

# Die Zukunft der Stromspeicherung

Hermann Pütter, Gesellschaft Deutscher Chemiker

Die deutsche Energiewende wird sich in den nächsten 25 Jahren besonders stark auf die Stromversorgung auswirken. Von einer Grundversorgung durch Kraftwerke, die auf fossile und nukleare Energieträger zugreifen, werden wir übergehen auf eine fluktuierende Versorgung, basierend auf Anlagen, die Wind und Sonne nutzen. Über diese Strategie herrscht – bei allem Streit in den Details - über alle politischen und gesellschaftlichen Richtungen hinweg breiter Konsens.

## Die Entwicklung der deutschen Stromversorgung

Abb. 1 zeigt ein realistisches Szenario<sup>1</sup>. Die mittlere Leistung von etwa 60 GW, die heute unseren Strombedarf deckt, kann schon 2025 nicht mehr konventionell erbracht werden. Biomasse und Wasserkraft als ebenfalls weitgehend regelmäßig verfügbare Energiequellen werden für die Deckung der Grundlast herangezogen werden müssen. Gleichzeitig zwingt die unstete Verfügbarkeit von Windkraft und PV-Strom zum Aufbau deutlich höherer Kapazitäten. Lag deren Größe 2010 noch bei rund 35 GW, muss sie sich bis 2040 auf etwa 140 GW vervierfachen. Wenn die Verbraucher dann nicht erheblich flexibler sind als heute, bedeutet dies, dass unter entsprechenden Wetterbedingungen Wind- und PV-Strom allein mehr Strom ins Netz drücken könnten, als abgenommen werden kann.

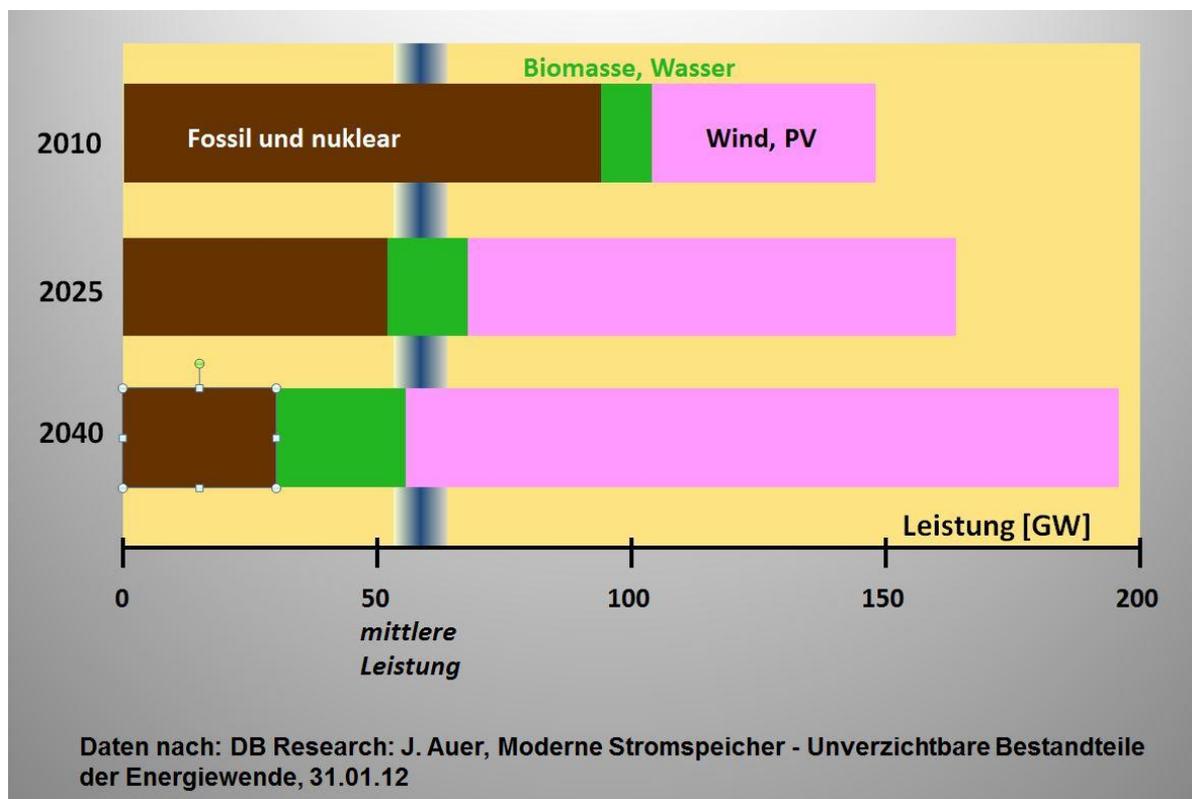


Abb. 1 Stromversorgung 2010 – 2040, Kapazitäten

Die deutsche Energieagentur, dena, geht in ihrer Studie<sup>2</sup> zur Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt von 2012, davon aus, dass ab 2030 diese Situation zu kritischen Zuständen führen wird. Abb. 2 zeigt dies am Beispiel der Residuallast. Unter Residuallast versteht die dena die Differenz von Nachfrage und dem Angebot aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen. Die geordnete Dauerlinie der Residuallast zeigt zwei kritische Bereiche. Bei hoher Residuallast, also bei Verbrauchsspitzen, stößt die Versorgung mit Strom an ihr Limit, bei negativer Residuallast hat das Netz Probleme, das Angebot unterzubringen. Negative Residuallast tritt vorwiegend an Wochenenden auf.

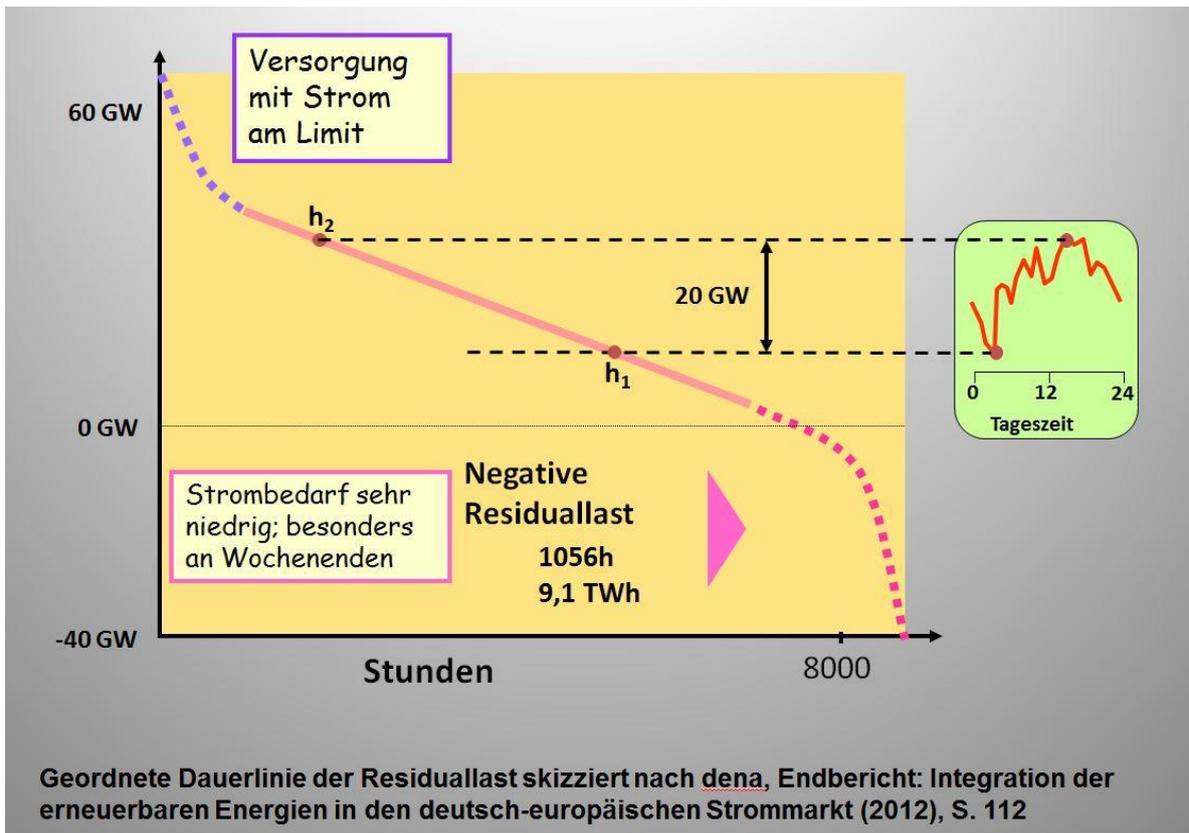


Abb. 2 Geordnete Dauerlinie der Residuallast – schematischer Verlauf 2030

### Flexibilität: Grundvoraussetzung für den Umbau des Stromsystems

Was die geordnete Dauerlinie nicht zeigt, ist das eigentliche Problem: Häufig treten große Nachfrage- und Angebotsschwankungen innerhalb kurzer Zeitabstände – von Minuten und Stunden auf. Um darauf zu reagieren, müssen die Abnehmer auf Flexibilität getrimmt werden. Dies soll innerhalb eines Smart Grids erfolgen, eines „intelligenten Stromnetzes“, das über die entsprechenden Preissignale Haushalten, Handel, Gewerbe und Industrie sowie dem zukünftigen Bereich Elektromobilität das Auf- und Abfahren ihres jeweiligen Strombedarfs ermöglichen soll. Der Umfang dieser Reaktionsmöglichkeiten ist zwar nicht unerheblich aber technisch und ökonomisch begrenzt. So können moderne Chloralkalielektrolysen zwar schnell ihren Strombedarf variieren, da sie ihre Produkte aber in einen Betriebsverbund einspeisen, bedarf es auch bei den Abnehmern an entsprechender Flexibilität. Dies erfordert entweder Lagermöglichkeiten oder höhere Kapazitäten der Anlagen. Auch die Flotte der Hybrid- und Elektrofahrzeuge ist weder jederzeit noch beliebig schnell und häufig nutzbar, da deren Stromspeicher zunächst der Mobilität dienen

und ihre Überbeanspruchung ihrer Lebensdauer schaden wird. Eine weitere Option der Flexibilisierung wird in einem europäischen Verbund gesehen.

### Stromspeicher

Bei aller Flexibilität der Abnehmer wird es nötig sein, große Stromspeicherkapazitäten aufzubauen. Dies kann direkt und indirekt erfolgen. Als indirekte Speicher oder Puffer bieten sich z.B. Wärme- oder Kältespeicher an, die während Zeiten von Stromspitzen „gefüllt“ werden und die das Netz bei niedrigem Stromangebot nicht beanspruchen, indem sie „geleert“ werden. Solche indirekten Speicher sind zwar Stromverbraucher aber selbst keine Stromerzeuger. Direkte Speicher tun beides, Strom abnehmen und Strom erzeugen. Neben der reifen Technologie der Pumpspeicherkraftwerke bieten sich hier neue – vorwiegend elektrochemische - Möglichkeiten an. Diese beruhen auf Verfahren, die technisch und ökonomisch noch intensiv optimiert werden müssen, um die Kosten der Stromspeicherleistung in akzeptablen Grenzen zu halten.

Über die Gestaltung der Randbedingungen und der Märkte sowie über Art und das Ausmaß der F&E-Aufwendungen herrscht noch große Unsicherheit. Nicht nur technische Entwicklungen sondern auch politische Weichenstellungen werden entscheidend sein. Beispielsweise stößt der Ausbau nationaler Pumpspeicher in Deutschland oder die Mitnutzung der deutlich größeren Pumpspeicherkapazitäten in einigen Nachbarländern auf eine Vielfalt von Vorbehalten. Regionale, nationale, ökologische, wirtschaftliche und rechtliche Ansprüche, Argumente und Interessen sind zu berücksichtigen und erschweren die Entscheidungsfindung.

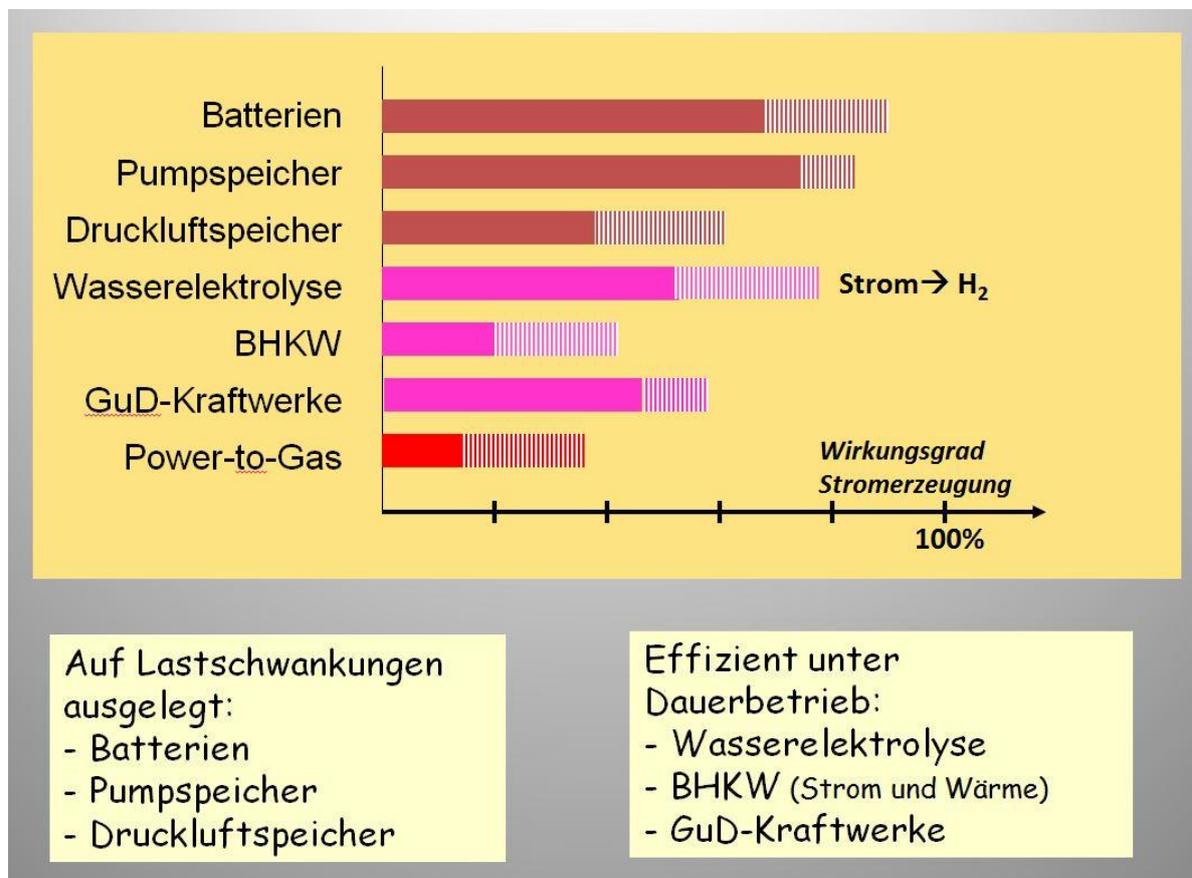


Abb.3 Effizienzvergleich einiger Systeme Strom oder Wasserstoff (als Energieträger)

Überraschenderweise stellt auch die Scientific Community einen Unsicherheitsfaktor dar. Und zwar gerade auf ihrem ureigenen Kompetenzfeld, der technischen und ökonomischen Sachlichkeit. Dies soll am Beispiel Power-to-Gas anhand der beiden Grundkriterien für die Entwicklung zuverlässiger Speicher<sup>3</sup>, Wirkungsgrad und Kosten, dargestellt werden.

Abb. 3 zeigt die Wirkungsgrade verschiedener Speichertechnologien, wie sie in der Literatur<sup>4</sup> angegeben werden. Batterien (im allgemeinen Sprachgebrauch auch Akkus genannt) haben neben Pumpspeicherkraftwerken den höchsten Zyklenwirkungsgrad. Von dem aus dem Netz an die Speicher beim Laden abgegebene Strommenge fließen 70 bis 80% beim Entladen wieder ins Netz zurück. Heutige Druckluftspeicher schaffen 40%, neue Systeme wie AA-CAES (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage), sollen 60% - vielleicht sogar 70% erreichen<sup>5</sup>.

### Power-to-Gas

Eine in Deutschland intensiv geförderte Entwicklung, Power-to-Gas<sup>6</sup>, setzt auf Wasserstoff als Zwischenstufe: Überschussstrom wird in Wasserelektrolysen zur Herstellung von Wasserstoff verwendet. Dieser wird komprimiert und entweder gespeichert oder ins Erdgasnetz abgegeben. In nachgeschalteten Stromerzeugern, Brennstoffzellen oder thermischen Kraftwerken, wird er wieder in Strom „umgewandelt“. Eine große Wasserelektrolyse kann, kontinuierlich betrieben, einen Wirkungsgrad von 65% erreichen – vielleicht sogar übersteigen. Kleine, dezentrale, diskontinuierliche Elektrolyseanlagen, die entsprechend der Stromspitzen gefahren werden, liegen in ihren Wirkungsgraden eher bei 50% oder sogar darunter.

Die Erzeugung von Strom in BHKW, und GuD-Kraftwerken hängt stark von den Randbedingungen ab, unter anderem spielt der korrespondierende Wärmebedarf eine wichtige Rolle. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 30% und 50 % unter den ständig schwankenden Anforderungen der jeweiligen Residuallast.

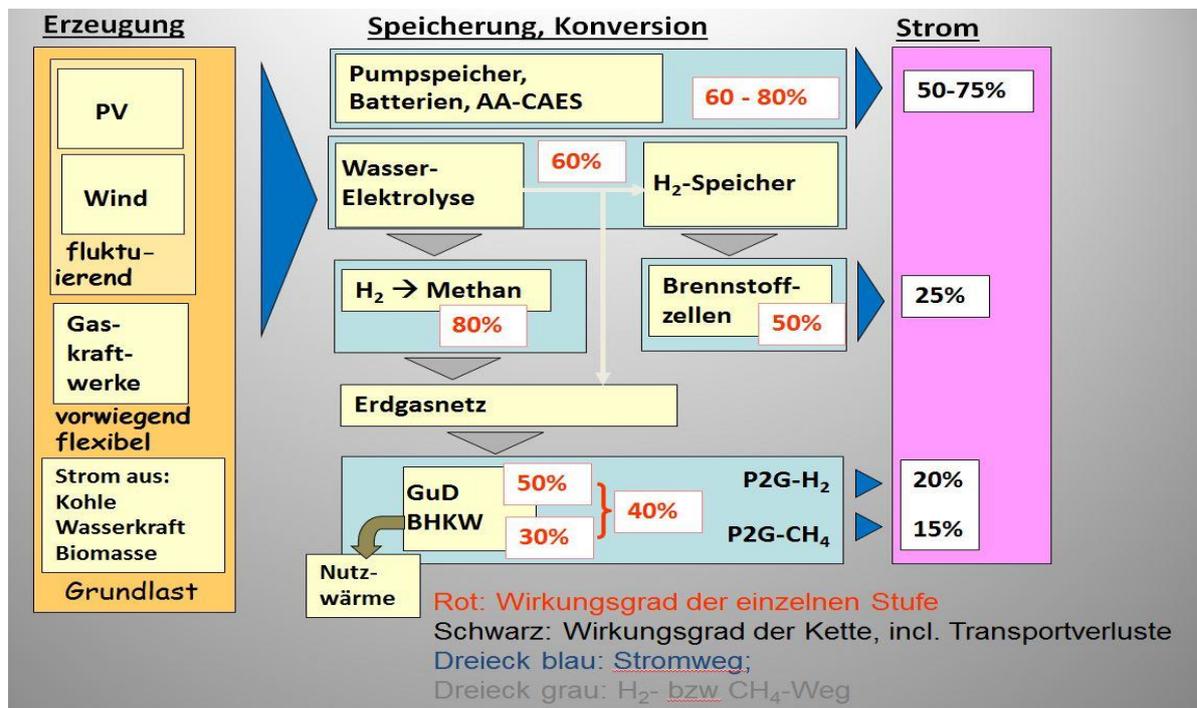


Abb. 4 Strom gespeichert: Die Wirkungskette

Aus diesen Zahlen lässt sich die Wirkungsgradkette ableiten. Neben den Speicherverlusten ergeben sich noch Transportverluste in den Strom-, Wasserstoff- und Erdgasnetzen. Diese Verluste sind zwar mit weniger als 10% gering, aber sie sind bei der Frage, wie viel des ursprünglich erzeugten Stroms beim Verbraucher letztlich ankommt, nicht ganz ohne Bedeutung. Abb. 4 zeigt einige Varianten der Stromspeicherung mit Wirkungsgraden, die sich aus Abb. 3 ergeben.

Während bei den direkten Stromspeichern zwischen 50 und 75% des erzeugten Stroms bei den Abnehmern ankommt, geht über den Wasserstoffweg 75% und mehr verloren. Allein die nackten Stromkosten vervier- oder versechsfachen sich so. Breit diskutiert wird außerdem die Umsetzung von Wasserstoff mit CO<sub>2</sub> zu Methan. Dies vermeidet einige technische Probleme, die die direkte Einspeisung von Wasserstoff mit sich bringen könnte, schwächt aber die ohnehin schon verlustreiche Wirkungsgradkette der Wasserstofflinie weiter ab.

### Wie steht es mit den Speicherkosten?

Über die Betriebskosten der Stromspeicherung herrscht große Unsicherheit. Die Angaben über die einzelnen Technologien sind z.T. stark lobbyistisch gefärbt. Die Kosten für Pumpspeicherkraftwerke bilden die Benchmark mit < 0,1€/kWh. Für diese Anlagen sind die Betriebsbedingungen seit Jahrzehnten bekannt. Batterietechnologien liegen wegen ihrer deutlich höheren Investitionskosten heute in den Bereichen um etwa 0,2 €/kWh mit einer großen Schwankungsbreite<sup>7</sup> (Abb. 5). Entscheidend für die Kosten ist außerdem die Häufigkeit des Speichereinsatzes. Je häufiger der Einsatz desto niedriger die Belastung durch die Fixkosten. Hier liegt ein Vorteil der Power-to-Gas-Technologie. Der Kostenanteil für die Stromerzeugung aus dem gespeicherten Wasserstoff ist gering, da hier die ohnehin ständig genutzte Infrastruktur des Erdgasnetzes und der Gaskraftwerke mitgenutzt wird. In erster Näherung sind deshalb nur die Betriebskosten der Elektrolyse entscheidend. Diese werden von den Vertretern von Power-to-Gas im Bereich 0,1€ kWh oder gar darunter gesehen<sup>8</sup>.

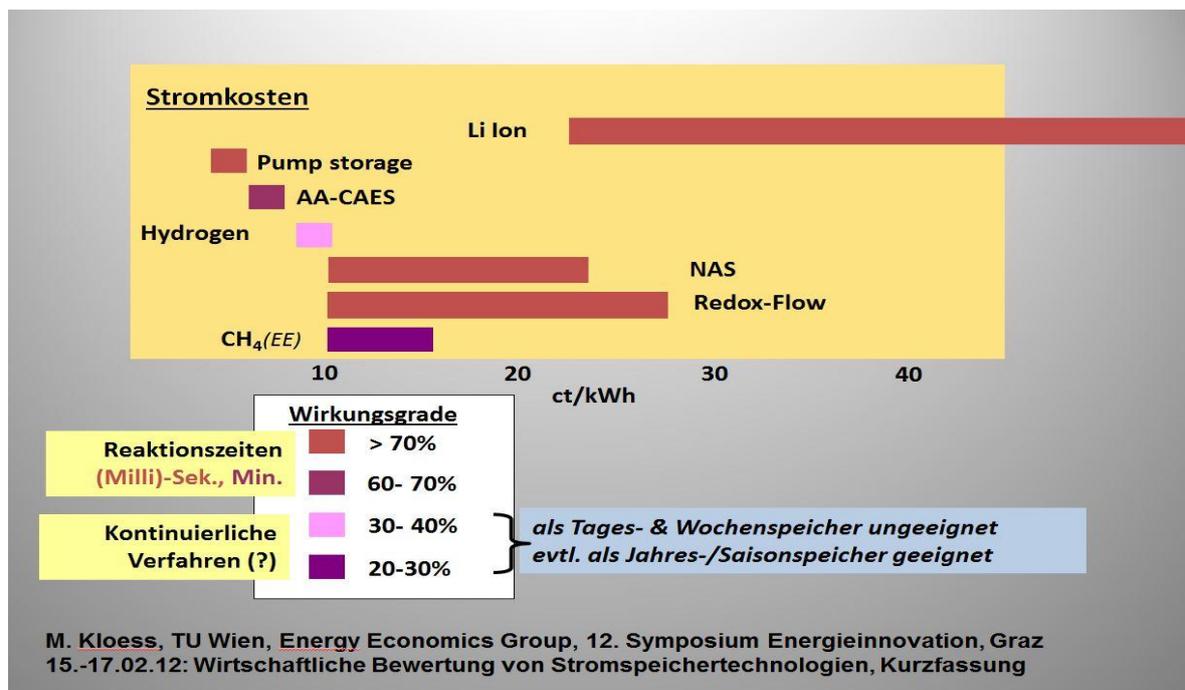


Abb. 5 Stromspeicherkosten verschiedener Technologien

## Kosten für Elektrolysewasserstoff

Etliche Untersuchungen der NREL befassen sich mit den Kosten für Wasserstoff aus Elektrolysen<sup>9</sup>. Die Kosten variieren stark mit der Kapazität der Anlagen. Ein große zentrale, kontinuierlich betriebene Anlage würde unter günstigen Randbedingungen Wasserstoff für 2,26 € bzw. 2,96 € pro kg erzeugen können (Abb. 6)<sup>10</sup>. Das entspricht 0,07 bis 0,09 €/kWh in Form von Wasserstoff. Dies scheint den Optimismus für P2G zu bestätigen. Tatsächlich werden aber einige Dinge übersehen. Als Speicheroptionen werden kleine dezentrale Anlagen propagiert, die auch nicht immer unter optimalen Bedingungen betrieben werden, da steigen die Kosten schnell auf deutlich über 0,1 €/kWh. Auch der mäßige Wirkungsgrad der Rückverstromung bleibt unberücksichtigt, der die wahren Kosten noch einmal nach oben treibt.

<b>Elektrolysevariante A<sup>1)</sup></b>			
<i>fluktuierend mit EE-Angebot (??)</i>			
<b>Produktion H<sub>2</sub> [kg/day]</b>	<b>1000</b>	<b>100</b>	<b>20</b>
<b>Kosten [€/kg H<sub>2</sub>]</b>	3,32	6,47	15,21
<b>Elektrolysevariante B<sup>2)</sup></b>			
<i>kontinuierlich</i>			
<b>Produktion H<sub>2</sub> [kg/day]</b>	<b>50.000</b>		
<b>Kosten [€/kgH<sub>2</sub>]</b>	2,26	6,26	<i>low wind cost</i>
	2,98	10,09	<i>current wind cost</i>
	<i>wind class 6</i>	<i>wind class 1</i>	
1) NREL/TP_581_40605 (Sept. 2006): <u>Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities</u> ; NREL/MP-560-36734 Technology Brief. Analysis of <u>current-Day Commercial Electrolysers</u> 2) NREL/TP 5600-50408 (May 2011); <u>Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimization</u> , S.2, Abb. 1			
<b>€/\$(2006) ~ 1,25</b>			
<b>H<sub>2</sub> from natural gas</b>			
Kosten: 0,75-1,05 €/kg			
IEA <u>Prospects for Hydrogen and Biomass (2006)</u> , IAE-HIA-Task 16 Subtask B			

Abb. 6 Wasserstoffkosten

Eine weitere Schwachstelle der Wasserelektrolyse liegt im Wirkungsgrad bei fluktuierender Fahrweise. Die Wirkungsgrade für Pumpspeicher und Batterien berücksichtigen diese Fluktuation weitgehend; schließlich basieren diese Technologien auf ständigen Lade- und Entladezyklen. Bei Wasserelektrolysen gibt es hier etliche Probleme. Wasserelektrolysen werden auf eine weitgehend stabile, kontinuierliche Fahrweise optimiert.

Der Wirkungsgrad einer Anlage lässt sich in erster Näherung aus der Stromspannungskurve der Zellen (Abb. 7)<sup>11</sup> abschätzen. Senkt man die Stromdichte ab, erhöht sich der Wirkungsgrad, erhöht man sie, sinkt er. Mit den Investitionskosten verhält es sich umgekehrt. Da die Elektrolysezellen der teuerste Posten der Gesamtanlage sind, führt der Kompromiss zwischen Wirkungsgrad und Investition zu einer optimalen Stromdichte für die niedrigsten Wasserstoffkosten. Abweichungen von diesem Betriebspunkt erhöhen die Kosten. Bei der Wirkungsgradbetrachtung wird gerne übersehen, dass neben der Zelle

weitere Energieverbraucher an der Erzeugung, Reinigung, Verdichtung und Speicherung von Wasserstoff beteiligt sind. Außerdem sind neben dem Zellaal periphere Anlagenteile aktiv, beispielsweise die Gleichstromversorgung, die Elektrolytbereitstellung oder die Abgasreinigung. Alle diese Einrichtungen sind mit ihrem Stromverbrauch in die Wirkungsgradberechnung einzubeziehen. Für große kontinuierliche Anlagen ist deren Anteil an den Kosten und dem Energieverbrauch am geringsten. Für kleine, dezentrale Anlagen steigen diese Anteile erheblich an, wie Abb. 6 zeigt.

Statt einiger Cent bewegen sich die Kosten für P2G-Strom deshalb in den Bereich von knapp einem Euro pro kWh. Für die flexible Unterstützung unseres zukünftigen Stromsystems ist P2G deshalb besonders ungeeignet.

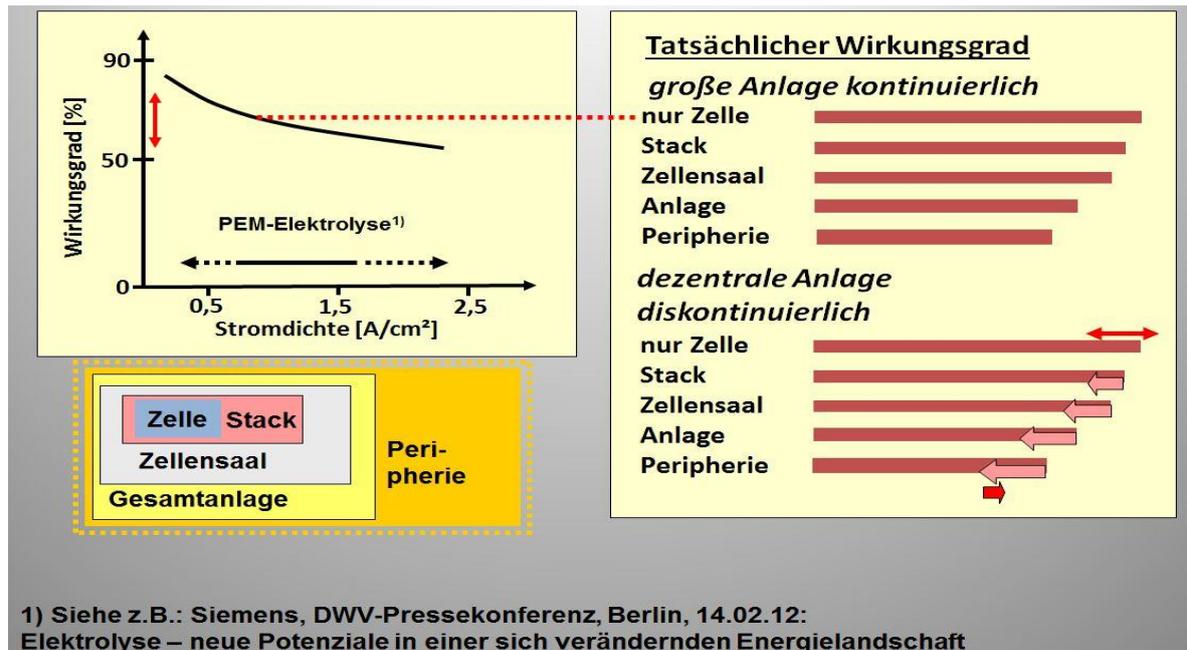


Abb. 7 Vom Wirkungsgrad der Teilzelle zum Gesamtwirkungsgrad

### Wasserstoff für Flautezeiten?

Ein Argument der P2G-Lobby besagt, dass in Zeiten einer längeren Flaute, in der weder Windkraft noch PV-Strom zur Verfügung steht, ein speicherbarer chemischer Energieträger eingesetzt werden müsse. Ideal dafür sei Wasserstoff aus Überschussstrom. Der große Vorteil sei, dass mit unserem Erdgasnetz, seinen Speichern und Gaskraftwerken die Infrastruktur schon vorhanden sei. Das Erdgasnetz verfügt in der Tat über eine große Speicherkapazität<sup>12</sup>, heute sind es 217 TWh. Beim deutschen Bruttostromverbrauch von etwa 50 TWh pro Monat würde die Hälfte dieser Kapazität ausreichen, um eine Flaute dieser Größenordnung zu überbrücken, einen Wirkungsgrad der Gaskraftwerke von gut 45% vorausgesetzt<sup>13</sup>. Die deutschen Erdgasspeicher sollen um weitere 150 TWh ausgebaut werden, und die Deckung des Wärmebedarfs durch Erdgas soll zügig zurückgefahren werden. Erdgas stünde also für eine Flaute von etlichen Wochen in ausreichender Menge zur Verfügung.

Dabei würde Wasserstoff unsere Speicherkapazität senken und nicht erhöhen, denn Erdgas hat die vierfache Energiedichte wie Wasserstoff unter den gleichen Druckbedingungen. Das ist einer der Gründe, warum Wasserstoff in einem zweiten Verfahrensschritt zu Methan umgesetzt werden soll, ein Prozessschritt, der weitere Kosten und weitere Verluste bringt.

Offen ist auch die Reaktion der Verbraucher, wenn die Stromkosten des aktuellen Mixes in Flautezeiten durch P2G bestimmt würden. Wie weit können und werden sie ihren Stromverbrauch dann drosseln? Selbst wenn in solchen Flautezeiten keine Senkung des Verbrauchs stattfindet, weil (fossiles) Erdgas zur Stromerzeugung herangezogen wird, bedeutete dies keinen Abschied von unserer Klimastrategie. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen lägen weit unter den Grenzwerten, die in den Klimazielen für 2040 und sogar 2050 angestrebt werden. Und eine Kompensation dieser Emissionen in einem Gesamtsystem wären auf andere Weisen deutlich eleganter zu erreichen – beispielsweise durch den kontinuierlichen Betrieb von (großen) Wasserelektrolysen für den Einsatz von Wasserstoff zu (zukünftigen) stofflichen Zwecken.

### Entscheidungskriterien

Den Konkurrenzkampf der Systeme entscheiden drei Hauptkriterien: Investitionskosten, Energiekosten und Wirkungsgrad. Abb. 8 verdeutlicht die Schwierigkeit einer Entscheidung. Ideal wäre die Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken, da diese nach allen drei Kriterien sehr gut abschneiden. Batterien haben zwar ähnlich günstige Energiekosten und einen vergleichbaren Wirkungsgrad, leiden aber heute noch unter ihren hohen Investitionskosten. Strom aus Erdgas ist kostengünstig wegen den im Vergleich zum Strom niedrigen Erdgaskosten. Der Energiebedarf zu seiner Erzeugung steigt zwar durch den niedrigeren Wirkungsgrad, trotzdem liegen Gaskraftwerke auch wegen ihrer geringen Investitionskosten gut im Rennen. Druckluftspeicher könnten eine Option sein, wenn die Investitionskosten der Advanced-Variante tatsächlich niedrig sind. Power-to-Gas hat sicher keine Chance.

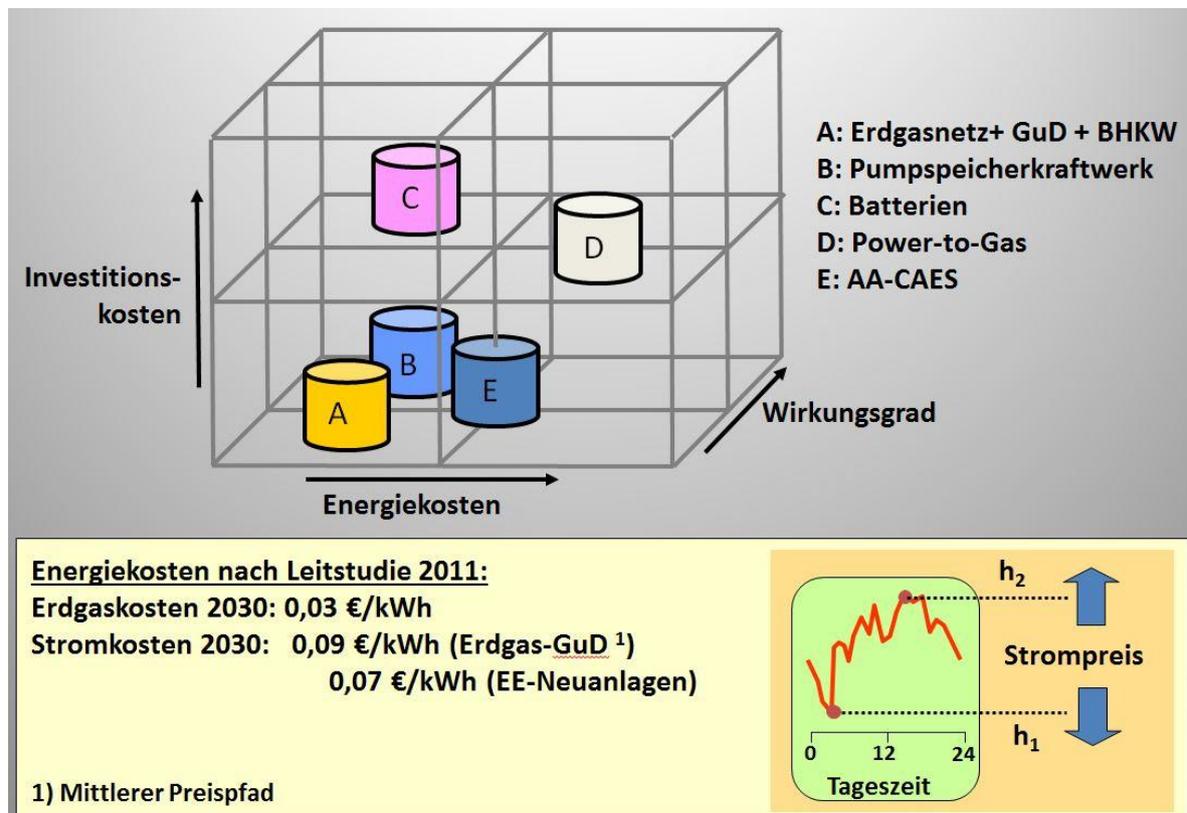


Abb. 8 Die wesentlichen Kostenverursacher von Stromspeicheralternativen

Die drei stromabhängigen Speicher haben ein Potenzial, das Gaskraftwerke nicht haben: Sie können in Spitzenstromzeiten möglicherweise Strom zu günstigen Konditionen aufnehmen, da sie als erwünschte Lasten helfen, das Stromnetz zu stabilisieren. Dies hängt stark von der zukünftigen (wirtschafts)-politischen Gestaltung des Strommarktes und der Leistungsfähigkeit der noch zu entwickelnden Smart Grids ab.

### F&E-Strategie – eine Skizze

Wenn die Erwartungen der Experten richtig liegen, haben wir noch 15 bis 20 Jahre Zeit, bis wir in großem Umfang auf Stromspeicher zurückgreifen müssen. Um die Investitionen zeitig auf den Weg zu bringen, hätten wir also nur noch 10 bis 15 Jahre, um die genannten Alternativen zur Reife zu entwickeln und auf Zuverlässigkeit zu trimmen. Das bedeutet, dass wir die knappen Mittel, die für F&E bereitstehen, klug und wohlorganisiert nutzen müssen. Die derzeitige Förderung etlicher großer F&E-Projekte – Beispiel Power-to-Gas<sup>14</sup> – ist ein Beleg dafür, dass wir von einem solchen Vorgehen noch weit entfernt sind.

Es ist nicht Absicht des Beitrages, eine Roadmap vorzulegen. Vielleicht zeigt aber ein Entscheidungsraaster zu den beiden wichtigen Fragen, die die Zukunft der Stromspeicherung bestimmen, mögliche Forschungsschwerpunkte auf. Die Stromspeicherung muss helfen, die **Flexibilität** des Stromnetzes zu sichern, dafür können nur Technologien herangezogen werden, die für die kommenden zwei Jahrzehnte ein **realistisches Entwicklungspotenzial** erwarten lassen.

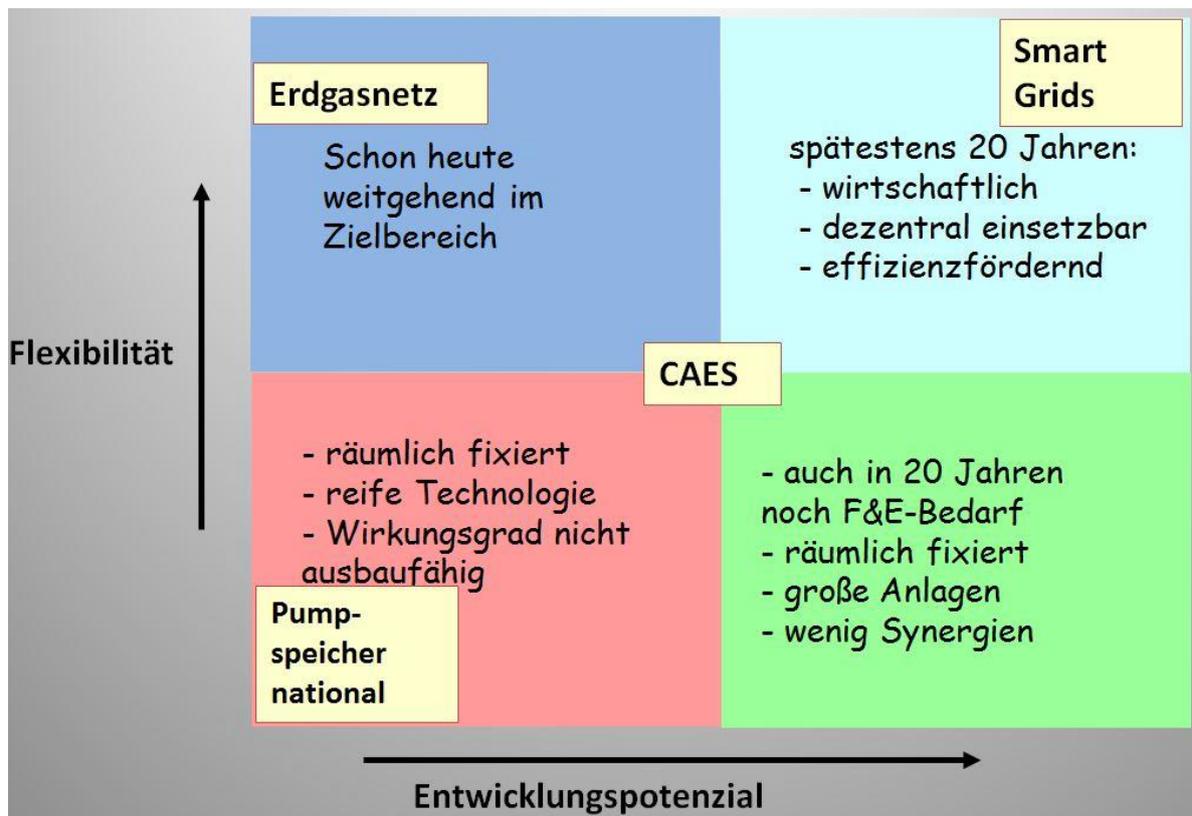


Abb. 9 F&E-Strategie: Umgang mit EE-Strom

Die vier Quadranten in Abb. 9 machen dies deutlich. Niedriges Entwicklungspotenzial und geringe Flexibilität haben weitere *nationale Pumpspeicher*, sie sind technisch ausgereift, ihr hoher Wirkungsgrad ist kaum noch ausbaufähig und vermutlich wird es kaum noch räumliche Optionen für neue Anlagen geben. Eine weitgehend optimierte Technologie wie das *Erdgasnetz* mit seinen Speichern und Kraftwerken kann die Flexibilität effizient sichern, nötige Investitionen bedürfen aber keiner größeren F&E-Anstrengung. Die großen Hoffnungsträger, wie das *Smart Grid*<sup>15</sup>, müssen die Erwartungen in ihr Potenzial noch zeigen, hierfür sind intensive Forschungsarbeiten nötig – und sinnvoll. Demgegenüber macht es keinen Sinn, sich mit Entwicklungen zu befassen, die kaum Synergien mit dem Stromnetz erwarten lassen. Möglicherweise sind *Druckluftspeicher*, *CAES*, nur dann wirtschaftlich, wenn hierfür große Kavernen genutzt werden können, was ihre Anwendungsbreite einschränken könnte. Diese Technologie kann sich aber nach Ansicht des Autors in alle vier Richtungen entwickeln. Dies Beispiel zeigt, wie wichtig es für alle Optionen ist, aus der Wissenschaft – bei allem Optimismus - möglichst ehrliche und selbstkritische Aussagen zu bekommen<sup>16</sup>.

In Abb. 10 ist eine mögliche Bewertung einiger miteinander konkurrierenden – oder sich ergänzenden - Techniken skizziert.

- *Strom → Wasserstoff*: Diese Technologie nützt, wie im Vorhergehenden gezeigt, dem Stromnetz kaum. Wasserelektrolysen können in einer dekarbonisierten Zukunft, wie sie dem WBGU vorschwebt<sup>17</sup>, für die Chemie als stofflicher Baustein, von Bedeutung sein. Man wird diese (großen) Anlagen aber kontinuierlich fahren und allenfalls in Flautezeiten drosseln oder in Zeiten geringen Bedarfs (z.B. an verlängerten Wochenenden) etwas hochfahren.
- *H<sub>2</sub> → Strom. GuD; KWK*: Ob Wasserstoff zur Stromerzeugung herangezogen wird, hängt von seiner Verfügbarkeit ab (mögliche Quelle: Verfahren, bei denen verunreinigter Wasserstoff anfällt, oder Verfahren, bei denen als Koppelprodukt Wasserstoff anfällt, der im jeweiligen Verbund keine Verwendung findet).
- *H<sub>2</sub> → Strom FC(mobil)*: Brennstoffzellenfahrzeuge benötigen Wasserstofftankstellen. Hier könnten dezentrale Wasserelektrolysen verwendet werden, da der Wasserstoff hier wohl mehr kosten darf. Glaubt man den Ankündigungen der Autohersteller zur bevorstehenden Markteinführung von FC-Fahrzeugen, so muss die Technik der verwendeten Zellen weitgehend ausgereift sein; es ist also für diese Brennstoffzellen kein großer Entwicklungssprung mehr zu erwarten.
- *Thermische Speicher < 200°C* könnten als indirekte Stromspeicher das Netz entlasten und den erwarteten Stromverbrauch von Wärmepumpen flexibler gestalten. Ähnliches gilt für Kältespeicher und Klimaanlage.
- *Thermische Speicher > 200°C*: Für die thermosolare Stromerzeugung sind Speicher mit möglichst hoher Arbeitstemperatur von Interesse. Der Erfolg von AA-CAES hängt entscheidend von Erfolgen bei der Entwicklung stabiler und kostengünstiger Wärmespeicher ab.
- *Batterien mobil*: Große Entwicklungsanstrengungen werden in Batterien für die Elektromobilität gesteckt. Möglicherweise wird ein großer Fahrzeugpark von Elektroautos für Smart Grid sehr flexibel zur Verfügung stehen, insbesondere um Stromspitzen abzugreifen.
- *Batterien stationär*: Diese Systeme wären unbestritten der Königsweg für die flexible Unterstützung der Netze. F&E-Schwerpunkte sind die Erhöhung der Zyklenstabilität und die Senkung der Investitionskosten.

- *Smart-Grids*: Die Entwicklung von Smart Grids ist Grundvoraussetzung für die zukünftig erforderliche Flexibilität des Stromnetzes. Nur der rasche Informationsaustausch zwischen Abnehmern und Erzeugern von Strom und die Fähigkeit, diesen Austausch auch zu nutzen wird eine kostengünstige und stabile Stromversorgung sicherstellen. Die Ausgestaltung dieser intelligenten Stromnetze ist derzeit Thema zahlloser Entwicklungsarbeiten.

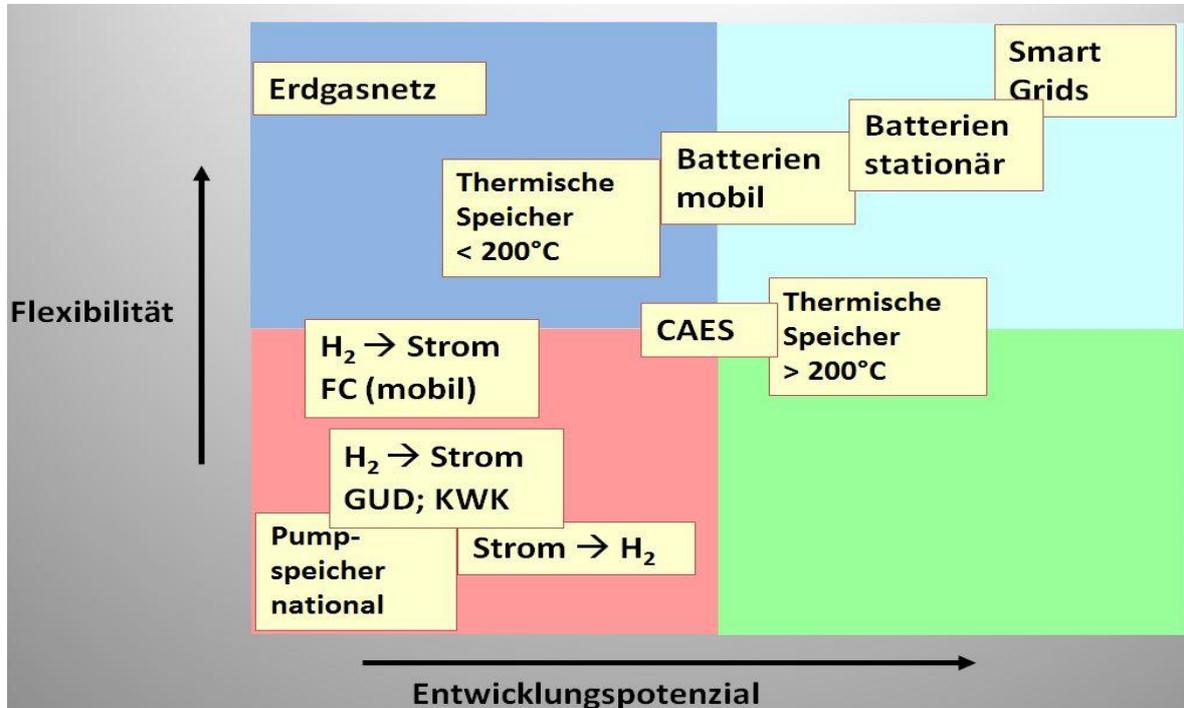


Abb. 10 F&E-Strategie: Umgang mit EE-Strom - Beispiele

Die Zahl der auf dem Markt der Ideen gehandelten Möglichkeiten ist natürlich größer als Abb. 10 darstellen kann. Auch die Potenziale der Grundlagenforschung können hier nicht abgebildet werden; manche Laborentwicklung wird sich vielleicht für die Zeit nach 2030 oder gar 2040 als interessant erweisen. Das knappe Zeitfenster, das für die Entwicklung zuverlässiger Stromspeicher nur noch offen ist, zwingt zu einer Konzentration der Mittel.

Deutschland wird auch nicht in der Lage sein, im Alleingang vorzugehen. Japan hat bereits seit mehr als 10 Jahren große stationäre Natrium-Schwefel-Batterien im großflächigen Einsatz, deutsche Firmen beginnen erst, diese Technik zu nutzen<sup>18</sup>. Auch solche Tatbestände kann Abb. 10 nicht darstellen.

### Ausblick

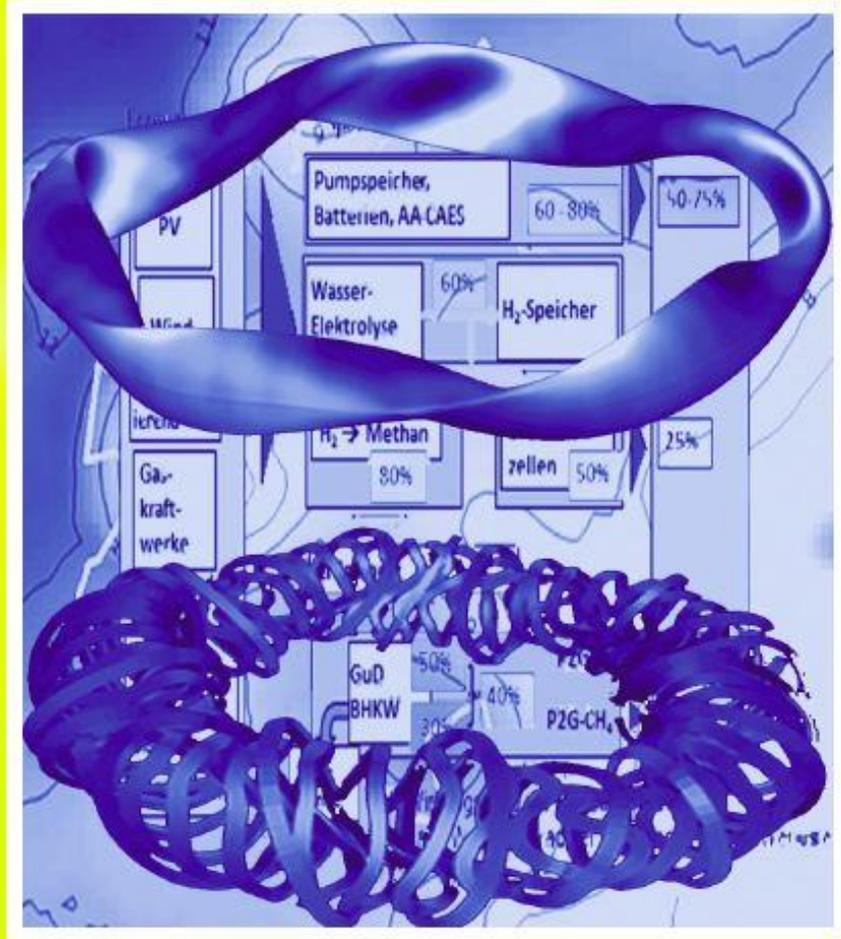
Die Zukunft der Stromspeicherung hängt von etlichen Entscheidungen ab, die möglichst bald getroffen werden müssen. Dabei stehen die Verantwortlichen vor Unsicherheiten, die durch technische, ökonomische und gesellschaftliche Unwägbarkeiten bedingt sind. Verschärft wird das Entscheidungsproblem durch interessengeleitete Einflussnahmen auf die „Faktenwelt“. Auch die Scientific Community ist nicht frei von der Versuchung, über den begründeten Optimismus, der für jede Forschungsaktivität nötig ist, weit hinauszugehen, um realitätsblinde Projekte weiterverfolgen zu können. Dies schadet der Energiewende und untergräbt das Vertrauen der Öffentlichkeit in die Seriosität des Forschungsmanagements.

## Referenzen

- (1) J. Auer, Deutsche Bank – DB Research, Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bestandteile der Energiewende, 31.01.12
- (2) Deutsche Energieagentur, Endbericht: Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt (2012)
- (3) BWK, Das Energie-Fachmagazin, Heft 11, 2012, S. 21-24, 29-32
- (4) Electricity Energy Storage Technology Options, A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits, Final Report, EPRI, Palo Alto, CA, 2010. 1020676.
- (5) <http://www.rwe.com/web/cms/de/365478/rwe/innovation/projekte-technologien/energiespeicher/projekt-adele/> , 14.12.12 abgerufen
- (6) Strategieplattform Power to Gas, [www.powertogas.info](http://www.powertogas.info), abgerufen am 10.07.13
- (7) M. Kloess, TU Wien, Energy Economics Group, 12. Symposium Energieinnovation, Graz 15.-17.02.12: Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien, Kurzfassung
- (8) Stern 45,2012, S. 104: ZSW nennt Kosten von 0,07-0,09 € pro kWh
- (9) NREL/TP\_581\_40605 (Sept. 2006): Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities; NREL/MP-560-36734; Technology Brief. Analysis of current-Day Commercial Electrolysers
- (10) NREL/TP 5600-50408 (May 2011) Wind Electrolysis: Hydrogen Cost Optimization
- (11) M. Waidhas, R. Käppner, Hydrogen solutions @ Siemens, Vortrag 2011
- (12) BMWi, Energiewende! Energiepolitische Informationen 01\_ 2013, S. 3
- (13) FAZ, 29.05.12, Firma Wärtsilä: flexible Kraftwerksturbinen: 46,3% Wirkungsgrad
- (14) [www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte.html](http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte.html)
- (15) Fraunhofer ESK, Smart Grid Communications 2020, [http://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/de/documents/SmartGrid\\_Studie\\_final-web.pdf](http://www.esk.fraunhofer.de/content/dam/esk/de/documents/SmartGrid_Studie_final-web.pdf)
- (16) H. Pütter, Naturwissenschaftliche Rundschau, 66, Februar, 2013, 61-68
- (17) WBGU, Hauptgutachten, Welt im Wandel – Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation, Berlin 2011, ISBN 978-3-936191-36-3, S.7
- (18) [http://www.yunicos.com/de/ueberuns/pressemeldungen/003-2011-002\\_Solarpreis\\_de.html](http://www.yunicos.com/de/ueberuns/pressemeldungen/003-2011-002_Solarpreis_de.html)

Dr. Hermann Pütter  
Gesellschaft Deutscher Chemiker  
Haardter Str. 1a  
D-67433 Neustadt  
[puetter-neustadt@t-online.de](mailto:puetter-neustadt@t-online.de)

Exzerpt aus Tagungsband des AKE, DPG-Tagung 2013 Dresden, ( ISBN 978-3-9811161-4-4 )  
home: [http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/DPG2013-AKE\\_Dresden/Links\\_DPG2013.htm](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2013-AKE_Dresden/Links_DPG2013.htm)



## Energie

### Technologien und Energiewirtschaft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2013

Herausgegeben von Hardo Bruhns

## **Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft**

Direkter Link zum AKE - Archiv:

<http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/index.htm>

Direkter Link zum AKE - Archiv, Tagung 2013 -Dresden:

[http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE\\_Archiv/DPG2013-AKE\\_Dresden/Links\\_DPG2013.htm](http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2013-AKE_Dresden/Links_DPG2013.htm)

## **Vorträge auf der Dresdner DPG-Tagung (2013)**

**Herausgegeben von Hardo Bruhns**

Herausgeber:  
Arbeitskreis Energie (AKE) in der DPG  
Prof. Dr. Hardo Bruhns  
Meliesallee 5  
40597 Düsseldorf  
E-Mail: ake@bruhns.info

Die Grafik des Titelblatts wurde unter Verwendung von Abbildungen aus den Beiträgen von T. Klinger, H. Pütter und O. Kastner mit freundlicher Genehmigung der Autoren gestaltet.

# Energie

## Technologien und Energiewirtschaft

Vorträge auf der DPG-Frühjahrstagung in Dresden 2013

Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Herausgegeben von Hardo Bruhns

Bad Honnef, November 2013

Frühjahrstagung des Arbeitskreises Energie  
in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft  
Dresden, 4. bis 6. März 2013

Haupt- und Plenarvorträge

Inhaltsverzeichnis

Einleitung	7
Übersicht über die Fachsitzungen	8
Abstracts	9
Optimized Stellarator as a Candidate for a Fusion Power Plant (vorgetragen von T. Klinger)	19
The Availability of Rare Elements for Advanced Energy Technologies (vorgetragen von A. Bradshaw)	29
Electric Mobility: Chances and Technical Challenges (vorgetragen von A. Knoll)	47
Energy Systems: the Importance of Energy Storage (vorgetragen von U. Stimming)	63
Die Zukunft der Stromspeicherung (vorgetragen von H. Pütter)	75
Power-to-Gas – Perspektiven einer jungen Technologie (vorgetragen von M. Sterner)	87
Verfügbarkeit und Nachhaltigkeit von Bioenergie als Energiequelle (vorgetragen von (ED. Schulze)	102
Potential und thermische Eigenschaften der tiefen hydrothermalen Wärmereservoirs in Berlin (vorgetragen von O. Kastner)	110
Zukünftige Herausforderungen der Elektrizitätsversorgung aus energiewirtschaftlicher Perspektive (vorgetragen von D. Möst)	118