



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



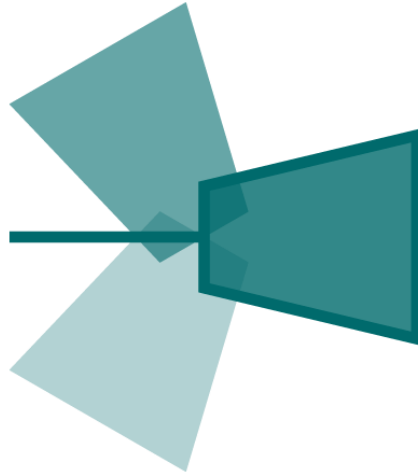
**Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich
Querschnittsaktivitäten**

Windenergie – Ausgleich der Prognosefehler

FKZ: 0325091

Projektpartner: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Laufzeit: 01.09.2008 – 31.08.2011



Zielsetzung

In Deutschland wurde die Windstromerzeugung in den letzten Jahren stark ausgebaut. Das integrierte Energie- und Klimaprogramm (IEKP) der Bundesregierung und die damit einhergehenden Förderung der regenerativen Energieträger wird zu einem weiteren Zubau von Windkraftanlagen führen. Die Windstromerzeugung wird die Auslastung von Mittellastkraftwerken verringern, so dass die Verwertung der Flexibilität von Kraftwerken verstärkt in den Fokus gerät. Der Schwerpunkt der Untersuchung soll die Bereitstellung von Reserveleistung zum Ausgleich von Windprognosefehlern sein. Hierbei wird ermittelt,

- welche Anforderungen heute und zukünftig an die Reserve gestellt werden,
- wie sich der Bedarf entwickelt,
- welche Preise zu erwarten sind und
- welche Kosten für die windbedingte Reservehaltung entstehen.

Das Projekt soll somit wichtige Erkenntnisse sowohl für die Betreiber von Windkraftanlagen bei einer Direktvermarktung als auch für die Betreiber von konventionellen Kraftwerken liefern. Leistungsreserve zum Ausgleich von Windprognosefehlern verursacht für den Windkraftanlagenbetreiber bei einer Direktvermarktung Kosten und eröffnet dem Betreiber konventioneller Kraftwerke weitere Vermarktungsmöglichkeiten von Leistung und Energie.

Die Projektbeteiligung der E.ON Energie AG und der EWE AG als Kraftwerksbetreiber bzw. als Betreiber von Windkraftanlagen berücksichtigt beide Perspektiven und stellt eine hohe Praxisrelevanz der Ergebnisse sicher.

Methodik

Das Projekt zieht sowohl technische als auch ökonomische Aspekte in Betracht. Zum einen wird das technische Zusammenwirken der Stromerzeugung aus

erneuerbaren Energien und aus konventionellen Kraftwerken einer technischen Analyse unterzogen und zum anderen wird der Markt für Kraftwerksreserve für den Ausgleich von Windprognosefehler untersucht. **Abbildung 1** zeigt wesentliche Arbeitspakete des Projektes zur Verdeutlichung der Vorgehensweise.

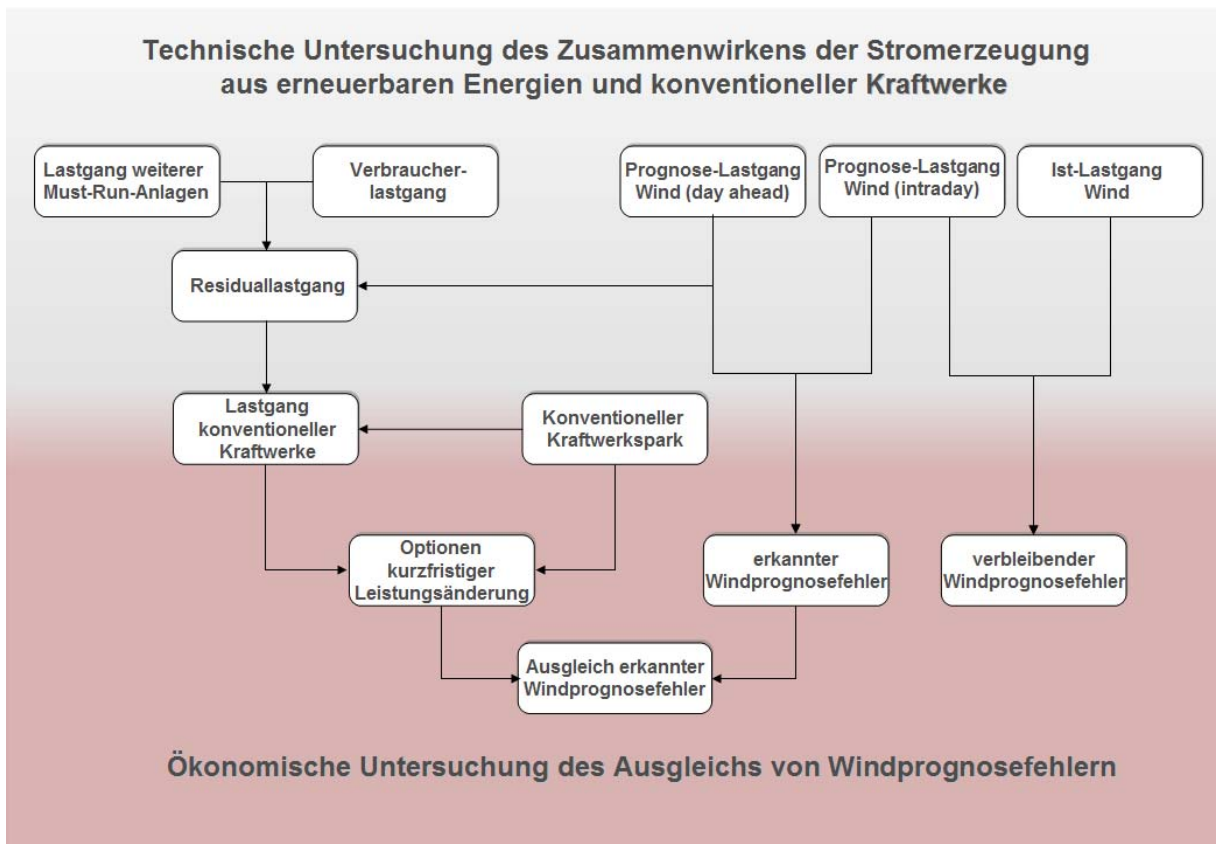


Abbildung 1: Vorgehensweise im Projekt

Für eine Bewertung des Zusammenwirkens der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und aus konventionellen Kraftwerken ist eine Betrachtung der Lastgänge der Stromerzeugung aus den jeweiligen Energieträgern notwendig. Neben der Modellierung des zeitlichen Verlaufs der zukünftigen Windstromerzeugung werden auch die Lastgänge der weiteren Must-Run-Anlagen (Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser und Kraft-Wärme-Kopplung) bestimmt. Der Verbraucherlastgang abzüglich des Lastgangs aller Must-Run-Anlagen ergibt den so genannten Residuallastgang, der von den konventionellen Kraftwerken gedeckt werden muss. Die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks im Betrachtungsjahr bestimmt, welche Kraftwerke zur Lastdeckung zum Einsatz kommen können.

Die Windstromerzeugung kann im Gegensatz zur konventionellen Stromerzeugung nicht geplant werden, sondern lediglich für den Folgetag prognostiziert werden. Diese Vortagesprognose ist Basis für die Einsatzplanung der konventionellen Kraftwerke. Falls untertäglich auf Basis von Kurzzeitprognosen ein Prognosefehler festgestellt wird, müssen diese ausgeglichen werden. Dieser Ausgleich erfolgt durch konventionelle Kraftwerke und es könnten sich zukünftig Optionen durch intelligentes Laden von Elektrostraßenfahrzeugen oder beispielsweise Demand Side Management ergeben. Welche Kraftwerke eingesetzt werden können, wird maßgeblich durch den zuvor ermittelten Lastgang der konventionellen Kraftwerke

bestimmt. Der Bedarf, die Anforderungen und die Preise dieser Reserve werden in einer Marktuntersuchung bestimmt. Der noch verbleibende Prognosefehler trägt zum Regelzonensaldo bei. Hierbei ist zu untersuchen, ob in Abhängigkeit der Zeit, die verbleibt um auf diesen Fehler zu reagieren, die durch die Übertragungsnetzbetreiber kontrahierte Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve ausreicht oder ob zusätzliche Reserve vorgehalten werden muss.

Mittel- bis langfristig sollte ein subventionsfreier Markt für die regenerative Stromerzeugung angestrebt werden. Die Betreiber von Windkraftanlagen müssen in diesem Fall den Windstrom selbst vermarkten (Direktvermarktung) bzw. einem Dritten die Vermarktung überlassen. Auf Basis der Ergebnisse der ökonomischen Untersuchung wird eine Methodik entwickelt, mit der die spezifischen Kosten für die notwendige Reserveleistung abgeschätzt werden können. Die ermittelten Kosten werden der Arbeitsgruppe Task 25 „Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power“ der Internationalen Energieagentur (IEA) bereitgestellt.

Im Rahmen des Projektes sind folgende Arbeitsschritte geplant:

- Definition von Ausbaupfaden, der regenerativen Stromerzeugung und der Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Entwicklung des Stromverbrauchs
- Entwicklung von Modellen zur Bestimmung von Lastgängen
- Synthetisierung der Lastgänge im Jahr 2020 für Windstrom, Photovoltaik, Kraft-Wärme-Kopplung, Laufwasser, Biomasse, Geothermie und Gesamtverbrauch
- Berechnung des Residuallastgangs
- Untersuchung der Möglichkeiten der grenzüberschreitenden Lastflüsse und der Speicherung
- Weiterentwicklung des im Rahmen des Projektes [KW21-E3](#) entwickelten Tools KEP (Kraftwerkseinsatzplanung)
- Szenarioentwicklung „Kraftwerkspark 2020“
- Entwicklung eines Wirtschaftlichkeitstools für Mittellastkraftwerke
- Analyse der historischen Preise für das Produkt Windreserve
- Auswertung der historischen EEX-Preise
- Entwicklung einer EEX-Preismethode
- Abschätzung der zukünftigen EEX-Preise
- Analyse der Interdependenzen zwischen den verschiedenen Märkten für elektrische Energie und Leistung
- Literaturrecherche zur erwarteten Verbesserung der Windprognosegüte
- Entwicklung einer Methode zur Synthetisierung des zukünftigen zeitlichen Verlaufs der Prognosefehler

- Abschätzung der benötigten Reservekapazitäten zum Ausgleich der Windprognosefehler
- Ermittlung der Anforderungen an die Reserve
- Untersuchung der Auswirkungen der organisatorischen Rahmenbedingungen (Ausschreibungsdauer, Verantwortlichkeit der Vermarktung) auf die Preise für die Reserve
- Entwicklung einer Methodik zur Bestimmung der spezifischen Kosten der notwendigen Reserveleistung als Kostenbestandteil der Windstromerzeugung im Falle einer Direktvermarktung

Zwischenergebnisse

1.1 Bestimmung der Residuallast

Der Stromverbrauch im Jahr 2020 wird mit 535,5 TWh angesetzt. Dies entspricht einem mittleren Verbrauchszuwachs von 0,3 % im Jahr. Diese Annahme wurde getroffen, da einerseits der Stromverbrauch von 1995 bis 2007 im Mittel um 1,1 % gestiegen ist und in FfE-Studien /FFE-07 09/ gezeigt wurde, dass insbesondere der Einsatz von Effizienztechnologien zu einem erhöhten Stromanteil in der Endenergiebilanz führen kann. Es wurde eine Methodik entwickelt, die eine Modellierung des Verbrauchslastgangs auf Basis der vertikalen Netzlast ermöglicht. Im Laufe des Projektes hat der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSOE Verbrauchslastgänge veröffentlicht. Für eine bessere Vergleichbarkeit mit anderen Studien wird nun die Charakteristik dieses Verbrauchslastgangs verwendet.

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 wurde auf Basis des Leitszenarios 2008 des BMU /DLR-01 08/ abgeschätzt. Die KWK-Ausbauziele im Leitszenario wurden dagegen auf Basis eigener KWK-Potenzialstudien /FFE-13 07/, /FFE-22 05/ als zu optimistisch angesehen. Für das Projekt wird eine KWK-Stromerzeugung von etwa 100 TWh für das Jahr 2020 unterstellt. Im integrierten Energie- und Klimapaket (IEKP) wird ein Ziel von 25 % der Stromerzeugung (ca. 140 TWh) genannt, das Leitszenario geht von 120 TWh im Jahr 2020 aus.

Es wurden folgende Lastgänge modelliert:

- Verbraucherlast,
- Kraft-Wärme-Kopplung,
- Windstrom,
- Photovoltaik,
- Laufwasser.

Den Verbrauchslastgang und die Einspeisung der so genannten Must-Run-Anlagen sowie den hieraus resultierenden Residuallastgang des Jahres 2020 zeigt **Abbildung 2**.

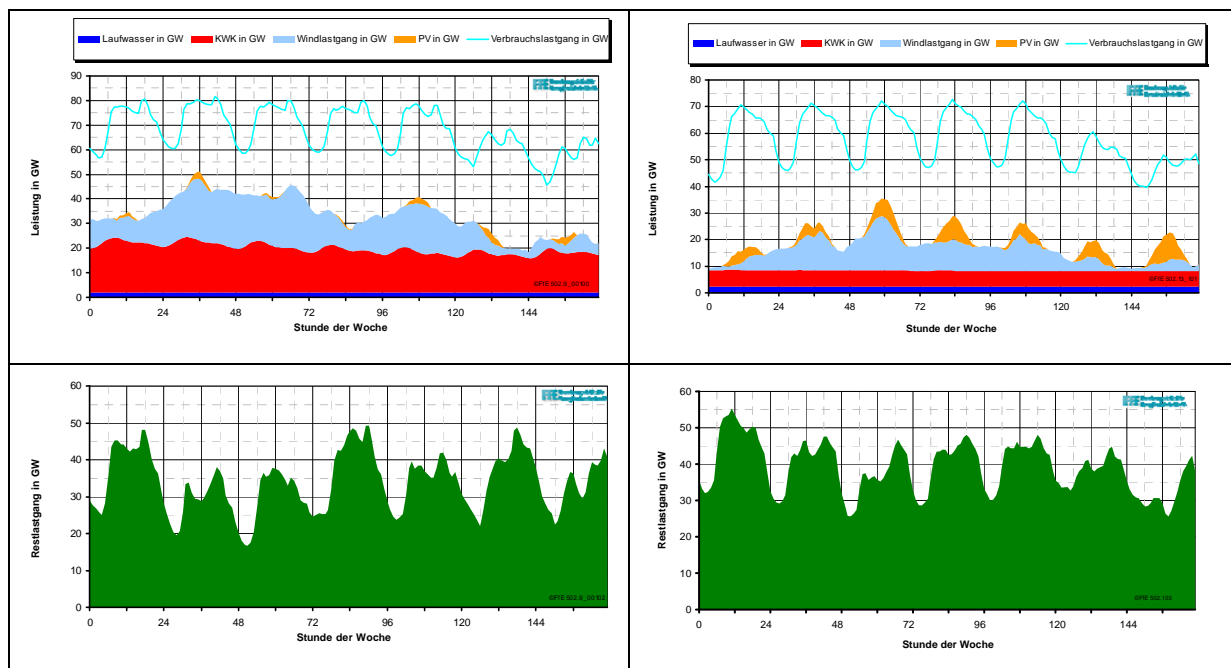


Abbildung 2: Synthetisierte Lastgänge einer Winterwoche (links oben) und einer Sommerwoche in 2020 (rechts oben) mit den dazugehörigen Residuallastgängen (unten)

Wie in Abbildung 2 zu erkennen ist, weist der durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Lastgang teilweise erhebliche Gradienten auf. Im gesamten Jahr ist die maximale Laststeigerung 12,9 GW und die maximale Lastreduktion -7,7 GW innerhalb einer Stunde. In 15 Stunden im Jahr ist die Residuallast negativ, d.h. ohne Anpassung (Speicher, DSM, Einspeisemanagement) übersteigt die Erzeugung der Must-Run-Anlagen die Nachfrage.

1.2 Analyse der Prognosegüte

Es wurden die Zeitreihen der prognostizierten (Vortagesprognose) und der tatsächlichen Windeinspeisung ausgewertet. Hierzu standen einerseits die von den Übertragungsnetzbetreibern /ENBW-02 09/, /RWE-02 09/, /TRA-02 09/, /VET-02 09/ veröffentlichten Daten zur Verfügung, andererseits wurden Daten durch den Projektpartner E.ON bereitgestellt. Letztere sind die bei E.ON zur Lastverteilung tatsächlich eingesetzten Prognosen. Es wurden die Daten der beiden Jahre 2007 und 2008 ausgewertet.

Der Prognosefehler wurde nach /IFE-02 06/ wie folgt definiert:

$$\text{Prognosefehler} = \text{Leistung}_{\text{Prognose}} - \text{Leistung}_{\text{Ist}}$$

Ein Prognosefehler mit positiven Vorzeichen bedeutet somit, dass die Windeinspeisung überschätzt wurde und positive Leistung für den Ausgleich des

Prognosefehlers benötigt wird. Entsprechend muss für den Ausgleich eines negativen Prognosefehlers negative Leistung eingesetzt werden. **Abbildung 3** zeigt den Verlauf der Prognose der tatsächlichen Windeinspeisung für ausgewählte Tage des Jahres 2008.

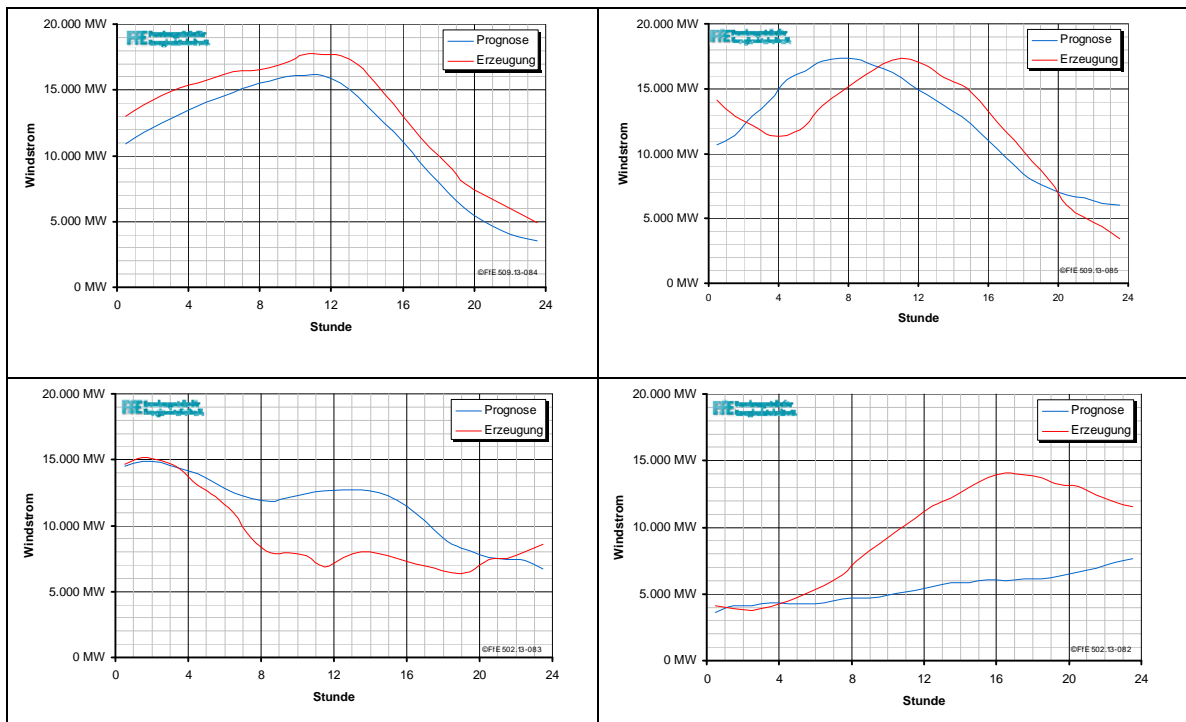


Abbildung 3: Ausgewählte Tage mit Verlauf der tatsächlichen und der prognostizierten Windeinspeisung: Typischer Höhenfehler am 5.10.2008 (links oben); typischer Zeitfehler am 27.01.2008 (rechts oben); maximaler positiver Fehler am 02.02.2008 (links unten) und maximaler negativer Fehler (rechts unten)

Als Maß für die Prognosegüte wird der RMSE (Root Mean Square Error) der Prognosefehler verwendet. Es wurden folgende Untersuchungen durchgeführt:

- Verbesserung der Prognosegüte von 2007 auf 2008
- Charakteristik von Prognosefehlern (Auftreten von Höhen- und Zeitfehler)
- Prognosefehler als Funktion der Prognosehöhe
- Prognosefehler als Funktion des Prognosehorizonts (16 bis 40 Stunden).

Des Weiteren wurde eine Literaturrecherche durchgeführt, welche zukünftigen Verbesserungen in der Prognoseerstellung zu erwarten sind. Für die weiteren Betrachtungen wurde die vom Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik erwartete Prognosegüte für das Jahr 2020 zugrunde gelegt /ISET-02 08/.

1.3 Das Prognosefehler tool ProFeT

Für eine Analyse des Ausgleichs der Windstromprognosefehler ist die chronologische Reihenfolge der Prognosefehler von entscheidender Bedeutung. Wichtig ist hierbei, zwischen der Vortagesprognose, auf deren Basis die Kraftwerks-

einsatzplanung vorgenommen wird, und der Kurzfristprognose, z. B. 4 Stunden, zu unterscheiden. Die Prognosefehler, die mit Hilfe der Kurzfristprognose erkannt werden, können durch die Aktivierung von Reservekapazitäten ausgeglichen werden. Der verbleibende Prognosefehler trägt zum Regelzonensaldo bei.

Es wurde das Modellierungsprogramm ProFeT entwickelt, mit dem auf Basis eines bekannten Lastgangs der Windeinspeisung eine dazugehörige Zeitreihe des Prognosefehlers synthetisiert werden kann. In dem Programm sind als Datenbasis die im Jahr 2008 aufgetretenen Fehler hinterlegt. Hierbei wurden nicht nur Einzelfehler, sondern vor allem Fehlercharakteristiken über mehrere Stunden berücksichtigt.

1.4 Der Reservebedarf im Jahr 2020

Mit Hilfe von ProFeT wurde für das Jahr 2020 auf Basis des modellierten Windlastgangs ein Lastgang mit Fehlern der Vortagesprognose und einer kurzfristigen Prognose (4 Stunden) erstellt. Für die Berechnung der Leistung, die als Reserve für den Ausgleich von Windprognosefehlern nachgefragt wird, wurde die Differenz aus Vortages- und Kurzfristprognose gebildet. Der Verantwortliche für den Ausgleich der Windprognosefehler würde diese Differenz im Markt nachfragen. Der verbleibende Prognosefehler würde zum Regelzonensaldo beitragen. Die sich nach dieser Systematik ergebende Nachfrage im Intraday-Markt ist in **Abbildung 4**, der verbleibende Beitrag zum Regelzonensaldo in **Abbildung 5** dargestellt.

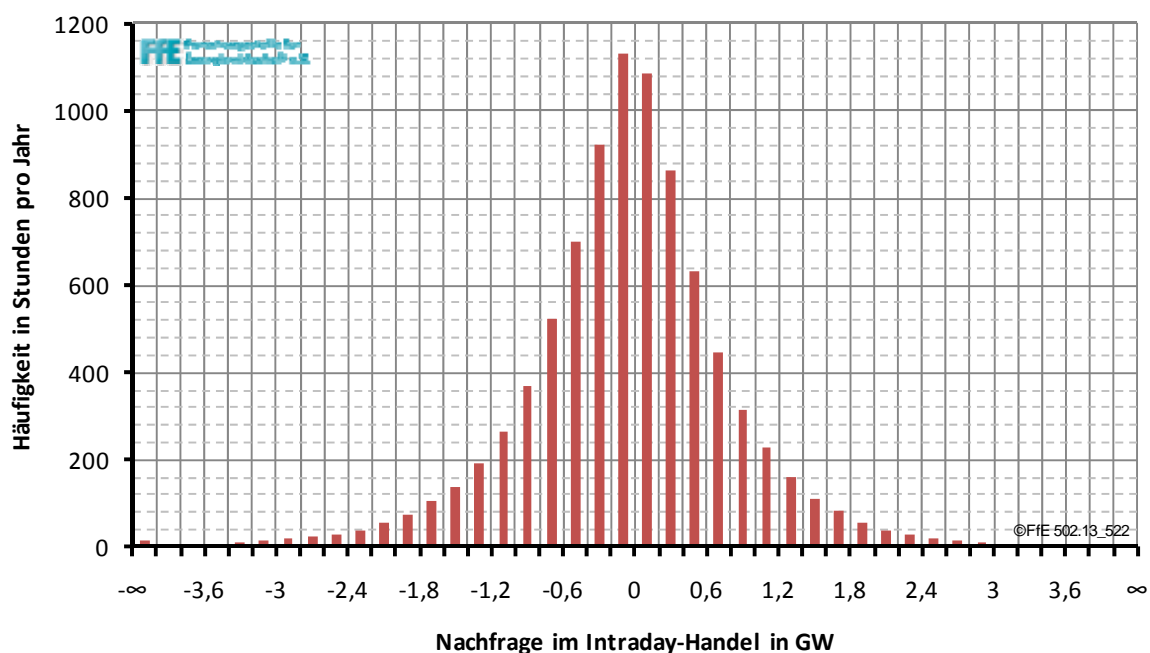


Abbildung 4: Verteilung der Nachfrage im Intraday-Markt zum Ausgleich von Windprognosefehlern im Jahr 2020

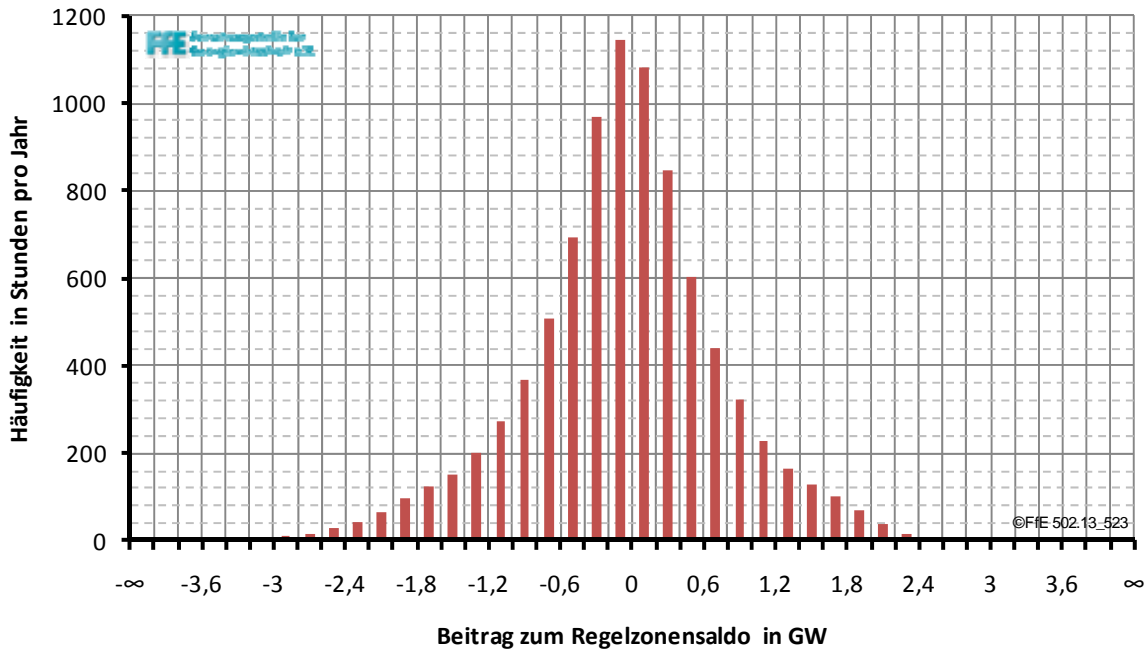


Abbildung 5: Beitrag zum Regelzonensaldo durch Windprognosefehler im Jahr 2020

Der Regelzonensaldo setzt sich zudem aus weiteren Prognosefehlern, wie z. B. bei der Verbraucherlast oder anderen regenerativen Erzeugern, und kurzfristigen Kraftwerksausfällen zusammen. Aus den Ergebnissen dieser Analyse wurden der Bedarf und die Anforderungen der Reservekapazitäten hergeleitet.

Für die Bewertung, wie die auftretenden Prognosefehler ausgeglichen werden, ist eine Analyse des Residuallastgangs entscheidend. **Abbildung 6** zeigt das Verhältnis des auszugleichenden Fehlers zur Residuallast in den jeweils gleichen Stunden.

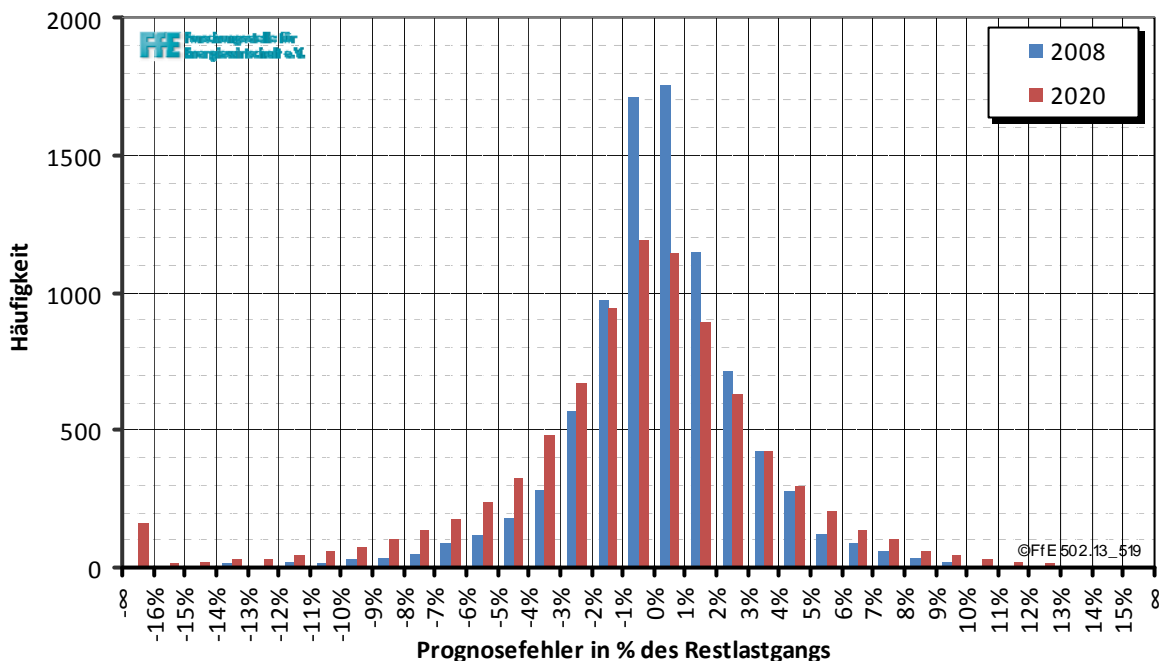


Abbildung 6: Höhe der Prognosefehler in Relation zum Residuallastgang

Im Jahr 2020 sind für den Ausgleich eines Windprognosefehlers häufig deutlich weniger konventionelle Kraftwerke am Netz als im Jahr 2008.

1.5 Weitere Beiträge zur Reserveleistungsnachfrage und Möglichkeiten der Reserveleistungsbereitstellung

Der Ausgleich von Windprognosefehler ist nicht die alleinige Ursache für eine untertägige Nachfrage nach Reserveleistung. Für die Modellierung des Marktes für Reserveleistung wurden auch weitere Beiträge für eine untertägige Nachfrage berücksichtigt:

- Prognosefehler des Verbraucherlastgangs,
- kurzfristige Kraftwerksausfälle,
- PV-Prognosefehler.

Der Fokus des Forschungsvorhabens liegt beim Ausgleich der Windprognosefehler auf der Reserve aus konventionellen Kraftwerken. Für eine Marktbetrachtung ist es jedoch entscheidend, die weiteren Möglichkeiten der Reserveleistung abzuschätzen. Hierzu wurden folgende Möglichkeiten genauer betrachtet:

- Großtechnische Speicher,
- Elektrostraßenfahrzeuge,
- Einspeisemanagement,
- Anbieter im Ausland,
- Kraft-Wärme-Kopplung,
- Demand Side Management.

Großtechnische Stromspeicher weisen aufgrund ihrer Entladeleistung von 6,2 GW und Ladeleistung von 6,0 GW im Jahr 2007 ein hohes theoretisches Potenzial zur Reserveleistungsbereitstellung aus. Es wurde ein Ausbauszenario bis zum Jahr 2020 entwickelt. Aus folgenden Gründen wird damit gerechnet, dass Stromspeicher nicht maßgeblich für Reserveleistung eingesetzt werden. Die begrenzte Speicherkapazität sowie die langfristig und Day-ahead abgeschlossenen Stromlieferverträge schränken die untertägige Flexibilität erheblich ein. Aufgrund der strengeren technischen Anforderungen für Regelleistung und der damit begrenzten potenziellen Anbieter sind im Regelleistungsmarkt im Mittel höhere Erlöse als im Intraday-Markt zu erwarten.

In der aktuellen Diskussion wird *Elektrostraßenfahrzeugen* (ESF) häufig eine wichtige Rolle bei der zukünftigen Integration von erneuerbaren Energien zugeordnet. Die in den ESF eingesetzten Batterien sind zunächst ähnlich wie großtechnische Speicher zu bewerten. Als Einschränkung kommt jedoch noch hinzu, dass ESF nur geladen/ entladen werden können, wenn sie ans Netz angeschlossen sind, dass der Komfort (fahrbereites Auto) beim Halter nicht wesentlich eingeschränkt wird und dass die Kosten für einen Lade- und Entladezyklus höher als bei großtechnischen Speichern sind, da die Lebensdauer der Batterien hierdurch verringert wird. Für die Abschätzung des praktischen

Potenzials wurde eine Marktdurchdringung von 1,3 Mio. Fahrzeugen im Jahr 2020 angenommen. Unter der Annahme, dass hiervon lediglich 10 % am intelligenten Lademanagement teilnehmen, da die finanziellen Anreize für "intelligentes Laden" nicht sonderlich hoch eingeschätzt werden, ergibt sich ein praktisches Potenzial von lediglich 50 bis 90 MW für Reserveleistung.

Die technische Umsetzung des *Einspeisemanagements* erfolgt entweder durch eine Blattwinkelregelung (Pitch-Regelung) oder durch eine Leistungsregelung durch Strömungsabriss (Stall-Regelung). Die Bereitstellung von positiver Reserve mittels Einspeisemanagement würde eine proaktive Abregelung und somit dauerhafte Nicht-Nutzung der vollen Windstromerzeugung bedeuten. Dies ist weder ökologisch noch ökonomisch sinnvoll und wird daher nicht weiter betrachtet. Die Bereitstellung von negativer Reserve ist nur bei negativen Preisen wirtschaftlich, da die Grenzkosten für die Stromerzeugung mit Windkraftanlagen näherungsweise Null sind.

Reserveleistung könnte von *Anbietern im Ausland* bereitgestellt werden. Hierbei müssten die Preise aus Sicht des ausländischen Anbieters in Deutschland attraktiver als im Heimatland sein. Aus technischer Sicht muss noch berücksichtigt werden, dass die jeweilige Koppelstelle für die grenzüberschreitenden Lastflüsse eine ausreichende Kapazität aufweist. Es müssten organisatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine kurzfristige untertägige Beschaffung des Nutzungsrechts der Übertragungskapazität ermöglichen.

Insbesondere die im Rahmen des IEKP angestrebte Verdopplung der Stromerzeugung aus *Kraft-Wärme-Kopplung* lässt diese Anlagen für die Reservebereitstellung vielversprechend erscheinen. Die Freiheiten bei der Erzeugungsplanung sind aufgrund der zu deckenden thermischen Nachfrage begrenzt. Eine flexibilisierte Fahrweise ist lediglich durch die Variation der Stromkennzahl, den Einsatz von zusätzlichen thermischen Erzeugern und/ oder von thermischen Speichern möglich. Auf Basis der vom Statistischen Bundesamt /STBA-01 10/ veröffentlichten installierten Leistungen der verschiedenen KWK-Anlagentypen (Kombinierte Anlage, Dampf: Gegendruckturbine, Dampf: Kondensationsturbine, Gasturbine mit Wärmerückgewinnung, Verbrennungsmotor, andere) und der monatlichen thermischen und elektrischen Erzeugung mit KWK-Anlagen wurde das Potenzial der Reserveleistungsbereitstellung mittels Variation der Stromkennzahl abgeschätzt. **Abbildung 7** zeigt für eine Winterwoche das positive (grün) und negative (blau) Reservepotenzial.

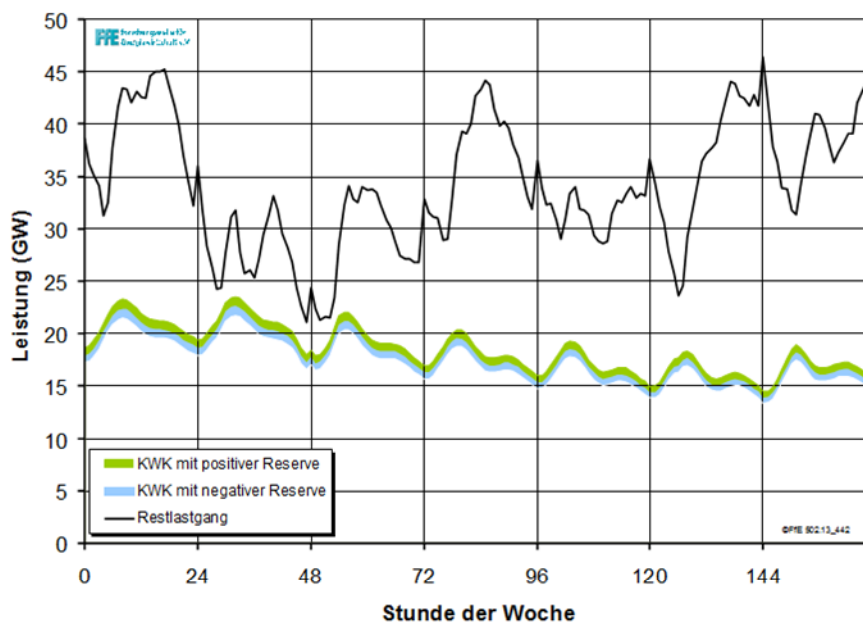


Abbildung 7: *Reservepotenzial aus KWK-Anlagen in einer ausgewählten Winterwoche*

Über das Jahr ergibt sich mittels dieser Abschätzung eine mittlere Reserveleistung aus KWK von 460 MW. Das Potenzial weist deutliche saisonale Unterschiede auf und beträgt im Winter maximal 950 MW und im Sommer minimal 220 MW. Das wirtschaftliche Potenzial wird geringer sein, es konnte jedoch im Rahmen der Arbeit nicht ermittelt werden.

Eine Möglichkeit zur Bereitstellung der Reserveleistung könnte sich durch *Demand Side Management (DSM)* von Geräten in Haushalten eröffnen. Die Einbindung von Haushaltsgeräten in ein DSM-System wird durch den technischen Fortschritt, standardisierte Datenübertragungsverfahren und die Verbreitung von Mikroprozessoren begünstigt. Wegen der geringen Leistungen der schaltbaren Geräte werden im Haushaltssektor trotz der hohen Stückzahlen bislang keine DSM-Maßnahmen durchgeführt.

Es wurde über einen mehrstufigen Prozess quantitativer Abschätzungen das praktische Potenzial für Geräte in Haushalten ermittelt. Der Berechnungsweg erfolgte vom theoretischen Potenzial (alle Geräte eines Typs nehmen ausnahmslos am Reservemarkt teil) hin zu einer Abschätzung der für Reserveleistung tatsächlich verfügbaren Geräte. **Tabelle 1** zeigt das so ermittelte Potenzial zur Bereitstellung von Reserveleistung mittels DSM von so genannter weißer Ware in Haushalten.

Tabelle 1: *Praktisches Potenzial von DSM in Haushalten (weiße Ware)*

	Geschirrspülmaschinen	Waschmaschinen & Trockner	Kühl- & Gefriergeräte
Komforteinbußen des Kunden	gering	mittel	keine
Notwendigkeit eines nach-/vorgelagerten Leistungsausgleichs	ja	ja	ja
Technisches Potenzial (MW)			
positiv	730	1.630	1.900
negativ	1.470	1.220	11.900
Tageszeitliche Abhängigkeit	größeres Potenzial tagsüber	größeres Potenzial tagsüber	gering
Saisonale Abhängigkeit	nein	etwas geringere Nutzung der Trockener im Sommer	etwas längere Laufzeiten im Sommer
Grenzkosten (€/MWh _{el})		Waschmaschine 0 ¹⁾ / 110 ²⁾ Trockner 0 ¹⁾ / 10 ²⁾	28 - 34 ⁴⁾
positiv	0 ¹⁾ / 61 ²⁾		
negativ	0	0	
Szenario 2020 - Praktisches Potenzial (MW)			
positiv	41	45	110
negativ	82	34	660
Erhöhung des Leistungsbedarfs durch Steuerelektronik (MW) ³⁾	1,1	1,6	5,1

¹⁾ lediglich verzögerter Start

©FfE 502.13_467

²⁾ Unterbrechung vom laufenden Prozess

³⁾ spezifischer Verbrauch = 1 W pro Gerät, berücksichtigt werden nur die am Reservemarkt teilnehmenden Geräte

⁴⁾ für zwei Stunden: 1. Stunde negative; 2. Stunde positive

Die ermittelten Leistungsreserven erscheinen geringer als häufig in der Literatur (vgl. z. B. 7 GW in /FGH-01 07/) ausgewiesen sind. Dennoch können Haushaltsgерäte zur Bereitstellung von Reserveleistung beitragen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die erhöhte Flexibilität i. d. R. einen erhöhten Energieverbrauch und somit auch zusätzliche Kosten mit sich bringt.

Förderung und Projektpartner

Das Projekt wird durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert.

Die Projektpartner sind die E.ON AG und die EWE AG.

Quellen

DLR-01 08 Nitsch, Dr. Joachim: *Leitstudie 2008 - Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2008

ENBW-02 09 Informationen zur Windeinspeisung, Internetseite der Energie Baden-Württemberg AG; http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/download_center/windeinspeisung/index.jsp

- FFE-22 05 Mauch, W.; Beer, M.; Hauptmann, F.; von Roon, S.: [Bestandsaufnahme der KWK und Prognose der Kohlendioxid-Minderung bis 2010](#). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2005
- FFE-13 07 Beer, Michael; Gobmaier, Thomas; Hauptmann, Frank; Mauch, Wolfgang; Podhajsky, Rainer; Steck, Michael; von Roon, Serafin: *Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie* - Forschungsvorhaben im Forschungsverbund EduaR&D. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- FFE-07 09 Beer, Michael Dipl.-Ing.: *Entwicklung des Strombedarfs in Deutschland bis 2050* in: Tagungsband der FfE-Fachtagung 2009 - Stromversorgung des 21. Jahrhunderts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- FGH-01 07 Siemes, P.; Ohrem, S.; Wirtz, F.; Macharey, U.; Meuser, M.; Rohrig, K.: *Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz*. Aachen: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Forschungsgesellschaft Energie (FGE), 2007
- IFE-02 06 Brückl, O.: *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft* in: IFE Schriftenreihe Heft 53. Herrsching: E&M Energie und Management, 2006
- ISET-02 08 Rohrig, K.: *Windleistungsprognosen in Deutschland* in: Konferenz der Koordinierungsstelle Windenergie, Berlin, 17. April 2008. Kassel: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik e.V. (IWES), 2008
- RWE-02 09 Informationen zur Windeinspeisung, Internetseite der Amprion GmbH; <http://www.rwetransportnetzstrom.com/bilanzkreis-eeg#>
- STBA-01 10 Statistisches Bundesamt: Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung 2007. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2010
- TRA-02 09 Informationen zur Windeinspeisung, Internetseite der Transpower Stromübertragungs GmbH; http://www.transpower.de/pages/tso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Tatsaechliche_und_prognostizierte_Windenergieeinspeisung/index.htm
- VET-02 09 Informationen zur Windeinspeisung, Internetseite der Vattenfall European Transmission GmbH, http://www.vattenfall.de/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/153.htm

Veröffentlichungen

von Roon, Serafin; Wagner, Ulrich: [The interaction of Conventional Power Production and Renewable Power under the aspect of balancing Forecast Errors](#), in: Proceedings of the 10th IAEE European Conference on Energy, Policies and Technologies for Sustainable Economies, 08.09.-10.09.2009, Wien

von Roon, Serafin, Gobmaier, T., Huck, M.: [Demand Side Management in Haushalten – Analyse des praktischen Potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung](#), in: Tagungsband des 11. Symposiums Energieinnovation, EnInnov2010, 10.02.-12.02.2010, Graz

Ansprechpartner

Dipl.-Wi.-Ing. [Serafin von Roon](#), Forschungsstelle für Energiewirtschaft