

# Elektro-Energiespeicherung, Notwendigkeit, Status und Kosten. Teil 3 (Abschluss)

	Heute
Gesamtwirkungsgrad	79,2 %
leistungsspezifischer investitionsaufwand	487 €/kW

## Teil 3

1 Pumpspeicher

### 1.1 Allgemeine Betrachtung

Niedersachsen-Studie 2014[1]

*Für einen wirtschaftlichen Betrieb wird meist von einer Mindestfallhöhe von 200 m ausgegangen. Durch ihre kurze Anfahrdauer von ca. ein bis zwei Minuten bis Volllast können PSW sowohl zur Bereitstellung von Regelenergie (zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität) als auch zur Speicherung von Energie verwendet werden. Dennoch zählen Pumpspeicherwerke mit einem Wirkungsgrad von ca. 80 % zu den großtechnischen Speichertechnologien mit dem höchsten Wirkungsgrad.*

Trotz der guten Expertise braucht man Pumpspeichersysteme eigentlich nicht weiter zu betrachten.

Grund: Sie sind in Deutschland nicht im Entferntesten im erforderlichen Maß ausbaubar, in den Alpen ebenso wenig und dass es die Norweger für uns bei sich zulassen würden, kann sich auch als Illusion herausstellen.

Im VCI Zwischenbericht 2013[7] steht zum Thema Norwegen

*In öffentlichen Diskussionen wird empfohlen, transnationale Kooperationen z.B. mit den Alpenländern oder Skandinavien anzustreben. Bevor diese Speicherkapazitäten jedoch genutzt werden könnten, wäre zuvor ein erheblicher Ausbau der Stromnetze auf der Höchstspannungsebene erforderlich. Dabei sind allerdings die technischen Grenzen der Stromübertragung und der Stromaufnahme zu beachten*

*Auch auf der Kraftwerksseite wäre im Ausland eine entsprechende Ausbau notwendig, da die elektrische Leistung der in Norwegen installierten Wasserkraftwerke weniger als 30 GW beträgt, die fast vollständig von Norwegen selbst benötigt wird, so dass die Nutzungsmöglichkeiten für Deutschland entsprechend eingeschränkt sind. Außerdem zeigen die Diskussionen – beispielsweise in Norwegen, dass bei einem weiteren Ausbau mit erheblichem politischem Widerstand zu rechnen sein dürfte.*

## Forschungsstand

Forschung ist nicht mehr erforderlich, da weder Kosten noch Wirkungsgrad signifikant verbessert werden können.

Referenzspeichersystem		Heute	Zukunft (2030)
PSW	Gesamtwirkungsgrad	79,2 %	79,2 % (unverändert)
	leistungsspezifischer Investitionsaufwand	487 €/kW	487 €/kW (unverändert)

Bild Wirkungsgrad, Quelle Niedersachsen-Studie 2014[1]

## 1.2 Pumpspeicher Speicherkosten

Hartmann et al.[24] listet:

*Stromspeicherkosten für ein als Tagesspeicher ausgelegtes Pumpspeicherwerk:*

*9 €ct/kWh bei Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

Eigene Zufügung: ca. 19,25 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh

*Kosten Speicherkraftwerk als „saisonaler Speicher“. Da die Kosten der Speicherbecken je nach örtlichen Gegebenheiten stark variieren können, wird für saisonale Speicher von spezifischen*

*Stromspeicherkosten in einem Bereich von:*

- 11 bis 28 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh ausgegangen.*

Eigene Zufügung: ca. 21,2 bis 38 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh

## Fazit

Dieser billigste aller Speicher erhöht den Strompreis deutlich. Bei ungünstiger Betriebsart kann er selbst bei heutigen EEG-Einspeisekosten diese fast verdoppeln. Wird der Ökostrom billiger, erhöht sich der Speicher-Kostenanteil. Vergleicht man die Kosten des aus Pumpspeichern zurück gespeisten Ökostroms mit den Abgabepreisen konventioneller Kraftwerke, sieht man deutlich die Verteuerungen.

## 2 Druckluftspeicher

## 2.1 Allgemeine Betrachtung

Niedersachsen-Studie 2014[1]

*Der Wirkungsgrad eines Druckluftspeichers liegt bei einem diabaten System zwischen*

*42 bis 54 %. Bei einem adiabaten Druckluftspeicher kann der Wirkungsgrad auf bis zu 70 % erhöht werden. Beide Systeme werden typischerweise als Kurzzeitspeicher ausgelegt und betrieben.*

Anm.: Da beim adiabaten Speicher die Wärme mit hohen Temperaturen von 600 ... 800 °C zwischengespeichert werden muss, funktioniert dies nur bei Kurzzeitspeicherung.

### **POTENZIALE**

*Niedersachsen-Studie 2014[1]. Salzvorkommen, die sich zur Nutzung als Kavernenspeicher eignen, sind überwiegend in Nord- und Mitteldeutschland gelegen... Eine erste Potenzialabschätzung nennt für die gesamte Speicherkapazität (v. a. in Salzstöcken in Norddeutschland) einen Wert von etwa 3,5 TWh.*

*Hartmann et al. 2012 [24]. Durch die Verbesserungen des Wirkungsgrades und die Einsparungen durch den vermiedenen Einsatz von Erdgas in der Turbine wird die adiabate Druckluftspeichertechnologie als zukünftige Alternative zu herkömmliche Pumpspeicherwerken gesehen.*

### **Forschungsstand**

TAB 2012[21], STAND DER TECHNIK, ENTWICKLUNGSPERSPEKTIVEN

*Ein konventionelles CAES mit 321 MW Leistung, mit einer Speicherkapazität ausreichend für einen maximal zweistündigen Volllastbetrieb, wird seit 1978 in Elsflath-Huntorf (Niedersachsen) von E.ON betrieben.*

*Adiabate CAES (AA-CAES) befinden sich in einem frühen Entwicklungsstadium, da geeignete Wärmespeicher (benötigte Kapazität etwa 1.200 MWh (thermisch) bei 600 °C) noch nicht verfügbar sind und der Kompressor- bzw. der Turbinenstrang noch einer substanziellen Weiterentwicklung bedürfen.*

## 2.2 Druckluftspeicher Speicherkosten

Hartmann et al.[24] listet:

*Die Kostenabschätzung bezieht sich dabei auf den Stand heute (2010) für die diabate Druckluftspeichertechnik und auf das Jahr 2030 für die adiabaten*

*Druckluftspeicher.*

*Aktuell verfügbare diabate Druckspeicher (Wirkungsgrad 42 .. 54 %)*

*Stromspeichererhalten für Druckluftspeicher im Tagesspeicherbetrieb:*

*Stromspeichererhalten ca. 13 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

- *Eigene Zufügung: ca. 19,25 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

*Stromspeichererhalten für Druckluftspeicher im saisonalen Betriebe:*

- *Stromspeichererhalten zu 14 €ct/kWh ohne Strombezugskosten*
- *28 €ct/kWh mit Strombezugskosten 4,8 C / kWh*
- *Eigene Zufügung: ca. 46,5 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

*Im Jahr 2030 für diabate Druckspeicher (Wirkungsgrad 70 %)*

*Stromspeichererhalten für Druckluftspeicher im Tagesspeicherbetrieb:*

- *12 €ct/kWh mit Strombezugskosten 4,8 C / kWh*
- *Eigene Zufügung: ca. 23,5 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

*Stromspeichererhalten für Druckluftspeicher im saisonalen Betriebe:*

- *21 €ct/kWh mit Strombezugskosten. 4,8 C / kWh*
- *Eigene Zufügung: ca. 32,5 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

## **Fazit**

Auch diese hoffnungsvolle Groß-Speichertechnologie erhöht den Ökostrompreis erheblich. Mindestens führt sie zur Verdopplung und falls der Ökostrom-Bezugspreis einmal in die Nähe von früherem Kraftwerksstrom kommen sollte, zur Vervielfachung.

3 Wasserstoffspeicher

### **3.1.1 Allgemeine Betrachtung**

Niedersachsen-Studie

Niedersachsen-Studie 2014[1]. *Bei einem Einsatz als Langfristspeicher*

*hingegen stellen Wasserstoffspeicher die klar vorteilhafteste Technologie dar. Soll in Zukunft Strom im großen Maßstab über längere Zeit (in Langfristspeichern) gespeichert werden, so geht trotz der unbestritten vorhandenen Nachteile (niedriger Wirkungsgrad und hoher leistungsspezifischer Investitionsaufwand) auch unter ökonomischen Gesichtspunkten kein Weg an Wasserstoffspeichern vorbei.*

## **Speicherverfahren (P2P)**

Zur Gas-Speicherung mit Rückverstromung verwendet man die folgenden Hauptverfahren:

- Strom > Wasserstoff > Strom (P2H<sub>2</sub>). Der Wasserstoff wird in Kavernen gespeichert. **Pfad 1**
- Strom > Wasserstoff > Methanisierung > Strom (P2G). Das Methan kann im öffentlichen Gasnetz gespeichert werden. **Pfad3**

In der Niedersachsen-Studie 2014[1] werden alle Wasserstoff-Speicherarten beschrieben. In dieser Darstellung beschränken wir uns auf den Wasserstoff-Speicher mit direkter Rückverstromung.

## **Forschungsstand**

*Niedersachsen-Studie 2014[1]. Der typische Leistungsbereich liegt bei der derzeit einzig kommerziell betriebenen Anlage von Audi bei 6 MW. Es wird davon ausgegangen, dass in Zukunft Speicher mit bis zu 300 MW Leistung realisierbar sind.*

*TAB 2012[21]. Die Rückverstromung von reinem Wasserstoff in Gasturbinen ist bislang noch nicht möglich, eine Beimischung von etwa 50 bis 60 % Erdgas ist erforderlich. An der Entwicklung geeigneter Gasturbinen wird derzeit gearbeitet, ab etwa 2017 könnten diese zur Verfügung stehen. Ein zweites wichtiges Feld für Forschung und Entwicklung ist die Steigerung der Effizienz des Elektrolyseurs.*

## **Wirkungsgrade**

- In Hartmann et al. 2012[24] ist der Wirkungsgrad der Gesamtkette einer Wasserstoffverstromung (P2H<sub>2</sub>) mit aktuell 42 %, Zukunft 45 % angegeben.
- Niedersachsen-Studie 2014[1]. Der Wirkungsgrad mit Methanisierung (P2P) ist mit aktuell 21,3 %, in der Zukunft 36 % angegeben.

## 3.2 Wasserstoffspeicher Speicherkosten

**Speicherkosten für Verfahren ohne Methanisierung.** Basisquelle: Hartmann et al. 2012[24]

*Stand heute*

*Tagesausgleich-Betrieb*

- *Stromeinspeisungskosten von ca. 26 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*
- *Eigene Zufügung: ca. 46 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

*Saisonal-Betrieb*

- *Stromeinspeisungskosten von ca. 27 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*
- *Eigene Zufügung: ca. 47 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

*Stand Zukunft*

*Tagesausgleich-Betrieb*

- *Stromeinspeisungskosten von 19 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*
- *Eigene Zufügung: ca. 33 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

*Saisonal-Betrieb*

- *Stromeinspeisungskosten von 20 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*
- *Eigene Zufügung: ca. 33 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 13 €ct/kWh*

### **Fazit**

Auch das hoffnungsvolle Wasserstoff- Speichern erhöht den Ökostrompreis erheblich. Mindestens führt es zur Verdopplung und falls der Ökostrom-Bezugspreis einmal in die Nähe von früherem Kraftwerksstrom kommen sollte, zur Vervielfachung.

## 3.3 Wasserstoff mit Methanisierung, Speicherkosten

**Speicherkosten.** Basisquelle: Niedersachsen-Studie 2014[1].

*Stand Zukunft*

*Tagesausgleich-Betrieb*

· *Stromeinspeisungskosten von 28 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

*Saisonal-Betrieb*

· *Stromeinspeisungskosten von 29 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

### **Ergänzungsinfo**

Um zu zeigen, wie erheblich sich die Kostenangaben unterscheiden, Informativ noch eine Kostenangabe, leider ohne nachvollziehbare Detaillierung aus Schnurbein 2012[9]: „Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan“.

Hinweis.: In den folgenden Kostenangaben sind Strom-Bezugskosten von ca. 12 c / kWh eingerechnet.

Schnurbein 2012[9]. Das „System SNG“ als Langzeitspeicher für überschüssigen EE-Strom würde bei einer Kapazität von 44 GW und einem Stromoutput zwischen 12,3 und 31,7 TWh – das wären 2-5 % des deutschen Strombedarfs – jährliche Mehrkosten zwischen 25,1 und 28,1 Mrd. € verursachen. Auf die Kilowattstunde SNG-Strom gerechnet ergäben sich für den Verbraucher Mehrkosten zwischen 79 und 228 ct/kWh – zuzüglich Steuern. Somit wäre SNG-Strom um den Faktor 10-20 teurer als Strom aus Erdgas.

4 Batteriespeicher

## 4.1 Allgemeine Betrachtung

In der Niedersachsen-Studie[1] werden Batteriespeicher gar nicht gelistet, da sie als Mengenspeicher viel zu teuer wären.

## 4.2 Mobile Li-Ionen Batteriespeicher (E-Car) Speicherkosten

Hartmann et al. 2012[24] weist die folgenden Kosten für mobile Li-Ionen-Batteriespeicher aus. Als Investitionskosten sind darin aber nur die reinen Batteriekosten berücksichtigt. Denn man nimmt ja an, dass das E-Auto ein Fahrzeug ist – aber immer, wenn es das Stromnetz „benötigt“ als Stromsenke

oder –Lieferant an der Steckdose hängt - .

Kosten für die Speicherung in mobilen Li-Ionen Batterien [24]:

*Stand heute*

*Tagesspeicherbetrieb*

- *Stromeinspeisungskosten von 37 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

*Saisonal*

- *Stromspeichererhalten: 2.270 €ct/kWh*
- *Stromeinspeisungskosten von 2.275 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

*Zukunft*

*Tagesspeicherbetrieb*

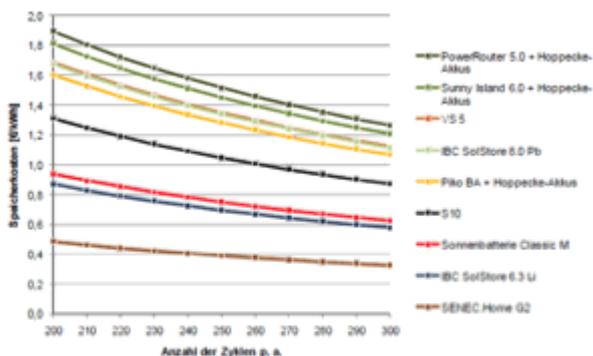
- *Stromeinspeisungskosten auf 19 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

*Saisonal*

- *Stromeinspeisungskosten 948 €ct/kWh mit Strombezugskosten von 4,8 €ct/kWh*

## **Akkuspeicher für kleine Solaranlagen**

In Energie GmbH 2014[10] ist das folgende Bild (Abbildung 4) mit Kostendarstellungen für kleine Speichereinheiten für Solar-Selbstversorger enthalten. Beachten, dass die Speicherkosten nicht die Kosten des zurückgelieferten Stromes beinhalten, dieser ist zuzurechnen.



**Abbildung 4** Speicherkosten in Abhängigkeit von den Speicherzyklen pro Jahr und einem Kalkulationszins von 3,5 %  
Quelle: [Junkes 2013], [Simmet 2013], [Wetzel 2013], [Eisen 2014], [Dillinger 2013], eigene Annahmen, Berechnung und Darstellung: IE-Leipzig

## Bild 13.1

Diese Angaben in Energie GmbH 2014[10] gehen aber davon aus, dass innerhalb von 25 Jahren Akku und Wechselrichter nur 1 x ausgetauscht werden müssen (Seite 19). Das ist aber realitätsfremd.

Die Studie sagt dazu (Seite 38):

*[10], „An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Ermittlung der Speicherkosten und der Wirtschaftlichkeitsvergleich auf Annahmen und Prognosen beruhen, die in der Realität so nicht eintreffen müssen.“*

Aber selbst mit dieser Annahme kommt die Analyse zu dem Schluss (Seite 22):

*Energie GmbH 2014[10]. „Die Untersuchung hat gezeigt, dass bei einem Kalkulationszinssatz von 3,5 % keines der analysierten Produkte Speicherkosten unter den haushaltstypischen Strombezugskosten aufweist“.*

Anmerkung des Verf.: Das sind aber die hohen Stromkosten des Endkunden, nicht die Nettosätze des EEG-Stromes.

.

In Pettinger 2013[23] werden für einen 7 kWh Lithium-Ionen Speicher (passend zu privaten 10 kW PV-Anlagen) reine Speicherkosten ohne Stromkosten von 25 ct / kWh angegeben.

## **Kostenfazit**

Es scheint realistisch, bei Akkusystemen von Kosten im Bereich 0,3 bis 1 EUR / kWh für den zurückgespeisten Strom auszugehen.

## **Forschungsstand**

In F. Endres 2015[8] ist der Stand der Batterieforschung gut dargestellt. Es lohnt sich, das Interview zu lesen. Man kann dann die vielen, oft sehr euphorischen Publizierungen besser einordnen. Auch Heller 2013[22] ist zum Thema realistische Betrachtung der Verbesserungsmöglichkeiten von Akkus lesenswert.

## 5 Zusammenfassung Stromspeicher

Was sagt die Niedersachsen-Studie

Niedersachsen-Studie 2014[1]. *In einem Ausblick für das Jahr 2030 wurden*

*Annahmen getroffen, wie sich die Kennwerte der unterschiedlichen Speichersysteme entwickeln könnten. Diese sind detailliert im entsprechenden Kapitel dargestellt. Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass auch 2030 PSW (Anm.: Pumpspeicher-Kraftwerk), gefolgt von AA-CAES (Anm.: Druckluftspeicher) für die Kurz- und Mittelfristspeicherung die kostengünstigste Speichertechnologie ist. Anders als heute schließt jedoch auch in diesen Speicherszenarien der Wasserstoffspeicher auf und verringert den Abstand zu PSW und AA-CAES. Das Bild dreht sich bei einem Einsatz als LFS (Anm.: Langzeitspeicherung). Hier ist 2030 der Wasserstoffspeicher in allen Pfaden die deutlich günstigste Technologie. PSW sind um den Faktor 3 bis 4 teurer.*

*Zusammenfassend kann folgendes für die Zukunft festgehalten werden: Kommt es zu den dargestellten technologischen Weiterentwicklungen, so stellen Wasserstoffspeicher im Jahr 2030 die günstigste der untersuchten Speichertechnologien dar.*