

Untersuchung verschiedener Handelsstrategien für Wind- und Solarenergie unter Berücksichtigung der EEG 2012 Novellierung

Corinna Möhrle¹, Markus Pahlow¹ und Jess U. Jørgensen²

¹WEPROG GmbH, Eschenweg 8, 71155 Altdorf, Deutschland; ²WEPROG ApS, Aahaven 5, 5631 Ebberup, Dänemark,

Tel.: +49 (0)7031-414279 Fax : +49 (0)7031-414280

e-mail : com@weprog.com, mp@weprog.com, juj@weprog.com

Angenommen: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 31. Oktober 2011

Manuskript Nr.: ZEFE-D-11-00028R1, Artikel Nr. ZEFE-71

Publikation: Zeitschrift für Energiewirtschaft Vol. 36, No. 1, 2012

Online DOI: [10.1007/s12398-011-0071-z](https://doi.org/10.1007/s12398-011-0071-z)

<http://www.springerlink.com/openurl.asp?genre=article&id=doi:10.1007/s12398-011-0071-z>

Zusammenfassung Mit der EEG 2012 Novelle wird die Vermarktung von Wind- und Solarstrom für wesentlich mehr Akteure möglich, da mit Einführung der Marktprämie eine Kompensation für marktrelevante Ausgaben nicht mehr nur den Übertragungsnetzbetreibern zusteht. Es kann also erwartet werden, dass der Anteil an direktvermarktetem Strom aus Erneuerbaren Energien steigen wird. Eine zentrale Frage hierbei ist, wie effizient ein Bilanzkreisverantwortlicher arbeiten muss, um auch mit einem kleineren Pool konkurrenzfähig zu sein. Die Quantifizierung der Ausgleichsenergiekosten verschiedener Handelsstrategien ist jedoch komplex und schwierig abzuschätzen. Wir stellen hier eine Methodik vor, welche diese Problematik berücksichtigt. Darüber hinaus werden die Notwendigkeit und der monetäre Wert des Intra-Day-Handels zur Handhabung von Wind- und Solarstrom untersucht und klar herausgestellt. Die in dieser Arbeit vorgestellten Handelsstrategien bedienen sich eines Unsicherheitsbandes für die untertäglich zu korrigierenden Strommengen um Mehrfachhandel zu verhindern, bei gleichzeitiger Verringerung der Gesamtausgleichsmengen und damit verbundener Kosten.

Keywords : *Windenergieausgleich, EPEX-Spotmarkt, Ensemblevorhersagen, Windenergie-prognose, EEG Novellierung 2012, Unsicherheitsprognosen, Direktvermarktung, Solar-energieprognose*

Einführung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit den entsprechenden Gesetzesnovellierungen hat sich als erfolgreiches Instrumentarium zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland erwiesen (BMU 2011). Im Jahr 2010 wurde beispielsweise der Handel von Wind- und Solarstrom vollständig an die Strombörse verlagert. Hierzu organisierte die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Europäische Power Exchange Börse (EPEX) im Juli 2011 eine Tagung mit dem Motto „Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse“, auf der Erfahrungen und Perspektiven diskutiert wurden (EPEX SPOT 2011a). Bei der EEG Novellierung 2012, mit Inkrafttreten am 01.01.2012, wurde Augenmerk auf die Erhöhung der ökonomischen Effizienz der Erneuerbaren Energie (EE) durch verstärkten Wettbewerb gelegt. Bislang fanden die Vermarktung des von den EEG-Anlagen produzierten Stroms und damit der Wettbewerb nur zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) statt. In diesem Ansatz wird der EEG Strom allerdings nicht nach liberalisierten Marktprinzipien vermarktet, da die ÜNB durch die EEG-Umlage vollen Kostenausgleich erhalten. Für die Eigentümer der EEG Erzeugungsanlagen war deshalb bislang eine Direktvermarktung nur dann attraktiv, wenn deren EEG-Vergütungsanspruch endete, oder sie zusammen mit der EEG-Umlage-Befreiung eine gleichwertige oder höhere Vergütung zu erwarten hatten. Mit der Novellierung zum EEG 2012 und der zusätzlichen Einführung des Marktprämienmodells wird die Direktvermarktung daher für eine höhere Anzahl von Anlagenbetreibern attraktiv, auch da ein direkterer Informationsaustausch zwischen Anlage und Vermarkter geschaffen werden muss, der langfristig die Produktionsleistung und -sicherheit erhöhen wird.

Die bislang gültige Fassung des EEG von 2009 (BMU 2008) führte sukzessive zu einer Erhöhung des Anteils der Direktvermarktung Erneuerbarer Energie, u.a. durch neu gegründete Handels- oder Beratungsfirmen, die für oder als Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) Strom nach §37 Abs (1) EEG an Letztverbraucher mit einem Anteil Erneuerbarer Energie am Gesamtletzterverbraucherabsatz von mindestens 50% vertreiben. Diese Unternehmen konnten von der Befreiung von der sogenannten EEG-Umlage profitieren und somit Windstrom zu konkurrenzfähigen Preisen von den Anlagenbesitzern abnehmen. Mit der Einführung der Marktprämie in der Novellierung des EEG 1. Januar 2012 wird nun jedem Händler bzw. jedem EVU ermöglicht, Erneuerbare Energie zu vermarkten, auch wenn weniger als 50% der vermarkteten Energie aus Erneuerbaren Energien besteht.

Dies wirft die interessante Frage auf, wie effizient neue Bilanzkreisverantwortliche (BKV) arbeiten müssen, um konkurrenzfähig zu sein, vor allem auch im Falle neuerer Anlagen. Ein Nachteil kleinerer Händler im Gegensatz zu den ÜNBs ist, dass oftmals kein 24/7 Personal bereitgestellt werden kann, während jeder ÜNB eine „rund um die Uhr“ Besetzung in der Netzführung betreibt und daher mit geringen Extrakosten ständig auf dem Intra-Day Markt handeln und somit auf Änderungen schneller reagieren kann. Es stellt sich deshalb die Frage, ob neue private BKV denselben Weg einschlagen müssen, um nicht benachteiligt zu sein und um nachhaltig zu einer verbesserten Vermarktungspraxis der Erneuerbaren Energie beisteuern zu können. Dies ist eine der zentralen Fragen, die wir in dieser Studie analysieren und beantworten.

In einer Untersuchung über die Erweiterung des Netzregelverbundes zu den deutschen Nachbarnetzen wurde gezeigt, dass permanenter Intra-Day-Handel das Handelsvolumen erheblich erhöht (Jørgensen and Möhrle 2011). Dies ist durch die Korrektur der vortägigen Prognose um die Differenz zwischen dieser Prognose und der aktuellsten Kurzfristprognose begründet, wobei eine Hochrechnung des Ist-Zustandes berücksichtigt wird. Hiermit wird versucht, den verbleibenden Fehlerausgleich durch Regelenergie gering zu halten. Allerdings impliziert dies auch, dass ein und dieselbe Strommenge über viele Stunden hinweg mehrfach ge- und verkauft wird - es kommt demnach zum Doppelhandel. Auf dem Intra-Day-Markt muss darüber hinaus aufgrund teilweise mangelnden Marktvolumens kurz vor Handelsschluss meist mit einem Ertragsverlust gerechnet werden. Bislang lag kein objektiver Ansatz zur Quantifizierung der Kosten verschiedener Handelsstrategien vor. Diesem Umstand wird in der hier vorgestellten Arbeit Sorge getragen. Wir stellen eine Methodik vor, welche diese Problematik berücksichtigt. Des Weiteren werden die Notwendigkeit und der monetäre Wert des Intra-Day-Handels zur Handhabung von Erneuerbaren Energien klar herausgestellt.

Von einer theoretischen Sichtweise aus betrachtet erscheint die Nutzung größtmöglicher Windenergiemengen mit maximaler Prognosegenauigkeit, d.h. mit explizit auf dem Spot- und Intra-Day-Markt gehandelten Strommengen, höchsteffizient und würde den uneingeschränkten Ausgleich von Bilanzkreissalden durch andere Erneuerbare Energie-Anbieter erlauben und somit auch die Ausgleichskosten minimieren. Dies würde jedoch bedeuten, dass ein Teil der Erneuerbaren Energie akkurater gehandhabt werden müsste, als dies durch die ÜNBs derzeit getan wird.

ÜNBs arbeiten mit den EEG Windstrommengen in dem sogenannten horizontalen Belastungsausgleichsprinzip (HoBA) (KWKG §9 Abs. 3¹ - BMJ 2002) und in einem Black Box System, in dem mehrere Prognosen der Gesamtproduktion aller Windenergieanlagen (WEAs) von verschiedenen Prognoseanbietern zu einer Metaprognose zusammengefasst werden. Hierbei werden keine einzelnen Betriebsdaten von WEAs erfasst oder berücksichtigt (d.h. Black Box). In der Tat bleibt es in diesem System den Prognoseanbietern überlassen, mit welcher Genauigkeit und basierend auf welchen Daten die Windproduktion berechnet wird. Die aktuelle Einspeisung an Windenergie im täglichen Systembetrieb und für den untertägigen Handel ist den ÜNBs dabei nicht bekannt, sondern basiert auf einer Hochrechnung, die auf einer Anzahl von Referenzwindparks besteht, die ca. 10% der installierten WEAs abdecken. Diese Hochrechnung wird typischerweise anhand von historischen Zählerwerten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) kalibriert. Das EEG behandelt diese Problematik nicht, d.h. es gibt derzeit kein Übereinkommen oder Gesetz, welches den ÜNBs erlauben würde, die individuellen Windparkdaten im Echtzeitbetrieb direkt erfassen zu dürfen oder einzusehen. Die ÜNBs müssen sich im täglichen Betrieb also auf eine Hochrechnung verlassen. Der von den ÜNBs gehandhabte EEG Energie-Pool wird unter diesen Umständen deshalb keinesfalls an Effizienz gewinnen, da es für die Erneuerbaren Energie-Erzeuger weder Anreize noch Pflichten gibt, sich einem anderen als dem vorgegebenen Messsystem zu unterstellen. Die Erzeuger erhalten einen Festpreis auf Basis der EEG-Vergütungstabellen, solange sie die technischen Vorgaben des §6 des EEG einhalten.

Das Fehlen von Anlagenproduktionsdaten im täglichen Betrieb kann durch die Einführung der Marktprämie nach §33g und Weiterführung der Direktvermarktungsmöglichkeiten durch die EEG-Umlageverringering nach §39 in der EEG-Novelle 2012 jedoch zu einer Erhöhung der Prognosegenauigkeit führen. Dies liegt darin begründet, da BKV Direktvermarkter auf die Ist-Werte der Anlagenproduktionsdaten angewiesen sind, sobald sie beginnen, mit Hilfe des untertägigen Handels die Fehler der Dayahead-Prognose zu reduzieren. Insofern kann erwartet werden, dass sich im Laufe der Zeit die Verfügbarkeit von aktuellen Produktionsdaten vergrößern wird und somit mehr Kontrolle über den Ist-Zustand der Produktion von Windstrom und anderen Erneuerbaren Energieanlagen erzielt werden kann. Dies ist vor allem bei Starkwindereignissen und bei schnell veränderlichen Wetterlagen der Fall. In diesen Situationen kann eine Hochrechnung oft nicht die schnellen und starken Veränderungen der Produktionsleistung widerspiegeln.

¹KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Die Direktvermarktung durch BKV Direktvermarkter wird einerseits zu Anreizen für Anlagenbetreiber hinsichtlich der direkten und zeitnahen Datenerfassung führen. Andererseits können mit der genaueren Erfassung und den Handelsmöglichkeiten im untertägigen Betrieb die Prognosefehler besser ausgeglichen werden und somit erhöht sich der ökonomische Wert der Erneuerbaren Energie aus Wind. Dies gilt gleichermaßen für Solarstrom.

Es ist zu erwarten, dass sich die EEG-Umlage zukünftig aufgrund der generellen Ausweitung der EE-Kapazität und auch aufgrund der Erweiterung durch Offshore Windkraft noch etwas weiter erhöhen wird. Die sehr stark fluktuierende Offshore-Windenergie wird außerdem zunächst einen zunehmenden Bedarf an Reserveleistung erfordern, bis sich Glättungseffekte aus der weitflächigen Verteilung verschiedener Projekte einstellen werden (Nanahara et al. 2004; Möhrlen et al. 2007; Tastu et al. 2011). Inwieweit die neuen Anreize in der EEG-2012 Novelle zur Direktvermarktung erfolgreich sein werden ist deshalb nur schwer abschätzbar und wird noch weniger messbar sein, da sich das Gesamtsystem in ständiger Veränderung befindet. Umso mehr ist es unerlässlich, neue Ansätze und praxisrelevante Methoden für das Handling der Wind- und Solarenergie zu entwickeln. Die hier vorgestellte Studie zeigt Möglichkeiten auf, wie mit der Nutzung von Ensemble Prognosen neue, dynamische Handelsstrategien entwickelt und mit standardisierten Methoden automatisiert und effektiv in den täglichen Betrieb eines BKV integriert werden können. Ziel ist es, hiermit langfristig und nachhaltig den Wert der Erneuerbaren Energien zu steigern und deren Handling zu optimieren. Die hier vorgestellten Methoden und Ansätze wurden deshalb dahingehend entwickelt, dass sie für jede Bilanzkreisgröße anwendbar sind, so dass sowohl ein ÜNB, als auch ein kleiner BKV Direktvermarkter gleichermaßen mit diesen Ansätzen sein Bilanzkreismanagement optimieren kann. Auch wenn in dieser Studie der Fokus auf Windenergie gerichtet ist, sind die vorgestellten Ansätze keineswegs auf Windenergie beschränkt, sondern finden gleichermaßen Anwendung für Solarenergie.

Methodik und Beschreibung des probabilistischen Ansatzes

Eines der Ziele dieser Studie war es, klar herauszuarbeiten, weshalb die Prognosequalität für den Handel fluktuierender Energiequellen wie Wind- und Solarenergie durch das Fehlermaß des mittleren quadratischen Fehlers unzureichend beschrieben wird. Darüber hinaus soll gezeigt werden, dass die Ausgleichsenergiekosten durch die adäquate Nutzung von Prognosen und die Einbeziehung von Unsicherheitsprognosen bei gleichzeitiger Erhöhung des Wettbewerbes im Intra-Day-Handel wesentlich gesenkt werden können.

Im Vergleich zu einzelnen deterministischen Prognosen ermöglicht die Verwendung von probabilistischen Prognosen nicht nur, den Prognosefehler der Vortagsprognose früher zu erkennen, sondern auch das Risiko des Mehrfachhandels einer fehlerhaft prognostizierten Windenergiemenge zu verringern. Dadurch wird der Handel der Strommengen optimiert und Ausgleichsenergiekosten werden stärker reduziert, als dies durch die technisch mögliche schrittweise Prognosequalitätsverbesserungen erreicht werden kann.

Im meteorologischen Bereich haben sich die sogenannten Ensemble Prognosen seit ihrer Entwicklung zu Beginn der 90'er Jahre als die anerkannte Methode zur Bestimmung der Unsicherheit des Wettergeschehens etabliert (Brankovic et al. 1990; Palmer et al. 1993; Toth and Kalnay 1993; Molteni et al. 1996). Da die Prognose der zu erwartenden Windenergie (oder Solarenergie) durch die nichtlinearen Zusammenhänge zwischen Windgeschwindigkeit und Energieproduktion (oder Strahlungsenergie und Energieproduktion) im Vergleich zu den meisten meteorologischen Problemstellungen weitaus komplizierter ist, ergibt sich für die deterministische Einzelprognose eine Qualitätsgrenze. Diese Grenze ist dadurch gekennzeichnet, dass ein numerisches Wetterprognosemodell zwar räumlich in drei Dimensionen arbeitet, die meteorologischen Parameter jedoch Durchschnittswerte, bezogen auf eine Gitterfläche in die das numerische Modell aufgeteilt ist, darstellen. Je höher die Auflösung des Rechengitters gewählt wird, desto kostenintensiver werden die Berechnungen. Betrachtet man die Vorhersage für Wind an Stellen, an denen Windenergieanlagen installiert sind, so ist dies problematisch, da diese häufig an Orten installiert sind, deren wahre Windressource und damit Produktionswerte von den mittleren Werten eines solchen, wenn auch kleinen Gitters, abweichen. Darüber hinaus werden mit einem numerischen Modell die qualitativ besten Prognosen, gemessen im mittleren absoluten Fehler oder mittleren quadratischen Fehler, nicht zwingend mit dem feinsten Gitternetz ermittelt, da die großskalige Zirkulation oftmals maßgebend ist und lokale Gegebenheiten weniger Einfluss haben, bzw. durch statistische Nachbereitung (der Statistik der Simulationsergebnisse) lokalisiert werden (Möhrlen 2004).

Um diese Problematik zu umgehen ist es sinnvoll, anhand einer Vielzahl verschiedener Prognosen, die physikalisch gleichwertig die Wetterbedingungen beschreiben, eine Wahrscheinlichkeitsverteilung der zu erwartenden Produktion zu berechnen. Abb. 1 zeigt exemplarisch die 75 Ensemble Member des in dieser Untersuchung verwendeten Multi-Scheme Ensemble-Systems (MSEPS) (Lang et al. 2006, Möhrlen and Jørgensen 2006) von WEPROG für einen Vorhersagezeitraum von 48 Stunden, aus denen die Wahrscheinlichkeitsverteilung ermittelt wird.

Das MSEPS basiert auf einem physikalischen Ansatz nach Stensrud (2000), d.h. die einzelnen Ensemble Prognosen werden als eigenständige Wetterprognosen erstellt, in denen jede Prognose unterschiedliche Annahmen bei der Parametrisierung physikalischer Prozesse wie der Kondensation, Diffusion und Advektion aufweist. Generell sind jedoch alle 75 sogenannten Ensemble Member eigenständige unabhängige numerische Wettermodelle.

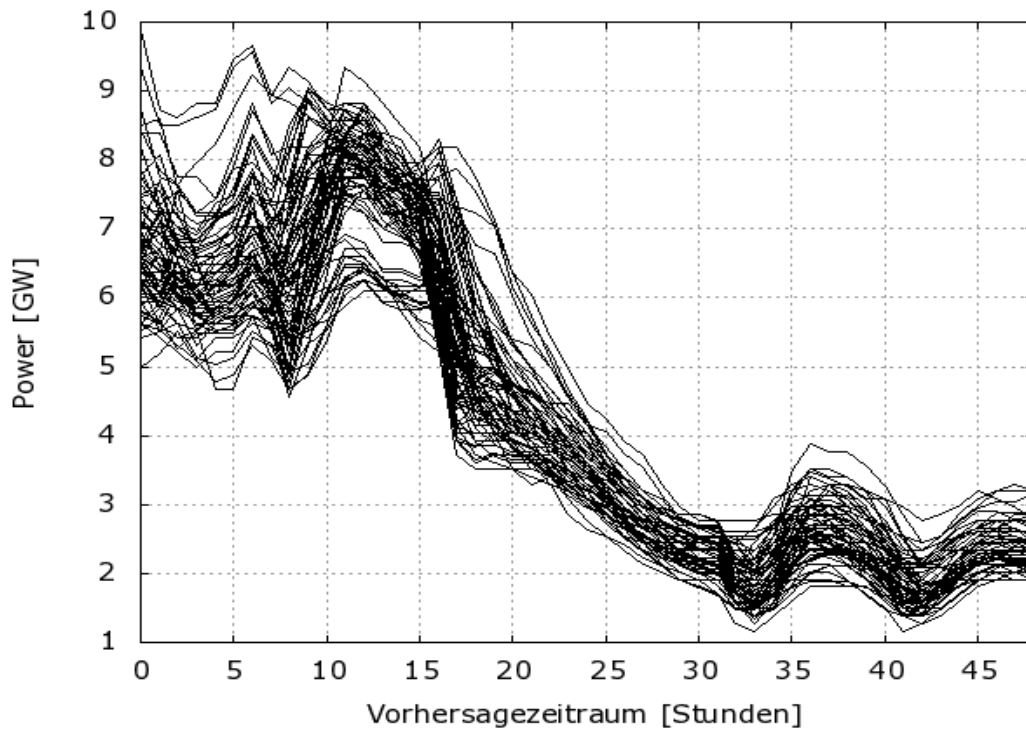


Abb. 1 Exemplarische Darstellung der Streuung der 75 physikalisch basierten Ensemble Member

Anhand einer solchen physikalisch basierten probabilistischen Verteilung lässt sich nicht nur eine geglättete Handelsprognose erstellen, sondern auch die Unsicherheit dieser Prognose bereits mit der dem Handelsschluss um 12 Uhr mitteleuropäischer Zeit nachfolgenden neuen Wetterprognose um ca. 18 Stunden im Voraus bestimmen. Eine geglättete Prognose ist insofern wichtig für den Handel, da mit einer solchen Prognose Phasenfehler kurzlebiger Produktionsschwankungen weitgehend ausgeschaltet werden können. Die probabilistische Evaluierung der Prognose ermöglicht zudem eine physikalische Lokalisierung der Produktion, relativ zur prognostizierten Windgeschwindigkeit. Dies kann mit Hilfe von Messdaten erreicht werden, indem einzelne Prognosen oder Perzentile eine höhere Wichtung in der Berechnung des sogenannten "Best Guess" oder der optimalen Prognose erhalten.

Während eine derartige physikalisch-statistische Anpassung mit historischen Daten durchgeführt wird, können die Ensemble Prognosen, umgerechnet in Produktionswerte, im operationellen Echtzeitbetrieb direkt dazu verwendet werden, lange im Voraus die Unsicherheit der Prognose zu bestimmen, um einen Teil des aus den Vortagsprognosen zwangsläufig entstehenden Saldos schon frühzeitig im Intra-Day-Handel ausgleichen zu können. Ein solches Vorgehen wird langfristig die Bilanzkreisabweichungen von Wind- und Solarstrom-BKVs verringern und darüber hinaus sicherstellen, dass sich auch bei steigenden Strommengen aus Erneuerbarer Energie die Ausgleichsenergiemengen nicht erhöhen und/oder verteuern. Des Weiteren ist dieses Verfahren nicht nur für große Mengen von Wind- oder Solarstrom anwendbar, also nicht nur für die Übertragungsnetzbetreiber, sondern insbesondere auch für kleine Akteure in der Direktvermarktung äußerst nützlich, da es ermöglicht, mit automatisierten Prozessen auch ohne 24/7 Personal im Voraus Fehler im nächtlichen Intra-Day Markt auszugleichen. Die Marktprämie der EEG-Novelle 2012 soll, wie bereits dargelegt, dabei nicht nur dafür sorgen, dass eine größere Anlagenzahl effizienter gesteuert wird, sondern auch, dass mehr Konkurrenz auf dem Intra-Day-Markt entsteht. Das im Folgenden vorgeschlagene Konzept ermöglicht dies.

Beschreibung der Methodik

Wir schlagen eine neue Methodik vor, bei der die Korrektur des Prognosefehlers für den vortägigen Handel schon bei Öffnung des untertägigen Handelstages im Intra-Day, bzw. bei Eintreffen der sogenannten 12UTC Wetterprognose beginnt (ca. 1-2 Stunden nach Öffnung des Intra-Day Marktes). Das Vorgehen teilt sich auf in eine Kombination von:

- einer Dayahead-Prognose (DP)
- einer Kurzfristprognose für den Windenergie-Pool (KFP)
- einer aggregierten probabilistischen Unsicherheitsprognose für den Pool/Anlage (UP)

Aus diesen Informationen wird berechnet, wie viel Volumen des Prognosefehlers auf dem Intra-Day-Markt gehandelt werden kann und wie viel durch gemeinsame Regelenergie ausgeglichen werden muss. Dies wird durch eine Vorzeichenevaluierung des zu erwartenden Ausgleichsvolumens (A_E) ermittelt:

$$A_E = KFP - DP \quad (1)$$

Der Absolutwert des Ausgleichsvolumens A_A ergibt sich aus der Differenz zwischen der Dayahead Prognose (DP) und der Kurzfristprognose (KFP), abzüglich der probabilistischen Unsicherheitsprognose (UP), also desjenigen Anteiles, der nicht mit Sicherheit als Fehler im vortägigen Handel bestimmt werden kann:

$$A_A = |KFP - DP| - UP, \quad (2)$$

wobei die Unsicherheitsprognose, definiert in Gl. (5), durch die in jedem Zeitintervall berechnete Ensemblestreuung zwar veränderlich ist, jedoch immer als positiver Anteil abgezogen wird. Gl. (2) stellt darüber hinaus eine Kontrolle für die Korrektheit des Vorzeichens von A_E in Gl. (1) dar. Aus Gl. (1) und (2) kann nun eine Entscheidungstabelle für einen automatisierten Prognose-Update Prozess (PUP) abgeleitet werden (s. Tab. 1). Die Spalte mit den Koeffizienten „a,b,c“ wird im späteren Verlauf dazu verwendet, ein Prognose-Update-Inkrement zu bestimmen.

Tab. 1 Entscheidungstabelle für den Prognose-Update Prozess (PUP)

Fall	A_E	A_A	PUP	a,b,c
1	< 0	< 0	DP	0,0,0
2	< 0	> 0	KFP + UP	1,1,1
3	≥ 0	> 0	KFP - UP	1,-1,1
4	≥ 0	< 0	DP	0,0,0

In Abb. 2 wird das Prinzip dieser Entscheidungstabelle illustriert. Im Fall 1 und im Fall 4, bei denen die KFP innerhalb des Unsicherheitsbandes um die vortägige Prognose DP liegt und sich entweder leicht unterhalb ($A_E < 0$ und $A_A < 0$) oder oberhalb ($A_E > 0$ und $A_A < 0$) der DP befindet, sollte keine Korrektur der vortägigen Dayahead Prognose vorgenommen werden (alle Koeffizienten a,b,c = 0), da der Unterschied der Prognosen innerhalb des Unsicherheitsbandes (+/- UP) liegt, d.h. der Fehler ist vermutlich klein und kann theoretisch anders ausfallen, da die KFP und die Hochrechnung auch Fehler ausweisen. In den Fällen 2 und 3 werden Korrekturen vorgenommen, bis zum jeweiligen Unsicherheitsprognoseanteil, der der Kurzfristprognose hinzugerechnet, oder davon abgezogen wird. Es wird also entweder versucht, im Intra-Day-Handel den so errechneten Anteil an Strommengen zwischen DP und UP zu erwerben (Fall 2), oder abzugeben (Fall 3). Im Fall 2, bei dem die KFP unterhalb der DP ($A_E < 0$) und außerhalb des Unsicherheitsbandes (+/- UP) liegt, ist es wichtig, so viel wie möglich dieses Anteils auszugleichen, da das Risiko besteht, dass ein großes Kraftwerk plötzlich ausfallen könnte und der Bilanzkreis-Saldo (BK) des Windenergiepools für teure Ausgleichsenergie aufkommen muss. Nebst der Verpflichtung der Schaffung des bestmöglichen Ausgleichs ist in der Praxis tatsächlich auch der Preis für Ausgleichsenergie ein Anreiz dafür, den Fehler immer so gering wie möglich zu halten.

Für den Fall 3 ($A_E \geq 0$) ist das Risiko eines hohen Preises durch die hier vorgeschlagene Korrektur jedoch wesentlich geringer.

Die Notwendigkeit eines Unsicherheitsbandes hinsichtlich der Entscheidung, ob ein Unterschied zwischen neuer und vortägiger Prognose einen Fehler darstellt, der untertägig im Intra-Day-Markt ausgeglichen werden sollte, wurde durch eine Detailbetrachtung der von den ÜNBs im Intra-Day-Markt gehandelten Mengen und der entsprechenden Kosten für Windenergieanlagen mit EEG-Vergütung identifiziert.^{2,3} Die Untersuchung ergab, dass bislang ein signifikanter Verlust beim Handel der Windenergie auf dem Intra-Day-Markt auftritt. Dieser Verlust ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass es teurer ist, kurzfristig zusätzliche Leistung zu kaufen, als überschüssige Windenergie auf dem Intra-Day-Markt aus einer BIAS-freien Dayahead Prognose zu verkaufen. Bei eingehender Betrachtung dieses Musters wird deutlich, dass ein effizientes Handelssystem dafür Sorge tragen sollte, dass ein solcher BK-Saldo nicht mehrmals gehandelt wird, noch dieselben Megawatt (MW) mehrfach mit Regelenergieausgleichskosten belastet werden. Dies kann durch eine Vorgehensweise mit Unsicherheitsfaktoren - wie in Tab. 1 angegeben und in Abb. 2 illustriert - und durch die Begrenzung des Handels mit einem Unsicherheitsband um die vortägige Prognose, erreicht werden.

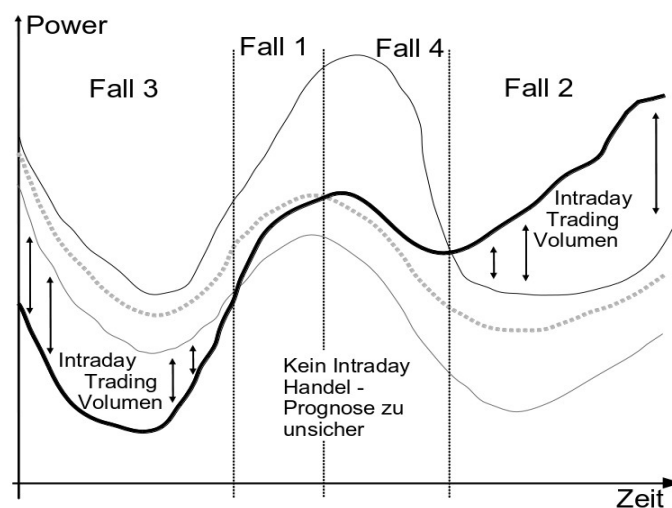


Abb. 2 Handelsprinzip bei Anwendung des Unsicherheitsbandes für die Bestimmung des zu handelnden untertägigen Volumens im Intra-Day

² Transparenz der Vermarktungstätigkeiten gemäß § 2 AusglMechAV, http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/525.htm

³ Regionenmodell des Stromtransports 2009, German TSOs. Online: <http://www.50hertz-transmission.net/de/1388.htm>

Die Kurzfristprognose

Für die Anwendung des hier vorgestellten Ansatzes ist es unerheblich, mit welcher Vorgehensweise die Kurzfristprognose erzeugt wird. Die Prognose könnte eine Meta-Prognose aus einer Reihe von deterministischen Einzelprognosen für die Gesamterzeugung sein, oder aus einem Ensemble-Prognosesystem stammen. Wichtig ist allerdings, dass die Prognosen das gesamte Gebiet, bzw. den gesamten Pool abdecken und auf konsistenten Wettervorhersagen für den gesamten Bereich basieren. Es besteht ansonsten die Gefahr von Inkonsistenzen und höherer Volatilität des Fehlers, wenn man z.B. Wettervorhersagen eines Anbieters eines bestimmten Wetterdienstes für die eine Regelzone und einen anderen Anbieter mit Prognosen eines anderen Wetterdienstes für die zweite Regelzone verwendet. Mit anderen Worten, die "Meta"-Prognose muss eine Summe konsistenter Prognosen für den gesamten Pool sein. Für unsere Studie benutzten wir eine Kurzfristprognose (KFP), die mit einem invertierten Ensemble Kalman Filter (iEnKF)-Ansatz erzeugt wird (Möhrlen and Jørgensen 2009), in dem veröffentlichte Online-Daten der Hochrechnungen der einzelnen ÜNB-Regionen für den Messdateneinfluss herangezogen werden. Dies bedeutet, dass vier regionale Hochrechnungszahlen pro Zeitschritt verwendet wurden, um die Prognose für das Gesamtgebiet entsprechend dieser Zahlen anzupassen. Im Vergleich zu der Nutzung aller verfügbaren Online-Daten (sog. Referenzmesspunkte) ergibt dieses Vorgehen keine ideale Prognose, da der iEnKF-Ansatz mit 3-D Feedback aus vielen Messpunkten einen wesentlich genaueren Ist-Zustand erzielen kann, als mit vier regionalen Online-Hochrechnungsdatensätzen erreicht werden kann. Hier sehen die Autoren allerdings eine Chance in der Direktvermarktung, einen für kleine, individuelle Bilanzkreise wesentlich besseren Ist-Zustand und damit auch eine bessere Kurzfristprognose erstellen zu können.

Die Rolle der Unsicherheitsprognose am Prognose-Update Prozess

Für den Prognose-Update Prozess ist die aggregierte Pool-Unsicherheitsprognose (UP) integraler Teil der vorgeschlagenen Vorgehensweise, da diese bestimmt, welche Maßnahmen zu ergreifen sind und wie groß die untertägig auszugleichenden Mengen sind. Die UP ist unabhängig von der Dayahead- und KF-Prognose in dem Sinne, dass sie von jedermann und durch eine beliebige geeignete Methode generiert werden kann. In der hier durchgeführten Studie wurden physikalisch basierte Ensemble Prognosen des bereits beschriebenen MSEPS Systems verwendet.

Die Unsicherheitsprognose UP muss mit historischen Daten kalibriert werden. Dies können beispielsweise Prognosedaten aus einem Echtzeit-System oder historische Daten sein, die unter Echtzeitbedingungen erzeugt wurden. Ist die KFP eine Meta-Prognose, ist es wichtig, dass die stündlichen Prognosewerte mit der gleichen Meta-Prognosekombination erzeugt werden. Der erste Schritt, um die UP zu bestimmen, ist die Berechnung des mittleren absoluten Fehlers (\bar{F}) der unkorrigierten Kurzfristprognose für den gesamten Pool für ein Jahr aus Echtzeit-Daten:

$$\bar{F} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F_i \quad (3)$$

wobei F den absoluten Fehler als Differenz von Kurzfristprognose KFP und Messwerten OBS in jedem Zeitintervall i bezeichnet:

$$F_i = |KFP_i - OBS_i| \quad (4)$$

Ein Teil dieses Fehlers kann nicht durch die Wetterunsicherheit erklärt werden. Dies wird durch eine konstante Unsicherheit im zweiten Term in Gl. (5) berücksichtigt. Der Rest der Unsicherheit ändert sich mit dem Wetter. Verschiedene Tests haben gezeigt, dass die mit dem Wetter verbundene Unsicherheit am besten über eine physikalische Ensemble-Streuung der Windproduktion (S_w) modelliert wird, indem man die Korrelation mit dem Prognosefehler nutzt. Die UP kann somit als Summe der wetterabhängigen Unsicherheit und der zufälligen Systemunsicherheit ausgedrückt werden:

$$UP = K(S_w, F) \cdot S_w \cdot \left(\frac{\bar{F}}{\tilde{S}} \right) + [1,0 - K(S_w, F)] \cdot \bar{F} \quad (5)$$

wobei \tilde{S} das Zeitintegral von S_w ist und K die Korrelation zwischen Ensemblestreuung und Vorhersagefehler (S_w, F) bezeichnet. Bezüglich der Wahl der Ensemblestreuung S_w haben unsere in diesem Zusammenhang durchgeführten Untersuchungen gezeigt, dass die Distanz zwischen zwei Perzentilen, zentriert um den Median, gute Ergebnisse liefert. Das Perzentilpaar mit der höchsten Korrelation (K -Wert) wird daher gewählt. Als Beispiel sei hier der Interquartilabstand genannt: $S_w = P75 - P25$. Die Größenordnungen von K , S_w und \bar{F} hängen voneinander ab, sind jedoch konstant für einen bestimmten Pool und einen bestimmten Vorhersagezeitraum. Die gesamte Variabilität liegt in der Streuung S_w .

Im Allgemeinen steigen K , S_w und \bar{F} mit zunehmendem Prognosehorizont an, was bedeutet, dass sich die Unsicherheitsprognose UP für zunehmenden Vorhersagehorizont für fast jeden Pool verbessert.

Allerdings ist hier anzumerken, dass die Unsicherheit sich mit dem tatsächlichen Wettergeschehen verändern, d.h. die im Wettergeschehen liegende Unsicherheit widerspiegeln sollte. Hierbei ist es wichtig, dass die Unsicherheitsprognose von einem physikalisch basierten Ansatz eines Ensemble Systems stammt, z.B. eines multi-scheme oder multi-model Ansatzes und nicht aus statistischen Methoden wie z.B. einer Variabilitätsanalyse der Windgeschwindigkeit. Die Anwendung von „echten“ Ensemble Prognosen ist vor allem bei Extremereignissen am Spotmarkt von ausschlaggebender Bedeutung, da diese meist durch unsichere Windeinspeisung entstehen. Unsichere Windeinspeisung wiederum entsteht immer in der Nähe von Fronten oder Tiefdruckgebieten, und vor allem, wenn diese in der Nähe von Gebieten liegen, oder aber sich über Gebiete bewegen, in denen die installierte Windleistung große Gradienten aufweist, d.h. über Gebieten, in denen Produktionsschwankungen großen Einfluss auf die Gesamtproduktion haben. Diese befinden sich in Deutschland vor allem an den Küstengebieten. Die Ensemble Prognose produziert in solchen Situationen automatisch extreme Streuung, da die einzelnen Wetterprognosen je nach Lage der Front oder des Tiefdruckgebietes stark unterschiedliche Ergebnisse liefern werden.

Auf dem Intra-Day-Markt kann nun die Differenz zwischen DP und KFP+UP oder KFP-UP nach Tab. 1 gehandelt werden. Die daraus entstehende Korrektur-Prognose (KP) kann mittels der drei Konstanten aus Tab. 1 formuliert werden:

$$KP = a \cdot KFP + b \cdot UP - c \cdot DP \quad (6)$$

Es wird im weiteren Verlauf aufgezeigt, wie durch diese Korrektur eine Veredelung der zu vermarktenden Energie erzielt wird, indem der wertlose (unsichere) Anteil abgetrennt wird und der wertvolle (sichere) Anteil erhalten bleibt.

Simulation und Analyse

Um die neu entwickelte Theorie zu testen, wurde eine Simulation über ein Jahr von Juli 2010 bis Juni 2011 aufgesetzt, in der alle Windenergieanlagen in Deutschland zusammengefasst wurden, d.h. die 4 Regelzonen wurden als eine Zone betrachtet und in der ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) die Vermarktung des Windstromes in Übereinstimmung mit der Netzregelverbundregelung vornimmt (Bundesnetzagentur 2010; Zolatarev et al. 2009). Die Simulation beinhaltet eine Bilanzkreisanalyse für verschiedene Prognosestrategien für den in Gesamtdeutschland erzeugten Windstrom. Hierbei wurden neben den Strompreisen am Spotmarkt auch die Preise am Intra-Day-Markt, sowie Preise für Ausgleichsregelenergie berechnet und entsprechend analysiert.

Es wurde über den Betrachtungszeitraum die tägliche Dayahead-Prognose mit Vorhersagehorizont 48 Stunden, 6-stündliche Prognoseupdates mit Kurzfristprognosen über 13 Stunden, sowie stündliche untertägige Prognosen mit einem Vorhersagehorizont von zwei Stunden erstellt. Aus diesen Prognosen wurden dann 5 + 1 verschiedene Szenarien gebildet, wobei das zusätzliche Szenario nur für die Kostenanalyse relevant ist. Die Szenarien können wie folgt zusammengefasst werden:

1. Dayahead Prognose ohne untertägigen Ausgleich (DP)
2. Dayahead Prognose mit ständigem stündlichen untertägigen Ausgleich mittels einer Kurzfristprognose (KFP)
3. Dayahead Prognose mit 6-stündlichen untertägigen Updates; die eine „rohe“, ohne Messdateneinfluss, erstellte Kurzfristprognose mit einem Vorhersagehorizont von 13 Stunden ausweisen (rKFP)
4. Wie (2) mit zusätzlicher Unsicherheitsprognose UP (KFP+UP)
5. Wie (3) mit zusätzlicher Unsicherheitsprognose UP (rKFP+UP)
6. 36 Stunden Prognose, erstellt vom 12UTC-Wetterprognosezyklus (siehe Abschnitt Kostenanalyse der Prognoseszenarien)

In Abb. 3 ist dargestellt, zu welchen Zeitpunkten die Korrekturen der einzelnen Szenarien ausgeführt werden.

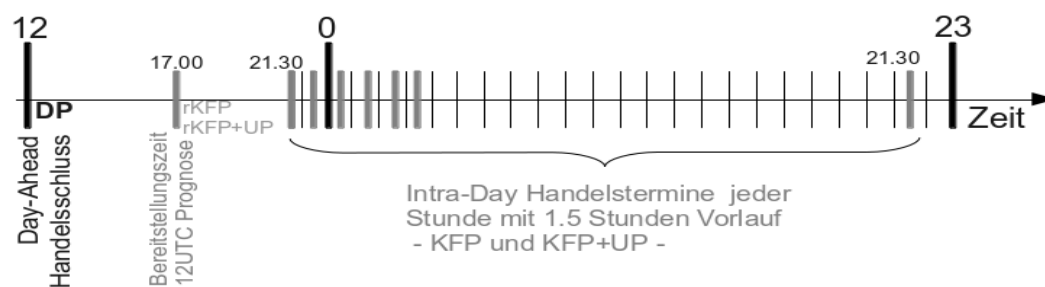


Abb. 3 Darstellung der Handelszeitpunkte für die verschiedenen Prognoseszenarien

Ziel dieser Simulationsstudie war es, diese 6 Prognosestrategien zu diskutieren und neben der Beurteilung der Prognosequalität mittels statistischer Analysen auch die Marktgegebenheiten und die Preisstruktur der Erlöse, bzw. der Verluste aus dem Ausgleich der Handelsstrategien in Betracht ziehen.

Man könnte dies einen Paradigmenwechsel nennen, da wir nun zulassen, dass nicht mehr notwendigerweise die Prognose mit dem geringsten mittleren absoluten oder quadratischen Fehler als die beste Prognose gilt, sondern diejenige, die es vermag die fluktuierende Erzeugung von Wind - und in nächster Konsequenz Solarstrom - bestmöglich zu vermarkten und physisch in das Stromnetz einzubinden. Um dies zu realisieren ist es notwendig, nicht nur die Fehlerquellen, sondern auch die Konsequenzen von Prognosefehlern im ökonomischen Sinne zu analysieren. In unserer Studie beschränken wir uns allerdings auf die Verluste aus dem Ausgleich der Prognosefehler, da dies die entscheidende Größe für die Beurteilung des ökonomischen Nutzens ist. Auf die Berechnung der Erlöse wurde bewusst verzichtet, da die tatsächlichen Erlöse von vielen Umständen abhängen, wie z.B. dem Vergütungsvertrag zwischen WEA-Besitzer und -Vermarkter, tatsächlich erzielten Spotmarktpreisen etc..

Diese Unbekannten sind für die hier vorgestellten Handelsstrategien irrelevant und wurden deshalb vernachlässigt. Es bleibt jedoch anzumerken, dass durch diese Unbekannten theoretisch eine Beeinflussung der Ergebnisse entstehen könnte. Beispielsweise, wenn die Vergütung von zusätzlich am Intraday Markt vermarkteten Strom hoch genug ist, so dass der BKV seine Windeinspeisung im Dayahead Markt konservativ (d.h. eher zu niedrig) einstellen würde, um zusätzlich lukrative Gewinne am Intraday Markt abzuschöpfen. Allerdings würde ein solches Handeln voraussetzen, dass der BKV bereit ist, einen Teil seines Pools zu drosseln, wenn kurzfristig nicht genügend Volumen am Intraday Markt vorhanden wäre.

In Deutschland sind die Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, den fluktuierenden Wind- und Solarstrom zu vermarkten. Es wird hierbei das HoBA-Prinzip angewandt, das einen horizontalen Belastungsausgleich schafft, der den ÜNB die Energie nicht anhand deren räumlicher Verteilung, sondern einen prozentualen Anteil an deren Gesamterzeugungsleistung in der jeweiligen Regelzone zuordnet. Um dies technisch umzusetzen, wird in jeder Regelzone eine Hochrechnung anhand von Referenzanlagen erstellt und diese unter den ÜNB ausgetauscht. Diese Hochrechnung basiert auf ca. 10% der installierten Erzeugungsleistung in Deutschland und ist je nach Wetterlage unterschiedlich fehleranfällig. Im Jahresdurchschnitt kann man von einem RMSE von 1-2% der installierten Leistung ausgehen, wobei dieser je nach Wetterlage erfahrungsgemäß bis zu 10% ansteigen kann (pers. Kommunikation mit Amprion GmbH). Diese Hochrechnung wird von den ÜNB dazu verwendet, um Kurzfristprognosen zu erstellen, die fehlerhafte Dayahead Prognosen im Intra-Day-Handel ausgleichen sollen.

Die Rahmenbedingungen für den Intra-Day-Handel sind demnach in gewisser Weise fehlerbelastet, was dazu führen kann, dass ein sogenannter Doppelhandel von Windstrom stattfinden kann, wenn die gesamte Differenz zwischen Dayahead und Kurzfristprognose gehandelt wird. In diesem Zusammenhang bietet es sich an, die Unsicherheit der Hochrechnung und der dazugehörigen Kurzfristprognose zu ermitteln, um zu verhindern, dass erneuerbarer Strom mehrfach gehandelt wird.

Analyse der Prognoseszenarien

Die Detailanalyse der Simulationsergebnisse ergab, dass Unsicherheiten in der tatsächlichen Produktion von Windenergie - und dies gilt gleichermaßen für Solarenergie - wie oben beschrieben zu Mehrfachhandel führen können. Ein solcher Mehrfachhandel erhöht nicht nur die allgemeinen Vermarktungskosten, sondern auch die benötigte Ausgleichsenergie, obwohl ca. 50% der kleinen Fehler (< 2% der installierten Leistung) dem Systemausgleich dienlich sind und demnach nicht im Intra-Day-Handel ausgeglichen werden sollten. Der Ausgleich dieser kleinsten Fehler verringert die Systemsicherheit, erhöht die allgemeinen Kosten der Vermarktung und verkleinert deren Erlöse. Zunächst wurde für den Betrachtungszeitraum eine primärstatistische Auswertung durchgeführt. Tab. 2 und Tab. 3 zeigen den RMSE und den BIAS für die verschiedenen Prognosetypen und -gebiete.

Tab. 2 Mittlerer quadratischer Fehler (MQF) für verschiedene Prognosetypen und Gebiete. Alle Werte sind in % der installierten Leistung angegeben

Prognose typ / Gebiet	Day-ahead Prognose 00UTC	“rohe” Kurzfrist-Prognose	iEnKF Kurzfrist-Prognose	Persistenz (2 Stunden)	iEnKF Kurzfrist-Prognose korrigiert	“rohe” Prognose korrigiert	Day-ahead Prognose 12UTC
DE - 50H	6,81	5,40	4,61	5,34	-	-	-
DE - TTG	5,39	4,14	3,42	3,96	-	-	-
DE - AMP	5,13	4,36	4,03	4,03	-	-	-
DE - ENBW	5,84	5,14	5,25	3,29	-	-	-
DE	4,69	3,55	2,74	3,11	3,65	4,26	4,27

Tab. 3 BIAS in verschiedenen Regionen und für verschiedene Prognosetypen

Prognose typ / Gebiet	Day-ahead Prognose 00UTC	“rohe” Kurzfrist-Prognose	iEnKF Kurzfrist-Prognose	Persistenz (2 Stunden)	iEnKF Kurzfrist-Prognose korrigiert	“rohe” Prognose korrigiert	Day-ahead Prognose 12UTC
DE - VET	0,57	-0,79	-0,43	0,00	-	-	-
DE - EON	-0,12	-1,12	-0,87	0,00	-	-	-
DE - RWE	0,32	-0,94	-0,7	0,01	-	-	-
DE - ENBW	1,75	0,33	0,55	0,00	-	-	-
DE	0,28	-0,87	-0,63	0,00	-0,08	0,08	-0,29

Es fällt auf, dass diejenigen Prognosen, die nur derartige Fehler ausgleichen, die bis zu deren Unsicherheitsband reichen, zwar einen besseren RMSE ausweisen als die Vortagesprognose, aber einen wesentlich schlechteren RMSE als die untertägige iEnKF Prognose (KFP), die rohe Kurzfristprognose (rKFP) und Persistenz der Hochrechnung.

Beim BIAS zeigt sich, dass alle unsicherheitskorrigierten Prognosen einen insignifikanten BIAS aufweisen. Abb. 4 zeigt die zeitliche Verteilung der Korrekturen und die Größe der Korrekturen für die vier untertägigen Prognoseszenarien. Bemerkenswert hierbei ist der Unterschied der Verteilung in den zwei kleinsten Korrekturklassen für die Prognosen mit und ohne Unsicherheitsprognosekorrektur. Außerdem zeigt sich eine deutliche Verminderung der notwendigen Korrekturen an der rohen Kurzfristprognose ohne Messdateneinfluss (rKFP) im Vergleich zur Vortragsprognose.

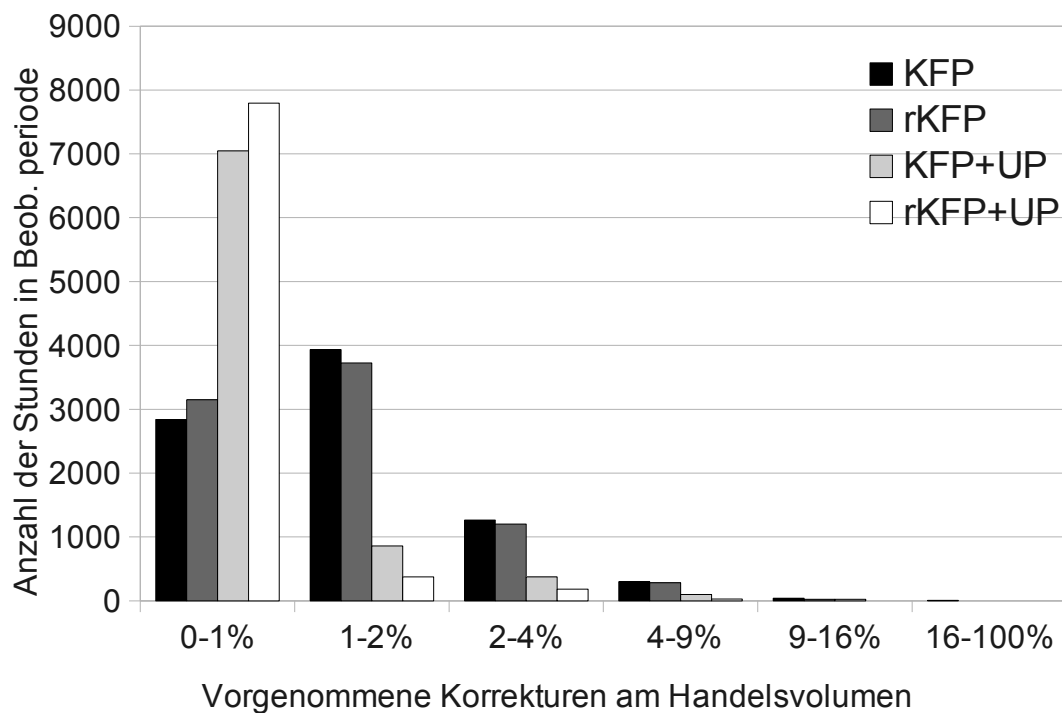


Abb. 4 Anzahl der Stunden für die einzelnen Handelsstrategien, in denen Korrekturen des vortägigen Handelsvolumens vorgenommen wurden

In Abb. 5 ist die Verteilung des notwendigen Ausgleichsvolumens für verschiedene Prognosetypen zusammengefasst. Hier fällt vor allem auf, dass beim ständigen untertägigen Handel ein großer Teil der Fehler in der kleinsten Fehlerklasse akkumuliert, in der - nach Betrachtung der Ausgleichsenergiemengen - ca. 50% der Fehler den Regelzonensaldo eigentlich negativ beeinflussen würden und wie oben beschrieben tatsächlich aber zusätzliche Regelenergie aktivieren, da ein Doppelhandel stattfindet.

Die Kurzfristprognose (KFP), die mit der Annahme erstellt wird, dass die Hochrechnung zu jedem Zeitpunkt korrekt ist und auch ihren eigenen Fehler von durchschnittlich 2-3% der installierten Leistung nicht berücksichtigt, schafft unnötiges Ungleichgewicht im Bilanzkreis und führt zu höheren Kosten.

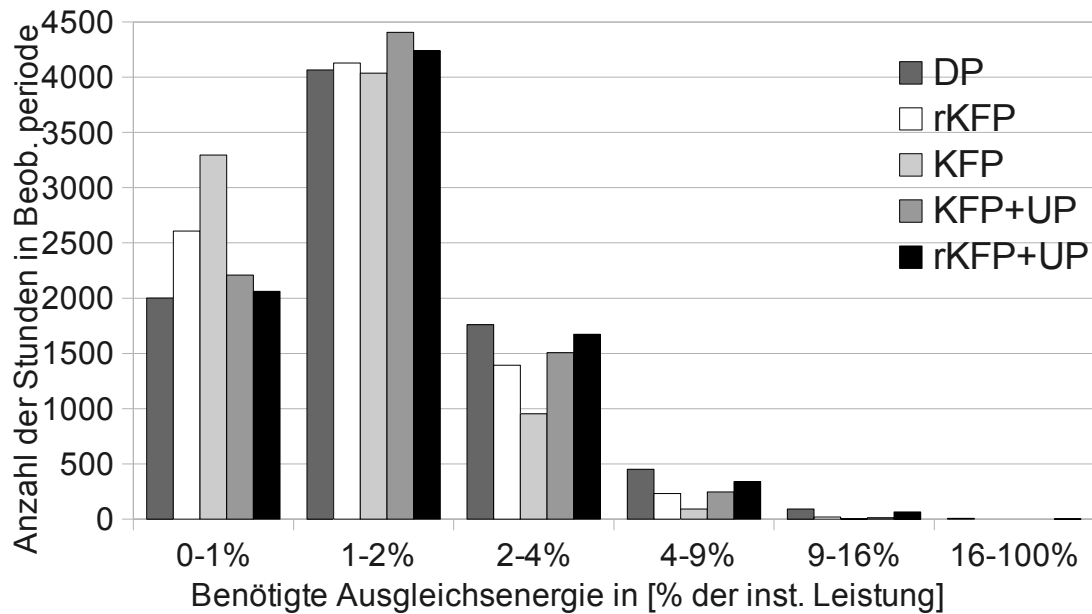


Abb. 5 Anzahl der Stunden für die einzelnen Handelsstrategien, in denen Regelleistungen für den Ausgleich der Prognosefehler benötigt wurde

Für die Auswertung dieser Studie wurden öffentliche Hochrechnungsdaten herangezogen. Um den Fehler der Hochrechnung relativ zu den Zählerwerten der tatsächlich eingespeisten Leistung in die Untersuchung mit einbeziehen zu können, musste ein Hochrechnungsfehler simuliert werden. Dazu wurde den Hochrechnungswerten aus Erfahrungswerten ein zufälliger Fehler von 0,50% und 0,76% der installierten Leistung hinzugefügt. Aus diesen zwei Zeitreihen wurde dann der Mittelwert gebildet, um den Unterschied zwischen tatsächlichen Prognosefehlern und Prognosefehlern der Hochrechnung nachzubilden. Obwohl unsere Annahme größere Hochrechnungsfehler vernachlässigt und damit eventuell eine relativ zur tatsächlichen Hochrechnung zu genaue Hochrechnung produziert, soll mit dem Vorgehen vielmehr die Sensitivität der Hochrechnungsgenauigkeit auf die Ausgleichsenergiekosten veranschaulicht werden, als ein exaktes Ergebnis wiederzugeben.

Dies und eine exakte Analyse könnte lediglich von den Übertragungsnetzbetreibern vorgenommen werden und ist nicht Ziel unserer Studie.

Tab. 4 gibt an, welches Volumen mit den verschiedenen Prognosetypen bzw. Szenarien effektiv gehandelt wird und wie groß der Anteil der kleinen Fehler für diese Szenarien ist.

Das in den einzelnen Szenarien durch den versuchten Ausgleich mit fehlerbelasteten Prognosen doppelt gehandelte Volumen ist in Tab. 5 dargestellt.

Tab 4 Zeitliche Verteilung der Korrekturen der Vortagsprognose für verschiedene Prognosetypen (Abkürzungen: DP = Dayahead Prognose, rKFP = rohe Kurzfristprognose, UP = probabilistische Unsicherheitsprognose)

Klasse / Prognose	0-1%	1-2%	2-4%	4-9%	9-16%	16-100%
KFP	2840	3934	1265	300	40	4
rKFP	3150	3726	1200	280	23	0
KFP+UP	7047	860	375	97	23	0
rKFP+UP	7795	375	183	26	0	0

Tab. 5 Verteilung des notwendigen Ausgleichsvolumens für verschiedene Prognosetypen

Klasse / Prognose	0-1%	1-2%	2-4%	4-9%	9-16%
DP	2002	4066	1760	452	92
rKFP	2608	4128	1393	232	18
KFP	3296	4037	954	90	2
KFP+UP	2209	4406	1506	246	12
rKFP+UP	2062	4240	1673	339	64

Hierbei wurde zwischen echten Messwerten und Hochrechnung unterschieden, wobei, wie oben beschrieben, hier die sogenannten „echten“ Messwerte die öffentlich zugängliche Hochrechnung darstellen und die Hochrechnung die Messreihe der mit zufälligen Fehlern versehenen Hochrechnung beinhaltet. Zusätzlich zeigt Tab. 5 auch noch den zeitlichen Anteil der Stunden in denen gehandelt wird, um den Unterschied zwischen den Szenarien, in denen jede Stunde im Intra-Day gehandelt wird (KFP und rKFP), zu verdeutlichen. In denjenigen Szenarien, in denen nur der Anteil gehandelt wird, von dem man sicher ist, dass ein fehlerbehafteter Wert im vortägigen Handel eingestellt wurde, muss nur in 25% (KFP+UP), bzw. 10% (rKFP+UP) der Zeit gehandelt werden. Dieses Ergebnis ist signifikant und etwas überraschend. Allerdings wird im weiteren Verlauf der Untersuchung nachgewiesen, dass ein Handeln im Intra-Day für 25% der Stunden für die unsicherheitskorrigierte KFP+UP-Prognose genug ist, um die benötigte Regelenergie für Wind im Gesamtsystem dennoch zu verringern.

Die Anteile der benötigten Regelenergie und des genutzten untertägigen Handels wurden in Tab. 6 aufgeschlüsselt. Es ist hier anzumerken, dass zunächst der Eindruck entsteht, als ob die benötigte Regelenergie im Gegensatz zu dem Szenario, in dem in jeder Stunde im Intra-Day die Mengen gehandelt werden, die als Unterschied zwischen neuester Kurzzeitprognose und vortägigem Handel entstehen, relativ hoch ist.

Jedoch werden wir in der nachfolgenden Analyse der Fehler erkennen, dass ein relativ großer Teil der gehandelten Intra-Day-Mengen in diesen Szenarien dem Gesamtsystem eine Fehlerquelle hinzufügen, die unnötig ist und somit unnötig Kosten und Fahrplanänderungen verursachen.

Tab 6 Aufschlüsselung des benötigten Gesamtausgleichsvolumens für vortägige Prognosefehler. Alle Zahlen sind in der Einheit % der installierten Leistung angegeben. (* Gesamtvolumen abzüglich 50% der Fehler <2%). HR: Hochrechnung

Prog-nose-typ	% Anteil kleiner Fehler	Intra-Day Trading ID	HR-Fehler 1		HR-Fehler 2		effektiv gehandeltes Volumen*
			benötigte RegelE RE1	gehandel. Volumen 1 ID+RE1	benötigte RegelE RE2	gehand. Volumen 2 ID+RE2	
HR	-	-	0,76	-	0,50	-	-
DP	72,42	0,00	3,31	3,31	3,22	3,22	2,465
KFP	87,52	2,56	2,21	4,77	2,07	4,63	3,733
rKFP	80,39	2,37	2,77	5,15	2,61	4,98	4,172
KFP+UP	78,95	0,64	2,75	3,39	2,65	3,29	2,468
rKFP+UP	75,21	0,28	3,07	3,34	2,97	3,25	2,469

Dies zeigt sich auch am sogenannten "Gesamtfehler" in der letzten Spalte in Tab. 6, in der die Mengen aufsummiert sind und die Fehler der KFP und rKFP wesentlich höher sind, als die Fehler der unsicherheitskorrigierten Szenarien.

Kostenanalyse der Prognoseszenarien

Im nächsten Schritt wurden die verschiedenen Prognoseszenarien anhand ihrer Kosten für den Ausgleich von vortägigen Prognosefehlern analysiert. Zentraler Fokus wurde hierbei auf die bereits beschriebenen Unsicherheitsprognosen gelegt, die die Unsicherheiten der Prognosefehler relativ zum vortägigen Handel in Betracht ziehen und entsprechend der vorhandenen markttechnischen Möglichkeiten nur die Strommengen ausgleichen, die mit Sicherheit im vortägigen Fahrplan fehlerbehaftet sind. Folgendes Vorgehen wurde der Analyse zu Grunde gelegt:

1. Erstellung der Day-ahead Prognose für den Spotmarkt für den gesamten deutschen Windstrom
2. Ermittlung der stündlichen untertägigen Kurzfristprognosen (KFP) mit dem iEnKF Algorithmus für den gesamten deutschen Windstrom
3. Aufbereitung der Hochrechnung, basierend auf den von den ÜNB veröffentlichten Daten
4. Berechnung des Unsicherheitsbandes (+/- UP) der Kurzfristprognose, die mit Hilfe der Hochrechnung erstellt wurde
5. Aufbereitung der relevanten Marktdaten, d.h. Preise für den Intra-Day-Handel und die Regelenergie für die Umrechnung des Prognosefehlers in Preiskategorien
6. Berechnung verschiedener Szenarien und deren Kosten

Für die Ausgleichsenergiemengen und -preise wurden die von den ÜNB veröffentlichten Preise und Mengen für denselben Betrachtungszeitraum (Juli 2010 – Juni 2011) herangezogen (Amprion 2011a und 2011b). Um den Einfluss des Preises für Regelernergie mit der benötigten Energiemenge zu beschreiben, wurde zunächst eine Regressionsanalyse der Preise und der dazugehörigen Mengen durchgeführt. Damit sollte eine Kostenfunktion erstellt werden, womit die Preisentwicklung für verschiedene Prognosetypen simuliert werden kann. Allerdings wurde festgestellt, dass keine der gängigen Regressionsfunktionen die Preise als eine Funktion der Volumina realistisch wiederzugeben vermochte. Vor allem die Preise für große Prognosefehler, wie sie zwangsläufig immer wieder bei Starkwindereignissen auftreten, wurden bei allen getesteten Funktionen derart stark reduziert, dass die Ergebnisse unbrauchbar wurden. Regressionsanalysen, bzw. -funktionen können solch sporadisch und zufällig auftretenden Extremereignisse, die aber in diesem Zusammenhang von größter Bedeutung sind, nicht oder nur unzureichend genau erfassen. Vor diesem Hintergrund wurden die tatsächlich aufgetretenen Preise benutzt und der damit einhergehende Fehler, bzw. die Preise für Regelernergie, vor allem für das Szenario "nur Dayahead Prognose" unterschätzt.

Für die restlichen Szenarien ergibt sich jedoch ein realistischer Ansatz, so dass dieser Fehler vernachlässigt werden kann. Auch unter dem Gesichtspunkt, dass die Bilanzkreisverantwortlichen verpflichtet sind Prognosefehler untertätig so weit wie möglich auszugleichen und nicht die Gesamtheit der Prognosefehler auf Regelernergie umzulegen⁴. Des Weiteren ist zu beachten, dass sich die hier berechneten und tatsächlich von den ÜNB ausgewiesenen Ausgleichsenergiekosten geringfügig unterscheiden, da dem tatsächlichen Handel andere Prognosen zugrunde liegen als diejenigen, die hier zur Anwendung kommen konnten. Die Prognosen der ÜNB basieren auf einer Metaprognose, während wir in dieser Studie eine aus 75 verschiedenen Wetterprognosen bestehende Erzeugungsprognose heranziehen. Diese Unterschiede würden die Preise an der EPEX in bestimmten Wettersituationen, vor allem bei Starkwindereignissen, durch die zeitlich andersartig ausfallenden Fehler in anderer Form beeinflussen. Allerdings ist der mittlere Fehler vergleichbar und somit kann diese konsistente Fehlannahme der Preise vernachlässigt werden. Diese Annahme entspricht auch der Situation eines BKV mit einem so kleinen Pool an vermarkteten WEA zum gesamten EEG Windanteil, dass dieser die Preise am Spotmarkt nicht beeinflussen kann. Bei der Aufbereitung der weiteren Marktdaten wurden Phelix Preise des Dayahead-Marktes der EPEX Spot herangezogen (EPEX 2011a).

⁴ <http://www.amprion.net/bilanzkreisfuehrung#>

Die Preise für den Intra-Day-Handel und die benötigte Ausgleichsenergie sollten auch hier anhand einer Kostenfunktion erstellt werden, da die Windstromerzeugung mittlerweile einen zu großen Einfluss auf die Preise hat. Würde man die von der EPEX veröffentlichten Preise im Intra-Day heranziehen, würde man automatisch bestimmte Szenarien bevorzugen und auch die Tatsache ignorieren, dass für große Mengen nicht immer ausreichende Kapazitäten im Intra-Day-Handel vorhanden sind. Insofern könnte man die verschiedenen Szenarien nur bedingt analysieren. Um dies zu umgehen wurde zunächst eine Regressionsanalyse der mittleren Preise und den dazugehörigen Mengen im Intra-Day durchgeführt. Hierzu wurde eine Zeitreihe der Preise und Mengen im Intra-Day von der EPEX Spot über das hier betrachtete Jahr (July 2010 - Juni 2011) herangezogen (EPEX 2011a). Wenn im Folgenden Preise im Intra-Day aufgeführt werden, so beziehen sich diese aber von nun an immer auf den Unterschied zum Spotmarktpreis, d.h. ein „Nullpreis“ im Intra-Day entspricht dem Spotmarktpreis. Es ist also zu beachten, dass sich alle weiteren Angaben auf den Unterschied zum Spotmarkt-Preis beziehen und keine Absolutpreise darstellen. Bei der Analyse der Regressionskoeffizienten stellte es sich heraus, dass die Regression Nullpreise (Spotmarktpreis = Intra-Day Preis) nicht korrekt wiedergeben kann und dies die Preisfunktion untergraben würde, da die Anzahl der Nullpreise zum einen zu groß ist und zum anderen eine wichtige Preiskategorie in der Kostenanalyse darstellt. Stattdessen wurde deshalb eine Sensitivitätsanalyse der gesamten Ausgleichsenergiekosten durchgeführt, unter der Annahme, dass sich der Preis für die benötigten Mengen im Intra-Day in einem konstanten Verhältnis zum Dayahead Markt verhält. In Abb. 6 sind die Ergebnisse von 15 Berechnungen der jeweiligen Gesamtausgleichsenergiekosten für 5 der 6 Prognoseszenarien dargestellt. Es wurde hierbei Szenario 3 (rKFP) mit der 36 Stunden Spätnachmittagprognose des 12UTC Zyklus ausgetauscht, da in der Kostenanalyse für diese „rohe“ untertägige Prognose nun die Kosten für Korrekturen über den gesamten nächsten Tag berechnet wurden und nicht mehr nur 7, bzw. 13 Stunden im Voraus. Jedes der 5 Szenarien wurde mit 25 verschiedenen, aber konstanten Differenzen zum Spotmarktpreis in jedem viertelstündlichen Zeitintervall berechnet. Hierbei wurden von 0 bis 2 EUR in Schritten von 0,125 EUR/MWh und danach in 1 EUR Schritten die Differenz zwischen Spotmarkt und Intra-Day-Markt nach folgender Formel herangezogen:

$$P_{ID} = P_{SP} - K(i) \quad (7)$$

wobei P_{ID} der Intra-Day Preis ist, P_{SP} den Spotmarktpreis angibt und $K(i)$ von 0...13 EUR in Schritten von 0,125 bzw. 1,0 EUR/MWh läuft. $K(i)$ ist positiv, wenn

Strommengen verkauft werden und negativ, wenn Strommengen gekauft werden müssen.

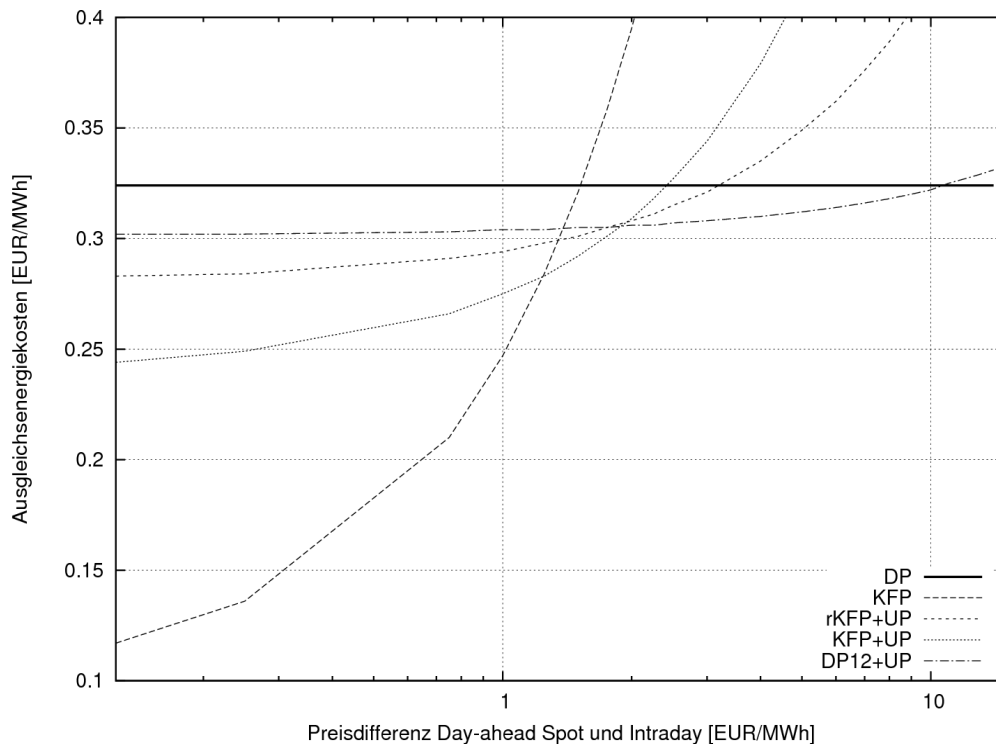


Abb. 6 Darstellung der Kostenanalyse für den untertägigen Handel im Intra-Day mit verschiedenen Preiskategorien und Prognosen

Zusätzlich werden in Abb. 6 auch die Ausgleichsenergiekosten für den Handel im Dayahead Markt ohne Korrektur gezeigt. Abb. 6 legt zunächst die Vermutung nahe, dass die UP Prognose nicht wesentlich genauer als die KFP Prognose ist. Bei einer näheren Betrachtung fällt jedoch auf, dass:

- bei permanentem Intra-Day Handel mit nur 2-stündigem Vorlauf relativ große Ausgleichsvolumina erforderlich sind und dadurch die Gefahr besteht, dass zu dieser Zeit nicht genügend Volumen im Markt vorhanden ist.
- man eine höhere Preisdifferenz zwischen DP und KFP zulassen kann, wenn man den Großteil des zu erwartenden Fehlers schon am Vortag in dem Intra-Day einstellt und handelt.
- die Intra-Day Preisanalyse zeigte, dass eine Preisdifferenz zum Phelix Spot Preis im Intra-Day von weniger als 1,5 EUR/MWh vor allem kurz vor Marktschluss schwierig zu erzielen ist.
- die probabilistische Unsicherheitsprognose fast immer realisiert werden kann, da der Großteil der Korrektur am Vortag gehandelt werden kann und kurz vor Handelsschluss nur noch kleine Mengen gehandelt werden müssen. Für Letztere kann dadurch eine größere Preisdifferenz zugelassen werden.

- ein BKV sich mit der Unsicherheitsprognose die Möglichkeiten der Preisstufen bis zum prognostizieren UP Volumen mit verschiedenen Handelstypen im Intra-Day zunutze machen kann - bereits 12-18 Stunden vor Handelsschluss.

Es konnte darüber hinaus gezeigt werden, dass jedes Handelsszenario gegenüber einem anderen im Rahmen einer bestimmten Verlustmarge Vorteile aufweist. Die 2-Stunden-Kurzfristprognose ist am besten für geringe Verlustwerte zum Spotmarktpreis bis zu 1,3 EUR geeignet. Von 1,3 bis 3,0 EUR sollte die 2-Stunden-Kurzfristvorhersage unter Berücksichtigung der Unsicherheitskorrektur verwendet werden. Ab 3,0 bis 13,0 EUR Verlust ist lediglich ein Intra-Day-Update am Spätnachmittag des Vortages nützlich. Bei Verlusten in der Kategorie ab 13,0 EUR sollte nur die Menge im Intra-Day-Markt zur Auktion kommen, von welcher der BKV mit sehr hoher Sicherheit davon ausgehen kann, dass diese Menge fehlt oder überschüssig sein wird, da der Verlust sehr groß wird. Unsicherheiten müssen in diesen Fällen dem Regelausgleichsmechanismus zufallen.

Generell zeigt Abb. 6 auf anschauliche Weise, dass der Handel von Prognosefehlern aus dem vortätigen Day-ahead intelligent und mit Vorsicht durchgeführt werden muss. Sie zeigt des Weiteren auf, dass keine belastbaren statistischen Methoden vorliegen, sondern, dass eine flexible Nutzung unterschiedlicher Handelsmethoden und Handelstypen zum besten Ergebnis führt. Dies bedeutet nicht, dass automatisierte Lösungen unmöglich sind, sondern eher, dass sich deren Komplexität erhöht. Mit der Unsicherheitsprognosestrategie versuchen wir jedoch eine Methodik vorzustellen, mithilfe der diese komplexen Zusammenhänge dennoch automatisiert werden können und hoffen damit, den Anstoß zu mehr dynamischem Handeln zu geben.

Unter Einbeziehung der gewonnenen Erkenntnisse lässt sich mit Abb. 6 exemplarisch die folgende Handelsstrategie aufstellen - Zeitpunkt 17:30 Uhr:

- Berechnung des Unterschiedes zwischen DP von 00 UTC und DP von 12 UTC
- Berechnung der neuen Unsicherheitsbänder und Ausgleichsvolumina
- Erstellen der Preisschritte entsprechend der nun veröffentlichten Spotpreise für den nächsten Tag und aufstellen von Handelsvolumen für den Intra-Day in gleichen oder verschiedenen Preiskategorien bis zum Unsicherheitsband
- Einstellen des untertägig zu vermarktenden Volumens zu den berechneten Preisen
- Berechnen des Restvolumens aus dem Unsicherheitsband für den Vergleich mit neuen Prognosen bis zur Erfüllung
- Handeln des Restvolumens kurz vor Handelsschluss

Beim Aufstellen des untertägig zu handelnden Volumens kann man sich verschiedener Handelstools innerhalb und außerhalb der "Order-Books" wie z.B. „Limit Orders“ und „Market Sweep Orders“ etc. bedienen (EPEX 2011b).

Diskussion

Ziel dieser Arbeit war es, Klarheit hinsichtlich der Fragestellung zu schaffen, in welchem Umfang für den effizienten Handel und Ausgleich von Windenergie Intra-Day-Handel als Zusatz zur Spotmarkt-Auktion erforderlich und systemtechnisch nützlich ist. Es wurde untersucht, welchen Nutzen man erzielen kann, wenn nicht nur zwei Stunden vor Handelsschluss im Intra-Day-Markt gehandelt wird, sondern bereits bei oder kurz nach Öffnung des Intra-Day Marktes am Nachmittag des Vortages. Hierzu wurden Prognosen erstellt, die im Winter eine Stunde und im Sommer zwei Stunden nach Öffnung des Intra-Days für den nächsten Tag (15:00 MEZ des Vortages) bereitstehen und auf einer neuen Wetterprognose des sogenannten 12UTC Zyklus beruhen (der Dayahead Handel basiert im Allgemeinen auf sogenannten 00UTC Prognosen). Der größte Nutzen dieser vortägigen Prognose liegt in der speziell in Extremsituationen wichtigen Korrektur, die nicht im letzten Moment, sondern frühzeitig vorgenommen wird. Man kann sich damit erhoffen, einen wesentlich geringeren Verlust relativ zum Spotmarktpreis am Vortag zu erzielen. Hierbei ist wichtig, zu verstehen, dass zum einen diese sog. 12UTC Prognose meteorologisch gesehen die qualitativ hochwertigste Wetterprognose für Westeuropa darstellt, da für diese Prognose die meisten Messdaten über dem Atlantik aus dem Flugverkehr nach Nordamerika zur Verfügung stehen. Zum anderen macht man sich eine Prognose für den kommenden Tag mit einem um 12 Stunden verminderten Prognosehorizont mit einer durchschnittlichen Qualitätsverbesserung von ca. 10%, gemessen in RMSE, zu Nutze.

Abb. 7 zeigt exemplarisch die Entwicklung der Unsicherheitsverteilung über einen Prognoseverlauf von sechs Tagen auf. Es wurde hier allerdings nicht eine Prognose mit einem Prognosehorizont von sechs Tagen erstellt, sondern aus 24 verschiedenen Prognoseläufen jeweils diejenigen Prognosen extrahiert, die denselben Prognosegültigkeitszeitpunkt (hier 2011/09/20-03:00 UTC) ausweisen. Es sind demnach Prognosen mit jeweils 144, 136, 130...24, 18, 12, 6 Stunden Prognosehorizont in einer Grafik zusammengeführt. Hierdurch soll veranschaulicht werden, wie sich Prognosen vom Erstellungsdatum zum nächsten Erstellungsdatum für denselben Zeitpunkt unterscheiden.

Mit dem überlagerten Trichter soll verdeutlicht werden, dass sich die Streuung generell verringert, je näher man an den Betrachtungszeitpunkt heranrückt, dass die Prognosen um den gemessenen Wert – illustriert mit der schwarzen gestrichelten Linie – herum variieren, obwohl dieser immer innerhalb der Streuung liegt. Im Laufe von sechs Tagen lagen unterschiedliche Perzentile dem Messwert am nächsten, wobei sich die optimale Prognose (weiße Linie) dem wahren Wert mit geringen positiven und negativen Abweichungen annähert. Es wird deutlich, dass die Ensemblestreuung ein Ergebnis mit jedem Zeitschritt mit zunehmender Genauigkeit abbildet. Jedoch zeigt dieses Kreuzen der gemessenen Wertelinie auch auf, dass man dieselben Mengen mehrmals handeln würde, wenn man das vorgeschlagene Unsicherheitsband nicht berücksichtigt.

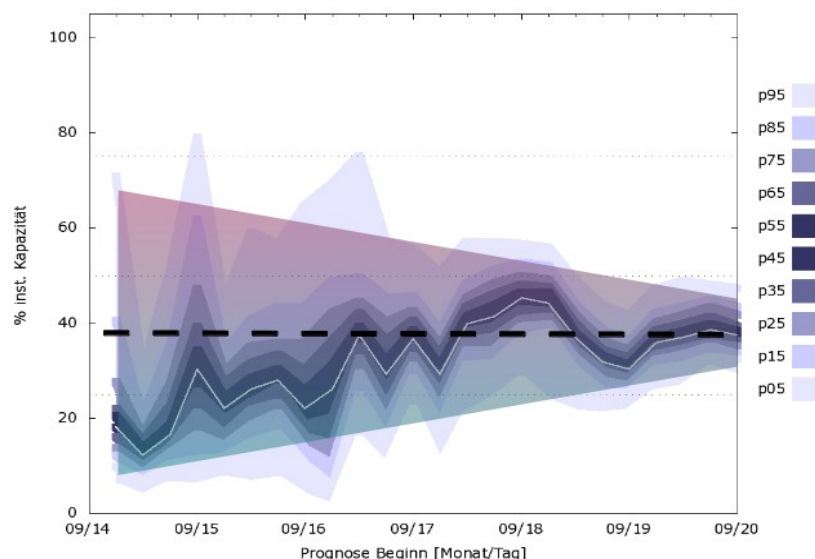


Abb. 7 Schematische Darstellung der Veränderung der Unsicherheitsstreuung für verschiedene Prognosehorizonte, beginnend von 144 Stunden in Intervallen von 6 Stunden, bis zum Zeitpunkt der Prognosegültigkeit (2011/09/20 um 3:00UTC). Die schwarze gestrichelte Linie zeigt die Messdaten zum Gültigkeitszeitpunkt an, die weiße Linie stellt die sogenannte optimale Prognose dar, die abgestuften Bereiche stellen Perzentilanteile dar

Zudem soll diese Grafik verdeutlichen, wie die Schwankungen in der Atmosphäre die Prognosen von Zyklus zu Zyklus verändern und dass es in nur wenigen Stunden möglich ist, mit Prognosen 100% richtig zu liegen. Zumeist muss man jedoch mit Prognosefehlern rechnen. Deshalb ist es unabdingbar, dass bei derart wettersensitiven Erzeugungsanlagen wie Wind und Solar nicht davon ausgegangen werden kann, dass zukünftig perfekte Prognosen erstellt werden können, sondern, dass man mit Unsicherheitsabschätzungen eine korrekte Richtung angeben kann und die kleinen und insignifikanten Schwankungen dem Gesamtsystem überlässt.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang das Verständnis dahingehend, welche Anteile dieser Schwankungen gehandelt werden und welche dem System überlassen werden sollten, um sowohl ein gut funktionierendes Stromnetz, als auch einen entsprechend lukrativen Stromhandel mit den fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu erzielen. Neben den meteorologischen Aspekten ist auch zu erwarten, dass eine Ausweitung dieser vorläufigen Handelspraxis dazu führen wird, dass konventionelle Kraftwerke mit längeren Anlaufzeiten, die keine Verträge im Dayahead Spotmarkt erhalten haben, auf diese Weise am Intra-Day-Handel teilnehmen können und ggf. damit Anlaufkosten senken können. Man kann jedenfalls davon ausgehen, dass frühzeitigeres Einstellen von Strommengen in den untertägigen Handel somit einer größeren Anzahl an Akteuren die Möglichkeit bieten wird, daran teilzunehmen. Damit wird das vorhandene Volumen erhöht und der Wettbewerb gestärkt.

Des Weiteren wurde in dieser Studie eine Alternative untersucht, bei der stündlich ein neues Angebot, basierend auf einer 2-Stunden-Prognose, abgegeben wird. Diese Prognosen sind einerseits akkurater, bringen jedoch andererseits die oben beschriebenen Nachteile der Kurzfristigkeit und des zu Zeiten geringen Marktvolumens mit sich. Aufgrund der relativ langen und teuren Anlaufphase vieler konventioneller Kraftwerke kristallisiert sich hier als einzig kosteneffiziente Handelsmöglichkeit für diesen Prognosehorizont ein Austausch der Prognosesalden mit anderen fluktuierenden Produktionseinheiten heraus. Darüber hinaus ergäbe sich eventuell auch aus planbarem Konsum von Kühleinheiten oder speziellen Produktionseinheiten die Möglichkeit, Prognosesalden konkurrenztauglich auszugleichen. Jedoch stehen diese Möglichkeiten des Bilanzkreissaldenausgleichs zum einen nicht immer zur Verfügung und zum anderen besteht dabei Bedarf an Personal, das oft nicht in diesem Maße zur Verfügung steht, vor allem nicht im 24/7 Betrieb. Dies bedeutet schlussendlich, dass das Risiko für einzelne große Fehler in extremen Wettersituationen und damit extremen Ausgleichskosten erhalten bleibt, was für kleinere Pools ungünstig ist und leicht zu wirtschaftlichen Problemen führen kann.

Fazit und Ausblick

Die hier gezeigten Ergebnisse basieren auf öffentlich zugänglichen Daten und sind auf das gesamte deutsche Gebiet anwendbar. Die Nutzung der Ergebnisse ist sowohl für die großen Pools der Übertragungsnetzbetreiber als auch für kleine Teile der Gesamtmenge an WEA und zudem für spezielle Erneuerbare Energie Pools geeignet.

Zwar liegt der Prognosefehler für kleine Pools höher, jedoch ist zu erwarten, dass die Ergebnisse dennoch auf Zusammenschlüsse ab ca. fünf Windparks vergleichbarer Größe und Entfernung anwendbar sind, da sich Glättungseffekte hochfrequenter Windgeschwindigkeitsänderungen in der Atmosphäre erst ab einer gewissen Anzahl Windparks ergeben (Vincent et al. 2010; 2011). Bei einer geringeren Anzahl Windparks besteht das Risiko, dass die hochfrequenten Oszillationen phasengleich auftreten und entsprechend die Vorhersagbarkeit wesentlich verringern. Zu berücksichtigen ist natürlich, dass die Streuung der Windparks die Genauigkeit für jeglichen Prognosehorizont beeinflusst.

In dieser Studie wurde der kombinierte Verlust aus Intra-Day-Handel und Ausgleichskosten mit den veröffentlichten 15-minütigen Regelenergiepreisen (reBAP) simuliert. Dazu wurden vier verschiedene Handelsszenarien bei festen Verlusten im Intra-Day-Handel und tatsächlichen Ausgleichskosten aufgestellt, sowie ein Referenzszenario, das nur den Dayahead Handel beinhaltet. Es wurde die Annahme getroffen, dass die Prognose den Regelenergiepreis reBAP nicht beeinflusst. Dieser Ansatz ist gleichzusetzen mit der Maßgabe, für einen so kleinen Anteil der gesamten Windenergieproduktion verantwortlich zu sein, dass selbst der größtmögliche BK-Saldo den reBAP Preis nicht beeinflussen kann.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine stündliche Ausführung eines automatisierten Algorithmus, basierend auf einer Kurzfristprognose unter Berücksichtigung der Unsicherheit, bzw. eines Unsicherheitsbandes, erfolgversprechend ist. Das von dem Algorithmus stündlich vorgeschlagene Restvolumen stellt nur noch eine letzte Korrektur zu der Spätnachmittagsprognose des Vortags dar, welche wiederum bereits eine Korrektur der vertraglichen Leistung der Spotmarktauktion ist. Allerdings zeigte eine Berechnung des zu erwartenden zusätzlichen stündlichen Kurzfrist-Handels kurz vor Handelsschluss einer jeweiligen Vertragsstunde, dass im Durchschnitt nur jede 4. Stunde, also in nur 25% der Zeit eine 2. Korrektur notwendig ist, sofern genügend Volumen zum gewünschten Preis für die frühe Vortageskorrektur im Markt vorhanden ist.

Je mehr Windenergie in den Markt integriert wird, umso wahrscheinlicher ist ein Ausgleich des Ungleichgewichts mit geringem Verlust. Der interne Ausgleich zwischen fluktuierenden EE-Produktionseinheiten ändert den Gesamtausgleichsbedarf wohl nicht, jedoch erhöht sich die Produktionsverlässlichkeit und somit ergibt sich ein indirekter Nutzen für das Gesamtsystem.

Jedoch könnte auch die gegensätzliche Situation entstehen, nämlich dann, wenn durch die Direktvermarktungspraxis eine Aufspaltung der WEA Erzeugung in viele kleinere Pools und dabei ein „Eigenleben“ der Pool BKVs entsteht, d.h. der einzelne BKV sich nicht mehr darauf verlässt, dass er seinen BK-Saldo rechtzeitig und ohne große Verluste untertägig ausgleichen kann. In einem solchen Fall könnte die Situation entstehen, dass Akteure, die für den Ausgleich von Windenergie verantwortlich sind, eher ihre unter Vertrag stehenden WEAs drosseln lassen, um einen großen Bilanzkreissaldo mit Extrempreisen zu vermeiden, wenn sie extreme Kosten für eine vortägig prognostizierte Überproduktion erwarten. Dadurch könnte aber im Gesamtsystem plötzlich ein Ungleichgewicht mit entgegengesetztem Vorzeichen entstehen, da diejenigen Akteure, die eine zu geringe Produktion vorhergesagt hatten, ihren Saldo nicht mehr kompensieren könnten.

Ein solches Risiko für eine Asymmetrie von fluktuierenden EE-Erzeugungseinheiten zu halb-gesteuerten Einheiten, wenn extreme Ausgleichskosten befürchtet werden, wäre kontraproduktiv für ein funktionierendes Stromnetz mit hohen Anteilen an fluktuierenden Produktionseinheiten. Aus diesem Grund ist es von generellem Interesse und unabdingbar, dass allen Marktteilnehmern der Ausgleich ihrer prognostizierten Produktion, basierend auf der neuesten Prognose vor Marktschließung, jederzeit möglich ist. Dies bedeutet, dass BK-Salden immer und von allen, nicht nur den ÜNB, die dazu verpflichtet sind, über Marktmechanismen ausgeglichen werden sollten, um genügend Volumen und wettbewerbsfähige Preise zu garantieren. Durch einen zeitnahen Ausgleich wird zudem eine Reduzierung der Verluste erreicht. Konventionelle Kraftwerke sollten dementsprechend versuchen, auf diese Situation zu reagieren, wobei sich die Chancen für eine planbare Produktion oder Verbrauch mindestens 8-10 Stunden im Voraus wesentlich erhöhen, wenn das Handelsgeschäft zu oder nahe dem Spotmarktpreis angeboten wird.

Je mehr Windenergieerzeuger und andere Produktionseinheiten dieses Vorgehen in die Praxis umsetzen, desto niedriger gestalten sich die Ausgleichskosten und umso höher werden die effiziente Integration der Erneuerbaren Energien und deren weiterer Ausbau. Mit den hier beschriebenen Prognosetechniken wurde aufgezeigt, wie mit den neu geschaffenen Möglichkeiten zur Direktvermarktung in der Novellierung des EEG 2012 die Handelspraxis von allen Akteuren dynamischer und dennoch effizient gestaltet werden kann.

Danksagung

Die Autoren möchten Ihnen Dank der teilweisen Förderung dieser Studie durch das BMU im Rahmen des RAVE-Netzintegrations-Projektes 2008-2012, sowie des dänischen PSO-Förderprogrammes FORSK-EL 2008-2011 im Rahmen des DEWEPS Projektes, ausdrücken. Dank gebührt auch einigen unserer Kunden, die mit ihrem Wissen und durch Informationsaustausch und Diskussionsbereitschaft Problembereiche anstießen, aus denen Ideen für neue Anwendungen unserer Prognosen herausgearbeitet und realisiert werden können. Besonders danken möchten wir dem anonymen Reviewer für die fachkundige Durchsicht und die hilfreichen und konstruktiven Kommentare, die zu einer wesentlichen Verbesserung des Manuskriptes beigetragen haben.

Literatur

50Hertz (2009) Regionenmodell des Stromtransports 2009, German TSOs.

<http://www.50hertz-transmission.net/de/1388.htm>

Amprion (2011a) Ausgleichsenergieabrechnung gegenüber der

Bilanzkreisverantwortlichen. <http://www.amprion.net/ausgleichsenergiepreis#>

Amprion (2011b) Am Intra-Day-Markt beschaffte bzw. veräußerte Strommenge.

<http://www.amprion.net/bilanzkreis-eeg#>

BMU (2011) Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/47585.php

BMU (2008) Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/40508.php

Brankovic C, Palmer TN, Molteni F, Tibaldi S, Cubasch U (1990) Extended-range predictions with ECMWF models: time-lagged ensemble forecasting, Q. J. R. Meteorol. Soc., 116: 867-912

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2010) Beschluss BK6-08-111

EEG-KWK (JAHR)Transparenz der Vermarktungstätigkeiten gemäß § 2 AusglMechAV, http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/525.htm

EPEX SPOT (2011a)

http://www.epexspot.com/de/presse/nachrichten/details/news/Konferenz_EPEX_SPOT_BNetzA_zu_Erneuerbaren_Energien

EPEXSPOT (2011b) EPEX Spot Operational Rules, 08-08-2011

Lang, S., Möhrlen, C., Jørgensen, J., ÓGallachóir, B. and McKeogh, E. (2006) Application of a Multi-Scheme Ensemble Prediction System for wind power forecasting in Ireland and comparison with validation results from Denmark, Scientific Proc. European Wind Energy Conference, Greece

Möhrlen C (2004) Uncertainty in Wind Energy Forecasting, Thesis (PhD) Department of Civil and Environmental Engineering, University College Cork, Ireland, DP2004 MOHR

Möhrlen C, Jørgensen J.U. (2009) A new algorithm for Upscaling and Short-term forecasting of wind power using Ensemble forecasts, Proc. 8th Int. Workshop on Large-Scale Integr. of Wind Power

Molteni F, Buizza R, Palmer TN, Petrollogis T (1996) The ECMWF Ensemble Prediction System: Methodology and Validation, Q.J. R. Meteorol. Soc., 122:73-119

Jørgensen JU, Möhrlen C (2011) Increasing the competition on reserve for balancing wind power with the help of ensemble forecasts, Proc. 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, Aarhus, Denmark

Palmer TN, Molteni F, Mureau R, Buizza R, Chapelet P, Tribbia J (1993) Ensemble Prediction, ECMWF seminar proceedings „Validation of models over Europe“, Vol 1, ECMWF, Shinfield Park, Reading, UK

Stensrud, DJ, Bao, JW, Warner, TT (2000) Using Initial Condition and Model Physics Perturbations in Short-Range Ensemble Simulations of Mesoscale Convective Systems, Month. Weath. Rev., 128, No. 7, 2077-2107

Toth Z, Kalnay E (1993) Ensemble forecasting at NMC: the generation of perturbations. Bull. Am. Meteorol. Soc., 74: 2317-2330

Zolotarev P, Treuer M, Weißbach T, Gökeler M (2009) Netzregelverbund, Koordinierter Onsets von Sekundärregelleistung. VDI-Berichte 2080, VDI-Verlag GmbH, ISBN:9783180920801