachnutzung von Energie</li> <li>- TransiEnt.EE</li> <li>- Forschung Elektrolyseur</li> </ul>		Prof. Dr.-Ing. Ralf Otterpohl Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz

<b>Konzepte für die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken in ehemaligen Tagebaustrukturen</b>	Helmut-Schmidt Universität	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energiespeicher für überschüssige Energie</li> <li>- Konzepte, wie Tagebaustrukturen für Pumpspeicherkraftwerke genutzt werden können</li> </ul>	Dipl.-Ing. Thomas Weiß	
<b>Netzspeicherkonzepte durch Integration von Elektromobilität</b>	Helmut-Schmidt Universität	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Möglichkeit zur Nutzung von Lastspitzen durch Fahrzeugbatterien</li> <li>- Anschluss an rückspeisendes Ladesystem --&gt; Netzstabilisation</li> </ul>	Dr.-Ing. Thanh Trung Do	
<b>Energiespeicher für Europa</b>	Helmut-Schmidt Universität	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entwicklung und Verbesserung von Energiespeichern</li> <li>- Energiewende aufgrund fehlender Energiespeicher noch nicht möglich</li> </ul>	Dipl.-Ing. Thomas Weiß	
<b>Thermische Batterie</b>	Leuphana Universität Lüneburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wärmespeicher für Abwärme</li> </ul>	<a href="http://www.leuphana.de/partner/regio-nal/nachhaltige-energie/thermische-batterie.html">http://www.leuphana.de/partner/regio-nal/nachhaltige-energie/thermische-batterie.html</a>	Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Ruck Dr. Thomas Osterland
<b>EnERgion Erzeugung, Speicherung und Vermarktung von Erneuerbaren Energien in der Region Nord</b>	Leuphana Universität Lüneburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pooling (virtuelle Kraftwerke)</li> <li>- Geschäftsansätze für kleine und mittlere Energieversorger</li> </ul>	<a href="http://www.leuphana.de/partner/regio-nal/nachhaltige-energie/energion.html">http://www.leuphana.de/partner/regio-nal/nachhaltige-energie/energion.html</a>	Prof. Dr. Heinrich Degenhart Prof. Dr.-Ing. Detlef Schulz Prof. Dr. Thomas Schomerus
<b>Smart Power Hamburg</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  RWTH Aachen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erforschung und Erprobung der verstärkt stromgeführten Betriebsweise eines BHKW-Verbunds</li> <li>- Modellbildung und Simulation eines Verbundes aus elektrischen und thermischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen</li> <li>- Systematische Nutzbarmachung des Wärmespeicherpotentials städtischer Infrastruktur</li> <li>- Entwicklung innovativer Energieeffizienzdienstleistungen</li> <li>- Entwicklung einer Plattform zum Betrieb von Energie-Leitsystemen</li> </ul>	<a href="http://www.smartpowerhamburg.de/">http://www.smartpowerhamburg.de/</a>	Dr.-Ing. Hans Schäfers M.Eng. Peter Lorenzen Prof. Dr. Wolfgang Renz

<b>E-harbours / E-harbours the movement</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  Robert Gordon University Aberdeen	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identifizierung und Untersuchung flexibler elektrischer Lasten im Hamburger Hafen</li> <li>- Potentialbestimmung flexibler Lasten in Hafengebieten</li> <li>- Analyse von Treibern und Hemmnissen für eine Marktintegration flexibler Lasten in der Industrie</li> </ul>	<a href="http://eharbours.eu/">http://eharbours.eu/</a>	Dr.-Ing. Hans Schäfers
<b>Flexibler Wärmestrom (Auftragsforschung für die EnBW)</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flexibler Betrieb eines Verbundes von Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen</li> <li>- Nutzbarmachung vorhandener thermischer Speicherpotentiale in Haushalten</li> <li>- Entwicklung der der nötigen Koordinations- und Steuerungsalgorithmik</li> </ul>	<a href="https://www.enbw.com/privatkunden/energie-und-zukunft/forschungsprojekte/energiemanagement/flexibler-waermestrom.html">https://www.enbw.com/privatkunden/energie-und-zukunft/forschungsprojekte/energiemanagement/flexibler-waermestrom.html</a>	Dr.-Ing. Hans Schäfers Dipl.-Ing. Johannes Braunagel
<b>Geografisches Wärmeinformations- und Simulationssystem - Gewiss</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  HafenCity Universität Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entwicklung des Wärmebedarfs und der Wärmeversorgung der FHH</li> <li>- Partizipatorische Modellbildung und Simulation des Gesamtsystems</li> <li>- Antworten auf den Nutzen einer stärkeren Kopplung zwischen Wärme- und Stromversorgungssystem für die Energiewende</li> <li>- Kooperationspotentiale zwischen Schleswig-Holstein (als EE Erzeugungsfächenland) und der FHH (als Verbrauchsschwerpunkt)</li> </ul>		Dr.-Ing. Hans Schäfers Prof. Dr. Wolfgang Renz
<b>PINT2 (Auftragsforschung für Vattenfall)</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Integration von Second-Life Batteriespeichern in bestehende PV-Systeme</li> <li>- Netzdienliche Integration in das Verteilnetz</li> <li>- Bereitstellung von Primärregelleistung durch einen Anlagenverbund</li> </ul>		Dr.-Ing. Hans Schäfers M.Sc. Matthias Kühl
<b>im Auftrag der BSU, kein offizieller Projektname vorhanden</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entwicklung der Richtlinien für einen Förderrahmen zur Flexibilisierung dezentraler Energieerzeugung und elektrischer Lasten</li> </ul>		Dr.-Ing. Hans Schäfers

<b>Energie-Campus</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Errichtung einer Forschungs- und Lehrereinrichtung</li> <li>- Grid-reactive-Building</li> <li>- Methanisierungsanlage, H<sub>2</sub>-Elektrolyseur, Batterieteststand, Wärmespeicher</li> <li>- Anbindung eines Windparks auch für Forschungszwecke</li> <li>- Integration bidirektional ladefähiger Elektrofahrzeuge</li> </ul>	<a href="http://www.haw-ham-burg.de/en/cc4e/energie-campus.html">http://www.haw-ham-burg.de/en/cc4e/energie-campus.html</a>	Prof. Dr. Werner Beba Dr.-Ing. Hans Schäfers M.Eng. Bastian Hey
<b>tubulAir±</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  Universität Hamburg  RWTH Aachen  Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRB)</li> <li>- Entwicklung der Schlüsseltechnologien zur kostengünstigen Herstellung einer mikro-tubulären Redox Flow-Batterie mit gesteigerter Energie- und Leistungsdichte für stationäre Anwendungen</li> </ul>	<a href="http://www.tubular.de/startseite/?no_cache=1">http://www.tubular.de/startseite/?no_cache=1</a>	Prof. Dr. Wolfgang Winkler Simon Ressel Prof. Dr. Peter Burger
<b>Drahtlose Zellsensoren für Fahrzeugbatterien - BATSEN</b>	Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Betriebssicherheit und Lebensdauer der Li-Batterie</li> <li>- Sicherstellen der elektrischen Energie in modernen Automobilen</li> </ul>	<a href="http://www.haw-ham-burg.de/cc4e/forschung/energiespeicher/drahtlose-zellsensoren-fuer-fahrzeugbatterien-batsen.html">http://www.haw-ham-burg.de/cc4e/forschung/energiespeicher/drahtlose-zellsensoren-fuer-fahrzeugbatterien-batsen.html</a>	Prof. Dr. Karl-Ragmar Riemschneider
<b>Vermarktung Biogasstrom</b>	Leuphana Universität Lüneburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analyse der Kosten und Erlöse der flexiblen Anlagenfahrweise</li> <li>- Optimierung der Organisation und Finanzierung landwirtschaftlicher Biogasanlagen</li> </ul>	<a href="http://www.leuphana.de/biogas">http://www.leuphana.de/biogas</a>	Prof. Dr. Heinrich Degenhart
<b>Ökodesign-Richtlinie (im Auftrag des UBA)</b>	Leuphana Universität Lüneburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung der Ökodesign-Richtlinie und Energieverbrauchskennzeichnungsrichtlinie, Arbeitsprogramm ab 2012 (UFOPLAN 3712 95 308), Auftraggeber Umweltbundesamt, zusammen mit Ökopol, Öko-Institut e.V. und Fraunhofer IZM, 2013 – 2016</li> </ul>		Prof. Dr. Thomas Schomerus

<b>Elektro- und Elektronik-Altgeräte (EAG) (im Auftrag des UBA)</b>	Leuphana Universität Lüneburg	- Juristisches Gutachten über die Förderung der Vorbereitung zur Wiederverwendung von Elektro-Altgeräten im Sinne der zweiten Stufe der Abfallhierarchie (Z 6- 30 358/69), Auftraggeber: Umweltbundesamt 2012 - 2014	Prof. Dr. Thomas Schomerus
<b>Klimaschutzrecht (im Auftrag des UBA)</b>	Leuphana Universität Lüneburg	- Konzept für die Fortentwicklung des deutschen Klimaschutzrechts (FKZ 3711 18 105), zusammen mit Felix Ekardt und Stefan Klinski, Auftraggeber: Umweltbundesamt, 2012 – 2014	Prof. Dr. Thomas Schomerus
<b>Klimaneutraler Campus Leuphana Universität Lüneburg - Scharnhorststraße/Bockelsberg</b>	Leuphana Universität Lüneburg	- EE-Versorgung Campus Leuphana, integral geplant im Zusammenhang mit Effizienzmaßnahmen im Bestand und energieeffizientem Neubau mit dem Ziel der Klimaneutralität	<a href="http://www.leuphana.de/themen/nachhaltigkeit/klimaneutralitaet.html">http://www.leuphana.de/themen/nachhaltigkeit/klimaneutralitaet.html</a> Prof. Dr. Wolfgang K. L. Ruck Dr. Oliver Opel
<b>Sino-German Electromobility Research - Chinesisch-Deutsche Kooperation in der Elektromobilität (SINGER)</b>	Universität Hamburg HafenCity Universität Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	- fachlicher Austausch und gemeinsame Erprobung und Evaluation von Elektrofahrzeugen durch Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Behörden der chinesischen Stadt Shenzhen und der Freien und Hansestadt Hamburg	Prof. Dr. Michael Fröba
<b>Thessapor</b>	Universität Hamburg	- Optimierung der Speicherdichte eines thermochemischen Speichers für solare Wärme unter Verwendung von Komposit-Materialien aus Salzhydraten und hierarchisch strukturierten porösen Trägermaterialien	Prof. Dr. Michael Fröba
<b>Elektrochemische Speicher im System - Zuverlässigkeit und Integration</b>	Universität Hamburg	- Entwicklung hochwertiger Elektroden, Zellen und Batterien zur Lösung von Zielkonflikten hinsichtlich Energie- sowie Leistungsdichte und Betriebsdauer von Batterien	Prof. Dr. Michael Fröba
<b>Lithium-Hochleistungs-batterien</b>	Universität Hamburg	- Entwicklung von nanoporösen Kathoden auf der Basis von Hochvoltspinellen und Lithiumeisenphosphaten sowie von Elektrolytadditiven zur Erhöhung der Batteriesicherheit	Prof. Dr. Michael Fröba

<b>SIMUROM: Parametrische Modellreduktion zur Simulation und robusten Optimierung von elektromechanischen Energiewandlern</b>	Universität Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Untersuchung von Fragestellungen zu effizientem Design von elektrischen oder elektromechanischen Energiewandlern, wie z. B. Motoren, Generatoren und Wirbelstrombremsen</li> <li>- Entwicklung von Methoden, die es in Zukunft erlauben, elektrische Motoren direkt am Computer zu optimieren</li> </ul>	<a href="http://www.simurom.de">www.simurom.de</a>	Prof. Dr. Michael Hinze
<b>GS Key Technologies for Sustainable Energy Systems in Smart Grids</b>	Universität Hamburg Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Untersuchung von Technologien bezüglich neuer Energiespeichersysteme verbunden mit einem intelligenten Lastmanagement</li> </ul>	<a href="http://www.chemie.uni-hamburg.de/gsmart-grids/index_e.html">www.chemie.uni-hamburg.de/gsmart-grids/index_e.html</a>	Prof. Dr. Peter Burger
<b>Effiziente H2-Speicherung durch neuartige hierarchisch poröse Core-Shell-Strukturen mit eingelagerten Leichtmetallhydriden (HySCORE)</b>	Universität Hamburg Technische Universität Hamburg-Harburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entwicklung einer neuen Klasse von Komposit-Materialien zur sicheren und energieeffizienten Speicherung von Wasserstoff, die eine schnelle Beladung und lange Betriebsdauern ohne Kapazitätsverluste gewährleistet</li> </ul>		Prof. Dr. Michael Fröba
<b>TransiEnt.EE</b>	Technische Universität Hamburg-Harburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Systemstudie zur Einbindung fluktuierender EE am Beispiel der MRH</li> <li>- Transientes Simulationsmodell des Versorgungsgebietes</li> <li>- Entwicklung einer Modellbibliothek der Systemkomponenten in Modelica</li> </ul>	<a href="http://www.tuhh.de/transient-ee/">http://www.tuhh.de/transient-ee/</a>	Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather Prof. Dr.-Ing. Günter Ackermann
<b>Optimierung Großkrankenhäuser</b>	Technische Universität Hamburg-Harburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimierung der Energieversorgung von komplexen Großkrankenhäusern unter Berücksichtigung variabler Energiepreise (Strom, Wärme, Gas)</li> <li>- Berücksichtigung der Strom-, Wärme- und Kälteversorgung</li> <li>- Berücksichtigung variabler Energiepreise (Strom, Wärme, Gas)</li> <li>- Berücksichtigung der Strom-, Wärme- und Kälteversorgung</li> </ul>	<a href="http://www.tuhh.de/ue/projekte/krankenhaeuser.html">http://www.tuhh.de/ue/projekte/krankenhaeuser.html</a>	Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

<b>Energiesystemmodellierung</b>	Technische Universität Hamburg-Harburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Systemstudie zur Einbindung fluktuierender EE in verschiedenen Gebieten</li> <li>- Entwicklung eines Simulationsmodells zum Lastspitzenausgleich und zur Kopplung des E-Netzes mit Gas und Fernwärme</li> </ul>		Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
<b>DYNCAP</b>	Technische Universität Hamburg-Harburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Untersuchung der Möglichkeiten von Dampfkraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung zur Bereitstellung von Regelenergie</li> </ul>	<a href="http://www.tuhh.de/iet/forschungsp/roiek-te/dyncap.html">http://www.tuhh.de/iet/forschungsp/roiek-te/dyncap.html</a>	Prof. Dr.-Ing. Alfons Kather Prof. Dr.-Ing. Gerhard Schmitz
<b>Wasserstoffstation Hamburg</b>	Technische Universität Hamburg-Harburg	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wissenschaftliche Begleitforschung zur Wasserstoffstation Hamburg</li> <li>- Umwandlung und Speicherung von Windstrom in Wasserstoff zur Bereitstellung als Kraftstoff in Brennstoffzellenfahrzeugen</li> </ul>	<a href="http://www.tuhh.de/iue/projekte/wasserstoffstation.html">http://www.tuhh.de/iue/projekte/wasserstoffstation.html</a>	Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt
<b>SmartRegion Pellworm</b>	Fachhochschule Westküste	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Auslegung, Aufbau, Betrieb eines elektrischen Smart Grid mit zentralen Großspeichern und dezentralen Kleinspeichern, Evaluation und Bewertung unterschiedlicher Geschäftsmodelle, Entlastung von NS-/MS- und HS-Netzen mit großen Anteil Erneuerbarer durch Einsatz von Speichern</li> </ul>	<a href="http://www.smartregion-pellworm.de">www.smartregion-pellworm.de</a>	Prof. Dr.-Ing. Reiner Schütt

### 9.3 Quellen

- [1] Krzikalla, N. et al., BET: Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des BEE, April 2013.
- [2] BMU (Hrsg.): „Leitstudie 2010“ – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Dezember 2010.
- [3] Mahnke, E.; Mühlenhoff, J.: Strom speichern; Renew, Ausgabe 57 / Februar 2012.
- [4] Fieger, C., Ffe: Energiewirtschaftliche und technische Anforderungen an Speichersysteme für den stationären und mobilen Einsatz im Rahmen der 7. Solartagung, 23. September 2011.
- [5] Strölin, T.: Energiewirtschaftliche Einordnung und Bewertung einer Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks Glems der EnBW Kraftwerke AG, Studienarbeit am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart, 2012.
- [6] Moser, A., Rotering, N., Schäfer, A. (IAEW): Unterstützung der Energiewende in Deutschland durch einen Pumpspeicherausbau – Potentiale zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit, Studie im Auftrag der Voith Hydro GmbH & Co. KG, 04. April 2014.
- [7] Schöpfer, C.: Die Veränderung des Geschäftsmodells von Pumpspeicherwerken durch die Energiewende, Dena-Dialogforum „Marktorientierter und netzdienlicher Einsatz von Speichern im Stromsystem“, 10. Juli 2014, Berlin.
- [8] Hartmann, N et al., Universität Stuttgart: Stromspeicherpotenziale für Deutschland, 2012.
- [9] VDE (Hrsg.): Energiespeicher für die Energiewende: Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050, Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE, Juni 2012.
- [10] Hey, B: Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements, 2012.
- [11] Smolinka, T. et al., Fraunhofer ISE: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserstoffelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energie, 2011.
- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): dena-Netzstudie Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, November 2010.
- [13] Styczynski, Z., Aundrup, T., Heins, F.: Ein notwendiger Baustein in der Energiewende: Demand Side Integration, Studie der Task Force DSI im VDE, Juni 2010.

- [14] Frontier Economics Limited: Ökonomisches Potential für intelligente Stromzähler in Deutschland, Januar 2011.
- [15] Dena-Dialogforum: „Marktorientierter und netzdienlicher Einsatz von Speichern im Stromsystem“, Juli 2014.
- [16] Krause, H., Nitzsche, J., DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH: Potenzialanalyse zur Erweiterung der Initiative, Teil: Elektrolyse, Wasserstoff und Methanisierung, interner Workshop, 2012.
- [17] VDE (Hrsg.): Ein notwendiger Baustein in der Energiewende: Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, Studie der Energietechnische Gesellschaft im VDE, Juni 2012.
- [18] Pressemitteilung der WEMAG AG vom 11.12.2013: Richtfest für Schweriner Batteriepark, erreichbar unter: [https://www.wemag.com/ueber\\_die\\_wemag/presse/pressemeldungen/2013/12\\_11\\_Richtfest\\_Batteriespeicher.html](https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2013/12_11_Richtfest_Batteriespeicher.html)
- [19] bdew (Hrsg.): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014), Februar 2014.
- [20] ÜNB (Hrsg.): Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015, Entwurf, April 2014.
- [21] Öko-Institut: Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0 (Langfassung), Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2014.
- [22] BMWi [Hrsg.]: Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), Oktober 2014.
- [23] Agora Energiewende [Hrsg.]: Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz, September 2014.
- [24] BMWi [Hrsg.]: Roadmap Speicher – Speicherbedarf für erneuerbare Energien - Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse, Endbericht, November 2014.
- [25] bne [Hrsg.]: Der Flexmarkt – Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität, Positionspapier, Dezember 2014.
- [26] VDE [Hrsg.]: Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, September 2014.

- [27] Smart Energy for Europe Platform GmbH [Hrsg.]: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität – Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien, September 2012.
- [28] Gerhardt, N. et al.: Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien – Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Juni 2014.
- [29] Geschäftsstelle der Metropolregion Hamburg, Karte der Metropolregion Hamburg, abrufbar unter: <http://metropolregion.hamburg.de/karte/>
- [30] Graichen, P., Kleiner, M. M., Litz, P., Podewils, C.: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014 – Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015, Januar 2015.
- [31] dena [Hrsg.]: Die Bedeutung von Stromspeichern im Energiesystem. Standpunkte der Deutschen Energie-Agentur (dena) zur aktuellen Speicherdiskussion, Oktober 2014.
- [32] von Roon, S., Gobmaier, T. (FfE): Demand Response in der Industrie – Status und Potenziale in Deutschland, Dezember 2010.
- [33] von Roon, S., Gobmaier, T., Huck, M. (FfE): Demand Side Management in Haushalten: Potenziale und Hemmnisse für kurzfristige Leistungsbereitstellung, erschienen in bwk, Ausgabe 06/2010.
- [34] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen [Hrsg.]: Studie: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit, Abschlussbericht, März 2013.
- [35] Mahnke, E., Mühlenhoff, J., Lieblang, L.: Strom speichern, Renew's Spezial, Nr. 75, Dezember 2014.
- [36] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bundeskartellamt [Hrsg.]: Monitoringbericht 2013, Juni 2014.
- [37] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein: Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2013, September 2014.
- [38] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume: Energiewende- und Klimaschutzgesetz Schleswig-Holstein – Eckpunkte und Zeitplanung, Bericht der Landesregierung, Drucksache 18/750, Dezember 2014.
- [39] Landesenergieerat Mecklenburg-Vorpommern: Vorschlag für ein Landesenergiekonzept Mecklenburg-Vorpommern, August 2013.
- [40] ChemCoast e.V. [Hrsg.]: Fahrplan zur Realisierung einer Windwasserstoff-Wirtschaft in der Region Unterelbe, August 2013.





[www.eehh.de](http://www.eehh.de)