

FLEXIBILISIERUNG DES STROMVERBRAUCHS IN FABRIKEN

**Dennis ATABAY, Rita DORNMAIR & Prof. Dr. rer. nat. Thomas HAMACHER¹,
Fabian KELLER & Prof. Dr.-Ing. Gunther REINHART²**

¹Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Universität München, Arcisstr. 21, 80333 München, +49 89 289-28311 bzw. -28308, +49 89 289-28313, dennis.atabay@tum.de bzw. rita.dornmair@tum.de, www.ewk.ei.tum.de

²Fraunhofer-Institut für Werkzeugmaschinen und Umformtechnik (IWU), Projektgruppe Ressourceneffiziente mechatronische Verarbeitungsmaschinen (RMV), Beim Glaspalast 5, 86153 Augsburg, +49 821 56883 91, +49 821 56883 50, fabian.keller@iwu.fraunhofer.de, www.iwu.fraunhofer.de/rmv

Kurzfassung: Die Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung kann durch die Anpassung der Nachfrage an die Erzeugung unterstützt werden. Dabei macht die Industrie einen nicht unerheblichen Teil aus. Um diese Nachfrage von Industrieunternehmen an das Angebot anzupassen, bedarf es in erster Linie Flexibilität, die eine Anpassung überhaupt ermöglicht. Um innerhalb der aktuellen Rahmenbedingungen und Vermarktungsmöglichkeiten die vorhandene Flexibilität Nutzen zu können, ist die Umstellung auf eine energiebezugsorientierten Produktionsplanung und -steuerung notwendig. Dazu müssen sowohl Energieprofile der Produktionsschritte, als auch vorhandene Erzeuger und Speicher in die Planung integriert werden. Anhand zweier Unternehmensszenarien wird gezeigt, dass eine Investition in Energiespeicher innerhalb einer Fabrik bisher kaum wirtschaftlich darstellbar ist. Allerdings zeigt sich, dass das wirtschaftliche Potenzial hier deutlich größer ist als die Integration dezentraler Speicher direkt am Netz.

Keywords: Flexibilisierung, Speichereinsatz, Produktionsplanung, Vermarktung

1 Motivation

Die Erzeugung elektrischer Energie in Deutschland wandelt sich von der zentralen Erzeugung in Großkraftwerken hin zu vermehrter Erzeugung in kleinen dezentralen Anlagen, die ihre Energie aus erneuerbaren Quellen beziehen. Gründe dafür sind der beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie, die Verknappung von fossilen Energieträgern und international gesetzte Klimaschutzziele.

Deutschland hat sich daher das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 Strom zu 80 % aus erneuerbaren Energieträgern zu erzeugen. Zur Erreichung dieses Ziels wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) beschlossen, welches neben einer festen Vergütung der elektrischen Energie aus Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auch eine vorrangige Einspeisung der mit diesen Anlagen erzeugten elektrischen Energie in das Stromnetz garantiert.

Die erneuerbare Stromerzeugung erfolgt in Deutschland besonders durch die Nutzung von Windenergie und Solarstrahlung und unterliegt damit einer starken Abhängigkeit von

Wetterbedingungen und Tageszeiten. Da die Einspeisung sehr stark fluktuiert, kommt es zu starken örtlichen und zeitlichen Diskrepanzen von Erzeugung und Verbrauch.

Eine Maßnahme zur örtlichen Entkopplung ist daher der Ausbau des Stromnetzes, damit der Transport des Stroms vom Ort der Erzeugung zum Ort des Bedarfs jederzeit gewährleistet werden kann. Die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch ist durch Speicher realisierbar. Neben der Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch im Erzeugungssektor bietet das Lastmanagement eine weitere Möglichkeit zur Integration des erneuerbar erzeugten Stroms. Zusätzlich zur Anpassung der Nachfrage elektrischer Energie im Haushaltssektor an das vorhandene Angebot verspricht insbesondere das produzierende Gewerbe (43,5 % des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland fällt auf die Industrie [1]) mit Lastverschiebung und möglicher Eigenerzeugung als Kleinerzeuger im Stromsystem Potenziale.

Der Forschungsverbund „FOREnergy – Die energieflexible Fabrik“ hat zum Ziel, technische Lösungen und Möglichkeiten darzulegen, den Strombedarf produzierender Unternehmen an das Angebot anzupassen und so die Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung weiter zu fördern.

2 Aktuelle Rahmenbedingungen und Vermarktungsmöglichkeiten

Sowohl Industrieunternehmen als auch Energieversorgungsunternehmen werden eine flexible Preisstruktur in den Stromlieferverträgen nur einführen, wenn sie daraus einen wirtschaftlichen Vorteil ziehen können. Bisher gestaltet sich die Preisstruktur überwiegend unflexibel. Da der Strombezug bisher in den meisten Industrieunternehmen langfristig geplant wird, gibt es für den Energieversorger wenig Anreiz, flexible Preisstrukturen zu schaffen. Lediglich ein Lastmanagement zur Glättung von Lastspitzen ist in der Industrie gegenwärtig relativ weit verbreitet. Grund dafür ist die Berechnung des Netzentgeltes mit stärkerem Gewicht auf dem Lastmaximum bei Kunden mit 1/4-h-Leistungsmessung ab 2500 Jahresbenutzungsstunden. Da die Netzentgelte für das gesamte Jahr von der Jahreshöchstlast abhängig sind, besteht ein Anreiz, diese möglichst gering zu halten. Die Abrechnung des Netzentgelts obliegt dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNB) [2].

Die Beschaffung des benötigten Stroms übernimmt das Energieversorgungsunternehmen (EVU), mit dem der Industriebetrieb einen Vertrag geschlossen hat. Das EVU prognostiziert den benötigten Strom des Unternehmens anhand historischer Werte und kauft entsprechend an den Märkten der EEX und EPEX ein [3] [4]. Dabei ist beim Strombezug die Prognose möglichst genau einzuhalten. Unterscheidet sich der tatsächliche Strombezug sehr stark von der Prognose, kann dies im gesamten Stromnetz zu Leistungs- und in Folge dessen zu Frequenzabweichungen führen. Ist das der Fall und reichen diese Abweichungen bis in die Übertragungsnetzebenen, wird Ausgleichsenergie abgerufen. Verantwortlich für die Regelleistung sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Vermarktet wird diese auf einer eigenen „Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung“ [5].

Prinzipiell gibt es zwei Märkte, an denen Flexibilität von Industrieunternehmen vermarktet werden kann: der Spotmarkt und der Regelleistungsmarkt.

Da am Spotmarkt Energiemengen gehandelt werden und (Angebots-)Fristen einzuhalten sind, eignen sich zur Vermarktung Lastflexibilisierungsmaßnahmen weitgehend unabhängig

von ihrer Reaktionszeit. Für flexible Fabriken bietet sich sowohl durch Anpassung der Produktion als auch durch Einsatz von Speichern und Eigenerzeugung die Möglichkeit, mehr oder weniger Strom zu beziehen. Diese Differenz kann durch das EVU vermarktet werden. Beispielsweise kann das EVU am Terminmarkt entsprechende Energiemengen eingekauft haben, um seine Prognose zu decken. Stellt es fest, dass es einen Teil dieser Energiemengen in einem bestimmten Zeitraum am Spotmarkt mit höherem Gewinn anbieten kann, kann es den vertraglich gebundenen flexiblen Industrieunternehmen vorschlagen, die Produktion in diesem Zeitraum zu verringern, sodass eine gewisse Energiemenge zum Verkauf am Spotmarkt zur Verfügung steht. Der Gewinn kann dann beispielsweise zu gleichen Teilen zwischen Versorger und Industrieunternehmen aufgeteilt werden.

Am Regelleistungsmarkt hingegen müssen gewisse Lasten schnell vom Netz genommen oder dem Netz zugeschaltet werden können. Da hier die Leistung relevant ist, wird am Regelleistungsmarkt die Vorhaltung von Regelleistung ebenso vergütet wie der ggf. folgende Abruf der Regelenergie. Je nach Art muss die gesamte Leistung innerhalb von 30 Sekunden (Primärregelleistung), 5 Minuten (Sekundärregelleistung) oder 15 Minuten (Minutenreserve) zur Verfügung stehen [6]. Aufgrund der sehr geringen Reaktionszeit bei der Primärregelleistung scheidet diese Möglichkeit für Industrieunternehmen in den meisten Fällen aus. Die Voraussetzung zur Bereitstellung von sowohl Sekundärregelenergie als auch die Minutenreserve ist in flexiblen Fabriken oft gegeben. Da die Produktionsplanung aber innerhalb des Tages meist wenig bis keine Flexibilität hat, kann die Regelleistung bevorzugt mittels Speicher oder Eigenerzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt werden.

Diese Betrachtung lässt folgende Unterscheidung in Bezug auf die Vermarktungsmöglichkeiten zu: Der flexible Einsatz von Speichern und reaktionsschnellen anpassbaren Eigenerzeugungsanlagen kann sowohl am Spotmarkt als auch am Regelleistungsmarkt vermarktet werden; aufgrund geringerer Reaktionsfähigkeit können Prozessanpassungen dagegen meist am Spotmarkt des Strommarktes vergütet werden.

3 Energiebezugsorientierte Produktionsplanung und -steuerung

Die Produktionsplanung und -steuerung (PPS) beeinflusst maßgeblich das Stromverbrauchsverhalten einer Fabrik, da hier die Abwicklung der Aufträge mithilfe der zur Verfügung stehenden Produktionsressourcen umgesetzt wird [7]. Um die Möglichkeiten von flexiblen Strombezugs- und Stromvermarktungsmodellen zu nutzen, gilt es die Planung und Steuerung von Produktionsabläufen an die Schwankungen des Strommarktes anzupassen. Hierfür lässt sich die PPS in drei Bereiche unterteilen, welche sich an den Charakteristika des Stromhandels orientieren:

- Mittelfristige Produktionsplanungsverfahren, wie Termin-, Mengen- und Kapazitätsplanung, schaffen die Möglichkeit am Terminmarkt Strom zu beschaffen, um das Risiko kurzfristiger Preisveränderungen zu minimieren. Eine Bildung energieorientierter Losgrößen oder eines Energieschichtplans wären hier Planungsbeispiele.
- Kurzfristige Produktionssteuerungsverfahren, wie die Maschinenbelegung, haben das Potential, die Schwankungen am Day-ahead bzw. Spotmarkt auszugleichen. Hier kann ein flexibler Maschinenbelegungsplan die vorher gebildeten Losgrößen und Schichtpläne umsetzen.

- Echtzeit Produktionssteuerungsverfahren, wie die Auftragsüberwachung, können durch den Einsatz von leistungsbeeinflussenden Maßnahmen dem Stromnetz zusätzlich Regelleistung anbieten. Ein Beispiel wäre hier ein spontaner Lastabwurf bei einem deutlichen Engpass in der Energieversorgung.

Damit reagiert eine energieflexible Fabrik nicht ausschließlich auf veränderliche Strompreise bzw. Verfügbarkeit von Strom, sondern nimmt aktiv an der Stabilisierung des Netzes teil. Eine Kombination der unterschiedlichen Möglichkeiten am Strommarkt teilzunehmen, eröffnet einer Fabrik die Chance, trotz gleichbleibender Produktionsleistung, mithilfe von energieflexiblen Maßnahmen Kostenvorteile beim Energiebezug zu erzielen [8].

3.1 Ziel und Systeme der energiebezugsorientierten PPS

Klassisch ist die PPS auf Zielsetzung getrimmt, einen Produktionsablauf so wirtschaftlich wie möglich zu gestalten. Hierfür wird die Zielstellung in Leistungs- und Kostenaspekte untergliedert. Leistungsaspekte einer Produktion werden Größen wie Lieferzeit und Liefertreue gemessen. Diese werden den Kapitalbindungskosten, vornehmlich den Beständen, und Herstellkosten gegenübergestellt, welche die Kostenaspekte einer Produktion darstellen [9]. Der wirtschaftliche Abgleich aller Zielgrößen ist damit die Hauptaufgabe der PPS, die nun um die Betrachtung der flexible Anpassung von Energiegrößen erweitert wird.

Ziel der energiebezugsorientierten PPS ist es, den Energiebedarf der Produktion mit der vorab am Terminmarkt beschafften Kapazität und dem tagesaktuellen Angebot des Spotmarktes zu synchronisieren. Damit soll nicht nur der gegenwärtige Verbrauch geglättet werden, wie es aktuell im Lastmanagement oder in der energieorientierte PPS umgesetzt wird [10]. Neben den Produktionsressourcen, wie Maschinen und Anlagen, sind noch die technische Gebäudeausrüstung (TGA) sowie fabrikeigene Stromerzeugungsanlagen und Stromspeicher in die PPS zu integrieren. Somit kann zwischen Stromverbrauchern, vornehmlich die Produktionsressourcen sowie die TGA, und Stromquellen, z.B. einem Block-Heiz-Kraftwerk (BHKW), unterschieden werden. Stromspeicher nehmen mit ihrer Pufferfunktion sowohl die Rolle eines Verbrauches als auch einer Quelle ein.

Abbildung 1 gibt einen schematischen Überblick über die einzelnen energierelevanten Systeme einer Fabrik. Gerade die Integration aller Stromverbraucher und -quellen bietet der PPS einen größeren Handlungsspielraum, um in den unterschiedlichen Zeitabschnitten Anpassungen umzusetzen. Grundlage hierfür bildet eine größtmögliche Transparenz der einzelnen Verbräuche, um über die unterschiedlichen Maschinenzustände geeignete Maßnahmen zur Verbrauchsbeeinflussung zu bewerten [11]. Diese Informationen werden aggregiert in einem übergeordneten Energiemanagementsystem gesammelt und können als Grundlage für die Prognose zukünftiger Verbräuche herangezogen werden [12]. Diese Prognose wird mit den Daten des Strommarktes in der PPS verknüpft. Dabei können diese Daten in Form von Kosten der unterschiedlichen Strommarktprodukte, z.B. Termin- oder Spotmarktpreise, oder als Preis- bzw. Erzeugungsprognosen vorliegen. In Verbindung mit dem Auftragsbestand werden daraus ideale Produktionspläne entwickelt und zur Umsetzung dem Produktionsleitstand übergeben. Betriebsparallele Messungen bieten dem Leitstand einen Abgleich und eine Kontrolle der Vorgaben aus der PPS. Im Bedarfsfall kann durch

gezielte Maßnahmen von Plan abgewichen werden, um geänderten Umweltbedingungen oder Störungen entgegenzuwirken.

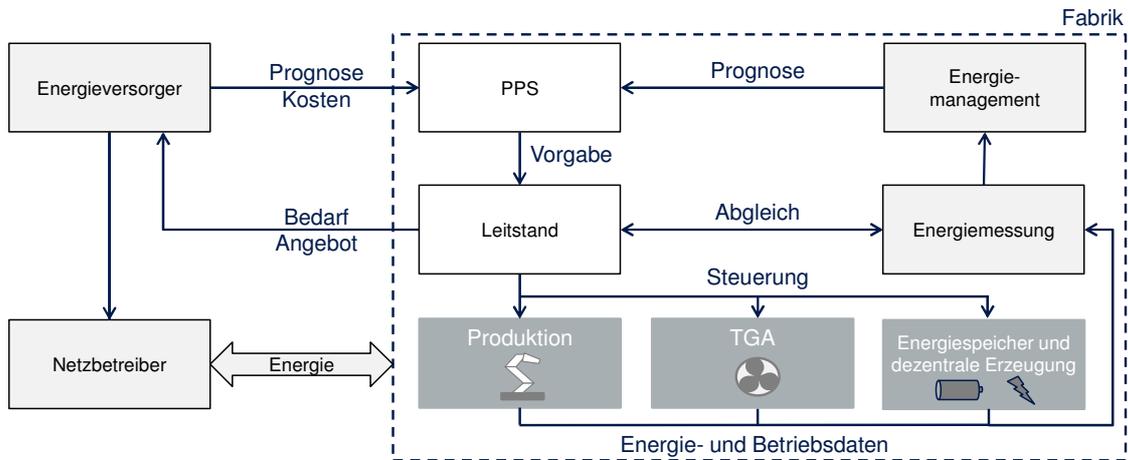


Abbildung 1: Zusammenwirken der einzelnen energierelevanten Systeme einer Fabrik

3.2 Energieverbraucher

Aktuell steuern Betriebe ihren Bedarf an elektrischer Energie lediglich in Form eines Spitzenlastmanagements, also einer Glättung ihres Gesamtenergiebedarfs, ohne einer energieangebotsorientierten Lastverschiebung. Die Transparenz der Energieverbräuche bildet die Basisinformationen, um in der PPS einen zukünftigen Energieverbrauch zu prognostizieren. Dabei besitzt jede Maschine ein individuelles Energiebedarfsprofil (vgl. Abbildung 2). Dieses Profil kann durch eine einmalige Messung in der PPS hinterlegt oder aber durch ein stationäres Messsystem permanent erfasst werden.

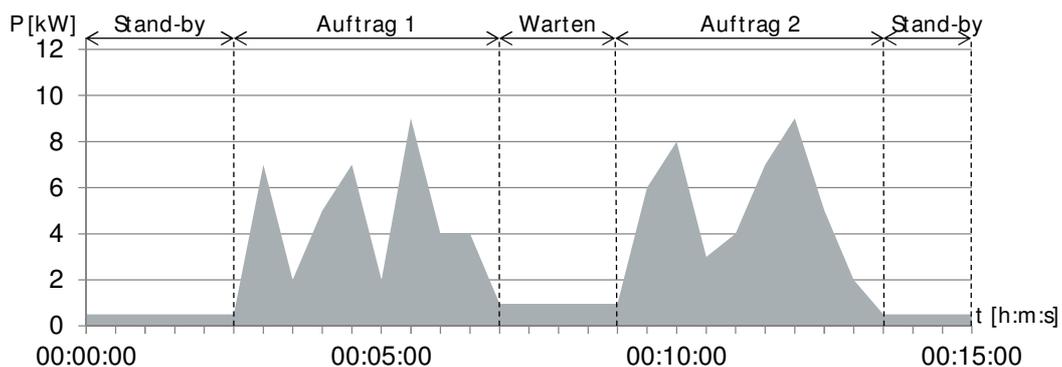


Abbildung 2: Energiebedarfsprofil einer Ressource

Am Beispiel eines Auftrages stellt Abbildung 3 die Integration der Energiewerte in ein PPS-Datenmodell dar. Hier fasst der Arbeitsplan alle Informationen zusammen, welche für die Auftragsabwicklung in der Produktionsplanung benötigt werden [13], wie z.B. benötigte Materialmengen und Ressourcen. Die Arbeitsfolgen beschreiben innerhalb des Arbeitsplans die aufeinanderfolgenden Bearbeitungsschritte bis zur Fertigstellung des Produktes. Somit repräsentiert die Arbeitsfolge für die Verbrauchsprognose den Gesamtenergiebedarf eines Auftrages in aggregierter Form. Die einzelnen Teilbearbeitungsschritte sind in den Arbeitsvorgängen beschrieben und mit einem festen Arbeitsplatz und dessen Ressourcen

verknüpft. Damit beschreibt der Arbeitsplatz den Energiebedarf eines Auftrags an einer Ressource zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die verbleibenden Zeiten einer Ressource, welche keinem Arbeitsvorgang zugeordnet werden können, stellen auftragsunabhängige Verbräuche dar, z.B. Stand-by oder Wartung, und sind zusätzlich in den Arbeitsplätzen zu hinterlegen. Damit lassen sich die Energieverbräuche von Aufträgen und Maschinen im Tagesverlauf in der PPS abbilden und für die Gesamtprognose bzw. in der Produktionssteuerung verwenden.

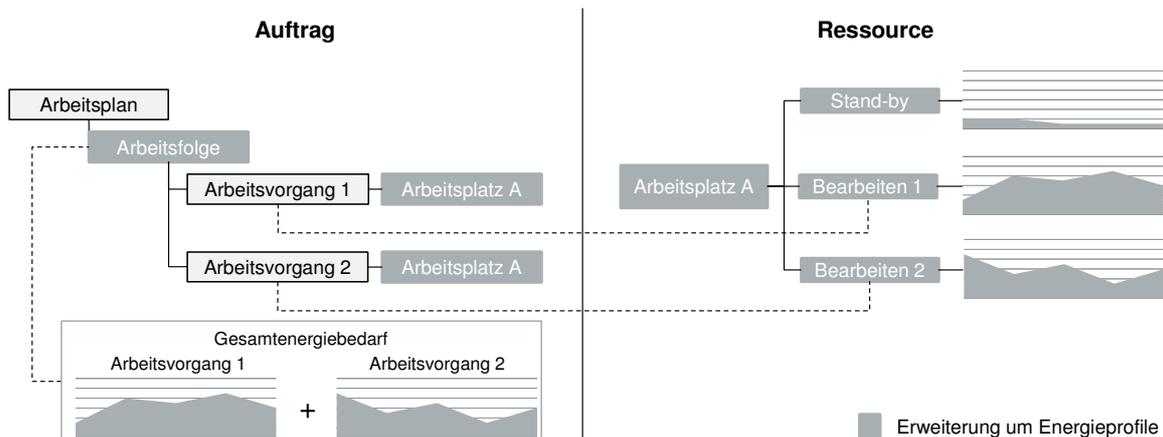


Abbildung 3: Integration der Energieprofile in die Planung

Daneben gilt es den Energiebedarf der TGA ebenso zu unterteilen, da hier in Abhängigkeit der Auslastung der Fabrik unterschiedliche Verbräuche auftreten können, z.B. bei der Frischluftversorgung. Diese werden aus Sicht des Datenmodells auch als Arbeitsplatz angelegt, jedoch ohne eine Verknüpfung zu einem Arbeitsplan. Die spezifischen Zustandsbeschreibungen werden um auslastungsabhängige Zustände erweitert.

Energiespeicher bilden in der Verbrauchsprognose einen Freiheitsgrad für die Planung und Steuerung in der Produktion. Bei Energieüberschüssen bzw. Zeiten günstigen Stroms wird die verfügbare Ladekapazität der Speicher in der PPS für Lagevorgänge berücksichtigt. Ebenso wie die TGA findet die Abbildung im Datenmodell mithilfe eines Arbeitsplatzes statt, welcher unterschiedliche Ladezustände und damit Verbrauchszustände beschreibt. Die gespeicherte Kapazität steht der PPS als Energiequelle zur Verfügung, um bedarfsorientiert eingesetzt zu werden.

3.3 Erzeugungsanlagen und Speicher

Sofern in einer Fabrik Erzeugungsanlagen und Speicher vorhanden sind, gilt es diese in der PPS zu berücksichtigen. Bei den Erzeugungsanlagen ist zu beachten, um welche Art der Energiebereitstellung es sich handelt. Kraftwerke mit einer kontinuierlichen Leistungsbereitstellung, wie z.B. BHKWs, können besser in die Planung integriert werden als Kraftwerke mit einer fluktuierenden Bereitstellung, wie z.B. Windkraftanlagen. Somit ist ein BHKW mit einer kontinuierlichen Leistung in die mittelfristigen Produktionsplanungsverfahren zu berücksichtigen. Hierbei ist das Intervall zwischen Minimal- und Maximalleistung sowie der Erzeugungskosten in der PPS zu hinterlegen.

Erzeugungsanlagen mit einer stark schwankenden Leistung können, ähnlich der schwankenden Preise am Spotmarkt, erst in die kurzfristigen Produktionssteuerungs-

verfahren integriert werden. Zwar bietet sich die Möglichkeit mittels Prognosen im Vorfeld eine Abschätzung der Leistung zu erhalten, jedoch kann diese erst kurz vor Produktionsstart berücksichtigt werden, da bspw. Wetterprognosen mit Unsicherheit behaftet sind. Die fluktuierend erzeugte Leistung kann kurzfristig in die Produktion eingeplant, dem Spotmarkt angeboten oder für einen Ladevorgang des Energiespeichers verwendet werden.

Schwankungen an den Strommärkten oder in der Eigenerzeugung kann ein Energiespeicher ausgleichen. In der PPS tritt dieser vermehrt bei einem kurzfristigen Planungshorizont in den Vordergrund, da hier ein hohes Potential besteht Lasten zu verschieben und Zeiten günstigen Stroms an den Börsen für Ladezyklen zu nutzen. Daneben bietet sich die Möglichkeit mittels der Produktionssteuerung untertags Kapazität für Regelleistungen freizugeben, welche zusammen mit dem EVU dem Strommarkt angeboten werden. Hierbei sind die verfügbare Kapazität und die Kosten der Speicherung zentrale Größen für die PPS. Abbildung 4 stellt zusammenfassend die unterschiedlichen Energiequellen und Strommärkte der PPS gegenüber.

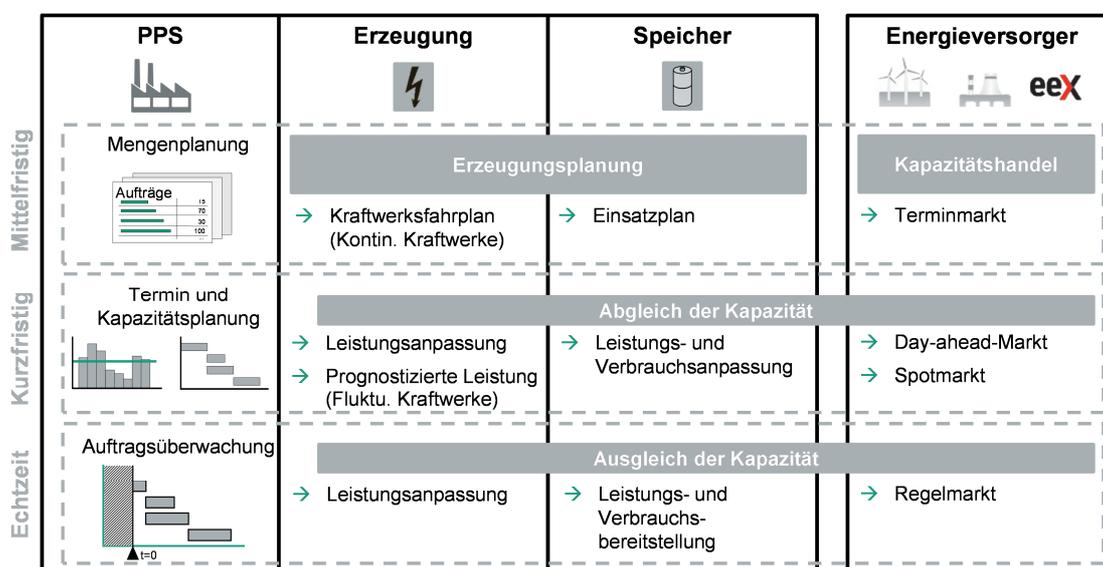


Abbildung 4: PPS und Energiequellen

Im Folgenden werden Energiespeichersysteme im Bereich kurzfristiger Planungshorizonte einer Produktion näher betrachtet und deren Einsparungs- und Flexibilisierungspotential anhand zweier Unternehmensszenarien untersucht.

4 Fabrikeigene Energiespeicher

Die Notwendigkeit des Ausbaus von Energiespeichern zum Erreichen politischen Ziels, den Anteil der regenerativen Energien in der Stromerzeugung in Deutschland auf 80 % zu erhöhen, wurde bereits in mehreren Studien gezeigt [14] [15] [16]. Hierbei können unter anderem dezentrale Speicher auf Verteilnetzebene eingesetzt werden, um die Netze zu entlasten und so einen Beitrag zur Erreichung dieses Ziels zu leisten [17]. Allerdings stehen bei den aktuellen Vermarktungsmöglichkeiten dezentrale Speicher in direkter Konkurrenz zu zentralen großtechnischen Anlagen, wie Pumpspeicher und möglicher zukünftiger Alternativen wie adiabate Druckluftspeicher und Wasserstoffspeicher. Aufgrund der deutlich höheren Investitionskosten der für dezentrale Speicher in Frage kommenden Technologien

ist ein Ausbau für den direkten Netzanschluss aus heutiger Sicht nicht wirtschaftlich darstellbar.

Bei der Integration von Stromspeichern innerhalb einer Fabrik bieten sich neben der Teilnahme am Strommarkt weitere Einsatzmöglichkeiten. So können durch intelligentes Entladen des Speichers auftretende Lastspitzen intern ausgeglichen und so das zu zahlende Netznutzungsentgelt reduziert werden. Erfolgt das Wiederaufladen des Speichers bei niedrigen Strompreisen, können Synergieeffekte von Strommarktteilnahme und Lastspitzenreduktion genutzt werden. Um diese Potenziale des Einsatzes von Speichern in einer Fabrik zu untersuchen wurden Berechnungen mit Hilfe eines Optimierungsmodells durchgeführt und mit Ergebnissen für den Speichereinsatz direkt am Netz verglichen.

4.1 Zeitreihen und Stromkosten

Als Grundlage für die Berechnungen standen 15-minütige Jahreslastgänge für das Jahr 2011 zweier Unternehmen zur Verfügung. Als flexibler Stromtarif wurden die stündlichen Preise des EPEXSPOT DAYAHEAD Marktes für den gleichen Zeitraum verwendet. Dabei wurde für die Berechnungen auf eine Berücksichtigung der in Realität anfallenden Zusatzabgaben und Steuern verzichtet, da diese auf den Einsatz des Speichers und die zu erzielenden Einsparungen keinen Einfluss haben. Abbildung 5 zeigt den gemittelten Wochenverlauf für den Strompreis auf dem DAYAHEAD Spotmarkt für das Jahr 2011. Hier ist deutlich der typische Tagesverlauf mit täglichen Preisspitzen vormittags und abends sowie den Preisunterschieden von Wochentagen und Wochenende zu erkennen.

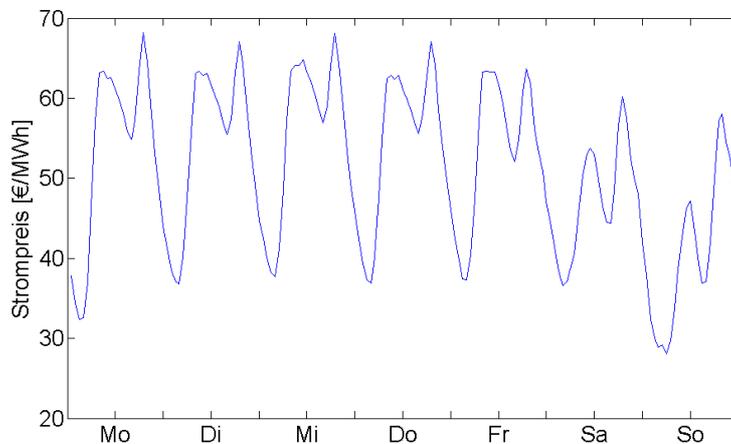


Abbildung 5: Gemittelter Wochenverlauf des Strompreises am EPEXSPOT DAYAHEAD Markt 2011

Die Preise zur Netznutzung wurden abhängig vom Netzanschluss der Unternehmen aus [18] entnommen. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht relevanter Informationen der betrachteten Unternehmen.

Tabelle 1 Strombezugs und –verbrauchs Informationen der betrachteten Unternehmen

Unternehmen	Jährlicher Stromverbrauch	Maximale Last	Netzanschluss	Leistungspreis
Firma A	600 GWh	130 MW	Hochspannung	28,94 €/kWa
Firma B	50 GWh	9,1 MW	Mittelspannung	68,20 €/kWa

Abbildung 6 zeigt beispielhaft für je eine Woche die Lastgänge der beiden Unternehmen. Hier ist zu erkennen, dass sich die Lastverläufe der Firmen stark unterscheiden. In Firma A sind starke prozessbedingte Lastschwankungen mit Dauern unter einer Stunde zu beobachten. Aufgrund des 3-Schicht Betriebes sind keine Unterschiede zwischen Tag und Nacht bzw. den Wochentagen ersichtlich. Bei Firma B dagegen ist das Wochenende deutlich im Lastverlauf zu erkennen. Zudem ist hier die Last unter der Woche deutlich konstanter und die täglichen Lastspitzen und -täler erstrecken sich hier über einen etwas längeren Bereich.

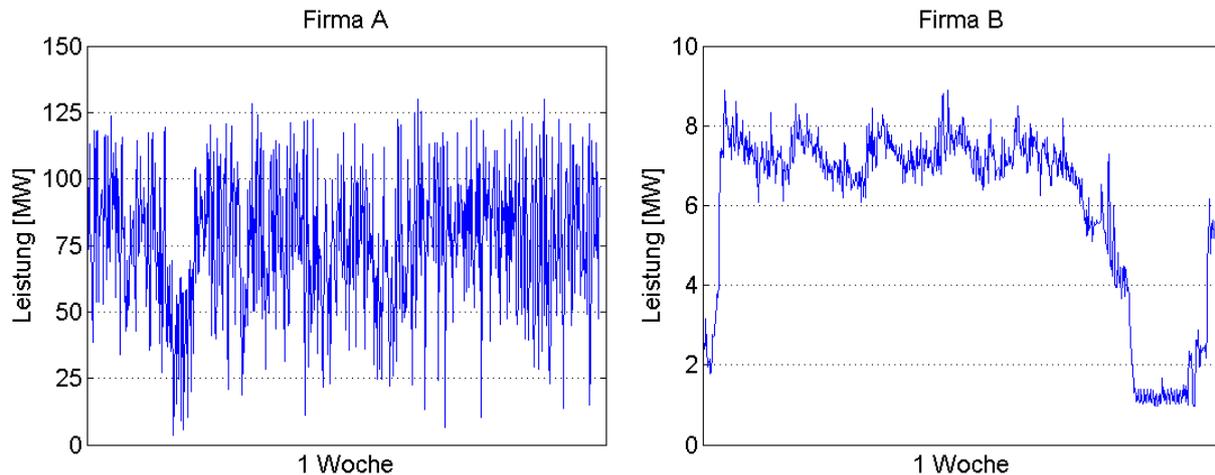


Abbildung 6: Wochenlastgänge der betrachteten Unternehmen

4.2 Idealer Speicher

4.2.1 Einsatzoptimierung idealer Speicher

Um den Einfluss der Speichergröße auf die möglichen Einsparungen zu untersuchen, wurden zunächst die möglichen Einsparungspotenziale mit Hilfe einer Einsatzoptimierung eines idealen Stromspeichers (keine Verluste) berechnet. Ziel der Optimierung ist es, die Stromkosten K_{Strom} des Unternehmens zu minimieren. Bei der Annahme eines zeitabhängigen flexiblen Stromtarifs $K_{Arbeit}(t)$ und dem Preis für die Netznutzung (Leistungspreis) $K_{Leistung}$ lassen sich diese in Abhängigkeit des zeitlich aufgelösten Lastgangs $P_L(t)$ wie folgt berechnen.

$$K_{Strom} = \sum_t (P_L(t) * \Delta t * K_{Arbeit}(t)) + \max(P_L(t)) * K_{Leistung} \quad (1)$$

Mit Hilfe eines Speichers ist es möglich, den eigentlichen Verbrauchslastgang der Fabrik $P_{L,F}(t)$ durch Laden bzw. Entladen zu bestimmten Zeitpunkten zu Erhöhen oder Verringern. Für einen kostenoptimalen Betrieb kann der zusätzliche Lastgang des Speichers $P_{L,S}(t)$ so gewählt werden, dass der aus Netzsicht relevante Gesamtlastgang $P_L(t)$ sowohl zu Zeiten günstiger Tarife erhöht, als auch dessen Maximalwert reduziert wird.

$$P_L(t) = P_{L,F}(t) + P_{L,S}(t) \quad (2)$$

Zur Berechnung der optimalen Lade- und Entladezeitpunkte und Leistungen wurde ein lineares Speichermodell in der Optimierungssoftware GAMS (General Algebraic Modeling System) implementiert.

Für den idealen Speicher wurden verschiedene Kombinationen von Lade- bzw. Entladeleistung und der Speicherkapazität zwischen 250 kW und 30 MW bzw. 250 kWh und 30 MWh gewählt. Für jede Kombination wurden die Einsparungen in Bezug auf die Strombezugskosten ohne Speicher berechnet. Hierbei ist zu beachten, dass für diese Berechnungen weder Investitions- noch Betriebskosten für den Speicher angenommen wurden.

4.2.2 Ergebnisse

Firma A

Abbildung 7 zeigt die Ergebnisse der möglichen Einsparungen durch den Einsatz eines idealen Speichers in Abhängigkeit von der Speichergröße im Jahr 2011 für Firma A. Es ist deutlich zu erkennen, dass das richtige Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung eine wichtige Rolle spielt. Die größten spezifischen Einsparungen bezogen auf Kapazität und Leistung ergeben sich bei Firma A bei einem Speicher mit einer Kapazität von 10 MWh und einer Leistung von 20 MW. Für diesen Fall liegt die maximale Lade-/ Entladedauer bei 0,5 h, was in etwa der mittleren Dauer der auftretenden Spitzen im Lastprofil entspricht.

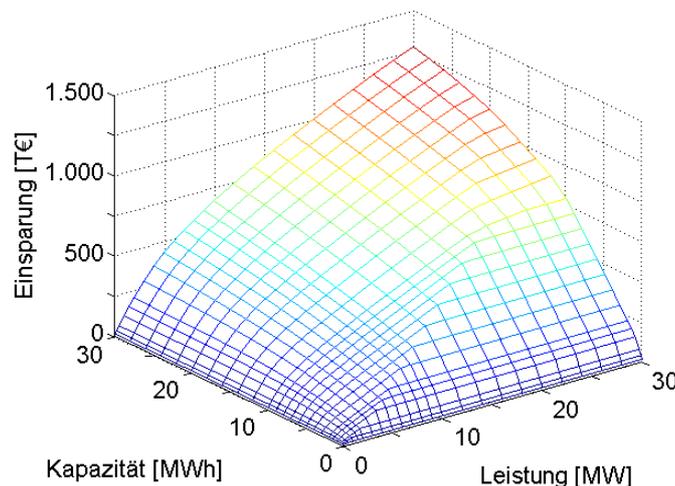


Abbildung 7: Einsparungspotenzial beim optimalen Einsatz eines idealen Speicher bei Firma A in Abhängigkeit von Speicherkapazität und Leistung

Firma B

Abbildung 8 zeigt analog die Einsparungspotenziale für Firma B. Es ist zu erkennen, dass sich das geeignete Verhältnis von Kapazität und Leistung bei den beiden Firmen deutlich unterscheidet. Dies zeigt, dass die optimale Dimensionierung des Speichers neben dem Stromtarif auch stark vom zeitlichen Verlauf des Lastgangs abhängt. Zudem flacht der Einsparungszuwachs mit Vergrößerung des Speichers bei hohen Werten für Leistung und Kapazität deutlich ab. Dies tritt bei Firma B aufgrund des niedrigeren Verbrauchs deutlich früher ein als bei Firma A. Bei Firma B ergeben sich die größten spezifischen Einsparungen bezogen auf die Speichergröße bei einem Speicher mit einer Kapazität von 5 MWh und einer Leistung von 1,5 MW. Die maximale Lade-/ Entladedauer liegt hierbei bei etwas mehr als 3 h. Aufgrund der vergleichsweise flachen Lastkurve bietet sich bei Firma B ein geringeres Potenzial zu Lastspitzenreduktion, so dass hier ein größerer Fokus auf der Teilnahme am Strommarkt liegt.

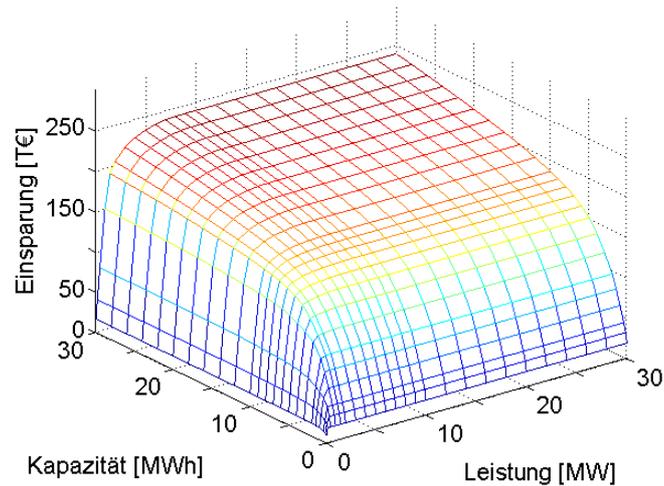


Abbildung 8: Einsparungspotenzial beim optimalen Einsatz eines idealen Speicher bei Firma B in Abhängigkeit von Speicherkapazität und Leistung

Speicher am Netz

Um die Ergebnisse mit dem Einsatz eines Speichers direkt am Netz vergleichen zu können, wurden mit dem beschriebenen Modell auch hierzu Berechnungen durchgeführt. Dabei wird der Gesamtlastgang aus Sicht des Netzes als identisch zum Speicherlastgang angenommen. Zudem wird festgelegt, dass für Speicher am Netz kein Netznutzungsentgelt anfällt. Mögliche Gewinne können bei dieser Betrachtung also rein über die Teilnahme am Strommarkt erzielt werden.

Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse der erzielbaren Gewinne eines idealen Speichers am Netz bei Teilnahme am Spotmarkt. Die größten spezifischen Gewinne bezüglich Kapazität und Leistung ergeben sich hier bei einer maximalen Lade-/ Entladedauer von 8 h (z.B. 30 MWh, 10 MW). Dies liegt am typischen Tagesverlauf des Strompreises mit den beiden typischen Preisspitzen (siehe Abbildung 5). Anders als bei Stromspeichern, die innerhalb einer Firma betrieben werden, gibt es hier aufgrund des fehlenden Einflusses einer Lastkurve sowie der angenommenen Befreiung von der Netznutzungsgebühr kein Abflachen der Gewinnkurve bei großen Dimensionen.

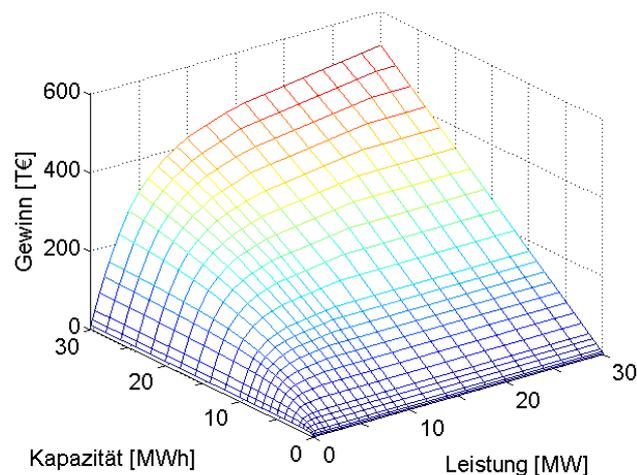


Abbildung 9: Gewinnpotenzial beim optimalen Einsatz eines idealen Speicher bei Betrieb direkt am Stromnetz in Abhängigkeit von Speicherkapazität und Leistung

Vergleich der Ergebnisse

Bei einem Vergleich der absoluten Einsparungs- bzw. Gewinnpotenziale zeigt sich, dass diese bei Firma A in den meisten Bereichen deutlich höher sind als für Firma B bzw. einem Betrieb am Netz. Für einen genaueren Vergleich wurde für jeden Betrachtungsfall eine geeignete Speicherdimensionierung ausgewählt und deren Einsatz in allen drei Fällen verglichen. Der für Firma B geeignete Speicher mit 5 MWh und 1,5 MW erzielt hier auch das größte Einsparungspotenzial. Dies gilt auch für einen für Firma A ausgelegten Speicher mit 10 MWh und 20 MW. Ein für den Netzbetrieb geeignet dimensionierter Speicher mit 30 MWh und 10 MW kann zwar größere Gewinne erzielen, als die Einsparungspotenziale in Firma B, jedoch sind diese in Firma A dennoch deutlich höher. Die Ergebnisse sind in Tabelle 2 nochmals übersichtlich zusammengefasst.

Tabelle 2: Vergleich des Einsatzes eines idealen Speichers ausgewählter Dimension bei den unterschiedlichen Betrachtungsfällen

<i>Kapazität</i>	<i>Leistung</i>	Einsparungen bzw. Gewinn [T€]		
		Firma A	Firma B	Netz
5 MWh	1,5 MW	105	143	67
10 MWh	20 MW	726	185	170
30 MWh	10 MW	663	238	417

4.3 Vergleich verschiedener Speichertechnologien

4.3.1 Berechnung der spezifischen Nutzenschwelle

Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit verschiedener Speichertechnologien treffen zu können, wurde das Modell zur Einsatzoptimierung so angepasst, dass die Nutzenschwelle für die Speicherinvestition bei optimalem Betrieb berechnet werden. Die Nutzenschwelle beschreibt hier die spezifischen Kosten bei welchen die Speicherinvestitionskosten den Einsparungen entsprechen. In dem implementierten Speichermodell wurden zudem neben Kapazität und Leistung des Speichers auch technische Eigenschaften, wie Nutzungsgrad, Selbstentladung und maximale Zyklenzahl berücksichtigt werden. Tabelle 3 zeigt eine Übersicht der betrachteten Technologien und deren technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften.

Zur Berechnung der Nutzenschwelle müssen zunächst mit Gleichung (1) die Stromkosten ohne Speicher $K_{Strom,OS}$ mit Hilfe des realen Fabriklastgangs $P_{L,F}(t)$ berechnet werden. Als Nebenbedingung der Optimierung wird die Einsparung durch den Speicher, also die Differenz aus Stromkosten mit Speicher K_{Strom} und ohne Speicher $K_{Strom,OS}$ gleich den jährlichen Speicherinvestitionskosten K_{InvSp} gesetzt.

$$K_{InvSp} = K_{Strom,OS} - K_{Strom} \quad (3)$$

So ergeben sich bei Minimierung der Stromkosten K_{Strom} die maximalen jährlichen Investitionskosten K_{InvSp} für den Speicher, bei dem dieser keine Verluste verursacht. Mit Hilfe der Lebensdauer LD des Speichers sowie der installierten Kapazität C lässt sich somit die spezifischen Nutzenschwelle $K_{spez,max}$ des Speichers berechnen. Liegen die

spezifischen Speicherkosten unter dieser Nutzenschwelle, so wäre eine Investition bei Einsatz des Speichers über dessen gesamte Lebensdauer wirtschaftlich.

$$K_{spez,max} = \frac{K_{InvSp} * LD}{C} \quad (4)$$

Tabelle 3: Kosten und technische Eigenschaften der betrachteten Speichertechnologien

Speichertechnologie	Kapazitätspreis	Leistungspreis/ max. C-Rate	Nutzungs- grad	Zyklus- zahl	Selbst- Entladung	Quellen
Blei-Säure	250-750 €/kWh	2 C	75-90 %	500-5000	3 %/m	[19] [20] [21] [22]
Li-Ionen	500-2000 €/kWh	4 C	80-94 %	500- 10000	5 %/m	[20] [21] [23] [24]
Redox-Flow	200-500 €/kWh	1500-4500 €/kW	70-80 %	10000	<1 %/y	[19] [21] [25] [26] [27] [28]
Natrium- Schwefel	350-700 €/kWh	0,12 C	75-80 %	1000- 10000	-	[20] [21] [29] [30]
Schwung- masse	6000-7000 €/kWh	4 C	85 %	100000	12 %/h	[19] [21] [31]

4.3.2 Ergebnisse

Um die Wirtschaftlichkeit verschiedener Speichertechnologien für die betrachteten Einsatzmöglichkeiten vergleichen zu können, wurden jeweils für die bereits in Tabelle 2 gewählten Speicherdimensionen die spezifische Nutzenschwelle berechnet. Hierfür wurde für jede Speichertechnologie jeweils ein *worst case* und ein *best case* Szenario für die technischen Eigenschaften, abhängig von den in Tabelle 3 angegebenen technischen Eigenschaften, angenommen. So hat eine Blei-Säure Batterie im *worst case* einen Nutzungsgrad von 75% und eine maximale Zyklenzahl von 500. Bei einer Kapazität von 5 MWh und einer maximalen Lade-/ Entladeleistung von 1,5 MW ergibt sich damit eine Nutzenschwelle von 150 €/kWh, welche niedriger sind als die angegebenen Speicherkosten. Im *best case* Szenario, mit einem Nutzungsgrad von 90% und maximal 5000 Zyklen ergeben sich hierbei eine spezifische Nutzenschwelle von 252 €/kWh. Dieser Betrag liegt im angegeben Bereich für die Speicherkosten von 250 – 500 €/kWh für Blei-Säure Batterien. Eine Investition in eine Blei-Säure Batterie wäre somit bei einem Einsatz über die gesamte Lebensdauer¹ unter Umständen wirtschaftlich. Tabelle 4 zeigt eine Übersicht aller berechneten Nutzenschwellen. Für die betrachteten Anwendungsbeispiele ergibt sich hier in den wenigsten Fällen ein Wirtschaftlichkeitspotenzial (fett markiert). Zusätzlich ist zu beachten, dass hier weder Installations- noch Betriebs- und Wartungskosten berücksichtigt wurden. Allerdings wird deutlich, dass für alle Speicherdimensionen und Technologien der Einsatz in den Firmen höhere Nutzenschwellen und somit bei einer möglichen zukünftigen Reduzierung der Speicherkosten ein größeres wirtschaftliches Potenzial besitzt als der Betrieb von dezentralen Speichern direkt am Netz.

¹ Hinweis: Für die Berechnung der spezifischen Nutzenschwelle wurde nach [9] für alle Speicher eine Lebensdauer von 15 Jahren angenommen.

Tabelle 4: Spezifische Nutzenschwelle bei Speichereinsatz in den Firmen A und B sowie am Netz für die betrachteten Speicherdimensionen und Technologien

Kapazität	Leistung	Speichertechnologie	Spezifische Nutzenschwelle [€/kWh]		
			Firma A	Firma B	Netz
5 MWh	1,5 MW (0,6 MW) ²	Blei-Säure	150 - 252	188 - 366	23 - 130
		Li-Ionen	152 - 283	193 - 398	24 - 167
		Redox-Flow	21 - 25	33 - 37	8 - 12
		Natrium Schwefel ²	172 - 201 €/kW	263 - 299 €/kW	64 - 96 €/kW
		Schwungmasse	1	1	1
10 MWh	20 MW (1,2 MW) ²	Blei-Säure	228 - 679	123 - 237	26 - 154
		Li-Ionen	235 - 902	126 - 254	27 - 209
		Redox-Flow	78 - 87	20 - 23	11 - 15
		Natrium Schwefel ²	622 - 699 €/kW	159 - 184 €/kW	88 - 124 €/kW
		Schwungmasse	4	1	4
30 MWh	10 MW (3,6 MW) ²	Blei-Säure	130 - 263	26 - 103	22 - 133
		Li-Ionen	134 - 299	64 - 109	25 - 173
		Redox-Flow	23 - 27	9 - 10	8 - 12
		Natrium-Schwefel ²	181 - 212 €/kW	69 - 80 €/kW	67 - 99 €/kW
		Schwungmasse	1	0,46	1

Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass der kombinierte Speichereinsatz innerhalb einer Fabrik zur Lastspitzenreduktion und Teilnahme am Strommarkt ein größeres wirtschaftliches Potenzial bietet, als die alleinige Marktteilnahme. Allerdings setzt dies eine Einbindung des Speichers in die PPS sowie eine gute produktionsabhängige Lastprognose voraus, um einen optimalen last- und stromkostenabhängigen Speichereinsatz durchführen zu können.

Bei der heutigen Kostenstruktur kann eine Neuinvestition von Speichern auch innerhalb einer Fabrik bisher nicht wirtschaftlich dargestellt werden. Die Verwendung von Stromspeicher zur Erhöhung des Eigenstromverbrauchs bei vorhandenen dezentralen Erzeugungsanlagen bietet hier eine weitere Einsatzmöglichkeit, die möglicherweise ein zusätzliches Einsparungspotenzial bietet. Hier spielen Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine zunehmend wichtige Rolle in der Industrie. Im weiteren Verlauf soll deshalb untersucht werden, ob durch den kombinierten Einsatz des Speichers in der Fabrik

² Hinweis: Für die Natrium Schwefel Batterie wurde die Leistung bezüglich der maximalen C-Rate von 0,12 C auf den Kapazitätsabhängigen Maximalwert gesetzt.

zur Lastspitzenreduktion, Eigenbedarfserhöhung und Lastverschiebung, eine Investition in dezentrale Speicher wirtschaftlich darstellbar ist.

5 Weitere Informationen und Danksagung

Die laufenden Ergebnisse des Forschungsverbunds FOREnergy werden in Energieflexibilitätsseminaren präsentiert. Das erste Seminar wird im Februar 2014 in Meitingen bei Augsburg stattfinden. Weitere Informationen zum Projekt und Kontaktdaten können Sie im Internet unter www.forenergy.de finden. Wir danken der Bayerischen Forschungstiftung für die großzügige Förderung des Bayerischen Forschungsverbunds FOREnergy sowie allen Industriepartnern für die engagierte Mitwirkung

6 Literaturverzeichnis

- [1] ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2012. 2013. Letzter Zugriff: 21.01.2014. <http://www.ag-energiebilanzen.de/DE/daten-und-fakten/auswertungstabellen/auswertungstabellen.html>.
- [2] Panos, Konstantin: Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 3. Aufl. Dordrecht: Springer, 2013.
- [3] European Energy Exchange (EEX). Letzter Zugriff: 24.01.2014. <http://www.eex.com>.
- [4] European Power Exchange (EPEX SPOT). Letzter Zugriff: 24.01.2014. <http://www.epexspot.com/de/>.
- [5] regelleistung.net: Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung. Letzter Zugriff: 24.01.2014. <https://www.regelleistung.net>.
- [6] Amprion: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Minutenreserve. Letzter Zugriff: 21.01.2014. <http://www.amprion.net/primaerregelung-sekundaerregelung-minutenreserve>.
- [7] Reinhart, G.; Karl, F.; Wiedemann, M.: Handlungsfelder zur Realisierung energieeffizienter Produktionsplanung und -steuerung. In: Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb (09/2011), S. 596-601.
- [8] Popp, R.; Keller, F.; Atabay, D.; Dornmair, R.; Buderus, J.; Kohl, J.: Technische Innovationen für die Energieflexible Fabrik. In: Zeitschrift für wirtschaftlichen Fabrikbetrieb (07-08/2013), S. 556-560.
- [9] Wiendahl, H.-P.: Betriebsorganisation für Ingenieure. 7. Aufl. München: Carl Hanser Verlag, 2009.
- [10] Rager, M.: Energieorientierte Produktionsplanung. Wiesbaden: Betriebswirtschaftlicher Verlag Dr. Th. Gabler / GWV, 2008.
- [11] Grassl, M.; Vikdahl, E.; Reinhart, G.: A Petri-net based approach for evaluating energy flexibility of production machines. In: Proceedings of the 5th International Conference on Changeable, Agile, Reconfigurable and Virtual Production, Munich, October 6th-9th 2013, S. 303-308.

- [12] Weinert, N.: Vorgehensweise für Planung und Betrieb energieeffizienter Produktionssysteme. Stuttgart: Fraunhofer Verlag, 2010.
- [13] Günther, H.-O.; Tempelmeier, H.: Produktion und Logistik. Berlin: Springer Verlag, 2012.
- [14] Kuhn, Philipp: Speicherbedarf im Stromnetz. In Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (Hsg.): Energieeffizienz – eine stete Herausforderung an Wissenschaft und Praxis., 2011, S. 83-99.
- [15] Popp, Matthias: Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.
- [16] Wagner, Ulrich; Hamacher, Thomas; Kuhn, Philipp; Kühne, Max; Heilek, Christian: Integration und Bewertung erzeuger- und verbraucherseitiger Energiespeicher. KW21 – Kraftwerke des 21. Jahrhunderts: Abschlussbericht für die E.ON Energie AG vom Arbeitskreis Energiewirtschaft – Projekt BY 1E. München, 2012.
- [17] Höflich, Bernd; Kreutzkamp, Paul; Peinl, Hannes; Völker, Jakob; Kühne, Maximilian; Kuhn, Philipp; Tzscheuschler, Peter; Hermes, Roland; Krahl, Simon; Meisa, Kerstin: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Deutsche Energie-Agentur GmbH. 2010.
- [18] LEW Verteilnetz: Preise für Netznutzung (Jahresleistungspreissystem) mit ¼-Stunden-Lastgang-/Leistungsmessung.. Letzter Zugriff: 16.1.2014. http://www.lew-verteilnetz.de/CVP/Downloads/Preise/Archiv/Preisblatt_1_bis_12_2011.pdf.
- [19] Akhil, Abbas; Huff, Georgianne; Currier, Aileen; Kaun, Benjamin; Rastler, Dan; Binqin Chen, Stella; Cotter, Andrew; Bradshaw, Dale; Gauntlett, William: DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Sandia National Laboratories. Albuquerque, 2013.
- [20] Fuchs, Georg; Lutz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Uwe: Technology Overview on Electricity Storage. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. RWTH Aachen, 2012.
- [21] Electric Power Research Institute (EPRI): Electricity Energy Storage Technology Options.. Palo Alto, 2010.
- [22] Jossen, Andreas; Weydanz, Wolfgang: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. 1. Aufl. Neusäß: Ubooks, 2006.
- [23] Energietechnische Gesellschaft im VDE (Hsg.): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger. VDE-Studie. Frankfurt, 2009.
- [24] Crastan, Valentin: Elektrische Energieversorgung 2. 3. Aufl. Heidelberg: Springer, 2012.
- [25] Huschke, Reinhard: Dezentrale Energiespeicher. München: Süddeutscher Verlag onpact GmbH, 2011.
- [26] ifeu - Institut für Energieund Umweltforschung Heidelberg GmbH (Hsg.): Wasserstoff- und Stromspeicher in einem Energiesystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien:

Analyse der kurz- und mittelfristigen Perspektive. Im Kurzgutachten Auftrag Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Heidelberg, 2009.

[27] Neupert, Ulrik: Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial. Stuttgart: Fraunhofer-IRB-Verl., 2009.

[28] GILDEMEISTER energy solutions: Nutzen Sie Ihr eigenes Netz. Herstellerinformationen Cellcube Vanadium-Redox-Flow Batterien. Letzter Zugriff: 16.1.2014.

[http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/\\$file/py1de13_cellcube.pdf](http://www.dmg.com/query/internet/v3/igpdf.nsf/95e8ccb3ad44ced7c1257b900049a2da/$file/py1de13_cellcube.pdf).

[29] Oertel, Dagmar: Energiespeicher - Stand und Perspektiven. Büro für Technikfolgen-Abschätzungen beim deutschen Bundestag (TAB), Arbeitsbericht Nr 123. 2008.

[30] Feldferbauer, K.-P.; Kloess, M.; Jungmeier, G.; Haas, R.; Könighofer, K.; Prügler, W.; Pucker, J.; Rezanian, R.; Beermann, M.; Wenzel, A.: Energiespeicher der Zukunft. Joanneum Research Bericht Nr.: ENG-B-02/11. Graz, 2012.

[31] Beacon POWER: Flywheel Energy Storage System. Datenblatt Beacon Smart Energy Flywheel.