

# Speicherkraftwerke und Elektroautos

## Zukunftstechnologien zur Integration fluktuierender Windstromerzeugung

Erneuerbare Energien sind in aller Munde. Kaum ein Tag, an dem kein Projekt vorgestellt oder keine Anlage in Betrieb genommen wird. Trotz dieses Marktdurchbruchs ist in Zukunft eine Reihe von Herausforderungen zu meistern: Eine besondere Bedeutung kommt dabei der Integration Erneuerbarer Energien in die bestehenden technischen und energiewirtschaftlichen Strukturen zu. Speicherkraftwerke können eingesetzt werden, damit die Windstromerzeugung die Nachfrage zeitlich besser abdeckt. Der Ausbau der Elektromobilität kann genutzt werden, um ein besseres Lastmanagement im Netz zu

gewährleisten. Die intelligente Verknüpfung und Regelung verschiedener Technologien wird zum Schlüssel für eine bessere Integration der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem. Am Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) werden an diesem interdisziplinären Schnittpunkt, Untersuchungen zur besseren Einbindung und Weiterentwicklung Erneuerbarer Energien durchgeführt. Einige Beispiele für dieses spannende Arbeitsfeld werden hier vorgestellt.



### 1. Herausforderung: Die wachsende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Seit rund einem Jahrzehnt entwickelt sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland sehr dynamisch. Zurückzuführen ist dies auf das zum 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), welches eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung und eine Weiterentwicklung der

Technologien zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zum Ziel hat. Um dieses Ziel zu erreichen, fördert das EEG die Einspeisung des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stromes über eine bevorzugte Abnahme und feste Vergütung, die über einen Zeitraum von 20 Jahren der Anlage gezahlt werden. Bis zum Jahr 2020 sollen nach dem Willen der Bundesregierung die Erneuerbaren Energien einen Anteil an der Stromerzeugung von mindestens 30 Prozent erreichen. Im Jahr 2009

## SUMMARY

*Electricity generation from renewable energies has increased considerably in recent years. In Germany the government has set a target of 30% of renewable energies for total electricity generation for the year 2020. Due to the intermittent character especially solar- and wind energy may pose a challenge to grid integration and regulation as the supply is not matching the demand profile in terms of temporal and spatial patterns. At present these gaps are filled mainly by the operation of reserve power plants stepping in when renewable electricity is not available. This task, however, can be mediated by a range of measures using renewable energies. Among these are the integration of large storage power plants like CAES (compressed air energy storage) and hydro power plants, the embedding of small-scale or mobile storage devices like car batteries in electromobility, the improvement of prognosis instruments or the combination of technologies in „Combi Power Plants“. The benefits or constraints of such measures are not always easy to overlook and are therefore evaluated by means of modelling tools, as done at IER.*

betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien bereits 16 Prozent, so dass in den verbleibenden zwölf Jahren eine Verdopplung der heutigen Stromerzeugung aus regenerativen Energien erreicht werden muss.

Der Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien seit dem Jahr 2000 ist vor allem auf eine verstärkte Nutzung von Windenergie und Biomasse zurückzuführen. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik hat zwar ebenfalls stark zugenommen, liegt aber noch deutlich hinter Windenergie und Biomasse zurück. Im Jahr 2009 wurden aus Erneuerbaren Energien über 90.000 Gigawattstunden (GWh) Strom erzeugt. Das bedeutet: Inzwischen wird etwa jede siebte Kilowattstunde in Deutschland von Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien bereitgestellt.

Das stärkste Wachstum hat in den vergangenen Jahren die Windenergie erfahren. Von 1990 bis 2008 stieg die Stromerzeugung von rund 40 auf 40.000 GWh. 2008 waren in Deutschland rund 20.300 Windenergieanlagen (Onshore) in Betrieb. Konnten 1990 theoretisch rund 10.000 Haushalte mit Strom aus Windenergie versorgt werden, so reichte die Stromerzeugung 2008 zur Deckung des Bedarfs von etwa 10 Millionen Haushalten aus (bei 4.000 kWh pro Haushalt und Jahr). Wenn in den nächsten Jahren die angekündigten Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee in Betrieb gehen, wird die Windstromerzeugung weiter stark ansteigen. 2009 ist nördlich von Borkum der erste Offshore-Windpark (Alpha Ventus) in Deutschland mit insgesamt 12 Windenergieanlagen in Betrieb gegangen, der den Strombedarf von rund 50.000 Drei-Personen-Haushalten decken und die Initialzündung für weitere, deutlich größer dimensionierte Windparks darstellen wird.

Diese stark wachsenden Mengen an Windstrom müssen jedoch auch auf dem Markt untergebracht werden. Windstromerzeugung und Strombedarf weichen oft zeitlich und räumlich voneinander ab. So ist Schleswig-Holstein heute schon zu manchen Zeiten mit Windstrom überversorgt, das heißt die von Windenergieanlagen erzeugte Strommenge liegt über dem Strombedarf. Dieser Strom muss im Netz oder bei anderen Verbrauchern untergebracht werden. Umgekehrt entsteht bei einer deutlichen Unterversorgung mit Strom aus Windenergie, zum Beispiel bei Windflaute, Bedarf für eine zusätzliche Stromerzeugung aus anderen Quellen. Diese Aufgabe wird überwiegend von konventionellen Kraftwerken abgedeckt, wobei meist schnell regelbare Gaskraftwerke zum Einsatz kommen. Zu windstarken Zeiten werden diese Kraftwerke nicht benötigt und müssen wieder heruntergefahren oder gedrosselt werden, was mit zusätzlichem Aufwand und Kosten einhergeht.

Prinzipiell gibt es eine Reihe von Lösungsansätzen zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung von Wind- oder Solarenergie ins Stromnetz.

### Integration fluktuierender Stromerzeugung

1. Integration von Strompeicher-Kraftwerken, z.B. Druckluft- (CAES) und Pumpspeicher-Kraftwerken
2. Nutzung von Elektro-Fahrzeugen
3. Verbesserung der Windprognose
4. Ausbau der Stromnetze
5. Erzeugungsmanagement, aktive Steuerung von Anlagen zur Stromerzeugung

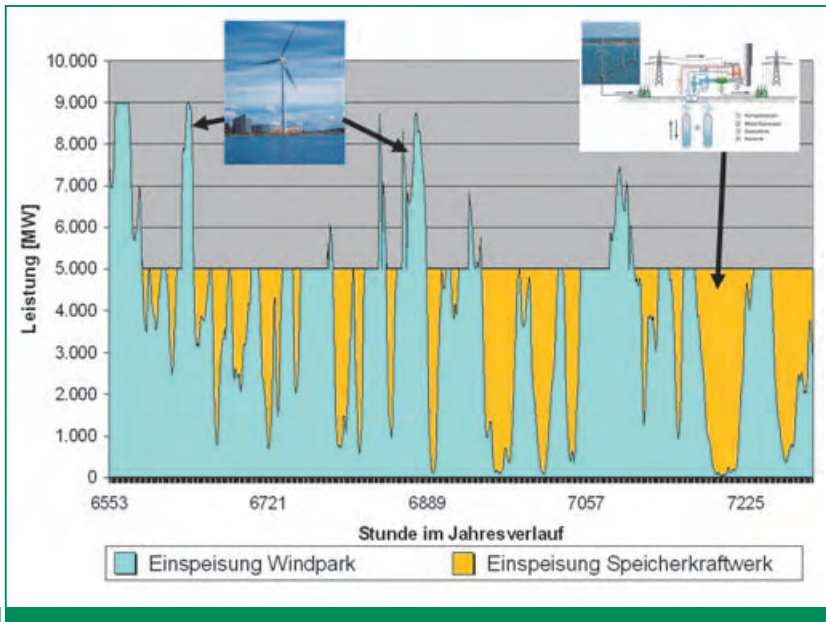
Am IER werden hierzu Untersuchungen durchgeführt, um die notwendigen Anpassungen und Integrationsaufgaben bestmöglich umsetzen zu können. Da es sich vielfach um komplexe Fragestellungen handelt, bei denen technische Eigenschaften, Umweltwirkungen und ökonomische

dem Stromnetzbetreiber eine gesicherte oder garantierte Leistung anzubieten und einen festen Anteil an Grundlast abzudecken, aber auch die Spitzenlast zu bedienen [1].

In (01) ist exemplarisch die Leistungsbereitstellung von Strom aus einem Windpark in Kombination mit einem Druckluftspeicherkraftwerk, auch Compressed Air Energy Storage (CAES) genannt, dargestellt. Die ursprünglichen Schwankungen aus der Windstromerzeugung werden mit Hilfe des Speichers so ausgeregelt, dass nur wenige zurückbleiben. Bezogen auf das Beispiel kann dem Netzbetreiber eine garantierte Leistung von 5.000 MW zur Verfügung gestellt werden. Theoretisch kann mit Hilfe des Speichersystems anstelle der Umwandlung in einen grundlastfähigen Verlauf auch eine Lastkurve des Strombedarfs nachgefahren werden. Der Zukauf von Regenergie ist in dem dargestellten Beispiel nicht mehr erforderlich.

Druckluftspeicheranlagen – oder CAES-Kraftwerke – nutzen elektrische Energie zur Verdichtung von Luft, die in einem unterirdischen Reservoir gespeichert wird [2]. Bei Bedarf kann diese Druckluft wieder entnommen werden und in Turbinen in elektrische Energie zurückgewandelt werden. In Deutschland wurde die erste CAES-Anlage mit 320 MW installierter Leistung in Huntorf, Niedersachsen, gebaut. Sie läuft seit 1978 und wird primär als Minutenreserve genutzt. Das CAES-Kraftwerk Huntorf besteht aus zwei Salzkavernen in 700 Metern Tiefe mit je rund 150.000 m<sup>3</sup> Volumen. Die Luft wird bei einem Druck zwischen 50 und 70 bar gespeichert, das energetische Speichervolumen beträgt rund 480 MWh.

Als Technologie zur Zwischenspeicherung größerer Energiemengen eignen sich Speicherkraftwerke, die sowohl hohe Leistungen als auch hohe Speicherkapazitäten und Entladezeiten aufweisen. Zu diesen Systemen zählen vor allem Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke, wobei letztere theoretisch die größere Speicherkapazität aufweisen. Während sich beispielsweise die Speicherkapazität des größten deutschen Pumpspeicherkraftwerks Goldisthal auf 8 Stunden Vollast (1.060 MW) beläuft, wird derzeit in Ohio/USA ein Druckluft-Speicherkraftwerk mit einer möglichen Stromerzeugung von rund 2.700 MW über 8 Tage geplant. Salzvor-



01

Leistungsbereitstellung von Strom aus einem Windpark in Kombination mit einem Druckluft-Speicherkraftwerk (Quelle:[12])

Gegebenheiten gleichermaßen eine Rolle spielen, werden energietechnische und -wirtschaftliche Modelle eingesetzt. Im Folgenden werden Arbeitsergebnisse aus dem IER für die bessere Integration einer zunehmenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Beispiel der Windenergie vorgestellt.

## 2. Bessere Anpassung der Stromerzeugung an die Nachfrage

Einen Lösungsansatz für die mangelnde Übereinstimmung von Windstromerzeugung und Bedarf stellen der Einsatz und die Integration von Speicherkraftwerken zur Zwischenspeicherung elektrischer Energie dar. Dadurch kann einerseits eine Ausregelung des Fehlers erfolgen, der durch eine unzureichende Windprognose entsteht, andererseits kann die schwankende Windstromerzeugung „vergleichsmäßig“ und damit die Übereinstimmung mit der Bedarfssituation verbessert werden. Durch die Kombination eines Windparks mit einem Speichersystem bietet sich dem Windparkbetreiber die Möglichkeit

kommen zur Errichtung der benötigten Salzkavernen liegen auch im Küstenbereich von Nord- und Ostsee vor – einige davon sogar offshore –, so dass der Bau von Druckluft-Speicherkraftwerken mit hohen Speicherkapazitäten zukünftig eine realisierbare Option auch für Deutschland darstellt.

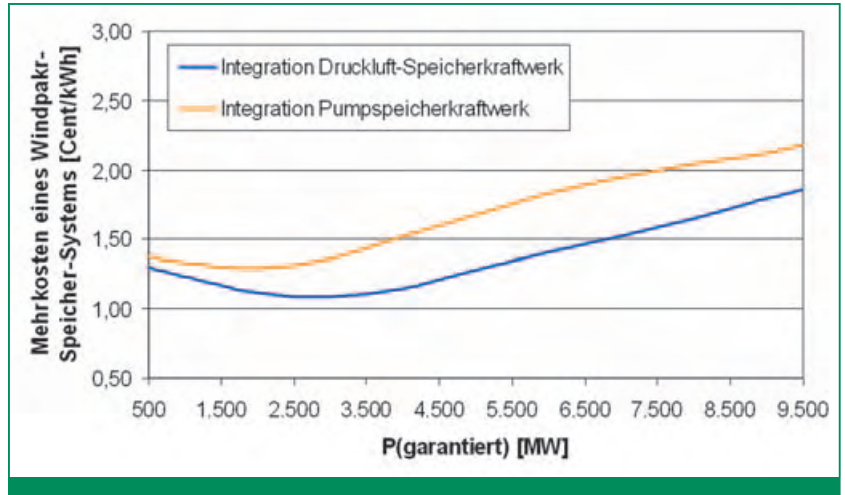
Als Alternative zu CAES-Druckluftspeicherkraftwerken bietet sich der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken an. Diese erfordern allerdings ein entsprechendes Reservoir bzw. Speicherbecken in hoher Lage, in die das Wasser gepumpt wird, wenn die Stromerzeugung den Bedarf übersteigt. Im Gegensatz zu Druckluftspeicherkraftwerken besteht hinsichtlich der Pumpspeicherung in Deutschland kaum noch Ausbaupotenzial – zumindest nicht in Nähe der geplanten Offshore-Windparks –, da im Norden Deutschlands die Topographie zur Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken ungeeignet ist.

Die Kombination und Integration eines Windparks mit einem Speicherkraftwerk führt zu Mehrkosten auf Grund des höheren Investitionsvolumens dieser Anlagen im Vergleich zu einem Offshore-Windpark ohne Speicher. Die Ergebnisse aus Simulationsläufen für den kombinierten Betrieb großer Offshore-Windparks (mit einer Gesamtleistung von 10.000 MW) in der Nordsee mit Speicherkraftwerken zeigen, dass die Mehrkosten im Bereich von 1 bis 2 Cent/kWh liegen (02), wobei die Mehrkosten umso stärker ansteigen, je mehr Leistung kontinuierlich bereitgestellt werden soll. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei hohen Leistungen verstärkt Regelleistung aus dem Netz bezogen werden muss.

### 3. Elektrofahrzeuge: Option zum Lastmanagement

Neben Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken sind als Speicher auch Batterien denkbar, entweder in Form von stationären Systemen oder auch als mobile Speicher in Kraftfahrzeugen. Insbesondere diese Option bekommt in letzter Zeit in Verbindung mit der Entwicklung von Konzepten zur Nutzung der Elektromobilität große Aufmerksamkeit. Batteriespeicher in Elektromobilen werden in den kommenden Jahren mehr und mehr an Bedeutung gewinnen. Direktionale und bidirektionale

Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge könnten „überschüssigen“ Strom aus den beiden fluktuierenden Energieträgern Sonne und Wind zwischenspeichern und durch gesteuertes

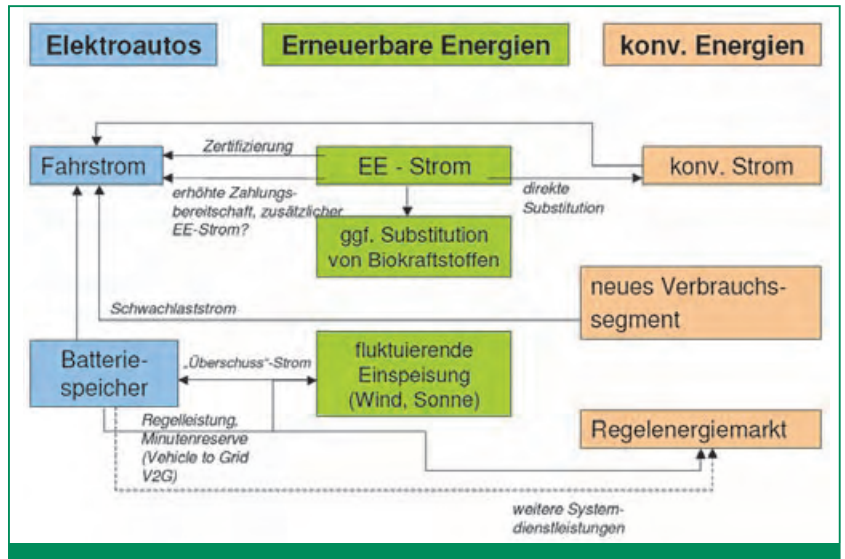


02

Laden oder Zurückspeisen des Stroms, Regelleistung am Regelleistungsmarkt bereitstellen.

Bereits 1982 hatte der deutsche Automobilhersteller Audi die Idee des bidirektionalen Ladens („Vehicle-to-Grid“, V2G) zum Patent angemeldet [3]. Heute wird das V2G-Konzept, das alle Aspekte eines Zu-

*Mehrkosten eines Offshore-Windparks mit integriertem Speicherkraftwerk im Vergleich zu einer ausschließlichen Windstromerzeugung in Abhängigkeit von der garantierten Leistungsbereitstellung (Quelle: [12])*



03

sammenwirkens des Pkw-Verkehrs mit der Energiewirtschaft und besonders den Stromerzeugungssystemen und dem Stromnetz umfasst, auch am IER wissenschaftlich weiter erforscht. Der Grundgedanke dieses Konzepts besteht darin, dass die Akkumulatoren sowohl zum

*Wechselwirkungen zwischen Erneuerbaren Energien und Elektromobilität (Quelle: [13])*

Antrieb des Elektrofahrzeugs als auch zur Ein- und Ausspeicherung von Strom im Sinne eines Lastmanagements genutzt werden (03). Die verstärkte Nutzung regenerativer Energiequellen zur Stromerzeugung führt in Zukunft zu einem steigenden Bedarf an Speichermöglichkeiten, da das Energieangebot aus mit der Nachfrage zeitlich und räumlich oftmals nicht übereinstimmt. Bei einer weiten Verbreitung der Elektromobilität könnten Fahrzeug-Akkumulatoren diese Speicherfunktion übernehmen und als „mobile Speicherkraftwerke“ dienen.

Die Nutzung von Kraftfahrzeugbatterien für diese Zwecke ist allerdings mit Herausforderungen verbunden, die besonders in der Verknüpfung verschiedener Komponenten liegen. So liegt die durchschnittliche Nutzungsdauer eines Pkw meist unter einer Stunde pro Tag, in den restlichen mehr als 23 Stunden könnten die Fahrzeuge an das Stromnetz angeschlossen und zum Lastmanagement eingesetzt werden [3]. Während dieser Zeit sind sie in der Lage, überschüssige Energie, insbesondere aus regenerativen Energiequellen, zu speichern und die gespeicherte Energie bei Bedarf kurzfristig wieder ins Netz einzuspeisen und dadurch zum Lastmanagement beizutragen. Andererseits steht die-

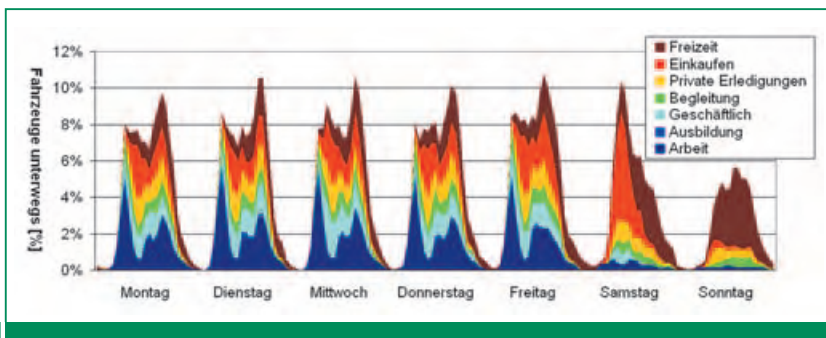
sches Gesamtpotenzial von rund 630 GW [4]. Dies entspricht dem Neunfachen der maximalen Netzlast von etwa 70 GW, die gegenwärtig in Deutschland anfällt.

Ineffiziente An- und Abfahrvorgänge sowie Leistungsänderungen, wie sie bei konventionellen Kraftwerken auftreten, könnten sich durch das gesteuerte direktionale oder das bidirektionale Laden der Fahrzeug-Akkus vermeiden lassen. Außerdem ließen sich die Übertragungsverluste reduzieren, da sich die Fahrzeuge in der Nähe der Verbraucher befinden, wie an der Arbeitsstätte oder in Wohnsiedlungen. Dagegen stellen die Reduzierung der Speicher- und Umrichterverluste, die bei der Nutzung der Fahrzeug-Akkus anfallen, ebenso wie die Reduzierung der derzeitigen hohen Kosten der Akkumulatoren (circa 600 EUR/kWh) große Herausforderungen dar.

Dass Elektrofahrzeuge als mobile Speicherkraftwerke eingesetzt werden können, stehen noch weitere Hürden entgegen: Insbesondere erfordert ein flexibler Austausch von elektrischer Energie zwischen Fahrzeug und Stromnetz entsprechende Steuerungstechnologien, die beispielsweise die Regulierung der Spannung oder Netzfrequenz übernehmen. Darüber hinaus sind intelligente Instrumente im Bereich des Lastmanagements notwendig, die einerseits die Einspeisung der erforderlichen Strommenge in das Stromnetz sicherstellen, andererseits aber auch den Bedürfnissen der Autofahrer Rechnung tragen und eine Entnahme der gespeicherten Energie vor Beginn einer Fahrt ausschließen müssen.

#### 4. Windprognosemodelle: Möglichkeit zur besseren Kraftwerks-Einsatzplanung

Die Schwankungen der Windstromerzeugung sind vor allem meteorologisch bedingt. In Starkwindphasen kann sehr viel Strom erzeugt werden, während in Flautezeiten die Stromerzeugung komplett zum Erliegen kommen kann. An diesem grundsätzlichen Problem des fluktuierenden Charakters der Windstromerzeugung kann zwar nichts geändert werden, allerdings erlauben gute Prognosemodelle recht exakte Vorhersagen des zu erwartenden Windenergieangebots. Mit Hilfe dieser Vorhersagen kann der Betrieb des gesam-



Anteil und zeitlicher Verlauf der gleichzeitig genutzten Fahrzeuge für verschiedene Zwecke (Quelle:[11])

ser statistischen Möglichkeit der Bedarf des Pkw-Nutzers gegenüber, jederzeit mit einer vollgeladenen Batterie sein Ziel ansteuern und erreichen zu können.

Das Potenzial eines flächendeckenden „Vehicle-to-Grid-Systems“ wäre also enorm. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass selten mehr als 10 Prozent aller Pkw gleichzeitig auf den Straßen sind (04), resultiert aus einem Pkw-Bestand in Deutschland von 46,6 Mio. Fahrzeugen und der Annahme einer bereitgestellten Leistung von 15 kW pro Pkw ein theoretischer

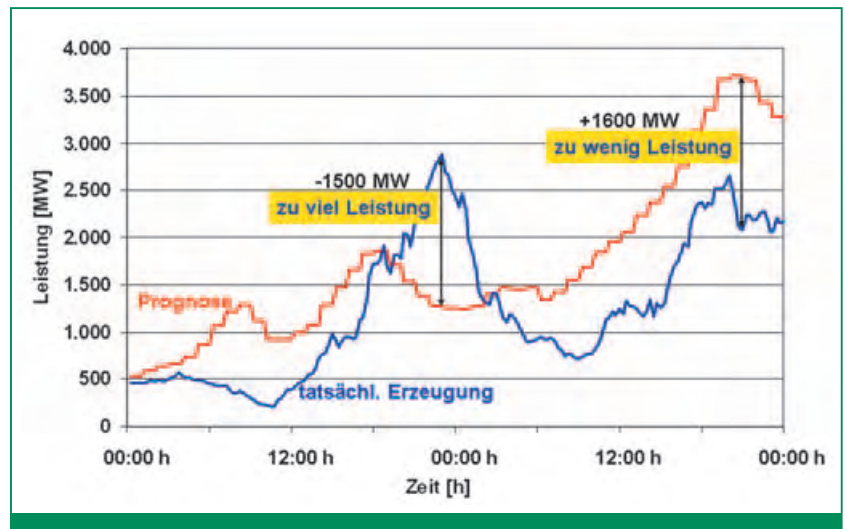
ten Kraftwerksparks inklusive der fossilen Reservekraftwerke zuverlässiger geplant und optimiert werden.

Windprognosemodelle zur Vorhersage des Windenergieangebots und der damit zu erwartenden Windstromerzeugung lassen sich im Wesentlichen in zwei Typen unterscheiden: physikalische und statistische Modelle. Erstere basieren auf physikalischen Gesetzmäßigkeiten und Gleichungen, mit denen die Windgeschwindigkeiten für die Nabenhöhe sowie die Leistungsabgabe der Windenergieanlage berechnet werden. Wesentliche Eingangsdaten sind dabei möglichst genaue Wettervorhersagen (für die nächsten Stunden), die durch den Wetterdienst bereitgestellt werden, sowie möglichst genaue Informationen zum Standort des Windparks und dessen Umgebung. Dazu gehören beispielsweise Angaben zur Landnutzung und Oberflächenbeschaffenheit (Rauigkeit) der Landschaft. Der statistische Modellansatz basiert im Vergleich zum physikalischen Ansatz auf dem Versuch zwischen den Eingangsdaten, also der Wetterprognose, und dem Output, der gemessenen Leistung der Windenergieanlage, einen statistischen Zusammenhang abzuleiten. Damit blenden rein statistische Modelle meteorologische Aspekte wie den Aufbau der Atmosphäre aus [5].

Wenngleich die Prognosegüte der verschiedenen Modelle inzwischen sehr hoch ist, so stellt doch insbesondere die zeitlich exakte Vorhersage des Durchzugs von Starkwindgebieten noch ein großes Problem dar. Wird das Maximum eines solchen Gebietes auch nur um eine Stunde zu früh oder zu spät prognostiziert, so treten aufgrund des starken Anstiegs bzw. Abfalls der Windenergieleistung große (positive oder negative) Deckungslücken zwischen Prognose und tatsächlicher Erzeugung auf. In (05) ist eine solche Situation für einen Zeitraum von 48 Stunden dargestellt. Durch den Prognosefehler entstehen im dargestellten Fall einmal ein Leistungsüberschuss zwischen prognostizierter und tatsächlicher Leistung von 1.500 MW und einmal ein Leistungsdefizit von 1.600 MW. Dies sind erhebliche Größenordnungen, die eine Bereitstellung von Regelenergie oder die anderweitige Verwendung des zu viel erzeugten Stroms erforderlich machen und erhebliche Aufwendungen mit sich bringen.

## 5. Windenergie in Elektrizitätssystemmodellen – Analyse der Systemwirkungen

Die Windenergie hat vielfältige Auswirkungen sowohl auf Funktion und Kosten des gesamten Elektrizitätssystems als auch auf die resultierenden Emissionen und die Strompreise. Zum Ausgleich der fluktuierenden und nicht fehlerfrei prognostizierbaren Einspeisung sind besondere Aufwendungen erforderlich, um eine hohe Zuverlässigkeit der Strombedarfsdeckung und einen stabilen Systembetrieb gewährleisten zu können. So müssen konventionelle und steuerbare Kraftwerke mit einer erhöhten Flexibilität betrieben werden. Diese wird durch einen vermehrten Teillastbetrieb mit verringertem Wirkungsgrad und durch häufigere Kraftwerksanfahrten erreicht. Damit steigen die Stromerzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke an. Darüber hinaus führt die Integration der fluktuierenden Windleistungseinspeisung zu höheren Anforderun-



05

Windleistungsprognose und tatsächliche Leistungsabgabe über einen Tag (Quelle: [14])

gen an die Bereitstellung von Regelenergie. In vielen Fällen befinden sich Gebiete mit einem hohen Windangebot räumlich entfernt von den Lastzentren, so dass es neben einem flexibleren Kraftwerksbetrieb zu neuen Engpässen im Übertragungsnetz kommen kann. Der Ausbau der Windenergie führt dann auch zu einem Erweiterungsbedarf der elektrischen Netze. Für eine umfassende ökonomische Analyse der Integration von Windenergie müssen also ebenfalls die Kosten der erforderlichen Maßnahmen berücksichtigt werden.

Um die Effekte einer verstärkten Windenergienutzung in Elektrizitätssystemen und -märkten analysieren und eine Entscheidungshilfe für Politik und Elektrizitätswirtschaft geben zu können, werden in der Regel mathematische Optimierungsmodelle, die den kostenoptimalen Betrieb und Ausbau von Elektrizitätssystemen beschreiben, entwickelt und angewandt. Mit diesen Modellen werden die (betrieblichen) Kosten eines Elektrizitätssystems mit einer Zielfunktion beschrieben, deren Wert zu minimieren ist. Weiterer, wesentlicher Bestandteil von mathematischen Optimierungsmodellen sind Nebenbedingungen, wie die Deckung der beschriebenen Stromnachfrage und die betrieblichen Restriktionen der verschiedenen konventionellen Kraftwerke, zum Beispiel verfügbare Kapazitäten und Lastwechselfähigkeiten. Das Kollektiv der Windkraftanlagen kann bei dieser Betrachtung jedoch nicht als konventionelle Erzeugungstechnologie mit exakter Steuerbarkeit und Prognostizierbarkeit behandelt werden. Vielmehr sind eine Abbildung der Windleistungsfuktuationen in hoher zeitlicher Auflösung und eine Berücksichtigung von Prognosefehlern der Windleistungseinspeisung erforderlich. Ein hierfür geeignetes Verfahren stellt die stochastische Programmierung dar [6] [7].

Ein derartiges, am IER genutztes, stochastisches Optimierungsmodell ist das Wilmar Planning Tool [8]. Basierend auf der stündlichen Beschreibung von Stromerzeugung und -übertragung zur Lastdeckung, unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen von Kraftwerken, Speichern und elektrischen Netzen, lässt sich mit diesem Modell der kostenoptimale Betrieb von beliebigen Elektrizitätssystemen unter expliziter Beschreibung der Windleistungseinspeisung analysieren. Hierbei wird die mögliche Verteilung der Prognosefehler der Windleistung wie auch der Last mittels stochastischer Programmierung beschrieben. Die Abbildung der Verteilungsfunktion der Prognosefehler erfolgt dabei diskret mittels Szenariobäumen, welche die variierenden Prognosen der Windleistungseinspeisung repräsentieren. Dabei werden die statistischen Eigenschaften von aktuellen Prognosesystemen wie deren erzielter mittlerer Prognosefehler und dessen Verteilung sowie die Vergleichmäßigungseffekte einer großräumigen Windleistungseinspeisung berücksichtigt.

Der Kraftwerksbetrieb wird beim Wilmar Planning Tool mit dem Ziel der Minimierung der variablen Betriebskosten der Stromerzeugung optimiert. Hierzu werden die bestehenden Elektrizitätsmarktstrukturen und mögliche Korrekturen der Kraftwerkseinsatzentscheidungen aufgrund von fehlerhaften Prognosen der Windleistung und der Last berücksichtigt. Damit werden der Spot-Markt für die geplante Lieferung von Strom, der Intraday-Markt zum Ausgleich von Prognosefehlern als auch Regelleistungsmärkte im Modell beschrieben.

Die multiregionale Formulierung des Wilmar Planning Tools erlaubt weiterhin die räumliche Untergliederung der betrachteten Länder. Damit ist es möglich, regionale Konzentrationen der installierten Windkraftkapazität, unterschiedliche Nachfragedichten sowie vorhandene Netzengpässe zu berücksichtigen. Mit verschiedenen Verfahren der Abbildung des elektrischen Lastflusses, wie zum Beispiel der Methode des Gleichstromlastflusses oder der Berücksichtigung von Power Transfer Distribution Factor-Matrizen (PTDF-Matrizen), lässt sich die Verteilung des elektrischen Lastflusses in Abhängigkeit der kostenoptimalen Austauschmengen und der elektrotechnischen Eigenschaften der Stromnetze modellieren.

Das hier beschriebene Wilmar Planning Tool fand bereits, zum Teil in Zusammenarbeit mit internationalen Forschungspartnern, in einer Vielzahl von Forschungsprojekten und Fallstudien zur Integration und Nutzung von Windenergie Anwendung. Zunächst wurden im Rahmen des EU-Projektes Wilmar (Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets), in dem auch die Basis des Tools geschaffen wurde, die Länder Skandinaviens und Deutschland beschrieben. Diese Länder wurden gemäß der Ländergrenzen und internen Netzengpässen räumlich unterteilt. Für die untersuchten Fallstudien wurden unterschiedliche Windleistungskapazitäten für ausgewählte zukünftige Betrachtungsjahre angenommen. Die resultierenden Anwendungen benötigten etwa 620.000 Gleichungen mit rund 550.000 Variablen. Es wurden die durch die Integration der Windenergie erzielten Kosteneinsparungen beim Systembetrieb, die Auswirkungen auf die Preise am Spot-Markt und Intraday-Markt, die Änderungen des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes sowie

des Stromaustauschs zwischen den Modellregionen exemplarisch untersucht. Eine beispielhafte Anwendung des Wilmar Planning Tools zeigt die Auswirkungen innerdeutscher Netzengpässe auf theoretische nationale Preisdifferenzen im Jahr 2020 [9]. (06) zeigt die resultierenden Spotmarktpreise in den drei abgebildeten deutschen Regionen für eine Beispielwoche im Monat Januar. Die nordwestliche Region ist durch ein hohes Windangebot bei niedriger Nachfrage gekennzeichnet. In jenen Stunden, in denen die Übertragungsnetze zu dieser Region voll ausgelastet sind, sinkt der Strompreis im Vergleich zu den anderen Regionen und beträgt zeitweise 0 EUR/MWh. Kann der Strombedarf in dieser Region vollständig durch Wind gedeckt werden, reduziert sich der Strompreis sogar bis auf 0 EUR/MWh, da auch konventionelle Kraftwerkskapazitäten vollständig substituiert werden können. Ein weiterer Gegenstand der Untersuchungen war die Entwicklung der deutschlandweiten Systembetriebskosten aufgrund des Einsatzes von CAES-Druckluftspeicherkraftwerken und der Erweiterung der innerdeutschen Netzkapazitäten. In beiden Fällen konnte eine Senkung der Systembetriebskosten verzeichnet werden. Im Rahmen der European Wind Integration Study [10], einer Forschungsinitiative von 15 europäischen Übertragungsnetzbetreibern, wurde das Wilmar Planning Tool zur Beschreibung des kostenoptimalen Kraftwerkseinsatzes in den einzelnen Ländern der Europäischen Union sowie des marktgetriebenen internationalen Stromaustausches unter der Annahme von zwei Ausbauszenarien der Windleistung bis zum Jahr 2015 genutzt. Die Ergebnisse dienen zur weiteren Untersuchung des Netzbetriebs in und zwischen den einzelnen Ländern, zur Priorisierung von Netzausbaumaßnahmen als auch zur Bestimmung der Integrationskosten der Windenergie.

## 6. Systemintegration Erneuerbarer Energien: Ein interdisziplinäres und hoch spannendes Arbeitsfeld am IER

Die aufgezeigten Beispiele zur Untersuchung der Integration von Windenergie in verschiedene energiewirtschaftliche Zusammenhänge stellen einige der Arbeitsansätze des IER zur Analyse der Rolle Erneuerbarer Energien im Energiesystem dar.

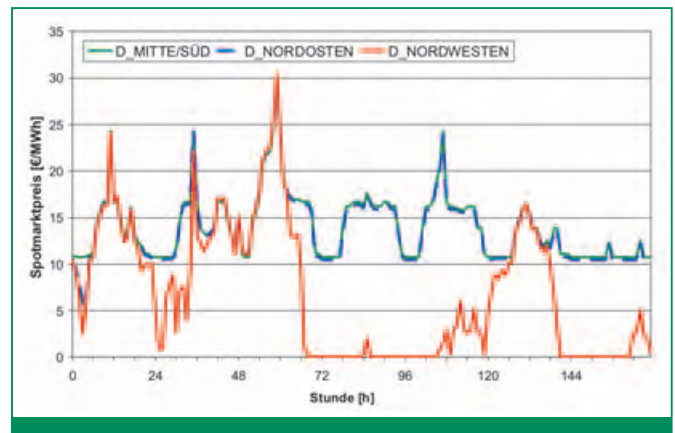
Die vielfältigen Technologien und Einsatzfelder für Erneuerbare Energien bieten dabei die Garantie für ein spannendes und nur durch interdisziplinäre Ansätze erfolgreich zu bearbeitendes Arbeitsgebiet. Erneuerbare Energien wachsen vielfach aus den Kinderschuhen heraus. Dabei ergeben sich neue Fragen nach den Beiträgen sowohl für eine gesicherte Energieversorgung als auch für eine nachhaltige Ressourcenbewirtschaftung.

In den kommenden Jahren wird die Frage der Systemintegration weiter an Bedeutung gewinnen. Deshalb ist eine isolierte Technologiebetrachtung und -analyse nicht mehr ausreichend. Vielmehr werden die Anpassung und Optimierung an die Rahmenbedingungen des Energiesystems die nächste Phase des Ausbaus Erneuerbarer Energien bestimmen. Dazu möchte das IER mit seinen interdisziplinär besetzten Arbeitsgruppen einen gewichtigen Beitrag leisten.

Ludger Eltrop  
Christoph Kruck  
Niklas Hartmann  
Rüdiger Barth  
Jürgen Apfelbeck

## ZUSAMMENFASSUNG

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Nach dem Willen der Bundesregierung soll bis 2020 ein Anteil von 30 Prozent an der Gesamtstromerzeugung erreicht werden. Insbesondere die Solar- und Windenergie bilden durch ihren fluktuierenden Charakter aber eine Herausforderung für das Netzmanagement, da das Angebot mit dem Bedarf im zeitlichen und räumlichen Profil oft nicht übereinstimmt. Gegenwärtig werden diese mangelnden Paritäten durch Reservekraftwerke ausgeglichen, die auf der Basis fossiler Energieträger arbeiten. Diese Aufgabe kann aber auch durch eine Reihe von Maßnahmen mit Technologien zur Nutzung Erneuerbarer Energien bewältigt bzw. günstiger gestaltet werden. Dazu zählt die Integration von großen Speicherkraftwerken wie CAES-Druckluft- oder Pumpspeicherkraftwerken, die Einbindung dezentraler Speicher, z.B. von Autobatterien oder die Verbesserung der Prognoseinstrumente. Die Auswirkungen solcher Technologiekombinationen und Maßnahmen auf Ökonomie, Ökologie und Gesellschaft sind komplex und nicht immer leicht zu überblicken. Am IER werden diese Zusammenhänge mit Hilfe verschiedener Analyse- und Modellsysteme untersucht.



Theoretische Strompreise in drei deutschen Regionen einer beispielhaften Woche im Januar 2020. (Quelle: [9])



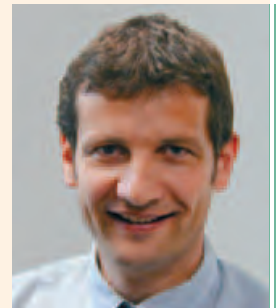
## Literatur

- **1** Kruck, C.; Eltrop, L. 2006: Druckluftspeicherung kann eine Option werden. In: *Erneuerbare Energien* 4/2006.
- **2** Crotogino, F. 2006: Druckluftspeicher-Kraftwerke zum Ausgleich fluktuierender Windenergie | *Stand der Technik und neue Entwicklungen* 6. Flensburger Windenergie-Forum, 2006.
- **3** Engel, T. 2005: Das Elektrofahrzeug als Regelenergiekraftwerk des Solarzeitalters. Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS), Object Farm Solarkonzepte.
- **4** Kempton, W.; Dhanju, A. 2006: Electric Vehicles with V2G, Storage for Large-Scale Wind Power. In: *Windtech International Magazine* 2006. Groningen, Niederlande.
- **5** Lange, M.; Focken, U. 2005: State-of-the-Art in Wind Power Prediction in Germany and International Developments. Internet: [http://energymeteo.de/de/media/fic\\_eeq\\_article.pdf](http://energymeteo.de/de/media/fic_eeq_article.pdf) (Stand: 2.7.2009)
- **6** Birge, J.; Louveaux, F. 2000: *Introduction to stochastic programming*, 2. Auflage. Verlag Springer. New York, Berlin, Heidelberg, 2000.
- **7** Kall, P.; Wallace, S.W. 1994: *Stochastic Programming*. Verlag Wiley Chichester, 1994.
- **8** Barth, R.; Brand, H.; Meibom, P.; Weber, C.: A stochastic unit-commitment model for the evaluation of the impacts of integration of large amounts of intermittent wind power. Tagungsband der 9. International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm 2006.
- **9** Barth, R.; Brand, H.; Swider, D. J.; Weber, C.; Meibom, P.: Regional electricity price differences due to intermittent wind power in Germany – Impact of extended transmission and storage capacities. *International Journal of Global Energy Issues*, Band 25 (2006), Nr. 3/4, S. 276–297.
- **10** EWIS – European Wind Integration Study. 2008. Internet: <http://www.wind-integration.eu> – Internetpräsenz.
- **11** Hartmann, N.; Özdemir, D.; Goyns, P. H.; Eltrop, L. 2009: Modelling the plug-in availability and calculations of energy storage potential of electric vehicles in Germany. EVS24 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, Stavanger, Norwegen.
- **12** Kruck, C. 2008: *Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken*. Dissertation. Stuttgart, 2008.
- **13** Pehnt, M.; Höpfner, U. 2007: *Elektromobilität und Erneuerbare Energien*. Heidelberg/Wuppertal 2007. Internet: [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/elektromobilitaet\\_ee\\_arbeitspapier.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/elektromobilitaet_ee_arbeitspapier.pdf) (Stand: 25.6.2009)
- **14** Mößner, M. 2008: *Entwicklungsperspektiven von Technologien zur Speicherung elektrischer Energie*. Diplomarbeit, Universität Stuttgart 2008.

## DIE AUTOREN

**DR. LUDGER ELTROP**

ist Leiter der Abteilung „Systemanalyse und Erneuerbare Energien“ am IER. Er studierte Biologie an der Universität Bonn. Nach Forschungsaufenthalten an der Universität Toronto, Kanada und am INRA in Montpellier, Frankreich, wurde er 1993 an der Universität Hohenheim promoviert. Nach einer Tätigkeit als Projektmanager für Kompostierungstechnik und Bioabfallbehandlung in einem mittelständischen Unternehmen kehrte er 1998 in die Wissenschaft zurück und übernahm am IER zunächst die Aufgabe als Leiter für Wissenschaftsmanagement und Verwaltung und später als Abteilungsleiter für Erneuerbare Energien und neue Energietechnologien. Seine Arbeitsgebiete sind die Systemanalyse Erneuerbarer Energien, besonders zur Nutzung der Bioenergie und zur Integration von Energietechnologien in bestehende energiewirtschaftliche Strukturen. Er ist Projektleiter vieler internationaler Studien und Visiting Professor an der Universität Johannesburg, Südafrika.

**DR.-ING. CHRISTOPH KRUCK**

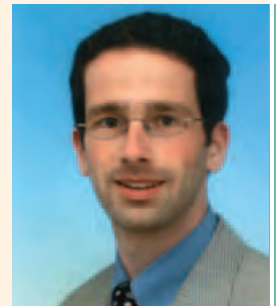
studierte an der Rheinischen Friedrich-Wilhelms-Universität Bonn Mathematik und Physik und schloss sein Studium mit einer Arbeit zum Thema „Satellitengestützte Bereitstellung von elektrischer Energie“ ab. Nach einem Wechsel an die Universität Stuttgart als wissenschaftlicher Mitarbeiter promovierte er 2008 mit dem Thema „Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken“. Seine aktuellen Forschungsgebiete umfassen die Wind- und Solarenergienutzung im Verbund mit Speichersystemen ebenso wie die Geothermie.

**DIPL.-WIRTSCH.-ING. NIKLAS HARTMANN**

studierte Wirtschaftsingenieurwesen an der TU Kaiserslautern und schloss sein Studium mit seiner Diplomarbeit „Wirtschaftlichkeitsanalyse verschiedener solarer Klimatisierungskonzepte“ am Fraunhofer ISE ab. Seit 2008 promoviert er am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) und erhält seit Dezember 2008 ein Stipendium der Reiner Lemoine-Stiftung. Sein Arbeitsgebiet umfasst die Erforschung der Integration Erneuerbarer Stromerzeugung in das Stromnetz mit Hilfe von mobilen und stationären Speichertechnologien.

**DIPL.-ING. RÜDIGER BARTH**

studierte Maschinenwesen an der Universität Stuttgart mit den Schwerpunkten Energiesysteme und Konstruktion. Seit 2003 ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am IER und leitet heute die Fachgruppe für Elektrizitätssystemanalysen. Sein Arbeitsgebiet ist die Entwicklung und Anwendung stochastischer Elektrizitätsmarktmodelle zur Analyse der Nutzung und Integration fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und verteilter Stromerzeugung.

**DIPL.-WIRTSCH.-ING. JÜRGEN APFELBECK**

ist Diplom-Wirtschaftsingenieur mit Abschluss an der Technischen Universität Dresden. Er ist seit 2007 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart tätig. Die Schwerpunktthemen der Forschungsarbeit sind die Modellierung des Elektrizitätssektors mit Fokus auf das Thema Integration von Windkraft.

**Kontakt**

Universität Stuttgart  
 Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung  
 Heßbrühlstraße 49a  
 70565 Stuttgart  
 Tel. 0711/685 87800  
 Fax 0711/685 87873  
 E-Mail: [claudia.heydorn@ier.uni-stuttgart.de](mailto:claudia.heydorn@ier.uni-stuttgart.de)  
 Internet: <http://www.ier.uni-stuttgart.de>