

# Pumpspeicherkraftwerke als wirtschaftliche Assets für Regelleistung und Speicher in erneuerbaren Energiesystemen

*Wolfgang Richter, Gerald Zenz, Elena Pummer, Kaspar Vereide, Leif Lia und Franz Georg Piki*

## Zusammenfassung

Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) beweisen seit vielen Jahrzehnten, dass hochflexible Speicherkraftwerke eine Vielzahl von Leistungen für die Energiesicherheit bereitstellen. Durch die notwendige Umstellung des gesamten Energiesystems auf vorwiegend erneuerbare Erzeugung und weitgehende Elektrifizierung aller technischen Systeme und Prozesse erfahren die PSKWs einerseits eine Bestätigung ihrer Notwendigkeit und andererseits eine Renaissance des Ausbaus. Gerade in Österreich sind derzeit PSKW mit etwa 850 MW in Bau und viele große Projekte in Vorbereitung. Mit dem genehmigten Untertage-PSKW Forbach steht auch in Deutschland seit langer Zeit wieder ein PSKW vor dem Bau.

Die kontinuierliche Weiterentwicklung dieser Technologie über bereits mehr als 100 Jahre bietet eine wettbewerbsfähige Möglichkeit, Stromerzeugung zeitlich umzulagern und das Netz zu stabilisieren. PSKW sind der Enabler der Energiewende. Durch die hohen installierten Leistungen und die rotierenden Massen bieten PSKW einen unverzichtbaren und hoch flexiblen Schutz der Funktionsfähigkeit des elektrischen Systems.

Für die Energiewende hin zu 100% aus erneuerbaren Quellen aus Wind-, Wasser-, Sonnenkraft und Geothermie sind PSKW eine Schlüsseltechnologie um die Umlagerung von Sonnenkraft in der warmen und hellen Jahreszeit sowie die Windkraftumlagerung in der kalten und dunkleren Jahreszeit zu gewährleisten. Aufgrund der Saisonalität von Sonnenkraft und Windkraft wird keine saisonale Speicherung von Strom benötigt, sondern Speicherzeiten von wenigen Wochen. Allerdings führen unstete und großräumig variierende Windzonen zu komplexen Stromflüssen, was einen leistungsstarken Ausbau des Europäischen Übertragungsnetzes erfordert. Aufgrund des Fehlens von Offshore Gebieten zur großskaligen Windkraftherzeugung in alpinen Ländern und Regionen ergibt sich mit dem Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke die Möglichkeit der wirtschaftlichen Bereitstellung von Ausgleichsleistung und Speichervermögen als bedeutendes Handelsgut im europäischen Energiemarkt.

Dieser Beitrag zeigt, wie exemplarisch eine 100% erneuerbare Stromerzeugung für Deutschland 2030 aus der Extrapolation von Jahresdaten von 2012-2020 funktionieren kann, untersucht die notwendigen Speicher und Leistungsmengen für den PSKW Park und vergleicht dies mit kombinierter PSKW Speicherung und großen indirekten Jahresspeichern wie in Norwegen sowie mit Speicherung und Wiederverstromung über Wasserstoff. Es wird gezeigt, dass der Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke und Jahresspeicher aus der Errechnung des Bedarfs der Energiewende die wirtschaftlichste Variante darstellt.

## 1 Pilotstudie 100% erneuerbare Stromerzeugung in Deutschland 2030

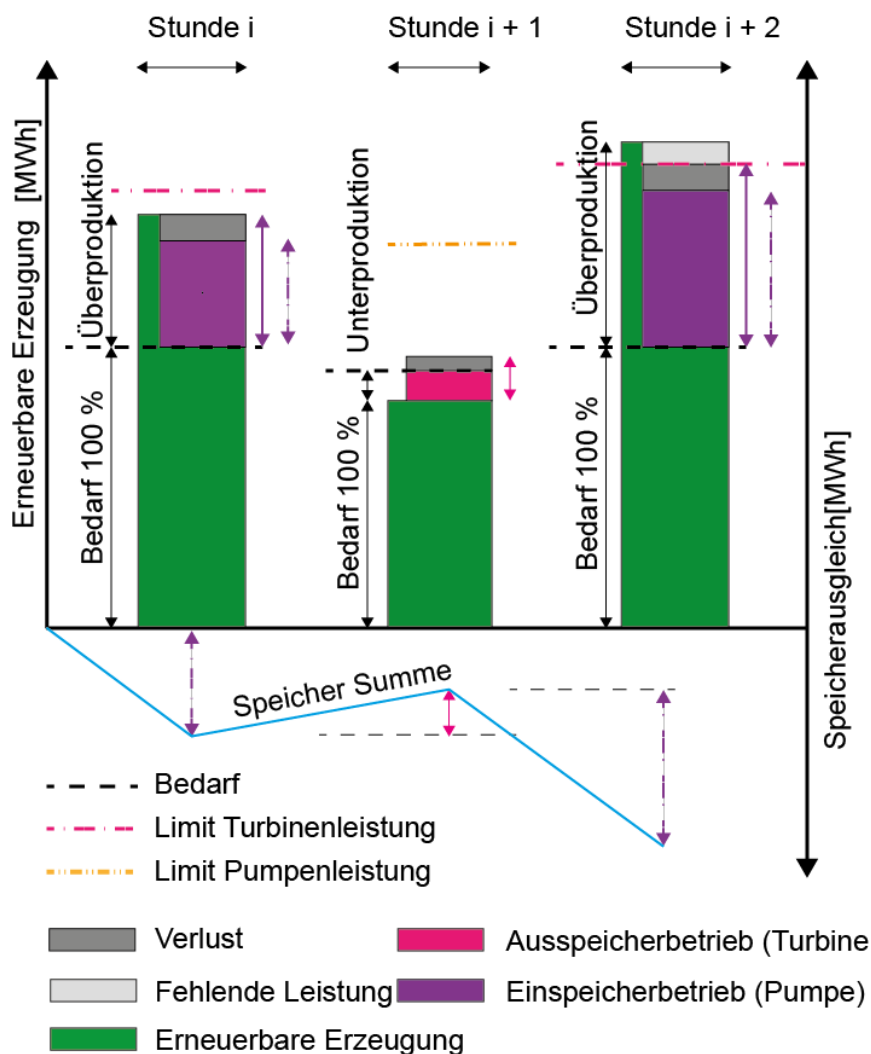
Als Pilotstudie für diese Untersuchung wurde die Extrapolation des deutschen Stromnetzes gewählt. Ziel ist es, den Strombedarf und Speicherbedarf 2030 von prognostizierten 726 TWh (Agora, 2023) zu ermitteln. Im Jahr 2022 stammten bereits über 48,3% des Stroms aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen, wobei die Onshore-Windproduktion den größten Anteil ausmachte (Bundesnetzagentur, 2023). Deutschland eignet sich als ideales Untersuchungsgebiet, da die Entwicklung über einen längeren Zeitraum untersucht werden kann. Besonders bei hohen

Anteilen erneuerbarer Energien und der Umstellung auf erneuerbare Energien sind Speicherkraftwerke unverzichtbar, um den Bedarf an Stromkapazität auch bei hoher Nachfrage und geringer Sonnen- und Windproduktion zu decken und Netzregelungsdienstleistungen bereitzustellen. Die Frage ist allerdings, wieviele Speicher benötigt werden und welche Rückkopplung ineffiziente Speicher wiederum auf die Stromproduktion haben.

## 2 Methodik

Die Stromerzeugungsdaten der Jahre 2012 bis 2020 wurden stundenweise ausgewertet (Agora Energiewende, 2020), um die erneuerbare Produktion von onshore- und offshore-Windkraft sowie PV-Sonnenkraft zu extrapolieren. Dabei wurde ein Extrapolationsmodell auf Grundlage einer Datentabelle verwendet (Hambaumer, 2017), welches die Kapazitäten und Energien (MW / MWh) äquivalent darstellt. Die erneuerbaren Stromquellen wurden durch Multiplikationsfaktoren für jedes Jahr getrennt für Windkraft und Sonnenkraft extrapoliert, um eine 100%-ige erneuerbare Erzeugung zu erreichen. Der Speicherbedarf ergibt sich aus der Notwendigkeit eines Gleichgewichts zwischen Über- und Unterproduktion in Bezug auf den Bedarf. Die erneuerbaren Quellen wie Wasserkraft und Biomasse wurden nicht erhöht. Die Extrapolationen wurden unter idealen Netz- und Verfügbarkeitsbedingungen durchgeführt. Separat wird die Extrapolation mit verschiedenen Speichertechnologien verknüpft, um den Speicherbedarf sowie die Rückkopplung auf den erhöhten Bedarf durch spezifische Verluste der Speichertechnologien abzubilden, da Produktion erneuerbarer Energien bekanntlich über Jahreszeiten, Wochen, Tage und Stunden schwankt.

Abb. 1 zeigt den Ansatz zur Berechnung des Speicherausgleichs auf Stundenbasis, wobei das Speichersystem jede Stunde geladen (Pumpbetrieb) oder entladen (Turbinenbetrieb) wird, um einen bilanziellen Ausgleich zu schaffen. Durch die Bereitstellung von Leistung über Speicherkraftwerke und Übertragungsleitungen wird ein Ausgleich erzielt. Um die Herausforderungen bei Spitzenbedarf und Speicherkapazität im extrapolierten Zeitraum von 2012 bis 2020 zu untersuchen, wurde erst ein ideales Speichersystem ohne Netzverluste und Kapazitätsgrenzen angenommen (Abb. 3). Der Vergleich verschiedener Speichertechnologien für das Basisjahr 2019 beinhaltet auch die Verluste des Speichersystems. Es wurde eine Extrapolation durchgeführt, bei der zwischen Pumpspeicherkraftwerken (PSKW) und Power-to-Gas-to-Power (PtGtP) mit synthetischer Methanproduktion (CH<sub>4</sub>) und Re-Elektrifizierung über eine Gas- und Dampfturbine (Combined Cycle Gas Turbine CCGT) unterschieden wurde. Das synthetische Methan wird durch Elektrolyse und Methanisierung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) hergestellt und wird marketingwirksam als "grünes Gas" bezeichnet, wenn es rein erneuerbar erzeugt wird. Beide Technologien wurden untersucht, um den Elektrizitätssektor vollständig zu versorgen. Der Wirkungsgrad von PSKW beträgt 80%, während der Wirkungsgrad von PtGtP bei 28% liegt. Der PtGtP-Kreislauf besteht aus Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Methanisierung mit einem kombinierten Wirkungsgrad von 56%, und die Re-Elektrifizierung erreicht einen Wirkungsgrad von 55% in einem Gas- und Dampfkraftwerk. Zusätzlich wurde ein asymmetrisches PSKW-System mit einer virtuellen Pumpenkapazität im Vergleich zur Turbinenkapazität betrachtet, die auf passiver Speicherung von großen norwegischen Wasserspeichern beruht, um das Pumpen zu Zeiten starker Auslastung von Wind- und Sonnenkraft zu ersetzen. Der passive Speicher hat keinen Pumpverlust und kann einen Zyklenwirkungsgrad von bis zu 90% (nur Turbinenbetriebsverlust) erreichen. Die Effizienz der Speichertechnologie hat einen wesentlichen Rückkopplungseffekt auf die Erzeugung, da Verluste durch mehr Erzeugung kompensiert werden müssen, was auch wiederum einer Verstärkung der Erzeugungsfuktuation mit sich bringt und das Gesamtsystem stärker belastet und ebenfalls den Bedarf von höheren Ein- und Ausspeicherleistungen mit sich bringt.

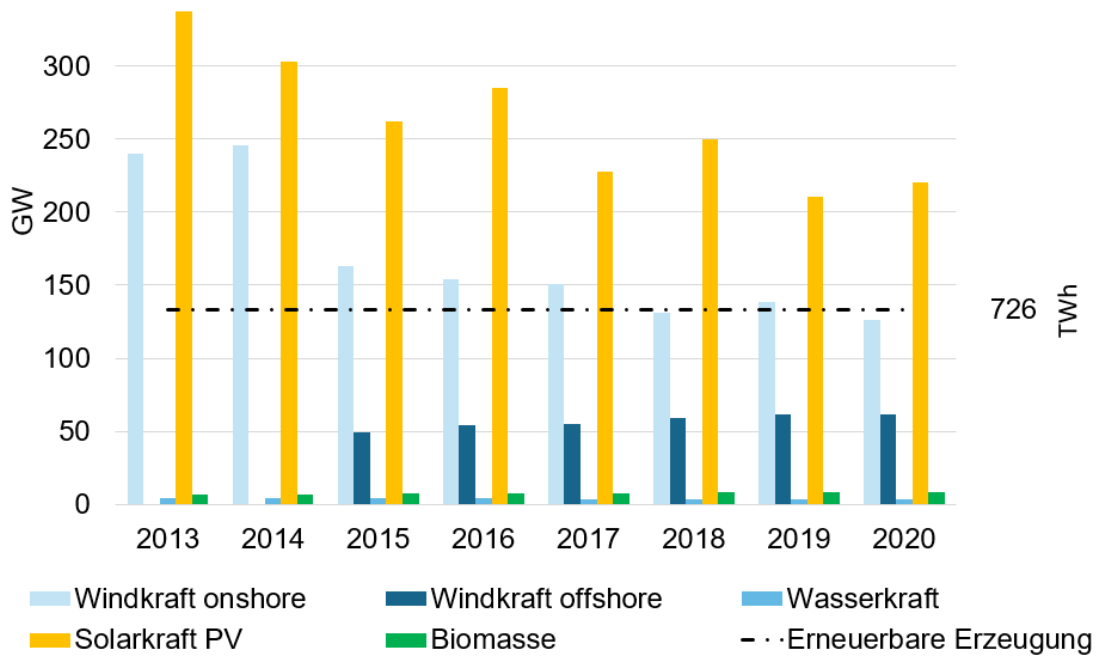


**Abb. 1** Methodik der Speicherbilanz auf stündlicher Erzeugungsbasis

### 3 Ergebnisse

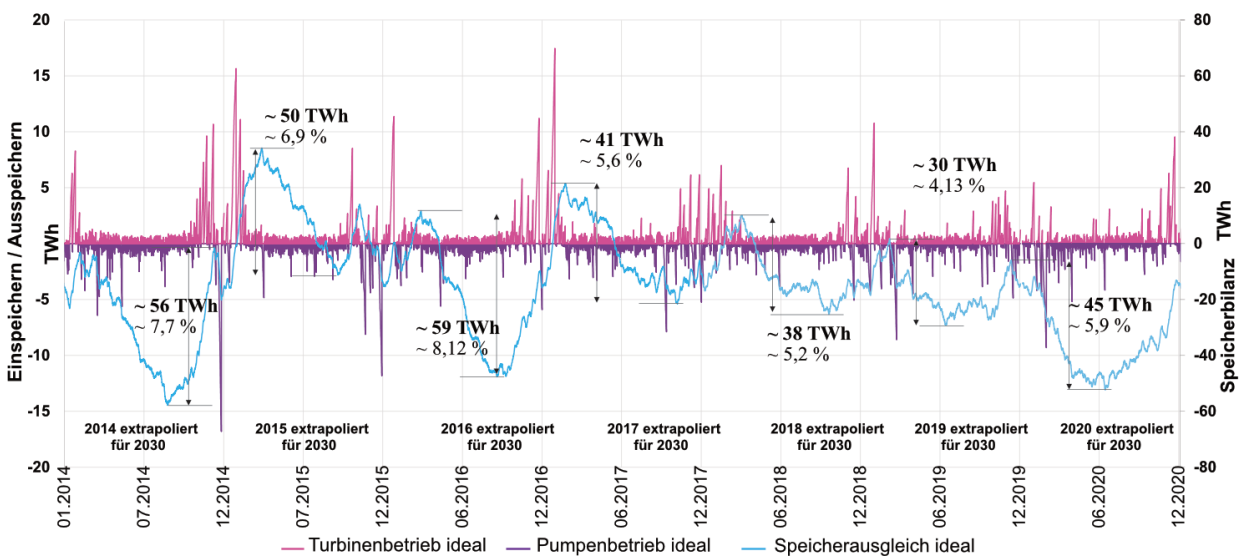
#### 3.1 Speicher- und Leistungsbedarf für den Zeitraum 2012 – 2020 mit extrapolierte Erzeugung für 100% erneuerbaren Strom in Deutschland für das Jahr 2030

In Abb. 2 sind die extrapolierte Erzeugungen von 2013-2020 dargestellt, um jeweils eine erneuerbare Produktion von 726 TWh zu erhalten. Es zeigt sich, dass sich durch den Bau der offshore Windanlagen ein theoretischer Bedarf der Solar PV bzw. onshore Windbedarf signifikant reduzieren lässt. Abb. 3 zeigt den Ausschnitt der idealen Speicherbilanz von 2014 - 2020. Insbesondere die Starkwindzeiten im Winterhalbjahr sind durch die hohen Amplituden der Speicherfluktuationen ersichtlich. Durch die Differenz von minimalem und maximalem Speicherinhalt je Jahr lässt sich ein idealer Speicherbedarf ermitteln. Die Extrapolationsfaktoren wurden jedes Jahr separat definiert, um einen Indikator für den Zubau von erneuerbaren Energien zu liefern. In den Jahren 2012 und 2013 gab es noch keine offshore-Windkraftanlagen. Jedes Jahr zeigen sich insbesondere in den Wintermonaten hohe Speichergradienten mit hohen Lade- und Entladeraten. Von April bis September ist ein ausgeglichenerer Speicherbetrieb mit gleichmäßigem Laden und Entladen zu beobachten.



**Abb. 2** Extrapolierter erneuerbaren Installation je Basisjahr um den Bedarf 2030 von 726 TWh zu decken (z.B. hätten im Basisjahr 2013 350 GW Sonnenkraft und 240 GW Windkraft installiert sein müssen um 726 TWh zu erzeugen)

Um den Schwankungsausgleich bei erneuerbaren Primärquellen zu gewährleisten, wird in Zeiten der Überproduktion Energie zum Laden von Speichern (Pumpen oder Methanproduktion) genutzt, während in Zeiten der Unterproduktion Energie aus den Speichern entladen wird (Turbiniern oder Gaskraftwerksbetrieb). Beides trägt zur Stabilisierung des Netzes bei. Die Energie, die für den Ladevorgang des Speichers oder für die Stromerzeugung aus dem Speicher bis zum Erreichen des Gleichgewichts benötigt wird, wird auf der linken Achse dargestellt. Der ideale Speicherbedarf schwankt zwischen 4,13% und etwa 8,12% des Jahresbedarfs, und wird durch steigenden Ausbauwerten tendenziell geringer. Diese Werte können durch eine europäische Betrachtung noch wesentlich günstiger beeinflusst werden.



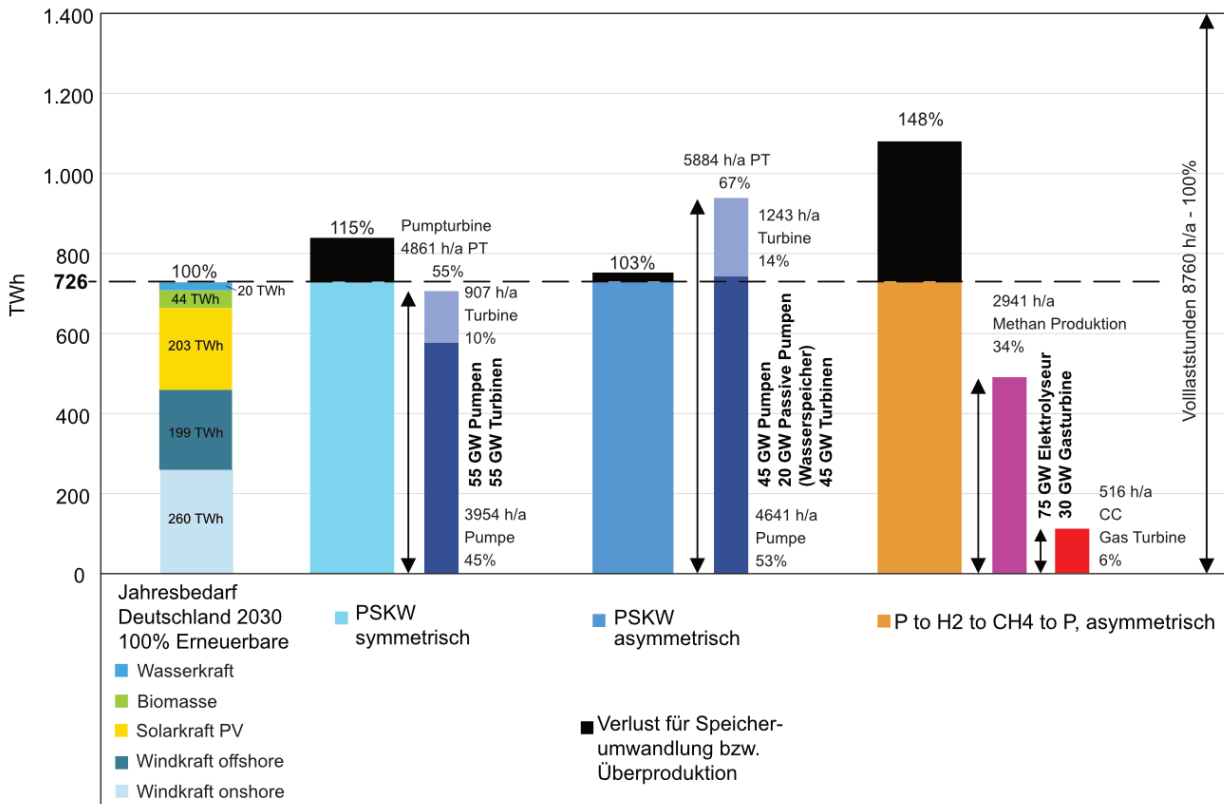
**Abb.3** Speicherbilanz für 726 TWh Erzeugung 2030, ideale Extrapolation der Basisjahre 2014 - 2020

Der ideale Speicher wird durch einen künstlichen Startpunkt am Anfang der Zeitreihe gesetzt, um eine ausgewogene jährliche Speicherversorgung in den extrapolierten Jahren zu ermöglichen. Die Ergebnisse belegen, dass der Bruttospeicherbedarf durch die zunehmende Installation erneuerbarer Energien und anderer netzdienlicher Maßnahmen in den untersuchten Jahren auf eine Größe ansteigt, die durch die vorhandene Speicherkapazität der Wasserkraft- und Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen und Skandinavien, insbesondere in Norwegen, mit 85 TWh ausgeglichen werden könnte (Charmasson, et al., 2017). Allerdings fehlt in dieser Größenordnung sowohl die zusätzliche Leistung als auch die Übertragungskapazität. Daraus ergibt sich ein eindeutiger Bedarf an neuen Speichern mit hoher installierter Leistung und leistungsfähigen Übertragungskapazitäten, um das Ziel einer erneuerbaren Stromerzeugung zu erreichen.

### **3.2 Vergleich von Pumpspeicher mit Power to Gas to Power für 100% erneuerbaren Strom**

Auf Basis des Jahres 2019 wurde eine detaillierte Extrapolation zur Ermittlung des spezifischen Speicherbedarfs untersucht. Dabei wurde die Erzeugung für die drei Varianten; (i) symmetrische Pumpspeicherkraftwerke, (ii) Pumpspeicherkraftwerke kombiniert mit großen Wasserspeichern und (iii) Power to Gas to Power in TWh berechnet. Der Symmetrie-Aspekt ist insbesondere für PSKW-Systeme von Interesse, da Pumpturbineneinheiten für eine wirtschaftliche Auslegung im Allgemeinen in beide Richtungen nahezu dieselbe installierte Leistung aufweisen. Die Untersuchung zeigt einen asymmetrischen Leistungsbedarf hinsichtlich des Ladens (Pumpen bzw. Methanisierung) aufgrund der Starkwindzeiten. Dies bedeutet, dass asymmetrische Systeme Vorteile haben. Ein solches asymmetrisches PSKW-Speichersystem kann erreicht werden, indem der passive elektrische Speicher in großen Wasserspeichern, wie jenen in Norwegen (bis zu 85 TWh) berücksichtigt wird, um den Pumpenbetrieb zu ersetzen. In dieser Studie werden 20 TWh passiver Speicher berücksichtigt, um das Gleichgewicht effizient zu erreichen. Der passive Speicher hat einen hohen Wert und kann über Interkonnektoren mit Kontinentaleuropa verbunden werden. Der passive Energiespeicher in Wasserkraftspeichern hat einen Umlaufwirkungsgrad von ca. 90% (nur für den Turbinenmodus). Verluste von Hochspannungs-Gleichstromverbindern (HGÜ) müssen berücksichtigt werden (ca. 3% pro 1000 km) (Vaillancourt, 2014).

Abb. 4 zeigt grafisch die Ergebnisse der Berechnungen. Es ist ersichtlich, dass das asymmetrische Speichersystem mit hocheffizienten Pumpspeicherkraftwerken in Kombination mit großen Wasserspeichern die fluktuierende Erzeugung mit 100% erneuerbarem Strom mit nur 3% Überproduktion am effizientesten ausgleichen kann. Die symmetrische PSKW-Option zeigt mit mehr als 4800 Volllaststunden im Jahr einen sehr hohen Auslastungsgrad der Pumpturbinen, wobei wiederum die asymmetrische Speichervariante heraussticht mit über 5000 Volllaststunden im Jahr. Die PtGtP Alternative zeigt aufgrund der hohen Energieverluste durch Umwandlung von Elektrizität in Methan und zurück in Elektrizität eine hohe erforderliche nötige Überproduktion von 148%, was für das Beispiel Deutschland etwa 350 TWh Verlust entspricht. Die Anlagen zur Herstellung von H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>, sowie die separaten Gasturbinen weisen im Vergleich zu PSKW Optionen sehr geringe Volllaststunden pro Jahr auf. Dieses Ergebnis impliziert, dass effiziente Speicher sowohl wirtschaftlicher als auch wesentlich klima- und umweltschonender sind, da die Rückkopplungseffekte einer ineffizienten Speicherung zu einem signifikant größeren Ausbau erfordern.

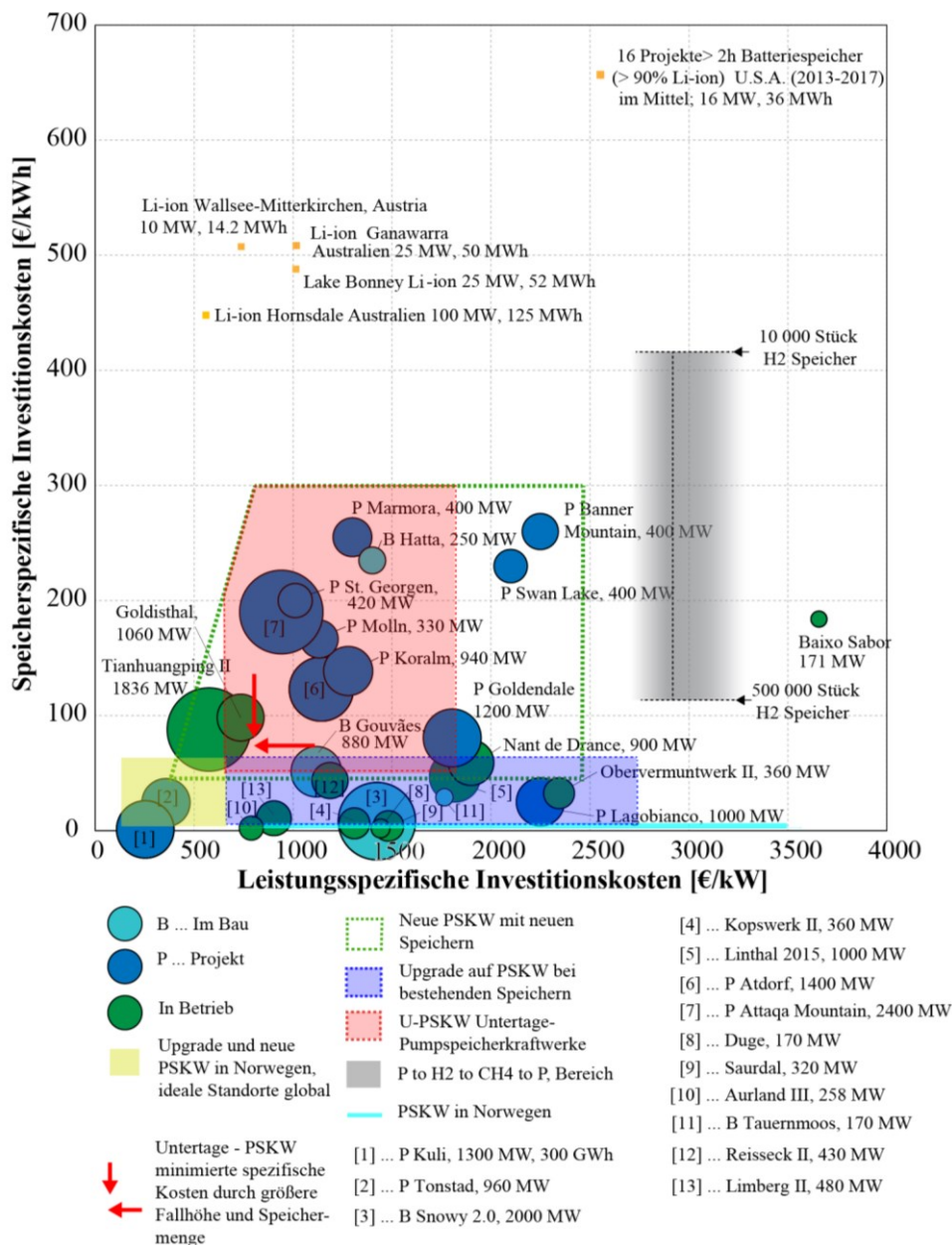


**Abb. 4** Speichervergleich, Basisjahr 2019, extrapoliert für 100% erneuerbaren Strom in Deutschland für 2030, PSKW symmetrisch (Pumpleistung = Turbinenleistung), PSKW asymmetrisch (mit passiver Speicherung in großen Speicherseen), Speicherung über Wasserstoff und Rückverstromung über Gaskraftwerke, sekundäre y-Achse Jahresvolllaststunden

### 3.3 Spezifische Kosten von Speicherkraftwerkstechnologien

5 zeigt die spezifischen Investitionskosten für Speichertechnologien: Pumpspeicherprojekte und den Bereich für verschiedene Pumpspeicher-Ausbaukonzepte, Li-Ionen Batteriesysteme nach jüngsten Projekten in Australien und in Österreich sowie die Kosten für die Speichersysteme für PtGtP mit Strom zu Wasserstoff (H<sub>2</sub>) mittels Elektrolyseure, daraus Umwandlung zu Methan (CH<sub>4</sub>) und Rückverstromung durch Gas und Dampfkraftwerke (CCGT). Die Batterien können relativ niedrige spezifische Kosten in Bezug auf die installierte Leistung (€/kW) aufweisen, was diese für die kurzfristige Netzunterstützung lukrativ macht, allerdings nicht für die großtechnische Stromspeicherung, aufgrund der hohen spezifischen Speicherinvestitionskosten (€/kWh). Zudem weisen diese elektrochemischen Anlagen im Vergleich zu PSKWs geringe Lebensdauern auf, was immer wieder Reinvestitionen erforderlich macht. PtGtP-Systeme werden zunehmend propagiert, allerdings existieren derzeit nur Demonstrationsanlagen. Die spezifischen Kosten für die Speicherung von Strom variieren für verschiedene Technologien und auch dafür, ob H<sub>2</sub> oder CH<sub>4</sub> gespeichert wird. Die angegebenen hohen Kapazitätskosten ergeben sich durch die Betrachtung des Gesamtsystems (van Leeuwen & Zauner, 2018) (Theodoropoulos, Daly, & Dinan) (Gorre, van Leeuwen, & Ortloff, 2018). Investitionen in Übertragungsleitungen sind getrennt unter den Netzkostenaspekten zu berücksichtigen. Für den 1400 MW Nordlink-Interkonnektor zwischen Deutschland (Wilster) und Norwegen (Tonstad) werden spezifische Projektkosten von rund 1070 €/kW bis 1400 €/kW angegeben (EIB, 2017). Für bestehende norwegische Pumpspeichersysteme mit 9 von 10 Systemen unter 2 €/kWh sind äußerst niedrige spezifische Speicherinvestiti-

onskosten angegeben (Pitorac, Vereide, & Lia, 2020). Es lässt sich feststellen, dass Pumpspeicherkraftwerke auch für viele andere Nutzenwerte, die zum Großteil mitgetragen oder inkludiert sind. Dazu gehören beispielsweise Hochwasserschutz, Bewässerung, Wasserversorgung, Erholung und Tourismus. Ein Beispiel hierfür ist das Pumpspeicher- und Wasserkraftwerk Baixo Sabor in Portugal, welches eine niedrige Fallhöhe aufweist, aber ein großes Wasserreservoir besitzt. Aus diesem Grund sind diese spezifischen Kosten relativ hoch, insbesondere aufgrund der Wasserretention.



**Abb. 5** Spezifischer Kostenbereich für Kapazität €/kW und Energie €/kWh für Speichersysteme, verschiedene PSKW-Projekte, Technologiebereich von PSKW und U-PSKW, Li-Ionen-Batterieprojekte (Richter, 2020) (Pikl, Richter, & Zenz, 2019) (Saha, 2020) (Pitorac, Vereide, & Lia, 2020) mit Kostenbereich, Kostenbereich von Leistung zu H2 bis CH4 zu Leistung (PtGtP) Anlagen (van Leeuwen & Zauner, 2018) (Theodoropoulos, Daly, & Dinan) (James, Houchins, Huya-Kouadio, & DeSantis, 2016), (initiale Grafikdaten und Layout basierend auf (Pikl, Richter, & Zenz, 2019))

Auch der Kostenbereich von Untertage-PSKW-Systemen (U-PSKW) wird dargestellt, welche in Gebieten ohne entsprechende Topografie gebaut werden können, sofern die Gesteinseigenschaften ausreichend gut sind (Pikl, Richter, & Zenz, 2019), (Pummer, 2016). Diese können auch in unmittelbarer Nähe von Ballungsräumen errichtet werden. Bei großen Systemen mit hohen Fallhöhen sind niedrige spezifische Kosten für Speicher und installierte Leistung realistisch. Es sollte jedoch beachtet werden, dass die spezifischen Investitionskosten nicht die unterschiedlichen Lebensdauern der Speichertechnologien widerspiegeln. Im Vergleich zu chemischen Energiespeichern haben Pumpspeicher die längste nachgewiesene Lebensdauer. Pumpspeicherkraftwerke können damit mit signifikanter Speicher- und Regelleistung neben dem Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung und dem Leitungsausbau einen wesentlichen wirtschaftlichen Beitrag des erneuerbaren Energiesystems beitragen.

## Literatur

Agora Energiewende. (2020). *Agorameter*.

Agora, E. (2023). *Agora Energiewende, Prognos, Consentec (2022): Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann.*

Bundesnetzagentur. (2023). *Bundesnetzagentur*. Abgerufen am 31. 08 2020 von [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104\\_smard.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230104_smard.html)

Charmasson, J., Belsnes, M., Andersen, O., Eloranta, A., Graabak, I., Korpås, M., . . . Wolfgang, O. (2017). *Roadmap for large-scale balancing and energy storage from Norwegian hydropower. Opportunities, challenges and needs until 2050*. CEDREN.

EIB. (2017). <https://www.eib.org/de/press/all/2017-139-eib-completes-financing-for-nordlink-with-statnett>.

Gorre, J., van Leeuwen, C., & Ortloff, F. (2018). *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation; Report D8.6*. Ares(2019)1031526 - 19/02/2019.

Hambaumer, K. (2017). *Shifting and storing renewable energy by pumped-storage hydropower plants for the power system in Germany (in German)*. Master Thesis, Graz University of Technology.

James, B., Houchins, C., Huya-Kouadio, J., & DeSantis, D. (2016). *Final Report: Hydrogen Storage System Cost Analysis*. Strategic Analysis.

Pikl, F. G., Richter, W., & Zenz, G. (2019). Großtechnische, wirtschaftliche und effiziente untertägige Energiespeicher; Large-scale, economic and efficient underground energy storage. *Geomechanics and Tunneling*, DOI: 10.1002/geot.201900007, 12(3), 251-269.

Pitorac, L., Vereide, K., & Lia, L. (13 (18) 2020). Technical Review of Existing Norwegian Pumped Storage Plants. *Energies*, S. <https://doi.org/10.3390/en13184918>.

Pummer, E. (2016). *Hybride Modellierung der hydrodynamischen Prozesse in unterirdischen Pumpspeicherreservoirs*. Dissertation, RWTH Aachen: DOI: 10.13140/RG.2.2.30898.45766.



- Richter, W. (2020). *Surge Tank Design for Flexible Hydropower*. Dissertation: Graz University of Technology.
- Saha, S. (2020). *Tunnel System Design for the Kuli Pumped Hydro Storage Project*. Master Thesis, NTNU, Trondheim Norway.
- Theodoropoulos, K., Daly, S., & Dinan, M. (kein Datum). *Cost of new entrant peaking plant and combined cycle plant in I-SEM; A report to the Utility Regulator and the Commission for Regulation of Utilities*. 2018: Pöyry.
- Vaillancourt, K. (2014). *Electricity Transmission and Distribution*. IEA ETSAP - Technology Brief E12.
- van Leeuwen, C., & Zauner, A. (2018). *Innovative large-scale energy storage technologies and Power-to-Gas concepts after optimisation; Report on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU*. University of Groningen.

### **Anschrift der Verfasser**

DI Dr.techn. Wolfgang Richter  
Technische Universität Graz  
Stremayrgasse 10, 8010 Graz  
[wolfgang.richter@tugraz.at](mailto:wolfgang.richter@tugraz.at)

Univ. Prof. DI Dr.techn. Gerald Zenz  
Technische Universität Graz  
Stremayrgasse 10, 8010 Graz  
[gerald.zenz@tugraz.at](mailto:gerald.zenz@tugraz.at)

Adj. Prof. Kaspar Vereide, PhD  
Technisch-Naturwissenschaftliche Universität Norwegens  
S. P. Andersens veg 5, 7031 Trondheim  
[kaspar.veraide@ntnu.no](mailto:kaspar.veraide@ntnu.no)

Assoc. Prof. Dr.-Ing. Elena Pummer  
Technisch-Naturwissenschaftliche Universität Norwegens  
S. P. Andersens veg 5, 7031 Trondheim  
[elena.pummer@ntnu.no](mailto:elena.pummer@ntnu.no)

Prof. Leif Lia, PhD  
Technisch-Naturwissenschaftliche Universität Norwegens  
S. P. Andersens veg 5, 7031 Trondheim  
[leif.lia@ntnu.no](mailto:leif.lia@ntnu.no)

DI Franz Georg Pikl, BSc  
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft  
Arnulfplatz 2, 9020 Klagenfurt am Wörthersee  
[franzgeorg.pikl@kelag.at](mailto:franzgeorg.pikl@kelag.at)

