# Auswirkungen zunehmender Windenergieeinspeisung auf den Kraftwerksbetrieb in Deutschland

Harald Weber und Christian Ziems

#### **Abstract**

### Effect of Increasing Wind Power Production on the Power Plant Operation in Germany

Today, all over the world the number of installed wind turbines is increasing continuously. This causes more and more problems concerning the integration of the fluctuating wind power production into the existing electrical supply systems. To handle these problems the main aim for the future must be to guarantee the security of supply and the quality of electrical energy by taking the maximum advantage of the available wind potentials.

In order to achieve this goal, it is necessary to have a highly flexible operation management as well as power stations which are able to follow the high dynamics of the wind power production. Moreover it is essential to use optimal power station technologies to ensure minimal production costs with optimized operation and control strategies as well as wear-resistant highly stressed components. In this context the thermal stress and limitations of these components in current and future power stations have to be simulated under the influence of increasing dynamics of workload.

Therefore two simulation models were created. The first one, a mixed-integer linear optimization model, is used to simulate the power plant scheduling and to investigate the maximum possible wind power production that can be integrated with strict observance of minimum power, load response times and other power plant parameters in several load and wind scenarios. The second model is used to simulate the control structure and thermal-dynamical process of a modern hard coal fired power plant to identify highly stressed components. This second model is connected to a simplified grid model with primary and secondary control loop to simulate the influence of forecast errors

#### **Einleitung**

In den vergangenen Jahren wurde die Nutzung der Windenergie in Deutschland massiv erweitert. Die aktuellen Zahlen belegen den weiterhin ungebremsten Ausbau der regenerativen Energiequelle "Wind". Ende 2008 belief sich die installierte Windkraftanlagenkapazität in Deutschland auf insgesamt 23.903 MW. Der Ausbau im Vergleich zum Vorjahr betrug hierbei 1.665 MW, was einer Erhöhung der Kapazitäten um rund 6 % entspricht. Damit belegt Deutschland immer noch Platz 2 im weltweiten Vergleich bei der Nutzung von Windkraft als regenerative elektrische Energiequelle. Die Führungsrolle haben hierbei mittlerweile die USA mit 25.170 MW übernommen. Hier hat im Jahre 2008 ein Zubau von 8.358 MW bzw. 31 % gegenüber dem Vorjahreswert stattgefunden. Auch China erhöhte mit 23 % um weitere 6.300 MW die Windanlagenkapazitäten auf nunmehr 12.210 MW und belegt mittlerweile Platz 4 im weltweiten Vergleich. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die weltweit installierten Windkapazitäten und deren Zubau im Jahr 2008.

Um diesen stark zunehmenden Windanteil hinsichtlich seiner Integrierbarkeit in das elektrische Versorgungsnetz analysieren zu können, wird ein gemischt-ganzzahliges lineares bzw. stückweise lineares Optimierungsmodell verwendet. Dieses Modell errechnet für alle Kraftwerke der Übertragungsnetz-

ebene in Deutschland, die nach Primärbrennstoffen und Nennleistungen klassifiziert worden sind, den kostenoptimalen Fahrplan im Stundenraster. Dabei werden in jedem Zeitschritt die Mindestleistungen, Laständerungsgeschwindigkeiten, Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten, Anfahr- und Erzeugungskosten sowie die vorzuhaltenden Primär- und Sekundärregelreserven berücksichtigt. Die nicht mehr integrierbaren Windleistungsanteile werden durch das Modell als Windüberschüsse ausgewiesen. Mit Hilfe dieser Optimierungsrechnung können verschiedene Wind- und Lastzeitreihen simuliert werden. Die Optimierung erfolgt jeweils für 36 Stunden und ermöglicht so die Koordinierung des Pumpspeichereinsatzes bis in den Folgetag hinein. Die einzelnen Simulationen können aneinandergereiht und somit auch längere Zeiträume simuliert

### Entwicklungstrend in Deutschland

Bis auf drei Pilotanlagen mit insgesamt 12 MW wird in Deutschland aktuell die gesamte Windenergie über Onshore-Anlagen genutzt. Bild 1 zeigt den aktuellen Entwicklungstrend bei Onshore- und Offshore-Kapazitäten bis 2030. Hier wird deutlich, dass in den kommenden Jahren die Offshore-Kapazitäten stark erweitert werden sollen. Bei den Onshore-Kapazitäten ist eine gewisse Sättigung bis 2030 zu erwarten. Die vorhandenen Windnutzungsflächen sind hier ab 2015

Tabelle 1. Vergleich der TOP-10-Windanlagenkapazitäten weltweit [1].

Installierte Gesamtkapazitäten 2008						
	%	MW				
JSA	20,8	25.170				
Deutschland	19,8	23.903				
Spanien	13,9	16.754				
China	10,1	12.210				
ndien	8,0	9.645				
talien	3,1	3.736				
rankreich	2,8	3.404				
Großbritannien	2,7	3.241				
Dänemark	2,6	3.180				
Portugal	2,4	2.862				
Rest der Welt	13,8	16.686				
TOP 10	86,2	104.105				

Zugebaute Kapazitäten							
	%	MW					
USA	31,0	8.358					
China	23,0	6.300					
Indien	7,0	1.800					
Deutschland	6,0	1.665					
Spanien	6,0	1.609					
Italien	4,0	1.010					
Frankreich	4,0	950					
Großbritannien	3,0	836					
Portugal	3,0	712					
Kanada	2,0	523					
Rest der Welt	11,0	3.293					
TOP 10		23.763					

Welt gesamt 120.791 Welt gesamt 27.056

### Autoren

Professor Dr. Harald Weber

Dipl.-Ing. Christian Ziems

Universität Rostock Institut für Elektrische Energietechnik Rostock/Deutschland



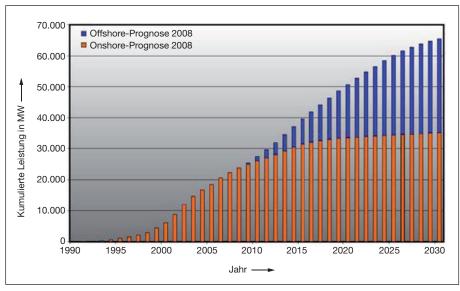


Bild 1. Entwicklungstrend der Onshore- und Offshore-Kapazitäten in Deutschland [2].

nahezu vollständig ausgeschöpft. Das Repowering alter Anlagen wird zwar nochmals zu einer Kapazitätserhöhung führen, der Hauptteil des zukünftigen Zubaus wird jedoch bei den Offshore-Anlagen liegen. Diese Anlagen sollen nach optimistischen Schätzungen mit bis zu 4.000 Volllaststunden jährlich einen fast doppelt so hohen Ausnutzungsgrad erreichen wie die heutigen Onshore-Anlagen. Durch größere Windturbinen und bessere Windbedingungen im Offshore-Bereich wird sich dadurch zwar einerseits eine gleichmäßigere Energieeinspeisung ergeben, andererseits hingegen werden sich ändernde Windbedingungen durch die lokale Konzentration einzelner Windparks wesentlich schneller an das Versorgungsnetz weitergegeben. Zukünftig auftretende Leistungstransienten müssten deshalb überwacht und gegebenenfalls durch manuelles Starten und Stoppen einzelner Windturbinen auf ein sicheres Maß reduziert werden.

Der Wind: Eine stochastisch fluktuierende Energiequelle

Alle bisher kommerziell errichteten Windkraftanlagen dienen heute der direkten Stromerzeugung. Der aufkommende Wind wird direkt an das Elektrizitätsnetz weitergegeben, indem die Windkraftanlagen die Windenergie mit ihren hohen Leistungstransienten über ihre Generatoren unvermindert an das Stromnetz weiterleiten und sich somit direkt an der elektrischen Energieerzeugung beteiligen. Durch die große Zahl an Windkraftanlagen, die im Falle sich ändernder meteorologischer Bedingungen relativ zeitgleich auf die neuen Windverhältnisse reagieren, ergeben sich Leistungstransienten im Bereich von aktuell bis zu 5 GW pro Stunde (Maximum 2008). Bild 2 zeigt den stark fluktuierenden Charakter der Windeinspeisung exemplarisch für

das Jahr 2008. In dieser Darstellung ist erkennbar, dass die Windenergieeinspeisung teilweise über mehrere Tage in Leistungsbereichen von 10 bis 20 GW liegen kann. Eine Pufferung oder längerfristige Speicherung des Windangebots im großen Maßstab, um so die Einspeisecharakteristik zu vergleichsmäßigen, ist bisher nicht möglich. Die einzige heute verfügbare Speichertechnologie für Leistungen im GW-Bereich mit Kapazitäten von mehreren GWh (bei den größten Anlagen bis 8 GWh) besteht aus Pumpspeicherkraftwerken. Bei Windeinspeiseleistungen im Bereich von 20 GW über Zeiträume von mehreren Stunden bei gleichzeitiger Schwachlast können aufgrund der vergleichsweise geringen Speicherkapazitäten von deutschlandweit rund 40 GWh die auftretenden Leistungsüberschüsse in zunehmendem Maße nicht mehr aufgenommen werden. Der Wind ordnet sich deshalb als fluktuierende Erzeugungseinheit in das elektrische Erzeugungssystem ein und ist trotz starker Verbesserungen bei den Prognosewerten nur begrenzt planbar. Diese Vorhersageungenauigkeiten, die sogenannten Prognosefehler, führen zu einer dynamisch auszuregelnden Leistungskomponente, die, abhängig von der Höhe der Windenergieeinspeisung, sehr unterschiedlich hoch ausfallen kann und durch den konventionell-thermischen Kraftwerkspark ausgeglichen werden muss. Aus untersuchten Winddatenreihen und zugehörigen Prognosewerten zeigt sich, dass gerade bei hoher Windeinspeiseleistung die Prognosefehler teilweise sehr groß werden und im GW-Bereich liegen können. In diesem Fall wird der dann schon meist stark gedrosselte Kraftwerkspark genötigt, die Prognoseabweichungen durch Bereitstellung ausreichender Reserveleistung in stehender und rotierender Kraftwerksleistung auszuregeln. Am 23. März 2009 zeigte sich z. B. in der Regelzone von Vattenfall Europe Transmission GmbH (VE-T), dass selbst unter Verwendung der hierfür nicht vorgesehenen Sekundärregelreserven von – 450 MW die Drosselung der Kraftwerksleistung nicht ausreichte, um den Wind zu integrieren. Die an diesem Tag aufgetretene hohe Windeinspeisung führte nach § 13 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu einer Begrenzung der Windeinspeiseleistung zum Schutz der Netzstabilität.

Bei der zukünftigen Integration der Offshore-Energie ergibt sich ein weiterer begrenzender Faktor, der durch die teilweise vorgesehene Gleichstromanbindung zum Festland verursacht wird. Durch diese Entkopplung der Windparks vom Hochspannungsnetz könnte bei Starkwind eine massive Schwungmassenreduktion durch abzuschaltende Schattenkraftwerke entstehen. Die Anlaufzeitkonstante des Netzes würde dadurch verringert, was in Verbindung mit den verbleibenden Kraftwerksreglern das Netz destabilisieren könnte.

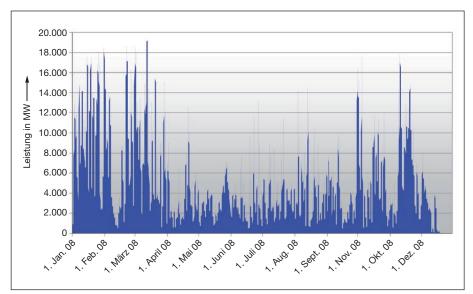


Bild 2. Windenergieeinspeisung in Deutschland 2008 (entsprechend der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber).

### Anpassung der Erzeugung an die Netzlast

Weil sich die Netzlast über den Tag verteilt ständig ändert, muss auch die Leistungserzeugung an diese verbraucherseitige Bedarfsänderung angepasst werden. Des Weiteren gibt es zwischen Wochentagen und Wochenenden sowie zwischen den verschiedenen Jahreszeiten starke Unterschiede in den Tagesganglinien. Es ergibt sich im Winter an einem Wochentag abends eine durchschnittliche Leistungsspitze von etwa 76 GW, während der Bedarf in der Nacht im selben Zeitraum auf etwa 52 GW absinkt. An einem Winterwochenende hingegen liegt die Leistungsspitze am Sonntag im Bereich von etwa 60 GW, während der Bedarf in der Nacht von Samstag auf Sonntag auf etwa 40 GW absinkt. Durch diese großen Leistungsunterschiede der Netzlast müssen die verschiedenen Erzeugungseinheiten an die Netzlast angepasst und einzelne Kraftwerke angefahren bzw. abgeschaltet werden. Durch die in den vergangenen Jahren immer stärker ausgebaute Windenergie kommt es heute und vor allem in Zukunft zunehmend zur Kombination von hoher Windleistungseinspeisung bei gleichzeitig niedriger Netzlast. Das wird bedingt durch den stochastisch auftretenden Wind, der über die Windkraftanlagen unabhängig von der aktuellen Netzlast in das elektrische Energieversorgungsnetz einspeist. Dieser Sachverhalt wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verschärft, das dem Wind als regenerativer Energiequelle zu jeder Zeit eine Vorrangstellung ermöglicht. Durch diese Vorfahrtregelung ist der Kraftwerkseinsatzplaner immer häufiger gezwungen, Kraftwerke in Teillast zu betreiben sowie häufiger an- und abzufahren. Dies führt zur Reduzierung des Wirkungsgrades und zu häufiger anfallenden Anfahrkosten.

### Kombination von Starkwind und Schwachlast

Tritt bei hoher Windenergieeinspeisung gleichzeitig Schwachlast auf, führt das bereits heute zu Leistungsüberschüssen bzw. zur Verwendung von Sekundärregelreserven. Durch die hierbei auftretende Verdrängung konventionell-thermischer Kraftwerke aus dem Netz wird auch die Anzahl der regelfähigen Kraftwerke des Netzes stark reduziert. In diesem Fall müssen die verbleibenden Kraftwerke die gesamten Primär- und Sekundärregelreserven zur Verfügung stellen können. Bei Windenergieleistungen im Bereich von 20 GW werden bei Kombination mit einer Wochenendlast teilweise schon heute bis zu 50 % der Last durch den Wind gedeckt. Die dann noch verbleibenden Kraftwerke, zu denen heute vor

allem Kernkraftwerke sowie bei fossilen Energieträgern Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke gehören, müssen in diesen Fällen nicht nur die notwendigen Regelreserven für die Primär- und Sekundärregelung bereitstellen können, sie müssen auch in der Lage sein, bei plötzlich abflauendem Wind dauerhaft wieder mehr Leistung zu produzieren. Hierbei spielt vor allem die Windprognose eine grundlegende Rolle bei der Planung von An- und Abfahrvorgängen. Weil diese Prognosen jedoch oftmals deutlich von den Ist-Werten abweichen, muss hier eine zusätzliche Windreserve vorgehalten und neben dieser Online-Reserve in rotierender Masse zudem eine gewisse Anzahl an Kraftwerken in Startbereitschaft gehalten werden. Pumpspeicheranlagen sind in diesem Zusammenhang zwar technisch hervorragend geeignet, weil sie sehr schnell hohe Leistungen erzeugen bzw. aufnehmen können, ihre stark begrenzten Speicherkapazitäten erlauben aber nur eine unterstützende Rolle. Bei Umschaltvorgängen zwischen Pump- und Turbinenbetrieb ergeben sich zudem technisch bedingte Totzeiten, die von den thermischen Anlagen ausgeglichen werden müssen. Diese charakteristischen Aussetzer treten bei der heute üblichen Pumpspeicherbewirtschaftung morgens und abends auf. In den erstellten Einsatzoptimierungen ist deshalb ein idealisierter Pumpspeicherpark verwendet worden, der in erster Linie zur Vermeidung von Windleistungsüberschüssen dient. Ein Marktmodell zur Pumpspeichernutzung wurde hierbei nicht hinterlegt.

### Simulation verschiedener Wind-Last-Szenarien

Die verwendeten Windenergie-Einspeiseszenarien basieren auf den Messdaten der aktuellen Onshore-Windeinspeisung des Jahres 2008. Zur Hochrechnung der eingespeisten Windanlagenleistung bis zum Jahr 2020 werden - basierend auf dem geplanten Windkapazitätsausbau auf etwa 50 GW Onshore- plus Offshore-Kapazität – die Einspeisedaten des Jahres 2008 auf die einzelnen Jahre hochskaliert. Hier ergibt sich für das Jahr 2020 ein Hochrechnungsfaktor von rund 2,1, bezogen auf die Kapazitäten aus dem Jahr 2008. Die veränderte Einspeisecharakteristik von Offshore-Parks mit örtlich sehr starker Konzentration von hohen Kapazitäten und den damit verbundenen erhöhten Leistungstransienten wird durch die aktuell verwendeten Windszenarien noch nicht berücksichtigt. Das verwendete Optimierungsmodell zur Untersuchung der Integrierbarkeit kritischer Windszenarien in den bestehenden Kraftwerkspark wurde innerhalb des VGB-Forschungsprojektes 283: "Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks" entwickelt und dient zur Berechnung und Visualisierung des kostenoptimalen Einsatzes unter Einhaltung von Kraftwerksparametern und Regelreserve-Anforderungen innerhalb des deutschen Verbundnetzes.

Die zur Berechnung verschiedener Einspeiseszenarien verwendete Netzlast basiert auf der summarischen vertikalen Netzlast der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (E.ON, Vattenfall, RWE, EnBW). Hierfür sind die von den Übertragungsnetzbetreibern frei verfügbaren Statistiken zur Netzeinspeisung und Netzlast verwendet worden. Für die summarisch tatsächlich aufgetretene Netzlast wurden die Daten der UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) verwendet. Da die Windenergieeinspeisung innerhalb der einzelnen Regelzonen nur als summarischer Wert angegeben wird, wurde die Einspeiseleistung der in der Übertragungsnetzebene befindlichen Windkraftanlagen mit 3 % der Gesamtleistung angenommen und von der eingespeisten Gesamtwindleistung

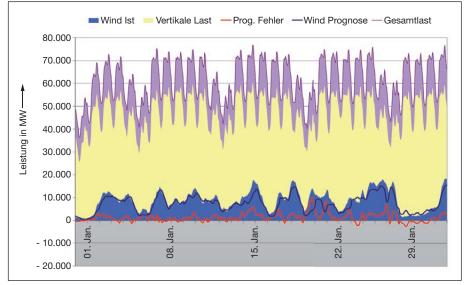


Bild 3. Netzlast und Windeinspeisung im Januar 2008 für Deutschland (entsprechend der Daten von UCTE und Übertragungsnetzbetreibern).



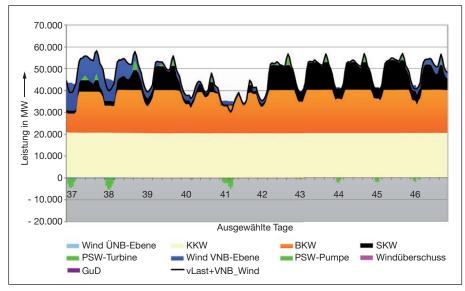


Bild 4. Szenario 1: Kraftwerksmix bei mehrtägigem Schwachwind im Februar 2008.

subtrahiert. Durch Addition der vertikalen Netzlast und der um 3 % reduzierten Windeinspeiseleistung erhält man annähernd den Teil der Gesamtnetzlast, der durch die in das Übertragungsnetz einspeisenden Kraftwerke und die in die unterlagerte Netzebene einspeisenden Windanlagen gedeckt wird. Die Differenz zur tatsächlich aufgetretenen Gesamtnetzlast wird von den Kraftwerken und anderen regenerativen Erzeugern der unterlagerten Netzebene gedeckt. Bild 3 zeigt die einzelnen Anteile der Gesamtnetzlast, bei der die blaue Fläche den durch den Wind gedeckten Anteil darstellt. Die gelbe Fläche zeigt den Anteil der vertikalen Last, während die verbleibende Last der Verteilnetzebene in Magenta dargestellt ist. Bei den Optimierungsrechnungen wird diese Restlast vorerst nicht berücksichtigt.

In den Optimierungsrechnungen wurde mit der vertikalen Netzlast und den in das Übertragungsnetz einspeisenden Kraftwerken gerechnet. Dadurch werden die Kraftwerke der unterlagerten Netzebenen nicht berücksichtigt. Für die Nachbildung der Pumpspeicheranlagen wird innerhalb der Modellrechnung ein summarischer Pumpspeicherpark verwendet. Hierbei wird nicht zwischen verschiedenen Einspeisebenen unterschieden. Die summarische Pumpspeicherleistung wurde für Deutschland mit 7 GW und einer Gesamtarbeit von 40 GWh im Pumpbetrieb festgelegt. Die Füllung des Pumpspeichers steht in den Bereichen zwischen 10 und 90 % des summarischen Gesamtfüllstandes zur Verfügung. Der Rest bleibt für Regelreserven und Systemdienstleistungen (z. B. Sicherung der Schwarzstartfähigkeit) reserviert. Eine anlagenscharfe Unterscheidung der Pumpspeicherkraftwerke wurde zur Verringerung der Modellkomplexität nicht vorgenommen. Die An- und Abfahrvorgänge von Pumpen bzw. Turbinen sowie die Totzeit beim Umschalten von Pump- auf Turbinenbetrieb und daraus resultierende Nicht-Verfügbarkeiten zur Regelleistungsbereitstellung in diesem Zeitraum werden nicht berücksichtigt. Ansonsten müssten aufgrund dieses Umschaltvorganges wenigstens morgens und abends die Regelbänder der Pumpspeicheranlagen für den Zeitraum zur Überbrückung der Totzeit von etwa 10 Minuten von anderen Kraftwerken übernommen werden.

Hauptziele der Untersuchungen sind die Bewertung neuer Einsatz- und Regelstrategien sowie die Bestimmung der notwendigen Kraftwerksparameter für die einzelnen Kraftwerke:

- notwendige Mindestleistung,
- bevorzugte Nennleistungen und Wirkungsgrade im Teillastbereich für neu zu errichtende thermische Kraftwerksblöcke,
- erforderliche Laständerungsgeschwindigkeiten.
- vorzuhaltende dynamische Regelleistungen in thermischen Kraftwerken und Pumpspeicheranlagen und

 zukünftige Anzahl von An- und Abfahrvorgängen.

### Grundprinzip der Kraftwerkseinsatzplanung

Die Kraftwerkseinsatzplanung in Deutschland basiert auf der Merit-Order-Methode. Hierbei werden entsprechend dem aktuellen Leistungsbedarf zunächst die günstigsten Erzeugungseinheiten, wie Laufwasseranlagen, Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke, dann die teureren Einheiten, wie Steinkohleund Gaskraftwerke, zur Leistungserzeugung verwendet. Die Merit-Order wird jedoch durch die starke Windeinspeisung verändert, und es werden zunehmend regelfähige Anlagen, wie moderne Braun- und Steinkohlekraftwerke, aus ihrer Wirtschaftlichkeit gedrängt. Gaskraftwerke sind an dieser Stelle in Bezug auf ihre maximale Regelgeschwindigkeit zwar zu bevorzugen, benötigen jedoch den teuersten Brennstoff. Sollte zukünftig ein stärkerer Einsatz solcher Anlagen notwendig werden, würde das über den Strompreis direkt an den Kunden weitergegeben.

Zur Ermittlung des jeweiligen Einsatzplans für jede Kraftwerksanlage werden im Dayahead-Verfahren - basierend auf den Windund Lastprognosen für den Folgetag - sogenannte Fahrpläne im Stundenraster ermittelt. Dieses Prinzip wurde ins Optimierungsmodell übernommen, sodass für jede Erzeugungseinheit ein solcher Fahrplan errechnet wird. Das Ziel ist hierbei stets, Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten. Durch die teilweise sehr hohen Prognosefehler, die heute bei einer Standardabweichung von 4 bis 6 % liegen, sind zusätzlich zur Vortagesplanung sogenannte Intra-day-Korrekturen des Fahrplans notwendig. Weil diese Korrektoren jedoch in den betreffenden Anlagen zeitlich umsetzbar sein müssen, verbleibt hier eine

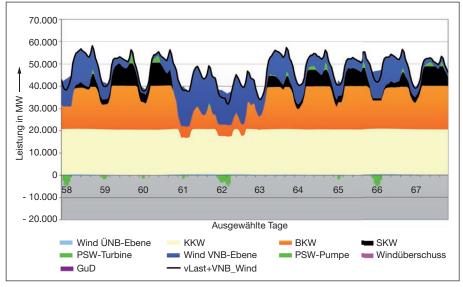


Bild 5. Szenario 2: Kraftwerksmix bei mehrtägigem Starkwind im März 2008.

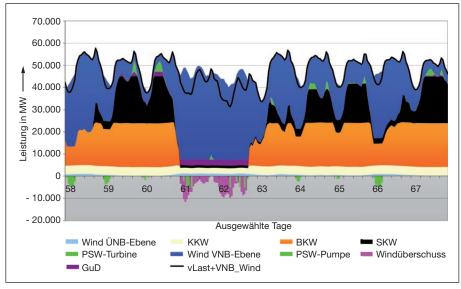


Bild 6. Szenario 3: Kraftwerksmix bei mehrtägigem Starkwind für das Jahr 2020 (Wind hochskaliert, basierend auf 2008).

Restabweichung, die in Form einer dynamischen Online-Reserve, ähnlich der Sekundärregelung, auszuregeln ist. Dieses notwendige dynamische Regelband wird ebenfalls bei der Optimierung berücksichtigt. Eine solche dynamische Regelreserve ist heute in der Realität jedoch noch nicht vorhanden.

### Grundstruktur der Optimierungsrechnung

Das Optimierungsmodell verfügt über verschiedene Kraftwerkstypen, die über ihre Erzeugungskosten, Mindest- und Maximalleistungen, Anfahrkosten, Mindeststillstands- und Inbetriebszeiten sowie die maximalen Laständerungsgeschwindigkeiten definiert sind. Das Eingangssignal bilden die prognostizierten Last- und Windszenarien, die im Stundenraster vorliegen. Die zu minimierende Zielfunktion sind die Gesamterzeugungskosten für einen Tag. Windeinspeiseleistungen, die sich nicht mehr integrieren lassen, werden durch das Modell als Leistungsüberschüsse ausgewiesen. Bei der Einsenkung von Kraftwerken in den Teillastbereich können zudem die Wirkungsgradverluste im Teillastbereich bei Braun- und Steinkohlekraftwerken berücksichtigt werden. Die Einsatzoptimierung wird - im Gegensatz zur Realität - nicht regelzonenscharf, sondern deutschlandweit durchgeführt. Hierbei werden in jedem Zeitschritt die Regelbandbereiche von Primär-(etwa ± 700 MW) und Sekundärregelreserven (-2,4/+3 GW) sowie ein dynamisches Regelband von 1,5 % der Vortageswindprognose vorgehalten. Die dynamische Struktur des Modells ermöglicht eine kontinuierliche Simulation großer Zeiträume, wobei jede Einzelsimulation einen Tag beinhaltet. Zur Einhaltung von Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten werden der jeweilige Vortag und zur Optimierung des Pumpspeichereinsatzes der Folgetag mitberücksichtigt.

### Ausgewählte Einsatzszenarien und deren Auswirkungen

Um möglichst viele Wind-Last-Kombinationen vergleichen zu können, wurde das gesamte Jahr 2008 mit über 8.000 Einzelzeiteinheiten im Stundenabstand simuliert und die Ergebnisse dieser Simulation, die in einer Datenbank gespeichert wurden, zur besseren Visualisierung graphisch aneinandergereiht. Bild 4 zeigt als Referenz ein Schwachwindszenario aus dem Februar 2008, während in Bild 5 ein Ausschnitt von 10 Tagen im März 2008 dargestellt ist. Hier fand die höchste zusammenhängende Starkwindeinspeisung in Kombination mit Wochenendschwachlast im Jahre 2008 statt. Für das Jahr 2020 wurde in Bild 6 die Windleistung hochskaliert auf

die bis dahin erwarteten Kapazitäten. Die drei Modellrechnungen zeigen jeweils den gleichen Zeitraum von 10 Tagen mit unterschiedlicher Windeinspeisung. Ausgehend von der Situation im Jahre 2008 ist für die Hochrechnung im Jahr 2020 der Kernenergieausstieg mitberücksichtigt worden. Die Leistung der Kernenergie ist deshalb auf die bis dahin verbleibenden Kernkraftwerke reduziert worden, und die abgeschaltete Kraftwerkskapazität muss durch fossile Primärenergieträger ersetzt werden. Die Bilder 5 und 6 zeigen die zunehmenden Schwierigkeiten bei der Windintegration in die elektrischen Versorgungsnetze. In diesen Darstellungen ist der aufgrund von Schwachlastsituationen und ausgeschöpften Speicherungsmöglichkeiten bei heute verfügbaren Großspeichern nicht mehr zu integrierende Leistungsanteil der Windenergie als negativer Leistungsüberschuss aufgetragen. Die eingezeichnete Netzlast entspricht der beschriebenen Summe aus vertikaler Netzlast und Gesamtwindeinspeisung der unterlagerten Netzebene. Die durch Pumpspeicheranlagen aufgenommene und abgegebene Leistung ist als ein Kraftwerkstyp mit Grün für den Pump- (negatives Vorzeichen) und Turbinenbetrieb (positives Vorzeichen) dargestellt. Die Netzlast für 2020 wurde gegenüber 2008 konstant gehalten. Bild 7 zeigt die errechnete Verwendung von Pumpspeichern für das Szenario 3 zur Entlastung des Kraftwerkparks. Die hier eingezeichneten Min.-/Max.-Grenzen dienen der Reservierung von Leistung und Arbeit für Systemdienstleistungen (z. B. Regelaufgaben). Der summarischer Pumpspeicher erreicht hier während des gewählten Wochenendes seine maximale Speicherkapazität. Die Überschussleistung in diesem Zeitraum führt zu einer Arbeit von etwa 190 GWh, die nicht aufgenommen werden können.

Die Szenarien verdeutlichen die Problematik der steigenden Windeinspeisung. Durch diese regenerative schwankende Leistungskom-

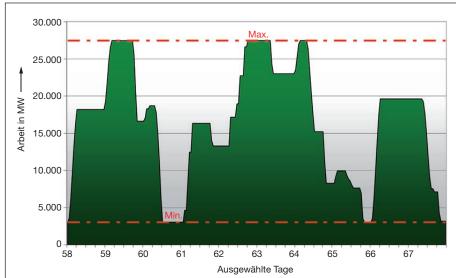


Bild 7. Errechnete Pumpspeicherverwendung zur Vermeidung von Windüberschüssen für Szenario 3.



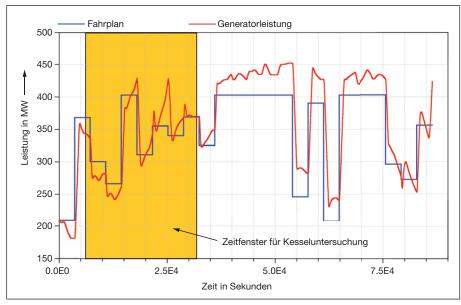


Bild 8. Berechneter Fahrplan des SKW Rostock und simulierte Generatorleistung am Beispiel des Prognosefehlers vom 23. Mai 2006 in der VE-T-Regelzone.

ponente wird die Leistung aus den konventionellen Kraftwerken stark verdrängt werden. Das senkt zwar den CO2-Ausstoß, führt aber auch zu einer Reduzierung der Netzstabilität, wenn die verbleibenden Kraftwerke keine ausreichende Schwungmasse mehr zur Verfügung stellen können. Berechnungen zur Netzstabilität wurden bislang mit den ermittelten Einsatzdaten noch nicht durchgeführt. Hierzu müssen die Leitungsparameter des Übertragungsnetzes sowie die Regelungsparameter der einzelnen Kraftwerke hinterlegt werden. Bei den bisherigen Untersuchungen wird von einem idealen Übertragungsnetz ausgegangen, bei dem keine Standortrestriktionen, wie z. B. die Schwarzstartfähigkeit, berücksichtigt werden. Die Optimierungsrechnungen basieren auf den Präqualifikationsanforderungen des Grid Codes und vernachlässigen Lieferverträge und Leistungsimporte. Die Leistungsüberschüsse würden bei Berücksichtigung dieser Randbedingungen zu weitaus höheren Leistungsüberschüssen für das Jahr 2020 führen.

Aus rein technischer Sicht müssten bei entsprechendem Starkwind Kernkraftwerke nicht nur eingesenkt, sondern auch abgeschaltet werden. Das würde den CO<sub>2</sub>-Ausstoß jedoch erhöhen, weil die abgeschaltete Leistung durch fossil befeuerte Anlagen ersetzt werden müsste. Diese fossilen Schnellstarter, vorwiegend schnelle GuD- und Gasturbinenkraftwerke, könnten dann einen höheren Regelleistungsanteil übernehmen und den Windleistungsüberschuss reduzieren. Es stellt sich aber die Frage der Ökonomie dieser Maßnahmen, weil Kernkraftwerke sehr lange Anfahrtszeiten haben. Hinzu kommt der erhöhte Verschleiß von Brennelementen und damit eine

Reduzierung des Ausnutzungsgrades des Kernbrennstoffs.

#### Detaillierte Simulationen am Steinkohlekraftwerk Rostock

Um eine detaillierte Untersuchung der Auswirkungen von Prognosefehlern bei der Netzregelung und häufiger auftretenden Lastwechseln zu ermöglichen, wurde zusätzlich ein vereinfachtes Netzmodell erstellt. Es ist mit einem detaillierten Regelungsmodell des Steinkohlekraftwerkes Rostock verbunden. Die thermodynamischen Vorgänge innerhalb dieses Kraftwerks können über ein komplexes thermodynamisches Modell des Kraftwerksprozesses nachgebildet werden. Durch diese Modellstruktur können die Auswirkungen einer stark fluktuierenden Windeinspeisung bis hin zur thermischen Belastung einer einzelnen Kraftwerksanlage untersucht werden. Das Eingangssignal des Modells bilden die berechneten Fahrpläne, Wind- und Lastmessungen sowie die aus den Prognosefehlern resultierenden Regelsignale.

Mit Hilfe berechneter oder realer Fahrplandaten sowie der entsprechenden Regelsignale (aufgetretene Prognosefehler) können konkrete Eingangsgrößen für detaillierte thermodynamische Untersuchungen erzeugt werden. Bild 8 zeigt einen exemplarischen Fahrplan sowie die um den Prognosefehler korrigierte Generatorleistung, die hier über die Sekundärregelreserve korrigiert wird.

Mit Hilfe dieses Modells können z. B. schnellere Laständerungsgeschwindigkeiten und deren Auswirkungen auf stark belastete Bauteile,

wie z. B. dickwandige Sammler oder die Turbinenwelle, untersucht werden. Verschiedene Simulationen zeigen hierbei einen erhöhten Lebensdauerverbrauch durch häufigere Lastwechsel, An- und Abfahrvorgänge und eine erhöhte Leistungsdynamik. Diese zusätzlichen Bauteilbelastungen führen zu höheren Kosten für die Wartung und zu häufiger anfallenden Anfahrkosten, die in einem zukünftigen weiteren Beitrag detailliert vorgestellt werden.

#### **Fazit**

Aus heutiger Sicht werden kurzfristig, d. h. in den nächsten Jahren, mit hoher Wahrscheinlichkeit keine neuen Großspeicher zur Verfügung stehen. Damit ist auch die Frage der Speicherung der Windenergie weiterhin ungeklärt. Da der Anteil dieser Energiequelle aber ständig zunimmt, wird der bestehende Kraftwerkspark in Deutschland zur Ausregelung von Leistungsschwankungen und Prognosefehlern gezwungen sein. Hierbei wird es zukünftig immer häufiger in bestimmten Wind-Last-Szenarien zur Begrenzung der Windeinspeisung kommen müssen, um die Systemstabilität und damit die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass sich die Kraftwerkseinsatzplanung zukünftig ändern wird. Der steigende Windleistungsanteil wird sich nicht allein durch die Verwendung von Pumpspeicherkraftwerken und das Einsenken von Kraftwerken kompensieren lassen. Um den hohen regenerativen Wert der Windenergie auch in Zukunft nutzen zu können, wird man auch in den nächsten Jahrzehnten nicht auf die fossilen Kraftwerke verzichten können. Unter Berücksichtigung der immer mehr an Bedeutung gewinnenden CO2-Problematik ist es besonders wichtig, die fossilen Kraftwerke auf dem modernsten Stand der Technik zu halten und alte Kraftwerke durch neue, effizientere zu ersetzen. Diese neuen Kraftwerke müssen zudem die hohen Dynamikforderungen, die sich aus der fluktuierenden Windeinspeisung ergeben, anbieten und in Schwachwindphasen die Versorgungssicherheit gewährleisten können.

### Literatur

GWEC – Global Wind Energy Council (2008). Press Release: Tables and Statistics 2008. www.gwec.net

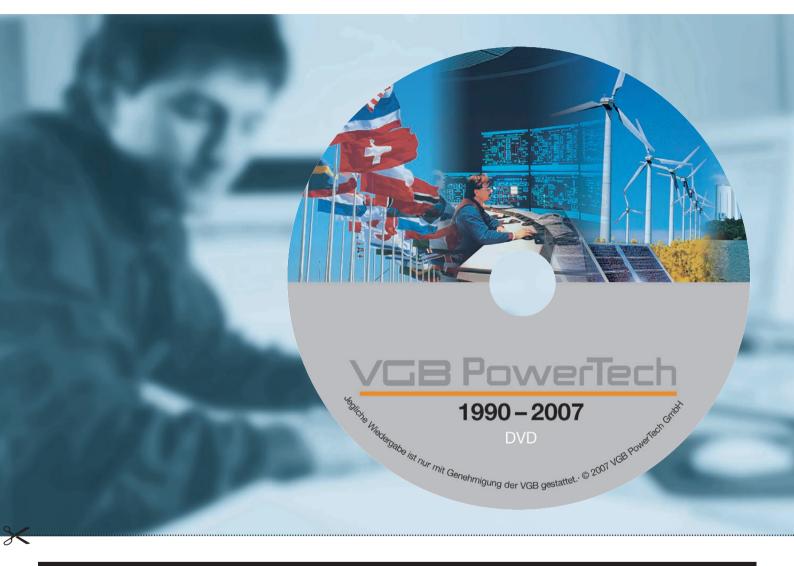
HusumWindEnergy (2008). Wind Energy Study 2008 – Assessment of the wind energy market until 2017 (Charts).

www.husumwindenergy.com www.dewi.de

## InfoExpert

## VGB PowerTech-DVD

More than 10,000 digitalised pages with data and expertise (incl. search function for all documents)



### Please fill in and return by mail or fax

	ould like to order the VGB PowerTech- <b>DVD</b> to 2007 (single user license).				
	Euro 950* (Subscriber of VGB PowerTech Journal <sup>1</sup> )	Name, First Name			
	Euro 1950* (Non-subscriber of VGB PowerTech Journal <sup>2</sup> ) Plus postage, Germany Euro 7.50 and VAT	Street			
	Network license (corporate license), VGB members' edition (InfoExpert) and education license on request (phone: +49 201 8128-200).	Postal Code	City	Country	
* Plu	us VAT.	Phone/Fax			
Ann	ual update <sup>1</sup> ) Euro 150; <sup>2</sup> ) Euro 350				
The update has to be ordered annually.		Date 1st Signature			
Return by fax or in business envelope with window to		Cancellation: This order may be cancelled within 14 days. A notice must be sent to to VGB PowerTech Service GmbH within this period. The deadline			

will be observed by due mailing. I agree to the terms with my 2nd signature.

Fax No. +49 201 8128-329 Date 2nd Signature

InfoExpert

VGB PowerTech Service GmbH

### VGB PowerTech - www.vgb.org

The generation of electricity and the disposal of heat is in all parts of the world a central topic of technology, economy, politics and daily live. Experts are responsible for the construction and operation of power plants, their development and monitoring as well as for various tasks in connection with service and management.

The technical journal VGB PowerTech is a competent and internationally accepted publication for power plant engineering. It appears with 11 bilingual issues (German/English) annually. VGB PowerTech informs with technical/scientific papers and up-to-date news on all important questions of electricity and heat generation.

VGB PowerTech appears with VGB PowerTech Service GmbH, publishing house of technical-scientific publications.

VGB PowerTech e.V., the German and European technical association, is the publisher.

### VGB PowerTech DVD 1990 to 2007: Digitalised technical papers of VGB Kraftwerkstechnik and VGB PowerTech.

You find the competent technical know-how from 18 years on more than 10,000 pages VGB Kraftwerkstechnik (German issues until 2000) and the international technical journal VGB PowerTech (as of 2001) with:

- More than 2300 technical papers,
- All documents in PDF-format (up to the year 2000 for technical reasons as b/w scan),
- Convenient search function in all papers as full-text search and/or deliberate search for authors and documents titles,
- Navigate quickly to the desired papers with a few mouse clicks.

The VGB PowerTech-DVD is available as single license or multi-user license for companies, research institutions and authorities.

The single license can be ordered by form and by post/fax or use our online shop under www.vgb.org.

A quotation for a multi-user license is made on demand.

You can bring up to date your DVD annually with the VGB PowerTech update. The update has to be ordered annually.

Your contact at VGB PowerTech Service GmbH, Jürgen Zimander, Phone: +49 201 8128-200, E-Mail: mark@vgb.org

VGB PowerTech Service GmbH

P.O. Box 10 39 32 45039 Essen ALLEMAGNE