

7. Ökonomische Bewertung von elektrischen Energiespeichern – Ausbau und Betrieb im Kontext wachsender Windenergieerzeugung

Epe, A.; Küchler, C.; Römisch, W.; Vigerske, S.; Wagner, H.-J.; Weber, C.; Woll, O.

Kurzfassung: Im Hinblick auf den in Deutschland wachsenden Windenergieanteil und die steigenden Rohstoffpreise für Primärenergieträger untersuchen wir die Frage, unter welchen Bedingungen Speicher für elektrische Energie in einem durch zunehmende Unsicherheiten geprägten Umfeld durch zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage einen Beitrag zur kostengünstigen Strombereitstellung liefern können. Dazu betrachten wir ein Optimierungsmodell eines Energieerzeugungssystems zur regionalen Stromversorgung in dem Unsicherheiten hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit von Windenergie sowie der Entwicklung der EEX-Preise in Form stochastischer Prozesse eingehen. Die Ermittlung eines kostenminimalen Einsatzplanes ermöglicht die Untersuchung der Wirtschaftlichkeit und der optimalen Dimensionierung der eingesetzten Speichertechnologien.

Schlagworte: *Energieversorgung, Windenergie, elektrischer Speicher, Betriebsoptimierung, Investitionsoptimierung, stochastische Optimierung, rekombinierender Szenariobaum, Dekomposition*

7.1 Einleitung

Da Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie jederzeit ausgeglichen sein müssen und elektrische Energie nur in kleinen Mengen speicherbar ist, werden zur Bewältigung von nicht vorhersehbaren Veränderungen in der Verbrauchslast Regelenergiekraftwerke eingesetzt, die zumeist in Teillast und mit reduziertem Wirkungsgrad laufen. Alternativ können schnell startende Kraftwerke wie Gasturbinenkraftwerke eingesetzt werden, die in kürzester Zeit die benötigte Energie zur Verfügung stellen können. Neben der Deckung der inkonstanten Last müssen diese Kraftwerke weiterhin auf den stark zunehmenden Anteil von zeitlich variierender Strombereitstellung reagieren, der hauptsächlich von fluktuierenden erneuerbaren Energien, vorwiegend von Windenergie, erzeugt wird.

Dabei ist Deutschland das Land mit der weltweit höchsten installierten Windenergiekapazität. Ende 2007 waren ca. 22 GW installiert und mit dem geplanten Offshore-Ausbau können es bis zu 50 GW im Jahr 2030 werden. Durch die teilweise sehr starken Fluktuationen der Windenergieeinspeisung in das elektrische Netz sowie die regionale Konzentration auf den Norden des Landes entstehen vermehrt Probleme für Netzbetreiber und Energieunternehmen [3,9]. Zwar kann durch den Einsatz von Windenergie Primärenergie in konventionellen Kraftwerken eingespart werden (wenn auch vermindert durch den notwendigen Back-Up-Betrieb), allerdings können Investitionen in den Kraftwerkspark kaum reduziert werden.

In diesem Zusammenhang bieten elektrische Energiespeicher eine Möglichkeit, Angebot und Nachfrage zu entkoppeln sowie eine bessere

Auslastung und höhere Effizienz von existierenden Kraftwerken zu erreichen. Die Veränderung der Rahmenbedingungen über die letzten Jahre resultierte in einem zunehmenden Interesse an verschiedenen Speichertechnologien. Die Liberalisierung des deutschen Elektrizitätsmarktes hat zu Folge, dass die Wirtschaftlichkeit der Speicher anhand der an den Strombörsen realisierten Marktpreise bewertet werden müssen. Daher wird ein (kosten-)optimaler Betrieb von Speichern in der Regel nicht den Abweichungen von Angebot und Nachfrage sondern den Variationen des Marktpreises folgen. Dazu müssen Unsicherheiten bezüglich der Marktpreise und des Windenergieangebotes berücksichtigt werden. Zusätzlich erfordern tägliche, wöchentliche und saisonale zyklische Einflüsse in Nachfrage, Angebot und Preisen eine Bewertung von Speichern (und anderen Optionen) über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr.

Die kostenoptimale Einsatzplanung unter Unsicherheit für derart lange Zeiträume stellt hohe Anforderungen an die verwendeten stochastischen Optimierungsverfahren. In dieser Arbeit wird der in Kapitel 10 vorgestellte Lösungsansatz auf Grundlage rekombinierender Szenariobäume zur Analyse eines regionalen Energiesystemmodells genutzt. Das zugrunde liegende Modell wird im Folgenden beschrieben.

7.2 Modellbeschreibung - Betriebsmodell

Die Wirtschaftlichkeit von Speichern wird mittels eines Modells untersucht, welches die fundamentalen Zusammenhänge der Stromversorgung und der Speichertechnologien beschreibt. In Verbindung mit technischen und ökonomischen Aspekten beschreibt das Modell die Energieversorgung einer fiktiven norddeutschen Region mittels verschiedener stromerzeugender Technologien und Speicher. Die optimale Lastverteilung hängt von den marginalen Erzeugungskosten sowie dem Einfluss weiterer Systemrestriktionen, wie beispielsweise den Anfahrkosten, ab. Eine grundlegende Restriktion des Modells ist die Deckung der Stromnachfrage gemäß einem vorgegebenen Lastprofil. Im Modell kann diese zum einen durch Energiebereitstellung aus konventionellen Kraftwerken erfüllt werden, zum anderen wird ein gewisser Anteil der Nachfrage aus Windenergie gedeckt. Eine weitere Alternative stellt der Strombezug am Großhandelsmarkt dar (vgl. Abbildung 7.1). Dazwischen werden zwei Speichertypen geschaltet, die Angebot und Nachfrage im Rahmen der Restriktionen bezüglich ihrer Leistungs- und Füllstandsparameter entkoppeln können.

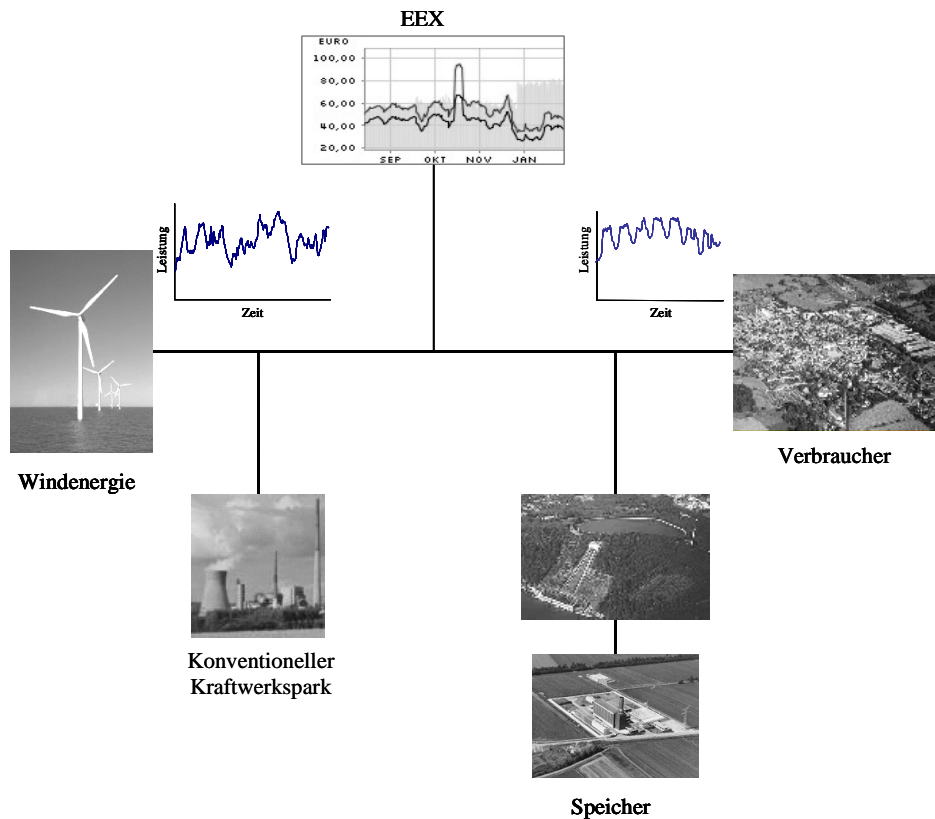


Abbildung 7.1: Schema des fundamentalen Modells

Unregelmäßigkeiten in der Höhe der verfügbaren Windenergie und den Elektrizitätspreisen werden von einem multivariaten stochastischen Prozess modelliert, der durch einen rekombinierenden Szenariobaum dargestellt werden kann (vgl. Kapitel 10). Damit kombiniert das vorgeschlagene Modell viele Eigenschaften von Generationsplanungsmodellen (zum Anlageneinsatz und zu Lastverteilungen), wie sie in typischen Energiesystemmodellen verwendet werden [7,8]. Im Folgenden wird das Modell im Detail vorgestellt. Tabelle 7.1 gibt einen Überblick über die hier und im Abschnitt 7.5 verwendeten Notationen.

Tabelle 7.1: Modell-Notationen

<i>Variablen</i>			
Q	Produktion	IC	Importkosten
H	Speicherfüllstand	SC	Anfahrkosten
L	Kapazität	OC	Betriebskosten
Z	Zubau	TC	Gesamtkosten
<i>Indizes</i>			
t	Zeitschritt	imp	Importenergie
T	Ende des Zeithorizonts	exp	Exportenergie
i	Kraftwerkstyp	$wind$	Windenergie
j	Speichertyp	stu	Anfahren
y	Jahr	m	Monat
<i>Parameter</i>			
D	Nachfrage	c^{stu}	Anfahrkosten
W	Windenergie	c^{imp}	Importkosten
ℓ	Lastfaktor	c^{oth}	andere variable Kosten
η^o, η^m	Effizienz	c^{fuel}	Brennstoffpreis
$freq$	Häufigkeit der Typmonate	c^{Inv}	Investitionskosten
DF	Diskontierungsfaktor	c^{sp}	Einspeicherkosten
$BF^{Betrieb}$	Barwertfaktor für Betriebskosten	BF^{Zubau}	Barwertfaktor für Investitionskosten
AF	Annuitätsfaktor		

Unter der Annahme von Energiemärkten mit vollständiger Information und ohne Marktmacht entsprechen die Markterträge den Ergebnissen einer Optimierung durch einen voll informierten zentralen Planer. Wenn weiter angenommen wird, dass die Stromnachfrage preisunelastisch ist, dann entspricht die Maximierung des Gewinnes der Kostenminimierung im betrachteten Stromnetz. Die Gesamtkosten TC sind gegeben als Summe von Importkosten IC_t , Betriebskosten $OC_{t,i}$ und $OC_{t,j}$ und Anfahrkosten $SC_{t,i}$ über den gesamten Planungshorizont und alle Kraftwerkstypen i und Speichertypen j :

$$TC = \sum_{t=1}^T \left(IC_t + \sum_i OC_{t,i} + SC_{t,i} + \sum_j OC_{t,j} \right) \quad (7.1)$$

Die Kosten für den Energieimport (entspricht dem von EEX-Börse bezogenen Strom) zur Zeit t sind gegeben durch

$$IC_t = c_t^{imp} \cdot Q_t^{imp} \quad (7.2)$$

Der Kraftwerksoutput $Q_{t,i}$ geht als affine Funktion in die Betriebskosten $OC_{t,i}$ ein. Die Entscheidungsvariable $L_{t,i}^{onl}$ beschreibt die *derzeit am Netz befindliche Kapazität* [10]. Diese stellt eine obere Grenze für die aktuelle Produktion jedes einzelnen Kraftwerks dar. Multipliziert mit dem minimalen Lastfaktor ℓ_i bildet sie zugleich die untere Grenze für die Produktion jedes einzelnen Kraftwerks. Daher können die Betriebskosten zerlegt werden in Brennstoffkosten für den Einsatz bei minimaler Last, Brennstoffkosten bei zusätzlicher Last und weitere variable Kosten (z.B. für den Ausstoß von CO_2):

$$OC_{t,i} = \frac{c_i^{fuel}}{\eta_i^0} \ell_i L_{t,i}^{onl} + \frac{c_i^{fuel}}{\eta_i^m} (Q_{t,i} - \ell_i L_{t,i}^{onl}) + c_i^{oth} Q_{t,i} \quad (7.3)$$

Hierbei bezeichnet η_i^m die marginale Effizienz für ein laufendes Kraftwerk und η_i^0 die Effizienz bei minimaler Last. Mit $\eta_i^m > \eta_i^0$ hat der Betreiber einen Anreiz die Kapazität am Netz zu reduzieren (für Details siehe [10]). Hierbei bezeichnet η_i^m die marginale Effizienz für ein laufendes Kraftwerk.

Für die zum Einspeichern genutzten Pumpen ergeben sich weiterhin die Betriebskosten

$$OC_{t,j} = c_j^{sp} Q_{t,j}.$$

Neben den Betriebskosten können die Anfahrkosten die Einsatzplanung erheblich beeinflussen. Die Anfahrkosten des Kraftwerkstyps i zur Zeit t sind gegeben als

$$SC_{t,i} = c_i^{stu} L_{t,i}^{stu}, \quad (7.4)$$

wobei die Anfahrkapazität $L_{t,i}^{stu}$ gegeben ist als

$$L_{t,i}^{stu} = \max(0, L_{t,i}^{onl} - L_{t-1,i}^{onl}). \quad (7.5)$$

Die Deckung der Nachfrage zum Zeitpunkt t ist sichergestellt durch die Restriktion

$$\sum_i Q_{t,i} + Q_t^{wind} + Q_t^{imp} \geq D_t + \sum_j Q_{t,j}. \quad (7.6)$$

Dabei ist das Angebot zur Zeit t gegeben durch die Summe der Energieproduktion $Q_{t,i}$, der importierten Energie Q_t^{imp} und dem Windenergieangebot Q_t^{wind} . Die Gesamtnachfrage entspricht der Summe der exogen vorgegebenen Nachfrage der betrachteten Region D_t und den zum Füllen der Speicher genutzten Pump- und Kompressorleistungen $Q_{t,j}$.

Der Betrieb der Kraftwerke, Pumpen und Kompressoren ist beschränkt durch deren maximale Leistung,

$$Q_{t,i} \leq Q_i^{\max}, Q_{t,j} \leq Q_j^{\max}, \quad (7.7)$$

während die Windenergieeinspeisung begrenzt ist durch die verfügbare Windenergie zur Zeit t ,

$$Q_t^{\text{wind}} \leq W_t. \quad (7.8)$$

Für die Speicherkraftwerke koppelt folgende Speicherstandgleichung die Speicherstände $H_{t,j}$ zur Zeit t mit dem Ständen $H_{t-1,j}$ zur vorhergehenden Zeitstufe $t-1$:

$$H_{t,j} = H_{t-1,j} - \frac{1}{\eta_i^m} Q_{t,i} - \left(\frac{1}{\eta_i^0} - \frac{1}{\eta_i^m} \right) \ell_i L_{t,i}^{\text{onl}} + \eta_j^m Q_{t,j} + (\eta_j^0 - \eta_j^m) \ell_j L_{t,j}^{\text{onl}} \quad (7.9)$$

für $t = 1, \dots, T$, wobei $H_{0,j}$ den anfänglichen Füllstand beschreibt und i die zum Speicher j gehörige Turbine bezeichnet. Die Füllstände werden dabei in Energieeinheiten beschrieben. Das Anfahrverhalten der Pumpen und Kompressoren j ist analog zu dem der Kraftwerke i modelliert.

Weiterhin wird der Füllstand am Beginn des Planungszeitraums, $H_{0,j}$, auf den minimalen Füllstand H_j^{\min} fixiert, während die Speicherstände zum Zeitpunkt t durch die maximalen Speicherstände beschränkt sind,

$$H_j^{\min} \leq H_{t,j} \leq H_j^{\max}. \quad (7.10)$$

Zusätzlich müssen alle Variablen eine Nicht-Negativitätsbedingung erfüllen.

Das Ziel der Optimierung ist es, einen Entscheidungsprozess zu finden, der die Bedingungen (7.5)-(7.10) erfüllt, dabei nichtantizipativ im Hinblick auf den stochastischen Prozess $(W_t, c_{t,imp})_t$ ist, und die erwarteten Gesamtkosten (7.1) minimiert.

7.3 Stochastische Optimierung unter Verwendung von rekombinierenden Szenariobäumen

In diesem Abschnitt wird kurz auf das zur Lösung des vorgestellten Modells verwendete Optimierungsverfahren eingegangen. Eine ausführliche Beschreibung der verwendeten Algorithmen liefert Kapitel 10 und die Arbeit [6]. Wie in Abschnitt 7.2 beschrieben werden die auftretenden Unsicherheiten bzgl. der verfügbaren Windenergie W_t und den Elektrizitätspreisen c_t^{imp} mittels eines zeitdiskreten multivariaten stochastischen Prozesses in Form eines Zeitreihenmodells dargestellt. Um das dadurch entstehende mehrstufige stochastische Optimierungsproblem numerisch lösen zu können, wird der stochastische Prozess durch einen Prozess approximiert der nur endlich viele Werte annimmt und daher durch einen Szenariobaum repräsentiert werden kann (vgl. Kapitel 11). Einerseits sollten zur Bewertung von Energiespeichern längerfristige Zeithorizonte betrachtet werden, andererseits erfordert die detaillierte Abbildung der zufälligen und stark fluktuierenden Parameter eine hohe zeitliche Auflösung. Daher liefert eine adäquate Diskretisierung des

stochastischen Prozesses mittels klassischer Szenariobäume ein Optimierungsproblem, welches aufgrund seiner Dimension mit verfügbaren Standardlösern nicht mehr behandelbar ist.

Eine deutliche Reduktion der Komplexität insbesondere bei der Betrachtung längerer Zeithorizonte kann durch die Verwendung rekombinierender Szenariobäume erreicht werden. In einem solchen Szenariobaum stimmen die in gewissen Knoten ansetzenden Teilbäume überein, so dass diese Knoten in einen einzelnen Knoten rekombiniert werden können. Führt man diesen Rekombinierungsvorgang zu mehreren Zeitpunkten durch, so erhält man einen Szenariobaum, dessen Knotenzahl nunmehr linear anstatt exponentiell mit der Anzahl der Zeitstufen wächst. Da jedoch die szenarioabhängigen Entscheidungen in rekombinierten Knoten des Szenariobaumes im Allgemeinen unterschiedlich ausfallen, ist die Berücksichtigung zeitkoppelnder Restriktionen, welche insbesondere bei der Optimierung des Betriebs von Speichern wesentlich sind (vgl. (7.5) und (7.9)), nicht ohne weiteres möglich.

Allerdings kann die Übereinstimmung von Teilbäumen in einem Szenariobaum von Nutzen sein, da sie die Identität der durch diese Teilbäume bestimmten Kostenfunktionen mit sich bringt. Dieses Erkenntnis erlaubt es, ein Dekompositionsverfahren zu entwickeln, welches mehrstufige stochastische Optimierungsprobleme mit rekombinierenden Szenariobäumen effizient löst und dabei gleichzeitig zeitkoppelnde Restriktionen präzise berücksichtigt. Man kann dieses Verfahren als eine Erweiterung der Nested Benders Dekomposition [1] um eine "dynamische Rekombinierung" von Szenarien interpretieren.

Zur Konstruktion eines rekombinierenden Szenariobaumes aus einer Menge gegebener Trajektorien des Prozesses (W_t, c_t^{imp}) wird eine Modifikation des Vorwärtsalgorithmus aus [4] und Kapitel 11 verwendet. Der Vorwärtsalgorithmus konstruiert einen Szenariobaum durch stufenweises Zusammenfassen von Szenarien zu Knoten.

7.4 Fallstudie Betriebsmodell

Mithilfe des in 7.3 vorgestellten Algorithmus, ist es möglich realitätsnahe Anwendungsfälle zu untersuchen. Als Fallstudie wird ein energieerzeugendes System betrachtet, welches aus einem Steinkohlekraftwerk zur Deckung der Grund- und Mittellast sowie zwei schnellen Gasturbinen mit verschiedenen Leistungsniveaus zur Deckung der Lastspitzen besteht. Die Betriebsparameter der Kraftwerkstypen basieren auf realen Daten. Weiterhin beinhaltet das Modell einen Offshore-Windpark, ein Pumpspeicherkraftwerk (PSW) mit den Basisdaten des PSW in Geesthacht und ein Druckluftspeicherkraftwerk (CAES) mit den Betriebsparametern des CAES Huntorf. Weiterhin ist es möglich, Energie zu Preisen des EEX Spotmarktes zu importieren. Der Zeithorizont der Optimierung beträgt ein Jahr in einer stündlichen Diskretisierung, d.h. das Modell besteht aus $T = 8760$ Zeitschritten.

Der stochastische Windenergieprozess wird von einem auf historischen Daten basierenden Zeitreihenmodell beschrieben und auf die Größe des betrachteten Offshore-Windparks skaliert. Um die Wechselwirkung zwischen Windenergie und Spotmarkt-Preisverhalten zu berücksichtigen, werden die erwarteten Spotmarktpreise von einem fundamentalen Modell berechnet, welches auf den existierenden Kraftwerken in Deutschland und deren Verfügbarkeit, den Preisen für Brennstoff und CO₂, der deutschen Netzlast und dem oben erwähnten Windenergieprozess basiert. Fluktuationen der Spotmarktpreise um deren erwarteten Wert werden von einem weiteren Zeitreihenmodell modelliert. Mit dieser hybriden Annäherung werden 1000 Szenarien generiert, die die stündlichen Werte von Windenergie und Spotmarktpreisen im Verlauf eines Jahres beinhalten. Diese Szenarien bilden die Grundlage zur Erstellung eines rekombinierenden Szenariobaumes (vgl. Kapitel 10). Der resultierende Szenariobaum verzweigt binär dreimal pro Tag und rekombiniert einmal pro Tag in 3 Teilbäume.

7.4.1 Numerische Ergebnisse

Das Optimierungsproblem wird mit variierenden Modellparametern bezüglich der Höhe der Windenergieeinspeisung und der Speichergrößen gelöst. Im Referenzfall entspricht die maximal verfügbare Leistung des Windparks etwa 50% der Nachfrage, was beim Offshore-Standort etwa 25% der benötigten Jahresenergiemenge entspricht. Die Referenzspeichergrößen sind gemäß 7.4 die der Speicher Geesthacht und Huntorf. Die Parameter der konventionellen Erzeugungseinheiten, der verbrauchsseitigen Last sowie des Strombezugs von der EEX sind fixiert. Ein Verkauf von Strom ist nicht möglich, da hier nur die Erzeugungskosten betrachtet werden sollen. Ausgehend vom Referenzfall werden höhere und niedrigere Kapazitäten an installierter Windenergie und Speichern betrachtet. Im Folgenden werden einige der Resultate dargestellt.

Der optimale Einsatz der Kraftwerke und Speicher während einer Winterwoche ist in Abbildung 7.2 für ein zufällig ausgewähltes Szenario dargestellt. Liegt die Nachfragekurve unter der die eingespeiste Windenergie darstellenden Fläche, so wird eingespeichert, während die weißen Flächen Ausspeichervorgängen entsprechen. Die Betriebsgrößen der konventionellen Kraftwerke zeigen die erwarteten Charakteristika, d.h. das Steinkohlekraftwerk liefert im Grundlastbereich und die Gasturbine zu Spitzenzeiten an Werktagen Energie. Die Menge an verfügbarer Windenergie bestimmt den Energiebezug vom Spotmarkt. Die Speicher werden größtenteils genutzt, um Lastspitzen zu decken und nur in seltenen Fällen am Wochenende eingesetzt. In diesem Modell beträgt der Beitrag der Betriebskosten zum Energieangebot 2,08 €/cent/kWh mit Nutzung der Speicherkraftwerke und 2,10 €/cent/kWh ohne deren Nutzung.

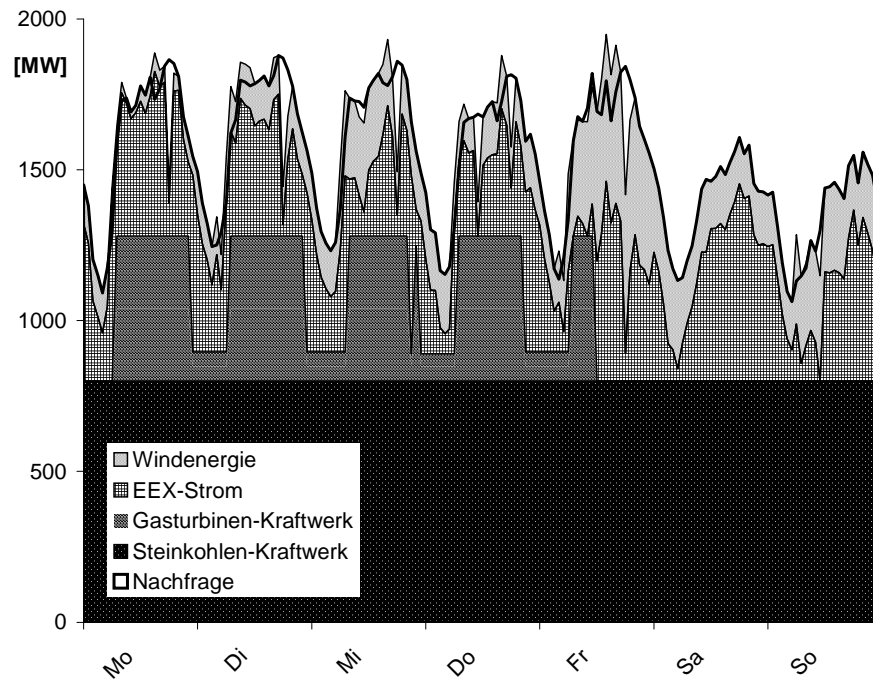


Abbildung 7.2: Optimale Lastverteilung in einer Winterwoche

Abbildung 7.3 zeigt den optimalen Betrieb und Füllstand des CAES (als Anteil der maximalen Überschussenergie und entsprechend dem maximalen Füllstand) im Vergleich zum aktuellen Spotmarktpreis an der EEX. Offensichtlich werden die Speicherkraftwerke in Zeiten hoher Spotmarktpreise an Wochentagen zur Strombereitstellung eingesetzt und unterstützen somit die Vermeidung von Strombezug von der EEX. Die zuvor angeführte marginale Nutzung von Speicherkraftwerken während des Wochenendes stimmt mit den niedrigeren Energiekosten während dieses Zeitraums überein.

Um den Einfluss des Anteils der Windenergie auf das System zu untersuchen wurde das Optimierungsproblem nochmals mit doppelter Windenergiekapazität gelöst. Die Ergebnisse für dasselbe Szenario und für dieselbe Winterwoche sind in Abbildung 7.4 dargestellt. Während der Ausbau der Windenergie hier im Vergleich zum Referenzfall nicht zu signifikanten Unterschieden in der Betriebsweise der thermischen Einheiten führt, ermöglicht er den Anteil von auf dem Spotmarkt eingekaufter Energie noch stärker zu reduzieren.

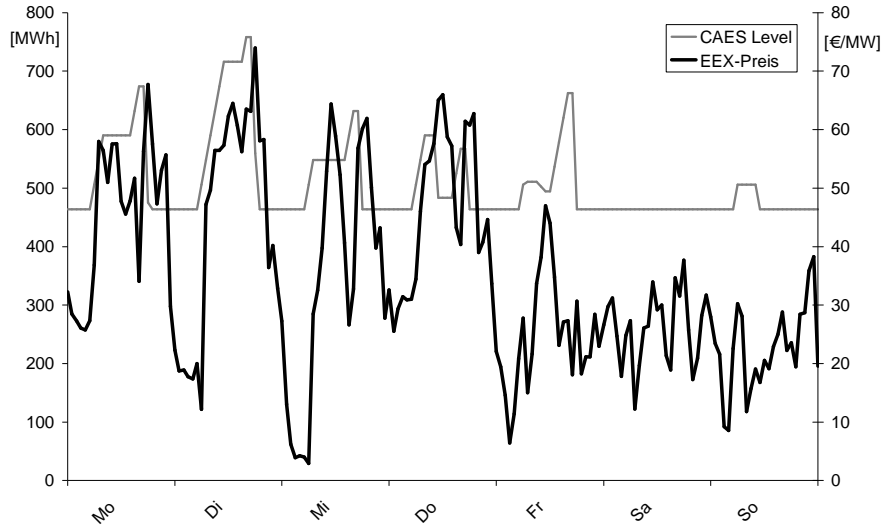


Abbildung 7.3: Spotmarktpreise und Füllstand des CAES in einer Winterwoche

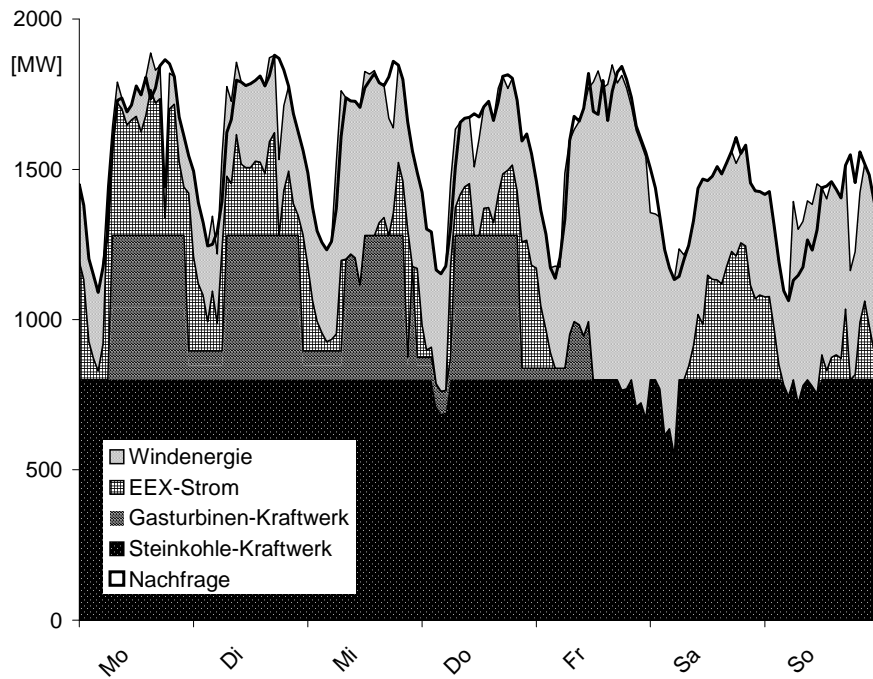


Abbildung 7.4: Optimale Lastverteilung in einer Winterwoche mit verdoppelter Windenergiekapazität

Abbildung 7.5 zeigt den Füllstand des CAES bei doppelter Windenergiekapazität im Verlauf einer Woche. Wie im Referenzfall wird das CAES zumeist zu Spitzenlastzeiten genutzt und es ergeben sich trotz verdoppelter Windenergieeinspeisung vergleichbare Speicherstände wie im zuvor gezeigten Referenzfall. Somit lässt sich schließen, dass die Nutzung der Speicher nicht vorrangig von der eingespeisten Windenergiemenge abhängt, sondern vom Strompreisverlauf an der EEX.

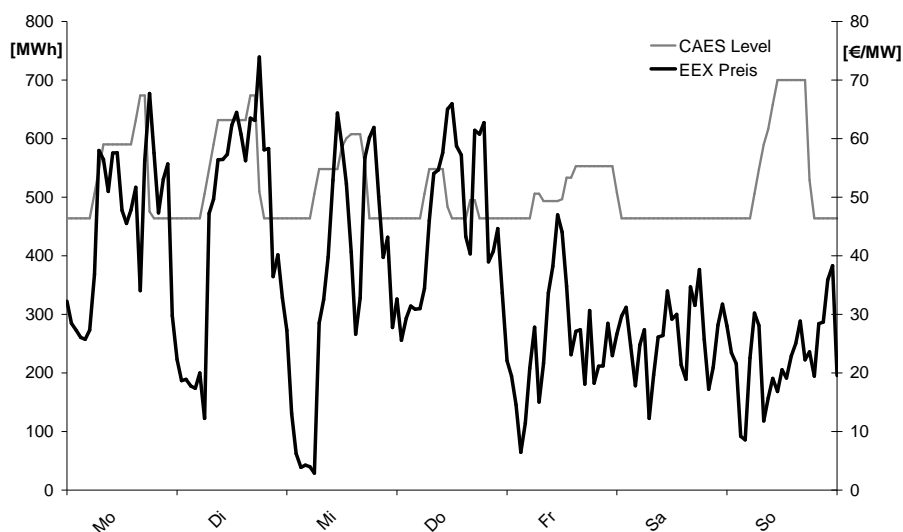


Abbildung 7.5: Spotmarktpreise und Füllstand des CAES in einer Winterwoche mit verdoppelter Windenergiekapazität

Das Optimierungsproblem wurde mit weiteren Variationen der installierten Windenergie und der Speichergrößen gelöst. In Abbildung 7.6 ist die *relative Reduzierung* der Kosten, die durch die Verwendung von Speichersystemen verschiedener Größen erreicht werden kann, dargestellt. Dabei entsprechen die Betriebskosten eines Modells ohne Speicher dem Wert 100%. Eine Speichergröße von y entspricht einer y -fachen Dimensionierung des Referenzfalls. Die Ergebnisse zeigen eindeutig, dass die mögliche relative Kostenreduktion durch einen Einsatz von Energiespeichern mit Zunahme der installierten Windkapazität ansteigt. Weiterhin ist die Kostenreduktion als Funktion der Speichergröße konkav mit maximaler Steigung zwischen der Nichtnutzung von Speichern und dem Einsatz mit der Hälfte des Referenzfalls. Somit ist es offensichtlich, dass für diesen Anwendungsfall eine optimale Speichergröße existiert. Eine exogene Berechnung der Gesamtkosten, d.h. unter Einbezug der Investitionskosten der Speicher, zeigt, dass die Speicher allein zur Kostenminimierung des Systems nicht ökonomisch sind. Dabei gilt es jedoch zu beachten, dass im System kein Stromhandel zugelassen war. Im nächsten Abschnitt wird ein erweitertes Modell zur Bestimmung

kostenoptimaler Speichergrößen betrachtet, welches sowohl Betriebs- also auch Investitionskosten einbezieht. Weiterhin wird die Möglichkeit des Stromverkaufs zu EEX-Preisen ermöglicht.

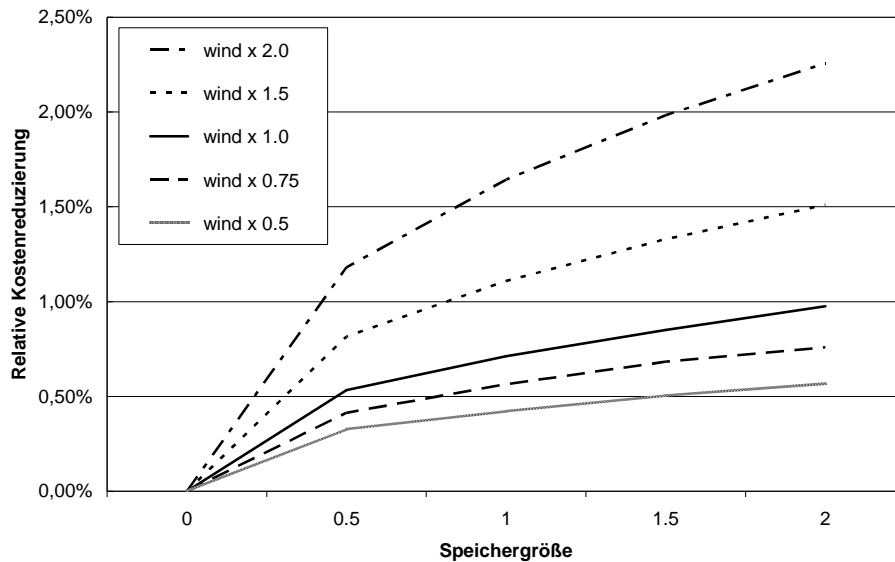


Abbildung 7.6: Reduzierung der minimal erwarteten Kosten basierend auf der installierten Speicherkapazität für verschiedene installierte Windenergiekapazitäten

7.5 Modellerweiterung - Ausbaumodell

Um die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien auf längere Sicht hin bewerten zu können, wird das in Abschnitt 7.3 beschriebene Betriebsmodell um die Möglichkeit des Zubaus in Speichertechnologien und Kraftwerke erweitert. Da zur Bewertung von Investitionsentscheidungen nicht mehr ausreicht, ein einzelnes Jahr als Optimierungszeitraum zu betrachten, wird für das Ausbaumodell ein Zeitraum von mehreren Jahren durch die Auswahl von Stützjahren und Typmonaten abgebildet. Der Zeithorizont $t = 1, \dots, T$ entspricht daher im Folgenden den Stunden eines Typmonats. Weiterhin wird die Möglichkeit des Stromverkaufs zu Spotmarktpreisen dem Modell hinzugefügt.

Wesentliche Veränderungen ergeben sich somit bei der Zielfunktion und den Kapazitätsrestriktionen. Die Zielfunktion beinhaltet nun neben den Betriebskosten auch die Investitionskosten der zugebauten Anlagen. Da bei einer längerfristigen Betrachtung Betriebskosten aus unterschiedlichen Perioden berücksichtigen werden, müssen diese mit entsprechenden Diskontierungsfaktoren auf einen einheitlichen Kalkulationszeitpunkt gebracht werden. Die neue Zielfunktion hat die Form

$$TC = \sum_y \left[\sum_m DF_y BF^{Betrieb} freq_m \cdot \sum_{t=1}^T \left(IC_{y,m,t} + \sum_i OC_{y,m,t,i} + SC_{y,m,t,i} + \sum_j OC_{y,m,t,j} \right) + DF_y BF^{Zubau} AF \cdot \left(\sum_i c_i^{Inv} \cdot Z_{y,i} + \sum_i c_j^{Inv,Q} \cdot Z_{y,j}^Q + \sum_i c_j^{Inv,H} \cdot Z_{y,j}^H \right) \right] \quad (7.11)$$

Einen Anreiz für eine Investition in neue Anlagen, stellt die einhergehende Kapazitätserweiterung dar. Die Modifikation der Kapazitätsrestriktionen (7.7) und (7.10) für Einheiten mit Zubaumöglichkeiten lauten daher

$$Q_{y,m,t,i} \leq Q_i^{\max} + \sum_{y' \leq y} Z_{y',i}, \quad Q_{y,m,t,j} \leq \sum_{y' \leq y} Z_{y',j}^Q, \quad 0 \leq H_{y,m,t,j} \leq \sum_{y' \leq y} Z_{y',j}^H. \quad (7.12)$$

Dabei bezeichnen $Z_{y,i}$, $Z_{y,j}^Q$ und $Z_{y,j}^H$ die im Jahr y zugebauten Kraftwerks-, Einspeicher- bzw. Speicherkapazitäten. Die konventionellen Kraftwerke sind im System wie in Kapitel 7.2 beschrieben vorhanden, Speicher dagegen nicht. Neben der Investition in Speicherkraftwerke kann die Kapazität an Gaskraftwerken erweitert werden. Im Gegensatz zu den Speichern, die stetig zugebaut werden können, wird dabei der Zubau auf diskrete Werte (ganze Kraftwerke) beschränkt.

Die Menge an exportiertem (verkauftem) Strom ist mittels einer zusätzlichen Variable Q_t^{\exp} modelliert. Der erzielte Gewinn richtet sich dabei nach dem EEX-Preis. Die Gleichung (7.2) erhält daher die Form

$$IC_{y,m,t} = c_{y,m,t}^{imp} Q_{y,m,t}^{imp} - c_{y,m,t}^{\exp} Q_{y,m,t}^{\exp}, \quad (7.13)$$

wobei $c_{y,m,t}^{\exp} = 0.99 c_{y,m,t}^{imp}$ gewählt wurde um Transaktionskosten zu berücksichtigen. Die Gleichung (7.6) zur Deckung der Nachfrage wird modifiziert zu

$$\sum_i Q_{y,m,t,i} + Q_{y,m,t}^{wind} + Q_{y,m,t}^{imp} \geq D_{y,m,t} + \sum_j Q_{y,m,t,j} + Q_{y,m,t}^{\exp}. \quad (7.14)$$

7.5.1 Fallstudie Ausbaumodell

Als zeitlicher Horizont für die Anwendung des Ausbaumodells werden die Jahre 2010–2025 gewählt, wobei für die Optimierung jedes fünfte Jahr als Stützjahr verwendet und jedes Stützjahr wiederum über vier typische Monate abgebildet wird. Eine detailliertere Abbildung erscheint derzeit numerisch nicht darstellbar. Als Ausbauoptionen stehen Gasturbinenkraftwerke mit drei verschiedenen Nennleistungen sowie die beiden Speichertypen CAES und PSW zur Verfügung. Die Investitionen in Speicher werden dabei unterteilt in Speicherkapazität $Z_{y,j}^H$ (Kavernen- bzw. Beckengröße) und Leistung der ein-

und ausspeichernden Aggregate $Z_{y,j}^Q$ und $Z_{y,i}$. Im Startjahr sind alle Kraftwerke wie oben beschrieben vorhanden (ein Steinkohlekraftwerk, zwei Gasturbinen, Windenergie), Speicher wie bereits erwähnt nicht. Die erwarteten zukünftigen Entwicklungen der Primärenergiekosten, der EEX-Preise sowie der Nachfrage werden mittels Steigerungsraten gemäß [5] berücksichtigt. Die Entwicklung der Windenergie verläuft derart, dass im Startjahr ausschließlich Onshore-Windenergie mit 17%, im Jahr 2015 On- und Offshore mit zusammen ca. 28% und im Jahr 2020 mit zusammen ca. 38% zur Stromerzeugung beitragen. Beide Windenergie-Aggregate (Off- und Onshore) gehen in die Simulation zur Erstellung einer ausreichenden Anzahl an Szenarien ein, ebenso wie der damit korrelierte EEX-Preisverlauf (vgl. [2]). Aus den simulierten Szenarien wird mittels des in Kapitel 10 skizzierten Algorithmus für jeden Typmonat jedes Stützjahres ein rekombinierender Szenariobaum erzeugt. Diese Bäume verzweigen binär dreimal täglich und nach jedem Tag setzen zwei verschiedene Teilbäume an.

7.5.2 Numerische Ergebnisse

Die Entwicklung des Erzeugungsmix von 2010 bis 2020 ist in Abbildung 7.7 dargestellt.

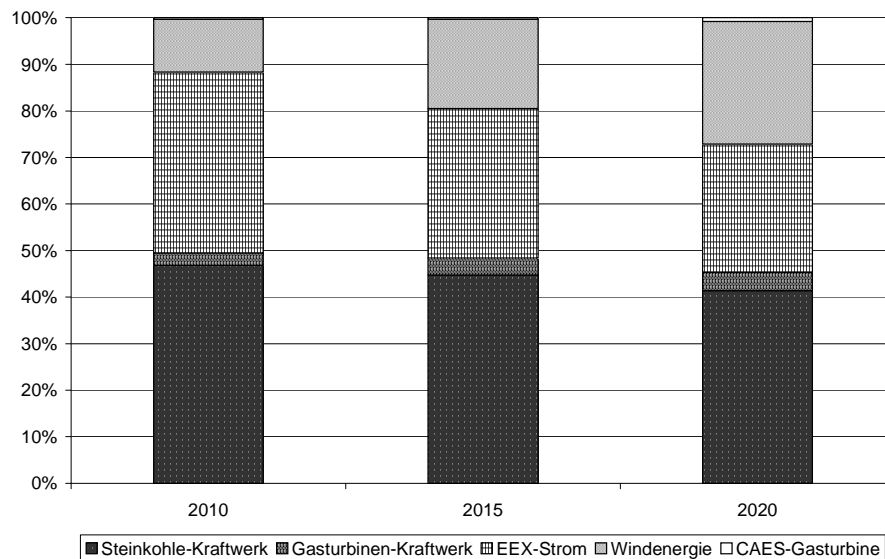


Abbildung 7.7: Stromerzeugungsmix für die Stützjahre 2010, 2015 und 2020

Aus der Zunahme der Windenergieeinspeisung über die Jahre resultiert ein deutlicher Rückgang der Stromimporte. Gleichzeitig steigt die Strombereitstellung aus den vorhandenen Gaskraftwerken um etwa zwei Drittel zwischen den Jahren 2010 und 2020 an. Es werden über den gesamten Zeitraum keine Gasturbinen zugebaut. Der Anteil des Druckluftspeichers an

der Gesamtproduktion beträgt weniger als 1%, der Speichereinsatz erhöht sich jedoch von 2010 bis 2020 auf mehr als das Doppelte. Die Kaverne hat nach zwei Ausbaustufen im Jahr 2020 in etwa die Hälfte der Größe des für das Betriebsmodell eingesetzten CAES-Huntorf. Kompressor und Turbine haben jeweils etwa 2/3 der Leistung der entsprechenden Maschinen in Huntorf. Signifikant ist ferner, dass nur in Druckluftspeicherkapazitäten investiert wird, aber kein Pumpspeicherkraftwerk zu gebaut wird. Parametervariationen bezüglich der Investitionskosten haben gezeigt, dass die Höhe des Speicherzubaus stark von den im Modell verwendeten Baukosten abhängt und diese somit sehr sensitive Größen sind.

Die bisherigen Ergebnisse weisen darauf hin, dass die Volatilität der EEX-Strompreise einen entscheidenden Faktor für den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien darstellt und somit auch die Investitionen in Speichertechnologien maßgeblich beeinflusst. Es wird deshalb in einem weiteren Schritt der Zusammenhang zwischen der zugebauten Speichergröße und der Volatilität der Preise untersucht. Dazu wird die Schwankung der Preise um den Jahresmittelwert der Stützjahre 2010, 2015 und 2020 mittels Faktoren von 0.6 bis 1.4 gegenüber den ursprünglichen Simulationen variiert und jeweils der optimale Zubau und Betrieb in den einzelnen Stützjahren berechnet. Abbildung 7.8 zeigt anhand des Beispiels der Kaverne des CAES den gewählten Speicherzubau bei den einzelnen Volatilitätsfaktoren.

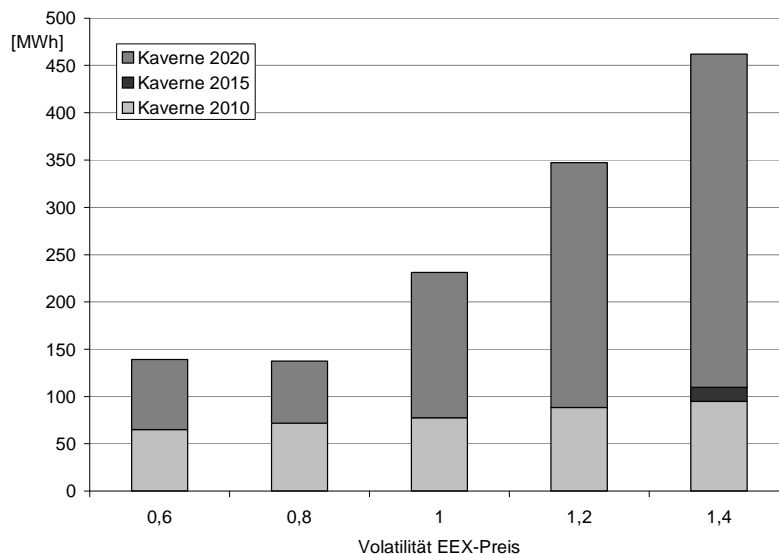


Abbildung 7.8: Abhängigkeit des Speicherzubaus von der Volatilität der EEX-Preise

Es ist klar ersichtlich, dass ein Anstieg der Volatilität Investitionen in größere Speicherkapazitäten wirtschaftlich attraktiver macht. Der Trend, dass wesentliche Speicherkapazitäten erst im Jahr 2020 zugebaut werden, ist bei

allen Volatilitätsfaktoren klar ersichtlich. Bei Schwankungsfaktoren, die größer als 1,4 sind, nehmen die ausgebauten Speicherkapazitäten noch stärker zu und es werden zusätzlich Gasturbinenkapazitäten zugebaut. Somit bedeutet eine große Schwankungsbreite im EEX-Preisverlauf die Notwendigkeit von Speichern bzw. schnellen Kraftwerken für eine marktorientierte Strombereitstellung. Im betrachteten Modell konnte durch Ausbau und Betrieb von Speichern für jede der obig genannten Variationen eine Verringerung der Gesamtkosten von etwa 1% erreicht werden.

7.6 Fazit

In diesem Kapitel wurde die ökonomische Bewertung elektrischer Energiespeicher im Kontext wachsender Windenergieerzeugung untersucht. Dabei wurde zum einen der Mehrwert der zeitlichen Entkopplung von Angebot und Nachfrage untersucht. Es zeigt sich hierbei, dass sich der optimale Einsatz der Speicher an den Marktpreisen orientiert und nicht primär den Teillastbetrieb konventioneller Kraftwerke vermeidet. Hierbei begünstigt ein steigender Windenergieanteil die relative Kostenreduktion der Stromerzeugung. Des Weiteren wurden Speichertechnologien als Investitionsmöglichkeiten für Energiesysteme der Zukunft unter Einbezug des Stromhandels analysiert. Es zeigt sich, dass ein steigender Windenergieanteil für die Investition in Speicher von Vorteil ist, jedoch Variationen hinsichtlich der Volatilität der Strompreise den größeren Einfluss ausüben. Es wird deutlich, dass eine zu erwartende höhere Volatilität der Preise, die mit einer erhöhten Windenergieeinspeisung einhergeht, den Speicherzubau zusätzlich begünstigt. Das entwickelte Modell stellt eine gute Grundlage für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Speichertechnologien dar. Aus diesem sehr fundamentalen Modell konnten gut wesentliche Zusammenhänge sowie sensitive Größen ermittelt werden, sodass auch umfangreichere Modelle bzw. Energiesysteme betrachtet werden. Derzeit wird in einer entsprechenden Modellerweiterung eine real existierende Region hinsichtlich Investitionsentscheidungen untersucht. Ferner wird mit dem fundamentalen Modell eine weitere wichtige Fragestellung besonders im Hinblick auf die regionale Windenergiekonzentration auf den Norden Deutschlands untersucht, und zwar ob Speicherzubau den notwendigen Netzausbau verringern kann.

7.7 Literatur

- [1] Birge, J.R.: Decomposition and Partitioning Methods for Multistage Stochastic Programming. In: *Operations Research* 33:5 (1985), S. 989-1007
- [2] Epe, A.; Küchler, C.; Römisch, W.; Vigerske, S.; Wagner, H.-J.; Weber, C.; Woll, O.: Stochastic Programming with Recombining Scenario Trees – Optimization of Dispersed Energy Supply. In: *Optimization in the Energy Industry* (J. Kallrath, P. Pardalos, S. Rebennack, M. Scheidt Hg.), Springer, 2009, S. 347–364

- [3] Handschin, E.; Neise, F.; Neumann, H.; Schultz, R.: Optimal operation of dispersed generation under uncertainty using mathematical programming. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28 (2006), S. 618–626
- [4] Heitsch, H.; Römisch, W.: Scenario tree modeling for multistage stochastic programs. In: *Mathematical Programming*, 118 (2009), S. 371–406
- [5] International Energy Agency. World Energy Outlook 2006. Paris 2006. <http://www.worldenergyoutlook.org/2006.asp>
- [6] Küchler, C.; Vigerske, S.: Decomposition of Multistage Stochastic Programs with Recombining Scenario Trees. In: *Stochastic Programming E-Print Series 9* (2007). <http://www.speps.org>
- [7] Swider, D.; Vogel, P.; Weber, C.: Stochastic model for the european electricity market and the integration costs for wind power. *Technical report, GreenNet Report on WP 6*, 2004
- [8] Swider, D.; Weber, C.: The costs of wind's intermittency in germany: application of a stochastic electricity market model. In: *European Transactions on Electrical Power*, 17 (2007), S. 151–172
- [9] Wagner, H.-J.: Wind Energy and Present Status in Germany. In: *Wind Energy Utilization* (N. Bansal, J. Mathur, eds.). Anamaya Publishers, New Delhi, 2002
- [10] Weber, C.: *Uncertainty in the Electric Power Industry: Methods and Models for Decision Support*. Springer New York et al., 2005