

Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern

Annedore KANGIESSER¹⁽¹⁾, Daniel WOLF⁽¹⁾, Steffen SCHINZ⁽²⁾, Hellmuth FREY⁽³⁾

⁽¹⁾ Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT,

⁽²⁾ Technische Universität Darmstadt, ⁽³⁾ EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Zusammenfassung

Der steigende Anteil von Erneuerbaren Energieträgern im Energieversorgungssystem führt zu zunehmenden Herausforderungen bei deren Integration in das elektrische Netz. Zentrales Anliegen dieser Untersuchung ist es, am Beispiel eines Windparks (Fallstudie 1) bzw. einer PV-Anlage im Privathaushalt (Fallstudie 2) mögliche Energiespeicher-Dienstleistungen, die zur verbesserten Netz- und Marktintegration der erneuerbaren Energieträger führen, darzustellen und zu bewerten.

Fraunhofer UMSICHT hat in den letzten Jahren das Modell GOMES[®] (Generic Optimization Model for Energy Storage) entwickelt, welches zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern (stationäre und mobile elektrische Speicher, thermische Speicher sowie intelligente Haushaltslasten als virtuelle Stromspeicher) dient. Zielfunktion ist die Maximierung der Erlöse beziehungsweise im Bereich der privaten Endkunden die Minimierung der Strombezugskosten. Mit Hilfe von GOMES[®] wurden die beiden o.g. Szenarien modelliert und in viertelstündlich aufgelösten Jahresrechnungen analysiert. In Fallstudie 1 wird der Windpark in Verbindung mit einem großtechnischen, stationären Stromspeicher untersucht. In Fallstudie 2 werden verschiedene Energiespeicherformen (Stromspeicher, thermischer Speicher bzw. verschiebbare Haushaltslasten) in Verbindung mit der PV-Anlage eingesetzt.

Fallstudie 1: Für viele Windenergieanlagen ist bei den derzeitigen Spotmarktpreisen eine Teilnahme an der Direktvermarktung im Vergleich zur EEG-Vergütung noch nicht rentabel – selbst wenn sie durch einen Stromspeicher mit idealisierten technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften unterstützt werden. Prinzipiell geeignete Speichertechnologien für die Kombination mit Windparks sind Druckluftspeicherkraftwerke bzw. Großbatterien (Natrium-Schwefel- bzw. Redox-Flow-Batterie). Bei der Dimensionierung des Stromspeichers muss beachtet werden, dass bei Technologien mit eingeschränktem Teillastbereich, wie z.B. Druckluftspeicherkraftwerken, die Einspeicherleistung genau auf die installierte Leistung des Windparks abgestimmt werden muss. Dagegen sollte die Ausspeicherleistung zur Maximierung des jährlichen Betriebserlöses möglichst groß gewählt werden. Als Richtlinie für die Wahl des Verhältnisses zwischen installierter Speicherkapazität und Speicherleistung gilt, dass bei Stromspeichern, deren Investitionskosten von der Speicherkapazität dominiert werden (Batterien), für die hier untersuchte Speicheranwendung eine Volllaststundenzahl von 1-4 Stunden angestrebt werden sollte. Bei Druckluftspeicherkraftwerken ist eine Volllaststundenzahl von 6-8 Stunden sinnvoll.

Fallstudie 2: In der verbrauchernahen Fallstudie, bei welcher die durch Energiespeicher unterstützte Nutzung der Eigenverbrauchsregelung für PV-Anlagen in Einfamilienhäusern im Vordergrund steht, hat sich gezeigt, dass – vor Berücksichtigung der Investitionskosten – der Batteriespeicher, welcher sowohl PV-Strom zwischenspeichert als auch den Bezugszeitpunkt von Strom aus dem Netz optimiert den größten, betriebswirtschaftlich Nutzen einbringt. Die alleinige Zwischenspeicherung von PV-Strom ist betriebswirtschaftlich dagegen am uninteressantesten. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht die zweitbeste Alternative ist die Erweiterung der Wärmepumpe um einen thermischen Speicher. Die zeitliche Verschiebung von Haushaltslasten bringt einen vergleichsweise kleinen Nutzen.

Aus Sicht des Netzes, welches durch die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchanteils entlastet werden soll, sind die meisten untersuchten Maßnahmen wenig effektiv. Ein wichtiger Grund hierfür ist die Interaktion zeitlich variabler Endkundenstrompreise mit der PV-Eigenverbrauchsregelung. Weisen diese eine Tarifstufe auf, bei der der Strombezug aus dem Netz wirtschaftlich attraktiver ist als der PV-Eigenverbrauch, wird eine negative Wechselwirkung erzeugt. Lediglich die alleinige Zwischenspeicherung von PV-Strom im Batteriespeicher erbrachte eine nennenswerte Steigerung des PV-Eigenverbrauchanteils.

¹ „Jungautor“; Dipl.-Ing. Annedore Kanngießner, Osterfelder Straße 3, 46047 Oberhausen, Deutschland
Telefon +49 208 8598 -1373 | Fax -1423; annedore.kanngiesser@umsicht.fraunhofer.de

1 Integration von EET in das Energieversorgungssystem

Im Interesse des Klima- und Umweltschutzes und im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung wird in der europäischen Union (EU) seit einigen Jahren der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern stark forciert. Bis 2020 sollen auf europäischer Ebene erneuerbare Energieträger 20% des Bruttoendenergieverbrauchs ausmachen [EU09]. Deutschland hat sich zur Erfüllung dieser Vorgabe das Ziel gesteckt im Stromsektor bis 2020 einen Anteil erneuerbarer Energieträger von mindestens 30% zu erreichen [EEG09]. Ein wichtiger Bestandteil stellen in diesem Zusammenhang die Windenergie und die Photovoltaik (PV) dar. Die Entwicklung von deren installierter Leistung von 2000 bis heute wird in Abbildung 1 und Abbildung 2 dargestellt. Während die Windenergie seit Anfang des Jahrtausends gleichmäßig ausgebaut wurde, erlebt die Photovoltaik insbesondere seit 2008 starke Zuwächse. Insgesamt sind derzeit in Europa ca. 86 GW Leistung an Windenergieanlagen installiert, davon ca. 27 GW in Deutschland, und ca. 27 GW Leistung an Photovoltaikanlagen, davon ca. 17 GW in Deutschland [EWEA11][EPIA10][BWE11]. Die eingespeiste Strommenge aus erneuerbaren Energien betrug in 2009 ca. 95 TWh. Im Vergleich zum Bruttostromverbrauch in 2009 von ca. 580 TWh [BMU10], bedeutet dies einen Anteil von ca. 16 Prozent.

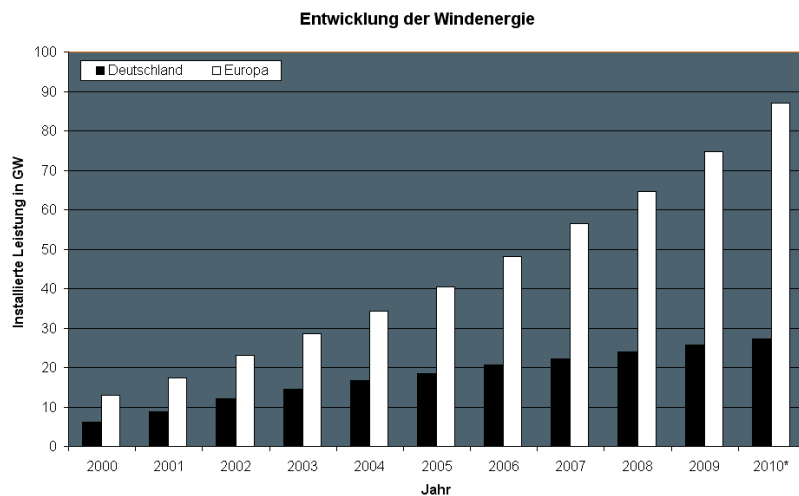


Abbildung 1: Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Deutschland bzw. Europa in den Jahren 2000 bis 2010²

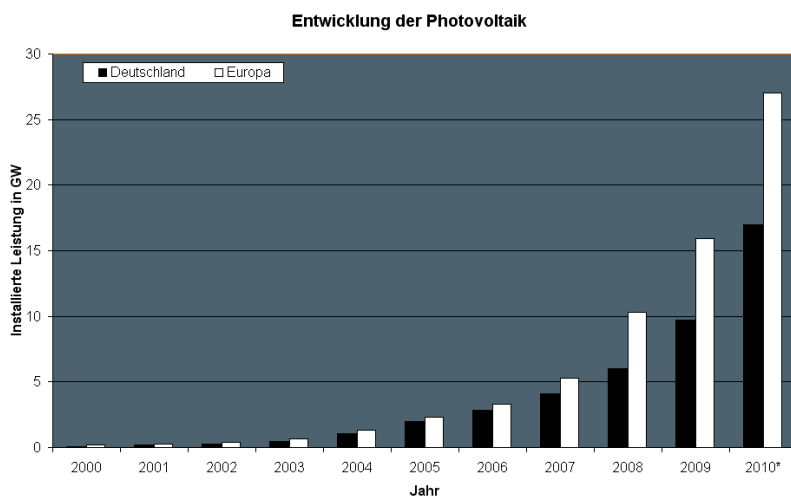


Abbildung 2: Entwicklung der installierten Leistung der Photovoltaik in Deutschland bzw. Europa in den Jahren 2000 bis 2010²

² Die Angaben für das Jahr 2010 beruhen z.T. auf vorläufigen Hochrechnungen [Photon10][GWEC10]

Infolge des charakteristischen, fluktuierenden Einspeiseverhaltens von Wind- und PV-Anlagen, welches zudem meist dezentral erfolgt, wird deren Integration sowohl in das elektrische Netz als auch den Strommarkt erschwert.

Abbildung 3 stellt beispielhaft die Verteilung der Leistungsänderungen eines 20MW-Windparks innerhalb einer Viertelstunde dar. Die Daten über die eingespeiste Leistung stammen von einem Windpark an einem Binnenstandort in Süd-Deutschland und liegen mit viertelstündlicher Auflösung vor. In der oberen Grafik ist zu erkennen, dass sich die meisten Leistungsänderungen (ca. 80%) in einem Bereich von ± 1 MW bewegen. Trotzdem ist nicht zu unterschätzen, dass immerhin in ca. 150 Viertelstunden eine Leistungsänderung von ± 5 MW, also einem Viertel der installierten Leistung und noch in ca. 20 Viertelstunden eine Leistungsänderung von ± 10 MW, also der Hälfte der installierten Leistung, aufgetreten ist. Dies wird in den beiden unteren Grafiken verdeutlicht, welche den oberen und unteren Extrembereich darstellen. Auch wenn diese Leistungssprünge sich bei der Hochrechnung von diesem beispielhaften Windpark auf Gesamt-Deutschland durch die räumliche Verteilung der Windparks etwas ausgleichen, können sich besonders in windreichen Zeiten große Herausforderungen für das elektrische Netz und die konventionellen Kraftwerke ergeben, die diese Fluktuationen ausregeln müssen.

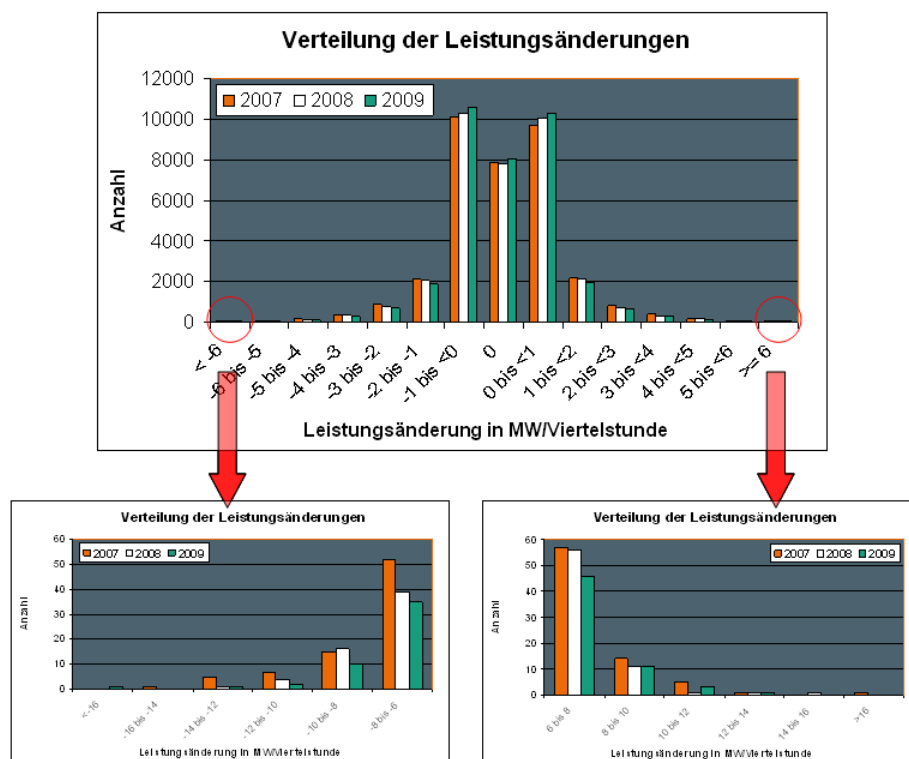


Abbildung 3: Verteilung der Leistungsänderungen eines 20MW-Windparks, die Leistungsmessung erfolgte mit einer ¼-stündlichen Auflösung

Aus wirtschaftlicher Sicht besteht die Herausforderung darin, dass durch das Prinzip des Einspeise-Vorrangs für erneuerbare Energieträger und die fixen Vergütungssätze, welche im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankert sind, ein immer größerer Teil der Energieversorgung keinen Anreiz hat, den Strom bedarfsgerecht einzuspeisen und somit mehr oder weniger nicht am Strommarkt teilnimmt. Seit dem Jahr 2009 ermöglicht das EEG eine Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern durch den Anlagenbetreiber. Hierfür gibt es zwei unterschiedliche Möglichkeiten, welche in den Paragraphen 17 bzw. 37 beschrieben werden. Laut §17 ist es möglich sich jeweils für einen Monat im Voraus gegen die Vergütung der eingespeisten Energie mit dem fixen EEG-Satz zu entscheiden und diese Energie stattdessen am Strommarkt zu veräußern. Laut §37 werden Energieversorger, welche im Kalenderjahr mehr als 50% ihres an Endkunden verkauften Stroms aus EEG-Anlagen beziehen, für den gesamten verkauften Strom von der EEG-Umlage befreit [EEG09]. Da die EEG-Umlage in den letzten Jahren stark gestiegen ist, von 1 ct/kWh in 2007 auf 3,53 ct/kWh in 2011, wird diese Variante immer attraktiver. Trotzdem wird die Direktvermarktungsmöglichkeit bisher nur im geringen Umfang genutzt.

Bei der Photovoltaik besteht eine große Herausforderung darin, dass die Anlagen überwiegend dezentral im Niederspannungs-Netz angeschlossen sind. Aufgrund des großen Zuwachses bei der installierten Leistung kommt es heute bereits in manchen, vorrangig ländlichen, Regionen zu Problemen im elektrischen Netz. Insbesondere an sonnenreichen Sonn- und Feiertagen übersteigt die eingespeiste PV-Leistung den Strombedarf deutlich, so dass es zu Rückspeisungen in die übergelagerten Netze kommt. Desweiteren wird durch die dezentrale PV-Einspeisung die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes im Niederspannungsnetz schwieriger. Im EEG 2009 wurde die so genannte „Eigenverbrauchsregelung“ eingeführt, mit dem Hintergrund die Verbraucher dazu zu bewegen, möglichst viel des eigenen erzeugten PV-Stroms selbst zu verbrauchen. Dies soll erreicht werden, indem auch der nicht in das Netz eingespeiste, sondern selbst verbrauchte PV-Strom vergütet wird, allerdings mit einem geringeren Satz. Diese Regelung wurde im Jahr 2010 noch einmal verschärft, indem zwei Eigenverbrauchs-Tarifstufen eingeführt wurden, welche sich nach dem erreichten Eigenverbrauchsanteil richten. Zum 01.10.2010 betrug der Satz für eingespeisten PV-Strom einer Anlage bis zu 30 kW beispielsweise 33,03 ct/kWh. Für die ersten 30% an eigenverbrauchtem PV-Strom betrug die Vergütung 16,65 ct/kWh, darüber hinaus 21,03 ct/kWh. Der Eigenverbrauch von PV-Strom ist immer dann lohnenswert, wenn die Differenz zwischen dem normalen Einspeise-Satz und dem Eigenverbrauchssatz geringer ist als der Strombezugspreis vom Energieversorger. Für die o.g. Vergütungssätze entspräche dies einem Endkundenpreis von über 16,38 ct/kWh bzw. 12 ct/kWh.

Im Folgenden wird kurz dargestellt, wie die Integration von Windenergie bzw. Photovoltaik in das elektrische Netz sowie den Strommarkt mittels Energiespeichern verbessert werden kann.

Um die Integration der Windenergie in den Strommarkt, welche durch die Direktvermarktung von Windenergie nach §17 gegeben wäre, zu erleichtern, kann ein beim Windpark installierter Stromspeicher helfen, aus der fluktuierenden Windleistung eine stündlich konstante Leistung zu generieren, wie sie beispielsweise für den Verkauf am Day-Ahead-Spotmarkt erforderlich ist. Dies wird unter dem Stichwort „Verstetigung“ in Abbildung 4 dargestellt. Hierfür wäre lediglich ein Speicher kleiner Kapazität erforderlich, da die Windenergie nur innerhalb einer Stunde verschoben wird. Größere Speicherkapazitäten würden dagegen bei der „Verlagerung“, welche im rechten Teil der Abbildung 4 gezeigt ist, benötigt. Hierbei wird die Windenergie über mehrere Stunden verschoben, um den maximalen Erlös zu erzielen, indem zu den Stunden mit den höchsten Spotpreisen verkauft wird. Insbesondere der Fall der Verlagerung hat neben den betriebswirtschaftlichen Vorteilen für den Anlagenbetreiber auch einen positiven Nutzen für das elektrische Netz. Da die Spotpreise sich weitestgehend an der Stromnachfrage orientieren, je höher die Nachfrage desto höher die Spotpreise, wird der Windstrom so indirekt von Schwachlastzeiten zu Spitzenlastzeiten verlagert.

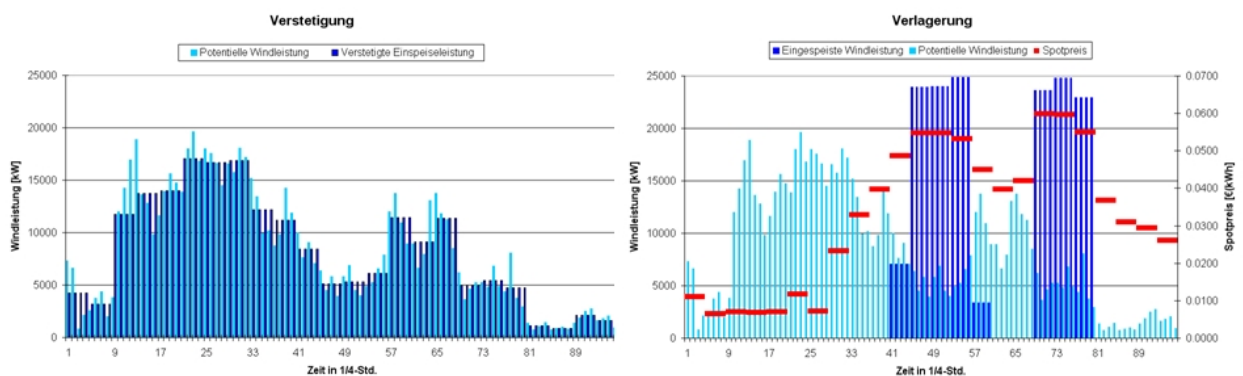


Abbildung 4: Speicherdienstleistungen "Verstetigung" bzw. "Verlagerung" von Windenergie

Da die Erzeugung des PV-Stroms ausschließlich tagsüber stattfindet, wenn die Sonne scheint, der Verbrauch im Privathaushalt jedoch nur teilweise tagsüber stattfindet, kann ohne Speichermöglichkeit niemals der gesamte PV-Strom eigenverbraucht werden. Es gibt zwei Möglichkeiten die Erzeugung des PV-Stroms mit dem Stromverbrauch in Einklang zu bringen. Zum einen kann ein Stromspeicher installiert werden, der den erzeugten PV-Strom zwischenspeichert und in die Abendstunden verlagert, wo er für die Deckung des häuslichen Strombedarfs genutzt wird. Die andere Möglichkeit ist es, den Strombedarf im Haushalt zu verlagern, zum Beispiel die Waschmaschine und andere Geräte mittags laufen zu lassen. Haushalte, welche mit einer Wärmepumpe ein Strom-basiertes Heizsystem nutzen, haben die zusätzliche Alternative einen thermischen Speicher zu installieren, damit die Wärme zeitlich unabhängig von ihrem Abruf in der Heizung erzeugt werden kann.

2 Speichersysteme

Zur Speicherung elektrischer Energie steht eine Vielzahl an unterschiedlichen Technologien zur Verfügung. Abbildung 5 teilt die verschiedenen Technologien zunächst nach der zu Grunde liegenden Wirkprinzipien ein.

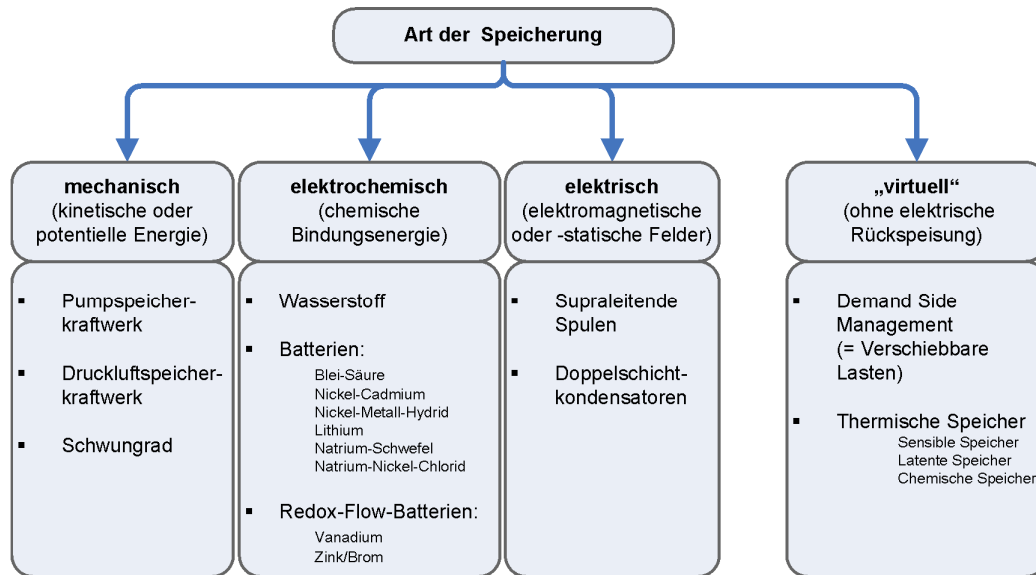


Fig. Fraunhofer/UMSICHT

Abbildung 5: Technologien zur elektrischen Energiespeicherung

Die direkte, elektrische Speicherung in Form von elektromagnetischen oder elektrostatischen Feldern wird bei Supraleitenden Spulen bzw. Doppelschichtkondensatoren genutzt. Bei allen anderen Speichertechnologien wird die zu speichernde elektrische Energie in der Einspeichereinheit entweder in mechanisch-potenzielle Energie (Pumpspeicherkraftwerk, Druckluftspeicherkraftwerk), mechanisch-kinetische Energie (Schwungradspeicher) oder elektrochemische Energie (Wasserstoffspeicherkraftwerk, verschiedene Batteriesysteme) umgewandelt und in dieser Form gespeichert. Zur Rückeinspeisung in das elektrische Netz wird diese speicherbare Form der Energie in der Ausspeichereinheit wieder in elektrische Energie umgewandelt. Eine Ausnahme hierzu bilden die „virtuellen“ Speichersysteme, welche in Abbildung 5 bewusst weiter rechts angeordnet wurden. Hierbei handelt es sich um intelligent gesteuerte Lasten; dies können sowohl elektrische Haushaltsgeräte, wie zum Beispiel eine Waschmaschine oder ein Kühlschrank, oder aber thermische Speicher verschiedener Art sein. Ihre Funktionalität als Speicher geht darauf zurück, dass der Zeitpunkt ihres Strombezugs aus dem elektrischen Netz verschoben wird. Im Gegensatz zu den „echten“ Speichersystemen speisen sie den Strom aber nicht zu einem späteren Zeitpunkt ins Netz zurück.

Eine zweite wichtige Klassifizierung von Energiespeichertechnologien erfolgt in Kurz- bzw. Langzeitspeicher. Kurzzeitspeicher dienen zur Sicherstellung der Qualität des Stroms im Netz, Langzeitspeicher dagegen zur Lastverschiebung, wie sie bei der Integration erneuerbarer Energien ins Energieversorgungssystem notwendig wird. Kurzzeitspeicher besitzen eine hohe Leistung, können diese aber nur über einen kurzen Zeitraum (Sekunden bis Minuten) abrufen. Zu ihnen gehören Doppelschichtkondensatoren, supraleitende Spulen und Schwungradspeicher. Langzeitspeicher können dagegen im Bereich von einigen Stunden Energie ein- bzw. ausspeichern. Hierzu zählen Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke, Wasserstoffspeicherkraftwerke sowie Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien. Die anderen Batterietechnologien sind in einem mittleren Bereich angesiedelt und kommen meist auf Einsatzdauern von wenigen Minuten bis wenigen Stunden. Abbildung 6, welche die typischen Entladedauern der verschiedenen Speichertechnologien über ihrer elektrischen Leistung aufträgt, unterstreicht diese Aussage.

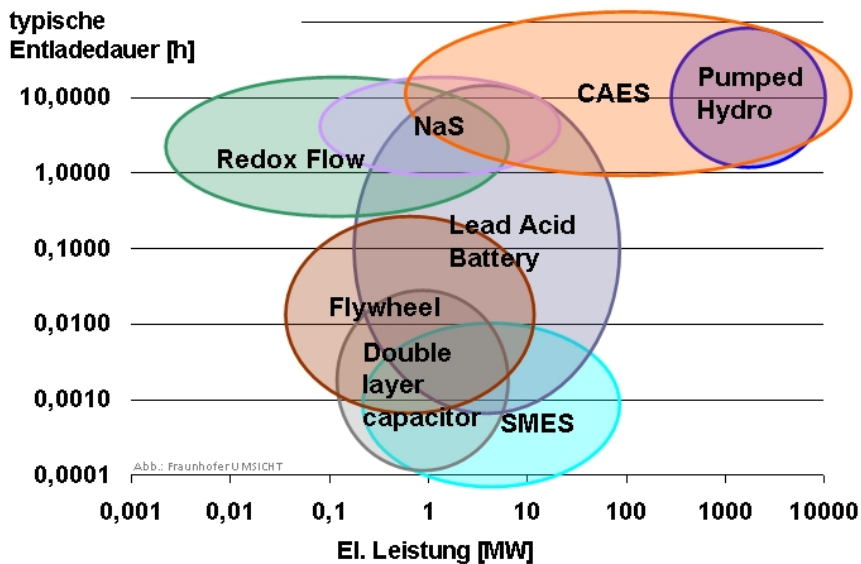


Abbildung 6: Leistungsbereiche und Speicherzeiten typischer Speichertechnologien

Bei beiden in den nachfolgenden Fallstudien untersuchten Speichieranwendungen ist es nicht das Ziel Leistungsschwankungen im Sekunden- oder Minutenbereich auszugleichen, sondern Energiemengen über die Zeitspanne von mehreren Stunden zu verschieben. Aus diesem Grund können die Kurzzeitspeichertechnologien Schwungrad, Doppelschichtkondensatoren und supraleitende Spulen ausgeschlossen werden.

Für die Integration von PV-Strom im privaten Bereich ist es wichtig, dass die eingesetzte Technologie eine möglichst hohe Energiedichte aufweist, damit der Speicher möglichst platzsparend untergebracht werden kann. Daher bieten sich hierfür Batteriesysteme, beispielsweise Blei-Säure- oder Lithium-Ionen-Batterien an. Neben den traditionellen Stromspeichern eignen sich im verbrauchernahen Fall außerdem die „virtuellen“ Stromspeicher, sprich die Lastverschiebung mittels intelligenter Haushaltslasten als auch mittels thermischer Speicher.

Für die unterstützende Direktvermarktung von Windstrom sind hingegen eher große Speichersysteme geeignet, die große Leistungen besitzen und viel Energie verlagern können. In Abbildung 6 ist zu erkennen, dass hierfür insbesondere Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke prädestiniert sind, allerdings müssen für beide geologische Voraussetzungen erfüllt sein: Pumpspeicherkraftwerke benötigen ein Ober- und ein Unterbecken mit einem entsprechenden Höhenunterschied dazwischen, während Druckluftspeicherkraftwerke bei entsprechender Größe im Regelfall eine Kaverne zur Druckluftspeicherung benötigen. Salzvorkommen, in denen entsprechende Kavernen ausgesolt werden können, kommen in Deutschland häufig in Regionen mit gutem Windangebot vor, weshalb die Kombination von Druckluftspeichern mit Windparks prinzipiell gut geeignet ist. Hingegen sind die geologischen Voraussetzungen für Pumpspeicherkraftwerke in der räumlichen Nähe von Windparks im Allgemeinen eher nicht gegeben. Desweiteren kommen großtechnische Batteriespeichersysteme, welche räumlich unabhängig sind, wie Redox-Flow- und Natrium-Schwefel-Batterien in Frage. Eine weitere Technologie die in Abbildung 6 nicht mit dargestellt ist, die aber häufig in Zusammenhang mit der Integration erneuerbarer Energieträger diskutiert wird, sind Wasserstoffspeicherkraftwerke. Diese Art von Speicher ist jedoch aufgrund des schlechten Systemwirkungsgrads und der vergleichsweise niedrigen arbeitsspezifischen Kosten eher für die saisonale Verschiebung von Energie prädestiniert, als für die hier untersuchte Unterstützung der Direktvermarktung eines konkreten Windparks.

3 GOMES

Fraunhofer UMSICHT hat in den letzten Jahren das Modell GOMES[®] (Generic Optimization Model for Energy Storage) entwickelt, welches zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern (stationäre und mobile elektrische Speicher, thermische Speicher sowie intelligente Haushaltslasten als virtuelle Stromspeicher) dient. GOMES[®] ist mit Hilfe der Software GAMS als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem formuliert. Zielfunktion ist die Maximierung der Erlöse beziehungsweise im Bereich der privaten Endkunden die Minimierung der Strombezugskosten.

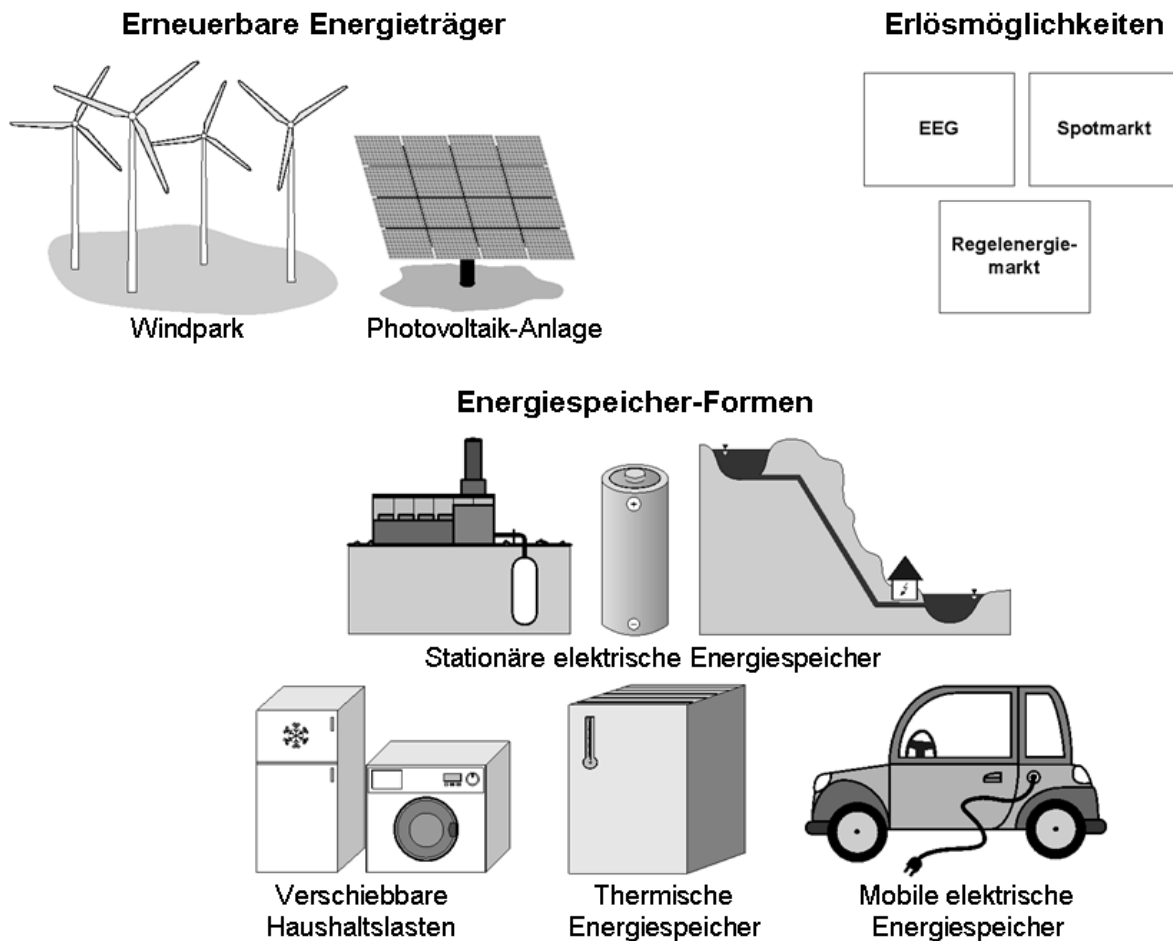


Abbildung 7: Modulare Bestandteile von GOMES[®]

Es handelt sich um ein generisches Modell, welches durch entsprechende Parametrisierung auf verschiedene Speichertechnologien sowie Märkte übertragbar ist. Die in Abbildung 7 gezeigten stationären Speicher werden bspw. über die Parameter maximale Ein- und Ausspeicherleistung sowie Speicherkapazität, Laständerungsrate, Umwandlungs- und Speicherwirkungsgrad, Teillastbereich sowie Anfahr- und Betriebskosten charakterisiert. Für die frei terminierbaren, verschiebbaren Haushaltslasten (Waschmaschine, Wäschetrockner, Spülmaschine) sind typische Verbrauchsprofile hinterlegt, sowie die Anzahl der Nutzungsvorgänge im Optimierungszeitraum. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Geräte insgesamt den gleichen Energieverbrauch besitzen, wie vergleichbare ohne Lastmanagementziele betriebene Geräte. Die taktbehafteten verschiebbaren Haushaltslasten (Kühl- und Gefrierschrank) können innerhalb spezifischer Temperaturfenster agieren und so die Zeitpunkte der Nachkühlung leicht verschieben. Unter die Klasse der thermischen Speicher fallen in GOMES[®] derzeit Nachtspeicherheizungen sowie Wärmepumpen mit integriertem Warmwasserspeicher. Der Zeitpunkt der Aufladung ist bei beiden Technologien freigestellt, solange sichergestellt wird, dass das hinterlegte Anforderungsprofil des Verbrauchers hinsichtlich der Wärmeabgabe erfüllt wird. Mobile elektrische Speicher sind Elektromobile. Grundsätzlich haben sie ähnliche Eigenschaften wie stationäre elektrische Speicher, nur dass sie aufgrund ihrer primären Aufgabe als Fortbewegungsmittel nicht jederzeit am Haus verfügbar sind und außerdem einen Teil der gespeicherten Energie zum Fahren verwenden. Neben den hier beschriebenen Speicherformen gibt

es in GOMES[®] Module für erneuerbare Energieträger (Wind, PV) sowie unterschiedliche Märkte bzw. Vergütungsformen (Vergütung nach EEG, Spotmarkt, Regenergiemarkt), welche ebenfalls über Parameter dimensioniert werden bzw. durch hinterlegte, viertel-stündlich aufgelöste Zeitreihen beschrieben werden. Hierdurch werden zeitlich hoch aufgelöste, vollständige Jahresrechnungen ermöglicht. Eine Übersicht über alle Ein- sowie Ausgangswerte ermöglicht Abbildung 8.

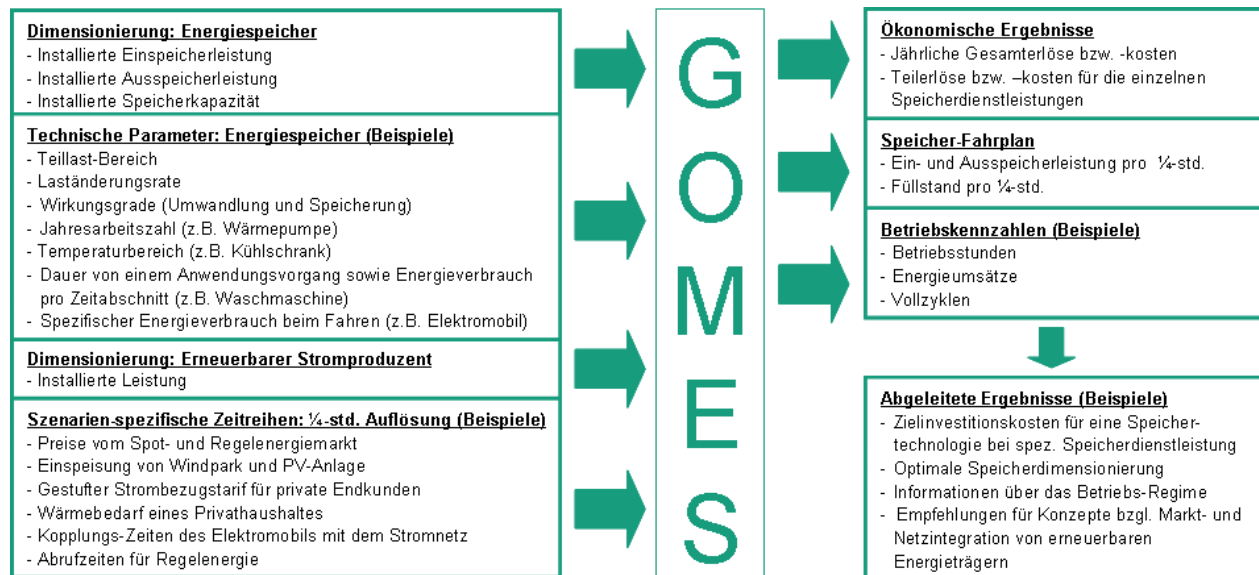


Abbildung 8: GOMES[®]: Darstellung der Eingangsparameter und der Optimierungsergebnisse

Das Hauptergebnis der Einsatzoptimierung mit GOMES[®] stellen der finanzielle Erlös bzw. die Bezugskosten sowie die Lade- und Entladefahrpläne für die Speichersysteme dar. Daneben werden verschiedene Betriebskennzahlen ausgegeben. Aus diesen Ausgangswerten lassen sich verschiedene Ergebnisse ableiten, bspw. Ziel-Investitionskosten für die untersuchte Speichertechnologie bei der untersuchten Speicheranwendung, die optimale Dimensionierung des Speichers, Schlussfolgerungen hinsichtlich des Betriebsregimes, Empfehlungen für Konzepte bzgl. der verbesserten Netz- und Marktintegration von erneuerbaren Energieträgern.

4 Fallstudien zur Netz- und Marktintegration von Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen

Mit Hilfe von GOMES[®] wurden die beiden in Kapitel 1 beschriebenen Fallstudien modelliert. Diese stellen vorläufige Ergebnisse eines wichtigen Aspektes des derzeit laufenden Projektes „Netzintegrierte Stromspeicher“³ dar. Endgültige und noch detailreichere Analysen können im Projektbericht, der im Laufe des Jahres 2011 erscheinen wird, nachgelesen werden.

In Fallstudie 1 wird der Windpark in Verbindung mit einem großtechnischen, stationären Stromspeicher untersucht. In Fallstudie 2 werden alle vorhandenen Energiespeicherformen (vgl. Abbildung 7) in Verbindung mit der PV-Anlage eingesetzt. Um den maximalen Nutzen zu erzielen, wird ein multifunktionaler Speicherbetrieb zugelassen. Beispielsweise kann ein Speicher, der primär zur Unterstützung der Direktvermarktung die fluktuierende Windenergie verstetigt bzw. zeitlich verlagert (vgl. [2]), in Starkwindzeiten den überschüssigen Windstrom zwischenspeichern und hierdurch Einspeisemanagement vermeiden. Im privaten Endkundenbereich kann ein Speicher gleichzeitig dazu dienen, den PV-Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen sowie – bei Vorliegen eines gestuften Strombezugstarifs [3] – den Strombezug aus dem Netz zeitlich zu optimieren.

³ Die Autoren danken dem Bundeswirtschaftsministerium für die Förderung des Projektes „Netzintegrierte Stromspeicher“ (FKZ 0327817). Konsortium: Fraunhofer UMSICHT, TU Darmstadt, EnBW Energie Baden-Württemberg AG

4.1 Direktvermarktung von Strom aus Windenergie

Rahmenbedingungen

In dieser Fallstudie wird ein Windpark an einem Binnenstandort in Süd-Deutschland zu Grunde gelegt. Die Einsatzoptimierung für die Direktvermarktung nach §17 mit Hilfe von GOMES[®] wird für ein gutes Windjahr (2007), ein durchschnittliches Windjahr (2008) und ein schlechtes Windjahr (2009) durchgeführt. Die Dimensionierung des Windparks ist über die Skalierung der gemessenen, viertelstündlichen, relativen Einspeiseleistungen frei wählbar und wird hier auf 20 MW festgelegt.

Der Referenzerlös, der als Benchmark für die Direktvermarktungsszenarien gilt, entspricht der Vergütung der gesamten, eingespeisten Windenergie desselben Jahres nach dem gültigen EEG-Satz. Da Windparks in den ersten 5 Jahren nach Inbetriebnahme eine erhöhte Anfangsvergütung erhalten (hier: 9,205 ct/kWh, Grundvergütung: 5,02 ct/kWh), wird in Windparks jünger bzw. älter als 5 Jahre unterschieden. Abbildung 9 stellt den Referenzerlös für die Jahre 2007, 2008 und 2009 dar.

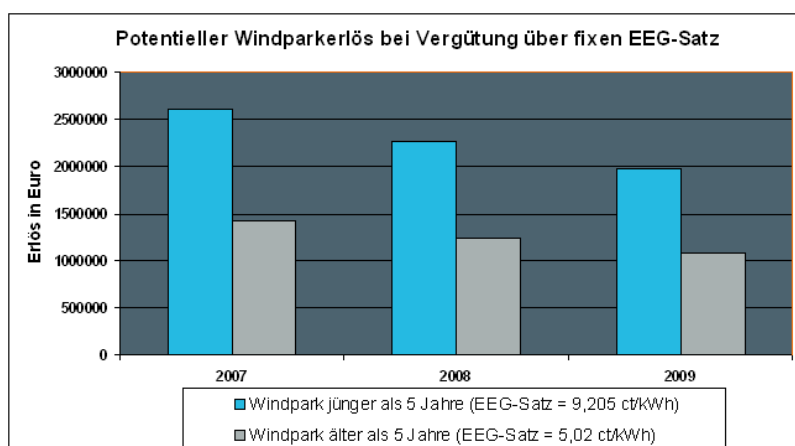


Abbildung 9: Referenzerlös für Windpark

Im Gegensatz zur Vergütung über einen fixen EEG-Satz, spielt für die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung nicht nur die Güte des Windjahrs sondern auch das Spotpreinsniveau eine wichtige Rolle (vgl. Tabelle 1). Es gilt: Je höher der durchschnittliche Spotpreis, desto höher die Erlöse aus der Direktvermarktung und je besser das Windjahr desto höher der Benchmark, also umso schwieriger zu übertreffen. Aus einer Analyse, in der die verschiedenen Windjahre mit den verschiedenen Spotpreisen überkreuz kombiniert wurden, ergab sich die Schlussfolgerung, dass insbesondere das Niveau des Spotpreises essentiell für einen Direktvermarktungserfolg ist.⁴

Jahr	Güte des Windjahrs	Niveau Day-Ahead-Spotpreis
2007	Gutes Windjahr	Ø 38 €/MWh
2008	Durchschnittliches Windjahr	Ø 66 €/MWh
2009	Schlechtes Windjahr	Ø 39 €/MWh

Tabelle 1: Übersicht über Güte des Windjahrs und Spotpreinsniveau

In der Fallstudie wird neben der Direktvermarktung nach §17 EEG eine Variante berechnet, die einen zusätzlichen Anreiz gibt für die Verlagerung der Windenergieeinspeisung von nächtlichen Schwachlastzeiten hin zu Zeiten hoher Nachfrage, die typischerweise tagsüber auftreten. Diese Anreizvariante wurde von der ETG Taskforce der Energietechnischen Gesellschaft des VDE in [ETG08] vorgeschlagen. Der Mechanismus, welcher in Abbildung 10 skizziert ist, sieht vor, dass zusätzlich zum Spotpreis ein Verlagerungsbonus gezahlt wird, solange die Einspeisung des Windstroms außerhalb des Zeitfensters von 1 bis 5 Uhr nachts erfolgt. Über die notwendige Höhe des Bonus werden in [ETG08] keine Angaben gemacht.

⁴ Da die Einsatzoptimierung viertelstundenscharf den Betriebserlös berechnet kommt es nicht nur auf die Höhe des Spotpreinsniveaus an, sondern auch darauf das windreiche Tage mit hohen Spotpreisen einhergehen. Trotzdem kann das durchschnittliche Spotpreis-Niveau als nützlicher Indikator dienen.

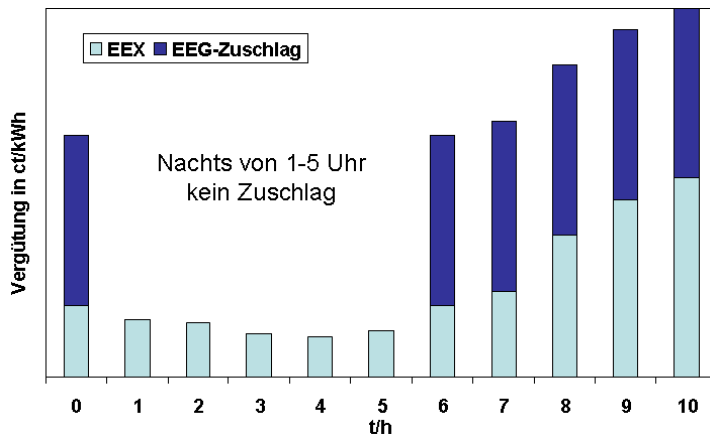


Abbildung 10: Anreizvariante nach [ETG08]

Für die komplette Untersuchung gilt die Annahme, dass Prognose-Unsicherheiten ausgeschlossen werden, d.h. dass eine perfekte Voraussicht für die Einspeiseleistung in jeder Viertelstunde des folgenden Tages besteht. Der Einfluss der Prognose-Unsicherheit auf die Einsatzoptimierung von Windpark und Speicher ist ein durchaus interessantes, aber auch umfangreiches Thema und muss daher separat untersucht werden. In dieser Fallstudie soll dagegen zunächst herausgefunden werden, ob Direktvermarktung unter idealen Randbedingungen wirtschaftlich attraktiv ist.

Aus dem gleichen Grund wird die folgende Analyse in zwei Schritte unterteilt (vgl. Abbildung 11): In einem ersten Schritt wird ein „idealisiert“ Speicher zu Grunde gelegt, der einen Umwandlungs- und Speicher-Wirkungsgrad von 100 Prozent hat, der im kompletten Teillastbereich betrieben werden kann, der keine Betriebs- oder Anfahrkosten kennt, etc. Um den Speicherbetrieb nicht durch die Dimensionierung einzuschränken, wird eine installierte Ein- sowie Ausspeicherleistung von 20 MW – also genau in der Höhe der installierten Windleistung – und eine sehr große Kapazität von 300 MWh angenommen. Mit Hilfe dieser Voraussetzungen wird bei der Einsatzoptimierung der maximal mögliche Betriebserlös erhalten. Die Differenz aus Betriebserlös und Benchmark entspricht dem jährlich maximal einsetzbaren Kapitaldienst zur Finanzierung der Speicher-Investitionskosten und ist daher entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.

Im zweiten Schritt sollen auch nicht-idealisierte Speicher betrachtet werden. Allerdings werden noch keine realen sondern abstrahierte Speichersysteme untersucht, bei denen jeweils eine Eigenschaft nicht-ideal ist. Hierfür werden nacheinander die technologiespezifischen Eigenschaften (Wirkungsgrad, Teillastbereich, Selbstentladerate, Anfahr- und Betriebskosten) variiert. Die Werte bewegen sich dabei im Rahmen von Eigenschaften realer Systeme. Der Vorteil dieser Vorgehensweise besteht darin, dass der Einfluss einzelner technischer Eigenschaften auf die Wirtschaftlichkeit der Speichieranwendung präzise herausgearbeitet werden kann. Zum einen ist dies eine gute Entscheidungsgrundlage für die Frage, welche Speichertechnologie eingesetzt werden soll. Außerdem nutzt diese Information der gezielten Weiterentwicklung von technischen Eigenschaften, die ansonsten einen großen negativen Einfluss auf die Anlagenwirtschaftlichkeit hätten.

Erster Schritt: Idealisierter Speicher

- 1a) - technisch ideal
- Leistung und Kapazität „überdimensioniert“
- 1b) - technisch ideal
- Variation von Speicherleistung und -kapazität



Zweiter Schritt: Nicht-idealer Speicher

- Einzelne technische Eigenschaften werden sukzessive als nicht-ideal parametrisiert
- Speicherkapazität „überdimensioniert“
- Variation der Speicherleistung

Abbildung 11: Vorgehensweise bei der Analyse

Idealisierter Speicher

Abbildung 12 zeigt die jährlichen Betriebserlöse für die verschiedenen Direktvermarktungsvarianten ohne bzw. mit einem Verlagerungsbonus von 1-3 ct/kWh. Es ist zu erkennen, dass die Betriebserlöse bei der Direktvermarktung des Windstroms mit Hilfe eines Speichers in einigen Fällen den Benchmark übertreffen, jedoch nicht immer. Beispielsweise ist zu erkennen, dass bei Windparks jünger als 5 Jahre nur im Jahr 2008 und nur in Szenarien mit Verlagerungsbonus der jährliche Betriebserlös den Benchmark übertrifft. Dies ist mit dem im Jahr 2008 besonders hohen Spotmarktniveau zu erklären. Das Jahr 2008 ist alleine jedoch nicht repräsentativ, außerdem kann erwartet werden, dass bei Vorliegen von realen Bedingungen (nicht-idealer Speicher, kleinere Dimensionierung, keine tageweise perfekte Voraussicht) der Betriebserlös deutlich geringer ausfällt. Daher werden für den Verlauf der weiteren Analyse nur noch Windparks älter als 5 Jahre betrachtet, da jüngere in jedem Fall den Benchmark nicht mehr übertreffen werden.

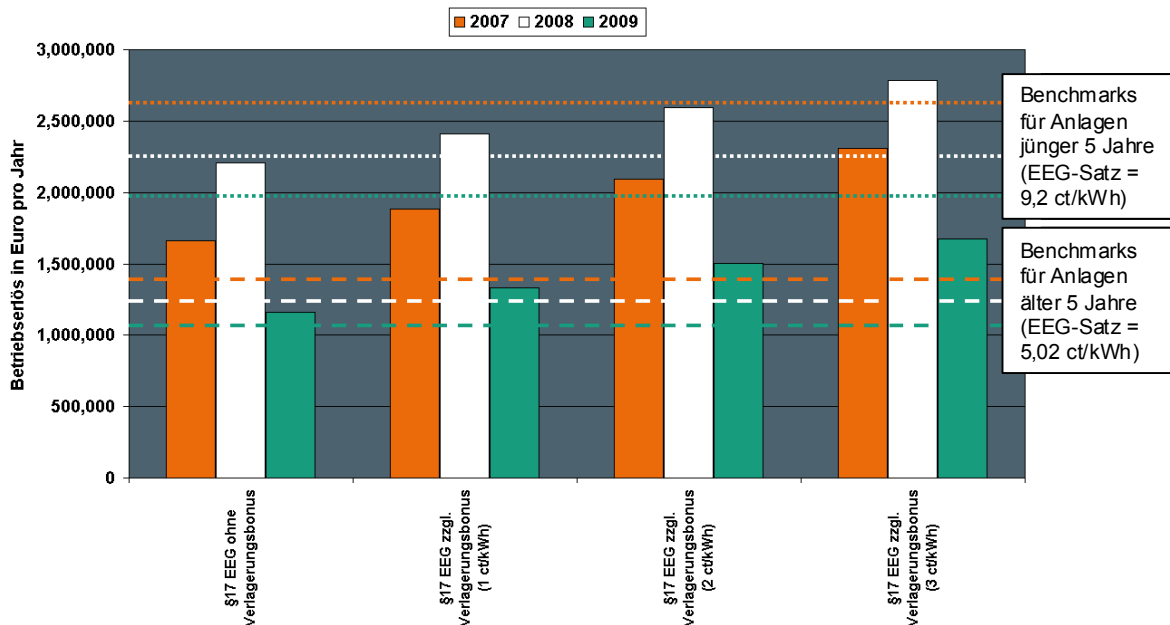


Abbildung 12: Betriebserlöse für die verschiedenen Direktvermarktungsvarianten mit und ohne Verlagerungsbonus im Vergleich zu den Benchmarks, „idealisierte Speicher“ (20 MW, 300 MWh)

Im Folgenden wird der Einfluss der Dimensionierung auf Betriebserlös, Ziel-Investitionskosten sowie die Menge an verworfenem Windstrom betrachtet. Es ist zu erwarten, dass der Betriebserlös sinkt je kleiner die installierte Ein- und Auspeichereistung sowie Speicherkapazität gewählt wird. Dagegen kann sich eine kleinere Dimensionierung auf die Zielinvestitionskosten, welche hier als leistungs- bzw. arbeitsspezifische Investitionskosten definiert werden, positiv auswirken. Die Zielinvestitionskosten beschreiben den Break-Even-Punkt, bei der die Investitionskosten in einen Speicher über die Jahre betrachtet den gleichen Betrag aufweisen wie der Mehrerlös durch die speichergestützte Direktvermarktung. Es gilt: je höher die berechneten Ziel-Investitionskosten sind, desto einfacher ist es für reale Speichersysteme diese zu erreichen bzw. möglichst zu unterschreiten, um Gewinn realisieren zu können. Berechnet werden die Ziel-Investitionskosten C_0 über die Annuitätenmethode:

$$C_0 = a \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n}$$

Der jährlich leistbare Kapitaldienst a berechnet sich jeweils als Differenz aus Betriebserlös und Benchmark (vgl. Seite 10). Der Zinssatz i wird hier auf 0,07 festgelegt, sowie die Periode n auf 15 Jahre.

Für die unterschiedlichen Dimensionierungs-Varianten werden sowohl die installierte Leistung (2,5 bis 20 MW in 2,5 MW-Schritten) als auch die installierte Speicherkapazität (10, 20, 40, 80, 160, 300 MWh) variiert. Die Varianten wurden für die Jahre 2007, 2008 und 2009 berechnet und anschließend für die Auswertung jeweils der 3-jährige Mittelwert gebildet, um allgemeingültigere Aussagen zu erzielen. In Abbildung 13 ist der jährliche Betriebserlös der Direktvermarktung ohne Verlagerungsbonus über die

verschiedenen Dimensionierungen aufgetragen. Der größtmögliche Erlös liegt bei der größten Dimensionierung (20 MW, 300 MWh), allerdings sind die Erlösminderungen bei sinkender Leistung recht moderat. Deutlich ist zu erkennen, dass für die hier betrachtete Speicheranwendung eine sinnvolle Obergrenze von 8 Volllaststunden existiert. Bei größeren Verhältnissen zwischen Kapazität und Leistung ist kein wirklicher Erlöszuwachs zu verzeichnen. Dies gilt quer durch alle in Abbildung 13 aufgetragenen Leistungsklassen.

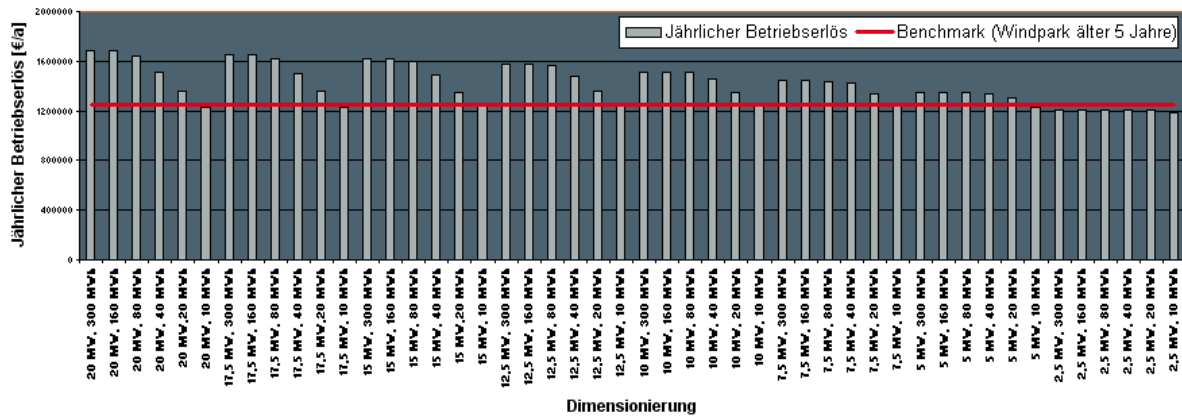


Abbildung 13: Jährlicher Betriebserlös für einen „idealisierten Speicher“ für verschiedene Dimensionierungs-Varianten, Datenbasis: Durchschnitt der Jahre 2007-2009, ohne Verlagerungsbonus

Abbildung 14 und Abbildung 15 stellen auf der Primärachse die resultierenden arbeits- bzw. leistungsspezifischen Ziel-Investitionskosten, sowie auf der Sekundärachse die Menge an verworfener Windenergie bezogen auf die potenziell erzeugbare Windenergie. Das Optimum hinsichtlich der Zielkosten ist unterschiedlich, je nachdem ob diese arbeits- oder leistungsspezifisch berechnet werden. Grundsätzlich gilt aber, dass beide Bezugsformen relevant sind, da Batterietechnologien typischerweise in €/kWh kalkuliert werden, während beispielsweise bei Druckluftspeicherkraftwerken die Kosten zumeist leistungsspezifisch angegeben werden, da hierbei die Speicherkapazität nur einen untergeordneten Beitrag zu den Investitionskosten stellt.

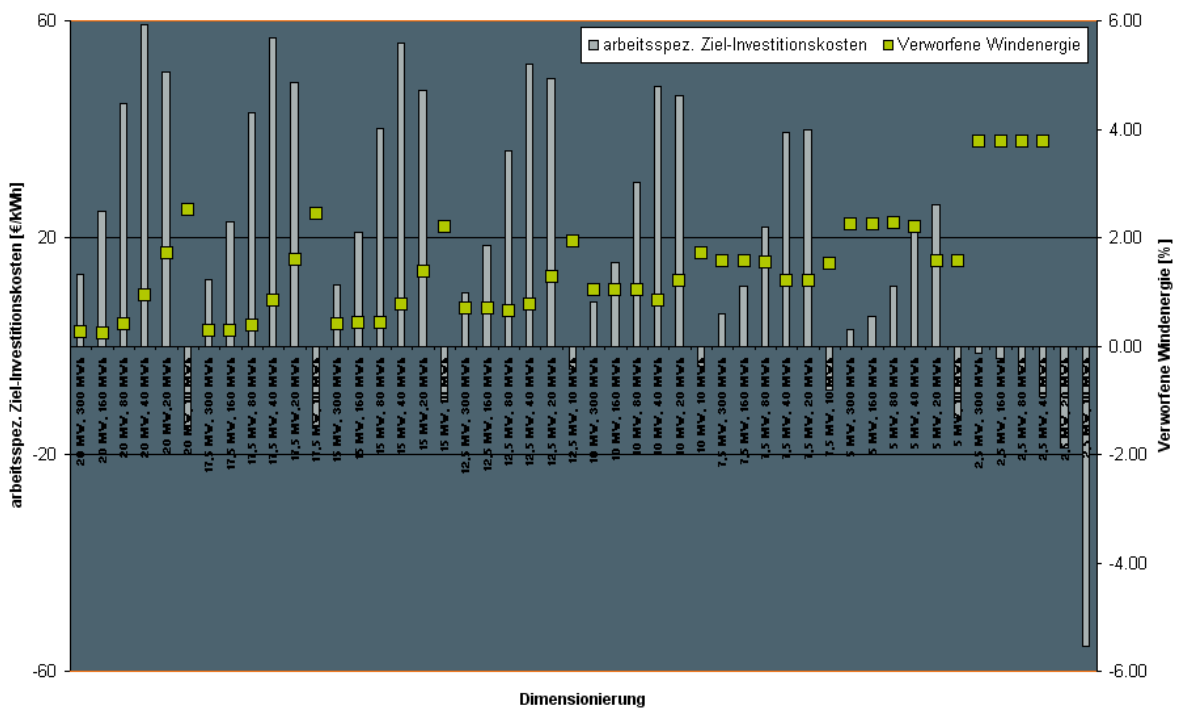


Abbildung 14: Arbeitsspezifische Ziel-Investitionskosten für einen „idealisierten Speicher“ für verschiedene Dimensionierungs-Varianten, Datenbasis: Durchschnitt der Jahre 2007-2009

Die maximalen arbeitsspezifischen Ziel-Investitionskosten liegen bei 60 €/kWh und werden bei einer Dimensionierung von 20 MW und 40 MWh erreicht. Die Kapazität von 40 MWh stellt auch bei den meisten anderen Leistungsklassen das Optimum dar. Ausnahmen bilden hier Speicher mit kleiner Leistung (2,5 bzw. 5 MW), bei denen 40 MWh hinsichtlich der Volllaststundenanzahl eine Überdimensionierung darstellt. Auffällig ist, dass Speicher mit einer Leistung von nur 10 MWh grundsätzlich negative Ziel-Investitionskosten besitzen, sich also niemals rechnen würden. Ebenso liegen Speicher mit einer Leistung von 2,5 MW bei Null oder im negativen Bereich. Dies sind darüber hinaus genau die Bereiche, wo ein deutlich höherer Windenergieanteil verworfen wird (2-4 Prozent der potenziell einspeisbaren Leistung, statt <1 Prozent). Zusammenfassend kann man festhalten, dass für die hier untersuchte Speicheranwendung ein Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung von 1-4 Volllaststunden günstig ist und Leistungen zwischen 10 und 20 MW gewählt werden sollten. Dies ist sowohl mit Redox-Flow-Batterien als auch mit Natrium-Schwefel-Batterien realisierbar.

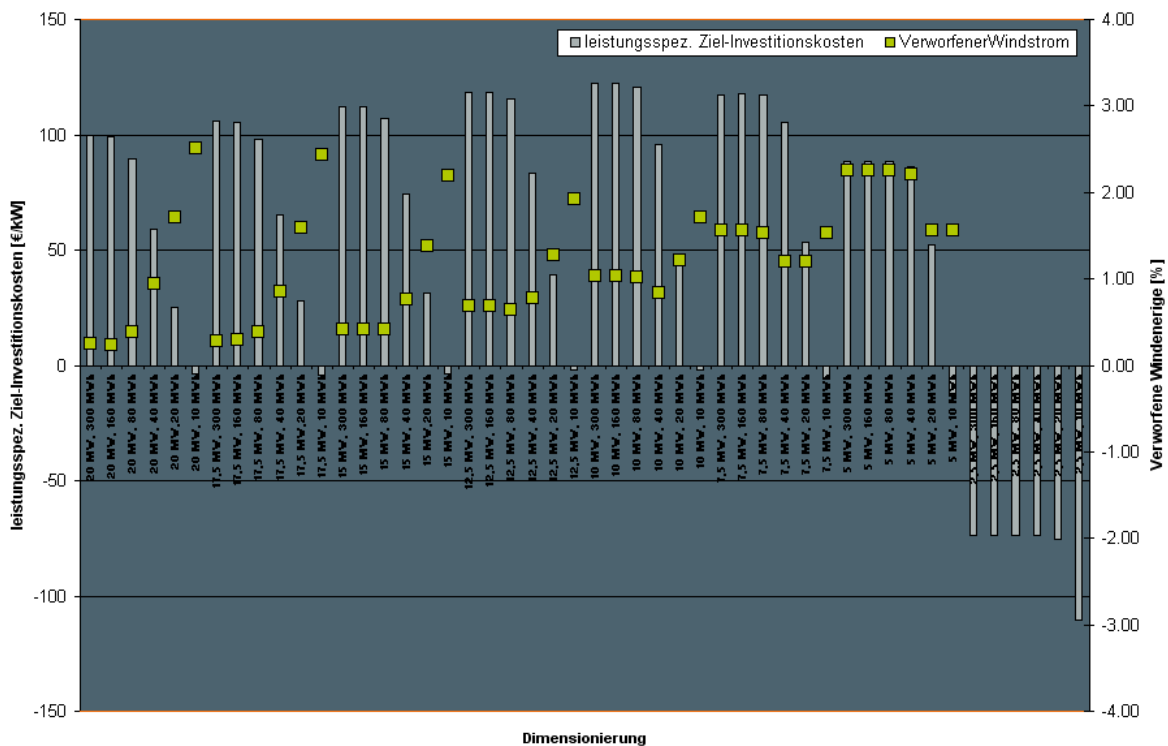


Abbildung 15: Leistungsspezifische Ziel-Investitionskosten für einen „idealisierten Speicher“ für verschiedene Dimensionierungs-Varianten, Datenbasis: Durchschnitt der Jahre 2007-2009

Die maximalen leistungsspezifischen Kosten liegen bei ca. 120 €/kWh und werden bei einer Dimensionierung von 10 MW und 300 MWh erreicht. Allerdings liegen die Ziel-Investitionskosten im Bereich von 7,5 bis 12,5 MW und einer Volllaststunden-Zahl von mindestens 6-8 so eng beieinander, dass diese Dimensionierungen als genauso empfehlenswert gelten. Wie bereits Abbildung 13 gezeigt hat, stellen Volllaststunden größer 8 keinen nennenswerten, finanziellen Vorteil dar.

Die in den Abbildungen 13 bis 15 aufgeführten Ergebnisse gelten jeweils für die Direktvermarktung nach §17 ohne Verlagerungsbonus. Bei Berücksichtigung eines Verlagerungsbonus von 2 ct/kWh werden höhere Erlöse erzielt, woraus gleichzeitig auch höhere Ziel-Investitionskosten resultieren. Im 3-jährigen Mittel können beispielsweise maximale, spezifische Ziel-Investitionskosten von 270 €/kWh (bei 7,5 MW / 300 MWh) bzw. 170 €/kWh (bei 20 MW / 10 MWh) erreicht werden.

Die im Durchschnitt erhaltenen Ziel-Investitionskosten liegen noch deutlich unter den Kosten heutiger realer Speichersysteme. Es müsste also zu einer starken Kostenreduktion kommen, damit sich die hier untersuchte Speicheranwendung der Direktvermarktungsunterstützung von Windstrom als wirtschaftlich darstellt. Neben diesen zukünftig zumindest teilweise zu erwartenden Kostenreduktionen auf Herstellerseite von Speichersystemen, ist es jedoch unerlässlich gleichzeitig von politischer Seite ein Fördersystem für Speicher zu installieren. Dieses hätte die Aufgabe die im Sinne der verbesserten Markt- und Netzintegration erwünschte Direktvermarktung wirtschaftlich attraktiver zu machen. Außerdem ergibt sich – analog zu dem Nutzen des EEG für den Ausbau erneuerbarer Energieträger –

daraus die Chance, dass durch die Nutzung von Speichern in der Praxis technologisches Lernen und damit verbunden Kostenreduktionen generiert werden können. Seitens des Speicherbetreibers sollte zudem ein Konzept für einen wirtschaftlich wie system-technisch optimalen Speicherbetrieb aufgestellt werden. Hier hat sich gezeigt, dass ein multifunktionaler Speicherbetrieb, der den Speicher simultan mehrere Dienstleistungen bereitstellen lässt am aussichtsreichsten ist [Kanngießner09][Völler10]. Ein Vorschlag für einen multifunktionalen Speicherbetrieb, bei dem der Speicher neben der Unterstützung der Direktvermarktung von Windstrom auch direkt am Spotmarkt agieren kann, wird im folgenden Abschnitt vorgestellt.

Der Betriebserlös kann durch den multifunktionalen Betrieb beträchtlich gesteigert werden. Für die Direktvermarktung von Windstrom nach §17 zuzüglich dem Handel vom Stromspeicher am Spotmarkt werden im 3-jährigen Mittel maximale, leistungsspezifische Ziel-Investitionskosten von 410 €/kW erreicht (Steigerung um das 3,5-fache) bzw. maximale, arbeitsspezifische Ziel-Investitionskosten von 160 €/kWh (Steigerung um das 2,5-fache). Der qualitative Verlauf der arbeitsspezifischen Ziel-Investitionskosten ähnelt dem von Abbildung 14, das Optimum liegt ebenfalls bei einer Leistung von 20 MW und einer Kapazität von 40 MWh. Bei den leistungsspezifischen Ziel-Investitionskosten verschiebt sich die optimale Dimensionierung dagegen von 10 zu 20 MW bei derselben optimalen Kapazität von 300 MWh. Der in betriebswirtschaftlicher Sicht sehr positive Effekt des zusätzlichen Spotmarkthandels wirkt sich jedoch auf den Anteil an verworfenem Windstrom negativ aus. Dieser wird von ca. 1 auf 8-10 Prozent erhöht, was unter dem Gesichtspunkt der erwünschten Integration von erneuerbaren Energieträgern nicht akzeptabel ist.

Nicht-idealer Speicher

Im diesem Schritt sollen auch nicht-idealisierte Speicher betrachtet werden. Wie bereits auf Seite 10 erläutert, werden noch keine realen sondern abstrahierte Speichersysteme untersucht, bei denen jeweils eine Eigenschaft nicht-ideal ist. Hierfür werden nacheinander der Wirkungsgrad, der Teillastbereich, die Selbstentladerate, die Anfahr- und die Betriebskosten variiert. Die Werte bewegen sich dabei im Rahmen von Eigenschaften realer Systeme. Die untere Teillastgrenze von Druckluftspeicherkraftwerken liegt bspw. bei 30 bzw. 50% der Nennleistung oder Natrium-Schwefel-Batterien können bspw. eine Selbstentladerate von 10% am Tag aufweisen. Neben den nicht-idealen Eigenschaften wurden des weiteren die Ein- und die Ausspeicherleistung von 2,5 bis 20 MW in 2,5 MW-Schritten variiert. Die Speicherkapazität verbleibt bei 300 MWh.

Eigenschaft	Idealisierter Speicher	Nicht-ideale Variationen
Wirkungsgrad (AC-AC)	100%	90% , 80% , 70% , 50%
Teillastbereich	0-100%	10-100% , 20-100% , 50-100%
Selbstentladerate	0 %/d	1 %/d , 10 %/d
Betriebskosten	0 €/MWh	0,5 €/MWh , 2 €/MWh
Anfahrkosten	0 €/MW	1 €/MW , 2 €/MW , 15 €/MW

Tabelle 2: Variation nicht-idealer Speichereigenschaften

Die Erkenntnis aus diesen Rechen-Varianten ist, dass in Bezug auf den jährlichen Betriebserlös die höchste Ausspeicherleistung (20 MW) variantenübergreifend das beste Ergebnis liefert. Dies ist damit zu erklären, dass der Speicher so in Stunden mit hohen Spotpreisen möglichst viel Windenergie ausspeichern und so einen höheren Verkaufserlös erzielen kann. Bezüglich der Einspeicherleistung stellt sich das Ergebnis differenzierter dar. Bei Variation der Eigenschaften Wirkungsgrad, Selbstentladerate, Betriebskosten und Anfahrkosten ist wiederum die höchste Einspeicherleistung (20 MW) am besten. Bei Variation des Teillastbereiches gilt dagegen, dass je kleiner der Teillastbereich ist, also je höher die untere Teillastgrenze liegt, desto kleiner sollte die Einspeicherleistung gewählt werden. Dies ist nachvollziehbar, da je höher die untere Teillastgrenze liegt, die Hürde für den Speicher einen Einspeichervorgang zu starten steigt. Windleistungen kleiner als die untere Teillastgrenze können folglich nicht eingespeichert werden. In Abbildung 16 wird der Einfluss der verschiedenen nicht-idealen Eigenschaften auf den jährlichen Betriebserlös untereinander verglichen. Dabei wurde jeweils die optimale Dimensionierung zu Grunde gelegt.

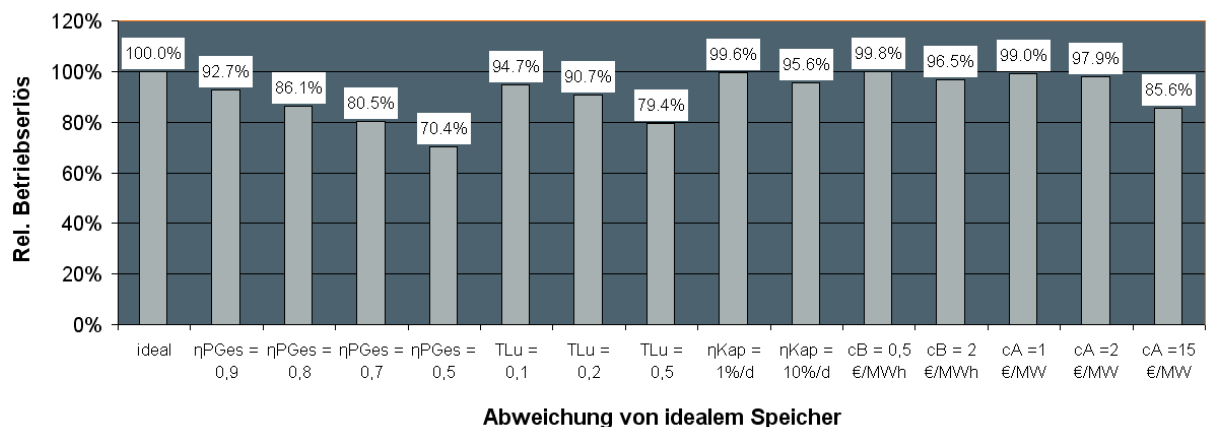


Abbildung 16: Einfluss der nicht-idealen Speichereigenschaften auf den Betriebserlös (bezogen auf den Betriebserlös des idealisierten Speichers), Datenbasis: Durchschnitt der Jahre 2007-2009

Hinsichtlich des Betriebserlöses hat ein verminderter Wirkungsgrad (η_{PGes}) im Vergleich mit dem idealisierten Speicher den größten Einfluss. Ebenfalls wichtig ist die untere Teillastgrenze (TL_u), da hier bei ungünstiger Dimensionierung der Einspeicherleistung unnötige, durchaus relevante Verluste eingefahren würden. Die Selbstentladerate ist für die hier untersuchte Speicheranwendung eher nachrangig, da selbst hohe Standzeitverluste (η_{Kap}) von 10 %/d nur geringe finanzielle Einbußen darstellen. Die untersuchten Betriebskosten (c_B) haben ebenfalls keinen nennenswerten Einfluss, während es bei den Anfahrkosten (c_A) auf die Höhe ankommt. Die Variante mit Anfahrkosten von 15 €/MW, wie sie laut [Gatzen08] für Druckluftspeicherkraftwerke gelten, hat einen ähnlichen Einfluss auf die Erlössituation wie ein Wirkungsgrad von 80 Prozent oder eine untere Teillastgrenze zwischen 20 und 50 Prozent. Kleinere Anfahrkosten sind dagegen nicht besonders relevant.

Schlussfolgerungen

Für viele Windenergieanlagen ist bei den derzeitigen Spotmarktpreisen eine Teilnahme an der Direktvermarktung im Vergleich zur EEG-Vergütung noch nicht rentabel – selbst wenn sie durch einen idealisierten Stromspeicher unterstützt werden. Für Windparks älter als 5 Jahre kann der Benchmark zwar durch den Direktvermarktungserlös des Windstroms übertroffen werden, allerdings ist die Differenz so gering, dass heutige Investitionskosten für Speicher damit nicht gedeckt werden können. Hier ist es in Zukunft auf jeden Fall erforderlich, dass entsprechende Förderkonzepte implementiert werden, die die ökonomische Attraktivität steigern und dadurch auch technologisches Lernen induzieren. Nur so können die Herstellungskosten für Stromspeicher deutlich gesenkt werden. Ebenso sind die Anlagenbetreiber gefordert wirtschaftlich sowie system-technisch optimale Betriebskonzepte zu entwickeln. Der in der Fallstudie vorgestellte multifunktionale Speicherbetrieb, bei der der Speicher gleichzeitig zur Direktvermarktungunterstützung am Spotmarkt agiert, hat gezeigt dass die berechneten Ziel-Investitionskosten hierdurch bereits deutlich gesteigert werden können, allerdings nimmt auch der verworfene Anteil an Windstrom drastisch zu.

Prinzipiell geeignete Speichertechnologien für die Kombination mit Windparks sind Druckluftspeicher-kraftwerke bzw. Großbatterien (Natrium-Schwefel- bzw. Redox-Flow-Batterie). Die konkrete Auswahl bzw. gezielte Weiterentwicklung von Speichersystemen für die hier untersuchte Speicheranwendung sollten auch die Erkenntnisse aus der Analyse der nicht-idealen Speichereigenschaften herangezogen werden. Es zeigt sich, dass der Wirkungsgrad den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit ausübt, gefolgt von dem Teillastbereich und den Anfahrkosten. Die Selbstentladerate sowie die Betriebskosten sind – im Rahmen in der Praxis auftretender Werte – eher nachrangig.

Bei der Dimensionierung des Stromspeichers muss beachtet werden, dass bei Technologien mit eingeschränktem Teillastbereich die Einspeicherleistung genau auf die installierte Leistung des Windparks abgestimmt werden muss. Andernfalls können große Einbußen beim Erlös auftreten sowie große Mengen an Windstrom verworfen werden. Der Grund dafür ist, dass Windleistungen kleiner als die untere Teillastgrenze nicht eingespeichert werden können. Dagegen sollte die Ausspeicherleistung zur Maximierung des jährlichen Betriebserlöses möglichst groß gewählt werden, da hierdurch in den Stunden mit hohen Spotpreisen möglichst viel Windstrom ausgespeichert und verkauft werden kann.

Als Richtlinie für die Wahl des Verhältnisses zwischen installierter Speicherkapazität und Speicherleistung gilt, dass bei Stromspeichern, deren Investitionskosten von der Speicherkapazität dominiert werden (Batterien), für die hier untersuchte Speichieranwendung eine Volllaststundenzahl von 1-4 Stunden angestrebt werden sollte. Bei Druckluftspeicherkraftwerken ist eine Volllaststundenzahl von 6-8 Stunden sinnvoll.

4.2 Fallstudie Nutzung Eigenverbrauchsregelung PV-Strom

Ziel dieser Fallstudie ist es, herauszufinden, welchen Beitrag die verschiedenen in Kapitel 1 auf Seite 4 erläuterten Energiespeicherformen bei der Integration von im Privathaushalt erzeugten PV-Strom leisten können bei gleichzeitiger Anwendung eines 3-stufigen Stromtarifs.

Modellhaushalt

Betrachtet wird in der Fallstudie ein 4-Personenhaushalt in einem typischen, modernen Einfamilienhaus mit einer Wohnfläche von 121 m² [DESTATIS10]. Es wird angenommen, dass auf dem Haus eine Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 5 kW_p installiert ist. Die Beheizung des Hauses erfolgt mittels einer Wärmepumpe (Jahresarbeitszahl von 3). Die für die Ermittlung des täglichen Heizbedarfs notwendigen Wetterdaten stammen aus dem Jahr 2008 für den Standort Düsseldorf. Die viertelstündlich aufgelösten Photovoltaik-Einspeisedaten für einen durchschnittlichen deutschen Standort liegen ebenfalls für das Jahr 2008 vor.

Laut §40,3 des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Stromversorger ihren Kunden seit Januar 2011 zusätzlich zu den bekannten, fixen Stromtarifen flexible Stromtarife anbieten [EnWG05]. Aus diesem Grund wurde für diese Fallstudie ein 3-stufiger Stromtarif selbst entwickelt. Die drei Tarifstufen orientieren sich an dem von EnBW innerhalb des E-Energy-Projektes „MeRegio“ entwickelten Tarif und liegen bei 15 ct/kWh, 20 ct/kWh sowie 25 ct/kWh [Frey09]. Innerhalb eines Jahres ereignen sich die drei Stufen in etwa gleich häufig. Ihre Verteilung folgt ähnlichen Prinzipien wie der am Day-Ahead-Markt beobachtbare Strompreis, d.h. werktags sind höhere Preise zu beobachten als am Wochenende und tagsüber höhere als nachts. Ein beispielhafter Wochenverlauf wird in Abbildung 17 dargestellt.

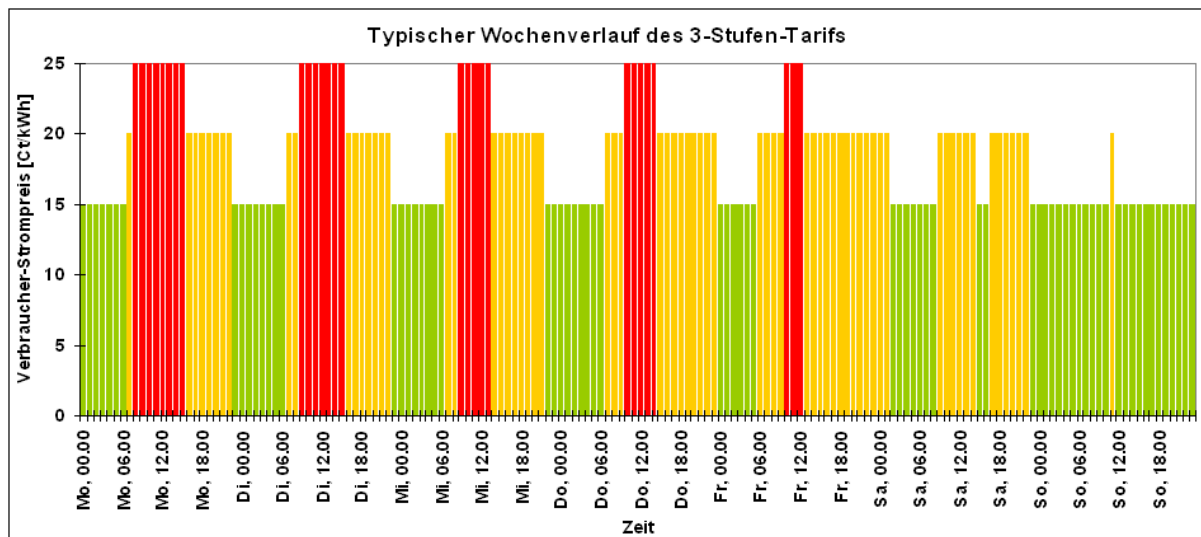


Abbildung 17: Typischer Wochenverlauf des 3-Stufen-Tarifs

Die Menge an bezogenem Strom richtet sich nach typischen Werten für 4-Personen-Haushalte [NRW06]. Diese bleibt über alle im Folgenden betrachteten Szenarien unverändert. Veränderlich ist dagegen jedoch der zeitlich, aufgelöste Verlauf, wann wie viel Strom bezogen wird. Hierbei werden drei unterschiedliche Kategorien unterschieden: Grundbedarf an elektrischem Strom (Kochen/Backen, Beleuchtung, Unterhaltung, etc), potenziell verschiebbare Haushaltslasten (Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Kühl- und Gefrierschrank), Strombezug zum Betrieb der Wärmepumpe.

Die zeitlichen Profile für den elektrischen Grundbedarf wurden aus [Stamminger09] ermittelt und bleiben über alle im Folgenden betrachteten Szenarien unverändert. Die zeitlichen Profile für die potenziell verschiebbaren Haushaltslasten stammen im Referenzfall ebenso aus [Stamminger09]. In Szenarien, in denen die Verschiebung von Haushaltslasten als virtuelle Speicherform untersucht wird, werden dagegen die einzelnen Anwendungseinsätze (Bsp. Waschmaschine) oder die Nachkühl-Taktung (Bsp. Kühlschrank) von dem Optimierungsalgorithmus disponiert. Für den Strombezug der Wärmepumpe wurde im Referenzfall das H0-Profil für Wärmepumpen von EnBW [EnBW10] eingesetzt. In den Szenarien, in denen die Wärmepumpe mit einem thermischen Speicher kombiniert wird, erfolgt der Strombezug zu finanziell, optimierten Zeitpunkten, mit der restriktiven Randbedingung, dass jederzeit der Heizbedarf der Wohnung gedeckt werden kann, welcher durch die Tagesmitteltemperatur [DWD] in Kombination mit einem typischen Tagesprofil [Doetsch98] determiniert wird.

Hinsichtlich der Vergütung von eigenverbrauchtem PV-Strom wird aus Modellierungsgründen eine vereinfachte Regelung betrachtet, welche – im Gegensatz zur derzeit in Deutschland geltenden Regelung (vgl. Seite 4) – keine zusätzliche Erlösstufe ab einem Anteil von über 30% vorsieht. Der Vergütungssatz für die Einspeisung von PV-Strom beträgt somit 33,03 ct/kWh, der Vergütungssatz für eigenverbrauchten PV-Strom 16,65 ct/kWh (Stand 01.10.2010). Für die Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass hierdurch der hier betrachtete Haushalt finanziell ein wenig benachteiligt wird.

Szenarienrechnungen⁵

	Referenz	1	2	3	4	1+2	1+3	1+4	3+4
Lastverlagerung durch zeitlich verschiebbare Haushaltslasten		✓				✓	✓	✓	
Lastverlagerung durch zeitlich verschiebbare Aufladung des mit der Wärmepumpe gekoppelten thermischen Speichers					✓			✓	✓
Zeitliche Verlagerung Strombezug mittels elektrischem Speicher				✓			✓		✓
Eigenproduktion und –verbrauch von PV-Strom	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Zwischenspeicherung PV-Strom			✓	✓		✓	✓		✓

Abbildung 18: Übersicht über die untersuchten Szenarien

Abbildung 18 stellt die verschiedenen untersuchten Szenarien dar. Neben dem Referenzfall, welcher zur Bestimmung der Vergleichs-Strombezugskosten und des PV-Eigenverbrauchsanteils für den Modellhaushalt dient, werden in den Szenarien die verschiedenen Speicherdienstleistungen, welche in der linken Spalte stehen, einzeln oder kombiniert betrachtet. Eine Besonderheit stellt der Stromspeicher dar, dem zwei unterschiedliche Speicherdienstleistungen zugeordnet sind. Die eine Speicherdienstleistung stellt dabei die Zwischenspeicherung des selbst erzeugten PV-Stroms dar, mit dem Ziel durch die Eigenverbrauchsregelung einen finanziellen Vorteil zu erlangen (Szenario 2). In Szenario 3 verschiebt der Stromspeicher zusätzlich die Bezugszeiten von Strom aus dem Netz.

Im **Referenzfall** stehen den jährlichen Strombezugskosten von 1705 Euro Erlöse durch die Einspeisung und den Eigenverbrauch von PV-Strom von 1156 Euro gegenüber. Hinzu kommen die vermiedenen Strombezugskosten aufgrund des Eigenverbrauchs, welche sich auf 467 Euro belaufen. Insgesamt zahlt der Modellhaushalt folglich lediglich 82 Euro für die Stromversorgung. Im Folgenden wird jeweils die Einsparung im Vergleich zur Referenz angegeben. Diese stellt jährlich möglichen Kapitaldienst zur Deckung der Investitionskosten für die Maßnahmen dar. Da teilweise so hohe Einsparungen erzielt werden, dass in der Jahresbilanz mehr für den PV-Strom Erlöst wird als der Strombezug kostet, kann der Deckungsbeitrag (DB) auch mehr als 82 Euro betragen. Der

⁵ Dieses Kapitel wurde zum 02.03.2010 nachträglich aktualisiert. Der Unterschied zu der vorherigen Version besteht in dem vom thermischen Speicher erzielten Deckungsbeitrag.

unbeeinflusste PV-Eigenverbrauchsanteil beträgt immerhin 45%. Die Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien sind in Abbildung 19 aufgetragen.

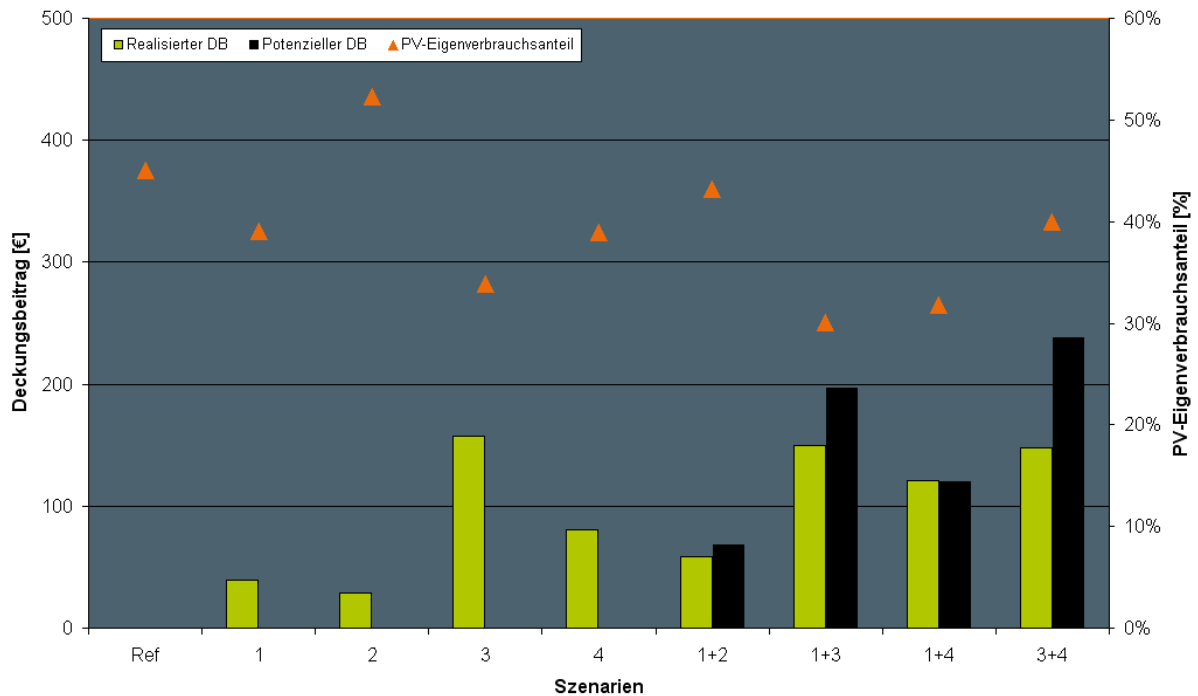


Abbildung 19: Deckungsbeitrag (DB) in den verschiedenen Szenarien, grün: realisierter DB, schwarz: potenzieller DB in kombinierten Szenarien bei Addition der DB's der Einzel-Szenarien

In **Szenario 1** entsteht durch die Verschiebung ausgewählter Haushaltslasten (vgl. Kapitel 3) ein DB von 39 Euro im Jahr. Demgegenüber steht jedoch der PV-Eigenverbrauchsanteil, der von 45 auf 39 Prozent sinkt. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Geräteanwendung zumeist auf nachts verschoben wird, da dort die niedrigste Preistarifstufe am häufigsten anzutreffen ist. Das bedeutet jedoch auch, dass hierfür nur Strom aus dem Netz verwendet werden kann und kein PV-Strom. Aus Netzsicht ist dieser Effekt also eher unerwünscht. Kosten entstehen ggf. für die Nachrüstung der Haushaltsgeräte mit einer intelligenten Steuerung. Ein weiterer Nachteil können Einbußen des persönlichen Komforts sein, wenn bspw. die Waschmaschine nachts lautstark im Schleudergang läuft.

In **Szenario 2** und **Szenario 3** wird als Stromspeicher eine Lithium-Ionen-Batterie in unterschiedlichen Dimensionierungsvarianten (Leistung: 1 bzw. 3,7 kW; Kapazität: 5, 10 bzw. 20 kWh) eingesetzt. Wird der Speicher nur zur Zwischenspeicherung von PV-Strom eingesetzt, erbringt er je nach Dimensionierung einen DB von 21 bis 29 Euro. Je größer der Speicher, desto höher ist der DB. In Abbildung 19 ist jeweils der DB für die Dimensionierung 3,7 kW / 20 kWh eingetragen. Allerdings liegt er damit noch unter dem DB vom Lastmanagement aus Szenario 1. Dafür kann der PV-Eigenverbrauchsanteil in diesem Szenario auf bis zu 53 Prozent erhöht werden. Wird der Speicher zusätzlich zur Verschiebung des Bezugszeitpunkts für Strom aus dem Netz verwendet, sinkt der PV-Eigenverbrauchsanteil wieder beträchtlich (auf 34 bis 47 Prozent). Der DB erhöht sich dagegen auf 77 bis 157 Euro. Trotzdem muss beachtet werden, dass dem Nutzen aus dem Speicher seine nicht unbeträchtlichen Investitionskosten gegenüberstehen.

In **Szenario 4** wird die Wärmepumpe mit einem thermischen Speicher gekoppelt. Dieser hat eine Größe von 120 kWh_{th}. Damit ist der Speicher in der Lage bei voller Aufladung den thermischen Bedarf des kältesten Tages des Jahres zu decken. Durch Einsatz des thermischen Speichers kann ein DB von 80 Euro erwirtschaftet werden. Da für einen Warmwasserspeicher weder nennenswerte Investitionskosten anfallen noch Komfort-Einbußen entstehen, ist diese Variante aus betriebswirtschaftlicher Sicht empfehlenswert. Der PV-Eigenverbrauchsanteil sinkt jedoch auf 38%. Ein weiterer Nachteil ist der große Platzbedarf für einen solchen thermischen Speicher, der für die o.g. Kapazität von 120 kWh_{th} ein Volumen von gut 4 m³ einnimmt.

In den **Szenarien 1+2 und 1+3** ist zu erkennen, dass die Effekte, welche das Lastmanagement und der Speicher erzielen, sich gegenseitig teilweise ausgleichen, so dass nur 85 (Sz.1+2) bzw. 75 Prozent (Sz.1+3) des addierten DB's der Einzelmaßnahmen erzielt werden kann. Dies liegt daran, dass die Haushaltsgeräte bereits durch das Lastmanagement zu den betriebswirtschaftlich vorteilhaftesten Zeiten verschoben werden. In den Szenarien 2 und 3, wo kein Lastmanagement stattfindet, deckt der Speicher den Stromverbrauch der Geräte mit Hilfe von zwischengespeichertem PV-Strom oder dem zu einem kostengünstigen Zeitpunkt aus dem Netz bezogenen Strom. Diese Kombination ist also weniger empfehlenswert. Auch der PV-Eigenverbrauchsanteil liegt hierbei durchgängig unter dem Referenzwert.

In dem **Szenario 3+4**, an dem der elektrische Speicher diesmal mit dem thermischen Speicher kombiniert wird, lässt sich ein ähnlicher Effekt beobachten. Auch hier gleichen sich die Einzeleffekte deutlich aus, so dass nur 60 Prozent des addierten DB's der Einzelmaßnahmen erzielt werden kann.

Demgegenüber steht das **Szenario 1+4**, an denen der thermische Speicher und das Lastmanagement beteiligt sind. Diese ergänzen sich sehr gut und erreichen 100% des addierten DB's der Einzelmaßnahmen. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist diese Kombination also sehr empfehlenswert. Der Nachteil besteht darin, dass auch hierbei der PV-Eigenverbrauchsanteil deutlich unter dem Referenzwert liegt, also aus Netzsicht ungünstig ist.

Schlussfolgerungen

Eine Gemeinsamkeit der meisten Szenarien ist, dass die Erhöhung des betriebswirtschaftlichen Nutzens mit der Absenkung des PV-Eigenverbrauchsanteils einhergeht. Eigentlich sollte ein höherer PV-Eigenverbrauchsanteil, welcher aus Netzsicht wünschenswert ist, gleichzeitig mit einem finanziellen Nutzen für den Anlagenbesitzer verbunden sein. Grund für diesen gegenläufigen Effekt ist die Ausgestaltung des 3-Stufen-Tarifs in Verbindung mit den zu Grunde gelegten Vergütungssätzen für Einspeisung bzw. Eigenverbrauch. Da die niedrigste Tarifstufe mit 15 ct/kWh den Strombezug aus dem Netz wirtschaftlich attraktiver macht als den PV-Eigenverbrauch, der sich in diesem Beispiel ab einem Endkundenpreis von 16,38 ct/kWh lohnt, werden bei der Optimierung – Zielfunktion ist die Minimierung der Gesamtbezugskosten – nach Möglichkeit alle verschiebbaren Stromverbräuche in die Nacht verlagert, wo die 15 ct/kWh - Stufe besonders häufig auftritt. Damit wird tagsüber, wenn der PV-Strom produziert wird, weniger Strom im Haushalt verbraucht, wodurch größere Anteile des PV-Stroms ins elektrische Netz eingespeist werden müssen. Das gleiche gilt für den Stromspeicher. Sobald dieser nicht nur den PV-Strom zwischenspeichern darf, sondern auch den Zeitpunkt des Strombezugs aus dem Netz verschieben darf, wird dieser vorrangig günstigen 15 ct/kWh - Strom einspeichern und damit auch tagsüber oder Abends die Stromverbräuche im Haushalt decken, als den PV-Strom für Eigenverbrauchs Zwecke zwischen zu speichern. Eine wichtige Schlussfolgerung ist daher, dass flexible Stromtarife, wie der hier untersuchte 3-Stufen-Tarif, auf die jeweils gültigen Einspeise- bzw. Eigenverbrauchssätze von PV-Strom abgestimmt werden müssen, wenn aus Netzsicht ein höherer PV-Eigenverbrauchsanteil angestrebt werden soll.

In betriebswirtschaftlicher Hinsicht hat die Fallstudie gezeigt, dass der Batteriespeicher, welcher sowohl PV-Strom zwischenspeichert als auch den Bezugszeitpunkt von Strom aus dem Netz optimiert den weitaus größten Nutzen einbringt. Die alleinige Zwischenspeicherung von PV-Strom ist betriebswirtschaftlich dagegen am uninteressantesten. Hinzu kommen in beiden Fällen außerdem noch nicht unerhebliche Investitionskosten für den Speicher, die hier noch nicht berücksichtigt sind. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht die zweitbeste Alternative ist die Erweiterung der Wärmepumpe um einen thermischen Speicher. Jedoch besteht hier der Nachteil des großen Platzbedarfes für den thermischen Speicher von gut 4m³. Die zeitliche Verschiebung von Haushaltslasten bringt einen vergleichsweise kleinen betriebswirtschaftlichen Nutzen. Zudem sind hier die möglichen Komforteinbußen zu bedenken.

Aus Sicht des Netzes, welches durch die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteils entlastet werden soll, sind die meisten untersuchten Maßnahmen wie oben bereits erläutert wenig effektiv. Der PV-Eigenverbrauchsanteil, welcher im Referenzfall noch 45 Prozent beträgt, wird teilweise auf bis zu 30 Prozent abgesenkt. Lediglich die alleinige Zwischenspeicherung von PV-Strom im Batteriespeicher erbrachte eine nennenswerte Steigerung des PV-Eigenverbrauchsanteils auf bis zu 53 Prozent.

Quellenverzeichnis

- BMU10 BMU (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung, Berlin, 2010.
- BWE11 BWE: Jahresbilanz Windenergie 2010, <http://www.wind-energie.de/>, Zugriff am 26.01.11
- DESTATIS10 Statistisches Bundesamt Deutschland: Tabelle 31231-0001 – Wohngebäude, Wohnfläche, Wohnungen, aus: GENESIS-Online-Datenbank, Zugriff: 04.10.2010
- Doetsch98 Doetsch, C.; Taschenberger, J.; Schönberg, I.: Leitfaden Nahwärme, UMSICHT-Schriftenreihe, Band 6, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 1998.
- DWD Deutscher Wetterdienst, www.dwd.de
- EEG09 Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare Energien Gesetz – EEG), 2008.
- EnBW10 Standardlastprofil für Wärmepumpen EP0, aus: <http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/stromverteilnetz/netznutzung/lastprofile/index.jsp>
- EnWG05 Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), 2005.
- EPIA10 EPIA: 2014 – Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014, May 2010 Update, Brussels, 2010.
- ETG08 ETG Taskforce Energiespeicher: Smart Distribution 2020: Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen, VDE (Hrsg.), Frankfurt am Main, 2008.
- EU09 RICHTLINIE 2009/28/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, 2009.
- EWEA11 EWEA: European Statistics, <http://www.ewea.org/index.php?id=1486>, Zugriff am 26.01.11
- Frey09 Frey, H.: „Preissignal an der Steckdose“. Dena EnergieForum „Von Smart Grids zu Smart Systems“, Berlin, November 2007.
- Gatzen08 Gatzen, C.: The Economics of Power Storage: Theory and Empirical Analysis for Central Europe. Dissertation, Universität zu Köln, 2008.
- GWEC10 GWEC: GLOBAL WIND 2009 REPORT, Brussels, März 2010.
- Kanngießler09 Kanngießler, A.; Wolf, D.; et al.: Optimierter Einsatz von Druckluftspeicherkraftwerken unter Berücksichtigung von Restriktionen im Verteilnetz. VDI-Bericht 2080 - Optimierung in der Energiewirtschaft, 2009, S. 251-265.
- NRW06 Energieagentur NRW: Prozentuale Anteile der Stromverbrauchsbereiche in verschiedenen Haushaltsgrößen, <http://www.ea-nrw.de/>, Düsseldorf, 2006.
- PHOTON10 PHOTON Europe GmbH: Installierte Photovoltaikleistung in Deutschland, http://www.photon.de/photon/photon-aktion_install_leistung.htm, Stand 25.08.2010
- Presutto07 Presutto, M. et al.: Preparatory Studies for Eco-design Requirements of EuPs (Tender TREN/D1/40-2005) LOT 14, Task 3: Washing Machines; Bonn, 2007.
- Stamminger09 Stamminger, R.: Synergy Potential of Smart Appliances, D2.3 WP 2 from the Smart-A project, Bonn, 2009.
- Völler10 Völler, S.: Optimierte Betriebsführung von Windenergieanlagen durch Energiespeicher. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2010.