

**Projekt:** ESPEN

---

**Projekt:** Verbundprojekt: Potentiale Elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN)

Teilvorhaben: Verringerung des Potentials elektrochemischer Speicher durch alternative und ergänzende Technologien und Systemlösungen



**Projektziel:** Ziel des Projekts ist die Entwicklung von Handlungsempfehlungen zum Einsatz von elektrochemischen Speichern und deren Weiterentwicklung, sodass diese das zukünftige Energieversorgungssystem optimal unterstützen können.

Im Rahmen des Verbundprojekts werden daher die Potentiale elektrochemischer Speicher in Bezug auf ihren Beitrag zur Wirtschaftlichkeit, Stabilität und Sicherheit der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland untersucht. Weiterhin werden alternative Speichertechnologien, wie zum Beispiel Pumpwasser- oder Druckluftspeicher sowie stoffliche Speicher, und Systemlösungen, wie etwa Konzepte des Lastmanagements betrachtet, um Anwendungsbereiche zu identifizieren, in denen elektrochemische Speicher besonders geeignet sind.

**Stand der Technik:** Zur Sicherstellung der Stabilität des elektrischen Energieversorgungssystems sind eingespeiste und entnommene Energie stets – unter anderem durch den Einsatz von Regelleistung – im Gleichgewicht halten. Bisher erfolgt die Bereitstellung der Regelleistung vornehmlich durch thermische Kraftwerke, die zum Beispiel mit Kohle oder Erdgas befeuert werden. Bei diesen Kraftwerken verursachen die nötigen technischen Besonderheiten für schnelle Änderungen der abgegebenen Leistung eine Erhöhung der Investitions- und Betriebskosten bei gleichzeitiger Verringerung des Wirkungsgrades.

Im heutigen elektrischen Energieversorgungssystem sind zwei Arten von Energiespeichern vorhanden. Zum einen ist Energie in den rotierenden Massen der Generatoren- und Turbinensätze der großen Kraftwerke gespeichert, die bei Frequenzänderung kurzfristig Energie mit hoher Leistung aufnehmen beziehungsweise abgeben. Somit tragen die Generatoren der großen thermischen Kraftwerke, wie zum Beispiel Kern- und Braunkohlekraftwerke, entscheidend zur Stabilisierung des elektrischen Systems bei. Da sich die Anzahl der am Netz befindlichen Großgeneratoren im Zuge der Energiewende verringern wird und diese zunehmend durch kleinere Erzeugungseinheiten auf Basis regenerativer Energien ersetzt werden, wird sich auch ihre frequenzstabilisierende Wirkung reduzieren, sodass Alternativen gefunden werden müssen (vgl. [1]).

Bei der zweiten Art vorhandener Energiespeicher handelt es sich um Pumpwasser- und Druckluftspeicherkraftwerke, die als Spitzenlastkraftwerke bei hohem Bedarf für kurze Zeit eine hohe Leistung abgeben können, sofern der Speicher geladen ist. Während Schwachlastzeiten – Zeiten geringen Leistungsbezugs und damit einhergehenden geringen Energiekosten – werden diese Speicher geladen. Speicherkraftwerke werden zum Ausgleich der eingespeisten und der

bezogenen Leistung, also zur Erbringung von negativer und positiver Regelleistung, eingesetzt. Weitere Energiespeicher sind im elektrischen Energieversorgungssystem derzeit nicht vorhanden und werden aufgrund der vorhandenen, recht flexiblen Kraftwerkskapazität und der Übertragungskapazität des elektrischen Netzes momentan nicht benötigt. Ist die Kapazitätsgrenze des elektrischen Netzes durch starken, lokalen Zubau von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energiequellen erreicht, werden die Netze durch den Zubau neuer beziehungsweise die Verstärkung bestehender Übertragungs- und Verteilnetztrassen ausgebaut (vgl. [2]).

**Lösungsweg: Verbundprojekt:** Im Einzelnen werden die nachfolgend aufgeführten Punkte im Rahmen des Verbundprojekts bearbeitet.

- Erstellung von Referenznetzen zur Betrachtung verschiedener Szenarien mit großen zentralen Erzeugungseinheiten beziehungsweise mit ausschließlich dezentraler und größtenteils regenerativer Erzeugung.
- Definition von Anwendungsszenarien für Speicher und Ermittlung der technischen und wirtschaftlichen Anforderungen an Speicher im Netz
- Betrachtung von alternativen Lösungen zum Einsatz von Energiespeichern, wie zum Beispiel des Ausbaus der elektrischen Netze, des Lastmanagements, des Einsatzes von Spitzenlastkraftwerken mit kurzer Reaktionszeit oder des Einsatzes von Zusatzlasten
- Untersuchungen an elektrochemischen Speichern bezüglich des Wirkungsgrades, der Reaktionszeit, der Dynamik und der Lebensdauerkosten beim zu erwartenden Lastkollektiv
- Möglichkeit der Nutzung von Energiespeichern, die primär für andere Anwendungen vorgesehen sind, wie zum Beispiel in USV-Anlagen und Elektrofahrzeugen
- Berechnung von Lebenszykluskosten von Energiespeichersystemen in den ermittelten Belastungsfällen
- Untersuchung der Potentiale von Energiespeichern, die in Abhängigkeit der Netzgrößen Spannung und Frequenz zur Netzstabilisierung eingesetzt werden, und Entwicklung entsprechender Regelkonzepte
- Betrachtung von Kommunikationssystemen und Bewertung der dadurch entstehenden Vorteile in Bezug auf die zu erwartenden Zusatzkosten
- Analyse der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Bereitstellung von Speicherkapazitäten und Erarbeitung von Änderungsvorschlägen dieser Rahmendbedingungen für den Betrieb von kleinen, dezentralen Speicheranlagen.
- Bewertung von Akzeptanzproblemen und möglichen Auswirkungen von dezentralen Speichersystemen

Im Fokus des Verbundprojekts steht die Untersuchung der Eignung verschiedener Speichertechnologien in unterschiedlichen Anwendungsgebieten. Vor diesem Hintergrund wurden aus

**Projekt:** ESPEN

---

den durchgeführten Netzsimulationen Anforderungsprofile an elektrochemische Speicher in den folgenden Anwendungsbereichen ermittelt:

- Spannungshaltung durch Reduzierung der (lokalen) Einspeisespitze
- Unterstützung bei oder Übernahme der Erbringung von Regelleistung
- Vermeidung von Netzengpässen
- Glättung des Residuallastverlaufs

Aus den ermittelten Anforderung (Leistung, Kapazität, Belastung) wurden im Rahmen einer wirtschaftlichen Betrachtung unter Berücksichtigung von Alterungseffekten der jeweils betrachteten Speichertechnologie, die jeweils beste Speichertechnologie und –auslegung für die definierten Anwendungsbereiche bestimmt. Ergebnisse der ebenfalls im Rahmen des Projekt durchgeführten experimentellen Speicheruntersuchung werden in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen berücksichtigt. Erste Projektergebnisse sind in die VDE-Studie „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene“ [3] eingeflossen.

Da neben den technischen Aspekte des Speichereinsatzes ebenfalls rechtliche Aspekte und Fragestellungen der Akzeptanz für den Einsatz von elektrochemischen Speichern relevant sind, wurden weiterhin die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichern analysiert und erste Anpassungsvorschläge erarbeitet, die die Einsatzmöglichkeiten von Speichern im Energiesystem verbessern können. Außerdem wurden ökologische Auswirkungen und die Akzeptanzproblematik untersucht, um nicht-technische Hemmnisse der Speichernutzung in den untersuchten Anwendungsfällen zu identifizieren.

Arbeiten am Institut für elektrische Energietechnik und Energiesysteme:

Betrachtung alternativer Technologien: Die Kernaufgabe des am Institut für elektrische Energietechnik und Energiesysteme durchgeführten Teilvorhabens bezieht sich auf die Betrachtung alternativer Lösungen zur Integration regenerativer Energie in das Energiesystem. Damit werden folgende Alternativen zu Einsatz elektrochemischer Speicher betrachtet, die das Potential dieser in bestimmten Anwendungsfällen reduzieren können.

Nutzung von Gas- und Wärmenetzen (Power-to-Heat und Power-to-Gas), Spitzenlastkraftwerke, Ausbau der elektrischen Netze, Lastmanagement, Zusatzlasten. Ziel ist die Beschreibung möglicher Alternativen, ihrer Kosten und Auswirkungen auf die Netzqualität, Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Versorgung, sowie deren Auswirkungen auf andere gesellschaftliche und volkswirtschaftliche Aspekte. Im Fokus dieses Arbeitsschrittes steht dabei nicht die genaue Untersuchung dieser Lösungsalternativen, sondern die Identifizierung von Bereichen, in denen elektrochemische Speicher besonders gute Chancen haben werden, und Bereichen, in denen alternative Lösungen besondere Vorteile haben können. Auch Kombinationen der genannten Alternativen mit Speichertechnologien sollen betrachtet werden.

Während der Projektlaufzeit hat sich gezeigt, dass insbesondere die Nutzung von Wärmenetzen durch die Anwendung des Power-to-Heat-(P2H)-Konzepts eine interessante Alternative zum

---

---

Einsatz elektrochemischer Speicher, sowohl für die lokale Aufnahme von Einspeisespitzen im Niederspannungsnetz, als auch für die Nutzung regional vorhandener Energieüberschüsse, die andernfalls durch Einspeisemanagementeingriffe abgeregelt werden würden (vgl. [4]).

Im Rahmen der beispielhaften Untersuchung eines Niederspannungsnetzes wurden folgende Möglichkeiten zu Einhaltung der Spannungsgrenzen bei unterschiedlicher PV-Durchdringung verglichen:

- Einsatz von P2H in den Haushalten zur Aufnahme überschüssiger Energie
- Einsatz von elektrochemischen PV-Hausspeichern zur Steigerung des Eigenverbrauchs
- Einsatz eines zentralen elektrochemischen Speichers am Strangende
- Kombination eines zentralen Speichers mit dem Einsatz von P2H in den Haushalten

Die Betrachtungen zeigen, dass der Betrieb der dezentralen Speicher (1 kWh Speicherkapazität pro 1 kWp der installierten PV-Anlage) mit dem Ziel der Maximierung des Eigenverbrauchs erwartungsgemäß einen geringen Effekt auf die Spannungserhöhung im Netz haben, da die Speicher zum Zeitpunkt der Spitzeneinspeisung meist bereits geladen sind. Gleichermaßen zeigt auch der am Strangende installierte zentrale Batteriespeicher mit einer Kapazität von 240 kWh (in Anlehnung an das Pilotprojekt der Stadtwerke Neustadt und IBC Solar in der Gemeinde Fechheim) einen geringen Einfluss auf die Spannungserhöhung, da die Speicherkapazität mit steigender installierter PV-Leistung nicht ausreicht.

Obwohl sich der signifikante Wärmebedarf der Haushalte auf die Wintermonate konzentriert (Ermittlung der Wärmebedarfszeitreihen nach [5] und [6]), führt die Nutzung des P2H-Konzepts durch den Vergleich mit dem Bedarf an elektrischer Leistung relativ hohen und kontinuierlichen Bedarf an thermischer Energie auch in den Sommermonaten noch zu einer wesentlichen Verringerung der Höhe und Anzahl der einspeisebedingten Spannungsbandverletzungen. In Bezug auf die Reduktion der Anzahl und Dauer der Überspannungseignisse (Überschreitung der Nennspannung um mehr als 10 %, bei einer Eingangsspannung von 107 % der Nennspannung am MS/NS-Trafo) stellt sich die Kombination aus dezentraler Nutzung von P2H-Systemen mit einem zentralen elektrischen Speicher als technisch vorteilhafteste Lösung dar. Die Untersuchung wurde während der P2H-Dialogplattform des EFZN im Mai 2015 in Goslar vorgestellt und im Tagungsband veröffentlicht [7].

Neben Auswirkungen des Einsatzes dezentraler P2H-Anlagen auf das Verteilnetz, wird ebenfalls der Einsatz eines zentralen Systems zur Aufnahme ansonsten abgeregelter Energie durch eine P2H-Anlage innerhalb eines Fernwärmenetzes untersucht [8].

Anhand eines beispielhaft betrachteten Fernwärmenetzes (basierend auf Angaben eines Stadtwerks), welches 434 Gebäude (vorwiegend Mehrfamilienhäuser) mit Wärme versorgt, wurden die Möglichkeiten der Installation eines elektrischen Heizsystems (5 MW) zur Aufnahme von regionalen Überschüssen (an einem fiktiven Markt), zur Teilnahme am Sekundärregel- und

Projekt: ESPEN

---

Minutenreservenmarkt, sowie zur Vermarktung an der EEX (Day-Ahead- und Intraday-Markt) untersucht. Im System ist ein Wärmespeicher mit einer Kapazität von 16 MWh vorhanden. Die Wärmebereitstellung erfolgt mittels eines Biomasse-Heizkraftwerks mit einer thermischen Leistung von 17 MW. Für die Spitzenlastbringung sowie zur Redundanz sind weiterhin Erdgaskessel im System vorhanden.

Für die Ermittlung der in der Region abgeregelten Energie wird auf die öffentlich verfügbaren Daten des lokalen Verteilnetzbetreibers zurückgegriffen und aus den Angaben zu den Einsparmaßnahmen, die Zeitreihe der abgeregelten Leistung abgeschätzt. Für die Umlagenbelastung des bezogenen Stroms werden einerseits die aktuell geltenden Rahmenbedingungen untersucht und andererseits eine nach [4] vorgeschlagene Reduzierung der EEG-Umlage und damit einhergehende verringerte Grenzkosten beziehungsweise gebotene Arbeitspreise betrachtet.

Es zeigt sich, dass der vorhandene Speicher mit einer Kapazität von 16 MWh für die Vermarktung an den Regelleistungsmärkten ausreichend ist. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen können 20 % der anderenfalls abgeregelten Energie zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden.

Ergebnis der Analyse ist, dass die Nutzung der abgeregelten Energie in der Beispielregion in Mecklenburg-Vorpommern durch eine Power-to-Heat-Anlage im betrachteten Wärmenetz möglich, die Wirtschaftlichkeit der Anlage jedoch nur dann gegeben ist, wenn die Energie am regionalen Überschussmarkt mit 0 ct./kWh und ohne Umlagenbelastung gehandelt werden kann.

Dissemination der Ergebnisse: Im Rahmen des Projekts wurden offene Workshops zu den verschiedenen Themenstellungen durch das Institut für elektrische Energietechnik und Energiesysteme organisiert und durchgeführt. Die erarbeiteten Ergebnisse werden mit Industrieunternehmen, insbesondere Energieversorgern und Netzbetreibern und der Politik diskutiert, um die Umsetzung der Handlungsvorschläge voranzubringen.

Seit Beginn des Projekts wurden Workshops unter reger Beteiligung von Interessenten aus Industrie und Forschung zu folgenden Themenstellungen durchgeführt:

- Pumpspeicherkraftwerke (Februar 2013 in Goslar)
- Große Batteriespeicher zur Netzstützung (April 2013 in Frankfurt am Main)
- Spannungshaltung (Mai 2013 in Magdeburg)
- Power-to-heat – mit der Landesinitiative Energiespeicher und Systeme und der Firma Stiebel Eltron (Oktober 2013 in Holzminden)
- Power-to-Gas (November 2013 in München)
- Netzausbau (März 2014 in Magdeburg)
- Große Batteriespeicher – mit der Landesinitiative Energiespeicher und Systeme und der Firma Power Innovation (Mai 2014 in Achim)
- Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen (Mai 2014 in Aachen)

- Nachhaltige Versorgungssicherheit – mit der Landesinitiative Energiespeicher und Systeme und enercity (November 2015 in Hannover)
- USV- und Notstromanlagen – mit der Landesinitiative Energiespeicher und Systeme und der Firma Piller (März 2015 in Osterode am Harz)

**Stand des Projekts:** Die Kernpunkte des Projekts sind bereits abgeschlossen. Die Ausarbeitungen für den gemeinsamen inhaltlichen Abschlussberichts stehen noch aus.

- Literatur:**
- [1] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 – Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, Berlin, 2014
  - [2] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.): dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012.
  - [3] JvDE (Hrsg.): Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene – Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze, Frankfurt am Main, 2015
  - [4] Agora Energiewende (Hrsg.): Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Berlin, 2014.
  - [5] Hellwig, M.: Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. München, Technische Universität, Dissertation, 2003.
  - [6] Bundesumweltministerium (Hrsg.): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Berlin, 2012.
  - [7] Armbrecht, B.; Schütte, T.; Spielmann, V. Anwendung von P2H zur Begrenzung der PV-Einspeiseleistung um Netzausbaumaßnahmen im Niederspannungsnetz zu vermeiden. In: Wenzl, H.; Kaiser, F. (Hrsg.): Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat: Dialogplattform des EFZN Goslar, 5. und 6. Mai 2015. 1. Auflage. Göttingen: Cuvillier Verlag Göttingen, 2015. S. 39 – 51
  - [8] Bettinger, C.; Spielmann, V. Regenerativer Überschussstrom für Power-to-Heat - Abschätzung der Potentiale von Überschussstrommärkten. In: Wenzl, H.; Kaiser, F. (Hrsg.): Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat: Dialogplattform des EFZN Goslar, 5. und 6. Mai 2015. 1. Auflage. Göttingen: Cuvillier Verlag Göttingen, 2015. S. 158 – 169

**Projekt:** ESPEN

---

- Projektpartner:**
- Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (ausführende Stelle: Institut für elektrische Energietechnik und Energiesysteme) – Verbundprojektkoordinator
  - Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg
  - Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel
  - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) – Fachgebiet Elektrochemische Akkumulatoren (ECA) in Ulm
  - Technische Universität München (TUM) – Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik (EES)
  - Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH Aachen) – Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) – Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik
  - Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU) – Lehrstuhl Elektrische Netze und Alternative Elektroenergiequellen (LENA)

Die am Projekt beteiligten Personen beziehungsweise Organisationen sind Mitglied der Interessengemeinschaft für Batterien in elektrischen Netzen.



**Förderung:** Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

**Laufzeit:** 01.11.2012 - 31.12.2015

---

---

<b>Bearbeiter:</b>	Dipl.-Ing. Verena Spielmann verena.spielmann@tu-clausthal.de	(Tel: 72-3736)
<b>Projektleiter:</b>	Prof. Dr. rer. nat. Heinz Wenzl heinz.wenzl@t-online.de	(Tel: 05522/919170)