

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen



Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

# Abschätzung der Wirtschaftlichkeit zur Errichtung und des Betriebes eines untertägigen Pumpspeicherwerks

Christoph Neumann, Marko Schmidt,  
Heinz Siemer, Jens-Peter Springmann,  
Hans-Peter Beck, Wolfgang Busch

Band 9

 Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 9

© EFZN 2012  
Das EFZN ist eine wissenschaftliche Einrichtung  
der Technischen Universität Clausthal in  
Kooperation mit den Universitäten Braunschweig,  
Göttingen, Hannover und Oldenburg.



## **Projektleitung**

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Institut für Elektrische Energietechnik, TU Clausthal

Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Busch

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen und  
Institut für Geotechnik und Markscheidewesen, TU Clausthal

## **Bearbeiter**

Christoph Neumann, M. Sc.

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, TU Clausthal

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Marko Schmidt

Harz Energie GmbH & Co. KG

Dipl.-Ing. Heinz Siemer

VW Kraftwerk GmbH

Dr. Jens-Peter Springmann

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen, TU Clausthal

## **Ansprechpartner bei Rückfragen**

Christoph Neumann, M. Sc.

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Am Stollen 19A

D-38640 Goslar

+49 (5321) 3816 8067 (fon)

+49 (5321) 3816 8009 (fax)

E-Mail: christoph.neumann@efzn.de



# **Abschätzung der Wirtschaftlichkeit zur Errichtung und des Betriebes eines untertägigen Pumpspeicherwerks**

**Studie im Auftrag der Volkswagen Kraftwerk GmbH**

**November 2012**

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen  
Am Stollen 19A  
38640 Goslar  
Telefon: +49 5321 3816 8000  
Telefax: +49 5321 3816 8009  
<http://www.efzn.de>



## **Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2012

978-3-95404-306-4

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2012

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

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

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2012

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-95404-306-4

## Kurzfassung

Im Rahmen einer vom Bundesumweltministerium geförderten Studie wurde an der Technischen Universität Clausthal, ausführende Stelle Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN), die Idee untersucht, Pumpspeicherwerke aufgrund des erheblichen Flächenverbrauchs und zur Realisierung größerer Fallhöhen weitgehend untertägig zu errichten. Die bislang geführte Diskussion hat ergeben, dass zur Realisierung einer Pilotanlage eine Wirtschaftlichkeitsbewertung mit empirischen Marktdaten erforderlich ist. Aufbauend auf den bisher erfolgten Untersuchungen wurde daher gemeinsam mit VW Kraftwerk und Harz Energie eine Abschätzung der betriebswirtschaftlichen Machbarkeit eines solchen Projekts als Entscheidungshilfe für ein weiteres Engagement der Partner erstellt. Ergebnis der Studie ist, dass unter den aktuellen Rahmenbedingungen keine Wirtschaftlichkeit für derartige Speicherinvestitionen gegeben ist. Bei den untersuchten Szenarien konnten die Kosten nur zu 9 bis 50 % erwirtschaftet werden.

Dennoch ist es insbesondere unter Berücksichtigung der gesamtwirtschaftlichen Aspekte einer sicheren und zuverlässigen Energieversorgung notwendig, diese Technologie mittels einer realen Pilotanlage zu entwickeln. Dies erfordert:

- Unterstützung der Technologiewende bezüglich der Notwendigkeit künftiger Speicherenergiesysteme zur Netzstabilität
- Überprüfung und Anpassung der marktlichen Anreizstruktur
- Integration von Aspekten der Systemstabilität in die Fördermechanismen für regenerative Energien, Förderung neuer Speichertechnologien bzw. Schaffung von Anreizen für Investitionen in bereits verfügbare Speichertechnologien
- Verteilung technischer und wirtschaftlicher Risiken neuer Speichertechnologien zwischen privaten Investoren und öffentlicher Hand, um die derzeit nicht wirtschaftlich zu realisierenden Anlagen rechtzeitig verfügbar machen zu können

In der Entwicklung innovativer großtechnischer Energiespeicher verfügt das Energieland Niedersachsen im Bereich untertägiger Pumpspeicherwerke derzeit noch über einen Wissensvorsprung, den es auf der technischen Ebene (Errichtung einer Pilotanlage im Harz) und im wissenschaftlichen Bereich auch durch die Unterstützung des Landes weiter auszubauen gilt.

## **Inhaltsverzeichnis**

<b>Kurzfassung</b>	<b>3</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>6</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>7</b>
<b>2 Speichertechnologien als notwendige Systemelemente der Energiewende</b>	<b>9</b>
2.1 Die aktuelle Förderung erneuerbarer Energien	9
2.2 Aspekte der Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem	11
2.3 Pumpspeicherwerke über und unter Tage	16
2.4 Erzbergwerk Grund – Wiemannsbuchtschacht	19
<b>3 Investitionskosten für Pumpspeicher unter Tage</b>	<b>23</b>
<b>4 Vermarktung der Dienstleistung des Pumpspeicherwerks unter Tage</b>	<b>25</b>
4.1 Spotmarkt	25
4.2 Regelenergiemarkt	28
4.3 Fazit	35
<b>5 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen</b>	<b>36</b>
<b>6 Fazit</b>	<b>40</b>
<b>Verwendete Quellen</b>	<b>42</b>

## Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspreis
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HT	Tarifzeit der Regelenergie (Mo-Fr von 8:00 bis 20:00 Uhr)
LP	Leistungspreis
MRL	Minutenreserveleistung
NEG	negative (Regelleistung)
NT	Tarifzeit der Regelenergie (Mo-Fr von 0:00 bis 8:00 Uhr, 20:00 bis 24:00 Uhr und Samstag, Sonntag sowie Feiertage 0:00 bis 24:00 Uhr)
OTC	over the counter
POS	positive (Regelleistung)
PRL	Primärregelleistung
PSW unter Tage	Pumpspeicherwerk unter Tage
SRL	Sekundärregelleistung
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

## Abbildungsverzeichnis

<b>ABBILDUNG 1</b> BEDEUTUNG VON SPEICHERN IM KÜNFTIGEN, AUF ERNEUERBAREN QUELLEN BASIERENDEN ELEKTRISCHEN ENERGIESYSTEM - QUELLE: [SCH12].....	7
<b>ABBILDUNG 2</b> INSTALLIERTE LEISTUNG DER ERNEUERBAREN ENERGIEN VON 2000 BIS 2021 - QUELLE: [FUC11].....	10
<b>ABBILDUNG 3</b> FÜR DIE WEITERE NETZINTEGRATION SIND VERSCHIEDENE SPEICHERTECHNOLOGIEN UND FLEXIBILISIERUNGSOPTIONEN NOTWENDIG - QUELLE: [WUE12].....	14
<b>ABBILDUNG 4</b> SPEICHER KÖNNEN DIE STEIGENDEN FLANKEN DURCH PV UND WIND ABFANGEN - QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG NACH [SCH11].....	15





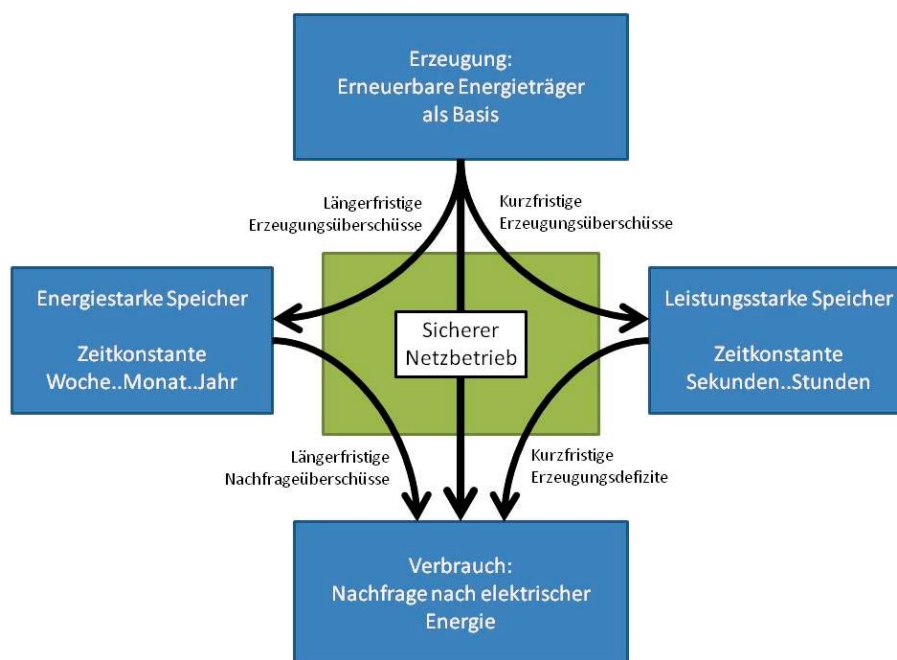
<b>ABBILDUNG 5</b> PRINZIPBILD EINES PUMPSPEICHERWERKS ÜBER TAGE - QUELLE: [SCH12].....	17
<b>ABBILDUNG 6</b> PRINZIPBILD EINES PUMPSPEICHERWERKS UNTER TAGE - QUELLE: [SCH12].....	18
<b>ABBILDUNG 7</b> POTENZIALSCHÄTZUNG DEUTSCHLAND - QUELLE: [BEC11], BEARBEITET.....	19
<b>ABBILDUNG 8</b> DIGITALES LANDSCHAFTSMODELL BAD GRUND MIT EINER DARSTELLUNG DES GELÄNDES WIEMANNSBUCHTSCHACHT - QUELLE: [SCH12].....	20
<b>ABBILDUNG 9</b> NETZANBINDUNG - VARIANTE TEILVERKABELUNG - QUELLE: [SCH12]. ....	22
<b>ABBILDUNG 10</b> SPEZIFISCHE INVESTITIONEN VON TRADITIONELLEN PUMPSPEICHERWERKEN SOWIE PUMPSPEICHERN UNTER TAGE - QUELLE: [BEC11], BEARBEITET. ....	24
<b>ABBILDUNG 11</b> ENTWICKLUNG DER PREISSPREADS IN DEN LETZTEN JAHREN - QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG MIT DATEN AUS [EEX]. ....	26
<b>ABBILDUNG 12</b> PROZENTUALER ANTEIL DER AUSGEWÄHLTEN STUNDEN MIT EINER PREISDIFFERENZ VON MIND. 30 BZW. 50 €/MWh - QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG MIT DATEN AUS [EEX]. ....	27
<b>ABBILDUNG 13</b> VERMARKTUNG VON REGELENERGIE - QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG NACH [MUE10].....	29
<b>ABBILDUNG 14</b> FÖRDERVOLUMEN (BLAU) UND FÖRDERQUOTE (GRÜN) FÜR VIER FALLBEISPIELE.	34
<b>ABBILDUNG 15</b> LEISTUNGSPREISE DER SEKUNDÄRREGELLEISTUNG VON ENDE 2007 BIS MAI 2012 - QUELLE: [REG12].....	34
<b>ABBILDUNG 16</b> REFINANZIERBARER ANTEIL DER KOSTEN DURCH DIE MARKTERLÖSE. ....	35

## Tabellenverzeichnis

<b>TABELLE 1</b> ÜBERSICHT ÜBER DIE SAIDI-WERTE STROM - QUELLE: [BNA12B]. ....	13
<b>TABELLE 2</b> AUSSCHREIBUNGSMODALITÄTEN AUF DEN DREI REGELENERGIEMÄRKTEN - QUELLE: EIGENE DARSTELLUNG NACH [BNA11].....	29
<b>TABELLE 3</b> BETRACHTETE FALLBEISPIELE. ....	31
<b>TABELLE 4</b> ZU GRUNDE GELEGTE ANNAHMEN FÜR DIE FALLBEISPIELE.....	32
<b>TABELLE 5</b> AUSZUG AUS DER WIRTSCHAFTLICHKEITSRECHNUNG IM DETAIL: DIE VARIABLEN KOSTEN KÖNNEN IN VIER DER FÜNF UNTERSUCHTEN FÄLLE ERWIRTSCHAFTET WERDEN. ....	33

## 1 Einführung

Das derzeit noch weitgehend auf fossilen Primärenergien basierende elektrische Energieversorgungssystem befindet sich im größten Umbruch seit der Liberalisierung im Jahre 1998, hin zu einem nachhaltigen Energiewirtschaftssystem. Dabei stehen die Säulen der Nachhaltigkeit, die Ökologie, die Ökonomie und die Sozialverträglichkeit/Akzeptanz zum Teil im Zielkonflikt miteinander. Die ökonomische Einbindung der ökologisch sinnvollen elektrischen Energie-Erzeugung auf Basis regenerativer Energien stellt dabei eine besondere Herausforderung dar, da diese sowohl räumlich als auch zeitlich weitestgehend an das Dargebot der Energie-Quelle gebunden ist. Dies führt auf lange Sicht zwangsläufig zu einer Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Während sich dadurch die Erzeugungszentren immer weiter in die Küstenregionen mit relativ geringem Bedarf an elektrischer Energie verlagern, befinden sich die Verbrauchsschwerpunkte im Westen bzw. Süden Deutschlands. Hinzu kommen zeitliche Ungleichgewichte zwischen Erzeugungs- und Lastgang, deren Ausgleich im zunehmenden Maße eine Herausforderung für die Netz- und Kraftwerksbetreiber darstellt.



**Abbildung 1** Bedeutung von Speichern im künftigen, auf erneuerbaren Quellen basierenden elektrischen Energiesystem - Quelle: [Sch12].

Da gerade die in Deutschland überwiegend genutzte erneuerbare Energiequelle Wind starken Schwankungen unterliegt, kann ihr Erzeugungsgang nur bedingt an den Lastgang des Verbrauchs angepasst werden. Andererseits ist der Ausgleich der Leistungsbilanz essentiell für die Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems. Im Fall eines Erzeugungsdefizits müssen andere – heute meist auf fossiler Basis beruhende – Kraftwerke die fehlende Leistung bereitstellen. Umgekehrt kann in der Lastsituation Starkwind / Schwachlast ein Erzeugungsüberschuss auftreten, der nicht mehr durch Leistungsreduktion konventioneller Kraftwerke beherrscht werden kann. Um in solchen Situationen Windkraftanlagen nicht abschalten zu müssen und somit Einschränkungen bei der Erzeugung regenerativer elektrischer Energie zu vermeiden, sind leistungs- und energiestarke Speicher notwendig (Abbildung 1) [Sch12].

Langfristig gesehen sind für ein nachhaltiges Energie-Wirtschaftssystem zwei Speicherfunktionen notwendig. Einerseits müssen große *Energie-Speicher* für den Ausgleich längerfristige Schwankungen im Wochen-, Monats- oder Jahresbereich zur Verfügung stehen, beispielsweise für längere Windflauten. Hierfür konnte sich noch keine Technologie im großtechnischen Maßstab etablieren. Darüber hinaus werden „*Leistungs-Speicher*“, d.h. leistungsstarke Speicher mit relativ kurzen Volllastbetriebszeiten im Stundenbereich benötigt, die kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen, beispielsweise durch Sturmabschaltungen ausgleichen können. Um diese Funktion eines großtechnischen Speichers im Energie-Wirtschaftssystem übernehmen zu können, sind derzeit nur hydrodynamische Pumpspeicher-(kraft-)werke am Markt verfügbar. Für diese werden neue Standorte in Deutschland aufgrund des damit verbundenen erheblichen Eingriffs in die natürliche Umwelt und der damit einhergehenden unzureichenden Akzeptanz in der Bevölkerung weitgehend ausgeschlossen. Nach Untersuchungen der Energietechnischen Gesellschaft im VDE wird jedoch ein Leistungsüberschuss von rund 14 GW erwartet, während im deutschen Energie-Versorgungssystem derzeit nur rund 7 GW an Pumpspeicherleistung installiert sind [VDE09].

Im Rahmen einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Studie wurde an der Technischen Universität Clausthal, ausführende Stelle Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN), der Vorschlag untersucht, Pumpspeicherwerke aufgrund des erheblichen Flächenverbrauchs und zur Realisierung größerer Fallhöhen möglichst unter Nutzung vorhandener Schächte weitgehend untertägig zu errichten. Die bislang vorwiegend technisch geführte Diskussion hat ergeben, dass

als nächster Schritt zunächst eine Wirtschaftlichkeitsbewertung mit empirischen Marktdaten durchzuführen ist. Daher wurde aufbauend auf den bislang erfolgten Untersuchungen an der TU Clausthal gemeinsam mit VW Kraftwerk GmbH und Harz Energie GmbH & Co. KG eine Bewertung der wirtschaftlichen Machbarkeit eines solchen Projekts als Entscheidungshilfe für ein weiteres Engagement der Partner erstellt.

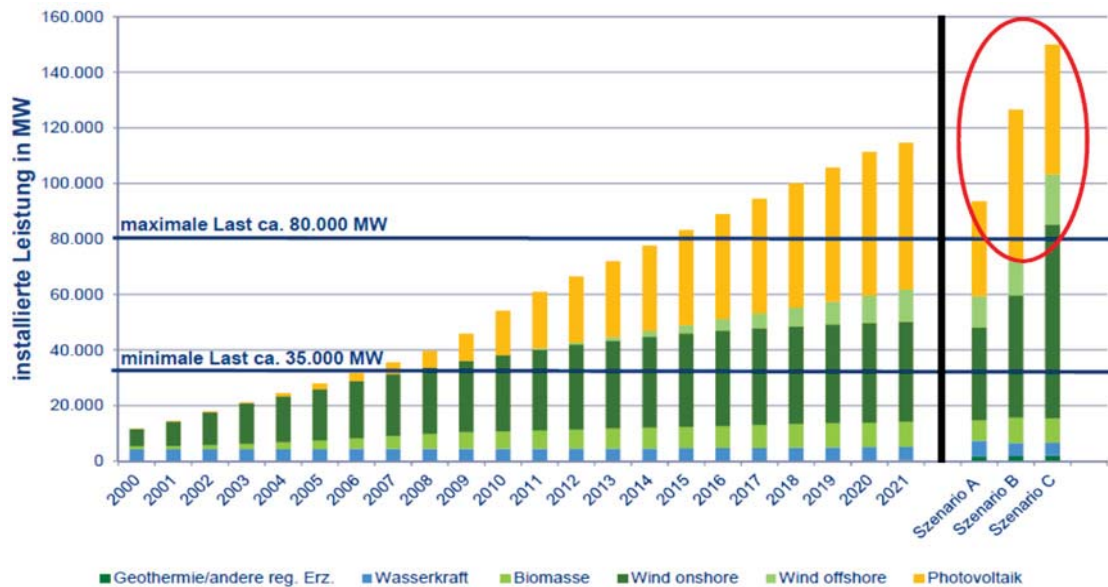
In einem volkswirtschaftlich möglichst effizienten Energiesystem, das ausschließlich auf erneuerbaren Energieträgern basiert, spielen kurz- und langfristige Speicher eine Schlüsselrolle. Gerade untertägige Pumpspeicher wären in der Lage, als Systemelement schon heute und künftig in „Smart Grids“ kurzfristige Sprünge und Schwankungen in der Erzeugung und der Last regional auszugleichen. Bei einer entsprechenden Anzahl von untertägigen Pumpspeichern können diese die Übertragungsnetze und damit die Netzengpässe von derartigen Stabilitätsaufgaben entlasten und dadurch den europäischen Energiebinnenmarkt fördern.

## **2 Speichertechnologien als notwendige Systemelemente der Energiewende**

### **2.1 Die aktuelle Förderung erneuerbarer Energien**

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) hat in Deutschland seit dem Jahr 2000 einen erheblichen Ausbau von Anlagen zur Produktion von elektrischer Energie auf Basis erneuerbarer Energien (EE) initiiert. Heute hat dieser Anteil bereits eine Größenordnung von 25% der Jahrstromproduktion eingenommen; die Tendenz ist weiter steigend [BMU11]. Der Fördermechanismus des EEG kann damit insofern als sehr effektiv und erfolgreich bezeichnet werden, da der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion innerhalb weniger Jahre die heutige Größenordnung erreicht hat. Bis Ende 2012 werden in Deutschland ca. 72.000 MW an regenerativen Kraftwerkskapazitäten installiert sein [VWK12].

Gleichzeitig müssen jedoch die technischen und volkswirtschaftlichen Risiken diskutiert sowie Anreizverzerrungen in dem weltweit bislang einzigartigen Projekt „Energiewende“ kritisch hinterfragt werden.



**Abbildung 2** Installierte Leistung der erneuerbaren Energien von 2000 bis 2021<sup>1</sup> - Quelle: [Fuc11].

Ohne eine Änderung des aktuellen EEG ist mit einem Ausbau bis 2021 in Höhe von 125.000 MW bis 150.000 MW zu rechnen, wie aus der obigen Abbildung hervorgeht.

An dieser Stelle fällt insbesondere die Kapazitätsentwicklung der Photovoltaik auf. Während ursprünglich im EEG aus dem Jahr 2000 noch eine gesetzliche Obergrenze von 0,35 GW fixiert war, wird bis Ende 2012 voraussichtlich eine Leistung von rund 32,5 GW in Deutschland installiert sein. Die aktuell vereinbarte Obergrenze wurde nun auf 52 GW festgelegt, was ca. dem 150-fachen Wert (gegenüber dem Wert vor 12 Jahren) entspricht. Das Niveau der Vergütungssätze hat dazu geführt, dass mittlerweile ca. 36 % der weltweit installierten Leistung in Deutschland zu finden ist. Dabei entfallen bereits heute ca. 55 % der gesamten EEG-Förderkosten auf jene Technologie, die lediglich 15 % der regenerativ erzeugten Strommenge bereitstellt [VWK12].

Weiterhin sind auch die direkten und indirekten Kosten durch den Umstellungsprozess auf ein regeneratives Energiesystems zu berücksichtigen. Die jüngste Debatte nach der Erhöhung der EEG-Umlage hat verdeutlicht, dass die Kostenfrage nicht nur für die Industrie, sondern auch für die Haushalte, zu einem sensiblen Faktor werden kann bzw. geworden ist. Darüber hinaus bewegen sich die (steigenden) Kosten der Systemintegration in einer nicht mehr vernachlässigenden Größenordnung. Hier sind insbesondere die Kosten

<sup>1</sup> Prognosen basieren auf die Langfristszenarien des BMU (2009) sowie den Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan (2012).

für die Netzverstärkung bzw. den -ausbau im Übertragungs- wie auch im Verteilungsnetz zu berücksichtigen. Aber auch Kosten für Flexibilisierungsoptionen wie schnell regelbare Kapazitäten müssen verursachungsgerecht berücksichtigt werden.

Obgleich die zukünftige Kostenentwicklung im Elektrizitätsversorgungssystem schwer abzuschätzen ist, geht beispielsweise VW Kraftwerk davon aus, dass die direkten und indirekten Kosten durch das EEG<sup>2</sup> in 2020 eine Größenordnung von 38 Mrd. €/Jahr annehmen werden [Wun12]. Das im Energiewirtschaftsgesetz beschriebene Ziel einer möglichst sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, entwickelt sich mehr denn je zu einem Spannungsfeld, in dem die Prioritätenfrage mit keiner einfachen Lösung zu beantworten ist.

Die derzeitige Förderpraxis zielt im Wesentlichen auf einen *quantitativen* Beitrag der erneuerbaren Energien ab. Im Folgenden soll die Frage gestellt werden, welche *qualitativen* Aspekte im Hinblick auf Netzstabilität und Versorgungssicherheit Berücksichtigung finden.

## **2.2 Aspekte der Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem**

Obgleich die erneuerbaren Energien in einer bilanziellen Betrachtung bereits große Anteile der bundesdeutschen Stromerzeugung auf sich vereinen können, kann das durch sie bereitgestellte Erzeugungsangebot zukünftig bei den vorhandenen Speicherkapazitäten nicht optimal genutzt werden. Bei den genannten Ausbauplänen an Regenerativkapazitäten „wird der nutzbare Energieanteil von aktuell mehr als 95% auf unter 70% (bezogen auf die zusätzlichen Kapazitäten) sinken“, weil etwa Netzengpässe bestehen oder das Angebot nicht zeitgleich nachgefragt wird [VWK12]. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, dass das Gesamtsystem unter Berücksichtigung von zukünftig notwendigen Flexibilisierungsmaßnahmen derartig optimiert wird, so dass Versorgungsqualität und -sicherheit (weiterhin) auf dem erforderlichen hohem Niveau ermöglicht werden. Gleichzeitig sind die Bedingungen der minimalen Systemkosten sowie die Sicherstellung von Akzeptanz- und Umweltaspekten zu gewährleisten.

---

<sup>2</sup> Neben der EEG-Umlage sind hier entstehende Netzkosten (Strom und Gas) berücksichtigt.



Die bisherige deutsche Förderpraxis war lange Jahre fast ausschließlich auf die reine Stromproduktion fokussiert. Damit wurden Aspekte der Integration dieser Technologien in die bestehenden Netze sowie ein stabiler, und damit sicherer, Netzbetrieb und die damit einhergehende Versorgungssicherung im Hinblick auf die Förderanreize weitestgehend außer Acht gelassen. Im Vergleich zu konventionellen Erzeugungstechnologien zeichnet sich insbesondere die in Deutschland bislang stark ausgebaute Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie durch große Schwankungsbreiten aus: So kann je nach Witterungslage die lokale Stromproduktion innerhalb kürzester Zeit (sogar im Bereich weniger Sekunden) von 0% bis 100% der installierten Erzeugungsleistung schwanken. Bei einem weiteren Zubau von über leistungselektronische Umrichter angeschlossene Anlagen sowie einem Abbau von konventionellen Technologien, die derzeit über rotierende Schwungmassen zur Netzstabilisierung beitragen, bleibt zu klären, in welcher Art und Weise z.B. die sogenannte Momentanreserve zukünftig in einem ausreichenden Maß bereit gestellt werden kann bzw. soll.

Gerade ein hochentwickelter Industriestandort wie Deutschland ist auf eine sichere, möglichst unterbrechungsfreie und preisgünstige Stromversorgung angewiesen. So schätzen erste Studien die volkswirtschaftlichen Kosten einer Stromunterbrechung in Deutschland auf eine Bandbreite von 8-16 €/kWh ab [Bot08]. Die volkswirtschaftlichen Nutzungseinbußen, etwa durch Produktionsunterbrechungen und entgangenen Konsummöglichkeiten, können damit die reinen Börsenpreise um mehr als das 200-400fache übersteigen. Somit sind auch diese möglichen volkswirtschaftlichen Kosten, welche bei einem hohen Anteil fluktuierender Einspeisungen bei gleichzeitig gering verfügbaren Speichertechnologien sowie Netzengpässen grundsätzlich auftreten können, sowohl bei einer Fortentwicklung der (Förder-)Mechanismen für den Umbau des Energiesystems als auch bei einer Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von stabilitätssichernden Technologien, wie etwa Energiespeichern, zu berücksichtigen.

Empirisch zeigt die nachfolgende Übersicht der BNetzA über die Entwicklung der durchschnittlichen Ausfalldauer je versorgtem Verbraucher in Deutschland (SAIDI-Index, SAIDI = System Average Interruption Duration Index) jedoch, dass sich die Versorgungssicherheit in Deutschland trotz fortschreitendem Ausbau der EE-Stromerzeugung seit dem Jahr 2006 eher verbessert hat.

**Tabelle 1** Übersicht über die SAIDI-Werte Strom - Quelle: [BNA12b].

Jahr	Allgemeindaten		Niederspannung		Mittelspannung		SAIDI
	Anzahl Netzbetreiber/ Netze	Letztverbraucher (in Mio.)	Anzahl Unterbrechungen (insg. in Tsd)	SAIDI (min/a)	Anzahl Unterbrechungen (insg. in Tsd)	SAIDI (min/a)	SAIDI (min/a)
<b>2011</b>	<b>864/928</b>	<b>48,9</b>	<b>172,0</b>	<b>2,63</b>	<b>34,7</b>	<b>12,68</b>	<b>15,31</b>
<b>2010</b>	890/963	49,0	169,2	2,80	37,1	12,10	14,90
<b>2009</b>	821/842	48,4	163,9	2,63	35,1	12,00	14,63
<b>2008</b>	814/835	48,4	171,5	2,57	36,6	14,32	16,89
<b>2007</b>	825	48,5	196,3	2,75	39,5	16,50	19,25
<b>2006</b>	781	48,5	193,6	2,86	34,4	18,67	21,53

Stand: 03.09.2012

Gleichzeitig ist jedoch die Anzahl der durch den fortschreitenden EE-Ausbau erforderlichen Netzeingriffe zum Erhalt der Netzstabilität nach §13 EnWG und §11 EEG deutlich gestiegen. Gemäß dem Energiewirtschaftsgesetz sind die Netzbetreiber dafür verantwortlich, die Netzstabilität durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen. So gibt bspw. der Netzbetreiber Tennet an, dass in deren Regelzone im Jahr 2003 insgesamt durch 2 Ereignisse an 2 Tagen Netzeingriffe erforderlich waren, dieser Wert jedoch auf 1024 Ereignisse an 308 Tagen im Jahr 2012 angestiegen ist [Hüb12]. Ein ähnliches Bild lässt sich auch bei den übrigen Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland nachweisen.

Die EE-Stromerzeugung übt damit einen negativen externen Effekt auf die Netzbetreiber aus: Die Auswirkungen, also letztlich Kosten, der bislang wenig berücksichtigenden aber erforderlichen Netzintegration werden auf die Ebene der Netzbetreiber verlagert und über die Netzentgelte an die Netzkunden überwältigt. Die spezifischen Kosten, die über direkte und indirekte Umlageverfahren somit von den Stromkunden zu zahlen sind, werden daher ohne Anpassung der regulatorischen Rahmen zum EE-Ausbau steigen. In das Kalkül des EE-Anlagenbetreiber gehen sie hingegen nicht bzw. nur ungenügend ein.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Mit Inkrafttreten der „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ 2009 wurde beispielsweise das EEG in diesem Bereich für den Bereich der Windenergie angepasst: So können sowohl Bestandsanlagen als auch neue Anlagen Boni erhalten, wenn sie durch den Einsatz entsprechender Umrichter neben Wirkleistung auch Blindleistung für das aufnehmende Netz bereitstellen, und damit Vorleistungen für Systemdienstleistungen des verantwortlichen aufnehmenden Netzbetreibers erbringen.



Die vorgenannten Ausführungen zeigen somit den Bedarf einer deutlichen Verbesserung der Netzintegrationsfähigkeit von EE-Anlagen auf. In der Folge wird für den Umbau der Energiesysteme eine Neujustierung der Prioritäten erforderlich: Stand bislang nahezu unangefochten der Ausbau der EE-Stromerzeugungskapazitäten im Vordergrund, werden zukünftig auch die Systemelemente, die eine sichere Betriebsführung und Systemstabilität ermöglichen, erheblich an Bedeutung gewinnen. Aus technischer Sicht sind nach Aussage der VW Kraftwerk GmbH „schnell regelbare Kraftwerkskapazitäten mit einem Leistungsanteil von 15% bis 20% der installierten Regenerativleistung erforderlich, um die stochastischen Leistungsschwankungen durch das Wind- und Sonnenaufkommen ausbalancieren zu können“ [VWK12].

Zum Ausgleich der Ungleichgewichte sind derzeit verschiedene Technologielösungen in der Diskussion, die in der Abbildung 3 anhand mehrerer Kriterien verglichen werden.

Technologie	Wärmespeichersysteme	Druckluftspeicher	Pumpspeicherkraftwerk	Wasserstoff/Methan	Batterien, Elektroautos	Lastmanagement (Industrie)	Lastmanagement (PHH, GHD)	Netzausbau (380 kV)
Erwartete Marktreife	heute	2010 bis 2020	heute	2020 bis 2030	2015-2020	heute	2020	heute
Realisierungsdauer	2 bis 3 Jahre	3 bis 5 Jahre	10 Jahre	3 bis 5 Jahre	1 Jahr	1 bis 10 Jahre	1 Jahr	8 bis 10 Jahre
Anwendungspotenzial	2,2 bis 3,6 GW <sub>el</sub> (positiv) 4 bis 18 GW <sub>el</sub> (negativ)	> 700 Kavernen	2,7 GW <sub>el</sub> (geplant bis 2020)	unbegrenzt	3 GW <sub>el</sub> <sup>1</sup>	2 GW <sub>el</sub>	3 GW <sub>el</sub>	-
Reichweite (in Stunden)	4 bis 24	8 bis 16	4 bis 8	saisonal	1 bis 8	2 bis 8	1 bis 24	-
Wirkungsgrad (Strom zu Strom)	95% (Wärme zu Wärme)	50 bis 70 %	70% bis 80%	30% bis 40%	75% bis 95%	-	-	-
Investitionskosten (EUR/kW <sub>el</sub> )	640 (positiv) 120 bis 350 (negativ)	600 bis 1.000	1.000 bis 1.200	1.500 bis 3.000	1.000 bis 2.000	prozessabhängig	prozessabhängig	1.700 EUR/m
Lebensdauer	40 bis 60 Jahre	40 Jahre	>100 Jahre	30 Jahre	3.000 Zyklen	-	-	50 Jahre
Akzeptanz	gut	mittel gering bis mittel	mittel bis gut	mittel bis gut	gut	mittel	mittel	gering

**Abbildung 3** Für die weitere Netzintegration sind verschiedene Speichertechnologien und Flexibilisierungsoptionen notwendig - Quelle: [Wue12].

Von den aufgeführten *Speichertechnologien* haben sich im großtechnischen Maßstab in der Vergangenheit lediglich Pumpspeicherwerke durchsetzen können. Nach 1998 wurde in Deutschland nur noch ein Pumpspeicherwerk als kompletter Neubau in Betrieb genommen, weil diese Option bei Neuerrichtungen an Akzeptanz verloren hat. Wie bereits erläutert, kann insbesondere die in der Übersicht nicht aufgeführte untertägige Variante mit

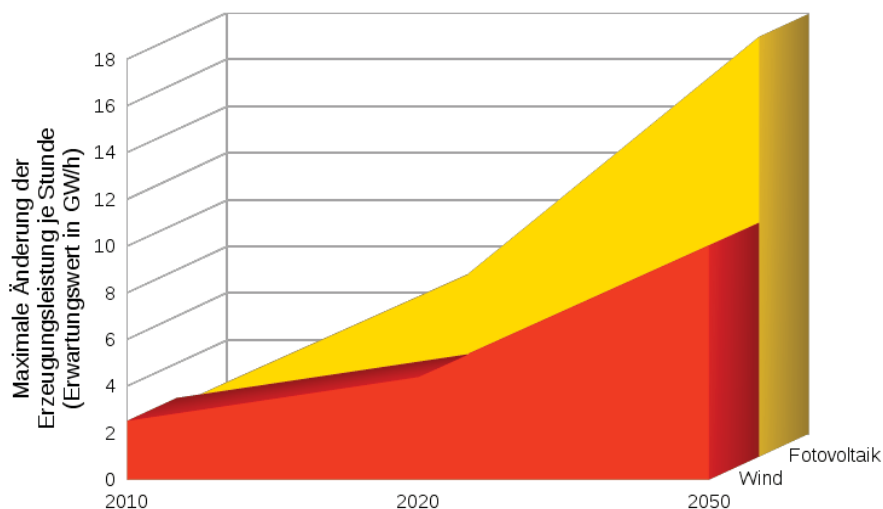
einer sinnvollen Nachnutzung von „Brachflächen“ und einem deutlich geringeren Oberflächenbedarf entscheidende Vorteile aufweisen.

Grundsätzlich haben Speichersysteme gemeinsam, dass sie für das elektrische Energie-Wirtschaftssystem im Wesentlichen drei Funktionen erfüllen können, die sich teilweise ergänzen oder widersprechen können:

- Handelsmotive (insbesondere Spekulation)
- Systemstabilität
- Lastwechsel und Transportkapazitäten

Während im Rahmen des Energiehandels meist Preisdifferenzen zwischen verschiedenen Handelsprodukten als Basis der Wertschöpfung dienen, sind die Funktionen Systemstabilität sowie Lastwechsel und Transportkapazitäten auf der Marktseite neben dem OTC-Handel nur im Bereich des Regelenergiemarktes abgebildet.

Um ein wesentliches Ergebnis der Studie an dieser Stelle bereits vorwegzunehmen: Es zeigt sich in den Analysen dieser Studie (vgl. Kapitel 4), dass unter den *aktuellen* energie-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf keinem der genannten Teilmärkte investitionsauslösende Anreize für Speichertechnologien vorliegen. Dagegen erscheint die technische Notwendigkeit von Speichern als kurzfristige Systemstabilisatoren nicht bestritten zu werden. So können sie gerade im „täglichen Fuel-Switch“ von konventioneller zu PV-Erzeugung und zurück zur Abfederung der weiter steigenden zeitlichen Flanken eingesetzt werden.



**Abbildung 4** Speicher können die steigenden Flanken durch PV und Wind abfangen - Quelle: eigene Darstellung nach [Sch11].

Es ist zu konstatieren, dass die Notwendigkeit für zusätzliche Systemstabilisationseinrichtungen in einem zukünftigen Energiesystem besteht. Folglich müssten in den Marktpreisen die wesentlichen Speichereinsatzmotive (Systemstabilität, Lastwechsel, Transport und Kraftwerkskapazitäten) ihren Niederschlag finden, was bisher jedoch nur unzureichend geschieht.

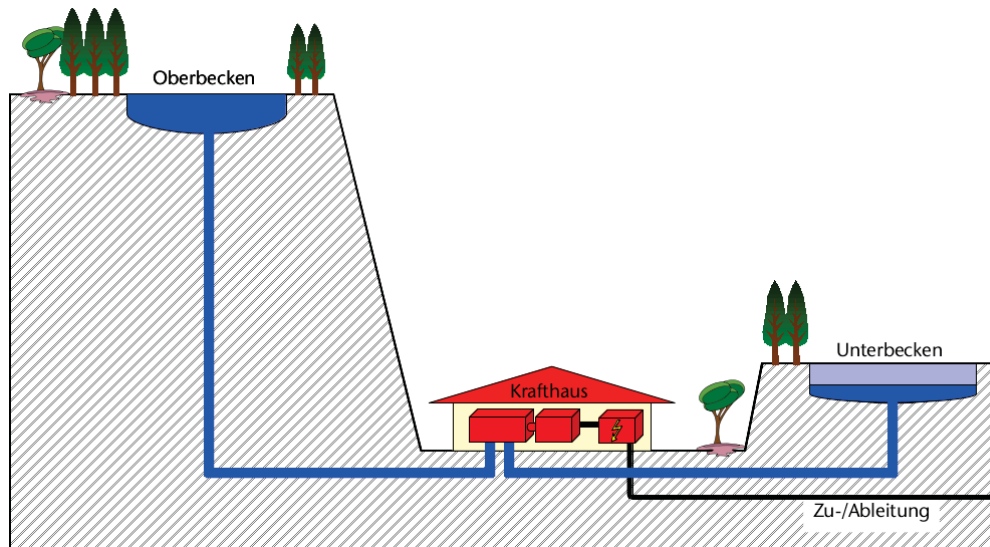
### **2.3 Pumpspeicherwerke über und unter Tage**

Pumpspeicherwerke zählen zur Kategorie der mechanischen Energiespeicher. Diese beruhen im Wesentlichen auf zwei physikalischen Grundprinzipien, der Speicherung in Form potenzieller und/oder kinetischer Energie. Die potenzielle Energie wird sowohl bei Pumpspeicherwerken wie in Erzhausen aus der Höhendifferenz des Wasserspiegels als auch bei Druckluftspeicher-Kraftwerken wie in Huntorf aus dem Druck der komprimierten Luft genutzt. Dagegen wurde zur Nutzung der kinetischen Energie in Biblis A einer der Generatoren als Kurzzeitspeicher – einem sogenannten rotierenden Phasenschieber – ausgerüstet und mit einer Leistung von bis zu 900 MVA<sub>r</sub> für die Netzspannungsstabilisierung im umgebenden Netz in Betrieb genommen.

Pumpspeicherwerke sind eine seit Jahrzehnten im Energie-Wirtschaftssystem bewährte Technologie, um die Differenzen zwischen Erzeugung und Nachfrage nach elektrischer Energie auszugleichen. Während bis zur Jahrtausendwende Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich von Bedarfsspitzen und zum Ausgleich von Lastschwankungen dienten, werden sie heute zunehmend zum kurzfristigen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung eingesetzt. Darüber hinaus können Pumpspeicherwerke in einen großen Umfang Vorleistungen zu allen Systemdienstleistungen, der Frequenz- und Spannungshaltung, zur Betriebsführung sowie für den Versorgungswiederaufbau liefern.

Arbeitet ein Pumpspeicherwerk im Verbund mit Windkraftanlagen im Sinne eines virtuellen Kraftwerks zusammen, so kann kurzfristig verfügbare „überschüssige“ Windenergie dazu genutzt werden, um Wasser aus einem tiefer in ein höher gelegenes Becken zu pumpen. Dabei wird die elektrische Energie in potenzielle Energie des gespeicherten Wassers umgewandelt. Die gespeicherte Energie ist dabei proportional zur Masse des Wassers und der Höhendifferenz. Im Fall einer starken Nachfrage oder bei Wind-Flaute kann sehr schnell reagiert werden, indem das Wasser dann wieder „talabwärts“ fließt und dabei elektrische Energie mithilfe einer Turbine und einem Generator erzeugt. Diese wird dann

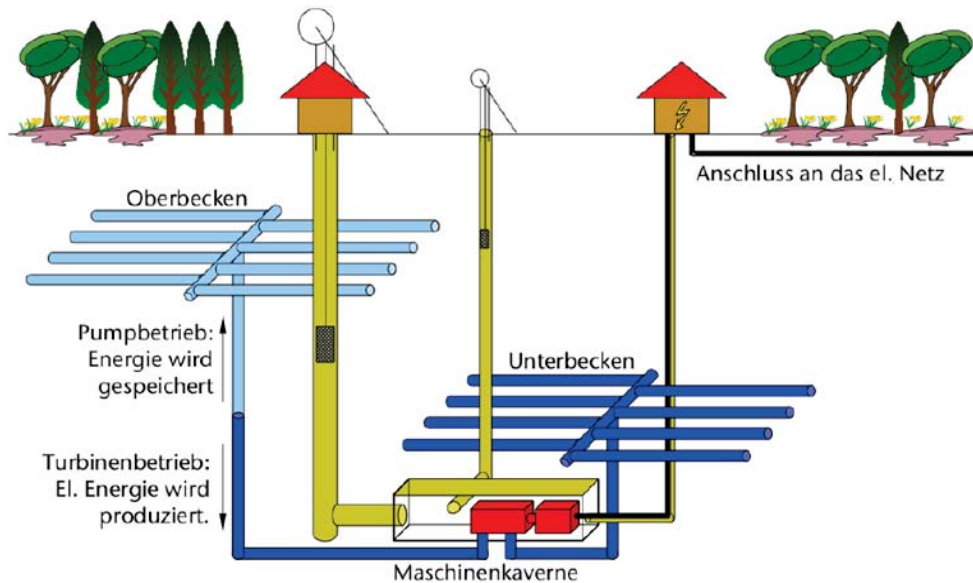
in das öffentliche Energieversorgungsnetz eingespeist. Üblicherweise erreichen heutige Pumpspeicherwerke einen Gesamtwirkungsgrad von mehr als 75% [Gie09].



**Abbildung 5** Prinzipbild eines Pumpspeicherwerks über Tage - Quelle: [Sch12].

In konventioneller Bauweise bestehen Pumpspeicherwerke aus einem Ober- und Unterbecken zur Wasserspeicherung und einem unter dem Höhenniveau des Unterbeckens angeordneten Maschinenhaus bzw. einer untertägigen Maschinenkaverne mit Pumpe/Motor und Turbine/Generator (Abbildung 5). Neben dem Problem, dass die natürlichen Höhendifferenzen zwischen Ober- und Unterbecken als begrenzender Faktor eine erhebliche Rolle spielen, stellen sie einen raumbedeutsamen Eingriff in die natürliche Umwelt bei einem erheblichen Oberflächenverbrauch dar. Daher sind in Deutschland nur wenige neue geeignete Standorte zu finden, die auch von den jeweils betroffenen Anwohnern akzeptiert werden.

Demgegenüber können mit der Technologie „Pumpspeicherwerk unter Tage“ vorhandene Schächte nachgenutzt werden, so dass der Oberflächenverbrauch minimiert wird. Wie bei einer übertägigen Anlage sind auch bei einem untertägigen Pumpspeicherwerk die wesentlichen Bestandteile wie Ober- und Unterbecken, Maschinenkaverne mit Maschinensatz und elektrischen Anlagen sowie Zu- und Ableitung für die elektrische Energie (Netzanschluss) zu finden (Abbildung 6). Im Gegensatz zu einer übertägigen Anlage sind diese jedoch weitgehend untertägig angeordnet.

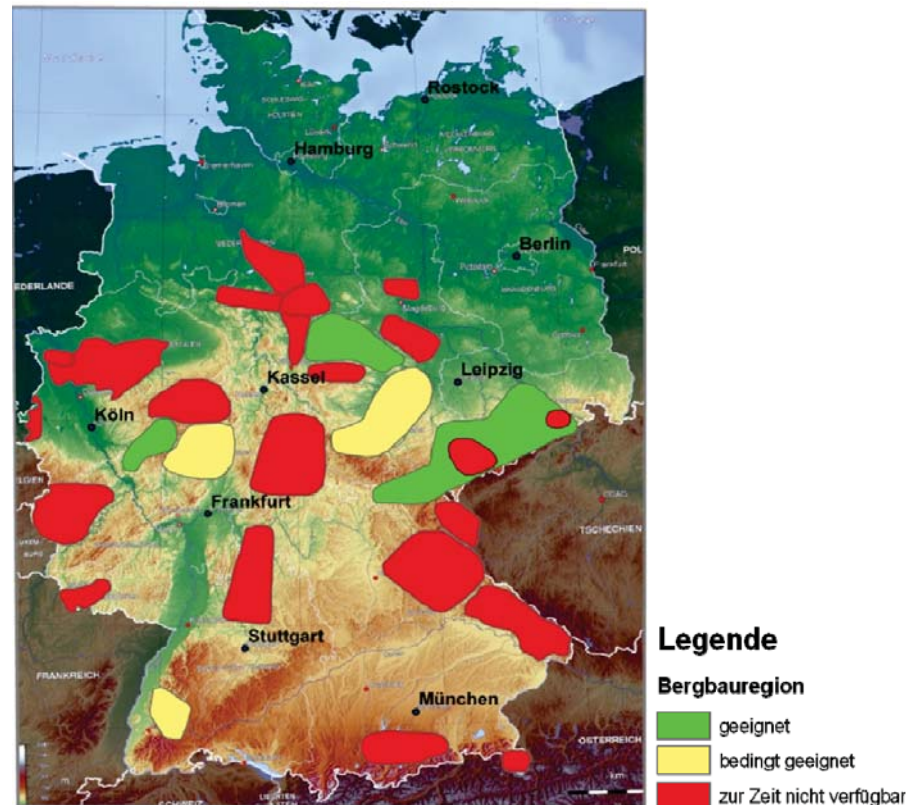


**Abbildung 6** Prinzipbild eines Pumpspeicherwerks unter Tage - Quelle: [Sch12].

Das Potenzial für weitere Pumpspeicherwerke in Deutschland erscheint aus Akzeptanz- und derzeit zudem aus Wirtschaftlichkeitsgründen stark beschränkt zu sein. Demgegenüber kann das Potenzial für Pumpspeicherwerke unter Tage in Deutschland aus Akzeptanzsicht als bedeutend eingeschätzt werden. In einer Studie des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen wurden im Erzgebirge 43, im Siegerland und Lahn-Dill-Gebiet 50 und im Harz 11 Bergwerke für die Nachnutzung als Pumpspeicherwerk als gut und bedingt geeignet eingestuft [Sch12].

Um abzuschätzen, welche Leistung und Kapazität an untertägigen Pumpspeicherwerken mit diesen insgesamt 104 gut und bedingt geeigneten Gruben realisierbar sind, muss jedes dieser Bergwerke einer Einzelfallbetrachtung unterzogen werden, da die Menge der verschiedenen standortspezifischen Faktoren und deren Einfluss auf das Ergebnis der Schätzung zu groß ist.





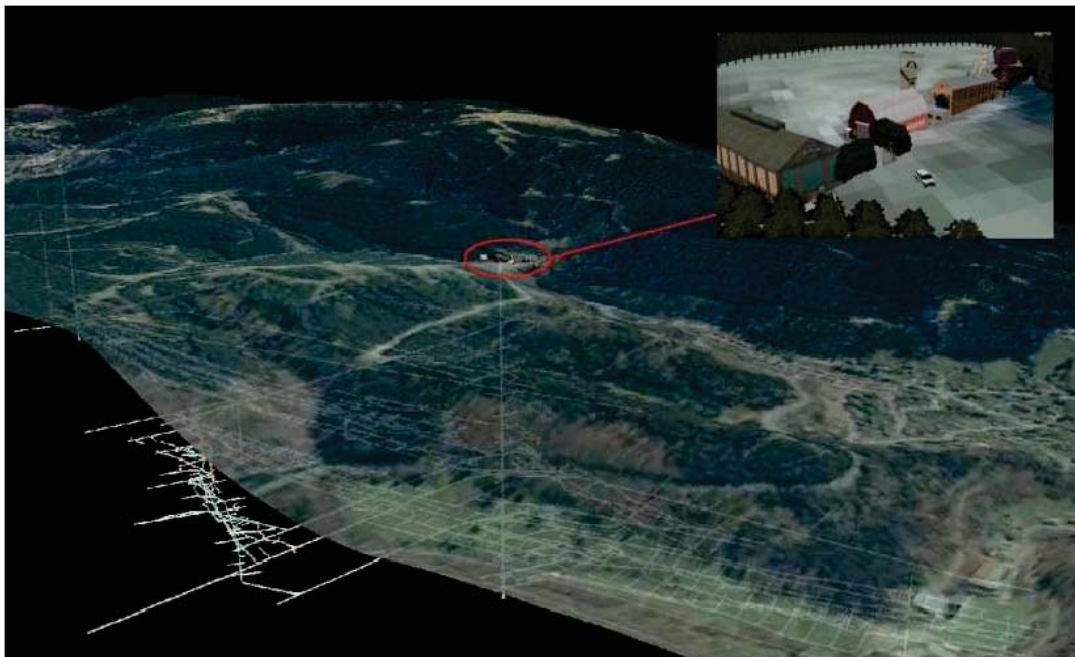
**Abbildung 7** Potenzialschätzung Deutschland - Quelle: [Bec11], bearbeitet.

Ein Anhaltspunkt kann jedoch durch folgende stark vereinfachende Annahmen ermittelt werden. Wird unterstellt, in jedem dieser Bergwerke könne ein Pumpspeicherwerk in der im folgenden Kapitel betrachteten Größenordnung mit einer Leistung von 100 MW und einem Arbeitsspeicher von 400 MWh errichtet werden, so wäre theoretisch eine Gesamtleistung von rund 10 GW und eine Speicherkapazität von 40 GWh und damit eine Verdoppelung der heute installierten Pumpspeicherkapazität in Deutschland sowohl hinsichtlich der Leistungs- als auch der Energie-Betrachtung abzuschätzen. Die Werte können ein erster grober Anhaltspunkt sein. Grund ist die zu erwartende große Streuung der tatsächlichen Werte für den einzelnen Standort sowohl nach oben als auch nach unten.

## 2.4 Erzbergwerk Grund – Wiemannsbuchtschacht

Das Erzbergwerk Grund in der Nähe des Kurortes Bad Grund war 1931 durch die Zusammenfassung der beiden Gruben „Hilfe Gottes“ und „Bergwerkswohlfahrt“ entstanden und mit zahlreichen Um- und Ausbauten bis 1992 in Betrieb. Die Grube gehört geologisch zum nordwestlichen Oberharz, wovon etwa 350 Millionen Jahren (Unterkarbon) sandige und tonige Sedimente abgelagert wurden, die heute eine Wechsellagerung von Grauwa-

cke und Tonschiefern bilden. Diese wurden während des Oberkarbon gefaltet und durch eine intensive Bruchtektonik bis vor etwa 250 Millionen Jahren (Erdaltertum) in ein Mosaik von Einzelschollen zerbrochen und gedehnt. Mit der Ausfüllung der bis zu 80 m breiten Gangspalten durch teilweise zerriebenes Nebengestein und hydrothermale Lösungen entstand die Erzlagerstätte. Das Nebengestein ist nach den Ergebnissen des Teilberichts zu geomechanischen Fragestellungen als gut standfest einzustufen.



**Abbildung 8** Digitales Landschaftsmodell Bad Grund mit einer Darstellung des Geländes Wiemannsbuchtschacht - Quelle: [Sch12].

Im Laufe des Betriebes des Erzbergwerks Grund und seiner Vorläufer wurden verschiedene Metallerze, insbesondere silberreiche Bleierze und deren Begleiterze gefördert. Der hier betrachtete Wiemannsbuchtschacht wurde 1948 als seigere Verlängerung des Blindschachtes II geplant. Ein Jahr später begann das Teufen mit den Aushubarbeiten. Er ging nach dem Durchschlag mit dem Blindschacht in 320 m Teufe und nach Fertigstellung der Tagesanlagen Ende 1951 in Betrieb. Die lichte Weite des Schachtes ohne Ausbauten beträgt im Minimum 3,5 m im Durchmesser. Er erreicht eine Teufe von 761 m und erschloss zuletzt bis zur Stilllegung gemeinsam mit drei weiteren Schächten das Grubenfeld des Erzbergwerks Grund.

Nach der Schließung des Bergwerks wurde es bis zum Niveau des Ernst-August-Stollens durch die zusetzenden Grubenwässer kontrolliert geflutet. In die Schächte wurden Be-

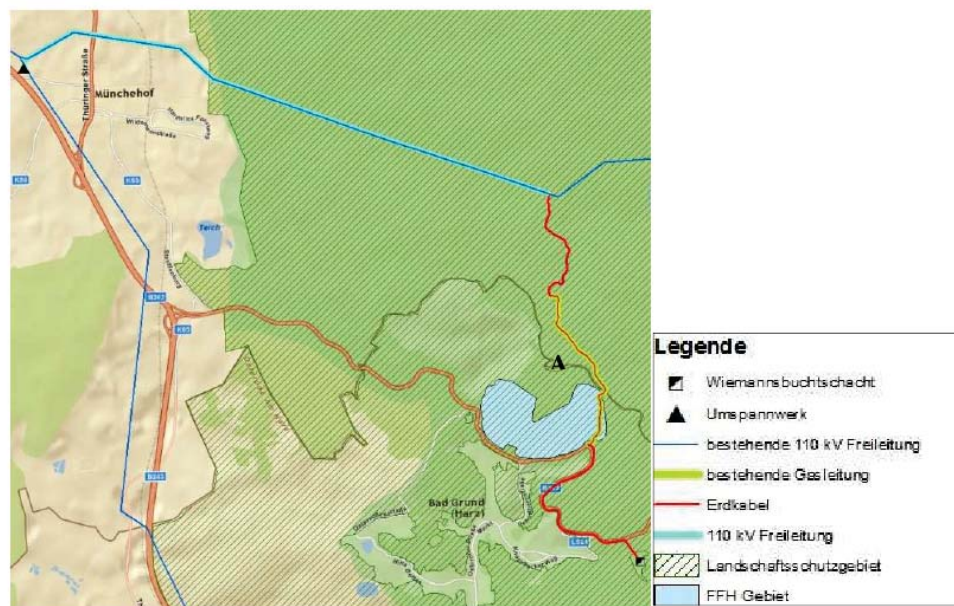
tonplomben eingebracht, die im Falle des Wiemannsbuchtschachtes bis in eine Teufe von knapp 130 m reicht. In unmittelbarer Nähe des Schachtes treffen sich zwei der Erzgänge, die dann den Schacht selbst schneiden, so dass Ober- und Unterbecken aus Sicht des Schachtes auf gegenüber liegenden Seiten angelegt werden müssen. Die Schachtgebäude über Tage wurden unter Denkmalschutz gestellt. Unter Tage gehört der Ernst-August-Stollen seit kurzem zum Weltkulturerbe „Oberharzer Wasserwirtschaftssystem“. Bei der Planung ferner zu beachten waren die in der Nähe gelegenen Wasser- und Landschaftsschutzgebiete sowie ein Flora-Fauna-Habitat.

Eine Nachnutzung der vorhandenen Strecken im Erzbergwerk Grund erscheint naheliegend. Andererseits sind durch die verwendeten Abbauverfahren und die steil stehenden Erzgänge Abdichtungen und Sicherungen der ehemaligen Abbaustrecken mit einem hohen Aufwand verbunden. Hinzu kommt, dass die auf einer Ebene vorhandenen Hohlräume und insbesondere die unter den Speicherbecken anzuordnende Maschinenkaverne durch Auffahrungen bergmännisch erweitert bzw. zu großen Teilen neu aufgefahren werden. Auf diese Weise können auch die eingangs beschriebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Auf dieser Basis wird zur Anwendbarkeit der Kraftwerksnetzanschlussverordnung eine Nennleistung von 100 MW oder mehr und hinsichtlich einer Präqualifikation im Regelenergiemarkt eine Laufzeit bei Nennleistung von mindestens 4 h angestrebt.

Entsprechend der Ergebnisse in [Sch12] werden für das Pumpspeicherwerk am Wiemannsbuchtschacht die übertägigen Grubengebäude, der Schacht selbst, Teile der 19. Sohle, Teile der Füllörter und der Ernst-August-Stollen nebst Verbindungsstrecke als Wasserlösungsstollen nachgenutzt. Nach der Entfernung der Betonplombe und dem Sumpfen der Grubenbaue wird der Schacht instand gesetzt. Zum Teil parallel beginnt die Auffahrung der Becken und der Maschinenkaverne, die im Zuge des Abbaufortschritts gesichert und abhängig vom vorgefundenen Gebirge ausgebaut werden. Das Abteufen von Flucht- und Druck- sowie ggf. weiteren Schächten, die Auffahrung und Sicherung der nötigen Örter vervollständigt die grundlegenden Bausteine der Schaffung von untertägigen Hohlraum für die Nachnutzung. Die Speicherbecken werden nicht als einzelner zusammenhängender Hohlraum geplant, sondern als Streckensystem mit einer Breite von 5 m, einer Höhe von 7,5 m und einem Abstand von 15 m der einzelnen Strecken. Zu erwarten ist eine mittlere Fallhöhe von 700 m und etwa 240.000 bis 260.000 m<sup>3</sup> nutzbares Wasservolumen.



Für den Ausgleich der kurzfristigen Einspeiseschwankungen sind schnelle Lastwechsel des Maschinensatzes nötig. Im Rahmen der Auslegung führte dies zur Auswahl eines ternären Maschinensatzes. Für die vorgegebenen Rahmendaten wurden eine Francisturbine und eine zweistufige, zweiflutige Pumpe ausgewählt. Im ungestörten Leistungsbetrieb übernimmt die Pumpe auch die Aufgabe der Wasserhaltung in der Grube. Der Maschinensatz selbst kann in einzelnen Baugruppen durch den Schacht gebracht werden.



**Abbildung 9** Netzanbindung - Variante Teilverkabelung - Quelle: [Sch12].

Für den elektrischen Anschluss wird vorgeschlagen, die Maschinenkaverne zu verlängern, um so Schaltanlagen, Maschinentrafo und Steuerung unterzubringen und die Energie bei einer installierten Leistung von 100 MW auf der Spannungsebene von 110 kV abzuleiten. Hierzu müssen entsprechende Kabelsysteme im Schacht installiert werden, um den Netzananschluss herzustellen. Für die Netzanbindung selbst wurden verschiedene Varianten untersucht. Die Variante „Teilverkabelung“ ist beispielhaft in Abbildung 9 dargestellt. Dabei wird vom Standort Wiemannsbuchtschacht die erste Strecke mit ca. 6 km Länge als Kabelsystem ausgeführt bis eine vorhandene einsystemige 110-kV-Freileitung der Harz Energie Netz GmbH erreicht wird. Durch eine Verstärkung dieser Trasse um ein weiteres System bis zum Umspannwerk Münchehof wird die Netzanbindung auf dem zweiten Teil der Strecke als Freileitung ausgeführt.

Für das untersuchte Modellbergwerk Grund erscheint nach derzeitigem Stand auch aus rechtlicher Sicht eine Genehmigung für Errichtung und Betrieb grundsätzlich möglich. Für diese Einschätzung wurden folgende Rechtsgebiete untersucht:

- Immissionsschutzrecht
- Bergrecht
- Wasserrecht
- Baurecht
- Denkmalschutzrecht
- Energiewirtschaftsrecht
- Raumordnungsrecht
- weitere genehmigungsrechtlich relevante Rechtsgebiete

Um die Umweltauswirkungen am ehemaligen Erzbergwerk Grund zu bestimmen, wurde von der Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung ausgegangen. Demnach sind flächen- und schutzgutbezogene Restriktionen am Standort zu unterscheiden. Eine umfassende umweltrechtliche Untersuchung für den Standort ist in [Bec11] zu finden.

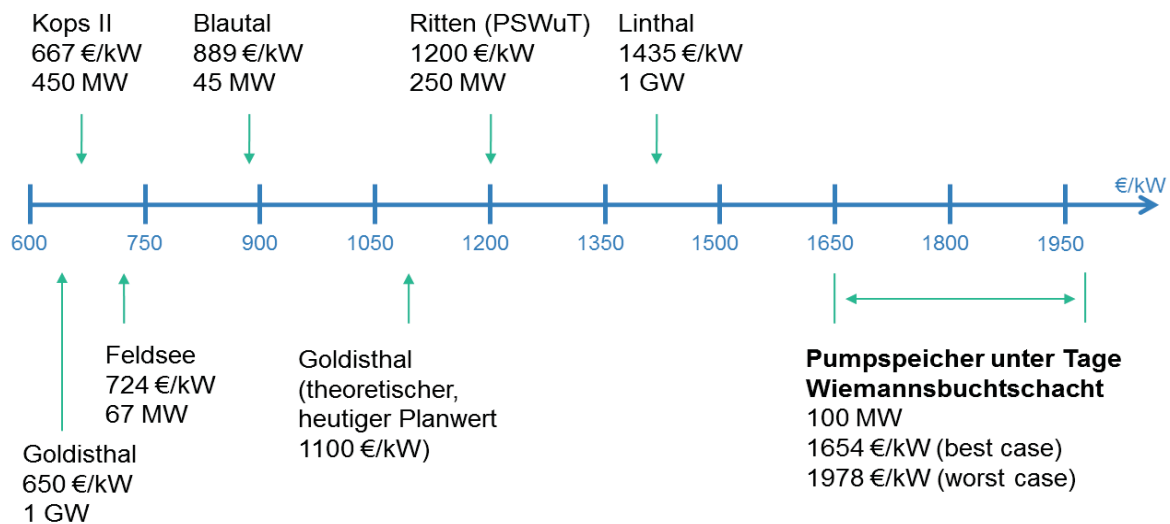
Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass die Errichtung einer Pilotanlage am Wiemannbuchtsschacht grundsätzlich aus markscheiderischer, geomechanischer, bergmännischer, maschinen- und energiesystemtechnischer sowie aus rechtlicher Sicht bei sorgfältiger Beachtung der Umweltfolgen und Akzeptanz möglich erscheint [Sch12]. Für eine weitere Bewertung eines untertägigen Pumpspeicherwerks ist eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsuntersuchung notwendig. Hierzu wird im folgenden Kapitel eine Einführung zu der Kostenseite gegeben. Anschließend wird die Markt- bzw. Erlösseite näher analysiert.

### **3 Investitionskosten für Pumpspeicher unter Tage**

Für die Ermittlung der Investitionskosten sind zwei methodische Herangehensweisen denkbar. Bei einem *Top-down-Ansatz* würden in einem ersten Schritt Referenzwerte von bestehenden Pumpspeicherwerken oder aktuellen Projektvorhaben ermittelt werden. Durch eine Expertenbefragung müssten Anpassungsfaktoren gefunden werden, die eine Abschätzung der Kosten eines untertägigen Pumpspeicherwerks möglich machen. Da bislang kein derartiges Projekt realisiert wurde, erscheint es schwierig bis unmöglich, auf diese Weise belastbare Zahlen zu erhalten. In einer vorangegangenen Studie wurde daher

ein *Bottom-up-Ansatz* gewählt, um eine Grundlage für die Bewertung eines Speicherkraftwerks zu schaffen [Bec11]. In einem ersten Schritt wurde ein Maßnahmenkatalog definiert, welcher alle Aktivitäten zur Errichtung eines Pumpspeicherwerkes unter Tage umfasst. Diese zu bewertenden Maßnahmen bzw. Kostenpositionen wurden aufgrund von Unwägbarkeiten oder auch durch die mögliche Verwendung unterschiedlicher Technologien in einem *best case*- und in einem *worst case-Szenario* betrachtet. Die Datengrundlage basiert dabei auf Gesprächen bei Unternehmen, Behörden und Experten, auf dem Einholen von konkreten Angeboten sowie auf Literaturrecherchen.

Das ermittelte Investitionsvolumen des betrachteten Pumpspeicherwerks am Standort Bad Grund liegt in der Kapazitätsvariante mit 400 MWh bei 1.892 €/kW. Der Wert ist als einfaches arithmetisches Mittel der beiden ermittelten Extremszenarien von 1.713 €/kW und 2.072 €/kW zu verstehen. Demnach liegt der absolute Wert des Investitionsvolumens im Mittel bei 189,2 Mio € bei einer installierten Leistung von 100 MW. Diese Werte wurden im Rahmen dieser Studie ergänzt und durch weitere Recherchen validiert, wodurch eine leichte Abweichung zu den bisher angegebenen Zahlen in [Bec11] resultiert.



**Abbildung 10** Spezifische Investitionen von traditionellen Pumpspeicherwerken sowie Pumpspeichern unter Tage - Quelle: [Bec11], bearbeitet.

In der Abbildung 10 ist zu erkennen, dass die Investitionskosten für die Nachnutzung eines stillgelegten Bergwerks durch einen untertägigen Pumpspeicher in der Regel höher sind als für übertägige Pumpspeicherwerke. Damit besteht aus dieser Sicht kein spezifischer Technologievorteil für PSW unter Tage. Es sei aber daran erinnert, dass ein erheblicher Akzeptanzvorteil für die untertägige Variante zu erwarten wäre. Der Vergleich mit

konventionellen Pumpspeichern könnte insofern hinterfragt werden, als dass diese heutzutage nicht oder nur mit Widerstand und entsprechendem Mehraufwand realisiert werden können.

Zu beachten ist, dass die unterschiedlichen, tatsächlich speicherbaren Energiemengen bei der obigen Sichtweise nicht beachtet werden, was die Art dieser Betrachtungen einschränkt. Beispielsweise ergibt sich für eine verdreifachte Kapazität in der 1.200 MWh-Variante, die ebenfalls im folgenden Kapitel mituntersucht wird, ein mittlerer, spezifischer Wert von 2.835 €/kW. Es ist erkennbar, dass trotz der absoluten Erhöhung der Kosten bei einer Volumenvergrößerung Skaleneffekte realisiert werden können, da die Investitionskosten nicht linear mit der Kapazitätserhöhung steigen. Die höheren Kosten entstehen dabei im Wesentlichen durch den Mehraufwand bei der Volumenvergrößerung der Speicherräume.

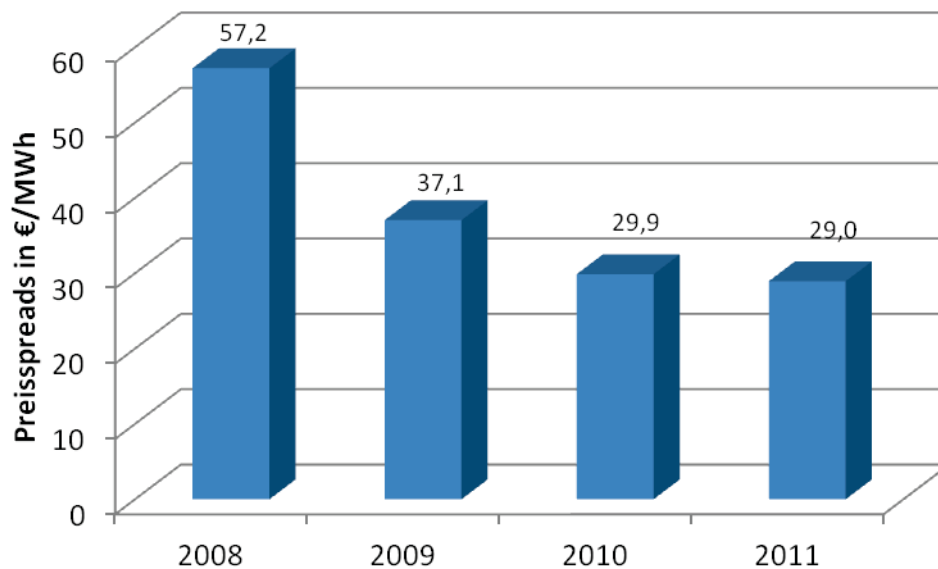
Ausschlaggebend für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit der Investition kann jedoch nur eine Analyse der Markt- und damit der Erlösseite sein, die im Folgenden durchgeführt wird.

## **4 Vermarktung der Dienstleistung des Pumpspeicherwerks unter Tage**

### **4.1 Spotmarkt**

Bis zur Liberalisierung 1998 bestimmte sich in Deutschland die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherwerken vorrangig durch das Kalkül, Energie in Spitzenbedarfszeiten bereitzustellen (Turbinenbetrieb) und relativ günstigen Überschussstrom zu Schwachlastzeiten zu beziehen (Pumpbetrieb). Ein einfacher Wälzbetrieb mit dem Prinzip „nachts pumpen - tagsüber turbinieren“ kann jedoch keineswegs die heutige und zukünftige Einsatzweise eines Pumpspeichers beschreiben. Richtig ist, dass für einen Speicher die absolute Höhe von Einkaufs- bzw. Verkaufspreis allein von geringerer Bedeutung ist, da die *Preisdifferenz* die entscheidendere Größe darstellt. Dadurch wird ein Handelsmotiv einer Speichereinrichtung deutlich: Das Ausnutzen von zeitlichen Preisdifferenzen (Preisspreads). Im Folgenden wird gezeigt, dass an der Strombörse (hier die Energy Exchange „EEX“ in Leipzig als Referenz) jedoch die heutige Erlössituation nicht ausreichend ist, um zumindest das hier diskutierte Investitionsobjekt als ein Beispiel für großtechnische Energiespeicher zu refinanzieren.

Abbildung 11 veranschaulicht, dass die Preisspreads, welche im Tagesausgleich erzielt werden konnten, in den letzten Jahren recht deutlich zurückgegangen sind.



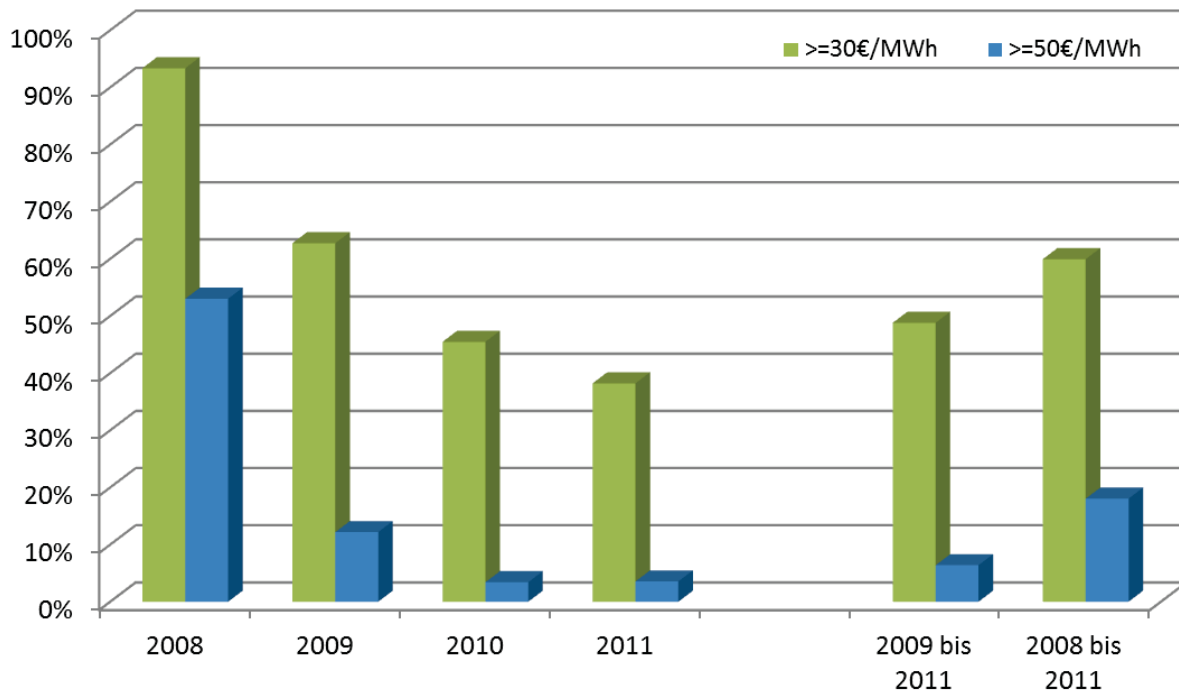
**Abbildung 11** Entwicklung der Preisspreads in den letzten Jahren - Quelle: eigene Darstellung mit Daten aus [EEX].

Grundlage für diese Analyse sind die jeweils vier Stunden eines Tages, die den höchsten bzw. niedrigsten Preis ausweisen. Dabei wird deutlich, dass diese ex-post Analyse eine Obergrenze darstellt, da nicht immer die attraktivsten Stunden antizipiert werden können oder auch andere (Kapazitäts-)Restriktionen ein anderes Einsatzverhalten erzwingen.

Ein Einflussfaktor für diese sinkende Preisentwicklung ist in der drastisch gestiegenen Installation von PV-Anlagen bzw. in der erhöhten Einspeisung hieraus zu sehen. PV-Anlagen, die zeitgleich zur Nachfragespitze am Mittag elektrische Energie einspeisen, „kappen die Mittagsspitze“ und tragen dadurch zu einer Verringerung des Preisspreads<sup>4</sup> bei. Unter diesen Rahmenbedingungen haben sogar die bereits vorhandenen Pumpspeicherwerke Schwierigkeiten, die notwendigen Deckungsbeiträge sicher zu erwirtschaften.

Die erzielbaren Preisspreads größer oder gleich 30 €/MWh (grün) bzw. 50 €/MWh (blau) sind in der folgenden Abbildung 12 für die letzten vier Jahre veranschaulicht. Die prozentualen Werte beziehen sich auf den Anteil der vier Stundenkombinationen, die innerhalb von 24 Stunden den höchsten Spread ermöglicht haben.

<sup>4</sup> Eine intensive Diskussion dieses Effekts findet sich z.B. bei [IZE12].



**Abbildung 12** Prozentualer Anteil der ausgewählten Stunden mit einer Preisdifferenz von mind. 30 bzw. 50 €/MWh - Quelle: eigene Darstellung mit Daten aus [EEX].

Analog zur Abbildung 11 ist der gleiche Trend zu beobachten: Eine Abnahme hoher Preisdifferenzen in den letzten vier Jahren. Im Jahr 2008 waren in mehr als 50% der betrachteten Stunden Differenzen von mindestens 50 €/MWh (theoretisch) erzielbar. Preisspreads in dieser Höhe gab es in den Jahren 2010 und 2011 lediglich in 3-4% der Stunden. Der Großteil der Stunden wiesen sogar nur Preisdifferenzen kleiner 30 €/MWh auf.

Kostenanalysen zu der hier diskutierten Speichertechnologie zeigen, dass auf Basis einer Vollkostenbetrachtung sogenannte Energiedurchsatzkosten<sup>5</sup> von mehr als 10 ct/kWh oder 100 €/MWh dauerhaft verdient werden müssten [Bec11]. Unter der Annahme, dass der Speicher bereits errichtet wurde und die Investitionskosten als sunk costs für die weitere Betrachtung nicht mehr relevant sind, ändert sich die Betrachtungsweise. Für den operativen Kraftwerkseinsatz kann man den Vergleich zwischen der Erlössituation und den variablen Kosten ziehen. Zumindest in den beiden letzten Jahren steht man jedoch sogar vor der Problematik, dass noch nicht einmal der Anteil der Energiedurchsatzkosten zu verdienen wäre, der die Betriebskosten ausmacht. Hier liegt man je nach Szenario und

<sup>5</sup> Die Höhe der Energiedurchsatzkosten entspricht der Differenz, die mindestens zwischen Verkaufs- und Einkaufspreis dauerhaft erzielt werden müsste.



Annahmen bei der gewählten Ausnutzungsdauer bei ca. 4-5 ct/kWh bzw. 40-50 €/MWh [Bec11].

Vergleicht man die Entwicklungen sowie die Erlössituation im Allgemeinen mit der Kostenseite von Speichertechnologien<sup>6</sup>, gelangt man schnell zu der Einsicht, dass Spekulationsgeschäfte mit den derzeitigen Referenzwerten der Strombörse allein keine Anreize setzen, eine positive Investitionsentscheidung zu treffen, da das erzielbare Wertschöpfungspotenzial unter diesem Handelsmotiv nicht ausreicht.

Als zweite Handelsmöglichkeit soll im Folgenden der Regelenenergiemarkt einer genaueren Analyse unterzogen werden.

## **4.2 Regelenenergiemarkt**

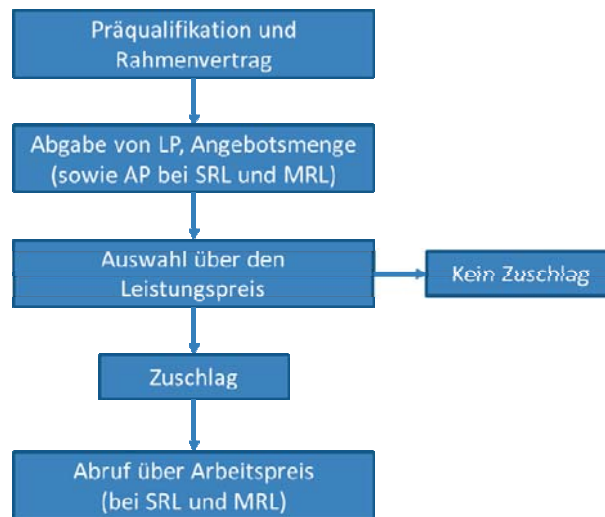
Wenn unerwartete Änderungen oder Ausfälle auf der Erzeuger- oder Verbraucherseite auftreten, kann durch den Abruf von Regelleistung wieder ein Gleichgewicht im Energiesystem geschaffen werden. Dass die notwendige Bedingung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz und damit einer Frequenz im Bereich des Sollwertes erfüllt werden kann, garantiert das Vorhalten von positiver oder negativer Regelleistung. Wenn beispielsweise die fluktuierende Energiequelle PV nicht in der prognostizierten Art und Weise einspeist, gilt es dem Ungleichgewicht gegenzusteuern.

Die Übertragungsnetzbetreiber, die durch das Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet sind, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, kennen drei Regelenenergiequalitäten. Jede Regelenenergieart umfasst andere technische Ansprüche, die es im Rahmen einer Präqualifikation unter Beweis zu stellen gilt. Nach erfolgreicher Prüfung und Anfertigung eines Rahmenvertrages kann auf einer gemeinsamen Plattform der vier ÜNB an einer Auktion getrennt für die drei Regelenenergiearten Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) bzw. deren Produkte teilgenommen werden. Grundsätzlich gilt, dass eine Auswahl der bezuschlagten Anbieter nach dem günstigsten Leistungspreis erfolgt. Für die SRL und MRL wird in einem weiteren Schritt der tatsächliche Abruf über den Arbeitspreis festgelegt. Möchte ein Anbieter relativ wenig abgerufen werden, da zum Beispiel ein Produktions-

---

<sup>6</sup> Kostenanalysen verschiedener Speichertechnologien sind z.B. in der VDE-Studie „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ zu finden [VDE09].

prozess nur in Ausnahmefällen gestört werden soll, bietet er einen „hohen<sup>7</sup>“ Arbeitspreis an. Möchte er hingegen häufig auf Abruf stehen, wird ein „geringer<sup>8</sup>“ Arbeitspreis gesetzt. Zusammengefasst zeigt die folgende Grafik den Prozess von Präqualifikation bis zum tatsächlichen Abruf der Regelleistung.



**Abbildung 13** Vermarktung von Regelleistung - Quelle: eigene Darstellung nach [Mue10].

Wie bereits angesprochen, existieren für jede Regelleistungsart verschiedene Tarife bzw. Produkte. Man kann die PRL, SRL und MRL nach mehreren Kriterien klassifizieren, wie die nachstehende Tabelle 2 zeigt.

**Tabelle 2** Ausschreibungsmodalitäten auf den drei Regelleistungsmärkten - Quelle: eigene Darstellung nach [BNA11].

	<b>PRL</b>	<b>SRL</b>	<b>MRL</b>
Produkte	keine weitere Differenzierung	4 Produkte getrennt nach positiver und negativer Regelleistung sowie Tarifzeit HT und NT: POS-HT, POS-NT, NEG-HT, NEG-NT	6 x 4-h Blöcke getrennt nach positiver und negativer Regelleistung
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Mindestangebotsgröße	1 MW	5 MW	5 MW

<sup>7</sup> hohe Zahlung vom Netzbetreiber an den Anbieter.

<sup>8</sup> hohe Zahlung vom Anbieter an den Netzbetreiber.



Bevor die genaue Erlössituation auf dem Regelenenergiemarkt betrachtet wird, sollen die Entwicklungen und Tendenzen der jüngsten Vergangenheit auf den Kapazitätsmärkten zusammengefasst werden. Die folgenden Ausführungen, die auf [Lor12], [Bec11], [BNA11] basieren, sollen eine Abschätzung der positiven und negativen Risiken auf die Nachfrage und das Angebot liefern.

*Nachfrageseitig* ist zu konstatieren, dass die weitere Einbindung von erneuerbaren Energien im Energiesystem zu einem erhöhten Bedarf von Regelenenergie führt. Dem gegenüber stehen jedoch mehrere Aspekte, die bedarfssenkend wirken. Zum einen sind weitere Verbesserungen in den Prognosemethoden zu erwarten, die ein genaueres Einspeiseverhalten versprechen. Zum anderen besteht die Möglichkeit, Prognosefehler im Intraday-Handel auszugleichen, in dem noch sehr kurzfristig Geschäfte getätigt werden können. Schließlich sind durch eine verbesserte Koordinierung unter den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern sowie in einer Ausweitung der Regelzonen, wie bereits praktiziert, weitere Effizienzpotenziale zu heben, die zu einer verringerten Nachfrage führen.

Auf der *Angebotsseite* sind ebenfalls – zumindest qualitativ – mehr Argumente zu nennen, die aus Anbietersicht tendenziell zu einer sinkenden Erlöserwartung führen.

Allen voran sind die Bestrebungen der Bundesnetzagentur zu erwähnen, die auf allen Teilmärkten mehr Wettbewerb schaffen möchte. Konkrete Maßnahmen hierfür sind beispielsweise die Verringerung der Mindestangebotsgröße, kleinere Ausschreibungszeiträume und weitere Möglichkeiten des sogenannten „Pooling“, die insbesondere auch kleineren Anbietern den Marktzutritt erlauben. Auch die Diskussion um die „grüne Regelenenergie“, also das Anbieten von Regelenenergie durch Erneuerbare-Energie-Anlagen wird zukünftig zu einer Angebotserhöhung führen. Zum gleichen Effekt käme man, wenn der Kraftwerkspark einen steigenden Anteil an flexiblen Kraftwerken erhält, wodurch zusätzliche Regelenenergieanbieter in den Markt kommen können. Auf dem Markt, der bisher durch oligopolistische Züge geprägt war, ist der wesentliche Aspekt, der zu einer Verringerung des Regelenenergieangebots führen würde, die Reduktion von konventioneller Kraftwerksleistung.

Nach Aussage der Bundesnetzagentur haben die neuen Regeln auf dem PRL- und SRL-Markt zu einer Teilnahme von „vielen neuen“ Marktakteuren<sup>9</sup> geführt [BNA12a]. Die

---

<sup>9</sup> Eine Anbieterliste ist unter [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) zu finden.

Maßnahmen scheinen auf diesem oligopolistisch geprägten Markt tendenziell zu einem intensiveren Wettbewerb beigetragen zu haben. Was volkswirtschaftlich zunächst zu einem erwünschten effizienten sowie preis- bzw. kostensenkenden Effekt führt, bedeutet andererseits einen Anreizverlust für Investitionsentscheidungen. Im Übrigen kann man bei der Minutenreserve und den im Dezember 2011 veranlassten neuen Beschaffungsvorgaben von einer analogen Argumentationsweise ausgehen [BNA11].

Nichtsdestotrotz bietet der als Kapazitätsmarkt ausgestaltete Regelergiemarkt mit einer Vergütung für die Leistung (und Arbeit) grundsätzlich attraktive Möglichkeiten, die es zu untersuchen gilt. Es werden fünf Fallbeispiele<sup>10</sup> betrachtet, die aus einer Kombination vom Handel am Regelernergie- sowie am Spotmarkt bestehen und in Tabelle 3 zusammengefasst sind.

**Tabelle 3** betrachtete Fallbeispiele.

<b>Variante</b>	<b>Beschreibung</b>
SRL NEG-HT	(negative) Sekundärregelenergie im HT-Zeitfenster aufnehmen und in der übrigen Zeit Energie am Strommarkt bereitstellen
SRL POS-HT	Im NT-Zeitfenster auf dem Strommarkt Energie einkaufen und im HT-Zeitfenster (positive) Sekundärregelenergie abgegeben
SRL NEG-NT	im NT-Zeitfenster (negative) Sekundärregelenergie aufnehmen und im HT-Zeitfenster am Strommarkt bereitstellen
MRL NEG	Pro Tag in insgesamt drei Zeitscheiben (negative) Minutenreserveleistung beziehen und in der übrigen Zeit am Strommarkt veräußern
PRL	positive und negative Primärregelung im Ausschreibungszeitraum anbieten und Verluste durch Einkauf am Strommarkt kompensieren

Für die Berechnung des Ergebnisses sind Annahmen zu treffen. Beispielsweise ist von einem Regelernergieanbieter zu entscheiden, ob seine Anlage als Einzelanlage oder in einem „Pool“ angeboten werden soll. Während man bei der Variante Einzelanlage an allen Chancen (z.B. Erhalt des gesamten Leistungspreises) und Risiken (z.B. keine Absicherung

---

<sup>10</sup> Beispielsweise ist die theoretische Variante „SRL POS-HT“ nicht weiter berücksichtigt worden, da der lange Vorhaltezeitraum im HT-Zeitfenster die Kapazitätsbeschränkung des PSW unter Tage bei weitem übersteigt. Im NT-Zeitfenster und Bezug von negativer Regelleistung wird argumentiert, dass bei einem Abruf über die Kapazitätsgrenze hinaus, über den hydraulischen Kurzschlussbetrieb garantiert werden könnte, dass weiterhin ein Energiebezug möglich ist.

bei Ausfall) partizipiert, wird für diese Betrachtung angenommen, dass sich das PSW unter Tage in einem Pool befindet. Damit erhält man zum Beispiel den Vorteil, dass man sich an ein vorhandenes SRL-Leitsystem anbinden kann, hat allerdings auch eine Erlösminde- rung durch ein Dienstleistungsentgelt an den Pool-Betreiber zu berücksichtigen [Nol12]. Diese und weitere Annahmen sind im Folgenden aufgelistet:

**Tabelle 4** zu Grunde gelegte Annahmen für die Fallbeispiele.

<b>Annahmen</b>	
Preisbasis	Regelenergiemarkt 2011 Spotmarkt 2009-2011
Kostenbasis	12h-Variante: 2.835 €/kW 4h-Variante 1.892 €/kW [Bec11, aktualisiert]
O&M/Versicherung	insgesamt 2,5% der Projektkosten
Poolungskosten	10% der LP-Einnahmen
Wirkungsgrad	80%
Zinssatz vor Steuern	6%
Nutzungsdauer	50 Jahre

Weiterhin wird der Arbeitspreis so gesetzt, dass möglichst eine hohe Kapazitätsauslastung angenommen werden kann. Folgende Methodik kann hierfür angewandt werden. Als erstes sind die Arbeitspreise von den bezuschlagten Anbietern nach ihrer Größe aufstei- gend zu sortieren. Im nächsten Schritt wird analysiert, welcher Arbeitspreis sich gemäß einer merit-order eingestellt hat, wenn die tatsächlich abgerufenen Regelleistungswerte für die Viertelstundenwerte im Betrachtungszeitraum zu Grunde gelegt werden. Schließ- lich werden die resultierenden Arbeitspreise - jeweils gültig für eine Viertelstunde - als Preisdauerlinie dargestellt. Durch dieses Vorgehen wird es ermöglicht, eine Beziehung zwischen Abrufhäufigkeit und Arbeitspreis zu erhalten, die in die Betrachtung mitein- fließt.

In der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die verschiedenen Fälle in verschiedenen Speicherauslegungen bewertet. In einem der betrachteten Fälle (SRL NEG-HT) wird bereits nach Abzug der variablen Kosten ein negativer Deckungsbeitrag ausgewiesen. In vier Fäl- len können immerhin die variablen Kosten erwirtschaftet werden.

**Tabelle 5** Auszug aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung im Detail: Die variablen Kosten können in vier der fünf untersuchten Fälle erwirtschaftet werden.

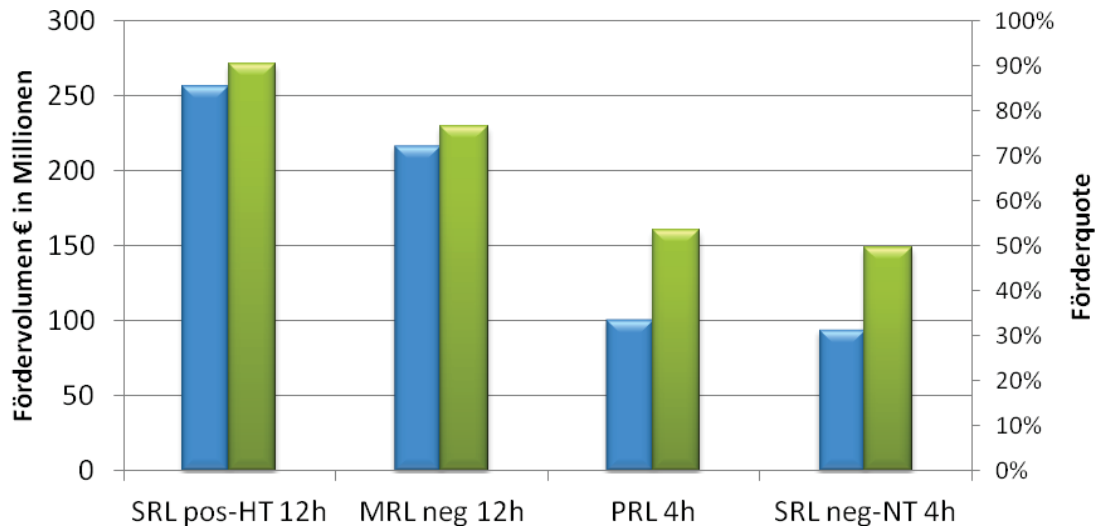
Variante	SRL NEG-HT	SRL POS-HT	MRL NEG	PRL	SRL NEG-NT
Speichergröße [MWh]	1.200	1.200	1.200	400	400
Reichweite Volllast [h]	12	12	12	4	4
Einnahmen [Mio €/a]	17,18	25,57	17,79	13,13	12,03
- variable Kosten [Mio €/a]	21,57	23,83	13,57	7,56	6,00
= Deckungsbeitrag [Mio €/a]	-4,39	1,74	4,22	5,57	6,03
- annuitätische Kapitalkosten [Mio €/a]	n.a.	17,97	17,97	12,00	12,00
= jährliche Deckungslücke [Mio €/a]	n.a.	-16,23	-13,76	-6,42	-5,97

Nach Abzug der annuitätischen Kapitalkosten zeigt sich jedoch, dass je nach Szenario eine jährliche Deckungslücke zwischen 6 und 16 Millionen € pro Jahr entsteht. Damit wird deutlich, dass sich unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen keine der betrachteten Alternativen rentabel darstellen lässt.

Trotz dieses aus betriebswirtschaftlicher Sicht zunächst negativen Ergebnisses sind drei Optionen denkbar, die einen Speicherzubau durch untertägige Pumpspeicherwerke ermöglichen.

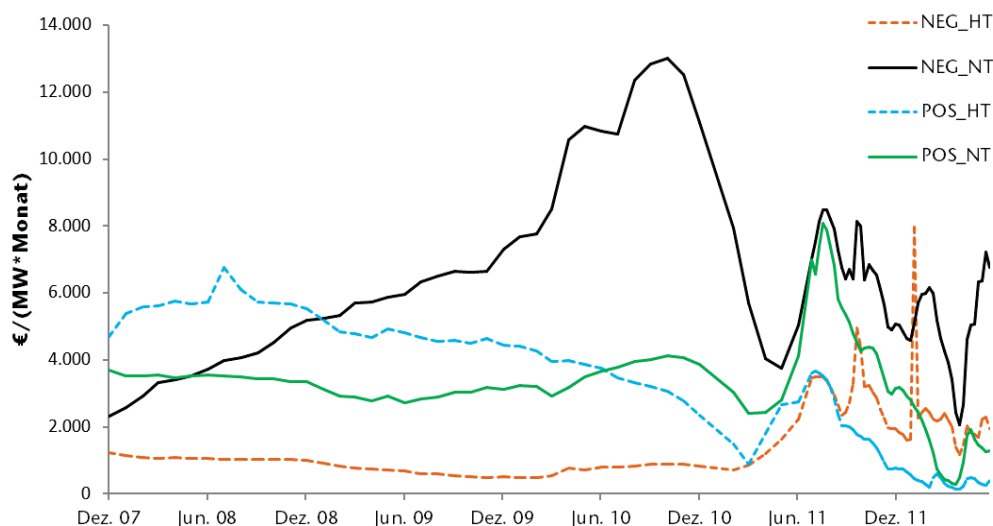
Eine *erste* Überlegung wäre, durch Kosteneinsparungen einen Wert zu identifizieren, bei dem die Wirtschaftlichkeitsgrenze erreicht würde. In diesem Falle dürfte ein Speicher im *besten Fall* (SRL NEG-NT, 2011) maximal 1.220 €/kW kosten. Bei Betrachtung der Kostenstruktur und den aktuell abgeschätzten Projektkosten für eine Pilotanlage in Höhe von 1.892 €/kW, erscheint es nicht plausibel, dass sich bereits am Beginn der Lernkurve einer solchen Technologie die erforderlichen Kostenreduktionen einstellen werden.

Um zu ermöglichen, dass Bau- und Betriebserfahrungen in einem Pilotprojekt gesammelt werden können, bestünde – *zweitens* – die Möglichkeit, durch eine Förderung den notwendigen Ausgleich zu schaffen. In den vier betrachteten Beispielen wären Förderquoten im Hinblick auf die Projektkosten in Höhe von 50 bis 91% notwendig.



**Abbildung 14** Fördervolumen (blau) und Förderquote (grün) für vier Fallbeispiele.

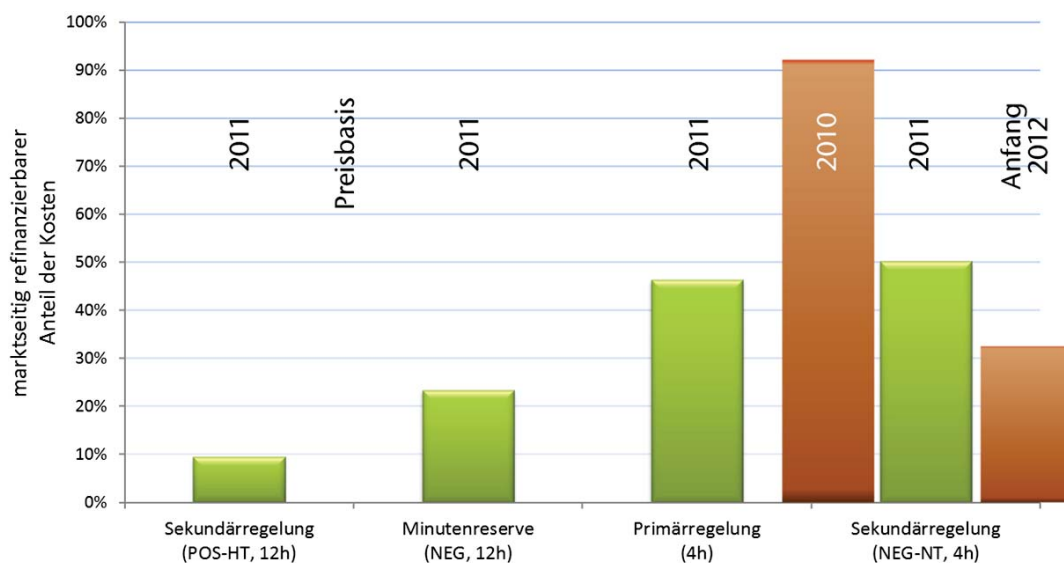
Der *dritte* Ansatz führt zu der Frage, ob die zukünftigen Erlöserwartungen derart positiv ausfallen könnten, dass private Investoren zu einer positiven Investitionsentscheidung kommen. Jedoch kann bereits durch die Darstellung der aktuellen Einflussfaktoren insbesondere auf dem Regelle Energiemarkt eine eher pessimistische Stimmung in der von Unsicherheit geprägten Branche identifiziert werden. In der jüngsten Vergangenheit zeigt sich auf dem Regelle Energiemarkt tendenziell ein Absinken des Preisniveaus sowie eine Zunahme der Preisvolatilität, wie Abbildung 15 für verschiedene Tarife visualisiert.



**Abbildung 15** Leistungspreise der Sekundärregelung von Ende 2007 bis Mai 2012 - Quelle: [Reg12].

Insgesamt erschweren eine Vielzahl an Einflussfaktoren, regulatorische Eingriffe und die Unsicherheit der zukünftigen (Preis-)Entwicklungen die Entscheidungsfindung für eine

kapitalinvestive und langfristige Investition. Unterschiedliche Preisniveaus, wie sie in den letzten Jahren zu beobachten waren, können die Beurteilung eines Bauprojektes signifikant verändern. Eine Variation der Erlössituation verdeutlicht diese These. Für alle Szenarien werden in der folgenden Abbildung (in grün) die marktseitig refinanzierbaren Anteile der Kosten bei einer Preisbasis der Regelernergiepreise in 2011 dargestellt. Für das bisher „beste“ Resultat (rechts in Abbildung 16) werden zusätzlich die Ergebnisse bei einer Preisbasis „2010“ sowie „Anfang 2012“ dargestellt.



**Abbildung 16** Refinanzierbarer Anteil der Kosten durch die Markterlöse.

Unterstellt man das Preisniveau aus 2010, hätte man aufgrund der recht hohen Leistungspreise über 90% der Kosten abdecken können. In der Wirtschaftlichkeitsberechnung würde man jedoch erst bei einem theoretischen Leistungspreis von rd. 12.000 €/ (MW\*Monat) mit dem Speicher „im Geld“ sein. Ein derartiges Preisniveau dürfte in der Zukunft recht wahrscheinlich nicht (wieder) und sicherlich nicht dauerhaft zu erreichen sein. Unterstellt man einen Leistungspreis in Höhe von 4.000 €/ (MW\*Monat), wie man ihn in den ersten Monaten dieses Jahres erlebt hat, so könnte man „nur“ 32% der Kosten durch die Erlöse abdecken. Um in diesem Fall eine Anlage wirtschaftlich betreiben zu können, wäre dann eine Förderquote von 68% erforderlich.

### 4.3 Fazit

Aufgrund der geringen Wertschöpfungspotenziale und der aktuellen Entwicklungen auf dem Spotmarkt wurde der Schwerpunkt der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf verschiedene Szenarien auf dem Regelergiemarkt gelegt. Dabei ist festzuhalten, dass das unter-

suchte Pumpspeicherwerk technisch in der Lage ist, alle Regelenergiearten anbieten zu können.

Auf den Regelenergiemärkten erschweren (langfristig unplanbare) regulatorische Eingriffe, eine Vielzahl weiterer Einflussfaktoren und die Unsicherheit der zukünftigen Preisentwicklungen die Entscheidungsfindung für eine kapitalintensive und langfristige Investition. Insbesondere für eine Demonstrations- bzw. Pilotanlage wird unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen kein ausreichendes Investitionssignal gesendet.

Da die von außen gesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit untertägiger Pumpspeicherwerke haben, wird im folgenden Abschnitt ein Überblick über die derzeitige Debatte gegeben.

## 5 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

In Deutschland kann aus gesellschaftlichen, technischen und/oder wirtschaftlichen Hürden derzeit kein erheblicher Speicherausbau erwartet werden. Während andere Speichertechnologien zum Teil mit einer Kombination mehrerer Hürden konfrontiert sind, ist für ein untertägiges Pumpspeicherwerk im Wesentlichen das Wirtschaftlichkeitskriterium der kritische Aspekt<sup>11</sup>. Dieser Sachverhalt ist jedoch im energiewirtschaftlichem Umfeld kein Einzelfall. Studien zeigen, dass „die zur Sicherung der Versorgungssicherheit notwendigen Reservekapazitäten (...) grundsätzlich im bisherigen Design der Strommärkte *nicht marktgetrieben* bereitgestellt werden (können)“ [Die12].

Gleichzeitig bekennt sich Deutschland zu einem Wandel hin zu einem (rein) regenerativen Elektroenergiesystem, wobei ein breiter Konsens besteht, dass Speicher als Flexibilisierungsmöglichkeit zwischen Angebot und Nachfrage sowie als Netzstabilitätseinrichtungen als elementare Bausteine dazugehören werden. Nach Ansicht der Bundesnetzagentur ist der Netzausbau „mit Sicherheit nicht“ ausreichend, um die Energiewende erfolgreich zu bewältigen. Der Präsident der Regulierungsbehörde Homann ist der festen

---

<sup>11</sup> Auch die bislang unzureichend entwickelte Genehmigungslage stellt derzeit noch eine Herausforderung dar, die sich die Politik jedoch zukünftig annehmen möchte.



Überzeugung, dass „leistungsfähige Speicher gebraucht werden, um Strom aus Wind- und Solaranlagen rund um die Uhr verfügbar zu machen“ [WiW12].

Resultat dieser Diskrepanz ist aktuell die Häufung von Forderungen nach einer adäquaten Förderung von Speichertechnologien bzw. dem Abbau bisheriger Hemmnisse für deren weiteren Ausbau. So existiert derzeit in Deutschland kein spezielles Förderprogramm für Energiespeicher, welches das Ziel verfolgt, diese Technologien zumindest mittelfristig marktfähig zu machen. Erste Ansätze, Speichern einen höheren Stellenwert zuzuweisen, sind jedoch erfolgt. Beispielsweise ist im Bereich der Netznutzungsentgelte im EnWG ein Aspekt zu erwähnen. In den sogenannten Übergangsregelungen heißt es, dass „nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, (...) für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt (sind)“ [EnW]. In der Branche bestehen jedoch Forderungen, entsprechende Regelungen auch für Bestandsanlagen einzuführen.

Im Bereich der Forschungsförderung findet eine breite Unterstützung seitens der Politik statt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) stellen durch die „Förderinitiative Energiespeicher“ in einer ersten Phase bis 2014 insgesamt bis zu 200 Millionen Euro für die Forschung und Entwicklung von Energiespeichertechnologien bereit. Damit soll dazu beigetragen werden, dass die Entwicklung von Speichermöglichkeiten beschleunigt wird [BMB11].

In der Diskussion gibt es jedoch regelmäßig Äußerungen, die einen Schritt weitergehen. Forderungen lauteten unter anderem, dass ein eigener Vergütungssatz für Speicherstrom oder eine Erweiterung des EEG im Hinblick auf Speicherstrom nötig sei [z.B. Lan10, Rad07, VDE08, Moe11]. Teilweise ist sogar eine erste Quantifizierung der Vergütungssätze zu finden. Damit ein Markteintritt stattfindet sowie die Technologieentwicklung gefördert wird, wäre ein Zuschlag für Speicherstrom in Höhe von 80 – 100 €/MWh auf den EEX-Preis wünschenswert [VDE08]. Jedoch plant die Bundesregierung derzeit keine Einführung eines derartigen Speicherbonus. Stattdessen wurde bekannt gegeben, dass von der Bundesregierung „im Mittelpunkt der Aktivitäten“ die Themen Forschungsförderung,



Technologieentwicklung und die Unterstützung von Demonstrationsprojekten stehen [BMW12].

Auf *europäischer* Ebene wird in der EG-Richtlinie<sup>12</sup> zur „Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“ [Die10, VDE09] u.a. darauf hingewiesen, dass „der Einsatz von Systemen zur Energiespeicherung für die integrierte Gewinnung diskontinuierlich zur Verfügung stehender Energie aus erneuerbaren Quellen unterstützt werden muss“. Dabei wird unter anderem darauf hingewiesen, dass Unterstützungen in Form von „Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarife und Prämienzahlungen“ möglich sind. Denkbar wäre es demnach auch aus diesem Blickwinkel, Pilotprojekte gezielt durch Investitionshilfen zu fördern.

Weiterhin sind die Entwicklungen des Diskurses über die Notwendigkeit und Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes zu beobachten.

Ausgehend von der dargestellten Diskussion lassen sich zusammenfassend drei allgemeine Handlungsoptionen zur Anpassung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ableiten.

#### 1. Unterstützung der Technologiewende bezüglich der Notwendigkeit künftiger Speicher-Energiesysteme zur Netzstabilität

Die Entwicklung von marktfähigen Speichersystemen ist nach einhelliger Auffassung notwendige Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende. Dafür wird ein Portfolio mit verschiedenen Technologieoptionen benötigt, um in Abhängigkeit vom technischen und wirtschaftlichen Einsatzrahmen die passende Alternative wählen zu können. Dabei sollte dem Markt als effizientem Koordinationsmechanismus die Auswahl der jeweiligen Optionen vorbehalten bleiben. Gleichwohl sollte die Forschung und Entwicklung weiterhin technologieoffen vorangebracht werden.

#### 2. Überprüfung und Anpassung der marktlichen Anreizstruktur

Wie in Kapitel 2 ausgeführt, besteht durch den massiven Ausbau von regenerativen Kraftwerkskapazitäten zukünftig die technische Notwendigkeit, Systemelemente für eine sichere Betriebsführung und Systemstabilität zu schaffen. Hierzu fehlen unter den aktuel-

---

<sup>12</sup> Richtlinie 2009/28/EG des europäischen Parlaments und des Rates.

len Rahmenbedingungen jedoch ausreichende Anreize. Die sich derzeit in Planung befindlichen Projekte werden wegen der unzureichenden Wirtschaftlichkeit gestoppt oder zumindest „auf Eis gelegt“, wie das Beispiel des Pumpspeicherwerks Atdorf aktuell belegt [Mie12].

Vor diesem Hintergrund wird z.B. von der VW Kraftwerk GmbH gefordert, dass „die durch das EEG geförderten Kapazitäten bis 2022 auf zunächst 100.000 MW gedeckelt werden müssen“. Von einer solchen Deckelung wird erwartet, dass der Bedarf an systemstabilisierenden Komponenten zunächst in Grenzen gehalten bzw. mehr Zeit für den Aufbau dieser Kapazitäten gewonnen werden kann.

Weiterhin wird eine Anpassung des Fördermechanismus vorgeschlagen, in der „eine unabhängige Expertenkommission bis Ende Juni 2013 über eine Quotierung der vorher genannten Gesamtleistung auf die jeweiligen Regenerativarten (Photovoltaik, Biomasse, Onshore, Offshore etc.) zu entscheiden hat“. Hiervon wird erwartet, dass die Allokation zukünftiger Anlagen verbessert wird. Ferner bestehe die Notwendigkeit, dass „der Neubau von Speicher-/Regelanlagen in das EEG zu verankern ist. Darüber hinaus ist eine technisch zu begründende Quote an Speicher-/Regelkapazität in Relation zur EEG-Kapazität festzuschreiben“ [VWK12].

Eine Möglichkeit zur Anpassung der marktlichen Rahmenbedingungen für die für die Energiewende relevanten Technologien kann somit eine Umstellung des Fördermechanismus hin zu einem System der Mengensteuerung sein. In einem solchen Modell findet alleine der Markt durch die sich dort einstellenden Preissignale zu einer optimalen Struktur der regenerativen Energieerzeugung. Gleichwohl bleibt für Speichertechnologien, welche sich bereits heute in einem marktlichen System mit freier Preisbildung befinden, zu überlegen, ob nicht eine Anpassung der dortigen Anreize (z.B. Internalisierung externer Effekte bei konkurrierenden Technologien, Förderung durch Investitionszuschüsse, Entgeltbefreiungen etc.) zu dem gewünschten Effekt führen kann.

Vor diesem Hintergrund wäre daher zu untersuchen, mit welchen Methoden die gewünschten Anreize für Speichersysteme effizient umzusetzen sind.

### 3. Verteilung technischer und wirtschaftlicher Risiken neuer Speichertechnologien

Wie bereits erwähnt, können insbesondere leistungsstarke Speicheranlagen in technischer Hinsicht Beiträge zur Aufrechterhaltung eines sicheren und stabilen Netzbetriebs bei einem zukünftig immer höheren Anteil unregelmäßig einspeisender regenerativer Ener-

gie leisten. Da ein sicherer und stabiler Netzbetrieb eine zwingend erforderliche Voraussetzung für einen hochindustrialisierten Standort wie Deutschland ist, stellt sich daher die Frage, ob die Errichtung der hierfür erforderlichen Speicher als Infrastruktur alleine Aufgabe privater Investoren sein kann bzw. soll. So ist unter diesem Infrastrukturaspekt derzeit u.a. für den Bau und Betrieb z.B. von Bundeswasserstraßen und Bundesautobahnen der Bund zuständig. Dieser Aspekt lässt sich prinzipiell auch auf die Bereiche Netzausbau (insbesondere bei den derzeit diskutierten Overlay-Netzen) und auch dem Ausbau von Energiespeicherkapazitäten übertragen. Vor diesem Hintergrund lässt sich die Wirtschaftlichkeit von Speicheranlagen somit auch durch eine Risikoteilung zwischen privaten Investoren und öffentlicher Hand erreichen, um die derzeit noch nicht wirtschaftlich zu realisierenden Anlagen rechtzeitig verfügbar machen zu können.

In der Entwicklung innovativer großtechnischer Energiespeicher verfügt das Energieland Niedersachsen im Bereich untertägiger Pumpspeicherwerke derzeit noch über einen Wissensvorsprung, den es sowohl auf der technischen als auch auf der wissenschaftlichen Ebene weiter auszubauen gilt. Dieses Konzept erscheint im bundesweiten Kontext derart interessant, so dass ausgehend von den ersten Untersuchungen des EFZN bereits weitere Bundesländer Interesse an der Technologie untertägiger Pumpspeicherwerke gezeigt haben und bereits weiterführende Studien und Entwicklungen eigenständig fördern. Mit einer ersten Pilotanlage unter Tage in Niedersachsen wird den Kompetenzträgern in Niedersachsen eine Perspektive aufgezeigt, welche darüber hinaus über Potenziale zu einer nachhaltigen Stärkung und Sicherung der regionalen Wirtschaftskraft verfügt.

## **6 Fazit**

Aufbauend auf den bislang erfolgten Untersuchungen am Energie-Forschungszentrum Niedersachsen wurde gemeinsam mit VW Kraftwerk GmbH und Harz Energie GmbH & Co. KG eine Abschätzung der wirtschaftlichen Machbarkeit eines untertägigen Pumpspeicherwerks als Entscheidungshilfe für ein weiteres Engagement der Partner erstellt.

Speicher spielen in einem volkswirtschaftlich effizienten rein regenerativen Energiesystem eine Schlüsselrolle. Pumpspeicher unter Tage wären als eine Option in der Lage, als Systemelement schon heute und künftig in „Smart Grids“ kurzfristige Sprünge und Schwankungen in der Erzeugung und der Last regional auszugleichen. Bei einer entsprechenden Anzahl von untertägigen Pumpspeichern können diese die Übertragungsnetze

von derartigen Stabilitätsaufgaben entlasten und dadurch den europäischen Energiebinnenmarkt fördern.

Wenngleich unter den gegebenen Rahmenbedingungen heute (noch) wenige betriebswirtschaftliche Anreize für Speicherinvestitionen bestehen, erscheint es in Zukunft bei entsprechend geänderten Rahmenbedingungen im Energie- bzw. Regelmarkt möglich, Pumpspeicherwerke unter Tage als wirtschaftliche Option darzustellen. Dies erfordert:

- Unterstützung der Technologiewende bezüglich der Notwendigkeit künftiger Speichersysteme zur Netzstabilität
- Überprüfung und Anpassung der marktlichen Anreizstruktur
- Integration von Aspekten der Systemstabilität in die Fördermechanismen für regenerative Energien, Förderung neuer Speichertechnologien bzw. Schaffung von effizienten Anreizen für Investitionen in verfügbare Speichertechnologien
- Verteilung technischer und wirtschaftlicher Risiken neuer Speichertechnologien zwischen privaten Investoren und öffentlicher Hand, um die derzeit noch nicht wirtschaftlich zu realisierenden Anlagen rechtzeitig verfügbar machen zu können

In der Entwicklung innovativer großtechnischer Energiespeicher verfügt das Energieland Niedersachsen im Bereich untertägiger Pumpspeicherwerke derzeit noch über einen Wissensvorsprung, den es auf der technischen Ebene (Errichtung einer Pilotanlage im Harz) und im wissenschaftlichen Bereich auch durch die Unterstützung des Landes weiter auszubauen gilt.

## Verwendete Quellen

- [Bau11] Baumgart, Bastian; Hinüber, Gerd; Nailis, Dominic: Der Kapazitätsmarkt – Schlagwort oder Zukunftsprojekt? Essen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61. Jg. Heft 1/2 (2011) ETV Energieverlag, 2011.
- [Bec11] Beck, H.-P., Schmidt, M. (Hrsg.): Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke - Abschlussbericht. Universitätsbibliothek Clausthal, TU Clausthal, 2011.
- [BMB11] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Bekanntmachung der Förderinitiative Energiespeicher. [Online]. Letzter Zugriff am 2. Juni 2012 auf <http://www.bmbf.de/foerderungen/16431.php>.
- [BMU11] Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erfahrungsbericht 2011 zum EEG. [Online]. Letzter Zugriff 31.08.2012 auf [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/47342.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47342.php)
- [BMW12] Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie: Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage zum Thema Innovative Speichertechnologien als Eckpfeiler der Energiewende. Drucksache 17/10314. Berlin, BMWi, 2012.
- [BNA11] Bundesnetzagentur: Bundesnetzagentur legt neue Ausschreibungsbedingungen für die Minutenreserve fest (BK6-10-099). [Online]. Abruf am 10. Juni 2012 auf [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111021\\_AuschrBedgMinutenreserve.html](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111021_AuschrBedgMinutenreserve.html).
- [BNA12a] Bundesnetzagentur: Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung (BK6-10-097). [Online]. Abruf am 12. Juni 2012 auf [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097\\_Beschluss.html?nn=54756](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss.html?nn=54756).
- [BNA12b] Bundesnetzagentur: Versorgungsqualität - Übersicht SAIDI-Werte Strom 2006–2011. [Online]. Abruf am 30.10.2012 auf [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/SAIDIWerteStrom/SAIDIWerteStrom_node.html), 30.10.2012
- [Bot08] Bothe, David; Riechmann, Christoph: Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland. Essen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 10, S. 31-36, 2008.
- [Die10] Dietrich, Lars; Ahnsehl, Sascha: Energiespeicherung im Portfolio der Förderung erneuerbarer Energien - Förderungsoptionen und -perspektiven. Essen, Energiewirt. Tagesfragen 60. Jg. Heft 4 (2010) ETV Energieverlag, 2010.
- [Die12] Diermann, Carsten; Matthes, Felix; Schlemmermeier, Ben: 20 Fragen zur Bewertung von Kapazitätsmechanismen. Berlin, LBD-Beratungsgesellschaft mbH / Öko-Institut e.V., 2012.
- [EEX] European Energy Exchange AG (EEX). [Online]. <http://www.eex.com>.
- [EnW] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz). Neufassung von 2005 mit letzter Änderung vom 1. April 2012.



- [Fuc11] Fuchs, Martin: Hält das Netz? Herausforderungen an das Übertragungsnetz im Zeichen der Energiewende (Vortrag). München, Tennet, 2011.
- [Gie09] Giesecke, Jürgen: Wasserkraftanlagen. Heidelberg, Springer-Verlag, 5. aktualisierte und erweiterte Auflage, 2009.
- [Hüb12] Hübner, Christian: Netzausbau für die Energiewende (Vortrag). [Online] 2012. Letzter Zugriff am 30.10.2012 auf [http://www.energieregion.de/download/120601\\_energieregion\\_nuernberg\\_tennet.pdf](http://www.energieregion.de/download/120601_energieregion_nuernberg_tennet.pdf).
- [IZE12] Institut für ZukunftsEnergieSysteme (Frantzen, Jörg; Hauser, Eva): Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis Saarbrücken, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, 2012.
- [Lan10] Landinger, Hubert; Schmidt, Patrick; Zerta, Martin: Herausforderung Energiespeicher. [Online] 2010, Energie 2.0 Kompendium 2010. Letzter Zugriff am 29.04.2012 auf <http://www.energy20.net>.
- [Lor12] Lorenczik, Stefan: Einsatz von Pumpspeichern im Energiemarkt (Vortrag). Berlin, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, 2012.
- [Mie12] Mielcarek, Katja (Badische Zeitung): Pumpspeicherwerk Atdorf steht auf der Kippe. [Online]. Letzter Zugriff am 28. September 2012 auf <http://www.badische-zeitung.de/bad-saeckingen/schluchseewerk-pumpspeicherwerk-atdorf-steht-auf-der-kippe--57674759.html>.
- [Moe11] Möhrstedt, Udo: Stromversorgung ohne Atom, Kohle oder Gas ist möglich. [Online]. Letzter Zugriff am 14. Mai 2012 auf [http://www.oekonews.at/index.php?mdoc\\_id=1057849](http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1057849).
- [Mue10] Müller, Thomas: Virtuelles Regelenergiekraftwerk. Frankfurt am Main, Mainova EnergieDienste, 2010.
- [Nol12] Nolting, Frank: Bereitstellung von Sekundärregelleistung (Vortrag). Paderborn, E.ON Westfalen Weser, 2012.
- [Rad07] Radgen, Peter: Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung. Berlin, UBA, 2007.
- [Reg12] Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. [Online]. <http://www.regelleistung.net>.
- [Sch11] Schulze, Lutz: Systemrelevanz von Pumpspeichern im Stromverbundnetz. Vortrag auf dem dena-Dialogforum „Neue Pumpspeicher für die Stromversorgung in Deutschland“ der dena. Berlin, 50Hertz, 2011.
- [Sch12] Schmidt, M., Beck, H.-P.: Windenergiespeicherung durch Nachnutzung stillgelegter Bergwerke - Kurzbericht. 1.Aufl. – Göttingen: Cuvillier, 2012.
- [VDE08] VDE: Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen: Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen. [Online]. Letzter Zugriff am 08. Juni 2012 auf <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V2/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/SmartDistribution2020Ergebnisse.aspx>.



- [VDE09] Energietechnische Gesellschaft: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. Frankfurt, VDE, 2009.
- [VWK12] VW Kraftwerk GmbH (Beteiligungen, Konzeptplanung und Energiewirtschaft; Siemer, Heinz): Auskunft vom 1. Oktober sowie 2. November 2012
- [WiW12] Wirtschaftswoche: Es fehlen Leitungen und Wasserspeicher. Düsseldorf, WirtschaftsWoche/Handelsblatt Heft Nr. 26, 2012.
- [Wue12] Wunsch, Marco: Notwendige Rahmenbedingungen für eine stärkere Marktdurchdringung von KWK-Anlagen. Vortrag auf dem dena-Dialogforum „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung in der Stromversorgung“. Berlin, Prognos, 2012.
- [Wun12] Wunder, Raimund: Energiewende aus Sicht der Industrie und am Beispiel der Energiestrategie VW (Vortrag auf dem RWE IndustrieForum). Wolfsburg, VW Kraftwerk, 2012.





