

Technische Universität München

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom

Serafin von Roon

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner

2. Univ.-Prof. Dr. rer. pol. habil. Dietmar Winje
Technische Universität Berlin

Die Dissertation wurde am 12.10.2011 bei der Technischen Universität München eingereicht
und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 28.02.2012
angenommen.

Abstract

Eine möglichst genaue Prognose der Windstromeinspeisung für den Folgetag ist die Basis für eine zuverlässige Stromversorgung und die Windstromvermarktung. Der kurzfristige Ausgleich von Wind-Prognosefehlern ist der Untersuchungsschwerpunkt der Arbeit. Die Auswirkungen der Prognosefehler auf die Folgetagsvermarktung, die Ausgleichsaktivitäten im untertägigen Handel sowie das Bilanzkreismanagement werden auf Basis einer empirischen Analyse durch funktionale Zusammenhänge beschrieben. Die zukünftige Entwicklung des Potenzials der kurzfristigen Leistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke wird mit einer Simulation des Kraftwerkseinsatzes technisch und wirtschaftlich bewertet.

A permanent balance between consumption and generation is essential for a stable supply of electricity. In order to ensure this balance, all relevant load data have to be announced for the following day. Consequently, a day-ahead forecast of the wind power generation is required, which also forms the basis for the sale of the wind power at the wholesale market. The main subject of the study is the short-term power supply, which compensates errors in wind power forecasting. These forecast errors effect the revenues and the expenses by selling and buying power in the day-ahead, intraday and balance energy market. These price effects resulting from the forecast errors are derived from an empirical analysis. In a scenario for the year 2020 the potential of conventional power plants to supply power at short notice is evaluated from a technical and economic point of view by a time series analysis and a unit commitment simulation.

Inhalt

1	Einleitung.....	3
2	Untersuchungsgegenstand.....	4
2.1	Problembeschreibung	4
2.2	Wissensstand.....	5
3	Vermarktung von Windstrom	7
3.1	Vermarktung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.....	7
3.2	Direktvermarktung.....	9
3.3	Aktivitäten im Rahmen des Bilanzkreismanagements	12
4	Prognose der Windstromeinspeisung	15
4.1	Prognoseerstellung	16
4.2	Kennwerte der Prognosegüte.....	16
4.3	Entwicklung der Prognosegüte.....	18
5	Vorgehensweise und Methodik.....	24
5.1	Zeitreihenanalyse.....	25
5.1.1	Verbraucherlast.....	26
5.1.2	Kraft-Wärme-Kopplung und Biomasse	28
5.1.3	Photovoltaik	32
5.1.4	Laufwasser.....	33
5.1.5	Pumpspeicherkraftwerke.....	34
5.1.6	Grenzüberschreitende Leistungsflüsse	36
5.1.7	Windkraft.....	37
5.1.8	Prognose der Windstromeinspeisung.....	40
5.2	Empirische Analyse.....	44
5.2.1	Windstromvermarktung für den Folgetag.....	44
5.2.2	Wirkung der Prognosefehler auf die Vermarktung für den Folgetag	52
5.2.3	Wirkung von Ausgleichsaktivitäten auf das Vermarktungsergebnis	57
5.2.4	Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	59
5.2.5	Ausgleich des verbleibenden Prognosefehlers	63
5.3	Simulation des Kraftwerkseinsatzes	67
5.3.1	Simulationssoftware KEP	67
5.3.2	Berechnung des kurzfristigen Potenzials zur Leistungsbereitstellung.....	67
5.3.3	Eingangsdaten	70
5.3.4	Simulationszeiträume	73
5.3.5	Alternativen für die kurzfristige Leistungsbereitstellung	74

6	Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Windstromvermarktung	81
6.1	Vermarktung für den Folgetag	81
6.2	Ausgleich des erkannten Prognosefehlers	86
6.3	Ausgleich des verbleibenden Prognosefehlers	87
6.4	Vergleich der Optionen des untertägigen Ausgleichs von Prognosefehlern	89
6.5	Energie- und Kostenbilanz des Jahres 2010	91
7	Ausgleich von Prognosefehlern im Jahr 2020	94
7.1	Residuallast und Kraftwerkspark	94
7.2	Leistungsbedarf für den Ausgleich von Prognosefehlern	99
7.3	Potenzial und Kosten der kurzfristigen Leistungsbereitstellung	102
8	Zusammenfassung	110
9	Weiterer Forschungsbedarf	114
10	Formelzeichen und Indizes	115
11	Anhang	117
11.1	Prognose der Windstromeinspeisung	117
11.2	Zeitreihenanalyse	117
11.3	Empirische Analyse	125
11.4	Simulation des Kraftwerkseinsatzes	132
11.4.1	Optimierungsverfahren	132
11.4.2	Zielfunktion und Nebenbedingungen	133
11.5	Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Windstromvermarktung	139
11.6	Ausgleich von Prognosefehlern im Jahr 2020	139
12	Quellenverzeichnis	142

1 Einleitung

Das System der Stromversorgung in Deutschland ist seit Ende des 20. Jahrhunderts einem erheblichen Wandel ausgesetzt. Mit Beginn der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte 1998 galten grundsätzlich neue Regeln entlang der Wertschöpfungskette der Stromversorgung. Die wichtigste Änderung war, dass die Akteure von diesem Zeitpunkt an, auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel und Vertrieb dem Wettbewerb ausgesetzt sind. Der zweite entscheidende Umbau des Systems der Stromversorgung resultierte aus dem Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung deutlich zu erhöhen. Durch diese Maßnahme sollen die Kohlenstoffdioxid-Emissionen und der Ressourcenverbrauch gemindert werden.

Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz aus dem Jahr 2000 und die nachfolgenden Novellierungen sorgten für verlässliche rechtliche Rahmenbedingungen und ökonomische Anreize, welche die installierte Leistung von Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen von 1998 bis 2010 mehr als verdreizehnfachte. Im Jahr 2010 übertraf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erstmals 100 TWh und konnte 17 % des Bruttostromverbrauchs decken. Den größten Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hatte trotz ungünstiger Windverhältnisse in diesem Jahr die Windkraft mit 36,5 TWh. Der Beitrag der Windstromerzeugung soll nach den Plänen der Bundesregierung auch zukünftig erheblich ausgebaut werden. Die Leitstudie 2010 erwartet bis zum Jahr 2020 eine Jahreserzeugung aus Windkraft von 108 TWh und bis zum Jahr 2050 eine weitere Steigerung der Jahreserzeugung auf 261 TWh.

Für eine stabile und zuverlässige Stromversorgung muss zu jedem Zeitpunkt die Erzeugung exakt mit dem Verbrauch übereinstimmen. Um dies zu gewährleisten, wird der Kraftwerkseinsatz mit einer ausreichenden Vorlaufzeit geplant. Der Beitrag aus den Windkraftanlagen kann hierbei lediglich mit Hilfe einer Prognose berücksichtigt werden. Die tatsächliche Einspeisung kann von dieser Prognose abweichen. Diese Prognosefehler führen gegenüber der ursprünglichen Planung zu Leistungsüberschüssen oder –defiziten, die durch eine kurzfristige Leistungsbereitstellung ausgeglichen werden müssen. Die vorliegende Arbeit untersucht die Auswirkungen der Prognosefehler auf die Vermarktung von Windstrom.

2 Untersuchungsgegenstand

Die Optionen der Vermarktung von Windstrom unter den geltenden normativen Rahmenbedingungen werden analysiert. Die Häufigkeit von Prognosefehlern und deren Wirkung auf die Preise bei Verkauf oder Zukauf in den jeweiligen Märkten werden auf Basis veröffentlichter Daten empirisch untersucht. Hieraus lassen sich die Auswirkungen von erkannten und verbleibenden Prognosefehlern auf das Ergebnis der Windstromvermarktung ableiten.

Für das Szenariojahr 2020 wird der kurzfristige Leistungsbedarf für den Ausgleich von Prognosefehlern ermittelt. Es wird geprüft, inwiefern die kurzfristig verfügbaren Leistungen ausreichen werden, die erkannten Prognosefehler auszugleichen und welche Kosten hierbei entstehen. Dies geschieht unter der Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Randbedingungen in Form des Kraftwerksparks, der Verbraucherlast und der gesetzten Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie aus Kraft-Wärme-Kopplung.

2.1 Problembeschreibung

Für eine stabile und zuverlässige Stromversorgung muss ein permanentes Gleichgewicht zwischen ein- und ausgespeister elektrischer Energie sichergestellt werden. Um dies zu gewährleisten, müssen alle geplanten und prognostizierten Verbräuche und Erzeugungen in Form von Fahrplänen für den Folgetag gemeldet werden. Damit diese Fahrpläne erstellt werden können, bedarf es einer Prognose der Windstromeinspeisung. Diese Prognose ist zudem die Basis für die Windstromvermarktung.

Ein Prognosefehler der Windstromerzeugung hat zur unmittelbaren Folge, dass im Vergleich zur ex post festgestellten Einspeisung zu wenig oder zu viel verkauft wird. Diese Mehr- oder Mindervermarktung kann einen Einfluss auf denjenigen Preis haben, der durch den Verkauf des Windstroms im Stromgroßhandel erzielt wird. Die kurzfristige Beschaffung von Leistung für den Ausgleich von Prognosefehlern erfolgt in anderen Märkten als die Folgetagsvermarktung und die Preise hierfür können somit von den Preisen der Folgetagsvermarktung abweichen. Die Auswirkungen der Prognosefehler auf den Saldo aus Einnahmen und Ausgaben im Rahmen der Windstromvermarktung werden in dieser Arbeit untersucht.

In allen einschlägigen Szenarien wird ein weiterer Ausbau der Windstromerzeugung erwartet. Es stellt sich somit die Frage, inwiefern der Bedarf an kurzfristiger Leistung für den Ausgleich von Prognosefehlern ebenfalls zunehmen wird. Weitere wichtige energiewirtschaftliche Randbedingungen, wie z. B. die Struktur des Kraftwerksparks werden sich bis zum Jahr 2020 ändern. Es ist daher zu prüfen, ob die verfügbaren Leistungen aus dem konventionellen Kraftwerksbetrieb ausreichen werden, die untertägig erkannten Prognosefehler auszugleichen und zu welchen Kosten dies erfolgen wird. Diese Fragestellungen werden mit Hilfe einer simulierten Kraftwerkseinsatzplanung beantwortet.

2.2 Wissensstand

Der Untersuchungsgegenstand erfordert die Kombination und Weiterentwicklung mehrerer energiewirtschaftlicher Forschungsbereiche. Hierzu zählen insbesondere die Wirkung der Windstromeinspeisung auf die Strommärkte, die Prognosegüte der Windstromeinspeisung, die energiewirtschaftliche Szenarioerstellung und die Bestimmung des Kosten minimalen Kraftwerkseinsatzes.

Wirkung der Windstromeinspeisung auf die Strommärkte

In /ET-15 06/ wurde eine Korrelationsanalyse der EEX-Spotmarktpreise über die prognostizierte Windstromeinspeisung für den Betrachtungszeitraum September 2004 bis August 2005 durchgeführt. Es konnte gezeigt werden, dass sich bei höherer Windstromeinspeisung niedrigere Preise im Markt einstellen. Der unterstellte lineare Zusammenhang wies ein Bestimmtheitsmaß von lediglich $R^2 = 0,03$ auf. Ein etwas stärkerer Zusammenhang ($R^2 = 0,16$) konnte zwischen den Tagesmittelwerten der EEX-Spotmarktpreise und den Tagesmittelwerten der prognostizierten Windstromeinspeisung festgestellt werden.

Im Zeitraum der vorliegenden Arbeit wurde in /EWI-02 09/ die Korrelationsanalyse zwischen Windstromeinspeisung und Spotmarktpreisen um die Verbraucherlast erweitert. Das Bestimmtheitsmaß des linearen Zusammenhangs zwischen der Residuallast und den Spotmarktpreisen lag für das Jahr 2008 bei $R^2 = 0,69$.

Der Preis mindernde Effekt hoher Einspeisungen aus erneuerbaren Energien wurde in /ISI-03 07/ ebenfalls analysiert. Der in dieser Arbeit definierte Merit-Order-Effekt konnte mit Hilfe eines Strommarktmodells (PowerACE) bestätigt werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien verringert entsprechend der Grenzkostenkurve der konventionellen Kraftwerke (Merit-Order) die Notwendigkeit die teuersten Kraftwerke einzusetzen. Die verminderte Nachfrage nach konventioneller Kraftwerksleistung führt somit zu einem geringeren Spotmarktpreis.

In den genannten Studien und Veröffentlichungen wurde nur der unmittelbare Preiseffekt der Einspeisung aus Windkraft oder der Summe der erneuerbaren Energien untersucht. Die Wirkungen auf die Märkte durch die Ausgleichsaktivitäten aufgrund von Prognosefehlern fanden keine Berücksichtigung.

Prognosegüte der Windstromeinspeisung

Die Veröffentlichung der Folgetagsprognose und der ex post festgestellten Windstromeinspeisung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für ihre jeweilige Regelzone ist die Datenbasis einer Reihe von Untersuchungen zur Güte der Folgetagsprognose. Beispielsweise wurde in /IFE-02 06/ das Auftreten von Folgetagsprognosefehlern untersucht und die Ergebnisse flossen in die Entwicklung einer Wahrscheinlichkeitstheoretischen Methode zur Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs mit ein. Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführte Szenarioanalyse hat jedoch nicht zum Ziel, die Höhe der Regelleistungsvorhaltung zu quantifizieren, sondern untersucht, ob die aus dem Kraftwerksbetrieb kurzfristig zur Verfügung stehende Leistung für den Ausgleich der untertägig erkannten Prognosefehler ausreicht.

Für diese Szenarioanalyse muss die zukünftige Entwicklung der Prognosegüte abgeschätzt werden. Hierfür kann auf die Untersuchung in /FGH-01 07/ zurückgegriffen werden, welche die in verschiedenen Veröffentlichungen ausgewiesenen Maßnahmen zur Verbesserung der Prognose zusammenführt.

Die zu lösende Aufgabe im Rahmen der vorliegenden Arbeit besteht darin, auf Basis der ausgewiesenen Prognosegüte plausible Zeitreihen einer Folgetags- und einer Kurzfristprognose zu modellieren. Es wird eine Methodik entwickelt, mit der beliebig viele Zeitreihen generiert werden können.

Energiewirtschaftliche Szenarien und Zeitreihenanalyse

Für die Untersuchung der untertägig kurzfristig verfügbaren Leistungen werden Ausbauszenarien der unterschiedlichen erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung, die Entwicklung des Stromverbrauchs und des Kraftwerksparks bis zum Szenariojahr 2020 definiert. Hierfür kann auf eine Vielzahl von Studien zurückgegriffen werden. Diese sind z. B. das Leitszenario der Bundesregierung /DLR-01 08/, die Dena Netzstudie II /DENA-07 10/ oder die Studie zur Energiezukunft 2050 /FFE-25 09/. Die Ausbaupfade können sich in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen erheblich unterscheiden. Eine hohe Akzeptanz des ausgewählten Szenarios ist von Vorteil, da hierdurch die Vergleichbarkeit mit anderen Untersuchungen gewährleistet wird, die das ausgewählte Szenario ebenfalls als Basis nehmen.

In den Szenarien werden in der Regel lediglich die installierte Leistung und die Jahreserzeugung ausgewiesen. Die vorliegende Untersuchung erfordert eine zeitlich hoch aufgelöste Betrachtung in Form einer Zeitreihenanalyse. Die Modellierung der zeitlich aufgelösten Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der Verbraucherlast zur Bewertung zur Integration der erneuerbaren Energien in das System der Elektrizitätsversorgung hat sich zunehmend in der energiewirtschaftlichen Forschung durchgesetzt. Als Beispiele können die Studien /FFE-04 08/, /IFE-01 08/ und /IWES-04 09/ genannt werden.

Simulation des Kraftwerkseinsatzes

In der energiewirtschaftlichen Forschung ist die Simulation des Kosten minimalen Kraftwerkseinsatzes eine etablierte Vorgehensweise, wie z. B. in /HUB-01 05/, /IFE-03 05/, /FFE-04 08/. Die Methoden werden in dieser Arbeit durch die Nutzung der in /FFE-04 08/ erstellten und in /FFE-09 10/ weiterentwickelten Simulation angewendet.

3 Vermarktung von Windstrom

In Deutschland wird der eingespeiste Windstrom größtenteils nach den Sätzen des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) vergütet. Dennoch findet eine Vermarktung des eingespeisten Windstroms statt, da der prognostizierte Windstrom durch die Übertragungsnetzbetreiber im Stromgroßhandel nach den Regeln der Verordnung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus verkauft wird. Den Windkraftanlagenbetreibern steht als Alternative für eine Abrechnung nach den EEG-Vergütungssätzen die Möglichkeit der Direktvermarktung offen.

3.1 Vermarktung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt den Anschluss von Windkraftanlagen und die Abnahme sowie Vergütung des eingespeisten Windstroms. Die Regeln, nach denen die Vermarktung des Windstroms durch die Netzbetreiber zu erfolgen hat, sind in der Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusgleichMechAV) festgehalten.

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (2009)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 Prozent und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen /EEG-01 08/. In der ab dem 1. Januar 2012 geltenden Novellierung des EEG /EEG-02 11/ wurde das Ziel auf mindestens 35 Prozent erhöht. Das EEG regelt den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an die Netze der allgemeinen Versorgung. Die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und den bundesweiten Ausgleich ist ebenfalls Bestandteil des Gesetzes. Im Folgenden werden die wichtigsten Paragraphen des EEG 2009 unter dem Aspekt der Vermarktung von Windstrom kurz erläutert.

Nach § 8 sind die Netzbetreiber verpflichtet den angebotenen Strom aus EEG-Anlagen unverzüglich und vollständig abzunehmen. Falls hierfür notwendig, müssen die Netzbetreiber nach § 9 ihre Netze optimieren, verstärken, ausbauen und nach § 14 die Kosten für diese Maßnahmen tragen. In § 16 ist der Vergütungsanspruch für Strom aus EEG-Anlagen festgehalten. Die Höhe der Vergütung ist von der Primärenergie, dem Anlagentyp und der Nennleistung abhängig. Die Vergütung wird für 20 Kalenderjahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres garantiert (§ 21).

Nach § 11 sind die Netzbetreiber in Ausnahmefällen berechtigt die Windkraftanlagen zu regeln. Dies gilt, falls die Netzkapazität im betroffenen Netzbereich überlastet ist. Diese Maßnahme wird als Einspeisemanagement bezeichnet und es besteht nach § 12 eine Entschädigungspflicht durch den Netzbetreiber an den Windkraftanlagenbetreiber.

Die Vergütungssätze für Windstrom sind in § 29 geregelt. Besondere Regeln greifen, wenn eine Windkraftanlage unter die Kategorie Repowering (§ 30) oder Offshore (§ 31) fällt. Unter „Repowering Windkraftanlagen“ werden Anlagen verstanden, die mindestens zehn Jahre in Betrieb gewesene Anlagen endgültig ersetzen und deren Leistung mindestens das Zweifache und maximal das Fünffache der ersetzten Anlagen beträgt. Eine Offshore-Anlage ist dadurch abgegrenzt, dass diese in einer Entfernung

von mindestens drei Seemeilen – gemessen von der Küstenlinie aus seewärts – errichtet werden muss. Die Grundvergütung für Strom aus Anlagen, die im Jahr 2009 errichtet wurden, beträgt 5,02 ct/kWh. Für die ersten fünf Jahre wird eine erhöhte Anfangsvergütung von 9,2 ct/kWh gewährt. Diese Frist kann sich bei ertragsschwachen Standorten verlängern. Die Anfangsvergütung erhöht sich um 0,5 ct/kWh, wenn die Anforderungen zur Erbringung von Systemdienstleistung gemäß der Systemdienstleistungsverordnung /SDLW-01 09/ nachweislich erfüllt werden. Ebenfalls wird die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh aufgestockt, wenn die Anlage der Kategorie Repowering zugeordnet werden kann. Die Grundvergütung für Offshore-Windstrom beträgt lediglich 3,5 ct/kWh. Im Gegenzug wird jedoch eine deutlich höhere Anfangsvergütung von 13,0 ct/kWh – bei bis zum 31.12.2015 in Betrieb gegangenen Anlagen sogar 15,0 ct/kWh - in den ersten 12 Jahren gewährt. Dieser Zeitraum verlängert sich in Abhängigkeit der Entfernung von der Küste und der Wassertiefe. Die Mindestvergütung verringert sich für Onshore Windkraftanlagen in jedem Folgejahr nach 2009 um 1 % und für Offshore Windkraftanlagen in jedem Folgejahr nach 2015 um 5 %.

In § 17 wird die Direktvermarktung geregelt, das heißt die Veräußerung des erzeugten Stroms an Dritte. Den Anlagenbetreibern wird nach vorheriger Anzeige ermöglicht, kalendermonatlich zu wählen, den Windstrom an Dritte zu verkaufen. In diesem Fall entfällt der Vergütungsanspruch nach § 16. Nach § 56 besteht ein so genanntes Doppelvermarktungsverbot: Strom aus EEG-Anlagen darf nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen oder an eine Dritte Person veräußert werden.

Im Teil 4 des EEG ist der Ausgleichmechanismus geregelt. Dieser wurde in der Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichmechanismus (AusgleichMechAV) mit Wirkung zum 01.01.2011 geändert. Die ÜNB sind verpflichtet die eingespeisten EEG-Strommengen zu vergüten. Diese EEG-Strommengen werden durch die ÜNB nach den Regeln der AusgleichMechAV vermarktet. Die ÜNB erstellen jeweils für das Folgejahr eine Prognose über die Höhe der zu erwartenden Einspeisung aus den verschiedenen EEG-Anlagentypen. Auf Basis dieser Prognose können die EEG-Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber berechnet werden. Diesen Ausgaben werden die zu erwartenden Einnahmen durch den Verkauf an der Strombörse gegenübergestellt. Diese Differenz und die Kosten, die durch die Vermarktungsaktivitäten entstehen, werden auf den zu erwartenden Stromverbrauch – ausgenommen der energieintensiven Industrie – aufgeteilt. Die Differenzkosten aus tatsächlichem Marktwert und Vergütung tragen alle Stromverbraucher in Form der EEG-Umlage.

AusgleichMechAV

In § 1 AusgleichMechAV /AMAV-01 10/ sind die Regeln für die vortägige und untertägige Vermarktung festgelegt. Der nach dem EEG vergütete Windstrom muss über den Day-Ahead Spotmarkt einer Strombörse verkauft werden. Basis hierfür ist eine stundenscharfe Prognose der Windstromeinspeisung. Sämtliche Verkaufsgebote sind preisunabhängig einzustellen. Die sich durch eine untertägige Prognose ergebenden Abweichungen zu den bereits veräußerten Mengen sind über den Intraday Spotmarkt einer Strombörse zu erwerben oder zu veräußern. Die für die Vermarktung notwendigen Prognosen sind nach dem Stand von Wissenschaft und Technik zu erstellen.

Von der Verpflichtung der preisunabhängigen Verkaufsgebote wird der ÜNB in Ausnahmefällen nach § 8 befreit. Diese Ausnahmeregel betrifft diejenigen Stunden des folgenden Tages, für die im Fall von negativen Preisen am Spotmarkt ein Aufruf für eine zweite Auktion ergeht. In diesen Fällen ist die zu veräußernde Strommenge, in zehn gleich große Tranchen aufzuteilen, die jeweils mit einem eigenem Preislimit angeboten werden. Die Preislimits liegen zwischen -150 €/MWh und -350 €/MWh. Jeder Betrag innerhalb dieses Rahmens wird zufallsgesteuert mit gleicher Wahrscheinlichkeit als Preislimit gesetzt.

Die Preislimits können dazu führen, dass die prognostizierte Strommenge nicht vollständig veräußert wird. Die notwendige anderweitige Veräußerung dieser Strommenge muss über den Intraday Markt einer Strombörse erfolgen. Ist dieser Verkauf nur zu Preisen möglich, die deutlich unter dem gesetzten Limit liegen würden, kann der ÜNB Vereinbarungen nutzen, in denen sich Stromerzeuger oder Stromverbraucher freiwillig verpflichten, auf Aufforderung des ÜNB die Einspeisung zu unterlassen bzw. den Stromverbrauch zu erhöhen (kurzfristige Bereitstellung negativer Leistung). Die hierfür gezahlten Preise dürfen nicht höher als die Preise sein, die sich am vortägigen Spotmarkt für die betreffende Stunde eingestellt hätten, wenn die im Rahmen freiwilliger Vereinbarungen abgerufenen Mengen bereits als Nachfrage in die Preisbildung des vortägigen Spotmarkts eingegangen wären.

3.2 Direktvermarktung

Für die Windkraftanlagenbetreiber besteht keine Verpflichtung, sich den eingespeisten Windstrom nach dem EEG vergüten zu lassen. Nach § 17 (1) EEG besteht die Möglichkeit, monatlich zwischen EEG-Vergütung und Direktvermarktung zu wechseln. Zur Abschätzung des wirtschaftlichen Potenzials der Direktvermarktung werden in **Abbildung 3-1** die monatlichen mittleren Day-Ahead Preise in den Jahren 2008 bis 2010 mit den EEG-Vergütungssätzen für Onshore-Windkraftanlagen verglichen.

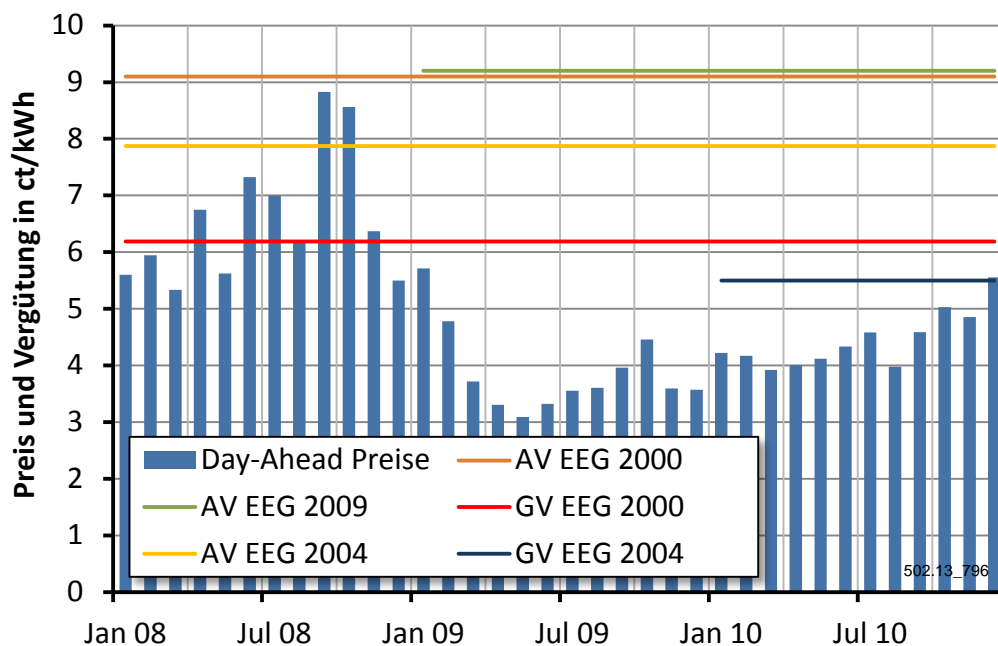


Abbildung 3-1: Monatsmittelwerte der Day-Ahead Preise an der EEX im Vergleich zur Anfangsvergütung (AV) und Grundvergütung (GV)

Wie in Abbildung 3-1 zu erkennen ist, war der mittlere Day-Ahead Preis im Jahr 2008 in ausgewählten Monaten höher als die Einspeisevergütung für Windkraftanlagen, welche die Anfangsvergütung nach dem EEG 2004 oder die Grundvergütung nach dem EEG 2000 erhalten haben. In diesen Monaten hätten Betreiber von Anlagen, die nach diesen Sätzen vergütet wurden, mit der Direktvermarktung nach § 17 (1) EEG im Mittel einen höheren Preis als die Einspeisevergütung erzielen können. Das tatsächliche wirtschaftliche Potenzial lässt sich nur ex post auf Basis des stundenscharfen Einspeiseprofils quantifizieren, da die Preise im Spotmarkt eine hohe Varianz aufweisen. In den Jahren 2009 und 2010 war die Option der Direktvermarktung aus Sicht der Windkraftanlagenbetreiber wirtschaftlich unattraktiv. Dies wird für das Jahr 2009 durch die Jahresabrechnung bestätigt /UNB-02 10/, die nach § 48 EEG von den ÜNB aufgestellt wird. Von der eingespeisten Windstrommenge von 38,64 TWh /BMU-02 10/ wurden 38,58 TWh nach dem EEG abgerechnet.

Ein Anreiz für die Direktvermarktung wird durch die Ausnahmeregelung des § 37 (1) S. 2 gegeben. Dieser Paragraph befreit diejenigen Kunden von der Zahlung der EEG-Umlage, deren Stromlieferung mindestens zu 50 % aus Anlagen stammt, für die das Anrecht auf eine EEG-Vergütung besteht, die jedoch aufgrund einer Direktvermarktung nicht in Anspruch genommen wird.

Eine Direktvermarktung nach § 37 (1) S. 2 ist genau dann wirtschaftlich von Vorteil, wenn die eingesparten Zahlungen für die EEG-Umlage p_{EEG-U} und der vermiedenen Stromerzeugung (oder Einkauf) durch die Direktvermarktung die alternativen Einnahmen einer EEG-Vergütung p_{EEG-V} übersteigen. Unter der Annahme, dass der Marktwert des eingespeisten Stroms aus EEG-Anlagen im Mittel dem EEX-Day-Ahead Preis \bar{p}_{DA} entspricht, ist eine Direktvermarktung einer Einspeisung nach dem EEG vorzuziehen, wenn die folgende Ungleichung erfüllt ist:

$$p_{EEG-U} + q_{EEG} \cdot \bar{p}_{DA} \geq q_{EEG} \cdot p_{EEG-V} \quad (3.1)$$

Für den gesetzlich geforderten Mindestanteil des gelieferten Stroms aus EEG-Anlagen q_{EEG} von 50 % lässt sich ein Grenzwert $p_{EEG-V,max}$ bestimmen. Für EEG-Anlagen, deren Einspeisevergütung p_{EEG-V} unter diesem Grenzwert $p_{EEG-V,max}$ liegt, rechnet sich eine Direktvermarktung nach § 17 (1) EEG. In der jährlich durch die ÜNB zu erstellenden Abschätzung der EEG-Umlage /UNB-01 10/ wird für die Ermittlung des Grenzwertes noch ein Sicherheitsabschlag von 20 % veranschlagt. Dieser Sicherheitsabschlag berücksichtigt Vertriebskosten, Kosten zur Absicherung des Abnahmeprofiles und die Tatsache, dass wegen fluktuierender Stromeinspeisung der EEG-Stromanteil etwas höher als 50 % ausfallen muss. Der Grenzwert mit Sicherheitsabschlag s berechnet sich wie folgt:

$$p_{EEG-V,max} \leq (2 \cdot p_{EEG-U} + \bar{p}_{DA}) \cdot (1 - s) \quad (3.2)$$

Die Vergütungssätze für Windstrom nach dem EEG 2009 /EEG-01 08/ und den Vorläufern EEG 2004 /EEG-01 04/ sowie EEG 2000 /EEG-01 00/ werden mit dem berechneten Grenzwert aus EEG-Umlage und EEX-Preis verschiedener Jahre in **Abbildung 3-2** unter Berücksichtigung eines Sicherheitsabschlags von 20 % verglichen.

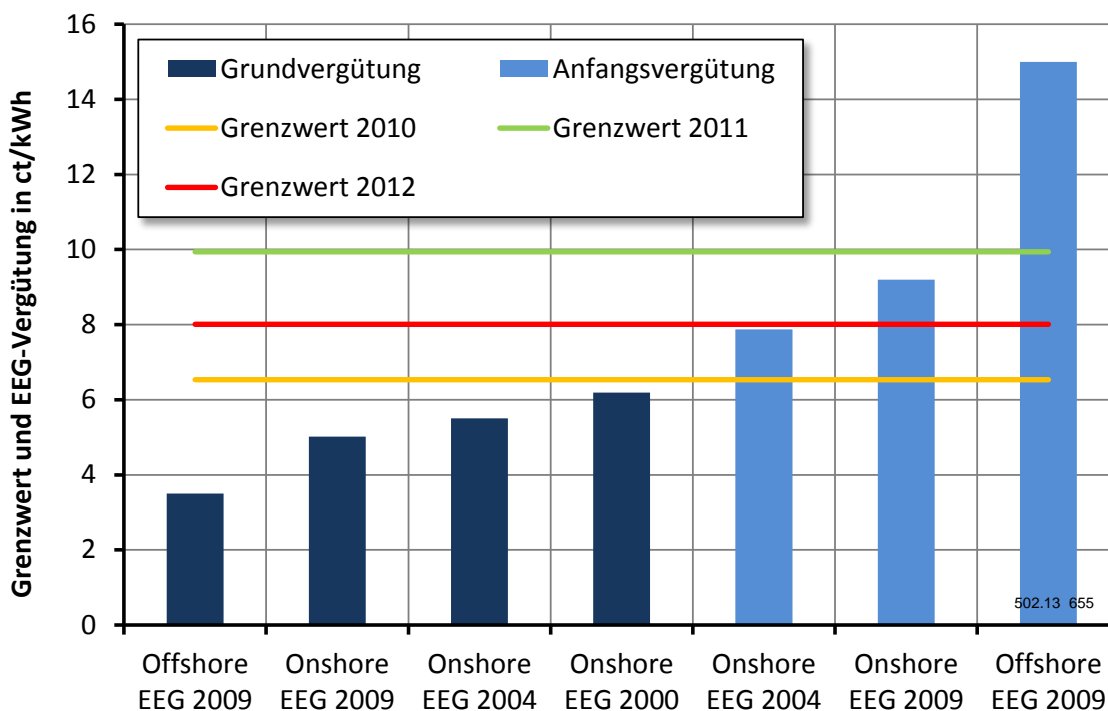


Abbildung 3-2: Vergleich der EEG-Vergütungssätze ausgewählter Anlagentypen mit dem Grenzwert für die Direktvermarktung nach § 37 (1)

Im Jahr 2010 betrug die EEG-Umlage 2,05 ct/kWh und der mittlere Day-Ahead Preis an der EEX 4,1 ct/kWh. Hieraus berechnet sich ein Grenzwert von 6,53 ct/kWh (inklusive Sicherheitsabschlag von 20 %). Somit konnte sich im Jahr 2010 eine Direktvermarktung nach § 37 (1) S. 2 für Windkraftanlagen lohnen, die nach der Grundvergütung abgerechnet werden. Aufgrund der mindestens fünf Jahre langen Gewährung der Anfangsvergütung, fallen unter diese Kategorie nur Anlagen, die 2004 oder früher ans Netz gegangen sind. Der starke Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2011 auf 3,53 ct/kWh und die höheren Stromgroßhandelspreise im Mittel von 5,36 ct/kWh (Futurepreis für das Jahr 2011 am 29.12.2010) erhöhen den Grenzwert auf 9,94 ct/kWh. Hierdurch wurde selbst für Onshore-Windkraftanlagen, die unter die Anfangsvergütung fallen, eine Direktvermarktung nach § 37 (1) S. 2 attraktiv. Nach dieser Berechnung hätte sich für alle Onshore-Windkraftanlagen (auch mit Systemdienstleistungsbonus) im Jahr 2011 eine Direktvermarktung nach § 37 (1) S. 2 gelohnt. Dennoch wurde in der Prognose der EEG-Umlage für das Jahr 2011 der Anteil der Direktvermarktung lediglich auf 3,35 TWh von 54,15 TWh Windstrom geschätzt.

Je mehr Anlagenbetreiber die Direktvermarktung nach § 37 (1) S. 2 wählen, desto höher wird die EEG-Umlage werden, da in der EEG-Förderung nur noch die Anlagen mit hoher EEG-Vergütung verbleiben (wie z. B. Geothermie oder PV) und die hieraus resultierenden Differenzkosten zum Stromgroßhandelspreis auf weniger Endverbraucher aufgeteilt werden. Daher wurde die EEG-Umlagenbefreiung mit Wirkung zum 1. Januar 2011 auf 2,0 ct/kWh begrenzt. Mit einem erwarteten Stromgroßhandelspreis von 6,01 ct/kWh (Futurepreis für das Jahr 2011 am 29.12.2010) für das Jahr 2012 ergibt sich ein Grenzwert von 8,01 ct/kWh, der über der Einspeisevergütung für Windkraftanlagen liegt, die vor 2009 installiert wurden.

Die Änderungen des EEG zum 1. Januar 2012 /EEG-02 11/ verlangt für die Nutzung des Umlagenbefreiungsprivilegs nach § 37 (1) S. 2 einen Mindestanteil von 25 % fluktuierender Erzeuger (Windkraft- und PV-Anlagen). Hierdurch könnte sich der Sicherheitsabschlag für die Grenzwertbestimmung deutlich erhöhen. Mit dem EEG 2012 werden weitere Anreize für eine Direktvermarktung durch eine Markt- und Flexibilisierungsprämie geschaffen, die zu einer vermehrten Direktvermarktung von Windstrom führen könnte.

Die vorliegende Arbeit untersucht die Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom. Zum Zeitpunkt der Untersuchung wird der Windstrom nahezu vollständig über das EEG vermarktet und es werden daher ausschließlich die hiermit verbundenen Handelsaktivitäten betrachtet.

Im Folgenden werden kurz die möglichen Effekte einer zunehmenden Direktvermarktung diskutiert. Unter der Annahme, dass bei einer Direktvermarktung die Windkraftanlagen weiterhin nur im Zuge des Einspeisemanagements gedrosselt werden, bleibt die aggregierte Windstromeinspeisung durch die Direktvermarktung unberührt. Die direkt vermarktenden Windkraftanlagenbetreiber sind auf eine Windstromprognose für den Folgetag angewiesen. Diese Prognose wird voraussichtlich von den bereits tätigen Dienstleistern erstellt. Es kann somit angenommen werden, dass die aggregierte Prognose zur Windstromeinspeisung nicht wesentlich von den Windstromprognosen, die im Rahmen der Vermarktung des Windstroms durch die ÜNB zum Einsatz kommen, abweichen wird. Hieraus folgt, dass die resultierende Netto-Nachfrage nach positiver oder negativer Leistung für den Ausgleich von Prognosefehlern in den jeweiligen Märkten durch die zunehmende Direktvermarktung nicht verändert wird. Abweichungen könnten sich lediglich ergeben, wenn die Direktvermarkter ihren Leistungsbedarf nicht als Gebot in den Markt stellen, sondern erkannte Fehler aktiv selbst ausregeln. Unter der Annahme, dass alle Akteure bestrebt sind, die Kosten zu minimieren, sollte sich diese Art von Ineffizienzen nicht einstellen. Eine zunehmende Direktvermarktung wird somit keine wesentlichen Auswirkungen auf die Bereitstellung kurzfristiger Leistung für den Ausgleich von Prognosefehlern der Windstromerzeugung haben.

3.3 Aktivitäten im Rahmen des Bilanzkreismanagements

Laut Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (kurz Stromnetz-zugangsverordnung – StromNZV) /BMJ-01 05/ sind innerhalb einer Regelzone von einem oder mehreren Netznutzern Bilanzkreise zu bilden. Ein Bilanzkreis muss aus mindestens einer Einspeise- oder einer Entnahmestelle bestehen. Abweichend davon können Bilanzkreise auch für Geschäfte, die nicht die Belieferung von Letztverbrauchern zum Gegenstand haben wie z. B. Handelsgeschäfte an der Strombörse, gebildet werden (§ 4 Abs. 1 StromNZV).

Für jeden Bilanzkreis ist von den bilanzkreisbildenden Netznutzern gegenüber dem jeweiligen ÜNB ein Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zu benennen. Der BKV schließt einen Vertrag mit dem ÜNB, in dessen Regelzone sich der Bilanzkreis befindet. Der BKV ist verantwortlich für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis in jeder ¼-Stunden-Messperiode und übernimmt als Schnittstelle zwischen Netznutzern und ÜNB die wirtschaftliche Verantwortung für Abweichungen zwischen Einspeisungen und Entnahmen eines Bilanzkreises.

Nach § 5 erfolgt die Abwicklung von Stromlieferungen auf Grundlage von Fahrplänen. Ein Fahrplan ist definiert als Angabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit (Viertelstunde) zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird /BMJ-01 05/. Die Fahrpläne für den folgenden Tag sind dem ÜNB bis spätestens 14.30 Uhr mitzuteilen.

Der Vermarkter von Windstrom ist für die Fahrplanmeldung auf eine Folgetagsprognose der Windstromeinspeisung angewiesen. Der Verkauf der prognostizierten Strommenge im Day-Ahead Handel durch den ÜNB sorgt für einen ausgeglichenen Fahrplan bei der vortäglichen Meldung. Ein Direktvermarkter gleicht Differenzen aus Windstromprognose und Lieferverpflichtungen durch den Einsatz eigener Kraftwerke sowie Ein- oder Verkäufe aus.

Nach § 5 StromNZV können Fahrpläne mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens drei Viertelstunden zu jeder Viertelstunde eines Tages geändert werden. Auf Abweichungen zwischen der bereits am Vortag gemeldeten Einspeisung und einer Kurzfristprognose können die Bilanzkreisverantwortlichen somit mit Ausgleichsaktivitäten reagieren. **Abbildung 3-3** zeigt exemplarisch die Ausgleichsaktivitäten der EEG-Bilanzkreise für den Ausgleich von Prognosefehlern in der Woche vom 15.05.-21.05.2010.

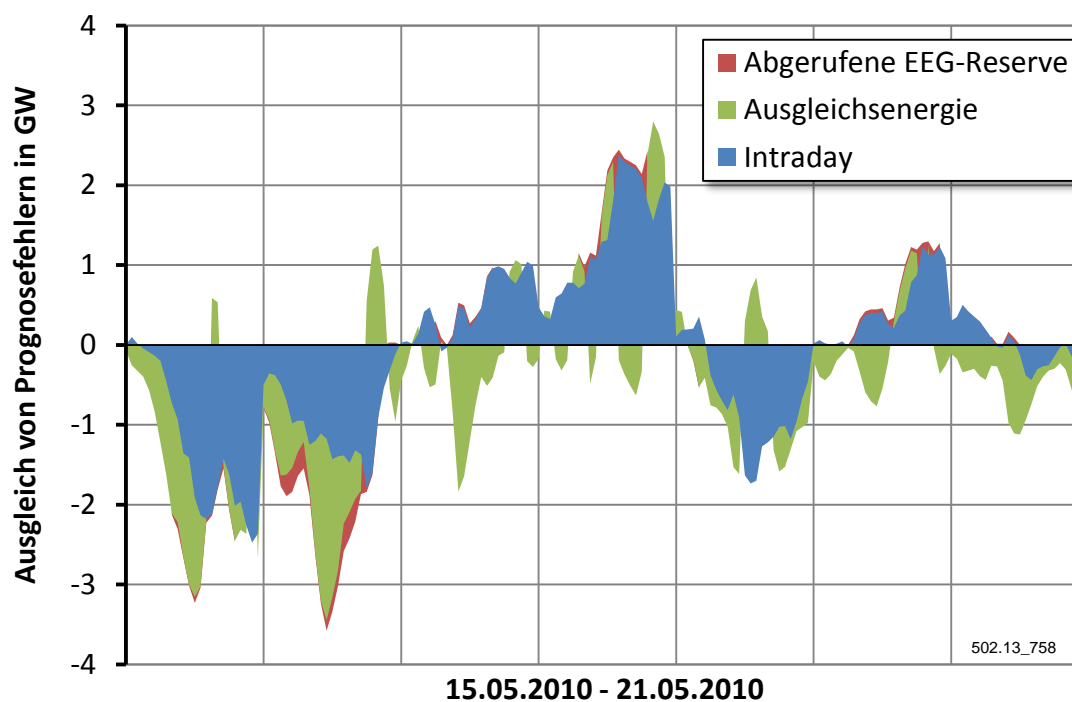


Abbildung 3-3: *Ausgleichsaktivitäten der EEG-Bilanzkreise (Stundenwerte)*

Der EEG-Strom vermarktende ÜNB ist nach der AusgleichMechAV verpflichtet den Ausgleich der Differenzen zwischen gemeldeter Einspeisung und Kurzfristprognose im Intraday-Handel vorzunehmen. Bis Ende 2010 hielten die ÜNB darüber hinaus noch eine EEG-Reserve vor, deren Anbieter sowohl für die Vorhaltung als auch für die Aktivierung vergütet wurden. Die EEG-Reserve wurde nur selten eingesetzt, wie es auch der Fall in der Woche in Abbildung 3-3 war.

Die Prognosefehler der Kurzfristprognose und die Prognosefehler, die nicht ausgeglichen werden konnten, werden als Ausgleichsenergie des jeweiligen Bilanzkreises verbucht

und mit dem von den ÜNB ex post ermittelten Preis für die Ausgleichsenergie für jede Viertelstunde abgerechnet. Eine weitere Ursache für die Bilanzierung von Ausgleichsenergie kann sein, dass im Spotmarkt lediglich Stundenprodukte gehandelt werden. Die Windeinspeisung kann sich jedoch innerhalb einer Stunde erheblich verändern. Der Stundenmittelwert, der die Basis für das Verkaufsgebot im Spotmarkt ist, kann folglich von den vier Viertelstundenmittelwerten abweichen. Die Mechanismen des Ausgleichs der verbleibenden Prognosefehler und die hierbei entstehenden Kosten werden im Folgenden erläutert.

Der Saldo der Ausgleichsenergien von allen Bilanzkreisen in einer Regelzone ist der Regelzonensaldo. Für die Einhaltung der Nennfrequenz von 50 Hz muss zu jedem Zeitpunkt die Leistungsbilanz aus Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sein. Bei einem Regelzonensaldo ungleich Null, z. B. durch Prognosefehler der Windstromerzeugung oder des Verbrauchs, wird durch die ÜNB Regelleistung abgerufen, um die Leistungsbilanz auszugleichen. Hierfür wird Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve vorgehalten und im Bedarfsfall eingesetzt. Diese Regelleistungsarten unterscheiden sich hinsichtlich ihrer technischen und organisatorischen Anforderungen (vgl. /VDN-01 07/), des Ausschreibungsverfahrens und der Preisgestaltung /FFE-12 08/. Seit dem 1. Mai 2010 wird im Rahmen des bundesweiten optimierten Netzregelverbunds (ONRV) der Regelleistungsbedarf der vier Regelzonen saldiert und lediglich der bundesweite Saldo durch Regelleistung ausgeglichen. Durch diese Maßnahme wird vermieden, dass die Regelzonen gegeneinander regeln, falls in einer Regelzone positiver und in einer anderen Regelzone negativer Leistungsbedarf besteht. Die Kosten für die Leistungsvorhaltung werden auf alle Stromverbraucher umgelegt und sind Teil der Netznutzungsentgelte. Die Kosten für den Abruf der Regelleistung werden für jede Viertelstunde bestimmt und hieraus der Ausgleichsenergiepreis - der sogenannte regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) - berechnet. Der Bilanzkreisverantwortliche bekommt die zu viel eingespeiste elektrische Energie im Fall eines überspeisten Bilanzkreises (Erzeugung > Verbrauch) mit dem reBAP vergütet und muss den reBAP für eine Unterspeisung bezahlen. Der reBAP kann negative Werte annehmen, so dass selbst überspeiste Bilanzkreise zu Zahlungen und ein unterspeiste Bilanzkreise zu Einnahmen führen können.

4 Prognose der Windstromeinspeisung

Die Meldung der Stromerzeugung und des –verbrauchs erfolgt in Deutschland im Rahmen des Bilanzkreismanagements einen Tag im Voraus. In dieser Fahrplanmeldung muss ebenfalls die Windstromerzeugung berücksichtigt werden. Da die meteorologischen Verhältnisse die Höhe des eingespeisten Windstroms bestimmen, muss die Windstromerzeugung auf Basis der so genannten Day-Ahead (Folgetag) Prognose abgeschätzt werden. Darüber hinaus werden Kurzfristprognosen mit bis kurz vor den Erfüllungszeitpunkt erstellt, um gegebenenfalls die Leistungsbilanz zu korrigieren. Abweichungen zwischen der ex post festgestellten tatsächlichen Windstromeinspeisung P_{Ist} und der prognostizierten Windstromeinspeisung P_{FC} werden nach /IFE-02 06/ als Prognosefehler P_{FCE} definiert:

$$P_{FCE} = P_{FC} - P_{Ist} \quad (4.1)$$

P	Leistung	FCE	Prognosefehler
		FC	Prognose
		Ist	Ist-Wert

Ein Prognosefehler mit positivem Vorzeichen bedeutet, dass die Prognose die tatsächliche Windstromeinspeisung überschätzt. Es wird positive Leistung für den Ausgleich eines positiven Prognosefehlers benötigt. Entsprechend muss für den Ausgleich eines negativen Prognosefehlers negative Leistung eingesetzt werden. Negative Leistung bedeutet eine Reduktion der Erzeugung oder Erhöhung des Verbrauchs im Vergleich zum Planwert. Typische Prognosefehler sind Höhen- und Zeitfehler. Bei einem Höhenfehler werden die Windverhältnisse für einen bestimmten Zeitraum unter- oder überschätzt und bei einem Zeitfehler wird die Entwicklung der Windverhältnisse um einen bestimmten zeitlichen Versatz vorhergesagt. Solche typischen Fehler werden anhand von zwei Beispieltagen des Jahres 2008 in **Abbildung 4-1** verdeutlicht.

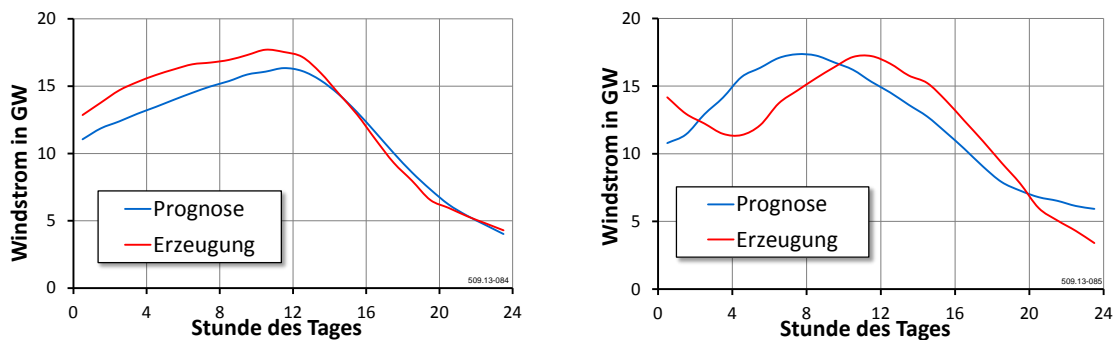


Abbildung 4-1: Ausgewählte Tage des Jahres 2008 mit einem Höhenfehler (links) und einem Zeitfehler (rechts)

Einen typischen Höhenfehler zeigen die Verläufe der prognostizierten und tatsächlichen Windstromeinspeisung in der ersten Tageshälfte am 05.10.2008. Der Verlauf der Einspeisung wurde richtig prognostiziert, jedoch wurde das Leistungsniveau nicht getroffen (vgl. linkes Diagramm in **Abbildung 4-1**). Am 27.01.2008 wurde sowohl der Verlauf als auch das Niveau gut prognostiziert. Die tatsächliche Einspeisung folgte jedoch der Prognose um wenige Stunden verspätet, was einem typischen Zeitfehler entspricht (vgl. rechtes Diagramm in **Abbildung 4-1**).

4.1 Prognoseerstellung

Die Windstromprognose wird von Prognosedienstleistern auf Basis von Wetterdaten erstellt. Die Kunden dieser Dienstleister sind Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen, Stromhändler und Windparkbetreiber. Die Prognosen liefern i. d. R. die modellierte Windstromeinspeisung für bestimmte Gebiete in stündlicher Auflösung. Nach /FGH-01 07/ existieren verschiedene Methoden, die prognostizierte Wetterdaten aus numerischen Wettermodellen als Eingangsdaten nutzen und Prognosen der Windstromeinspeisung einzelner Windparks erstellen. Für größere Gebiete wird die prognostizierte Einspeisung aus der Leistung von repräsentativen Windparks hochgerechnet. Bei der Energiemeteorologie kommen physikalische und statistische Modellansätze zum Einsatz. Darüber hinaus werden Kombinationen aus diesen beiden Ansätzen verwendet.

Bei den physikalischen Ansätzen werden detaillierte Daten der Windparks, wie Nabenhöhe, Leistungskurven, Abschattungseffekte und darüber hinaus Nichtverfügbarkeiten von Anlagen und Abschaltungen bei Starkwind hinaus berücksichtigt. Die numerischen Vorhersagen der Wetterdienste für das Gebiet des Windparks werden mittels physikalischer Methoden unter Berücksichtigung orografischer Effekte und Oberflächenrauigkeiten auf die Nabenhöhe umgerechnet. Mittels dieser Windgeschwindigkeit und einer anlagenspezifischen Kennlinie kann die Leistung bestimmt werden.

Bei den statistischen Verfahren wird empirisch aus Wetterdaten und gemessenen Leistungsdaten ein funktionaler Zusammenhang hergeleitet. Mit diesen Funktionen kann zu prognostizierten Wetterdaten die zu erwartende Windstromeinspeisung bestimmt werden. Bei diesem Ansatz können auch Einflussfaktoren erfasst werden, die bei der physikalischen Modellierung unberücksichtigt bleiben. Ein Nachteil der statistischen Modellierung ist, dass ausreichend lange historische Datensätze notwendig sind und dass die Modelle üblicherweise mit neuronalen Netzen gebildet werden. Der Ansatz der neuronalen Netze basiert auf einem sogenannten Black-Box Verfahren, bei dem der im Allgemeinen ermittelte Zusammenhang zwischen den Eingabeparametern und der Windstromeinspeisung physikalisch nicht interpretierbar ist /FGH-01 07/.

Prinzipiell lassen sich sowohl Kurzzeit- als auch Folgetagsprognosen mit physikalischen und statistischen Methoden erstellen. Bei den kombinierten Ansätzen werden i. d. R. den physikalischen Modellen statistische Methoden nachgeschaltet.

4.2 Kennwerte der Prognosegüte

Die Evaluierung der Prognosemodelle erfolgt auf Basis gewöhnlicher Fehlermaße. In /TUDK-01 04/ werden für die Windstromeinspeisung folgende geeignete Fehlermaße und deren Berechnung angegeben:

- mittlerer Fehler,
- mittlerer absoluter Fehler,
- mittlerer quadratischer Fehler,
- Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers,
- Summe positiver Prognosefehler und
- Summe negativer Prognosefehler.

Die Fehlermaße für N Prognosefehler P_{FCE} können nach folgenden Formeln bestimmt werden. Der mittlere Fehler μ entspricht dem systematischen Fehler (Model Bias) und wird wie folgt berechnet:

$$\mu = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N P_{FCE}(t) \quad (4.2)$$

Ein positiver mittlerer Fehler bedeutet, dass die Prognose im Mittel die Einspeisung überschätzt. Ein negativer mittlerer Fehler ist entsprechend mit einem systematischen Unterschätzen gleichzusetzen. Der mittlere absolute Fehler MAE (Mean Absolute Error) gibt hingegen Auskunft über die Höhe der Leistung, die im Mittel für den Ausgleich der Prognosefehler eingesetzt werden muss. Bei der Berechnung des MAE wird nicht zwischen positiven und negativen Prognosefehler unterschieden:

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |P_{FCE}(t)| \quad (4.3)$$

Der mittlere quadratische Fehler MSE (Mean Squared Error) ist ein Maß für die Prognosegüte. Ein geringer mittlerer quadratischer Fehler bedeutet, dass sowohl der systematische Fehler als auch die Varianz der Prognosefehler gering sind. Große Prognosefehler erhöht den MSE aufgrund des quadratischen Eingangs überproportional:

$$MSE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N P_{FCE}(t)^2 \quad (4.4)$$

Für eine einfachere Interpretation des Kennwerts wird üblicherweise die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (Root Mean Squared Error, $RMSE$) gebildet:

$$RMSE = \sqrt{MSE} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N P_{FCE}(t)^2} \quad (4.5)$$

Die Einheit von $RMSE$ und Prognosefehler ist identisch. Eine weitere häufig verwendete statistische Kenngröße ist die Standardabweichung σ , die sich wie folgt berechnet:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{t=1}^N (P_{FCE}(t) - \mu)^2} \quad (4.6)$$

Die Standardabweichung wird mittels der Abweichung des Fehlers zum Zeitpunkt t vom mittleren Fehler μ berechnet. Die Standardabweichung gibt somit nur die Breite der Verteilungsfunktion der Prognosefehler an, macht jedoch keine Aussage darüber, ob die Prognose generell über- oder unterschätzt. Der Zusammenhang zwischen $RMSE$ und der Standardabweichung σ lässt sich wie folgt formulieren:

$$RMSE = \sqrt{\mu^2 + \sigma^2} \quad (4.7)$$

Der $RMSE$ und die Standardabweichung sind immer dann gleich, wenn der systematische Fehler gleich Null ist. Für die Prognosegüte ist der $RMSE$ die ausschlaggebende Größe, da dieser auch den systematischen Fehler berücksichtigt. Ergänzend oder alternativ zum $RMSE$ erfolgt die Bewertung der Prognosegüte mit Hilfe von Häufigkeitsverteilungen der Prognose. In /TUDK-01 04/ wird eine Normierung auf Basis der installierten Leistung für eine bessere Vergleichbarkeit der Prognosegüte unterschiedlich großer Windparks empfohlen. Durch diese Normierung wird ebenfalls ein intertemporaler Vergleich bei einem sich ändernden Anlagenpark möglich.

4.3 Entwicklung der Prognosegüte

Nach /FGH-01 07/ gibt es zwei grundsätzliche Ansätze zur Verbesserung der Prognose. Zum einen werden höher aufgelöste Wetterdaten verwendet und zum anderen die Modelle verbessert. Für eine Einschätzung, wie sich die Prognosegüte von 2007 bis 2010 entwickelt hat, werden die von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Day-Ahead Prognosen und die Zeitreihen der Ist-Einspeisung ausgewertet. Die Entwicklung der Prognosegüte bis zum Jahr 2020 wird auf Basis einer Untersuchung des Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik /FGH-01 07/ abgeschätzt.

Vergleich der Windstromprognosen der Jahre 2007 bis 2010

Es werden die Prognosefehler der Day-Ahead Prognose der Jahre 2007 bis 2010 auf Basis der von den vier ÜNB veröffentlichten Stundenwerten der Prognose und Ist-Einspeisung berechnet /HERTZ-02 11/, /AMP-02 11/, /ENB-02 11/, /TNT-02 11/. **Abbildung 4-2** zeigt die Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler für die Jahre 2007 bis 2010.

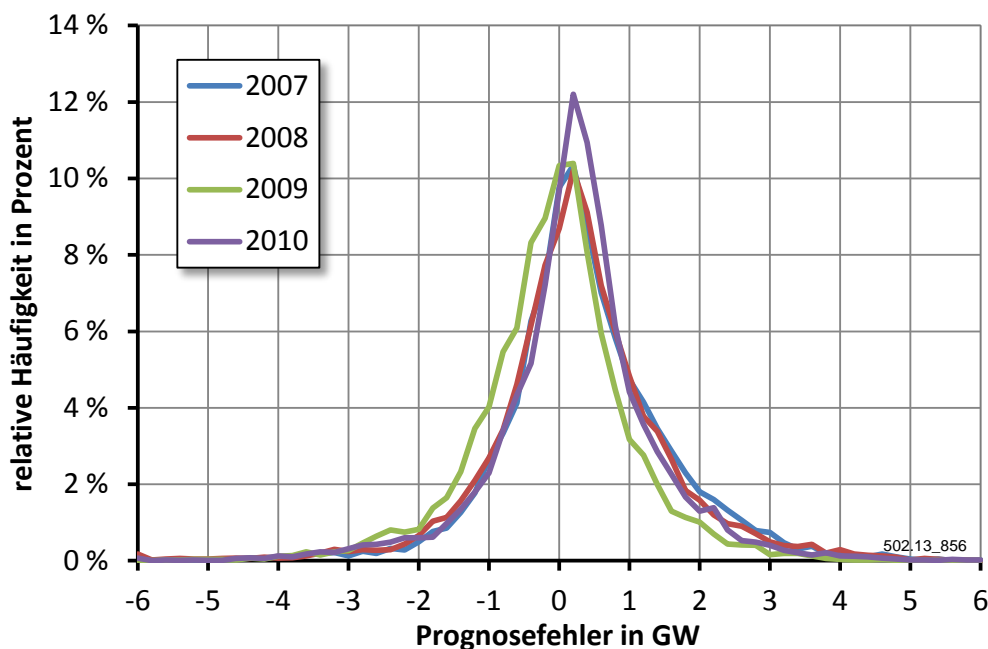


Abbildung 4-2: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler der Jahre 2007 bis 2010

Die Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler in den beiden Jahren 2007 und 2008 ähneln sich deutlich. Im Jahr 2009 hat es eine deutliche Linksverschiebung, das heißt einen Trend zu negativen Prognosefehlern gegeben. Für das Jahr 2010 ist die Häufigkeitsverteilung besonders spitz, d. h. es treten häufiger besonders kleine Prognosefehler auf. Für den Vergleich der Prognosegüte verschiedener Zeiträume oder Regionen werden üblicherweise die Prognosefehler mit der installierten Leistung normiert (vgl. Kapitel 4.2). Die Häufigkeitsverteilungen der normierten Prognosefehler sind in **Abbildung 4-3** dargestellt.

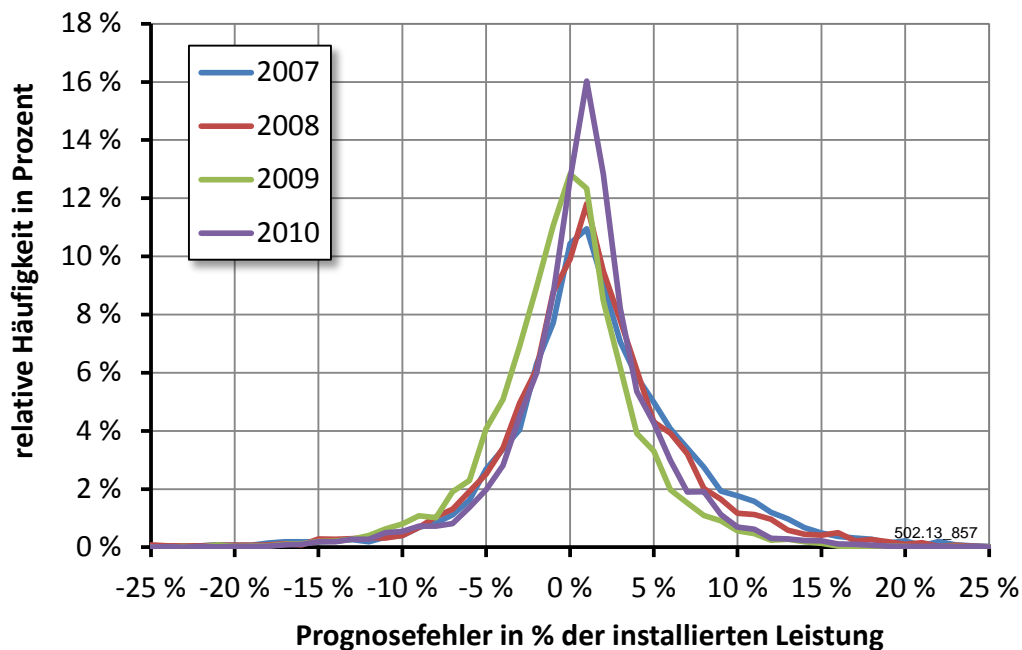


Abbildung 4-3: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler in Prozent der installierten Windkraftleistung der Jahre 2007 bis 2010

Je häufiger kleine Prognosefehler zu beobachten sind, desto schmaler und spitzer ist die Häufigkeitsverteilung. Der Vergleich der Häufigkeitsverteilungen suggeriert, dass die Prognose von 2007 bis 2010 verbessert werden konnte. Es gilt zu beachten, dass insbesondere die Jahre 2009 und 2010 Jahre mit ungünstigen Windbedingungen waren. Obwohl die installierte Leistung in den beiden Jahren zugenommen hat, lag die Windstromeinspeisung mehr als 10 % unter der Jahressumme der Jahre 2007 und 2008. Die auf die mittlere Einspeisung normierten Prognosefehler weisen im Jahr 2010 den höchsten *RMSE* der vier betrachteten Jahre auf (vgl. **Tabelle 4-1**). Eine Verbesserung der Prognosegüte über die vier Jahre ist anhand der Kennwerte der Prognosegüte nicht eindeutig erkennbar.

Tabelle 4-1: Kennwerte der Day-Ahead-Prognosefehler 2007 bis 2010

	2007	2008	2009	2010
mittlerer Fehler μ in MW	381	274	-66	100
mittlerer absoluter Fehler MAE in MW	914	918	795	832
Standardabweichung σ in MW	1.238	1.275	1.114	1.180
RMSE in MW	1.295	1.304	1.116	1.184
RMSE in % der installierten Leistung	6,1	5,7	4,5	4,6
RMSE in % der \emptyset Einspeisung	28,7	28,5	25,9	28,9
Summe positiver Prognosefehler in TWh	5,67	5,16	3,18	4,67
Summe negativer Prognosefehler in TWh	-2,34	-2,79	-3,76	-2,57
max. positiver Fehler in MW	8.101	5.813	6.770	4.339
max. negativer Fehler in MW	-7.240	-8.034	-5.631	-5.650
mittlere installierte Leistung in MW	21.227	22.828	24.837	26.496
mittlere Einspeisung in MW	4.517	4.582	3.975	4.084

502.13_799

Die Maximalwerte der Prognosefehler liegen in den vier Jahren deutlich über 4 GW. Die Reduktion der maximalen negativen Prognosefehler in den Jahren 2009 und 2010 im Vergleich zu den Jahren 2007 und 2008 könnte an der geringeren mittleren Einspeisung

in den Jahren 2009 und 2010 liegen, da hohe Prognosefehler mit einer höheren Wahrscheinlichkeit bei hohen Einspeisewerten auftritt. Dies wird durch die in **Abbildung 4-4** dargestellten Häufigkeitsverteilungen der Prognosefehler der Jahre 2007 und 2008 verdeutlicht. Die Grundgesamtheit der Prognosefehler wird für die Darstellung in die drei Kategorien geringe, mittlere und hohe Windstromeinspeisung eingeteilt. Die Grenzen werden mit 2,1 GW und 5,0 GW so gewählt, dass in den drei Gruppen jeweils gleich viele Elemente enthalten sind.

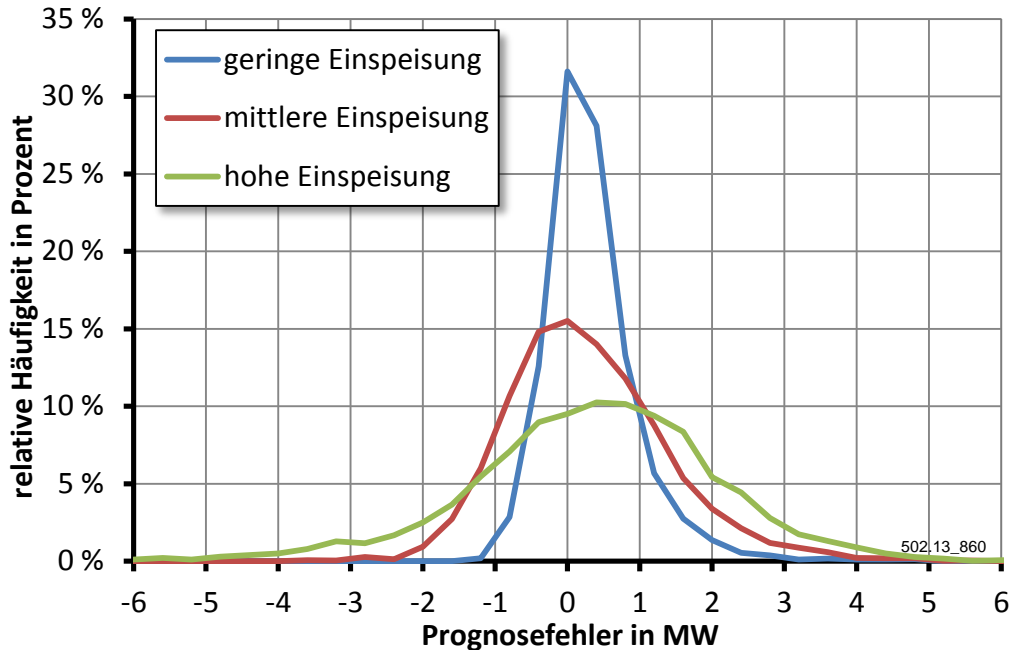


Abbildung 4-4: *Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler für niedrige, mittlere und hohe Windstromeinspeisung in den Jahren 2007 und 2008*

Es sind zwei Tendenzen in Abbildung 4-4 zu erkennen. Mit zunehmender Windstromeinspeisung treten zum einen häufiger absolute hohe Prognosefehler auf und zum anderen steigt der mittlere Prognosefehler (Rechtsverschiebung der Häufigkeitsverteilung). Der zweite Effekt kann mit dem überproportionalen Anstieg der Windstromeinspeisung mit der Windgeschwindigkeit erklärt werden ($P \propto v^3$). Wird in diesem Bereich der Leistungskennlinie die Windgeschwindigkeit um einen bestimmten Betrag überschätzt, resultiert ein höherer absoluter Prognosefehler als beim Unterschätzen der Windgeschwindigkeit um denselben Betrag.

Neben der Höhe der Windgeschwindigkeit bestimmen der Prognosehorizont (Zeit zwischen Prognoseerstellung und Prognosezeitraum) und die geographische Verteilung die Prognosegüte. Zur Verdeutlichung der Bedeutung des Prognosehorizonts wird die Prognosegüte für jede einzelne Stunde der Day-Ahead Prognose der Jahre 2007 bis 2010 berechnet (vgl. **Abbildung 4-5**).

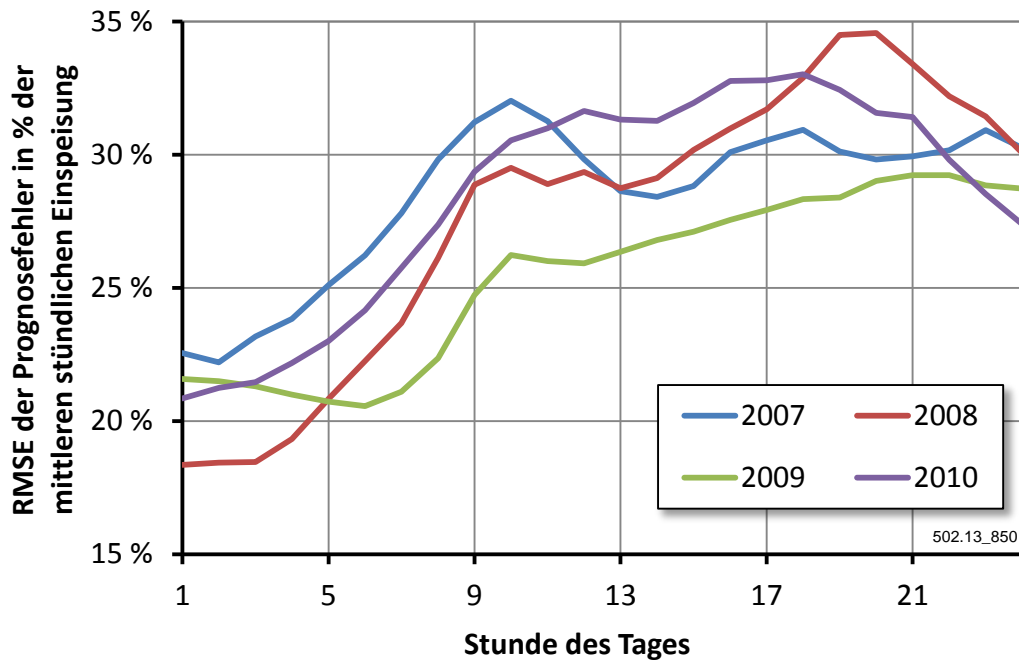


Abbildung 4-5: Prognosegüte (RMSE) als Funktion der Stunde des Folgetages

Der auf die mittlere Einspeisung in der jeweiligen Stunde normierte *RMSE* ist für die ersten Stunden des Folgetages am geringsten, steigt bis zur 10. Stunde deutlich an und verbleibt für die restlichen Stunden etwa auf diesem Niveau. Die Day-Ahead Prognose wird um 8.00 Uhr erstellt, so dass der Prognosehorizont für die ersten Stunden des Folgetags am kleinsten ist und die bessere Prognosegüte erklären. Von 2007 bis 2010 hat es keine eindeutig erkennbare Entwicklung in Bezug auf Niveau und Charakteristik der Prognosegüte als Funktion des Prognosehorizonts gegeben.

Der geographische Streuungseffekt kann mittels einer getrennten Auswertung für die vier deutschen Regelzonen aufgezeigt werden. In **Abbildung 4-6** ist die Häufigkeitsverteilung der auf die mittlere Einspeisung normierten Prognosefehler getrennt nach den Regelzonen von 50Hertz, EnBW, Amprion und Tennet für das Jahr 2010 dargestellt.

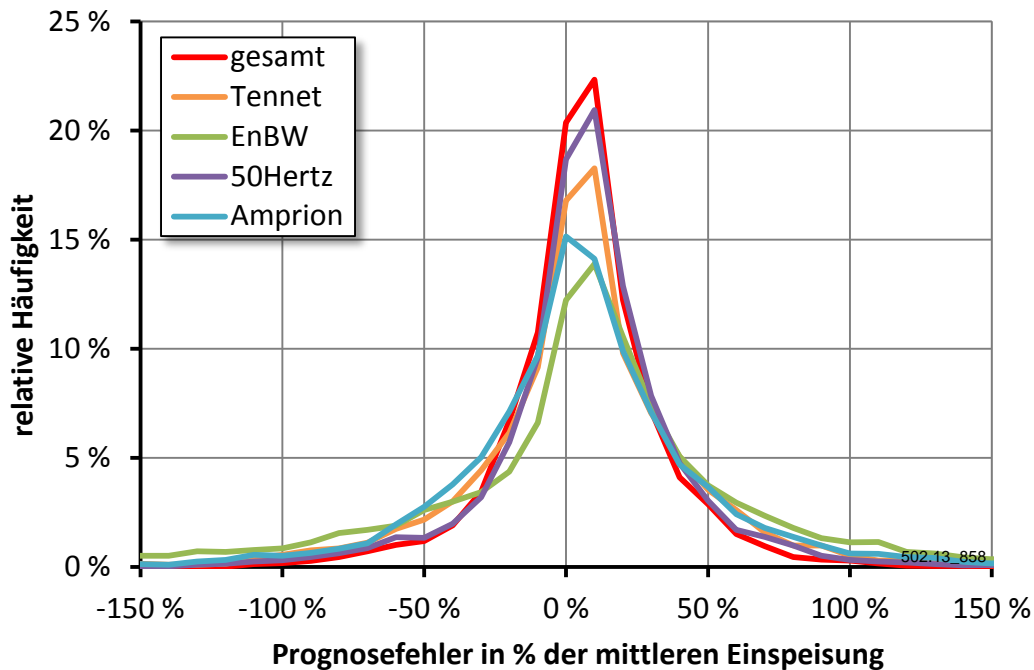


Abbildung 4-6: Prognosefehler der vier Regelzonen im Jahr 2010

In den beiden Regelzonen TenneT und 50Hertz sind aufgrund der günstigeren Windbedingungen im Norden Deutschlands mehr Windkraftanlagen installiert. Allein in den drei Bundesländern Niedersachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt waren Ende 2010 mit 14,4 GW mehr als die Hälfte der bundesweiten Windkraftleistung installiert /DEWI-01 11/. Der Erzeugungsanteil beträgt in der Regelzone TenneT 42 % und in der Regelzone 50Hertz 40 %. In diesen beiden Regelzonen ist der normierte *RMSE* am geringsten und somit die Prognosegüte am besten (vgl. Anhang, Tabelle 11-1). Der normierte *RMSE* in der Regelzone EnBW ist hingegen mit 63,3 % der mittleren Einspeiseleistung am höchsten. Diese Regelzone trägt lediglich mit 1,3 % zur deutschlandweiten Windstromerzeugung bei. Eine Erhöhung der Prognosegüte kann erreicht werden, indem größere Gebiete mit mehr Windparks betrachtet werden. Dies zeigt der Vergleich der Kennwerte der Prognosegüte für ganz Deutschland mit denen der vier einzelnen Regelzonen (vgl. Anhang, Tabelle 11-1). Der auf die mittlere Einspeisung normierte *RMSE* für Deutschland liegt mit 28,9 % unter dem *RMSE* jeder einzelnen Regelzone.

Entwicklung der Prognosegüte bis 2020

Die Entwicklung der Prognosegüte bis zum Jahr 2020 wird auf Basis der Untersuchung des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik abgeschätzt /FGH-01 07/. In dieser Studie werden die Verbesserungspotenziale nach Aussage von /UNIOL-01 06/, /EMS-01 06/, /IWES-01 06/ zusammengefasst. Die Verbesserungen der Prognosemodelle sollen durch folgende Maßnahmen erreicht werden:

- Anwendung mehrerer Wettermodelle mit Klassifikation der Wettersituation (Verbesserungspotenzial 15 %- 20 %)
- Windparkspezifische Auswahl eines Prognosemodells (Verbesserungspotenzial 8 %- 10 %)
- Selektion optimaler Eingangsdaten (Verbesserungspotenzial 8 %- 10 %).

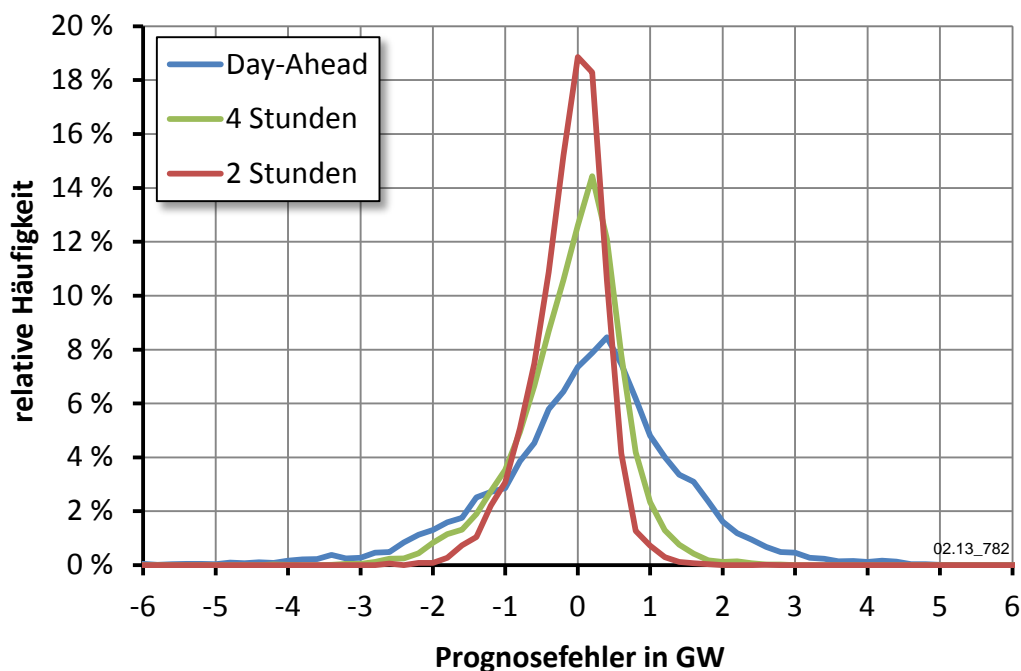
Unter der Annahme, dass diese Verbesserungspotenziale superpositionierbar sind, ergibt sich nach /FGH-01 07/ eine Verbesserungspotenzial von 35-40 %. Für das in /FGH-01 07/ unterstellte Windausbauszenario für das Jahr 2020 von 27,74 GW Onshore und 7,74 GW Offshore ergibt sich bezogen auf die installierte Leistung eine Prognosegüte von $RMSE = 3,7 \%$ (vgl. **Tabelle 4-2**).

Tabelle 4-2: Kennwerte der Prognosegüte für das Jahr 2020 nach /FGH-01 07/

	Prognose		
	2-Stunden	4-Stunden	Day-Ahead
RMSE in % der installierten Leistung	1,5	2,1	3,7
RMSE in % der Ø Einspeisung	6,5	9,2	16,6
max. positiver Fehler in GW	2,6	4,2	6,3
max. negativer Fehler in GW	-2,5	-2,9	-5,0

502.13_783

Bei der Day-Ahead Prognose ist trotz Weiterentwicklung der Prognoseverfahren noch mit Prognosefehler von bis zu -6,3 GW und +5,0 GW zu rechnen. Eine deutliche Verbesserung kann durch die Kurzfristprognosen erzielt werden, wie der Vergleich der Häufigkeitsverteilungen in **Abbildung 4-7** verdeutlicht.



02.13_782

Abbildung 4-7: Prognosefehler im Jahr 2020 nach /FGH-01 07/

Im Jahr 2020 übersteigt der Prognosefehler der Day-Ahead Prognose in 3.188 Stunden den absoluten Wert von 1 GW. Diese Grenze wird bei einer 4h-Prognose 1.330 Mal und bei einer 2h-Prognose lediglich 686 Mal überschritten.

5 Vorgehensweise und Methodik

Die Kombination aus Zeitreihenanalyse, Simulation des Kraftwerkseinsatzes und empirischer Analyse ermöglicht, die Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Vermarktung von Windstrom zu quantifizieren und darüber hinaus einen Ausblick auf den Ausgleich der erkannten Prognosefehler mit dem konventionellen Kraftwerkspark im Jahr 2020 zu geben. Das Zusammenwirken dieser drei gewählten Methoden zeigt **Abbildung 5-1**.

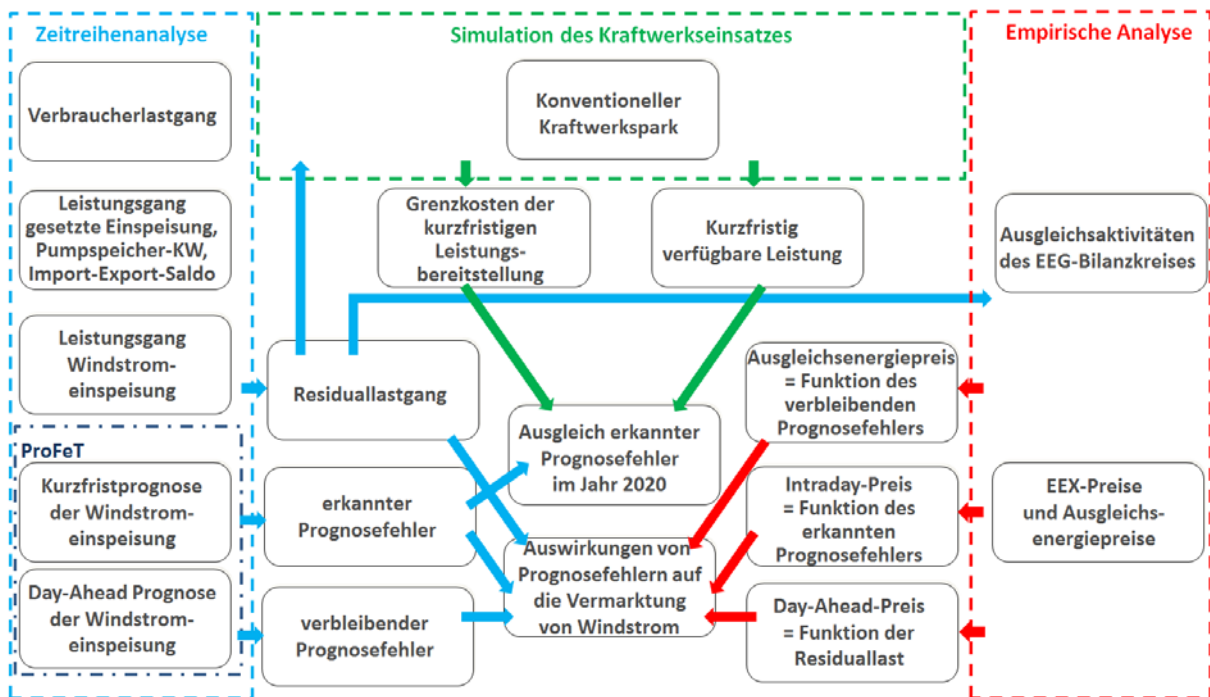


Abbildung 5-1: Methodische Vorgehensweise

Im Rahmen der Zeitreihenanalyse werden die Verbraucherlast und die Leistungsgänge der gesetzten Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie Kraft-Wärme-Kopplung in stündlicher Auflösung modelliert. Zudem werden die grenzüberschreitenden Leistungsflüsse und der Pumpspeicherbetrieb für die Berechnung des Residuallastgangs vereinfachend berücksichtigt. Der Residuallastgang ist sowohl eine notwendige Eingangsgröße für die Simulation des Kraftwerksparks als auch für die empirische Analyse. Neben dem Leistungsgang der Windstromeinspeisung werden mit dem Prognosefehler-Tool (ProFeT) Zeitreihen einer Folgetags- und einer Kurzfristprognose modelliert. Die Differenz der Folgetagsprognose und der Kurzfristprognose ergibt die Zeitreihe der erkannten Prognosefehler. Die verbleibenden Prognosefehler lassen sich aus der Differenz aus Kurzfristprognose und Ist-Einspeisung berechnen.

Die Simulation des Kraftwerkseinsatzes ermittelt den Kosten minimalen Kraftwerkseinsatz für die modellierte Residuallast bei gegebenem Kraftwerkspark. Auf Basis des stundenscharfen Kraftwerkseinsatz lassen sich sowohl die untertägigen kurzfristigen Potenziale für eine Leistungserhöhung und –absenkung als auch die dazugehörigen Grenzkosten ermitteln. Es wird überprüft, inwiefern die erkannten Prognosefehler durch die untertägig zur Verfügung stehende Leistung ausgeglichen werden können und welche Kosten hierfür entstehen.

Für das Jahr 2010 stehen erstmalig für ein ganzes Jahr Daten für eine Energie- und Kostenbilanz der Ausgleichsaktivitäten für die EEG-Stromvermarktung zur Verfügung. Auf Basis dieser Ausgleichsaktivitäten, der Residuallast und der Marktpreise werden funktionale Zusammenhänge zwischen der Höhe des erkannten Prognosefehlers und dem Intraday-Preis, zwischen der Höhe der Ausgleichsenergie und dem Ausgleichsenergiepreis und zwischen der Residuallast und dem Day-Ahead Preis hergeleitet. Die Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Windstromvermarktung lassen sich mit Hilfe dieser Funktionen, aus der Differenz der Day-Ahead Preise und den jeweiligen Preisen für die Ausgleichleistung eines erkannten oder verbleibenden Prognosefehlers bestimmen.

5.1 Zeitreihenanalyse

Ziel der Zeitreihenanalyse ist die Beschreibung der stündlichen Residuallast und der Prognosefehler der Windstromeinspeisung. Für die Modellierung der Zeitreihen werden sowohl neue Ansätze entwickelt als auch bestehende modifiziert. Folgende Zeitreihen werden für das Jahr 2020 modelliert:

- Verbraucherlast
- Einspeisung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Biomassekraftwerken
- Einspeisung aus PV-Anlagen
- Einspeisung aus Laufwasserkraftwerken
- Leistungsgang der Pumpspeicherkraftwerke
- Saldo der grenzüberschreitenden Leistungsflüsse
- Einspeisung aus Windkraftanlagen

Für die jeweiligen Zeitreihen muss im ersten Schritt ein Ausbauszenario für das Betrachtungsjahr 2020 definiert werden. Basis für den erwarteten Ausbau ist das Leitszenario aus dem Jahr 2008 /DLR-01 08/. Die diesem Szenario zugrundeliegenden Annahmen werden denen aus anderen Studien gegenübergestellt und gegebenenfalls angepasst. Im zweiten Schritt wird ein normierter Leistungsgang für die jeweilige Erzeugungsart modelliert. Abschließend wird der Leistungsgang für das Jahr 2020 auf Basis der installierten Leistung und der normierten Einspeisung berechnet. Die Zeitreihen haben eine Auflösung von einer Stunde. Neben der stündlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung werden vereinfachende Ansätze zur Modellierung des Speichereinsatzes und der grenzüberschreitende Lastflüsse entwickelt.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die technische und wirtschaftliche Bewertung der kurzfristigen Leistungsbereitstellung für den Ausgleich von Prognosefehlern. Der Fokus liegt hierbei auf der Vermarktung von Windstrom. Daher müssen neben den Einspeiszeitgängen, Zeitreihen der dazugehörigen Prognose mit gleicher zeitlicher Auflösung modelliert werden. Es muss zwischen verschiedenen Prognosevorlaufzeiten unterschieden werden. Die Herausforderung liegt darin, sowohl die zu erwartende Prognosegüte als auch die typischen Prognosefehlercharakteristiken möglichst genau abzubilden. Hierfür wird ein stochastischer Ansatz entwickelt.

Die jährliche Stromerzeugung aus Geothermie wird laut Leitszenario im Jahr 2020 1,8 TWh /DLR-01 08/ und somit deutlich weniger als 1 % der Stromerzeugung betragen. Die Stromerzeugung aus Geothermie wird daher vernachlässigt.

Konzept der Residuallast

Die Residuallast P_{RL} ist die Differenz aus der Verbraucherlast P_V und der gesetzten Einspeisung aus Windkraft P_W , Photovoltaik P_{PV} , Wasserkraft P_{LW} und Kraft-Wärme-Kopplung P_{KWK} . Mit dem Konzept der Residuallast kann der Leistungsgang für das Jahr 2020 berechnet werden, der durch den konventionellen Kraftwerkspark zu decken ist. Der Einsatz der konventionellen Kraftwerke bestimmt sowohl die zu erwartenden Stromgroßhandelspreise als auch die kurzfristig zur Verfügung stehenden Kapazitäten für den Ausgleich von Prognosefehlern.

Im Folgenden wird für die Berechnung der Residuallast noch der Pumpspeicherbetrieb P_{PS} und die grenzüberschreitenden Lastflüsse P_{ImEx} vereinfachend berücksichtigt, so dass die Residuallast der Last entspricht, die durch den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland gedeckt werden muss.

$$P_{RL}(t) = P_V(t) - [P_W(t) + P_{PV}(t) + P_{LW}(t) + P_{KWK}(t) + P_{PS}(t) + P_{ImEx}(t)] \quad (5.1)$$

P	Leistung	RL	Residuallast
t	Zeitschritt	V	Verbrauch
		W	Wind
		PV	Photovoltaik
		LW	Laufwasser
		KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
		PS	Pumpspeicher
		$ImEx$	Saldo der grenzüberschreitenden Lastflüsse

5.1.1 Verbraucherlast

Entwicklung des Stromverbrauchs

Der Stromverbrauch ist in Deutschland nach den Effekten der Wiedervereinigung seit 1993 kontinuierlich bis 2008 gestiegen. Im Jahr 2009 gab es aufgrund der weltweiten Finanz- und Wirtschaftskrise einen deutlichen Rückgang (vgl. **Abbildung 5-2**).

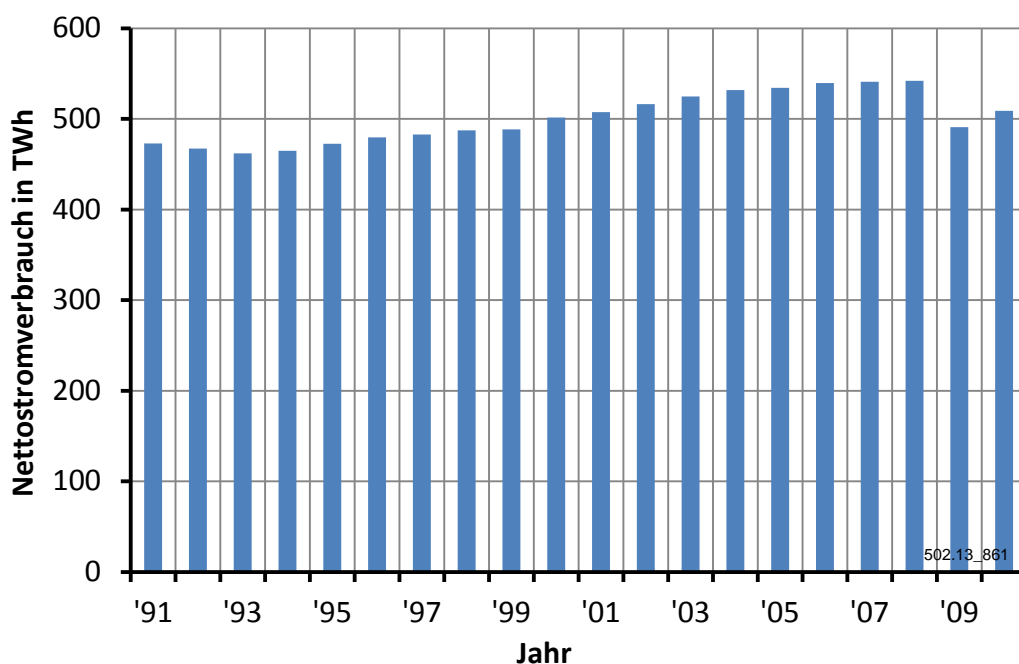


Abbildung 5-2: Stromverbrauch in Deutschland seit 1990 nach /BMWI-01 11/

Für das Szenariojahr 2020 wird ein Stromverbrauch von 535 TWh angesetzt, der sich bei einem mittleren jährlichen Wachstum von etwa 0,3 % bezogen auf das Basisjahr 2007 ergibt. Dieser Zuwachs wird in dem Szenario des Verbundforschungsvorhaben KW21 unterstellt /FFE04 08/. Hiermit weicht diese Annahme von dem Leitszenario 2008 /DLR-01 08/ ab. Im Leitszenario wird für das Jahr 2020 ein Stromverbrauch von 498 TWh erwartet. Die Annahme eines leichten Anstiegs des Stromverbrauchs wird getroffen, da insbesondere das Ziel erhöhter Ressourceneffizienz und der damit verbundene Einsatz von Effizienztechnologien, wie z.B. Elektrostraßenfahrzeuge oder Wärmepumpen zu einem erhöhten Stromanteil in der Endenergiebilanz führen kann, wie in der Studie /FFE-07 09/ gezeigt wurde.

Normierter Lastgang

Der Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) veröffentlicht in stündlicher Auflösung die Verbraucherlast ausgewählter Länder /ENTSOE-01 09/. Der Verbraucherlastgang in Deutschland weist eine typische Charakteristik auf, die maßgeblich durch die Tageszeit, den Wochentag und die Jahreszeit beeinflusst wird. **Abbildung 5-3** und **Abbildung 5-4** zeigen die Mittelwerte der Verbraucherlast für jede Wochenstunde in den Sommermonaten (Juni, Juli, August) und in den Wintermonaten (Dezember, Januar, Februar).

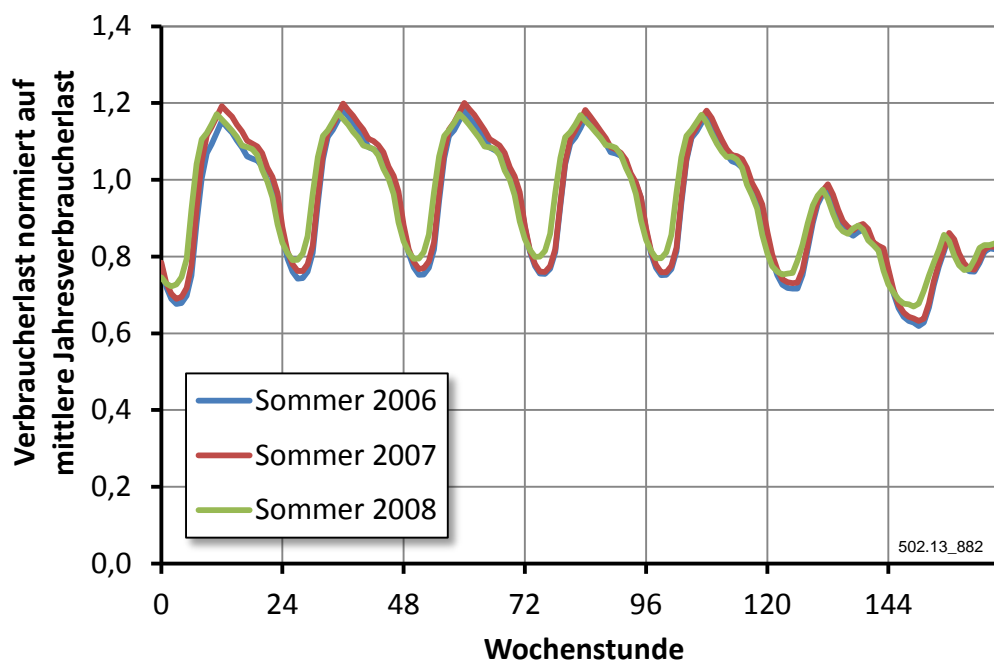


Abbildung 5-3: Verlauf des Stromverbrauchs im Winter

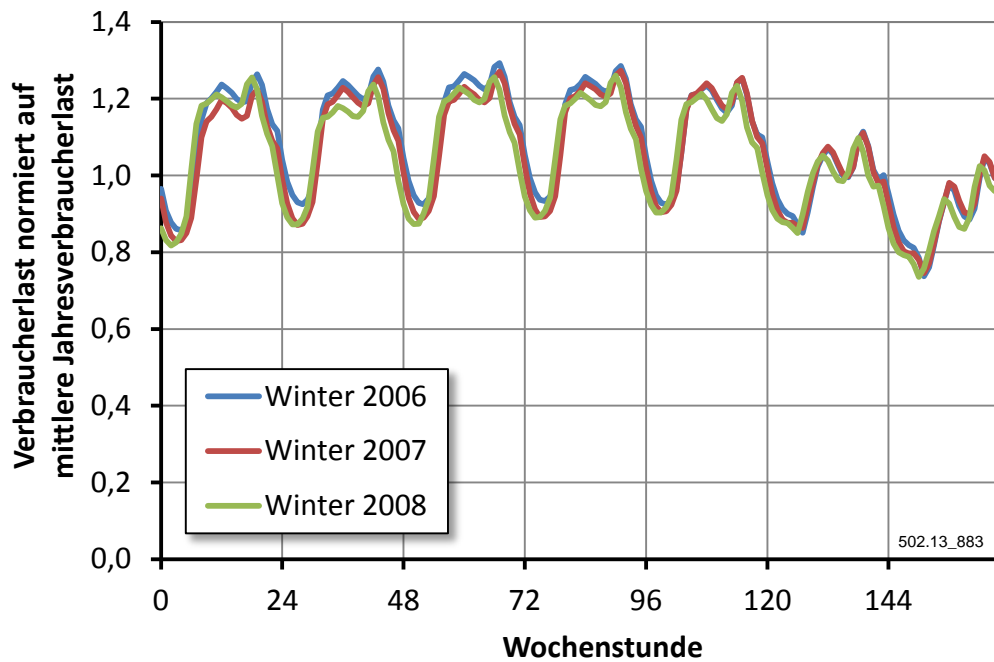


Abbildung 5-4: *Verlauf des Stromverbrauchs im Sommer*

Die Charakteristik des Stromverbrauchs in einer Sommer- und Winterwoche ist in den Jahren 2006 bis 2008 nahezu unverändert. Für die Berechnung des Verbraucherlastgangs im Jahr 2020 wird die für Deutschland von ENTSO-E veröffentlichte Verbraucherlast des Jahres 2006 mit einem Jahresverbrauch von 487 TWh auf die mittlere Verbraucherlast normiert. Es werden von ENTSO-E lediglich für 363 Tage die Daten veröffentlicht. Die Last der beiden fehlenden Tage werden mit Hilfe der vertikalen Netzlast der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber und der Splinemethode abgeschätzt (vgl. /BVR-01 08/). Der Verbraucherlastgang wird linear mit einem Faktor 1,094 vom Jahr 2006 auf das Jahr 2020 extrapoliert, so dass der Jahresverbrauch von 535 TWh erreicht wird.

5.1.2 Kraft-Wärme-Kopplung und Biomasse

Entwicklung der KWK-Stromerzeugung

Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) hat in Deutschland aufgrund der hohen Effizienz einen besonderen Stellenwert. Zum verstärkten KWK-Ausbau sind mehrfach politische Ziele formuliert worden, wie zuletzt im Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung /IEKP-01 07/. Hierin wird eine Verdopplung des KWK-Anteils auf 25 % der Stromerzeugung bis 2020 angestrebt. Die Stromerzeugung aus KWK-Anlagen wird durch Zusatzvergütungen im Rahmen des KWKG gefördert /KWKG-01 09/.

Seit 2000 ist die Stromerzeugung aus KWK von 60 TWh auf 83,5 TWh im Jahr 2008 angestiegen /DLR-01 09/. Das Leitszenario 2008 geht von einem weiteren Anstieg auf 119 TWh bis zum Jahr 2020 aus. Nach den KWK-Potenzialstudien /FFE-13 07/ und /FFE-22 05/ erscheint ein wesentlich moderateres Wachstum wahrscheinlicher. Ein verstärkter Ausbau der KWK ist nur durch politische Unterstützung und Förderprogramme möglich, die nach Aussage des Ende 2010 veröffentlichten Entwurfs des Energiekonzeptes kaum zu erwarten sind /BREG-01 10/. In diesem findet sich lediglich

ein Satz zur KWK: „Ergänzende Instrumente, wie die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung, sind darauf hin zu überprüfen, welchen Zusatznutzen sie bringen und welche Zusatzkosten dem entgegenstehen.“ (/BREG-01 10/ S. 18)

Für die folgende Untersuchung wird eine KWK-Stromerzeugung von 102 TWh für das Jahr 2020 unterstellt. Basis für dieses Ausbauszenario ist die Fortschreibung des mittleren Wachstums von 2000 bis 2005 um 2,5 TWh pro Jahr nach /IER-01 05/.

Normierter Leistungsgang

Der KWK-Leistungsgang wird mit einer von Roon et al. entwickelten Methodik zur Bestimmung der deutschlandweiten KWK-Erzeugung in stündlicher Auflösung modelliert /BVR-01 08/. Nach dieser Methodik wird ein normierter Leistungsgang auf Basis des Temperaturprofils und der bundesweiten Feiertage des Jahres 2006 zugrunde gelegt, so dass die Zeitreihe mit dem modellierten Verbraucherlastgang konsistent ist. Vereinfachend wird angenommen, dass sich die Charakteristik der KWK-Einspeisung bis 2020 nicht wesentlich ändert. Unter dieser Annahme wird der normierte Leistungsgang auf eine Jahresstromerzeugung von 102 TWh/a skaliert.

Der funktionale Zusammenhang zwischen KWK-Erzeugung und den Parametern Temperatur, Uhrzeit und Tag (Montag bis Freitag, Wochenende und Feiertage) wird in /BVR-01 08/ empirisch hergeleitet. Datenbasis sind stundenscharfe Fernwärmelistungsgänge der KWK-Erzeugung eines Jahres von vier großen Stadtwerken. Diese Leistungsgänge werden auf ihren jeweiligen Mittelwert normiert. Die Ursache für Unterschiede der KWK-Erzeugung zwischen zwei Zeitpunkten, die in Uhrzeit und Wochentag übereinstimmen, liegt vorrangig am Heizwärmebedarf. Daher wird die Außentemperatur als unabhängige Variable gewählt. Es werden die Außentemperaturwerte von drei Messstationen in Würzburg des agrarmetrologischen Messnetzes der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft zugrunde gelegt /LFL-01 10/. In der Untersuchung zeigt sich, dass mit einem gewichteten Mittel der 72 zurückliegenden Stunden ein höheres Bestimmtheitsmaß bei der Beschreibung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Außentemperatur und Fernwärmeinspeisung erreicht werden kann. Für die mathematische Beschreibung wird eine Sigmoidfunktion gewählt, da Untersuchungen gezeigt haben, dass insbesondere Wärmebedarfsprofile gut durch diese Funktion beschrieben werden können /IFE-02 05/.

Die empirische Analyse zeigt, dass die Summe der Fehlerquadrate bei der Beschreibung der Fernwärmeprofile durch eine Sigmoidfunktion mit einem asymmetrischen Anteil reduziert werden kann. Getrennt nach Werktag und Sonntag/Feiertag wird für jede Tagesstunde eine asymmetrische Sigmoidfunktion der Fernwärmeerzeugung in Abhängigkeit der Außentemperatur ermittelt. **Abbildung 5-5** zeigt die normierten Messwerte der Stadtwerke und die hergeleitete asymmetrische Sigmoidfunktion für Werktage für die Stunde von 6.00 bis 7.00 Uhr.

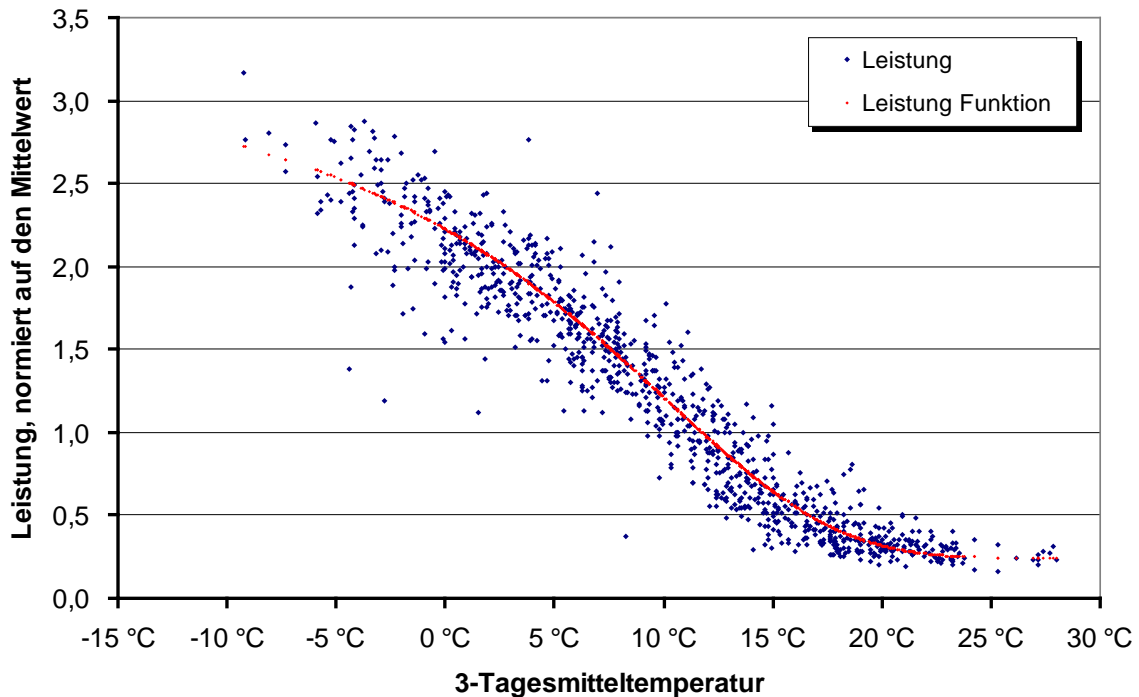


Abbildung 5-5: *Gemessene normierte Fernwärmeleistung für Werktage für die Stunde 6.00 bis 7.00 Uhr und die Werte der asymmetrischen Sigmoidfunktion*

Mit Hilfe der aufgestellten Funktionen kann ein normierter Fernwärmeleistungsgang für Deutschland berechnet werden. Durch Multiplikation mit den mittleren Stromkennzahlen, die sich aus den Monatsberichten der Elektrizitätsversorgung des Statistischen Bundesamtes /STBA-01 09/ ermitteln lassen, kann die KWK-Stromerzeugung bestimmt werden. Dieser normierte KWK-Leistungsgang wird mit der von der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) veröffentlichten mittleren KWK-Stromerzeugung im Jahr 2006 skaliert /AGFW-02 07/. In /BVR-01 08/ konnte gezeigt werden, dass die Monatsbilanzen des so berechneten KWK-Leistungsgangs nahezu konstante Differenzen zu der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten monatlichen KWK-Stromerzeugung der allgemeinen Versorgung aufweisen. Dieser Fehlbetrag wird durch Addition einer konstanten Leistung zum KWK-Leistungsgang ausgeglichen.

Der normierte KWK-Leistungsgang wird mit der mittleren KWK-Leistung von 11,6 GW im Jahr 2020 skaliert. Zur Veranschaulichung des saisonalen Profils ist in **Abbildung 5-6** der Verlauf der mittleren Tagesleistung aus KWK-Anlagen im Jahr 2020 dargestellt.

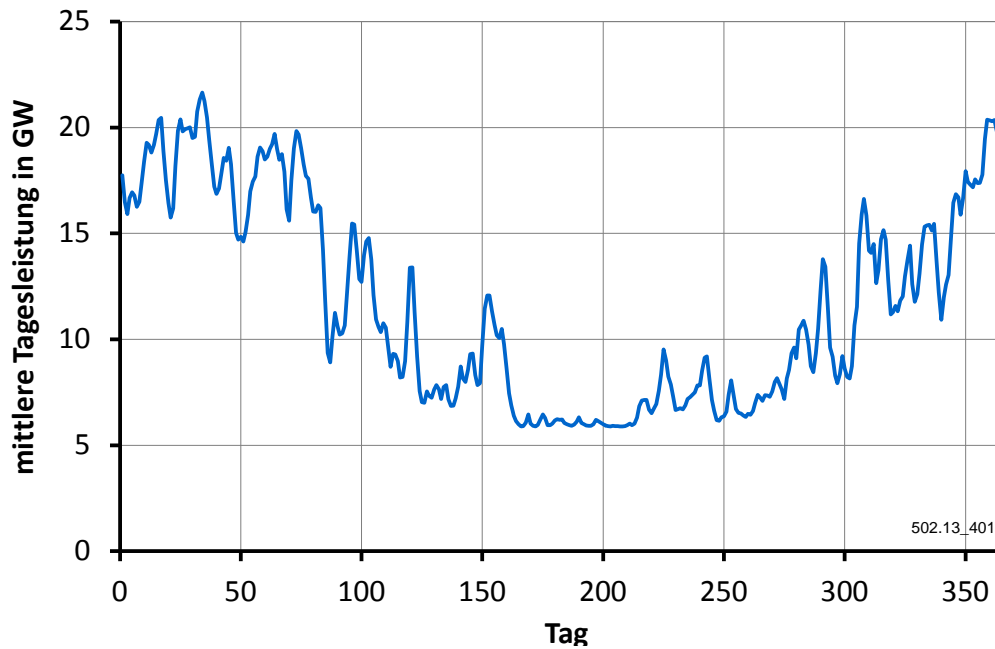


Abbildung 5-6: Mittlere Tagesleistungen der KWK-Stromerzeugung im Jahr 2020

Es ist ein nahezu Temperatur unabhängiges Band der KWK-Stromerzeugung von ca. 6 GW zu erkennen. An kalten Wintertagen ist die KWK-Erzeugung etwa dreimal so hoch. Zu diesen saisonalen Unterschieden kommen noch die untertägigen Leistungsschwankungen. Die Erzeugung in der Nacht ist beispielsweise geringer, da viele Heizsysteme eine Nachtabenkung fahren.

Biomasse

Der Beitrag der Biomasse zur Stromerzeugung ist seit 1990 von 0,2 TWh auf 29 TWh im Jahr 2010 angestiegen (vgl. **Abbildung 5-7**). Das Leitzszenario 2008 geht von einem weiteren starken Ausbau aus, so dass im Jahr 2020 die Stromerzeugung aus Biomasse-Anlagen 46 TWh beträgt.

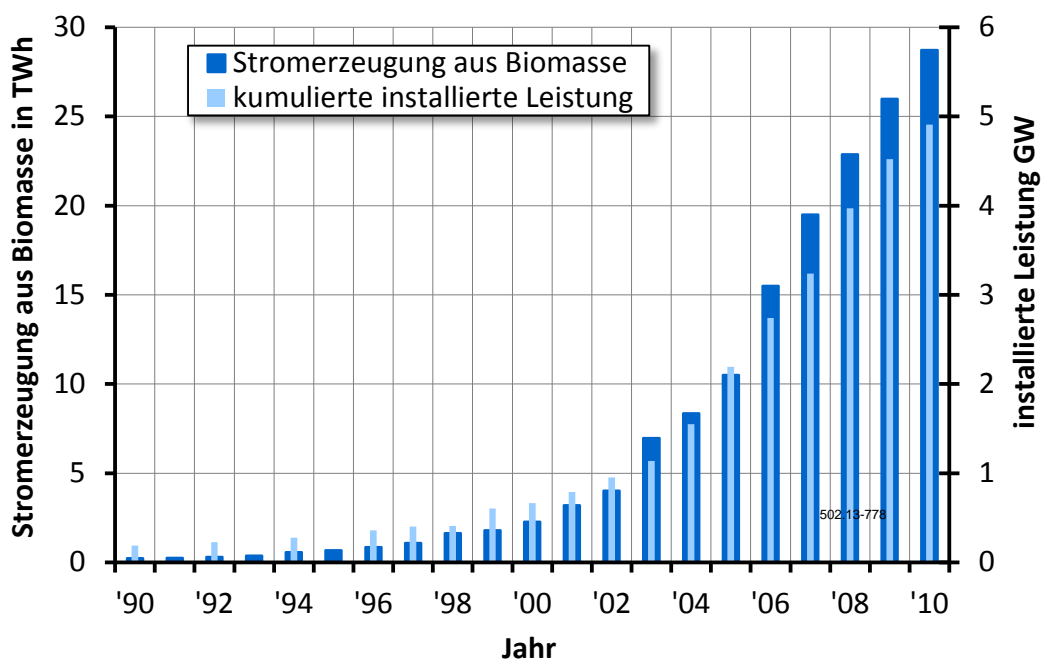


Abbildung 5-7: Leistung und Erzeugung von Biomasse-Anlagen nach /BMU-02 10/

Die Auswertung der EEG-Datenbank /FFE-40 10/ ergibt, dass die Stromerzeugung aus EEG-Biomasse-Anlagen überwiegend mittels KWK erfolgt. Nach Aussage des Leitszenarios wird Biomasse im Jahr 2020 ausschließlich in KWK-Anlagen eingesetzt. Für die Stromerzeugung aus Biomasse wird daher kein gesonderter Leistungsgang modelliert. Es wird vereinfachend angenommen, dass die Stromerzeugung aus Biomasse im modellierten KWK-Leistungsgang enthalten ist.

5.1.3 Photovoltaik

Entwicklung der Stromerzeugung mit Photovoltaik

Für das Ausbauszenario der Photovoltaik wird das Leitszenario 2008 zugrunde gelegt /DLR-01 08/. In diesem Szenario wird eine installierte Leistung von 17,9 GW mit einer Erzeugung von 15,5 TWh im Jahr 2020 unterstellt. Als Grundlage für dieses Szenario diente die installierte Leistung am Ende des Jahres 2007 mit 3,8 GW. Daher wird ein mittlerer Zuwachs von 1,1 GW/a bis zum Jahr 2020 angenommen. Da dies einem jährlichen Zubau von 28 % der installierten Leistung im Jahr 2007 entspricht, wurde dieses Szenario zum Zeitpunkt der Leistungsgansmodellierung als optimistisch eingeschätzt. Wie in **Abbildung 5-8** zu erkennen ist, stieg in den beiden Jahren 2009 und 2010 die installierte mit 3,8 GW und 7,2 GW jedoch deutlich stärker an.

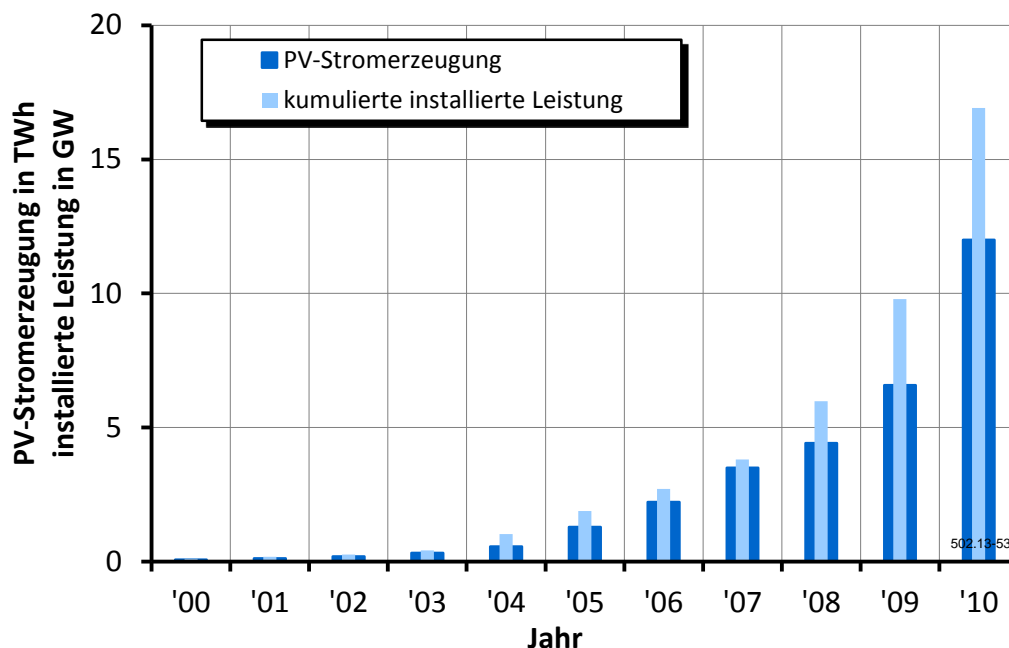


Abbildung 5-8: *Installierte Leistung am Jahresende und Einspeisung aus PV-Anlagen nach /BMU-02 10/*

Ende 2010 ist das Ausbauziel für das Jahr 2020 des Leitszenarios aus dem Jahr 2008 nahezu erreicht worden. Das Leitszenario 2010 hat diese Entwicklung berücksichtigt und weist für das Szenariojahr 2020 nun eine installierte PV-Leistung von 51,8 GW aus /DLR-01 10/. Aufgrund des Anstiegs der EEG-Umlage von 2,05 ct/kWh (2010) auf 3,53 ct/kWh (2011) und hat der Bundestag eine deutliche Minderung (in Abhängigkeit der Neuinstallationen im Jahr 2011) beschlossen. Die Einspeisevergütung für PV-Anlagen auf Gebäuden ab 2012 kann je nach Ausbau im Jahr 2011 auf bis zu 22,7 ct/kWh absinken. Im Jahr 2008 betrug die Einspeisevergütung für die gleiche Anlagenkategorie noch 46,8 ct/kWh. Wie sich die Kürzungen auf die Entwicklung der

Neu-Installationen auswirken werden, wird sich zeigen. Es kann davon ausgegangen werden, dass das Ziel des Leitzszenarios 2008 mit 17,9 GW deutlich übertroffen wird. Der für die folgenden Szenariorechnungen zugrunde gelegte Ausbau ist somit als untere Grenze zu werten und wird aller Voraussicht nach wesentlich höher ausfallen.

Normierter Leistungsgang

Der Leistungsgang wird mit einer von Beer et al. entwickelten Methodik /FFE-02 09/ modelliert. Die zugrunde gelegten Witterungsdaten (solare Einstrahlung und Temperatur) sind dem Testreferenzjahr entnommen /DWD-01 04/. Beer et al. haben bei ihrer Auswertung die Dachflächen von Deutschland ausgewertet. Zur Bestimmung des technischen Potenzials werden folgende Punkte berücksichtigt: die Ausrichtung, bauliche Einschränkungen (z.B. Kamine, Oberlichter), Denkmalschutz und die Nutzungskonkurrenz durch Solarthermie. Nach dieser Vorgehensweise ergibt sich eine maximal installierbare Leistung von 152 GW.

Die nutzbaren Dachflächen werden den Landkreisen und kreisfreien Städten zugeordnet. Jeder dieser Landkreise und jede dieser Städte gehören genau zu einer Testreferenzjahr-Region. Die Daten der Jahressummen der Globalstrahlung der einzelnen Regionen wurden aus dem Solarstrahlungsatlas des Deutschen Wetterdienstes /DWD-01 06/ entnommen. Auf der Grundlage der Testreferenzjahr-Regionen und der Globalstrahlung ergeben sich 117 Typregionen. Für jede der 117 Typregionen wird ein Leistungsgang auf Basis der Witterungsdaten des Testreferenzjahres ermittelt. Die Einspeisung kann aus der Einstrahlung und dem Zellwirkungsgrad berechnet werden. Für den Zellwirkungsgrad wird auf die SMA-Datenbank /SMA-01 09/ mit 1.548 hinterlegten Anlagen zurückgegriffen werden. Anhand der Gewichtungsfaktoren aus der Dachflächenverteilung kann ein deutschlandweiter Leistungsgang der PV-Einspeisung bestimmt werden. Dieser wird auf die mittlere Leistung normiert und mit der mittleren Leistung des Jahres 2020 skaliert.

5.1.4 Laufwasser

Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft

Die Nutzung der Wasserkraft ist im Vergleich zur Windkraft und Photovoltaik seit 1990 nur geringfügig ausgebaut worden (vgl. **Abbildung 5-9**). Der im Leitzszenario 2008 /DLR-01 08/ unterstellte moderate Anstieg bis zum Jahr 2020 auf 5,1 GW mit einer Stromerzeugung von 24,3 TWh entspricht etwa dem absoluten Zubau von 1990 bis 2010. Dieses Ausbauszenario erscheint daher plausibel und wird für die Berechnung des Leistungsgangs angesetzt.

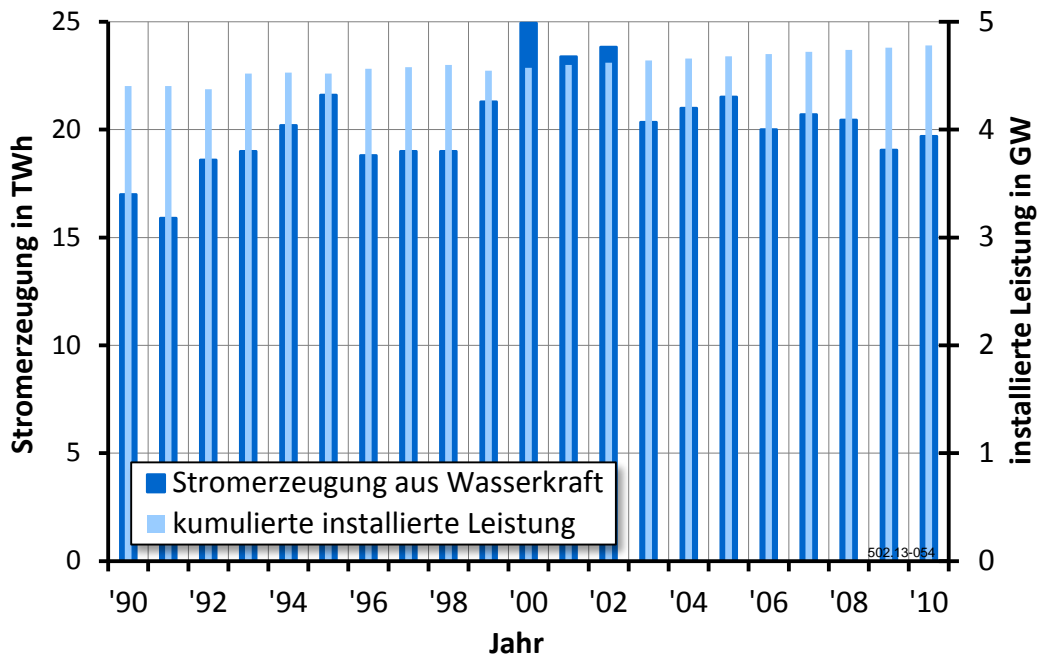


Abbildung 5-9: *Installierte Leistung und Einspeisung aus Wasserkraft-Anlagen seit 1990 nach /BMU-02 10/*

Den Monatsbilanzen des Statistischen Bundesamtes /STBA-01 09/ ist zu entnehmen, dass die Stromerzeugung aus Wasserkraft in Deutschland von Laufwasserkraftwerken dominiert wird (>95 %). Daher wird bei der Modellierung des Leistungsgangs die Erzeugungscharakteristik von Laufwasserkraftwerken als Basis genommen.

Normierter Leistungsgang

Für die Modellierung des Leistungsgangs aus Laufwasserkraftwerken wird folgender Ansatz entwickelt. Das Statistische Bundesamt /STBA-01 09/ veröffentlicht Monatsbilanzen der Stromerzeugung aus den jeweiligen Energieträgern, die ein saisonales Profil erkennen lassen (vgl. Anhang Abbildung 11-1). Die ebenfalls veröffentlichten Mittwochsbilanzen zeigen hingegen kaum untertägige Schwankungen (vgl. Anhang Abbildung 11-2). Das saisonale Profil der Erzeugung aus Wasserkraft wird erwartungsgemäß durch die Schneeschmelze und die Niederschlagsmengen bestimmt. Um ein plausibles saisonales Profil im Modell abzubilden, werden vereinfachend die Mittelwerte für jeden Kalendermonat über die drei Jahre 2005 bis 2007 gebildet. Die so ermittelten mittleren Leistungswerte eines Monats werden für jeden Tag über die Spline-Methode (vgl. /BVR-01 08/) in der Art modifiziert, dass ein stetiger Übergang von Monat zu Monat gewährleistet ist. Die Leistung über einen einzelnen Tag wird somit mit nahezu konstant simuliert. Der Leistungsgang wird auf die mittlere Leistung normiert und mit der nach dem Leitszenario 2008 erwarteten mittleren Einspeiseleistung von 2,77 GW skaliert.

5.1.5 Pumpspeicherkraftwerke

Entwicklung der Pumpspeicherkraftwerksleistung

Laut /BEE-01 09/, /VDE-02 09/ war im Jahr 2007 eine Erzeugungs- und Pumpleistung von 6,2 GW bzw. 6,0 GW sowie einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh installiert. Die dem deutschen Versorgungsnetz zur Verfügung stehende installierte Speicherleistung

setzt sich neben Pumpspeicher- zusätzlich aus Speicherwasser- (mit natürlichem Zufluss) sowie schwellfähigen Laufwasserkraftwerken zusammen. Die installierte Wasserkraftsleistung mit der Möglichkeit zur Speicherung beträgt in Summe etwa 10 GW. Nach /BEE-01 09/ wird sich diese Leistung auf 12,5 GW bis 2020 erhöhen. Der Ausbau wird durch Pumpspeicherkraftwerke dominiert, deren Entlade- und Ladeleistung auf 7,4 GW bzw. 7,2 GW ansteigt.

Normierter Leistungsgang

Der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke wird in der Simulation des Kraftwerkseinsatzes (vgl. Kapitel 5.3) nur indirekt berücksichtigt. Zur Ermittlung des Leistungsgangs wird ein Algorithmus von Bernhard und von Roon /FFE-14 10/ eingesetzt, der den wirtschaftlich optimalen Speichereinsatz auf Basis des Verlaufs der Residuallast bestimmt. Es wird nach /ROON-01 10/ vereinfachend ein linearer Zusammenhang zwischen Residuallast und den Stromgroßhandelspreisen unterstellt. Der Verlauf der Stromgroßhandelspreise ist die entscheidende Größe für den Betrieb eines Speichers, wenn im ersten Schritt keine Systemdienstleistungen angeboten werden. Für die Betriebsweise ist hierbei nicht das Strompreisniveau, sondern allein das Verhältnis zwischen niedrigen und hohen Preis entscheidend. Mit Hilfe des Speicherausbauszenarios nach /FFE-28 09/ mit Standort spezifischen Kapazitäten, Wirkungsgraden sowie Lade- und Entladeleistungen wird der Speichereinsatz bestimmt. **Abbildung 5-10** zeigt den tageszeitlichen Verlauf der simulierten mittleren Leistung der Pumpspeicherkraftwerke im Jahr 2008 und Jahr 2020 im Vergleich.

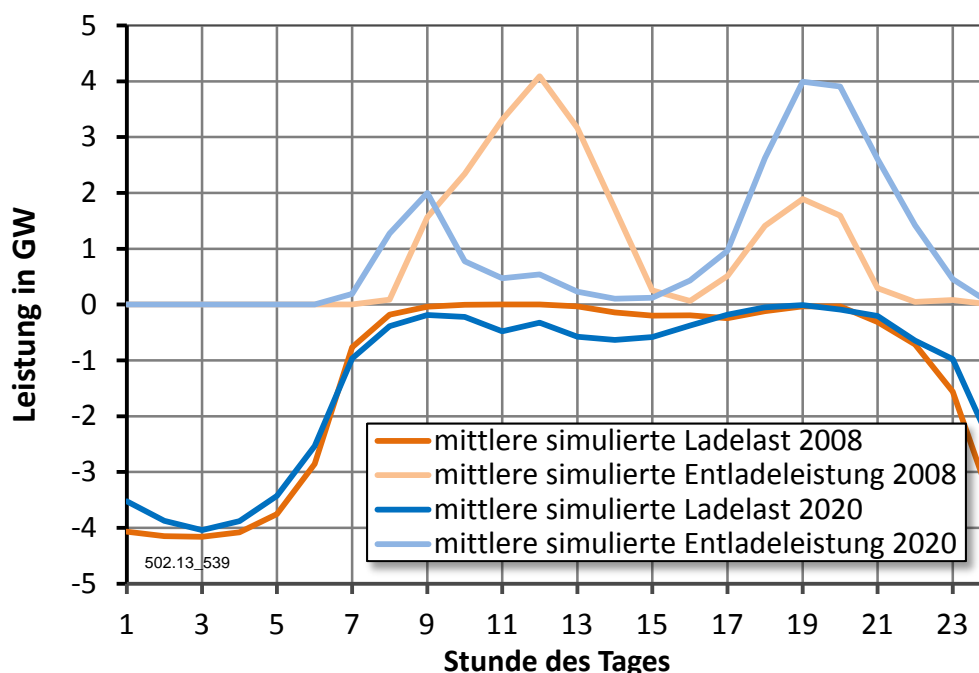


Abbildung 5-10: *Simulierte mittlere Leistung der Pumpspeicherkraftwerke im Jahr 2008 und Jahr 2020 /FFE-14 10/*

Die Veränderung der Residuallast durch die zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung hat deutliche Auswirkungen auf den Betrieb der Pumpspeicherkraftwerke. Die Beladung der Speicher findet auch zukünftig vorrangig in

der Nacht statt, da hier weiterhin die relativ geringsten Lasten auftreten. Die Spitze der Entladung verschiebt sich von der Mittagszeit in die Abendzeit von 18.00 bis 20.00 Uhr.

Ein Vergleich der modellierten Speicherlastgänge der Jahre 2007 und 2008 mit dem Lade- und Entladeprofil in den Mittwochsbilanzen des Statistischen Bundesamtes zeigt, dass die tageszeitliche Charakteristik gut abgebildet wird. Die veröffentlichten Leistungen sind jedoch deutlich geringer als die Modellergebnisse. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass Pumpspeicherkraftwerke nicht nur Lastglättung durch Ausnutzung von Preisdifferenzen betreiben, sondern im erheblichen Umfang Systemdienstleistungen wie Regelleistung anbieten. Daher werden vereinfachend die modellierten Leistungsgänge mit dem Faktor 0,5 multipliziert.

5.1.6 Grenzüberschreitende Leistungsflüsse

In den Jahren 2000 bis 2010 variierte der jährliche Saldo aus Stromimporten und -exporten zwischen +3,1 TWh (Nettoimport) und -19,8 TWh (Nettoexport) /AGEB-01 11/. Die Leistungsflüsse werden von den vier ÜNB für jede Grenzkoppelstelle in stündlicher Auflösung veröffentlicht. Für die Identifikation möglicher funktionaler Zusammenhänge werden die Stromimporte und -exporte sowie deren Saldo als Funktion über die EEX-Preise, die Windstromeinspeisung und die Residuallast für das Jahr 2008 dargestellt (vgl. Anhang, Abbildung 11-3 bis Abbildung 11-7).

Während die Importe nahezu unabhängig vom Preisniveau an der EEX-Strombörse sind, ist eine geringfügige Tendenz zu höheren Exporten bei hohen Strompreisen zu beobachten. Das Bestimmtheitsmaß eines linearen Zusammenhangs zwischen Stromgroßhandelspreis und Saldo aus Importen und Exporten ist mit $R^2=0,05$ sehr gering. Der Zusammenhang zwischen Windstromeinspeisung und grenzüberschreitender Leistung zeigt einen leichten Trend zu Nettoexporten bei mittleren und hohen Einspeisungen. Das Bestimmtheitsmaß eines linearen Zusammenhangs beträgt $R^2=0,24$. Die Residuallast hat ebenfalls nur einen schwachen Einfluss auf den Saldo der grenzüberschreitenden Leistung. Es ist zwar eine Tendenz zu erhöhten Exporten bei geringer Residuallast zu erkennen, dennoch ist die Abhängigkeit der beiden Größen mit einem Bestimmtheitsmaß einer linearen Regression mit $R^2=0,08$ gering.

Die funktionalen Zusammenhänge reichen nicht aus, um die grenzüberschreitenden Leistungsflüsse im Szenariojahr 2020 mit den modellierten Leistungs- und Lastgängen zu bestimmen. Vielmehr wäre die Modellierung eines europäischen Strommarktes notwendig. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein vereinfachender Ansatz zur Modellierung der Importe und Exporte gewählt. Die Residuallast hat einen wesentlichen Einfluss auf die Großhandelsstrompreise (vgl. Kapitel 6) und ist ein Indikator dafür, wie viele Kapazitäten für einen Stromexport zur Verfügung stehen. Für das Jahr 2020 werden die Tage je nach Höhe der Residuallast vier Klassen zugeordnet. Die Tage der Jahre 2007 und 2008 werden nach der gleichen Methode aufgeteilt. Einem Tag des Jahres 2020 wird im nächsten Schritt in Abhängigkeit der Residuallastklasse ein Tag der gleichen Klasse der Jahre 2007 oder 2008 per Zufallszahl zugeordnet. Von diesem zugewählten Tag wird der stündliche Verlauf des Export-Import-Saldos für den ausgewählten Tag im Jahr 2020 übernommen. Diese Vorgehensweise sichert realistische Verläufe von grenzüberschreitenden Leistungen und es wird die Residuallast als Einflussgröße berücksichtigt.

5.1.7 Windkraft

Entwicklung der installierten Leistung

Die installierte Windkraftleistung ist seit 1990 von 56 MW kontinuierlich auf 27.204 MW Ende 2010 angestiegen (vgl. **Abbildung 5-11**).

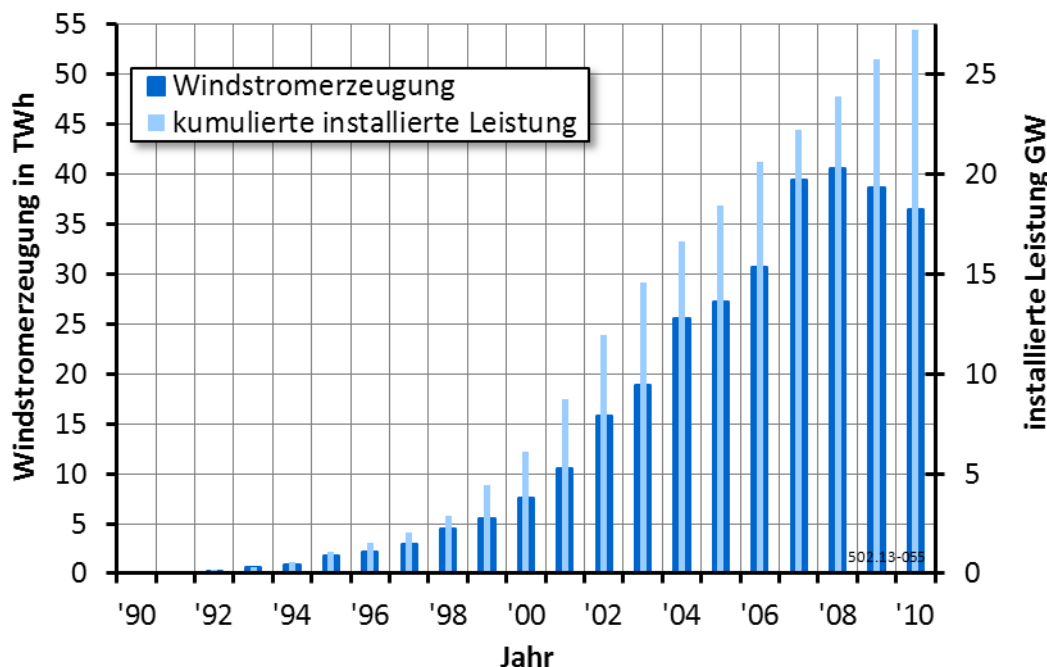


Abbildung 5-11 *Installierte Leistung und Einspeisung aus Windkraftanlagen seit 1990 nach /BMU-02 10/*

Die höchste Jahreserzeugung wurde 2008 mit 40.574 GWh bei einem Winddargebot von 99 % des langjährigen Mittelwertes erreicht. Das Winddargebot in den Jahren 2009 und 2010 war für die Windstromerzeugung mit 86 % bzw. 74 % des langjährigen Mittelwertes ungünstig (vgl. Windjahrstatistik des Bundesverbands WindEnergie e.V. Abbildung 11-8 im Anhang). Dies erklärt die in diesen beiden Jahren geringere Einspeisung als im Jahr 2008, obwohl weitere Windkraftanlagen ans Netz gegangen sind.

Für die Definition eines Ausbauszenarios wird das Leitszenario 2008 zugrunde gelegt /DLR-01 08/. In diesem Szenario wird eine installierte Leistung von 38,1 GW im Jahr 2020 erwartet. Die an Land (Onshore) installierten Anlagen weisen eine Leistung von 28,1 GW und eine Jahreserzeugung von 53,5 TWh auf. Die Anlagen vor der Küste Deutschlands (Offshore) speisen aufgrund der besseren Windbedingungen mit einer installierten Leistung von 10,0 GW 33,7 TWh ein. Das Leitszenario 2008 liegt im Vergleich zu anderen einschlägigen Szenarien aus demselben Veröffentlichungszeitraum im Mittelfeld (vgl. Studienvergleich in /FFE-03 10/).

Am Ende des Jahres 2010 übertraf die Leistung der installierten Windkraftanlagen mit 27,2 GW den durch Leitszenario 2008 vorhergesagten Wert für das Jahr 2010 von 25,7 GW. Im Leitszenario 2010 wird die aktuelle Entwicklung berücksichtigt und die für das Jahr 2020 zu erwartende Onshore-Leistung auf 35,8 GW erhöht /DLR-01 10/. Die im Leitszenario 2008 /DLR-01 08/ und in der vorliegenden Arbeit zugrunde gelegte installierte Onshore-Leistung mit 28,1 GW kann daher als untere Abschätzung betrachtet werden.

Modellierung von Anlagen- und Standortspezifischen Leistungsgängen

Die Modellierung des zeitlichen Verlaufs der Einspeisung aus Windkraftanlagen erfolgt mit einem physikalischen Modell, dessen Basis aus dem Projekt KW21-E3 /FFE-04 08/ stammt.

Für 42 Referenzstandorte liegen dem Modell die Messdaten der MIRIAM-Stationen des Deutschen Wetterdienstes DWD für die Jahre 1998, 2000 und 2001 vor /DWD-03 04/. Die zeitliche Auflösung dieser Daten beträgt zehn Minuten und die Messung erfolgt zehn Meter über Grund. Folgende Parameter sind verfügbar: mittlere und maximale Windgeschwindigkeit, die Temperatur, der Luftdruck und die Windrichtung. Für die Modellierung des Offshore-Windleistungsgangs wird auf Standorte an der Küste oder auf Inseln zurückgegriffen.

Die Windverhältnisse der Jahre 1998, 2000 und 2001 werden ausgewählt, da sie für ein gutes (1998: 110 %), ein mittleres (2000: 102 %) und ein schlechtes (2001: 94 %) Windjahr im Vergleich zum langjährigen Mittel stehen /BWE-01-11/. Die Modellierung für das Jahr 2020 ergibt, dass aufgrund der veränderten geographischen Verteilung der Anlagen die Jahreserzeugung auf Basis des Windjahres 1998 zwischen der Jahreserzeugung der Windjahre 2000 und 2001 liegt. Daher werden für die Erstellung des Leistungsgangs die Wetterdaten des Jahres 1998 zugrunde gelegt.

In dem Windmodell sind 20 Referenzanlagen hinterlegt (siehe Anhang, Tabelle 11-2). Die Leistungskennlinien der Anlagen stammen aus den Datenblättern der Hersteller und aus dem Windenergieatlas des BWE /BWE-01 04/. Die Leistungskennlinien – die elektrische Leistung als Funktion der Windgeschwindigkeit – werden für alle Anlagen für die Schrittweite 0,1 m/s hinterlegt. Mit Hilfe des anlagenspezifischen Leistungsbeiwerts und der Rotorfläche kann zu jeder Luftdichte und jeder Windgeschwindigkeit die elektrische Leistung der Anlagen berechnet werden.

Da die Windgeschwindigkeit aufgrund der Windscherung mit steigender Höhe logarithmisch zunimmt, muss der Messwert auf die Nabenhöhe der jeweiligen Anlagen korrigiert werden. Die unterschiedliche Oberflächenbeschaffenheit der Referenzstandorte wird mit der Rauigkeitslänge berücksichtigt. Hierfür sind im Projekt KW21-E3 Satellitenbilder über den Bewuchs und die Oberflächenbeschaffenheit ausgewertet worden. Die Luftdichte wird aus Temperatur und Luftdruck berechnet. Für jeden Standort s und für jede Referenzanlage k wird ein Leistungsgang $P_{k,s}(t)$ berechnet. Dieser standort- und anlagenspezifische Leistungsgang $P_{k,s}(t)$ wird mit Hilfe der Parameter Luftdichte $\rho_{L,s}$, Rotorfläche $A_{R,k}$, Leistungsbeiwert $c_{P,k}$ und der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe $v_{W,k,s}$ wie folgt berechnet:

$$P_{k,s}(t) = 0,5 \cdot \rho_{L,s}(t) \cdot A_{R,k} \cdot c_{P,k} \cdot v_{W,k,s}^3(t) \quad (5.2)$$

P	Leistung	k	Windkraftanlage
t	Zeitschritt	s	Standort
ρ	Dichte	L	Luft
A	Fläche	R	Rotor
c	Beiwert	W	Wind
v	Geschwindigkeit		

Es ergeben sich bei 20 Anlagentypen und 42 Standorten 840 Referenzleistungsgänge. Für die Berechnung der deutschlandweiten Einspeisung aus Windkraft ist es nötig, eine Gewichtung für jeden dieser Referenzleistungsgänge festzulegen. Mit Hilfe dieser Gewichtungsfaktoren kann der Gesamtleistungsgang berechnet werden (vgl. **Abbildung 5-12**).

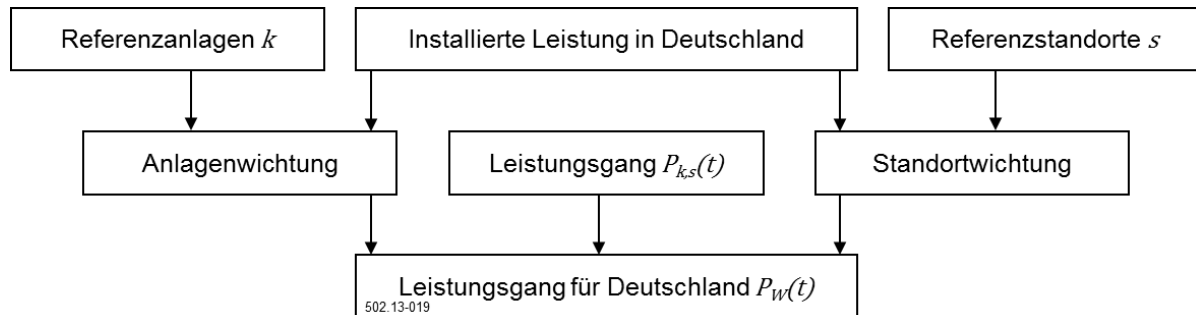


Abbildung 5-12 Berechnung des deutschlandweiten Leistungsgangs auf Basis des Ausbauszenarios nach /FFE-04 08/

In der Modellversion aus dem Projekt KW21-E3 war die Wichtung nur bundeslandscharf möglich. Die Auswertung der EEG-Datenbank der FfE /FFE-40 10/ ermöglicht nicht nur eine höhere geographische Auflösung der Gewichtungsfaktoren, sondern auch eine standortspezifische Gewichtung der Anlagenklassen. Beispielsweise zeigt die Auswertung, dass in bestimmten Gebieten vorzugsweise große oder kleine Anlagen installiert werden, was bei der Erstellung der Wichtungsfaktoren berücksichtigt wird. Für die Aufschlüsselung der installierten Leistung des Ausbauszenarios auf die Referenzanlagen und –standorte wird eine landkreisscharfe Betrachtung vorgenommen. Die Anlagen der EEG-Datenbank werden den jeweiligen Referenzstandorten zugeordnet und entsprechende Wichtungsfaktoren w berechnet. Die Einspeisung aus Windkraftanlagen P_W für ganz Deutschland berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$P_W(t) = \sum_k \sum_s w_{k,s} \cdot P_{k,s}(t) \quad (5.3)$$

P	Leistung	W	Wind
t	Zeitschritt	k	Windkraftanlage
w	Wichtung	s	Standort

Im Rahmen des Projektes KW21-E3 konnte anhand der vom Projektpartner E.ON bereitgestellten Daten gezeigt werden, dass der Leistungsgang im Netzgebiet von TenneT (ehemals E.ON) gut mit der modellierten Einspeisung übereinstimmt /FFE-04 08/.

5.1.8 Prognose der Windstromeinspeisung

Anforderungen an das Modell

Den Schwerpunkt der vorliegenden Untersuchung bildet die kurzfristige Leistungsbereitstellung für den Ausgleich von Prognosefehlern. Entscheidend bei der kurzfristigen Leistungsbereitstellung ist, welche Kraftwerke mit welcher Leistung zum Zeitpunkt des Leistungsbedarfs betrieben werden. Dies lässt sich auf Basis der Zeitreihenanalyse und der Simulation des optimalen Kraftwerkseinsatzes bestimmen. Daher ist die Kenntnis allein über die Häufigkeit der jeweils zu erwartenden Prognosefehler im Jahr 2020, wie sie beispielsweise von /FGH-01 07/ veröffentlicht wird, für die Untersuchung nicht ausreichend. Es wird eine Zeitreihe der Prognosefehler benötigt, für deren Modellierung eine Methodik mit dem Namen Prognosefehler-Tool (ProFeT) entwickelt wurde.

Die Windstromeinspeisung fließt in die Berechnung der Residuallast mit ein, die wiederum den Kraftwerkseinsatz bestimmt. Es ist somit wichtig, dass die modellierten Windstromprognosefehler zur Zeitreihe der Windstromeinspeisung passen. Darüber hinaus sollten die modellierten Zeitreihen der Prognosefehler die typischen Fehlercharakteristiken, wie Höhen- oder Zeitfehler aufweisen (vgl. Abbildung 4-1 auf S. 15). Eine weitere Forderung an das Modell ist, dass das Niveau und der Verlauf der Kurzfristprognosefehler im Vergleich zu den Day-Ahead-Prognosefehlern plausibel sind.

Datenbasis

In die Modellierung fließen folgende Daten ein:

- Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler im Jahr 2020 nach /FGH-01 07/
- Windstromeinspeisung getrennt nach Onshore und Offshore in stündlicher Auflösung im Jahr 2020 – modelliert mit Hilfe des Windmodells
- Prognostizierte und Ist-Windstromeinspeisung aus dem Jahr 2008 in stündlicher Auflösung nach /EON-02 09/

Die Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler im Jahr 2020 nach /FGH-01 07/ basiert auf einem Ausbauszenario der installierten Windkraftleistung von 35,48 GW (27,74 GW Onshore und 7,74 GW Offshore). Das für diese Studie zugrunde gelegte Szenario von 28,1 GW Onshore und 10,0 GW Offshore wird durch den Onshore Anteil somit sehr gut abgebildet. Die Auswirkungen eines höheren Offshore Anteils werden tendenziell zu einer verbesserten Prognosegüte in Bezug auf die installierte Leistung führen. Da dieser Effekt jedoch nicht genau quantifiziert werden kann, wird im Folgenden die von /FGH-01 07/ erwartete Prognosegüte der Modellierung zugrunde gelegt.

Modell

Im ersten Schritt werden die stündlichen Werte der Windstromeinspeisung der Jahre 2008 und 2020 sowie die Prognosewerte des Jahres 2008 auf die jeweils installierte Leistung normiert. Für die Modellierung des Prognosefehlers P_{FCE} im Zeitschritt t wird in der Simulation der Vektor \vec{p}_{FCE} der Länge l der zuvor aufgetretenen Prognosefehler ausgelesen. Auf Basis dieser Fehlerhistorie und der normierten Ist-Einspeisung im Zeitschritt t wird der Prognosefehler bestimmt. Diese Vorgehensweise ist exemplarisch im Anhang in Abbildung 11-9 und Abbildung 11-10 dargestellt.

Im zweiten Schritt werden aus dem Referenzzeitraum 2008 alle Vektoren $\vec{p}_{FCE,2008,u}$ der gleichen Länge l ausgelesen. Dies ergibt $8761 - l$ Vergleichsvektoren. Es werden die

jeweiligen Differenzvektoren $\overline{\Delta p_{FCE,u}}$ des Vektors \vec{p}_{FCE} und den $8761 - l$ Vektoren $\vec{p}_{FCE,2008,u}$ gebildet. Die so ermittelten Differenzen ΔP jedes Vektors werden mit dem vorgegebenen Toleranzbereich T verglichen. Wenn alle $|\Delta P|$ eines Vektors kleiner als T sind, wird dieser Vektor in die Auswahl übernommen.

Von allen ausgewählten Vektoren wird per Zufallszahl ein Vektor ausgewählt. Von diesem Vektor wird der Prognosefehler des folgenden Zeitschritts u als Wert für die modellierte Zeitreihe genommen $P_{FCE}(t) = P_{FCE,2008}(u)$. Für den Zeitschritt $t+1$ beginnt der Algorithmus wieder mit der Auslese der zuvor aufgetretenen Prognosefehler, wobei der nun zu betrachtende Vektor von $t - l + 1$ bis t reicht. Diese Vorgehensweise für die Modellierung einer Zeitreihe von einem Jahr (8760 Stunden) lässt sich mit den Gleichungen 11.3 bis 11.6 (siehe Anhang) beschreiben.

Die Prognosegüte ist zu Beginn deutlich besser als am Ende eines Prognoseintervalls (vgl. Abbildung 4-5 auf S. 21). Im Modell wird dieser Effekt dadurch berücksichtigt, dass der modellierte Prognosefehler mit einem Korrekturfaktor multipliziert wird. Dies führt dazu, dass der Prognosefehler in der ersten Stunde eines Prognoseintervalls das gleiche Vorzeichen wie der Prognosefehler der letzten Stunde des davor liegende Prognoseintervalls aufweist. Diese Vereinfachung wird akzeptiert, da einerseits im Referenzdatensatz des Jahres 2008 bei 78 % der Übergänge von einem Prognoseintervall zum nächsten das Vorzeichen des Prognosefehlers gleich bleibt und andererseits für die Untersuchung des Kraftwerkseinsatzes Typtage simuliert werden (vgl. Kapitel 5.3.4).

In ProFeT können zwei Parameter eingestellt werden: die Länge des Vektors, d. h. die Dauer der Fehlerhistorie und der Korrekturfaktor für den Wechsel zwischen der letzten und der ersten Stunde des jeweiligen Prognoseintervalls. Die Auswahl der Parameterwerte erfolgt anhand des Vergleichs folgender Größen:

- die Standardabweichung der Prognosefehler als Maß für die Prognosegüte,
- die Häufigkeit eines Vorzeichenwechsels der Gradienten der Prognosefehler als Maß für den Verlauf der Prognosefehler
- die Standardabweichung für jede Tagesstunde als Maß für die Entwicklung der Prognosegüte über den Prognosehorizont.

Es werden Zeitreihen der Prognosefehler für das Jahr 2008 mit Korrekturfaktoren von 10 % bis 50 % in 10 %-Schritten und mit der berücksichtigten Fehlerhistorie von 1 bis 5 Stunden in 1h-Schritten simuliert. Es ergeben sich 25 Kombinationen zu denen jeweils 10 Zeitreihen modelliert werden. Für jede Kombination wird der Bewertungsparameter als Mittelwert der dazugehörigen 10 Zeitreihen berechnet (vgl. Anhang Tabelle 11-3 bis Tabelle 11-5). Die Modellergebnisse werden mit den Werten des Datensatzes für das Jahr 2008 verglichen. Es zeigt sich, dass die Wahl eines Korrekturfaktors von 20 % und eines Vektors der Fehlerhistorie mit einer Länge von zwei Elementen die besten Ergebnisse liefert.

Kurzfristprognosen auf Basis einer Day-Ahead Prognose

Mit ProFeT können beliebig lange Prognoseintervalle modelliert werden. Für die Zeitreihe der Kurzfristprognose ist es jedoch wichtig, dass die Zeitreihe der Day-Ahead-Prognose in der Modellierung berücksichtigt wird. Hierfür wird der folgende Ansatz gewählt.

Im ersten Schritt werden Korrekturfaktoren ermittelt. Hierfür werden unabhängig voneinander, sowohl eine Zeitreihe von Day-Ahead-Prognosefehlern als auch eine Zeitreihe von Kurzfristprognosefehlern (im Folgenden am Beispiel einer Vier-Stunden-Prognose) modelliert. Auf Basis dieser Zeitreihen wird die Standardabweichung der Prognosefehler jeder Stunde des Prognosezeitraums berechnet, d. h. für die Day-Ahead-Prognose für die Stunden 1 bis 24 und für die 4h-Prognose für die Prognosestunden 1 bis 4. Die Standardabweichung der 4h-Prognose ist in jeder 4. Stunde eines Tages somit identisch. Aus diesen Werten werden folgende Korrekturfaktoren kf ermittelt:

$$kf_i = \frac{\sigma_{FCE,4h,i}}{\sigma_{FCE,DA,i}} \quad \forall i \in [1; 24] \wedge i \bmod 4 = 1$$

und

$$kf_i = \frac{\sigma_{FCE,4h,i+1}}{\sigma_{FCE,4h,i}} \quad \forall i \in [1; 24] \wedge i \bmod 4 \neq 1$$

Im zweiten Schritt wird ein normalverteilter Streuungsfaktor v eingeführt. Der Wert wird für jeden Zeitschritt mit Hilfe einer Zufallszahl bestimmt. Hierdurch können zwei Effekte, die in der Praxis zu beobachten sind, gewährleistet werden:

- Bei einem identischen Prognosefehler in der ersten Stunde von zwei 4h-Prognosen variieren die Prognosefehler der darauf folgenden Stunden voneinander.
- Die Kurzfristprognose kann – mit einer geringen Wahrscheinlichkeit – einen höheren Fehler als die Day-Ahead Prognose aufweisen.

Die Modellierung des 4h-Prognosefehlers erfolgt auf Basis der Zeitreihe der Day-Ahead Prognosefehler und den Korrekturfaktoren nach folgenden Gleichungen:

$$P_{FCE,n,4h}(t) = P_{FCE,n,DA}(t) \cdot kf_i \cdot v(t) \quad \forall t \bmod 4 = 1$$

mit $i = t \bmod 24$

und

$$P_{FCE,n,4h}(t) = P_{FCE,n,4h}(t-1) \cdot kf_i \cdot v(t) \quad \forall t \bmod 4 \neq 1$$

mit $i = t \bmod 24$

P	Leistung	i	Stunde des Tages
kf	Korrekturfaktor	FCE	Prognosefehler
σ	Standardabweichung	DA	Day-Ahead
v	Streuungsfaktor	$4h$	vier Stunden
t	Zeitschritt		

Abbildung der Offshore Charakteristik

Die Modellierung der Prognosefehler erfolgt getrennt für die beiden Zeitreihen der Windstromeinspeisung aus Onshore- und Offshore-Anlagen. Aufgrund der gleichmäßigeren Windverhältnisse und der höheren geographischen Konzentration der Windparks wird erwartet, dass die Prognosefehler der Windstromeinspeisung aus Offshore Windkraft eine zu den Prognosefehler der Onshore Windkraft abweichende Charakteristik aufweisen /DENA-07 10/. Die Prognose der Windstromeinspeisung wird häufiger im Bereich der Ist-Erzeugung liegen. Werden die Windverhältnisse falsch eingeschätzt, kann dies insbesondere bei Zeitfehlern zu höheren Prognosefehler führen, da der Offshore-Leistungsgang höhere Gradienten aufweist /IFE-02 06/. Dieser Effekt wird

durch Modifikation des mit ProFeT modellierten Leistungsgangs entsprechend der Gleichung 11.7 (siehe Anhang) abgebildet. Die Korrekturparameter werden so gewählt, dass die nach /FGH-01 07/ erwarteten Prognosefehler des Gesamtleistungsgangs der Windstromeinspeisung möglichst gut abgebildet werden.

Zeitreihe der Prognosefehler

Abbildung 5-13 vergleicht die Day-Ahead-Prognosefehler, die mit ProFeT modelliert werden, mit den Prognosefehler nach /FGH-01 07/. Der Abbildung liegen zehn mit ProFeT modellierte Zeitreihen zugrunde.

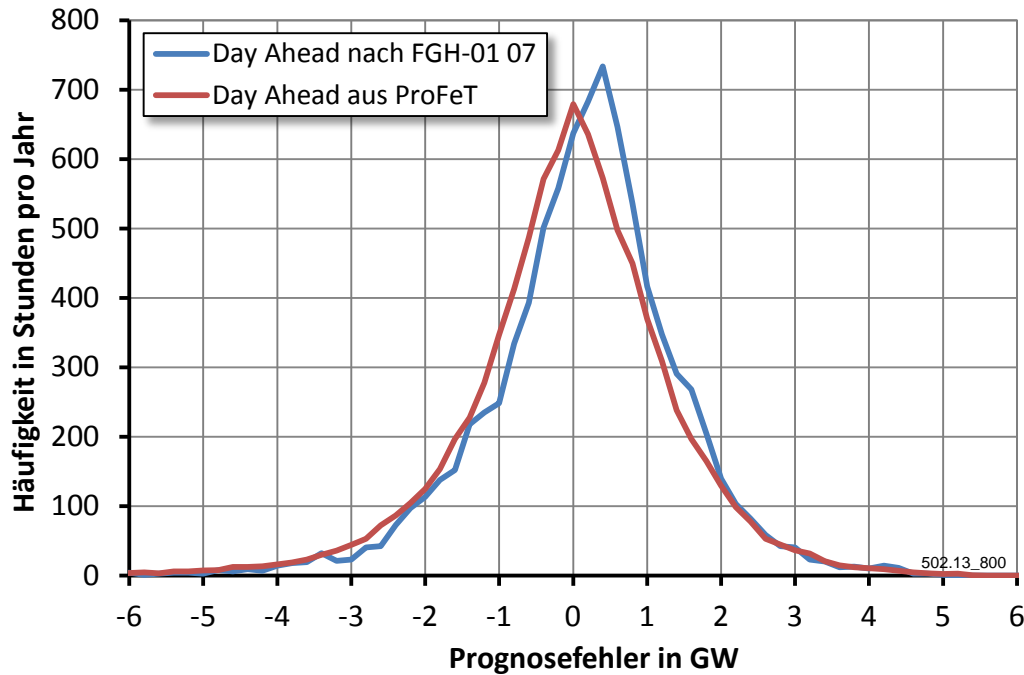


Abbildung 5-13: *Day-Ahead-Prognosefehler aus ProFeT und nach /FGH-01 07/*

Ein wesentlicher Unterschied zwischen den betrachteten Datensätzen ist, dass kleine bis mittlere Fehler bis 1,5 GW etwas seltener im Falle negativer Prognosefehler und etwas häufiger bei positiven Prognosefehlern nach /FGH-01 07/ auftreten. Der mittlere Fehler nach /FGH-01 07/ beträgt 128 MW. Der mittlere Fehler der modellierten Zeitreihen liegt bei -152 MW. Die Auswertung der Day-Ahead Prognosefehler 2007 bis 2010 zeigt, dass der mittlere Fehler in diesen Jahren zwischen -66 MW und 381 MW schwankt und somit die Abweichung im Bereich der in der Praxis zu beobachtenden Spannweite liegt.

Berechnung des erkannten und des verbleibenden Fehlers

Für die Bewertung der kurzfristigen Leistungsbereitstellung für den Ausgleich von Prognosefehlern wird zwischen zwei Fehlertypen unterschieden. Der erkannte Prognosefehler für eine Stunde ist die Differenz aus der Day-Ahead Prognose und der Kurzfristprognose. Dieser Fehler wird somit ex ante identifiziert und es können durch den Vermarkter von Windstrom Maßnahmen für den Ausgleich durchgeführt werden. Der verbleibende Fehler ist die Differenz aus der Kurzfristprognose und der ex post festgestellten Windstromeinspeisung. Der verbleibende Prognosefehler kann somit nicht aktiv durch den Windstromvermarkter ausgeglichen werden.

5.2 Empirische Analyse

Die Vermarktung von Windstrom erfolgt sowohl am Spotmarkt für den Folgetag (Day-Ahead) als auch im fortlaufenden Handel für kurzfristige Ausgleichsgeschäfte (Intraday) an der EEX. Prognosefehler werden zudem durch den Einsatz von Regelleistung im Rahmen des deutschlandweiten optimierten Netzregelverbunds ausgeglichen. Die Handelsaktivitäten und Preise auf diesen Märkten werden analysiert.

Zwischen Residuallast und Spotmarktpreisen wird ein funktionaler Zusammenhang hergeleitet. Mit diesem kann der so genannte Merit-Order-Effekt quantifiziert werden. Der Merit-Order-Effekt ist nach /BMU-06 07/ als kurzfristige Preiswirkung des EEG-Stroms auf den Strommarkt definiert. Mit einer quantitativen Beschreibung des Merit-Order-Effekts können die Auswirkungen einer Minder- oder Mehrvermarktung von Windstrom auf die Day-Ahead Erlöse und somit die Wirkung von Prognosefehlern auf die Day-Ahead Vermarktung bestimmt werden.

Für das Jahr 2010 stehen erstmalig für ein ganzes Jahr Daten für eine Energie- und Kostenbilanz der Ausgleichsaktivitäten für die EEG-Stromvermarktung zur Verfügung. Es werden die spezifischen Kosten für den Ausgleich des erkannten und verbleibenden Prognosefehlers bestimmt.

Zwischen der angebotenen und nachgefragten Menge im Intraday-Handel für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers und dem Intraday Preis wird ein funktionaler Zusammenhang hergeleitet. Mit diesem und dem Merit-Order-Effekt lässt sich eine Kostenfunktion für den Ausgleich des erkannten Fehlers bestimmen.

Eine Kostenfunktion für den Ausgleich des verbleibenden Fehlers im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung wird ebenfalls empirisch hergeleitet. Hierzu wird eine Funktion der zu erwartenden mittleren Preise für Ausgleichsenergie in Abhängigkeit der EEG-Ausgleichsenergie bestimmt. Die Auswirkungen auf das Vermarktungsergebnis lassen sich aus der Differenz zwischen den Day-Ahead Preisen und den Erwartungswerten der Ausgleichsenergiepreise berechnen. Die erweiterte Kostenbetrachtung schließt den Merit-Order-Effekt mit ein.

5.2.1 Windstromvermarktung für den Folgetag

Die Untersuchung des Zusammenhangs zwischen Residuallast und den Stromgroßhandelspreisen für den Folgetag wird detailliert in /ROON-01 10/ und /FFE-16 10/ dargestellt. Für jede Stunde des Folgetages findet im Day-Ahead Spotmarkt an der EEX eine Auktion über Stromlieferungen statt. **Abbildung 5-14** zeigt schematisch, wie alle Verkaufsgebote nach der Höhe des Preises aufsteigend und alle Kaufgebote absteigend sortiert werden. Der Schnittpunkt der beiden Kurven bestimmt sowohl die gehandelte Menge x als auch den Preis p . Alle erfolgreichen Gebote werden zum gleichen Preis (Market Clearing Price) abgerechnet. Das wirtschaftliche optimale Angebotsverhalten der Marktteilnehmer ist daher ein Bieten mit Grenzkosten. Im Falle eines erfolgreichen Gebots liegt der Preis über ihren Grenzkosten und somit wird ein positiver Deckungsbeitrag erzielt. Lediglich das teuerste Kraftwerk, das gerade noch benötigt wird, erwirtschaftet nur seine Grenzkosten.

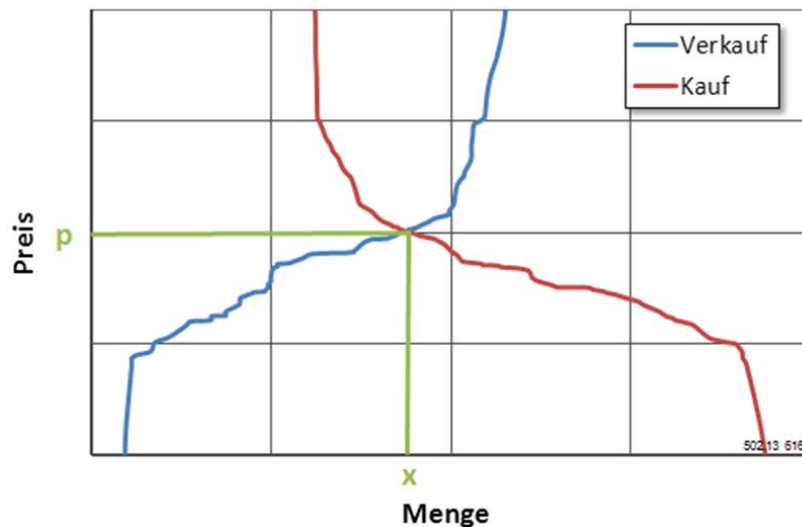


Abbildung 5-14: Preisbildung an der EEX

Nur ein Teil der in Deutschland verbrauchten elektrischen Energie wird am Day-Ahead Spotmarkt der EEX gehandelt. Ein Großteil der Stromlieferungen erfolgt über bilaterale, langfristige Verträge. Das Handelsvolumen des Day-Ahead-Spotmarktes hat im Jahr 2009 136 TWh /eigene Berechnungen nach EEX-01 10/ und somit ein Viertel des Stromverbrauchs von 542 TWh (Basis 2009 /BMWI-01 11/) in Deutschland ausgemacht.

Der EEX-Preis gilt dennoch als Referenzpreis, da bei einer auftretenden Preisdifferenz zu einer Beschaffungsalternative einer der Vertragspartner sich besser stellen könnte. Dies würde so lange erfolgen, bis auf beiden Märkten der gleiche Preis gilt. Daher gilt, dass die Strompreise an der Börse der zentrale Preisindikator für die Strombeschaffung sind /BMU-06 07/.

Aufgrund der unterstellten Arbitragefreiheit kann der Untersuchung des Strompreises die gesamte Nachfrage dem zur Verfügung stehenden Angebot gegenübergestellt werden. Die kumulierte Grenzkostenkurve aller Kraftwerke stellt hierbei die Angebotskurve dar (Merit-Order). Je höher die Nachfrage ist, desto mehr müssen Kraftwerke mit höheren Grenzkosten eingesetzt werden und desto höher ist der Großhandelsstrompreis.

Die Erzeugung der gesetzten Einspeisung (vgl. Kapitel 5.1) lässt sich als preisunabhängiges Angebot beschreiben (ganz links in der Angebotskurve). Dieser Verkaufszwang kann technische oder organisatorische Gründe haben. Eine technische Erklärung findet sich beispielsweise in Kraftwerken die ein Koppelprodukt bereitstellen müssen, wie z. B. bei einigen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Abnahmepflicht der Netzbetreiber der EEG-Strommengen und der Vermarktungspflicht ist ein organisatorischer Grund. Auch bei einer Direktvermarktung der dargebotsabhängigen Erzeugung ist das Angebot i. d. R. links in der Angebotskurve zu finden, da die Grenzkosten näherungsweise Null sind.

Der Day-Ahead Strompreis als Funktion der Residuallast

Bei einer gegebenen Stromnachfrage und einem definierten Kraftwerkspark senkt eine Erhöhung der gesetzten Einspeisung den Preis wie die **Abbildung 5-15** (links) zeigt. Es sei angemerkt, dass es aufgrund der Definition der Residuallast (vgl. Kapitel 5.1) für die

Preisbestimmung unerheblich ist, ob die zusätzliche Einspeisung als preisunabhängige Erzeugung bei voll zu deckendem Verbrauch oder als Minderung der Nachfrage abgebildet wird.

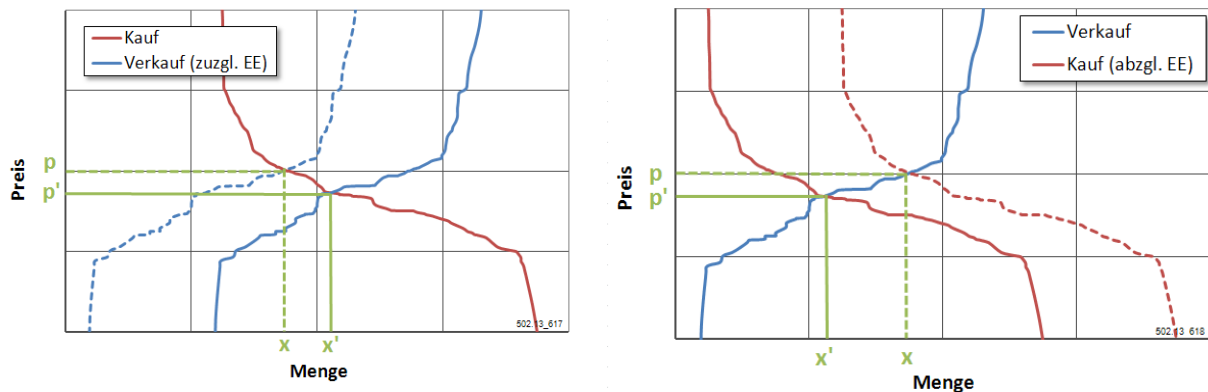


Abbildung 5-15: Preisefekt der gesetzten Einspeisung (EE) (links: modelliert als zusätzliches Angebot; rechts: modelliert als verminderte Nachfrage)

Entscheidend für den Spotmarktpreis sind die Grenzkosten des Kraftwerksparks, die maßgeblich durch die spezifischen Brennstoffkosten bestimmt werden. Die Brennstoffkosten pro MWh_{el} berechnen sich aus dem Preis für den eingesetzten Brennstoff und dem Wirkungsgrad des Kraftwerks. Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke weisen die geringsten Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke auf. Die Preis bestimmenden Kraftwerke werden somit entweder mit Steinkohle oder Erdgas betrieben. Die Preise für diese Brennstoffe sind neben der Residuallast somit ein weiterer entscheidender Strompreis bestimmender Parameter. **Abbildung 5-16** zeigt einen Vergleich der historischen Preisentwicklung von Steinkohle, Erdgas und Strom.

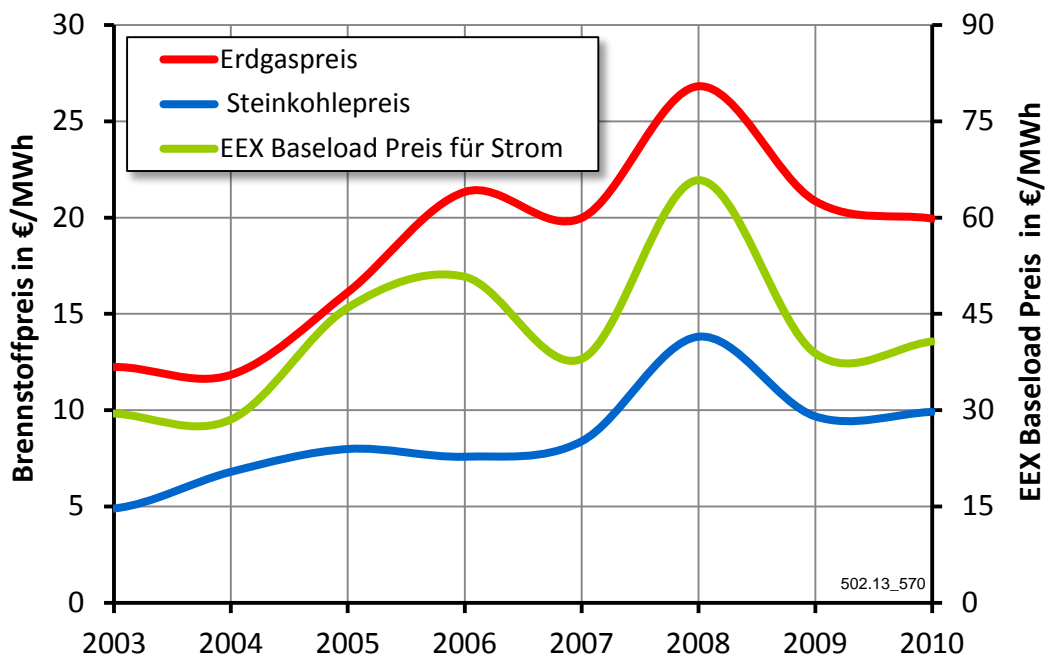


Abbildung 5-16: Entwicklung der Einfuhrpreise für Steinkohle und Erdgas sowie der mittlere Day-Ahead Strompreis /eigene Berechnung nach BMWI-01 11, EEX-01 10/

Die Strompreis beeinflussende Wirkung der Steinkohle- und Erdgaspreise ist am ähnlichen Preisverlauf seit 2003 in Abbildung 5-16 zu erkennen. Der Einfluss der Erdgaspreise ist hierbei besonders prägnant wie die Korrelationsanalyse der Forwardpreise für das Jahr 2009 in /TUD-02 09/ zeigt (siehe Anhang Abbildung 11-11). Aufgrund des in dieser Studie zu erkennenden nahezu konstanten Verhältnisses von Erdgas- zu Strompreis werden für die folgende Untersuchung des Einflusses der Residuallast auf die Day-Ahead-Strompreise die Strompreise mit den Erdgaspreisen normiert. Hierdurch werden die Strompreise um den Effekt der schwankenden Brennstoffpreise bereinigt.

Es werden die Residuallastverläufe für die Jahre 2008 bis 2010 berechnet. Basis für die Verbraucherlast sind die von ENTSO-E veröffentlichten Verbrauchsdaten /ENTSOE-01 09/. Für die Prognosewerte der Windstromeinspeisung wird auf die Daten aus /AMP-02 11/, /ENBW-02 11/, /HERTZ-02 11/, /TNT-02 11/ zurückgegriffen. Die PV-Einspeisung als Leistungsgang wird erst seit Oktober 2010 von allen vier Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht. Daher wird vereinfachend der von 50 Hertz veröffentlichte Leistungsgang auf die deutschlandweite PV-Einspeisung skaliert. Die KWK-Erzeugung wird nach der in Kapitel 5.1.2 beschriebenen Methodik modelliert.

Für jede Stunde eines Jahres werden die Wertepaare aus Residuallast und Day-Ahead-Strompreis gebildet. Für die folgenden Betrachtungen wird von einem linearen Zusammenhang zwischen Residuallast und Day-Ahead Preis ausgegangen. Unter dieser Prämisse kann gezeigt werden, dass eine Berücksichtigung von KWK- und PV-Erzeugung zu keiner wesentlichen Erhöhung des Bestimmtheitsmaßes des funktionalen Zusammenhangs zwischen Residuallast und Day-Ahead Strompreis führt /ROON-01 10/. Für die weitere Untersuchung wird die Residuallast als Differenz aus Verbraucherlast und prognostizierter Windstromeinspeisung berechnet. Als Ausreißer werden 1 % der höchsten und der niedrigsten Preise für die Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs ausgeschlossen. **Abbildung 5-17** zeigt das sich so ergebende Streudiagramm für das Jahr 2008.

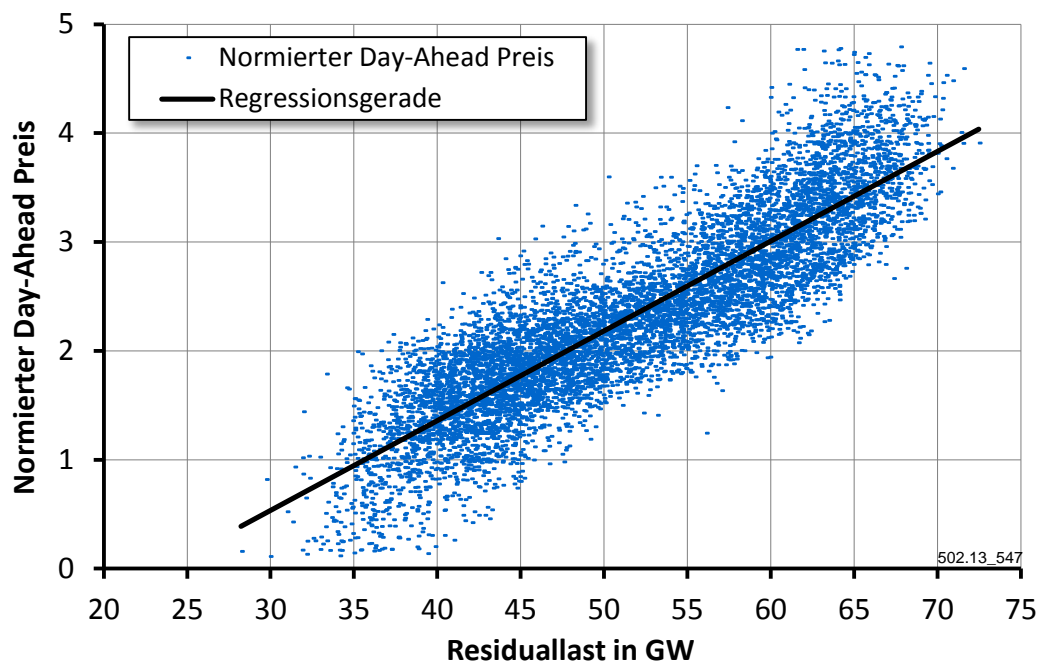


Abbildung 5-17: Normierter Strompreis als Funktion der Residuallast 2008

In Abbildung 5-17 ist gut zu erkennen, dass mit steigender Residuallast die normierten Day-Ahead Preise im Mittel steigen. Die lineare Regressionsgerade hat ein Bestimmtheitsmaß von $R^2=0,77$. Der nicht durch diesen Ansatz erklärbarer Anteil des Strompreises wird von zwei wesentlichen Faktoren bestimmt. Zum einen durch die Wahl einer einfachen linearen Regression. Zum anderen haben Faktoren wie Kraftwerksverfügbarkeiten oder taktisches Anbieterverhalten der Marktteilnehmer einen Einfluss auf den Strompreis. Vereinfachend werden die Day-Ahead Preis p_{DA} für die folgende Betrachtung mit Hilfe einer Geradengleichung modelliert:

$$p_{DA} = g_{DA} \cdot x_{DA} + a \quad (5.4)$$

p	Preis	DA	Day-Ahead
x	Menge		
g	Geradensteigung		
a	Achsenabschnitt		

Die Steigung der Regressionsgeraden beträgt $g_{DA}= 0,083 \text{ GW}^{-1}$. Der mittlere Erdgaspreis im Jahr 2008 liegt bei 28,3 €/MWh. Somit ergibt sich ein mittlerer Anstiegs des Strompreises von 2,35 €/MWh pro zusätzlichem Gigawatt zu deckender Residuallast. Die Erhöhung der Windstromeinspeisung um 1 GW in einer Stunde senkt somit den Stromgroßhandelspreis im Mittel um 2,35 €/MWh.

Abschätzung der Day-Ahead Preise auf Basis der Geradengleichung

Zur Validierung des Ansatzes, die Day-Ahead Preise mit Hilfe der Geradengleichung abzuschätzen werden die Day-Ahead Preise für das 2008 mit der Geradengleichung berechnet und mit den an der EEX beobachteten Preisen verglichen. **Abbildung 5-18** zeigt den Preisverlauf über eine Woche und **Abbildung 5-19** die Jahresdauerlinie der auf diese Weise berechneten und beobachteten Preisen.

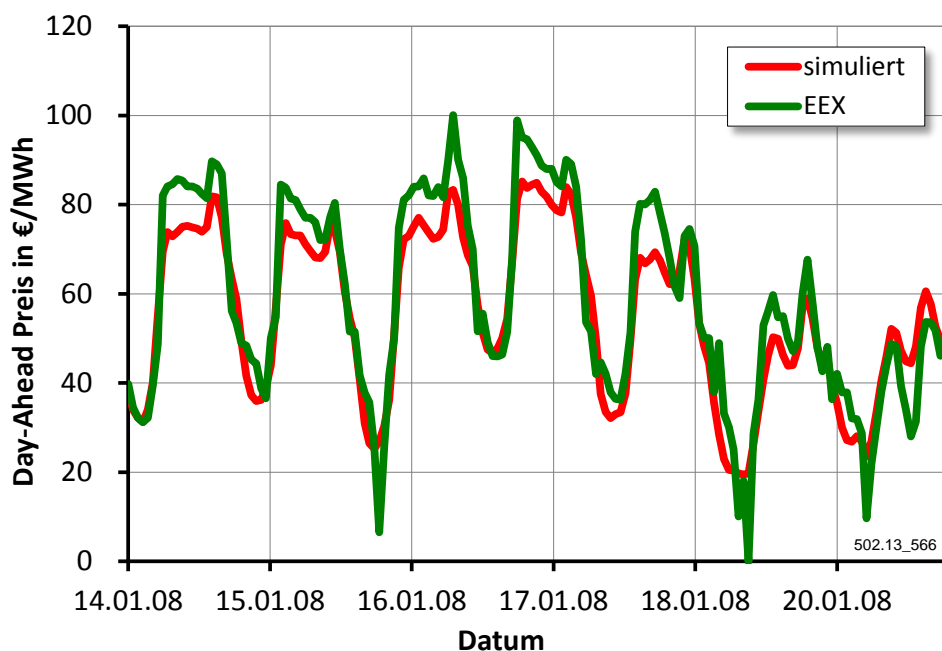


Abbildung 5-18: Vergleich der simulierten und der Day-Ahead Preise an der EEX für eine ausgewählte Woche

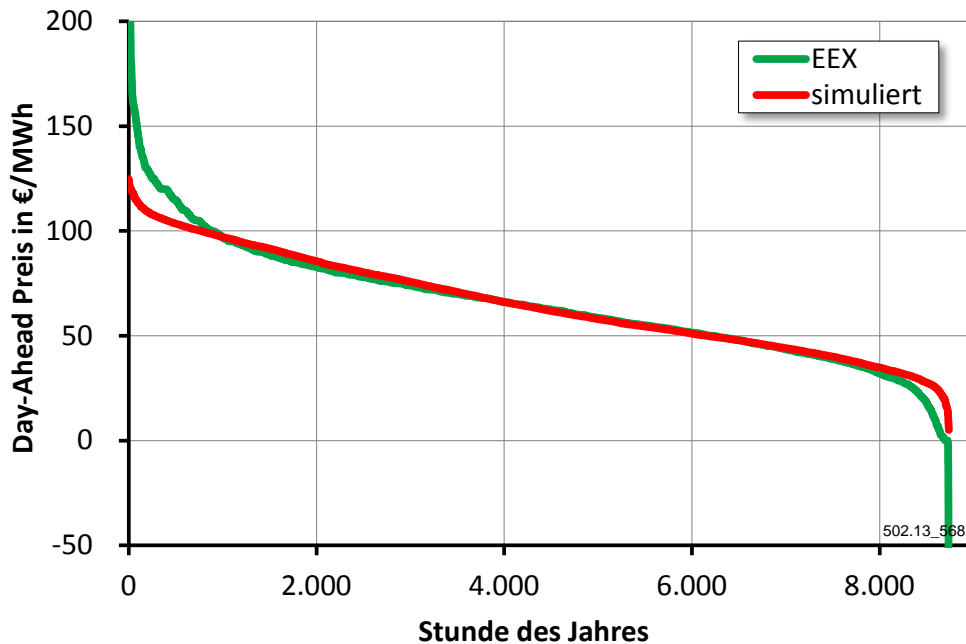


Abbildung 5-19: Vergleich der simulierten und der Day-Ahead Preise an der EEX im Jahr 2008

Beide Darstellungen zeigen eine in vielen Stunden gute Übereinstimmung der Preise. Allerdings werden durch das Modell tendenziell hohe Strompreise unter- und niedrige Strompreise überschätzt.

Bestimmung der Merit-Order

Die Grenzkostenkurve des Kraftwerksparks – die so genannte Merit-Order – entspricht der Angebotskurve im Stromgroßhandelsmarkt. Sie wird durch die Grenzkosten der zur Verfügung stehenden Kraftwerke bestimmt. Die spezifischen Grenzkosten c_{Gr} für jedes Kraftwerk k können aus den Brennstoffkosten c_{Br} , den CO₂-Zertifikatspreisen c_{CO_2} und den variablen Kosten c_{var} berechnet werden:

$$c_{Gr,k} = c_{Br,k} + c_{CO_2,k} + c_{var,k} = \frac{p_{Br,k}}{\eta_k} + \frac{p_{CO_2} \cdot em_{CO_2,Br,k}}{\eta_k} + c_{var,k} \quad (5.5)$$

c	spezifische Kosten	k	Kraftwerk
p	Preis	Gr	Grenzwert
η	Wirkungsgrad	Br	Brennstoff
em	spezifische Emissionen	CO_2	Kohlendioxid
		var	variabel

Den im Untersuchungszeitraum zur Verfügung stehenden Kraftwerken wird je nach Brennstoff, Typ und Baujahr ein Wirkungsgrad zugewiesen (vgl. Kapitel 5.3.3).

Abbildung 5-20 zeigt die berechnete Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks im Jahr 2008 unter Berücksichtigung der mittleren Nichtverfügbarkeiten. Die für diese Darstellung zugrunde gelegten Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise stammen aus /EEX-01 10/, /BMWI-01 11/ und /FFE-25 09/.

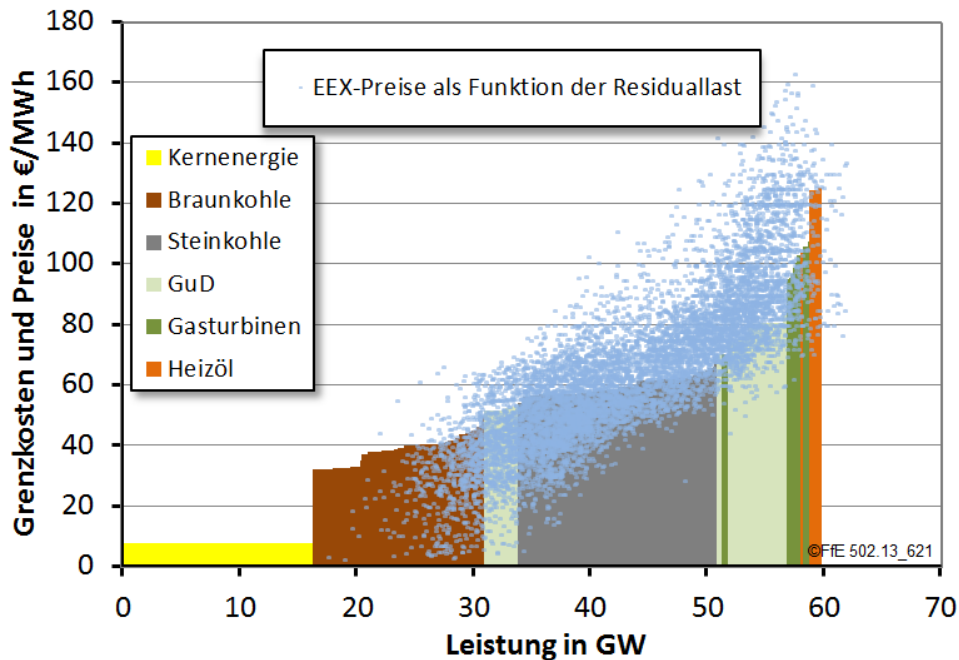


Abbildung 5-20: *Merit-Order im Jahr 2008 unter Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten und die Day-Ahead Preise als Funktion der Residuallast*

Das Streudiagramm aus Residuallast und Day-Ahead Preisen folgt größtenteils den Verlauf der Merit-Order. Die teilweise hohen Abweichungen können den folgenden Vereinfachungen geschuldet sein: Ansetzen von mittleren Verfügbarkeiten, Spotmarktpreise für Erdgas, Standort unabhängige Steinkohlepreise Vernachlässigung von taktischem Marktverhalten. Es ist zu erkennen, dass bei niedrigen Residuallastwerten die Day-Ahead Preise häufiger unter der Grenzkostenkurve liegen. Bei hoher Residuallast liegen die zu beobachtenden Preise hingegen häufig über der Grenzkostenkurve. Eine Erklärung hierfür kann sein, dass bei niedriger Residuallast Kraftwerksbetreiber Verluste durch Teillastbetrieb ($\text{Preis} < \text{Grenzkosten}$) hinnehmen, die durch die Gewinne ($\text{Preis} \gg \text{Grenzkosten}$) der darauf folgenden Stunden überkompensiert werden. Bei hoher Residuallast kommen die Kraftwerke zum Einsatz, die sowohl nur wenige Stunden (<1000 h) im Jahr zum Einsatz kommen als auch häufig Preis setzend sind. Ein erfolgreiches Gebot mit Grenzkosten würde daher nicht zu ausreichend hohen Deckungsbeiträgen führen. Der Erklärung dieser Zusammenhänge bedarf es detaillierterer Untersuchungen.

Bei der in Abbildung 5-20 gezeigten Merit-Order sind lediglich die konventionellen Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung zusammengefasst. Die dargestellten Kraftwerke stehen zur Verfügung, um die Residuallast zu decken. Gut zu erkennen ist, dass die Grenzkosten von Kernkraftwerken mit Abstand am geringsten sind. Die Braunkohlekraftwerke - als weitere so genannte Grundlastkraftwerke - folgen in der Merit-Order. Steinkohle- und GuD-Kraftwerke wechseln sich in der Grenzkostenkurve ab. Steinkohle ist zwar günstiger als Erdgas, die GuD-Kraftwerke weisen jedoch einen deutlich höheren Wirkungsgrad als die Steinkohle-Dampfkraftwerke auf. Aufgrund der sehr niedrigen Spotmarktpreise für Erdgas im Jahr 2008 sind die hocheffizienten GuD-Kraftwerke teilweise noch vor den Steinkohlekraftwerken zu finden.

Merit-Order im Jahr 2020

Die Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerkspark im Jahr 2020 werden detailliert in Kapitel 5.3.3 erläutert. Die Brennstoff- und Zertifikatspreise für das Jahr 2020 basieren auf dem Szenario der Studie Energiezukunft 2050 /FFE-25 09/. Eine wesentliche Änderung der Merit-Order im Jahr 2020 im Vergleich zum Jahr 2008 ist, dass weniger Kernkraftwerksleistung zur Verfügung steht. Die veränderten CO₂-Zertifikate- und Brennstoffpreise sowie der Ersatz von alten durch hocheffiziente Kraftwerke führen zu Verschiebungen der Kraftwerkstypen in der Merit-Order. **Abbildung 5-21** vergleicht die beiden Grenzkostenkurven.

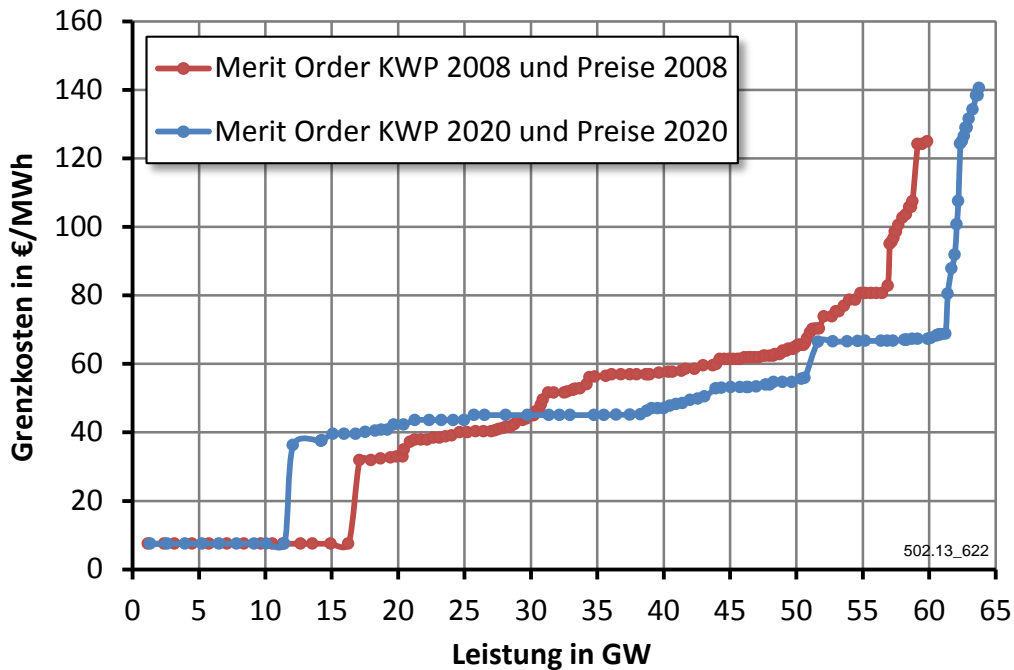


Abbildung 5-21: Vergleich der Merit-Order 2008 und 2020 unter Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten

Der Verlauf der beiden Merit-Order Kurven stimmt im Bereich von 16 GW bis 50 GW gut überein, obwohl eine Vielzahl an alten Kraftwerken durch neue ersetzt werden und höhere Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise angenommen werden. Die Differenzen der Grenzkosten in diesem Bereich sind deutlich geringer, als die Preisschwankungen die im Zeitraum von 2008 bis 2010 zu beobachten waren (vgl. Abbildung 3-1 auf S. 9).

Für die folgenden Abschätzungen von grundsätzlichen Effekten der Prognosefehler auf die Vermarktung von Windstrom wird vereinfachend der für das Jahr 2008 hergeleitete funktionale Zusammenhang zwischen Residuallast und normierten Day-Ahead Preisen für das Jahr 2020 angesetzt.

Erlöse der Day-Ahead Vermarktung

Die Erlöse E_{DA} für die Day-Ahead Vermarktung der prognostizierten Windstromeinspeisung x_{DA} lassen sich mit der Day-Ahead Preisfunktion (vgl. Formel 5.4) bestimmen. Für die folgende Betrachtung wird der hergeleitete lineare Zusammenhang zwischen Day-Ahead Preis p_{DA} und Residuallast x_{Res} angesetzt:

$$p_{DA} = g \cdot x_{RL,DA} + a \quad (5.4)$$

Die Erlöse E_{DA} für die prognostizierte Windstromeinspeisung x_{DA} betragen somit:

$$\begin{aligned}
 E_{DA}(x_{DA}) &= x_{DA} \cdot p_{DA} \\
 &= x_{DA} \cdot (g \cdot x_{RL,DA} + a) \\
 &= x_{DA} \cdot (g \cdot (x_{RL,DA,oW} - x_{DA}) + a) \\
 &= x_{DA} \cdot g \cdot x_{RL,DA,oW} - x_{DA} \cdot g \cdot x_{DA} + x_{DA} \cdot a \\
 &= x_{DA} \cdot (g \cdot x_{RL,DA,oW} + a) - x_{DA}^2 \cdot g
 \end{aligned} \tag{5.6}$$

Der Grenzwert - ab dem eine Erhöhung des vermarkteten Windstroms die Erlöse senkt - kann mit Hilfe der 1. Ableitung der Erlösfunktion E'_{DA} bestimmt werden:

$$E'_{DA}(x_{DA}) = g \cdot x_{RL,DA,oW} + a - 2x_{DA} \cdot g \tag{5.7}$$

Für das Maximum der Erlöse gilt:

$$E'_{DA}(x_{DA}) \stackrel{!}{=} 0 \Rightarrow$$

$$x_{DA} = \frac{1}{2} \left(\frac{a}{g} + x_{RL,DA,oW} \right) \tag{5.8}$$

p	Preis	DA	Day-Ahead
g	Geradensteigung	RL	Residuallast
x	Menge	Ist	Ist-Wert
E	Erlöse	FCE	Prognosefehler
a	Achsenabschnitt der Geradengleichung	oW	ohne Windstrom

5.2.2 Wirkung der Prognosefehler auf die Vermarktung für den Folgetag

Die Residuallast hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Großhandelsstrompreise für den Folgetag (vgl. Kapitel 5.2.1). Je größer die Residuallast ist, desto höher ist im Mittel der Preis. Die Day-Ahead Preise spiegeln die Markterwartungen für den Folgetag wider, d. h. die Day-Ahead Prognosen der fluktuierenden Erzeugung haben Einfluss auf die Spotmarktpreise. Ein Day-Ahead Prognosefehler der Windstromeinspeisung hat somit nicht nur Auswirkung auf die vermarktete Menge, sondern auch auf den hierfür erzielten Preis.

Im Folgenden werden diese grundsätzlichen Zusammenhänge erarbeitet. Eine erhöhte Windstromprognose senkt im Mittel den Großhandelsstrompreis (Merit-Order-Effekt). Dieser Zusammenhang wird in **Abbildung 5-22** in den Diagrammen vereinfachend als lineare Funktion (blaue Gerade) dargestellt. Der Ist-Wert der Windstromeinspeisung wird mit x bezeichnet.

Die Diagramme vergleichen die Erlöse – das Produkt aus Preis und Menge – für eine Vermarktung ohne Prognosefehler (rote Flächen in A1 und A2) mit der Vermarktung mit einem positiven Prognosefehler c (gelbe Flächen in B1 und B2). Diagramme mit den gleichen Kennbuchstaben unterscheiden sich bezüglich der eingespeisten Menge.

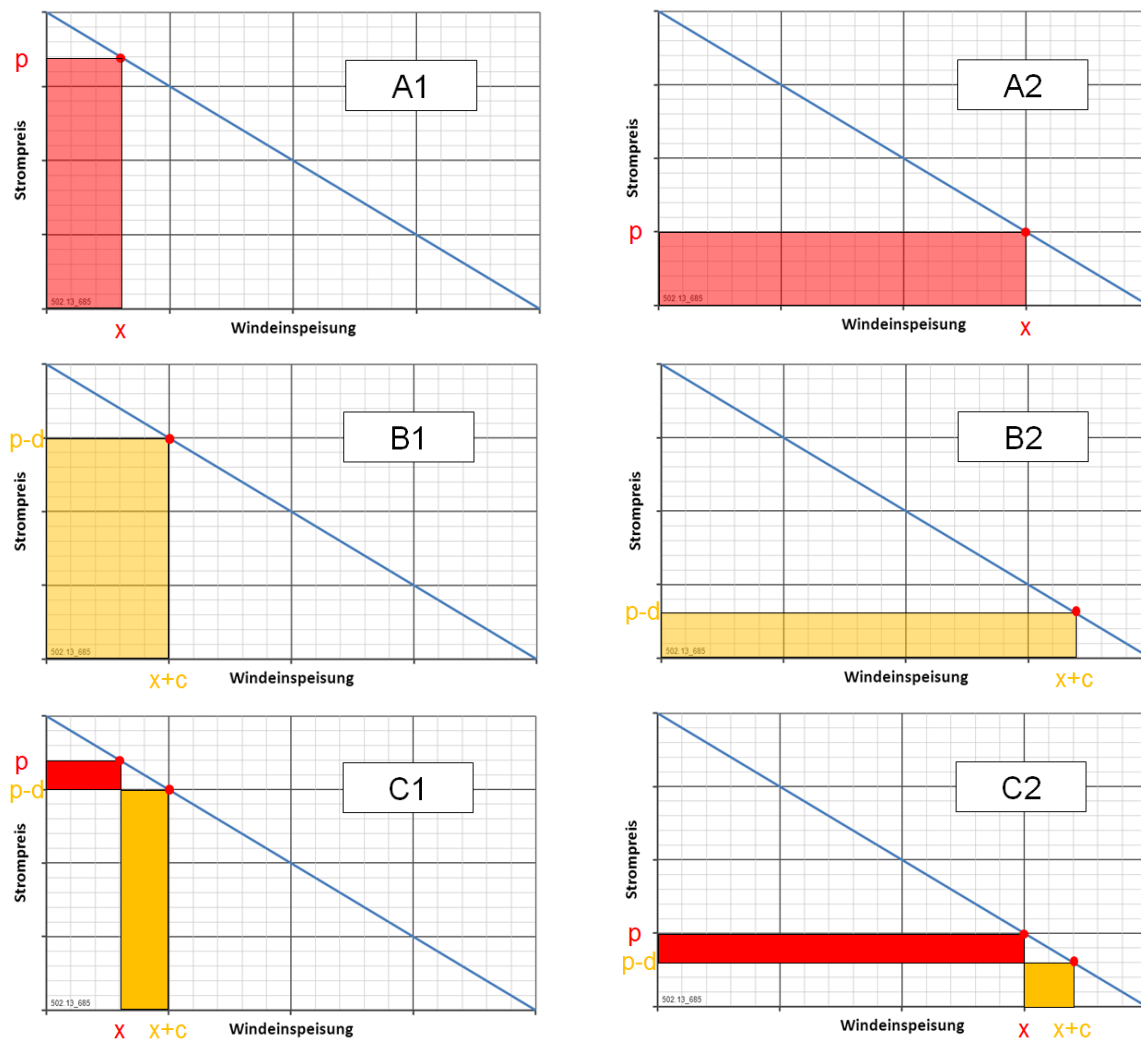


Abbildung 5-22: Auswirkungen von Prognosefehler auf die Erlöse im Falle geringer Windeinspeisung (links) und hoher Windeinspeisung (rechts)

Durch die Überschätzung der Einspeisung um c sinkt der Preis um d . Die Erlöse der Vermarktung auf Basis der Prognose sind somit das Produkt aus $(x+c)$ und $(p-d)$. In den Diagrammen C1 und C2 kann die Differenz aus den Erlösen zwischen der Vermarktung ohne Prognosefehler und mit Prognosefehler c abgelesen werden. Die Unterschiede der Erlöse entsprechen der Differenz aus $x \cdot d$ (rote Fläche in C1 und C2) und $c \cdot (p-d)$ (gelbe Flächen in C1 und C2). Ist die gelbe Fläche größer als die rote Fläche (wie im linken Fall), führt die zusätzliche Einspeisung auch zu höheren Erlösen in der Day-Ahead-Vermarktung. Ist hingegen die gelbe Fläche kleiner als die rote Fläche (wie im rechten Fall), so sind die Erlöse trotz zusätzlich verkaufter Menge aufgrund des niedrigeren Preises geringer. Die Vermarktung einer zusätzlichen Menge muss somit nicht zwingend zu höheren Erlösen führen, wie aus den Schemata hervorgeht.

Die Minder- und Mehrerlöse aufgrund von Unter- und Überschätzung der Windstrom-einspeisung verringern die Day-Ahead Erlöse im Mittel selbst dann, wenn sich die Prognosefehler im Bilanzzeitraum energetisch ausgleichen. Dies kann mit der in Kapitel 5.2.1 hergeleiteten Erlösfunktion der Day-Ahead Vermarktung gezeigt werden und wird anhand des folgenden Beispiels veranschaulicht. Für eine Stunde mit einer bestimmten Residuallast ohne Wind $x_{Res,oW}$ und einer Windstrom-einspeisung von x_{Ist} unterscheiden

sich die Erlöse ΔE_{DA} zwischen zweimal der Day-Ahead verkauften Windstromeinspeisung x_{Ist} und einmal um den Prognosefehler x_{FCE} erhöhte und einmal um den Prognosefehler x_{FCE} verminderte Windstromeinspeisung wie folgt:

$$\Delta E_{DA} = 2 \cdot E_{DA}(x_{Ist}) - (E_{DA}(x_{Ist} + x_{FCE}) + E_{DA}(x_{Ist} - x_{FCE})) = 2 \cdot g \cdot x_{FCE}^2 \quad (5.9)$$

E	Erlöse	DA	Day-Ahead
g	Geradensteigung	Ist	Ist-Wert
x	Menge	FCE	Prognosefehler

Obwohl in beiden Alternativen in Summe die gleiche Windstromeinspeisung vermarktet wird, sind die Erlöse in der Variante mit den beiden Prognosefehlern geringer. Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit gilt, dass je höher die Prognosefehler ausfallen, desto geringer die zu erwartenden Day-Ahead Erlöse sind. Eine Verbesserung der Prognosegüte führt somit zu einer Erhöhung der Day-Ahead Erlöse.

Wirkung der Prognosegüte auf die Day-Ahead Vermarktung

Die Prognosegüte wird durch den RMSE, d. h. durch die Standardabweichung und den Mittelwert der Prognosefehler beschrieben (vgl. Kapitel 4.2). Wie oben gezeigt werden konnte, wirken sich die Prognosefehler auf die Höhe der Erlöse der Day-Ahead Vermarktung aus. Im Folgenden wird untersucht, wie sensitiv die Day-Ahead Erlöse der Windstromvermarktung in Bezug auf die Güte der Windstromprognose im Szenariojahr 2020 sind. Für die Berechnung der Häufigkeitsverteilung der Day-Ahead-Windprognosefehler im Jahr 2020 werden zehn mit ProFeT modellierte Zeitreihen zugrunde gelegt (vgl. Kapitel 0). Die Häufigkeitsverteilung dieser 87.600 Werte zeigt **Abbildung 5-23**. Die Häufigkeitsverteilung nach ProFeT weist eine Standardabweichung von 1,4 GW und einen mittleren Fehler von -0,152 GW auf. Zur Verdeutlichung der Effekte der Standardabweichung auf die Day-Ahead Erlöse wird im Folgenden die Verteilung der Prognosefehler mit einer entsprechenden Normalverteilung beschrieben.

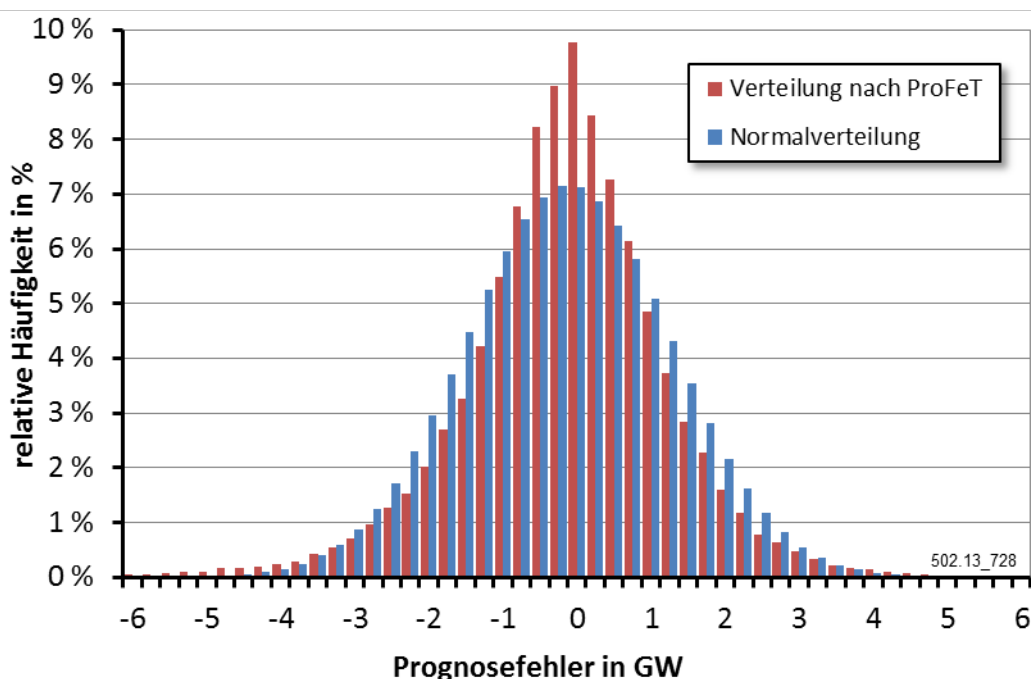


Abbildung 5-23: Häufigkeitsverteilung der modellierten und normalverteilten Windprognosefehler im Jahr 2020

In Abbildung 5-23 ist zu erkennen, dass die Day-Ahead-Prognosefehler nicht normalverteilt sind. Im Vergleich zur Normalverteilung treten häufiger kleine und besonders hohe Fehler und entsprechend weniger Fehler im mittleren Bereich auf. Daher wird der mögliche Fehler abgeschätzt, der durch die Wahl einer Normalverteilung auftreten kann. Hierzu werden unter Berücksichtigung der Prognosefehler sowohl die Day-Ahead Erlöse berechnet, die sich auf Basis der Verteilung nach ProFeT als auch auf Basis der Normalverteilung ergeben. Es zeigt sich, dass die Erlöse der beiden Verteilungen sich um maximal 0,1 % unterscheiden, wenn eine Standardabweichung von 1,4 GW gewählt und der mittlere Fehler von -1,5 GW bis 1,5 GW variiert wird. Um eine grundsätzliche Aussage über die Auswirkungen einer veränderten Standardabweichung auf die Day-Ahead Erlöse zu treffen, wird daher der Ansatz gewählt, in dem die Prognosefehler mit einer Normalverteilung beschrieben werden. Für Normalverteilungen mit einem Mittelwert von 0 ist das Auftreten positiver und negativer Prognosefehler x_{FCE} symmetrisch und die oben hergeleitete Gleichung (5.9) $\Delta E_{DA}(x_{FCE}) = g \cdot x_{FCE}^2$ zur Ermittlung der Differenzen der Day-Ahead-Erlöse ΔE_{DA} kann angesetzt werden.

Die Steigung der Day-Ahead Preisfunktion g wird mit der für das Jahr 2008 ermittelten normierten Steigung (vgl. Kapitel 5.2.1) angesetzt. Diese normierte Steigung wird mit dem Szenariopreis für Erdgas skaliert. Eine Variation der Standardabweichung verändert die Häufigkeit der Prognosefehler in den jeweils 81 definierten Klassen der Häufigkeitsverteilung (vgl. Abbildung 5-23). Es kann somit für jede Standardabweichung eine Erlösdifferenz aufgrund der Prognosefehler und ihrer Häufigkeit bestimmt werden.

Neben der Standardabweichung fließt der mittlere Fehler in die Berechnung des *RMSE* als Maß der Prognosegüte mit ein. Die Bewertung des Effekts des mittleren Fehlers auf das Vermarktungsergebnis erfolgt durch Addition des jeweils betrachteten mittleren Prognosefehlers zu den Prognosefehlerklassen bei Beibehaltung der relativen Häufigkeit. Diese Vorgehensweise entspricht einer Verschiebung der Häufigkeitsverteilung auf der x-Achse um den mittleren Fehler.

Die Auswirkungen des mittleren Fehlers auf die Day-Ahead Vermarktung wird über die Differenz aus den Erlösen im Falle einer perfekten Prognose E_{Ist} und der Vermarktung der Day-Ahead-Prognose E_{DA} berechnet. Diese Differenz gibt die Mindereinnahmen aufgrund von Prognosefehlern an.

Für die Berechnung der Day-Ahead Erlöse werden neben den Prognosefehlern, die Residuallast ohne Wind und die Windstromeinspeisung benötigt. Die Residuallast ohne Wind im Jahr 2020 wird mit einer Häufigkeitsverteilung mit einer Schrittweite von 2 GW im Bereich von 20 GW bis 72 GW beschrieben (vgl. Anhang, Abbildung 11-20). Die Verteilung der Windstromeinspeisung von 0 bis 36 GW hat eine Schrittweite von 1 GW (vgl. Anhang, Abbildung 11-21). Es ergeben sich somit 75.816 mögliche Kombinationen i aus Residuallast ohne Wind $x_{Res,ow}$, Windstromeinspeisung x_{Ist} und Windprognosefehler x_{FCE} , für welche die relative Häufigkeit h_i berechnet wird. Es werden für jede Kombination i zwei Day-Ahead-Preise als Funktion der Residuallast berechnet. Im ersten Fall wird von der Residuallast ohne Wind $x_{Res,ow}$ die Windstromprognose x_{DA} und im zweiten Fall die Windstromeinspeisung x_{Ist} abgezogen. Für die Berechnung der Day-Ahead Preise wird die normierte Preisfunktion des Jahres 2008 (vgl. Kapitel 5.2.1) und der Szenariopreis für Erdgas des Jahres 2020 zugrunde gelegt. Es können für alle 75.816

Kombination i sowohl für den ersten Fall die Erlöse e_{DA} und für den zweiten Fall die Erlöse e_{Ist} bestimmt werden:

$$e_{DA,i} = x_{DA,i} \cdot p_{DA,i} \text{ (Basis: Prognose)} \quad (5.10)$$

$$e_{Ist,i} = x_{Ist,i} \cdot p_{Ist,i} \text{ (Basis: Ist-Einspeisung)} \quad (5.11)$$

Die Erlöse E eines Jahres ergeben sich aus der Summe der Erlöse jeder möglichen Kombination i multipliziert mit der relativen Häufigkeit:

$$E = \sum_i e_i \cdot h_i \quad (5.12)$$

Die Bewertung aller rechnerisch möglichen Kombinationen entspricht einer Faltung der drei Häufigkeitsverteilungen. Daher wird die Unabhängigkeit der drei Parameter untersucht. Es lassen sich keine eindeutigen Abhängigkeiten zwischen der Residuallast und Windstromeinspeisung sowie zwischen Residuallast und Prognosefehler erkennen (vgl. Anhang, Abbildung 11-14, Abbildung 11-15). Es ist jedoch eine Tendenz bei höherer Windstromeinspeisung zu etwas häufigerem Auftreten von negativen Prognosefehler zu erkennen (vgl. Anhang, Abbildung 11-16). Die Kombination aus Windstromeinspeisung x_{Ist} und der Windprognosefehler x_{FCE} kann zudem zu Prognosen einer negativen Einspeisung oder Prognosen größer der zu beobachtenden maximalen Einspeiseleistung führen. Diese Kombinationen werden durch die folgenden zwei Nebenbedingungen ausgeschlossen:

$$x_{DA,min} = \max\{x_{Ist} + x_{FCE}, 0\} \quad (5.13)$$

$$x_{DA,max} = \min\{x_{Ist} + x_{FCE}, x_{Ist,max}\} \quad (5.14)$$

Aufgrund dieser Nebenbedingungen werden einige Kombinationen nicht betrachtet. Hierdurch verringert sich die Jahresbilanz der Windstromeinspeisung bei den Ausgangswerten (Standardabweichung 1,4 GW, mittlerer Fehler -0,152 GW) um 0,1 %. Mit zunehmendem mittlerem Fehler erhöht sich rechnerisch die Häufigkeit der auszuschließenden Kombinationen. Die erste Nebenbedingung (5.13) verringert bei einem mittleren Fehler von bis zu -0,8 GW den prognostizierten Windstrom um maximal 0,24 %. Es werden die Einnahmendifferenzen der Day-Ahead Vermarktung für einen mittleren Fehler von 0 auf Basis der Faltung und der oben dargestellten Formel für verschiedene Standardabweichungen miteinander verglichen (vgl. Anhang, Abbildung 11-19). Bis zu einer Standardabweichung von etwa 1.000 MW führen beide Ansätze zu nahezu identischen Ergebnissen. Die Abweichungen bei höheren Standardabweichungen sind dadurch zu erklären, dass bei der Faltung Kombinationen aufgrund der Nebenbedingungen ausgeschlossen werden. Um die grundsätzlichen Auswirkungen des mittleren Fehlers auf die Day-Ahead Vermarktung zu betrachten, wird vereinfachend der Ansatz der Faltung der drei Häufigkeitsverteilungen gewählt.

5.2.3 Wirkung von Ausgleichsaktivitäten auf das Vermarktungsergebnis

Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen Daten zur Bewirtschaftung ihrer EEG-Bilanzkreise. Für das Jahr 2010 können somit die Energie- und Kostenbilanzen der Ausgleichsaktivitäten für die EEG-Stromvermarktung erstellt werden. Hieraus können Kennzahlen für den Ausgleich des erkannten und verbleibenden Fehlers in Form von spezifischen Kosten bestimmt werden. Die Vorgehensweise wird detailliert in der /ROON-01 11/ beschrieben.

Datenbasis

Für die Einspeisung aus EEG-Anlagen wird ein eigener Bilanzkreis unterhalten (vgl. Kapitel 3.3). Seit August 2009 veröffentlichen die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber Daten zur Bewirtschaftung ihres jeweiligen EEG-Bilanzkreises /HERTZ-01 11/, /AMP-01 11/, /ENBW-01 11/, /TNT-01 11/. Folgende Daten sind verfügbar:

- Intraday-Beschaffung / Intraday-Vermarktung für den EEG-Bilanzkreis
- Ergebnis der Ausschreibung von EEG-Reserve
- Abruf der EEG-Reserve
- Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie nach EEG-Bilanzkreis-Abrechnung.

Die Leistungspreise für die EEG-Reserve werden nur auf der Internetseite von EnBW bekannt gegeben. Für die Abschätzung der Kosten der Leistungsvorhaltung wird die von allen vier ÜNB vorgehaltene Leistung mit den spezifischen Preisen der Regelzone von EnBW multipliziert. Die mittleren Arbeitspreise für die EEG-Reserve werden nur von Amprion veröffentlicht. Wird die EEG Reserve aktiviert, werden die Kosten hierfür mittels dieser spezifischen Preise abgeschätzt.

Die Ausgleichsenergiepreise und der Regelzonensaldo werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern auf ihren Internetseiten veröffentlicht. Des Weiteren werden die Day-Ahead und Intraday Preise der EEX der Auswertung zugrunde gelegt /EEX-01 10/. Bei den Intraday-Preisen werden die mittleren Preise verwendet.

Für die Auswertung werden die Viertelstundenwerte zu Stundenwerten zusammengefasst. Dies kann wie im Beispiel der viertelstündlichen Ausgleichsenergie dazu führen, dass für eine Stunde sowohl negative als auch positive Werte vorliegen. Diese dürfen nicht saldiert werden, sondern müssen getrennt mit den Preisen bewertet werden.

Seit 2006 stehen die Daten zur Vortagesprognose und Ist-Einspeisung der Windstromerzeugung von allen vier ÜNB zur freien Verfügung (vgl. Kapitel 4.3). Die Ist-Einspeisung aus Photovoltaik wird von 50Hertz für deren Regelzone seit April 2007 veröffentlicht. Seit März 2010 veröffentlichen Tennet (ehemals Transpower) und seit Juli 2010 Amprion die Vortagesprognose und die tatsächliche Einspeisung der PV-Stromerzeugung. Seit Oktober 2010 werden diese Daten von allen vier ÜNB online gestellt. Für die Auswertung bis Oktober 2010 werden die veröffentlichten PV-Einspeisewerte entsprechend ihres Anteils an der gesamten installierten Leistung skaliert.

Die Ausgleichsenergie wird mit dem Ausgleichsenergiepreis bewertet. Für die Monate bis April 2010 werden noch getrennte Preise für die Regelzone von Amprion und den optimierten Netzregelverbund von 50Hertz, EnBW und Tennet ausgewiesen. Seit Mai 2010 gilt deutschlandweit der Ausgleichsenergiepreis des optimierten Netzregelverbunds der vier ÜNB.

Bilanzgrenzen der Untersuchung

Es werden die Ausgleichsaktivitäten der EEG-Bilanzkreise der vier ÜNB des Jahres 2010 untersucht. Für die Berechnung spezifischer Kosten wird die Annahme getroffen, dass die Prognosefehler der Wind- und PV-Stromeinspeisung die vorrangige Ursache für die Ausgleichsaktivitäten sind. Die EEG-Einspeisung aus den restlichen Anlagen, wie z. B. Wasserkraft und Biomasse hängt kaum von kurzfristigen meteorologischen Einflüssen ab und lässt sich daher gut für den Folgetag vorhersagen. Das saisonale und tageszeitliche Einspeiseprofil aus Windkraft- und PV-Anlagen unterscheidet sich deutlich im Untersuchungszeitraum (vgl. Anhang, **Abbildung 11-22** und **Abbildung 11-23**).

Berechnungsansatz

Die Kosten der Prognosefehler werden als die Differenz definiert, die sich zwischen den tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben aus der PV- und Windstromvermarktung und den Einnahmen des hypothetischen Falls einer perfekten Prognose berechnen lassen. Die Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern haben mehrere Ursachen:

- Leistungspreis für die Vorhaltung der EEG-Reserve
- Ein Überschuss an EEG-Strom aufgrund eines Prognosefehlers erzielt einen geringeren Preis als der Day-Ahead Preis.
- Für ein Defizit an EEG-Strom aufgrund eines Prognosefehlers muss ein höherer Preis als der Day-Ahead Preis bezahlt werden.
- Die Vermarktung unter der Annahme einer perfekten Prognose hätte zu einem anderen Day-Ahead Preis geführt. Der am Tag zuvor verkaufte EEG-Strom hätte somit einen anderen Erlös erzielt (vgl. Kapitel 5.2.1).

Für die Bewertung der Ausgleichsaktivitäten werden die Kosten dreistufig bestimmt. Im ersten Schritt wird der Saldo aus der Summe aller Einnahmen und Ausgaben für die Ausgleichsaktivität berechnet. Im zweiten Schritt werden die zusätzlichen bzw. reduzierten Einnahmen berücksichtigt, wenn die Menge des Ausgleichsgeschäfts im Day-Ahead Handel vermarktet worden wäre. Im dritten Schritt wird der Merit-Order-Effekt einer veränderten Angebots auf die Day-Ahead Erlöse berücksichtigt. Für diese Berechnung wird der empirisch ermittelte lineare Zusammenhang zwischen Residuallast und Day-Ahead Preis des Jahres 2010 angesetzt (vgl. Kapitel 5.2.1). Für die Ausweisung der spezifischen Kosten werden die ermittelten Kosten auf die Summe der Einspeisung aus Windkraft- und PV-Anlagen bezogen.

5.2.4 Ausgleich des erkannten Prognosefehlers

Bis Ende 2010 wurde sowohl positive als auch negative EEG-Reserve für den Ausgleich von Prognosefehlern vorgehalten und eingesetzt. Die Kosten für die Leistungsvorhaltung (Reservierung) $C_{Res,Re}$ setzen sich aus dem Produkt aus vorgehaltener Leistung $x_{Res,Re}$ und Leistungspreis $p_{Res,Re}$ zusammen:

$$C_{Res,Re} = \sum_i x_{Res,Re,i} \cdot p_{Res,Re,i} \quad (5.15)$$

Die Kosten des Abrufs (Aktivierung) der EEG-Reserve $C_{Res,Ac}$ setzt sich aus dem Produkt der abgerufenen Energie und der Preisdifferenz aus Arbeitspreis der EEG-Reserve $p_{Res,Ac}$ und Day-Ahead Preis p_{DA} zusammen:

$$C_{Res,Ac} = \sum_i x_{Res,Ac,i} \cdot (p_{Res,Ac,i} - p_{DA,i}) \quad (5.16)$$

Die Vorzeichen der abgerufenen EEG-Reserve sind wie folgt zu interpretieren:

$x_{Res,Ac} > 0$: Abruf positiver EEG-Reserve (Leistungsbedarf)

$x_{Res,Ac} < 0$: Abruf negativer EEG-Reserve (Leistungsüberschuss)

Die Übertragungsnetzbetreiber versuchen die untertägig erkannten Fehler zunächst im Intraday-Handel auszugleichen. Die Kosten des Ausgleichsgeschäfts C_{ID} setzt sich aus dem Produkt der gehandelten Menge x_{ID} und der Preisdifferenz aus Intraday-Preis p_{ID} und Day-Ahead Preis p_{DA} zusammen:

$$C_{ID} = \sum_i x_{ID,i} \cdot (p_{ID,i} - p_{DA,i}) \quad (5.17)$$

Die Vorzeichen der Ausgleichsgeschäfte im Intraday-Markt sind wie folgt zu interpretieren:

$x_{ID} > 0$: Kauf im Falle eines erkannten positiven Prognosefehlers

$x_{ID} < 0$: Verkauf im Falle eines erkannten negativen Prognosefehlers

C	Kosten	Res	EEG-Reserve
x	Menge	Re	Vorhaltung
p	Preis	Ac	Abruf
		DA	Day-Ahead
		ID	Intraday

In den nächsten Schritten wird eine Methodik entwickelt, mit welcher der Erwartungswert des Intraday-Preises p_{ID} als Funktion der nachgefragten Menge x_{ID} im Intraday-Handel beschrieben werden kann. Hierfür wird zunächst überprüft, ob der Intraday Preis in Zusammenhang mit dem Day-Ahead Preis steht und der Day-Ahead Preis somit in der Funktion berücksichtigt werden muss. **Abbildung 5-24** zeigt das Streudiagramm der Preise im Intraday und Day-Ahead Handel.

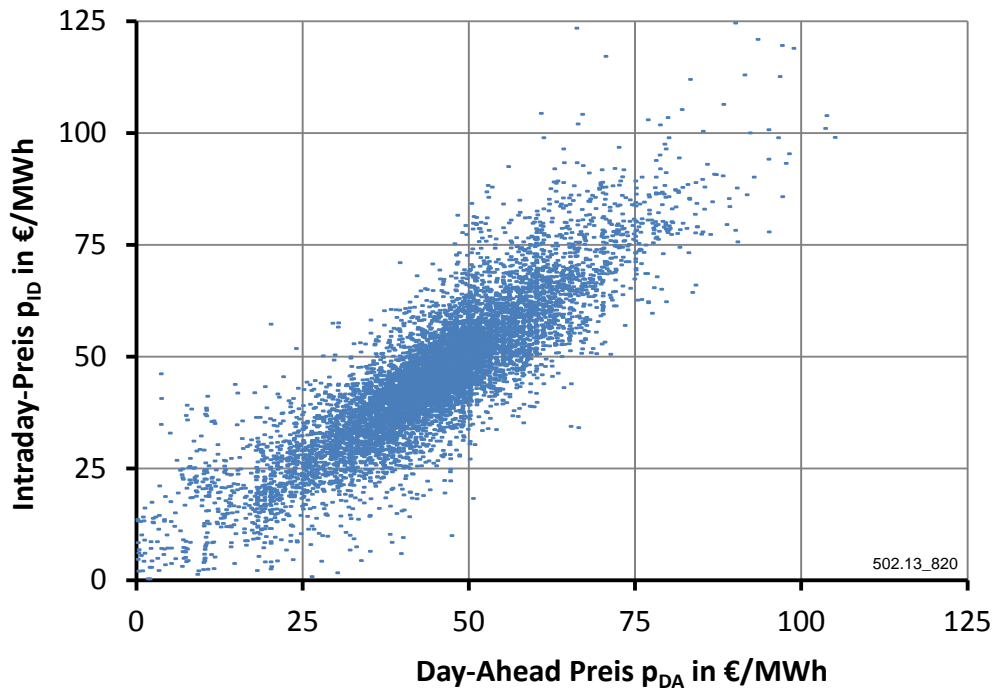


Abbildung 5-24: *Intraday Preise in Abhängigkeit der Day-Ahead-Preise im Jahr 2010*

Wie in Abbildung 5-24 zu erkennen ist, streuen die Intraday-Preise um den Wert des jeweiligen Day-Ahead Preises. Der mittlere Intraday-Preis entspricht dem Day-Ahead-Preis. Der Einfluss der EEG bedingten Nachfrage im Intraday Handel muss daher den Day-Ahead Preis berücksichtigen. Hierzu werden für alle Stunden des Untersuchungszeitraums die Differenz aus Intraday-Preis p_{ID} und Day-Ahead Preis p_{DA} über der EEG bedingten Nachfrage x_{ID} als Streudiagramm aufgetragen (siehe **Abbildung 5-25**).

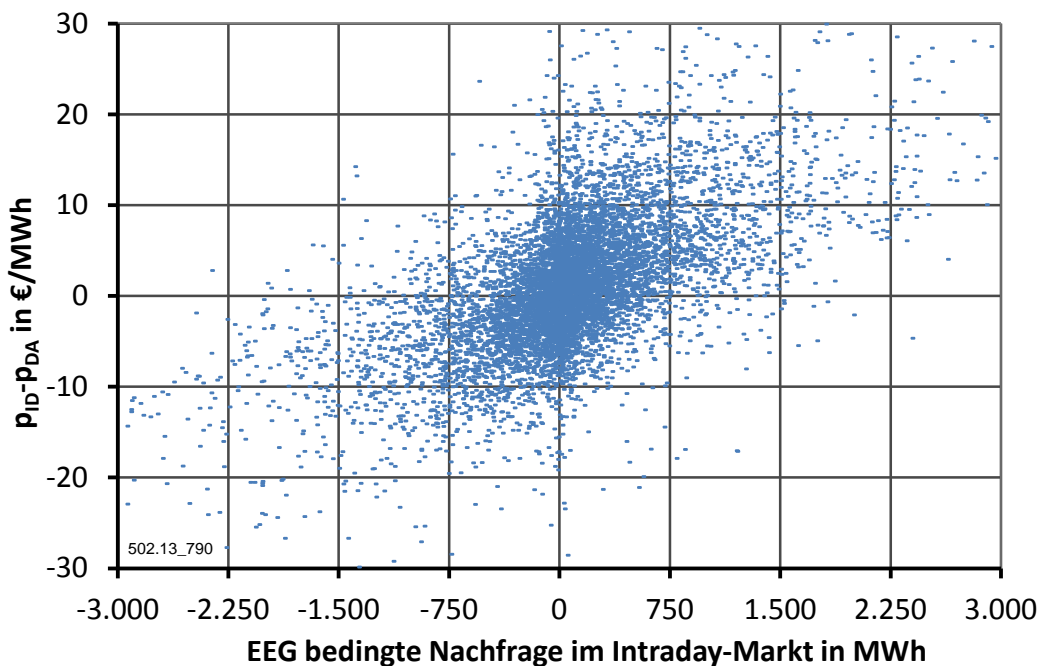


Abbildung 5-25: *Preisdifferenz im Intraday Handel zum Day-Ahead Handel in Abhängigkeit der EEG bedingten Nachfrage im Jahr 2010*

Im Intraday-Handel werden kurzfristig erkannte Abweichungen in den gemeldeten Fahrplänen für Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen. Der Preis wird vorrangig durch den Saldo aller erwarteten Fahrplanabweichungen bestimmt, da sich ausgleichende Abweichungen physikalisch keine Leistungsbereitstellung notwendig macht. Dieser Netto-Nachfrage nach positiver oder negativer Leistung stehen zu verschiedenen Zeiten unterschiedliche Optionen auf der Angebotsseite gegenüber. Hiermit kann die hohe Varianz der Preisdifferenzen im Markt erklärt werden. Diese wird besonders in den Stunden deutlich, in denen keine bis sehr geringe EEG bedingten Ausgleichsaktivitäten im Intraday-Handel stattfinden (EEG bedingte Nachfrage nahe Null in Abbildung 5-25). Jedes EEG bedingte Gebot wird somit mit der im Markt zu beobachtenden Streuung überlagert. Dennoch ist mit steigender Nachfrage (Ausgleich positiver Prognosefehler) eine Tendenz zu höheren Preisdifferenzen und mit steigendem Angebot (Ausgleich negativer Prognosefehler) zu negativen Preisdifferenzen erkennen. Dies wird durch den Korrelationskoeffizienten von $r = +0,58$ bestätigt, der aufgrund der hohen Streuung im Markt erwartungsgemäß relativ gering ausfällt.

Für die Herleitung der Preiswirkung der EEG bedingten Nachfrage im Intraday-Handel werden für jedes 100 MWh Intervall der Mittelwert der Preisdifferenzen gebildet (siehe **Abbildung 3-31**). Diese Mittelwerte entsprechen dem Erwartungswert der Preisdifferenz für ein bestimmtes Gebot im Intraday-Handel.

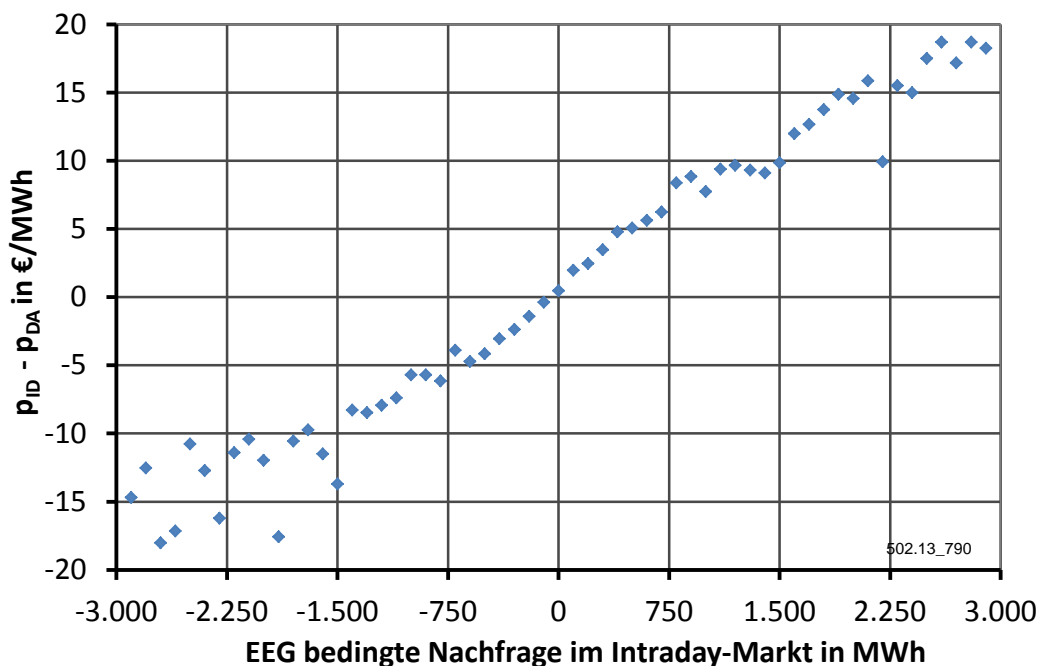


Abbildung 5-26: *Mittelwert der Preisdifferenz im Intraday Handel zum Day-Ahead Handel in Abhängigkeit der Netto EEG bedingten Nachfrage*

Eine EEG bedingte Nachfrage (positiv oder negativ) größer 1.500 MWh kommt im Untersuchungszeitraum lediglich in 5 % der Stunden vor. Die Datenbasis für die Berechnung der Erwartungswerte ist daher in diesem Bereich für eine belastbare quantitative Aussage nicht ausreichend groß. Die Preiswirkung einer EEG bedingten Nachfrage von -1.500 MWh bis +1.500 MWh lässt sich mit einer Geradengleichung mit der Steigung $g_{ID}=0,0072$ (€/MWh)/MWh beschreiben (vgl. Abbildung 5-26):

$$p_{ID} = p_{DA} + g_{ID} \cdot x_{ID} \quad (5.18)$$

x	Menge	DA	Day-Ahead
p	Preis	ID	Intraday
g	Geradensteigung		

Die Interpretation der Steigung g_{ID} kann anhand der folgenden beiden Beispiele verdeutlicht werden:

- Müssen im Intraday-Handel für eine Stunde 1.000 MWh zugekauft werden, da ein positiver Prognosefehler in dieser Höhe festgestellt werden kann, so muss im Mittel der Day-Ahead Preis plus 7,2 €/MWh pro beschaffter MWh bezahlt werden. Diese 1.000 MWh sind bereits am Vortag im Spotmarkt verkauft worden, so dass ein Verlust von 7.200 € entsteht.
- Müssen im Intraday-Handel für eine Stunde 500 MWh verkauft werden, da ein negativer Prognosefehler in dieser Höhe festgestellt werden kann, so wird im Mittel der Day-Ahead Preis abzüglich 3,6 €/MWh Erlöst. Im Vergleich zu einer Vermarktung dieser Menge am Vortag im Spotmarkt entsteht ein entgangener Gewinn von 1.800 €.

Die Kosten $C_{ID,HG}$ eines erkannten Prognosefehlers x_{ID} , der im Intraday-Handel ausgeglichen wird, berechnen sich wie folgt:

$$\begin{aligned} C_{ID,HG} &= x_{ID} \cdot (p_{ID} - p_{DA}) \\ &= x_{ID} \cdot (x_{ID} \cdot g_{ID}) \\ &= x_{ID}^2 \cdot g_{ID} \end{aligned} \quad (5.19)$$

Die Funktion verdeutlicht, dass der Ausgleich eines positiven und negativen Fehlers gleichen Betrags gleich hohe Kosten verursacht. Die Kosten steigen quadratisch an, d. h. ein doppelt so großer Fehler verursacht die vierfachen Kosten. Eine erweiterte Kostenbetrachtung kann darüber hinaus noch den Preiseffekt auf die Day-Ahead vermarktete Windstromeinspeisung berücksichtigen. In Kapitel 5.2.1 konnte gezeigt werden, dass vereinfachend ein linearer Zusammenhang zwischen Residuallast und Day-Ahead Preis angesetzt werden kann. Der Day-Ahead Preis kann mit der Formel $p_{DA} = g_{DA} \cdot x_{Res,DA} + a$ (vgl. Formel 5.4) berechnet werden. Die Kosten des Merit-Order-Effekts $C_{ID,MO}$ in Abhängigkeit der Day-Ahead vermarkteten Menge x_{DA} und des erkannten Prognosefehlers x_{ID} können daher folgendermaßen berechnet werden:

$$C_{ID,MO} = g_{DA} \cdot x_{ID} \cdot (x_{DA} - x_{ID}) \quad (5.20)$$

Die gesamten Kosten $C_{ID,ges}$ eines erkannten und im Intraday-Handels ausgeglichen erkannten Fehlers x_{ID} ergeben sich im Vergleich zu einer hypothetischen Vermarktung der Windstromeinspeisung auf Basis einer perfekten Prognose aus der Summe der Kosten der Ausgleichsaktivität $C_{ID,HG}$ und des Merit-Order-Effekts $C_{ID,MO}$:

$$\begin{aligned} C_{ID,ges} &= C_{ID,HG} + C_{ID,MO} \\ &= x_{ID}^2 \cdot g_{ID} + g_{DA} \cdot x_{ID} \cdot (x_{DA} - x_{ID}) \\ &= x_{ID}^2 \cdot (g_{ID} - g_{DA}) + x_{DA} \cdot (x_{ID} \cdot g_{DA}) \end{aligned} \quad (5.21)$$

C	Kosten	DA	Day-Ahead
x	Menge	ID	Intraday
p	Preis	HG	Handelsgeschäft
g	Geradensteigung	MO	Merit-Order-Effekt
		ges	gesamt

5.2.5 Ausgleich des verbleibenden Prognosefehlers

Die Day-Ahead Prognosefehler, die nicht durch eine Kurzfristprognose erkannt werden oder deren Ausgleich im Intraday-Handel nicht möglich ist, werden als Ausgleichsenergie des Bilanzkreises vom ÜNB abgerechnet. Sie tragen somit zum Regelzonensaldo bei, der mittels Regelleistung ausgeglichen wird. Seit Mai 2010 wird im Rahmen des optimierten Netzregelverbunds zunächst der Saldo über alle vier Regelzonen gebildet und dieser mit Regelleistung ausgeglichen. Aus dem Regelleistungseinsatz berechnet sich der deutschlandweite Preis für die Ausgleichsenergie p_{BE} . Die Vorzeichen der Ausgleichsenergie x_{BE} sind wie folgt zu interpretieren:

$x_{BE} > 0$: Unterspeisung des EEG-Bilanzkreises im Falle eines positiven Prognosefehlers

$x_{BE} < 0$: Überspeisung des EEG-Bilanzkreises im Falle eines negativen Prognosefehlers

Im Folgenden wird eine Methodik entwickelt, mit welcher der Erwartungswert des Preises für Ausgleichsenergie p_{BE} als Funktion der bilanzierten EEG-Ausgleichsenergie x_{BE} beschrieben werden kann. Hierfür wird zunächst überprüft, ob in Analogie zum Ausgleich im Intraday-Handel der Preis für Ausgleichsenergie in Zusammenhang mit dem Day-Ahead Preis steht. Das Streudiagramm dieser beiden Größen lässt keinen Zusammenhang erkennen (vgl. Anhang Abbildung 11-17) und der Korrelationskoeffizient ist mit $r=+0,18$ entsprechend gering. Ein funktionaler Zusammenhang zwischen der EEG-Ausgleichsenergie und dem Preis für Ausgleichsenergie ist mit einem Korrelationskoeffizienten von $r=+0,26$ ebenfalls kaum zu erkennen. Dies zeigt sich in der hohen Streuung der Preise für Ausgleichsenergie in **Abbildung 5-27**.

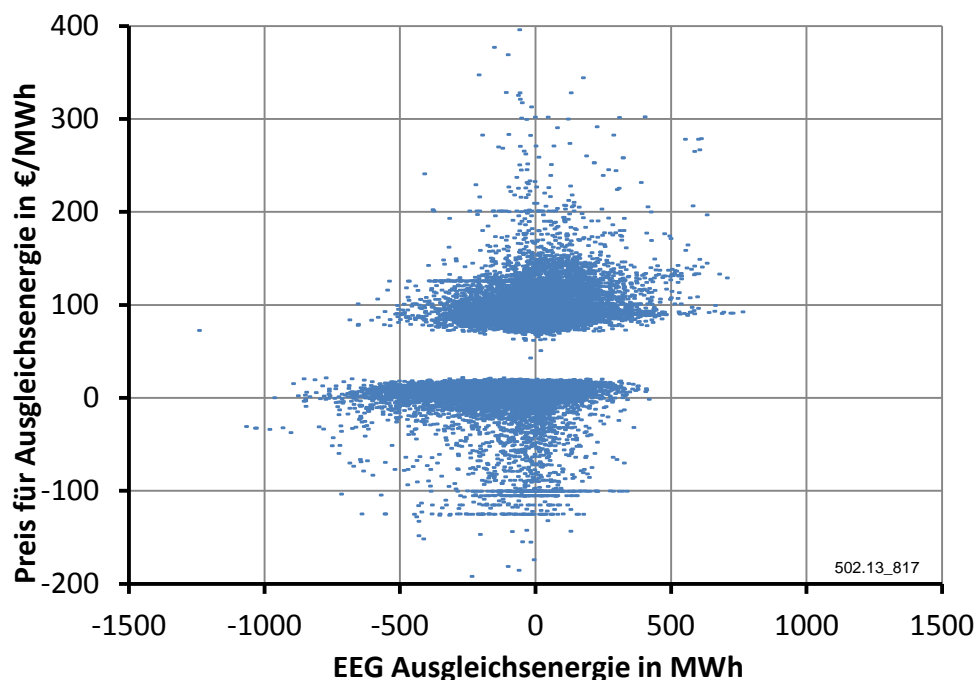


Abbildung 5-27: Preise für Ausgleichsenergie in Abhängigkeit der bilanzieren EEG-Ausgleichsenergie

Es fällt auf, dass nahezu keine Preise für Ausgleichsenergie in der Spanne zwischen 20 €/MWh und 70 €/MWh zu beobachten sind. Dies kann dadurch erklärt werden, dass der Preis für Ausgleichsenergie vorrangig durch das Vorzeichen des deutschlandweiten Regelzonensaldos bestimmt wird (vgl. **Abbildung 5-28**).

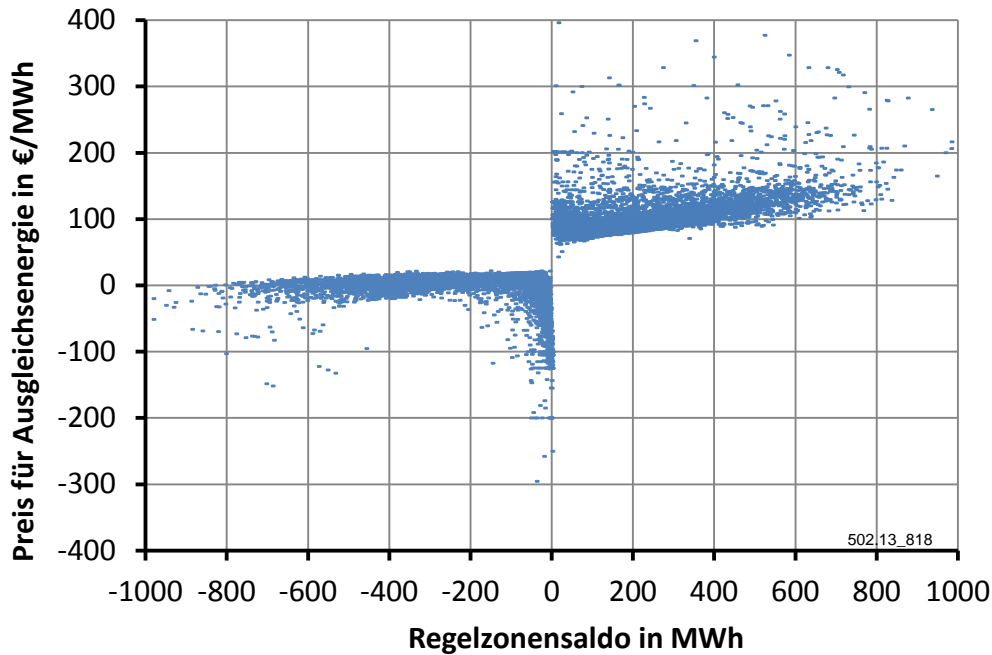


Abbildung 5-28: *Ausgleichsenergiepreise in Abhängigkeit des Regelzonensaldos des optimierten Netzregelverbunds*

Je nachdem, ob der optimierte Netzregelverbund (vgl. Kapitel 3.3) unter- oder überspeist ist, wird positive oder negative Regelleistung eingesetzt. Dieser Wechsel der eingesetzten Regelleistungsart führt bei einem Vorzeichenwechsel des Regelzonensaldos zu einem Sprung bei den Ausgleichsenergiepreisen. Die Ausgleichsenergiepreise ermitteln die ÜNB auf Basis der gezahlten Arbeitspreise für die eingesetzte Regelleistung.

Die Kenntnis über das Regelzonensaldo in jeder Viertelstunde kann für die Herleitung einer Preisfunktion in Abhängigkeit der EEG-Ausgleichsenergie genutzt werden. Der im Folgenden vorgestellte Ansatz berücksichtigt sowohl die Häufigkeitsverteilung des um die EEG-Ausgleichsenergie bereinigten Regelzonensaldos als auch die Preise für Ausgleichsenergie als Funktion des Regelzonensaldos (vgl. Anhang, Abbildung 11-25). Dieser Ansatz hat Vorteile gegenüber der Berechnung von Mittelwerten für definierte Intervalle, wie sie für die Herleitung einer Preisfunktion für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers angewendet wird (vgl. Kapitel 5.2.4). Auf Basis der für den verbleibenden Fehler gewählten Methodik können veränderte Rahmenbedingungen, wie z. B. die Charakteristik der Unter- und Überspeisung der Regelzonen oder die Arbeitspreise für Regelleistung, unmittelbar in der Preisfunktion abgebildet werden. Im ersten Schritt wird die Häufigkeitsverteilung der Regelzonensaldi abzüglich der Ausgleichsenergie berechnet (vgl. **Abbildung 5-29**).

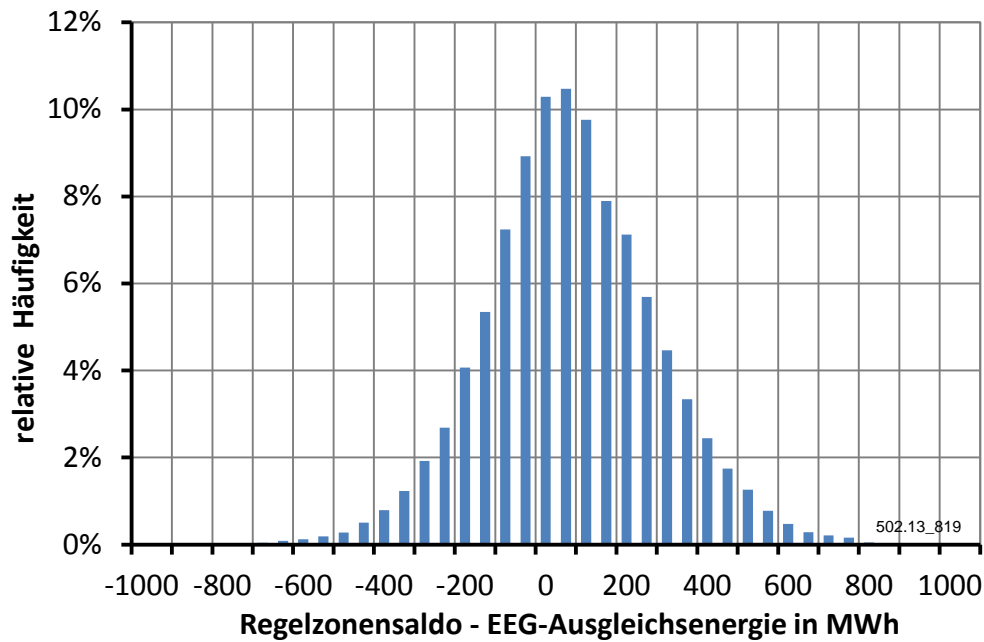


Abbildung 5-29: *Häufigkeitsverteilung des Regelzonensaldos des optimierten Netzregelverbunds abzüglich der EEG-Ausgleichsenergie*

Für eine gegebene EEG-Ausgleichsenergie kann auf Basis der in Abbildung 5-29 dargestellten Verteilung, die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten eines bestimmten Regelzonensaldos ermittelt werden. Diese Vorgehensweise entspricht einer Verschiebung der Häufigkeitsverteilung auf der x-Achse um die Höhe der EEG-Ausgleichsenergie. Auf Basis der verschobenen Häufigkeitsverteilung und der mittleren Preise als Funktion des Regelzonensaldos (vgl. Anhang Abbildung 11-25) kann der Erwartungswert für den Preis für Ausgleichsenergie für einen unter- oder überspeisten EEG-Bilanzkreis berechnet werden. Die so berechnete Preisfunktion ist in **Abbildung 5-30** dargestellt.

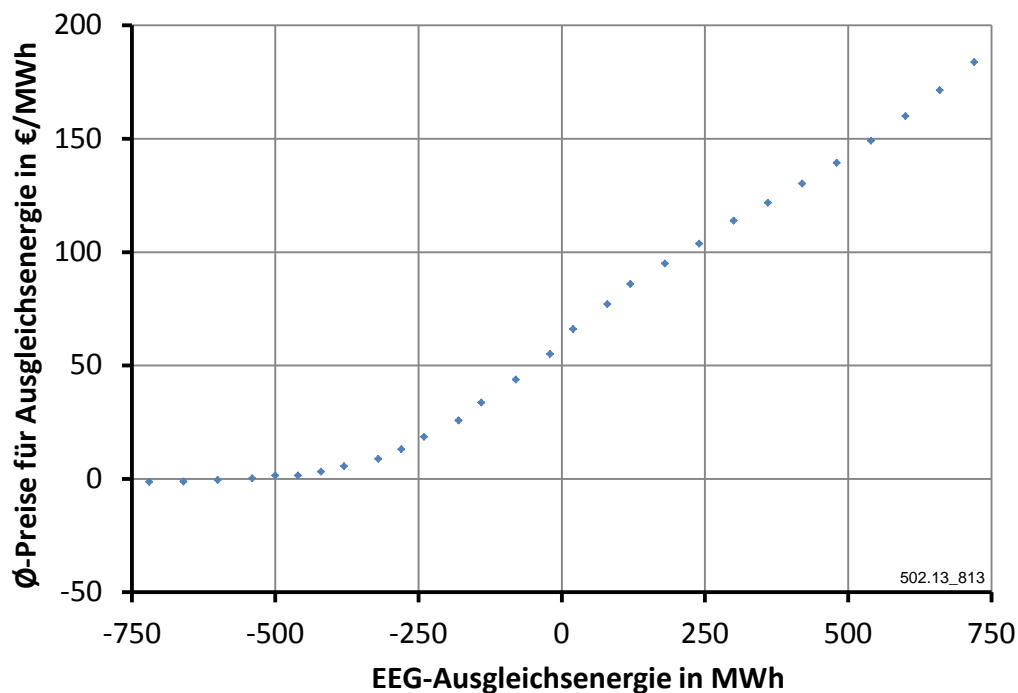


Abbildung 5-30: *Erwartungswert des Preises für Ausgleichsenergie als Funktion der EEG-Ausgleichsenergie*

Die Erwartungswerte für die Preise für Ausgleichsenergie, die mit der in Abbildung 5-30 dargestellten Preisfunktion berechnet werden können, sind teilweise am Markt nicht zu beobachten (vgl. Abbildung 5-27). Bei einer sehr geringen EEG-Ausgleichsenergie werden in der Regel Preise von etwa 0 €/MWh oder ca. 100 €/MWh erreicht, je nachdem ob der Regelzonendsaldo des optimierten Netzregelverbands positiv oder negativ ist. Da beide Zustände jedoch nahezu gleich wahrscheinlich sind (vgl. Abbildung 5-29), ergibt sich ein Erwartungswert von etwa 50 €/MWh. Mit zunehmender positiver EEG-Ausgleichsenergie steigt die Wahrscheinlichkeit, dass der optimierte Netzregelverbund unterspeist ist und somit steigt auch die Höhe des Erwartungswertes für den Ausgleichsenergiepreis.

Die auf diese Weise ermittelte Preisfunktion ist für Unter- und Überspeisungen nicht symmetrisch. Eine Überspeisung des EEG-Bilanzkreises größer 500 MWh in einer Viertelstunde (Ausgleichsenergie < -500 MWh) führt im Mittel zu einem Ausgleichsenergiepreis von Null. Die zu erwartenden Preise bei einer Unterspeisung steigen mit der Höhe der Ausgleichsenergie an. Die Kosten $C_{BE,HG}$ eines verbleibenden Prognosefehlers x_{BE} der als Ausgleichsenergie bilanziert wird, berechnen sich wie folgt:

$$C_{BE,HG} = x_{BE} \cdot (p_{BE} - p_{DA}) \quad (5.22)$$

Die Kosten des Merit-Order-Effekts $C_{BE,MO}$ in Abhängigkeit der Day-Ahead vermarkteten Menge x_{DA} und des verbleibenden Prognosefehlers x_{BE} können daher folgendermaßen berechnet werden:

$$C_{BE,MO} = g_{DA} \cdot x_{BE} \cdot (x_{DA} - x_{BE}) \quad (5.23)$$

Die erweiterte Kostenbetrachtung mit Merit-Order-Effekt ergibt die folgenden Gesamtkosten $C_{BE,ges}$:

$$\begin{aligned} C_{BE,ges} &= C_{BE,HG} + C_{BE,MO} \\ &= x_{BE} \cdot (p_{BE} - p_{DA}) + g_{DA} \cdot x_{BE} \cdot (x_{DA} - x_{BE}) \end{aligned} \quad (5.24)$$

C	Kosten	BE	Ausgleichsenergie
x	Menge	DA	Day-Ahead
p	Preis	HG	Handelsgeschäft
g	Geradensteigung	MO	Merit-Order-Effekt
		ges	gesamt

Die Abrechnung der Bilanzkreise erfolgt für jede Viertelstunde. Die ermittelte Preisfunktion bezieht sich somit auf die Ausgleichsenergie pro Viertelstunde. Um die Kosten des Ausgleichs eines verbleibenden Fehlers mit den Kosten des Ausgleichs eines erkannten Fehlers im Intraday-Markt vergleichbar zu machen, werden die Preise auf einen Leistungsbedarf für eine Stunde umgerechnet.

5.3 Simulation des Kraftwerkseinsatzes

Mit der Simulation des Kraftwerkseinsatzes wird die stundenscharfe Fahrweise des konventionellen Kraftwerksparks für die modellierte Residuallast ermittelt. Hierdurch lässt sich das kurzfristige Potenzial für eine Leistungserhöhung und –absenkung mit den dazugehörigen Grenzkosten für den Ausgleich der erkannten Prognosefehler bestimmen und bewerten.

5.3.1 Simulationssoftware KEP

Die verwendete Simulationssoftware „Kraftwerkseinsatzplanung“ (KEP) wurde im Projekt KW21-E3 an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. erarbeitet /FFE-04 08/ und im Rahmen einer Diplomarbeit /FFE-09 10/ weiterentwickelt. Die folgende Kurzdarstellung der Funktionsweise der Simulation beruht auf /FFE-09 10/. Zielfunktion und Nebenbedingungen sind im Anhang detailliert dargestellt.

Ziel der Kraftwerkseinsatzplanung KEP ist die Kosten minimale Deckung der Last, mit Berücksichtigung wirtschaftlicher und technischer Nebenbedingungen. Die Optimierung wird für einen vorgegebenen Kraftwerkspark durchgeführt, so dass keine Investitionsentscheidungen, sondern lediglich die variablen Betriebskosten berücksichtigt werden. Es handelt sich um ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem /HUB-01 05/. Der ganzzahlige Anteil ergibt sich aus diskreten Entscheidungen, die beispielsweise aus den Mindestleistungen resultieren. Die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) ist das in der Simulation implementierte Verfahren. Die Modellgleichungen der GGLP werden in Zielfunktion und Nebenbedingungen eingeteilt. Die Zielfunktion wird unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen minimiert, die sämtliche technische Einschränkungen beinhalten. Für die Modellierung der Kraftwerke werden die folgenden Parameter berücksichtigt:

- Mindestleistung
- Maximalleistung
- Teillastwirkungsgrad
- elektrische Laständerungsgradienten
- Mindeststillstandszeit
- Mindestlaufzeit
- Brennstoffkosten
- variable Kosten
- Anfahrkosten

5.3.2 Berechnung des kurzfristigen Potenzials zur Leistungsbereitstellung

Die Bestimmung des Kosten minimalen Kraftwerkseinsatzes für ein ganzes Jahr ist mit KEP nicht möglich. Daher wird lediglich für ausgewählte Referenztage der Kraftwerkseinsatz simuliert. Es wird jeweils der Kraftwerkseinsatz für drei aufeinander folgende Tage optimiert: der Referenztag, der Tag davor und der Tag danach. Die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde.

Für jede Stunde t kann somit angegeben werden, welche Kraftwerke in Betrieb sind. Das Potenzial der kurzfristigen Leistungsbereitstellung für ein Kraftwerk k wird wie folgt bestimmt:

- Positives Leistungspotenzial $P_{Res,pos}$ des Kraftwerks k in der Stunde t :

$$P_{Res,pos,k}(t) = (P_{max,k} - P_k(t)) \cdot B_k(t) \quad (5.25)$$

für Gasturbinen gilt:

$$P_{Res,pos,k}(t) = P_{max,k} - P_k(t) \quad (5.26)$$

- Negatives Leistungspotenzial $P_{Res,neg}$ des Kraftwerks k in der Stunde t :

$$P_{Res,neg,k}(t) = (P_k(t) - P_{min,k}) \cdot B_k(t) \quad (5.27)$$

für Gasturbinen gilt:

$$P_{Res,neg,k}(t) = P_k(t) \quad (5.28)$$

Zum Zeitpunkt t kann in Summe folgende Leistung kurzfristig bereitgestellt werden:

- Kumuliertes positives Leistungspotenzial $P_{Res,pos}$ in der Stunde t :

$$P_{Res,pos}(t) = \sum_k P_{Res,pos,k}(t) \quad (5.29)$$

- Kumuliertes negatives Leistungspotenzial $P_{Res,neg}$ in der Stunde t :

$$P_{Res,neg}(t) = \sum_k P_{Res,neg,k}(t) \quad (5.30)$$

Für eine Bewertung der kurzfristigen Leistungsbereitstellung sind neben der Höhe der zur Verfügung stehenden Leistung die Kosten, zu denen diese Leistung aktiviert werden kann, entscheidend. Hierfür wird eine Grenzkostenbetrachtung auf Basis der Brennstoffkosten durchgeführt. Jedem Kraftwerk k , das kurzfristig Leistung in der Stunde t bereitstellen kann, werden vereinfachend folgende spezifische Kosten c_{Gr} zugeordnet:

$$c_{Gr,k} = \frac{c_{Br,k}}{\eta_{max,k}} + \frac{c_{CO2} \cdot em_{Br,k}}{\eta_{max,k}} + c_{var,k} \quad (5.31)$$

P	Leistung	Res	Reserve
t	Zeitschritt	pos	positiv
B	Betrieb; binäre Variable (1 für Betriebszustand „ein“, 0 sonst)	neg	negativ
c	spezifische Kosten	k	Kraftwerk
η	Wirkungsgrad	Gr	Grenzwert
em	spezifische Emissionen	Br	Brennstoff
		max	Maximalwert
		$CO2$	Kohlendioxid
		var	variabel

Auf Basis des kurzfristig zur Verfügung stehenden Leistungspotenzials und den jeweiligen Grenzkosten kann stundenweise eine Merit-Order für die kurzfristige Leistungserhöhung (Ausgleich positiver Prognosefehler) und für die kurzfristige Leistungssenkung (Ausgleich negativer Prognosefehler) berechnet werden. Zur Erstellung der Angebotskurve für positive Leistung werden alle Gebote (Leistungserhöhungspotenzial von jedem Kraftwerk) den Grenzkosten nach aufsteigend sortiert. Die Angebotskurve für negative Leistung wird durch eine den Grenzkosten nach absteigende Sortierung aller Gebote erstellt.

Die Vorgehensweise wird anhand eines Simulationstages exemplarisch erläutert. **Abbildung 5-31** zeigt den berechneten optimalen Kraftwerkseinsatz an einem Tag mit geringer Residuallast im Jahr 2020.

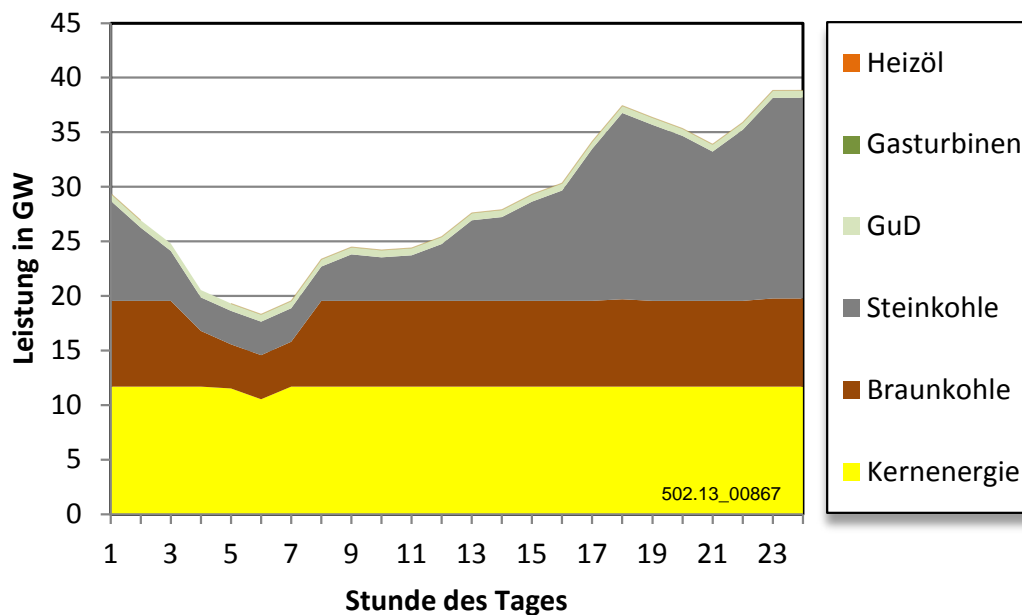


Abbildung 5-31: *Kraftwerkseinsatz am 06.01.2020*

Obwohl die Auswertung kraftwerksscharf erfolgt, sind für eine vereinfachte Darstellung diejenigen Kraftwerke, die mit dem gleichen Brennstoff betrieben werden, in Abbildung 5-31 zusammengefasst. Das Lastminimum wird in der Stunde 6 (5.00 – 6.00 Uhr) erreicht. Es ist gut zu erkennen, dass zu diesem Zeitpunkt die Residuallast in etwa der zur Verfügung stehenden Leistung der Kernkraft- und Braunkohlekraftwerke entspricht. Diese reduzieren dennoch ihre Leistung, da in den folgenden Stunden die Leistung der Steinkohlekraftwerke benötigt wird. Es ist somit günstiger, die Steinkohlekraftwerke im Lastminimum zu betreiben als sie aus- und wieder anzuschalten.

Für jede Stunde des betrachteten Simulationstages wird eine Angebotskurve für kurzfristige positive und negative Leistung aus den Ergebnissen der Kraftwerkseinsatzplanung hergeleitet. Für den in Abbildung 5-31 gezeigten Simulationstag ergeben sich jeweils 24 Angebotskurven für positive und negative Leistung (siehe Anhang Abbildung 11-26). Beispielhaft sind die Angebotskurven für die 6. und 15. Stunde in **Abbildung 5-32** dargestellt.

Grundsätzlich gilt, je höher der Wert auf der positiven Angebotskurve (rot) ist, desto höher sind die Kosten für den Ausgleich eines erkannten positiven Prognosefehlers, da diese Leistung im Markt zugekauft werden muss. Entsprechend gilt, je niedriger der Wert auf der negativen Angebotskurve (blau) ist, desto höher sind die Kosten für den Ausgleich eines erkannten negativen Prognosefehlers, da diese Leistung im Markt verkauft werden muss. Neben einer Kostenanalyse können zudem Aussagen über die maximal kurzfristig verfügbare Leistung getroffen werden.

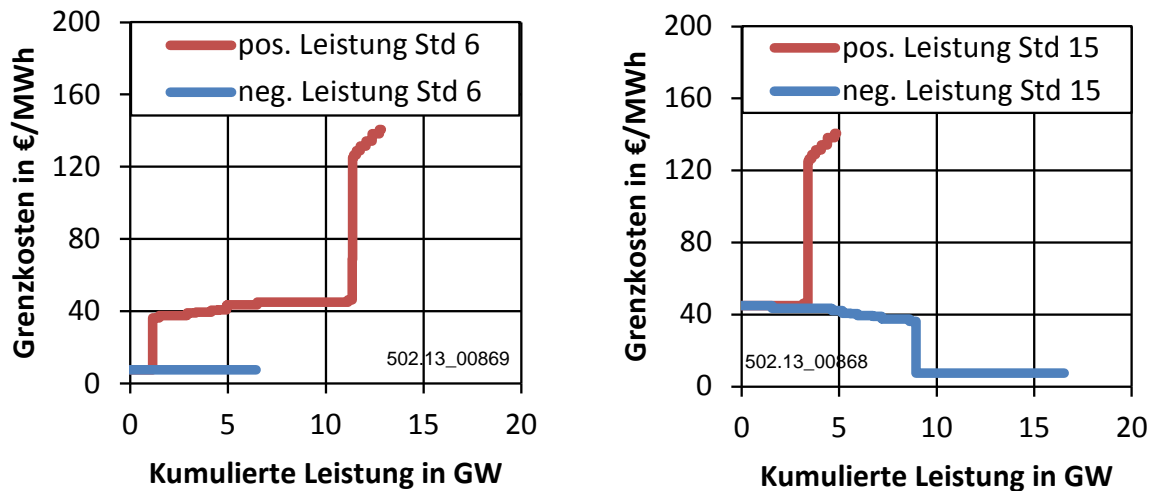


Abbildung 5-32: Angebotskurven für untertägig verfügbare positive (rot) und negative (blau) Leistung in der Stunde 6 (links) und in der Stunde 15 (rechts)

Mit Hilfe dieses Ansatzes können kritische Situationen identifiziert werden. Unter kritischen Situationen ist zu verstehen, dass die kurzfristig zur Verfügung stehende Leistung nicht ausreicht, die erkannten Prognosefehler auszugleichen.

5.3.3 Eingangsdaten

Kraftwerkspark

Im ersten Schritt muss ein Kraftwerkspark für das Jahr 2020 definiert werden. Hierfür wird auf bekannte Szenarien zurückgegriffen (vgl. **Tabelle 5-1**).

Tabelle 5-1: Studienvergleich zum Kraftwerkspark im Jahr 2020

Szenario /Quelle/	FfE 2050 Szenario 2 /FFE-25 09/	FfE 2050 Szenario 3 /FFE-25 09/	IfE Szenario 2 /IFE-05 09/	IfE Szenario 3 /IFE-05 09/	Leitstudie 2008 /DLR-01 08/	Leitstudie 2009 /DLR-01 09/	KW21-E3 /FFE-04 08/	eigenes Szenario
Rahmenbedingungen								
Kernenergie Laufzeiten in Jahren	40	60	40	60	32	32	32	40
Verbraucherlast in TWh	554	554	530	530	498	471	532	535
Erneuerbare in TWh	164	164	180	180	132	145	119	118
KWK in TWh	138	138			139	124	77	102
Residuallast in TWh	251	251	350	350	228	202	336	315
Kraftwerkspark								
Gasturbine in GW	0,4	0,4	13,5	10,5	25,6	17,2	21,9	2,3
GuD in GW	13,7	13,1	11,5	7,0			15,6	12,1
Steinkohle in GW	34,1	32,8	21,5	14,5	16,8	16,6	26,7	30,5
Braunkohle in GW	13,9	13,9	12,5	22,0	15,1	14,9	15,5	14,7
Kernenergie in GW	13,2	21,3	13,0	20,5	4,5	4,5	1,3	14,2
Summe	75,3	81,4	72,0	74,5	62,0	53,2	81,0	73,9

502.13-574

Der Studienvergleich in Tabelle 5-1 zeigt, dass erhebliche Unterschiede in den modellierten Kraftwerksstrukturen in Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen bestehen. Die installierte Leistung der Gasturbinen weist eine Spannweite von 0,4 GW bis 21,9 GW auf. Ölkraftwerke werden entweder nicht gesondert ausgewiesen oder haben maximal eine Leistung von 0,2 GW.

Aufgrund der hohen strukturellen Unterschiede der Szenarienberechnungen zum Kosten minimalen Kraftwerkspark wird ein hiervon abweichender Ansatz gewählt. Die Definition des Kraftwerksparks für das Szenariojahr 2020 im Rahmen der vorliegenden Arbeit fand im Jahr 2009 statt. Ein Zeitraum von 11 Jahren ist im Bereich des konventionellen Kraftwerksbaus aufgrund der mehrjährigen Planungs- und Bauzeiten und der Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten eine überschaubare Zeitspanne. Eine Herausforderung der Szenarioerstellung ist die Rolle der Kernkraft für das Jahr 2020 abzuschätzen. Zum Zeitpunkt der Szenariodefinition im Jahr 2009 deutete sich bereits eine Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke an, die Ende 2010 beschlossen wurde. Als Reaktion auf die Ereignisse von Fukushima wurde das 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes am 30. Juni 2011 durch den Deutschen Bundestag verabschiedet. Hierin wird ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie bis Ende 2022 beschlossen.

Die Grundlage für den Kraftwerkspark des Jahres 2009 ist die Veröffentlichung „Kraftwerke in Deutschland“ (Stand 10.07.09) des Umweltbundesamts (UBA) /UBA-02 09/, welche die Kraftwerksblöcke mit einer Bruttoleistung von über 100 MW erfasst. Diese Datenbank weist die Leistung, den Energieträger, das Inbetriebnahmejahr und den Kraftwerkstyp aus.

Für die Lebensdauer verschiedener fossil befeuerter Kraftwerkstypen werden von der Deutschen Energieagentur Dena Erfahrungswerte ermittelt, die höher liegen als die üblicherweise angegebenen technischen Lebensdauern /DENA-01 08/ (vgl. Anhang, Tabelle 11-6).

Ausgehend von den Lebensdauern nach /DENA-01 08/ und dem Kraftwerksbestand nach /UBA-02 09/ wird die Kraftwerkssterbelinie bestimmt. Im Jahr 2020 verbleiben 29,2 GW an konventioneller ungekoppelter Kraftwerksleistung (ohne Kernkraftwerke). Für die Kernkraftwerke wird eine Laufzeitverlängerung um acht Jahre unterstellt, so dass im Jahr 2020 noch 14,2 GW verbleiben. Nach der im Oktober 2010 beschlossenen Änderungen des Atomgesetzes (Laufzeitverlängerung) ergibt sich für das Jahr 2020 eine installierte Kernkraftwerksleistung von 13,3 GW /DENA-07 10/. Der Entwurf des 13. Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes vom Juni 2011 hat ein zeitlich gestaffeltes Abschalten der Kernkraftwerke bis zum 31.12.2022 zum Ziel. Nach diesem Zeitplan verbleibt im Jahr 2020 noch eine Leistung von 8,1 GW aus Kernkraftwerken am Netz. Diese Änderungen konnten im Rahmen der Arbeit nicht mehr berücksichtigt werden.

Der Kraftwerkszubau für den Zeitraum 2009 bis 2020 wird im ersten Schritt mit den Kraftwerksprojekten abgebildet, die laut Dena bereits im Bau sind oder deren Fertigstellung und Inbetriebnahme als so gut wie sicher gelten. Hieraus ergibt sich ein Zubau von 10,7 GW an ungekoppelter Leistung.

Der Weltenergieerat (World Energy Council) veröffentlicht eine Liste über „Im Bau, im Genehmigungsverfahren und in Planung befindliche Kraftwerke (>100 MW)“ /WECDNK-01 09/. Für den Kraftwerkspark im Jahr 2020 werden Kraftwerke mit Inbetriebnahme vor 2014 berücksichtigt, wobei Doppelzählungen mit den Kraftwerksneubauten nach Dena, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Kraftwerke mit erneuerbaren Energien ausgeschlossen werden. Nach dieser Vorgehensweise ergibt sich ein Kraftwerkspark mit einer installierten, ungekoppelten elektrischen Leistung von 74,2 GW. Die installierte Leistung liegt im Bereich der untersuchten Szenarien der FfE

und der TU München. Die Leitszenarien des DLR kommen auf deutlich geringere installierte Leistungen (53,2 GW und 62,0 GW). Ein wesentlicher Grund hierfür wird die bedeutend geringere Residuallast in diesen Szenarien sein. Das sich nach dieser Vorgehensweise ergebende Szenario für den konventionellen, ungekoppelten Kraftwerkspark im Jahr 2020 ist in **Tabelle 5-2** zusammengefasst.

Tabelle 5-2: *Konventioneller Kraftwerkspark im Jahr 2020*

Kraftwerkstyp	installierte Leistung in GW
Gasturbinen	2,3
Ölkraftwerke	0,2
GuD-Kraftwerke	12,1
Steinkohlekraftwerke	30,5
Braunkohlekraftwerke	14,7
Kernkraftwerke	14,2

502.13-766

Verfügbarkeit

Bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes kann nicht immer auf den gesamten Kraftwerkspark zurückgegriffen werden, da Kraftwerke entweder geplant (Revisionen) oder ungeplant (Ausfälle) nicht zur Verfügung stehen. Zur Hinterlegung möglichst praxisnaher Werte der Nicht-Verfügbarkeiten wird auf Daten von Vattenfall /VAT-01 10/ und E.ON /EON-01 10/ zurückgegriffen. Diese beiden Energieversorgungsunternehmen veröffentlichen für jeden Tag die elektrische Arbeit ihrer Kraftwerke. Anhand dieser Daten kann festgestellt werden, welche Kraftwerke wie häufig in Betrieb sind. Die Daten der nicht eingesetzten Blöcke für Braunkohle- und Kernkraftwerke werden ausgewertet. Es ist ein saisonales Profil des Kraftwerkeinsatzes zu erkennen. Da die mittlere Verbraucherlast im Sommer geringer als im Winter ist, werden die Revisionen vor allem im Sommer durchgeführt. Für das Szenariojahr 2020 besteht dieser saisonale Zusammenhang nicht mehr in dieser Eindeutigkeit, da im Winter sowohl eine besonders hohe Einspeisung aus Kraft-Wärme-Kopplung als auch aus den Windkraftanlagen zu erwarten ist und somit die durch konventionelle Kraftwerke zu deckende Last entsprechend geringer ausfällt. Daher wird für die Szenarioberechnung der Jahresmittelwert der Nichtverfügbarkeit angesetzt. Für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke werden die vom VGB veröffentlichten Verfügbarkeiten von Wärmekraftwerken verwendet /VGB-01 05/.

Technische Parameter

In der Studie „Energiezukunft 2050“ werden Wirkungsgradkennlinien in Abhängigkeit der Technologie und des Inbetriebnahmejahres aufgestellt /FFE-25 09/. Dieser Funktionen werden für die Festlegung der Wirkungsgrade angewendet. Vereinfachend wird der Teillastwirkungsgrad η_{min} bei P_{min} gleich dem Nennwirkungsgrad η_{max} gesetzt.

Die Mindestleistung P_{min} und die Leistungsänderungsgradienten werden auf Basis der Datenerhebung im Projekt KW21-E3 bei E.ON, Siemens und MTU für jeden Kraftwerkstyp in Prozent der installierten Nettoleistung festgelegt /FFE04 08/. Die Mindestleistung variiert von 30 % für Steinkohlekraftwerke bis 50 % für Gasturbinen. Am dynamischsten ist die Laständerung der Gasturbinen mit 15 % der installierten

Leistung pro Minute. Am langsamsten lassen sich die Braunkohlekraftwerke mit 2 % der installierten Leistung pro Minute in positive Richtung regeln.

Die Mindeststillstands- und Mindestlaufzeiten werden für jeden Kraftwerkstyp entsprechend der Datenerhebung im Projekt KW21-E3 festgelegt (vgl. Anhang,). Die Mindeststillstands- und Mindestlaufzeiten bewegen sich im Bereich von 0,25 h für Gasturbinen bis 24 h für Kernkraftwerke.

Die verwendeten Werte sind im Anhang in Tabelle 11-7 zusammengefasst.

Wirtschaftliche Parameter

Für die Brennstoffkosten werden die Kosten für das Jahr 2020 aus dem Projekt „Energiezukunft 2050“ /FFE-25 09/ angesetzt (vgl. Anhang, Tabelle 11-8). Der CO₂-Zertifikatspreis liegt in diesem Szenario bei 30,7 €/t.

Die variablen Kosten sind für jeden Kraftwerkstyp definiert. Die zugrunde liegende Datenbasis entspricht dem Projekt „Energiezukunft 2050“ /FFE-25 09/. Die variablen Kosten liegen zwischen 0,5 €/MWh_{el} für Gasturbinen und 2,5 €/MWh_{el} für Steinkohlekraftwerke.

Die Anfahrkosten für die Kraftwerke basieren auf einer Datenerhebung im Rahmen des VGB-Forschungsprojekts „Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks“ /VGB-02 10/. Bei einem Warmstart eines Braunkohleblocks mit 400 MW bis 500 MW liegen die Anfahrkosten beispielsweise bei etwa 40.000 €.

5.3.4 Simulationszeiträume

Für die Untersuchung der kurzfristigen Leistungsbereitstellung zum Ausgleich von Prognosefehlern sind einerseits die Residuallast und andererseits die Prognosefehler von entscheidender Bedeutung. Das Niveau und die Charakteristik der Residuallast bestimmen bei einem vorgegebenen Kraftwerkspark den Kraftwerkseinsatz. Die Prognosefehler definieren die Nachfrage nach positiver und negativer kurzfristiger Leistung.

Für die Auswahl der Simulationstage wird die mittlere Residuallast eines jeden Tages berechnet. Diese beträgt in dem zugrunde gelegten Szenario im Jahr 2020 37,7 GW. Die Tage werden in drei Kategorien eingeteilt: niedriges, mittleres und hohes Residuallastgangsniveau. Die Grenze für Tage mit niedrigem Residuallastgangsniveau wird auf <90 % der mittleren Residuallast und für Tage mit hohem Residuallastgangsniveau auf >110 % der mittleren Residuallast gesetzt. Die Tage zwischen diesen beiden Grenzen werden der Kategorie mittleres Residuallastgangsniveau zugerechnet. Nach dieser Vorgehensweise ergeben sich 101 Tage mit niedriger, 136 Tage mit mittlerer und 128 Tage mit hoher Residuallast.

Für die Kategorisierung der Prognosefehlercharakteristik wird der mittels Kurzfristprognose erkannte Prognosefehler (vgl. Kapitel 5.1.7) ausgewertet. Hierfür werden die zehn Zeitreihen der mit ProFeT modellierten Day-Ahead-Prognose als Basis genommen. Für jede Zeitreihe wird eine dazugehörige 4-Stunden-Prognose modelliert, so dass in Summe 3650 Tage betrachtet werden. Für die Auswahl der Simulationstage wird zwischen negativen und positiven Prognosefehlern x_{FCE} unterschieden. Für die Kategorisierung der Tage können zwei Grenzwerte variiert werden: zum einen die Leistungsgrenze, ab der ein Prognosefehler als hoch klassifiziert wird und zum anderen

die Häufigkeit, mit der diese Fehlerklasse pro Tag auftritt. Diese beiden Grenzwerte werden so gewählt, dass die Häufigkeiten der Kategorien möglichst geringe Unterschiede aufweisen. Es ergeben sich folgende Grenzen:

- „Tag mit niedrigen Fehlern“: für alle 24 Stunden gilt $X_{FCE} < 1$ GW
- „Tag mit mittleren Fehlern“: in weniger als 4 Stunden gilt $X_{FCE} > 1$ GW
- „Tag mit hohen Fehlern“: in mindestens 4 Stunden gilt $X_{FCE} > 1$ GW

Es ergeben sich somit neun verschiedenen Kategorien zur Beschreibung der Prognosefehlercharakteristik. Die Häufigkeiten der jeweils positiven oder negativen Kategorien liegen mit einer Spannweite von 29 % bis 35 % (positive Fehler) und 31 % bis 35 % (negative Fehler) bei etwa einem Drittel (vgl. Häufigkeitsverteilung der 3650 untersuchten Tage im Anhang, Tabelle 11-9). Die Kombinationen aus positiven und negativen Fehlerkategorien sind deutlich ungleichmäßiger verteilt. Ein Tag, der besonders häufig hohe negative (positive) Prognosefehler aufweist, weist wesentlich häufiger geringe positive (negative) Fehler und entsprechend selten hohe positive (negative) Prognosefehler auf.

Bei der Auswahl der Simulationstage wird darauf geachtet, dass jede Kombination aus Residuallastgangsniveau mit den definierten Fehlerkategorien vertreten ist. Aufgrund der zehn Zeitreihen mit Prognosefehlern kann ein ausgewählter Residuallasttag teilweise mehreren Prognosefehlerkategorien zugewiesen werden. Des Weiteren wird darauf geachtet, dass jede Kombination sowohl an einem Winter- als auch an einem Sommertag auftritt. Eine Zusammenfassung der ausgewählten Referenztage sowie der Zuordnung zu den definierten Kategorien findet sich im Anhang in Tabelle 11-10.

5.3.5 Alternativen für die kurzfristige Leistungsbereitstellung

Die kurzfristige Bereitstellung von Leistung für den Ausgleich von Prognosefehlern kann nicht nur durch konventionelle Kraftwerke erfolgen. Weitere Optionen können sein:

- Drosselung der Windstromerzeugung
- Flexibilisierte Fahrweise der KWK-Anlagen
- Variation der grenzüberschreitenden Lastflüsse
- Be- und Entladen großtechnischer Speicher
- Lastverschiebung
- Gesteuertes Laden von Elektrostraßenfahrzeugen

Eine quantitative Potenzialbestimmung der ersten vier Optionen zur untertägigen Leistungsbereitstellung findet im Rahmen dieser Arbeit nicht statt. Wichtige Aspekte einer Potenzialbestimmung sollen dennoch im Folgenden kurz skizziert werden. Auf das Potenzial der Lastverschiebung in Haushalten und des gesteuerten Ladens von Elektrostraßenfahrzeugen wird anschließend genauer eingegangen.

Durch die Drosselung der Windstromerzeugung kann negative Leistung bereitgestellt werden. Organisatorisch und technisch wird dies bereits im Rahmen des Einspeisemanagements praktiziert (vgl. Kapitel 3.1). Die technische Umsetzung erfolgt entweder durch eine Blattwinkelregelung (Pitch-Regelung) oder durch eine Leistungsregelung durch Strömungsabriss (Stall-Regelung). Da die Grenzkosten für die Windstromerzeugung näherungsweise Null sind, ist die Bereitstellung von negativer Leistung nur

bei negativen Arbeitspreisen wirtschaftlich darstellbar. Ein negativer Arbeitspreis bedeutet, dass die Leistungsabsenkung vergütet wird. Die gesicherte Bereitstellung von positiver Leistung kann nur durch eine im Vorfeld geplante Drosselung erfolgen, die entsprechend im Fahrplan gemeldet wird. Falls untertäglich positive Leistung benötigt wird, kann die Abregelung wieder aufgehoben werden. Allerdings wird so in Zeiten ohne erkannte positive Prognosefehler ein Teil der Windstromerzeugung dauerhaft nicht genutzt.

Die angestrebte Verdopplung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen (vgl. Kapitel 5.1.2) lässt diese Anlagen für die Reservebereitstellung vielversprechend erscheinen. Die Freiheiten bei der KWK-Erzeugung sind aufgrund der zu deckenden thermischen Nachfrage jedoch begrenzt. Eine flexible Fahrweise ist lediglich durch die Variation der Stromkennzahl, den Einsatz von zusätzlichen thermischen Erzeugern und von thermischen Speichern möglich. In /UNIKA-01 05/ wird das verschiebbare Leistungspotenzial aus KWK mit bis zu 14 GW und in /FFE-11 11/ mit 2 GW bis 8 GW abgeschätzt. Beide Untersuchungen setzen einen entsprechend notwendigen Ausbau der Wärmespeicherkapazitäten voraus. Beispielsweise unterstellt /UNIKA-01 05/, dass jede KWK-Anlage mit einer Wärmespeicherkapazität ausgestattet wird, die der Hälfte der benötigten Wärmemenge am kältesten Tag entspricht. In /FFE-11 11/ wird der notwendige Speicherausbau mit 285 GWh_{th} beziffert, dies entspricht einem Speichervolumen von 6,1 Mio. m³. Nach /FFE-11 11/ müssten somit 750 Speicher der Größe des Wärmespeichers der Stadtwerke Münster, der einer der größten Wärmespeicher Deutschlands ist, gebaut werden. Es sind keine Planungen oder Ausbauaktivitäten bekannt, die auf einen solch starken Ausbau hinweisen.

Der grenzüberschreitende Stromaustausch könnte ebenfalls für die kurzfristige Bereitstellung von Leistung genutzt werden. Der potenzielle Austausch mit dem Ausland erhöht jedoch nicht nur das Angebot sondern auch die Nachfrage. Hierdurch kann das für Deutschland ausgewiesene untertäglich verfügbare Leistungspotenzial reduziert werden. Für eine Potenzialabschätzung muss neben der Modellierung des Angebots und der Nachfrage in den Nachbarländern, die Kapazität der jeweiligen Koppelstellen untersucht werden.

Nach dem in Kapitel 5.1.5 definierten Ausbauszenario für das Jahr 2020 steht in Deutschland eine Entlade- und Ladeleistung von 7,4 GW bzw. 7,2 GW aus Pumpspeicherkraftwerken zur Verfügung. Die begrenzte Speicherkapazität sowie die langfristig und Day-Ahead abgeschlossenen Stromlieferverträge schränken die untertägige Flexibilität ein. Die kurzfristige Leistungsbereitstellung durch einen Speicher muss aufgrund der begrenzten Speicherkapazität zeitnah mit einem entsprechenden Gegengeschäft ausgeglichen werden. Hieraus folgt, dass sich nur bei ausgewählten Preisverläufen der Einsatz von Speichern für den Ausgleich von erkannten Prognosefehlern wirtschaftlich darstellen lässt. Aufgrund der strengeren, technischen Anforderungen an die Bereitstellung von Regelleistung und der damit begrenzten potenziellen Anbieter sind im Mittel höhere Preise für das Produkt Regelleistung als für die Leistungsbereitstellung im Intraday-Handel zu erwarten. Es wird angenommen, dass die Betriebsweise von Pumpspeichern vorrangig durch das fahrplanmäßige Nutzen von Preisdifferenzen im Day-Ahead Markt und durch die Bereitstellung von Regelleistung bestimmt wird.

Lastverschiebung

Eine Möglichkeit zur kurzfristigen Leistungsbereitstellung kann durch den zeitlich variablen Betrieb von elektrischen Verbrauchern (im Folgenden Demand Side Management, kurz DSM) erschlossen werden. Nach /DENA-07 10/ beträgt das DSM Potenzial für positive Leistung 6,7 GW in Haushalten, 2,4 GW im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und 2,1 GW in der Industrie. Übereinstimmend dazu wird auch in der Studie /FGH-01 07/ dem Sektor Haushalte mit 7 GW das größte Potenzial zugesprochen. Die folgenden Ausführungen zur Potenzialabschätzung im Jahr 2020 basieren auf /FFE-13 10/, /FFE-02 10/ und /FFE-07 11/.

Bislang werden mit Ausnahme von Demonstrationsprojekten keine DSM-Maßnahmen in Haushalten durchgeführt. Die Einbindung von Haushaltsgeräten in ein DSM-System wird durch den technischen Fortschritt, standardisierte Datenübertragungsverfahren und die Verbreitung von Mikroprozessoren begünstigt und könnte daher zukünftig zunehmen. Über einen mehrstufigen Prozess quantitativer Abschätzungen wird die Leistung des in /DENA-07 10/ und /FGH-01 08/ ausgewiesenen Potenzials ermittelt, die für den Ausgleich erkannter Prognosefehler im Jahr 2020 zur Verfügung stehen könnte. Diese Vorgehensweise entspricht der Lösung eines typischen Fermi-Problems /CAR-01 97/. Diesem Ansatz liegt die Annahme zugrunde, dass sich durch den mehrstufigen Prozess Abschätzungsfehler aufheben und ein Ergebnis in der richtigen Größenordnung erzielt wird. Der Berechnungsweg erfolgt vom theoretischen Potenzial (alle Geräte eines Typs nehmen ausnahmslos am Reservemarkt teil) hin zu einer Abschätzung der für Reserveleistung tatsächlich verfügbaren Geräte (vgl. **Abbildung 5-33**).

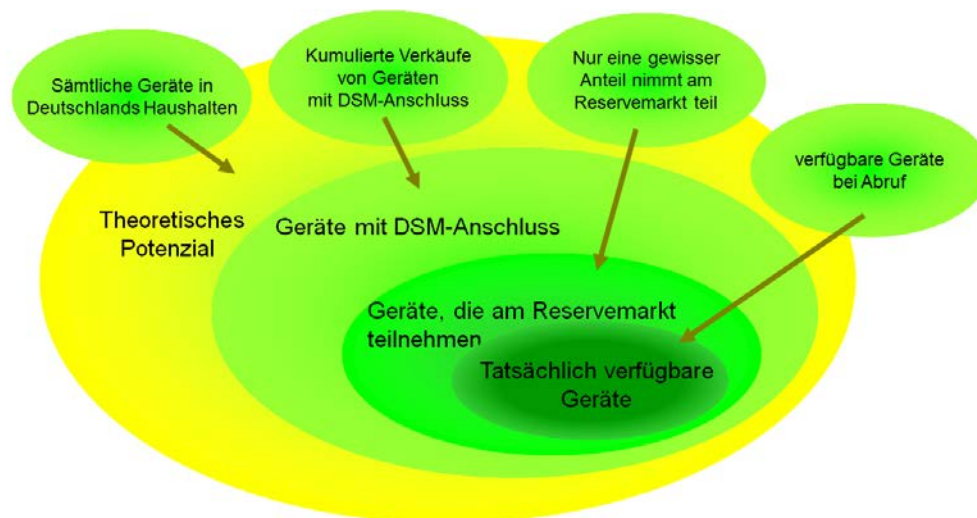


Abbildung 5-33: Ermittlung des praktischen Potenzials nach /FFE-02 10/

Das theoretische Potenzial wird über die Anzahl der Geräte (Produkt aus Anzahl der Haushalte n_{HH} und Ausstattungsgrad q_{HH}) und der mittleren Leistungsänderung P_n im Falle eines Abrufs ermittelt. Bis zum Szenariojahr 2020 (Y_{Szen}) werden jedoch lediglich die Geräte ausgetauscht worden sein, die sich am Ende ihrer technisch wirtschaftlichen Lebensdauer l befanden. DSM fähige Geräte werden erst ab einem bestimmten Jahr Y_{DSM} im Handel verfügbar sein und nur einen Anteil Yq_{DSM} der verkauften Geräte ausmachen. Dieser Anteil wird maßgeblich von der Nutzerakzeptanz und den Kosten bestimmt. Von den DSM fähigen Geräten wird wiederum nur ein Anteil q_{Res} untertägig Leistung anbieten. Falls negative Leistung bereitgestellt werden soll, kann nur der

Anteil q_{aus} der Geräte berücksichtigt werden, die noch nicht mit Nennleistung betrieben werden. Entsprechend wird für die Bereitstellung von positiver Leistung lediglich der Anteil q_{an} der Geräte berücksichtigt, deren Leistung reduziert werden kann. Von diesen schaltbaren Geräten kann wiederum nur der Anteil q_{pot} verwendet werden, bei dem eine Leistungserhöhung zu keinen Komplikationen führt. Somit berechnet sich das praktische Potenzial P_{Res} nach folgender Gleichung:

$$P_{Res} = n_{HH} \cdot q_{HH} \cdot \frac{(Y_{Szen} - Y_{DSM})}{l} \cdot q_{DSM} \cdot q_{Res} \cdot q_{aus/an} \cdot q_{pot} \cdot P_n \quad (5.32)$$

P	Leistung	Res	Reserve
n	Anzahl	HH	Haushalte
q	Anteil	$Szen$	Szenario
Y	Jahr	DSM	Demand Side Management
l	Lebensdauer	aus	ausgeschaltet
		an	angeschaltet
		pot	Potenzial
		n	Nennwert

Für eine Lastverschiebung werden Kühl- und Gefriergeräte, Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen, Trockner, Heizungsumwälzpumpen und Wärmepumpen untersucht. Es wird angenommen, dass DSM fähige Geräte ab 2015 im Handel verfügbar sind. Ab diesem Zeitpunkt werden lediglich ein Drittel der verkauften Geräte tatsächlich DSM fähig sein. Von den DSM fähigen Geräten wird wiederum nur die Hälfte für die untertägige Bereitstellung von Leistung zur Verfügung stehen.

Für die Potenzialbestimmung der verschiebbaren Last von Kühl- und Gefriergeräten wird folgendes Konzept unterstellt. Im Falle eines negativen Leistungsabrufs werden Kühl- und Gefriergeräte angeschaltet, deren Kompressor nicht läuft. Ab diesem Zeitpunkt darf nur die zusätzliche Laufzeit, d. h. nicht die Laufzeit, die auch ohne Abruf erfolgt wäre, als Leistungsbereitstellung gewertet werden. Im Falle eines positiven Abrufs werden die Kühl- und Gefriergeräte ausgeschaltet. Als Leistungsbereitstellung darf wiederum lediglich die Zeit gewertet werden, in der die Geräte ohne Leistungsabruf gelaufen wären. Sowohl bei Gefrier- als auch Kühlgeräten muss darauf geachtet werden, dass zulässige Grenztemperaturen nicht überschritten werden. Die praktische Umsetzung des Konzepts könnte erfolgen, indem die Grenztemperatur im fahrplanmäßigen Betrieb herabgesetzt und im Falle eines Leistungsabrufs wieder auf ihren üblichen Wert hochgesetzt wird. Die zur Abkühlung auf die niedrigere Grenztemperatur zusätzlich benötigte Energie wird beim Leistungsabruf wieder eingespart und daher in der Energie- und Kostenbilanz nicht berücksichtigt. Die Kosten durch die Leistungsvorhaltung entstehen durch die schlechtere Arbeitszahl des Wärmepumpenprozesses und des höheren Wärmeeintrags in der Betriebszeit mit der herabgesetzten Grenztemperatur. In /FFE-02 10/ konnte gezeigt werden, dass die Kosten mit der Dauer der Bereitschaft zunehmen. Die Bereitstellung positiver Leistung von 1 MW über eine Stunde mit einer vorausgegangenen Temperaturabsenkung über vier Stunden verursacht zusätzliche Kosten beim Verbraucher von 138 €/MWh.

Für die Potenzialbestimmung der verschiebbaren Last von Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen, Trocknern wird unterstellt, dass die mit diesen Geräten zu erbringende Dienstleistung aus Sicht des Verbrauchers spätestens zu einem definierten

Zeitpunkt erfolgt sein muss. Wenn der Zeitabschnitt bis zur Erfüllung größer ist als die Dienstleistung selbst in Anspruch nimmt, bestehen bei der Wahl der Startzeit gewisse Freiheiten. Die Last lässt sich folglich innerhalb eines Zeitraums zeitlich verschieben. In der Praxis könnte dieses Konzept beispielsweise durch einen „5 h-Knopf“ umgesetzt werden. Durch Drücken dieses Knopfes akzeptiert der Nutzer eine Beendigung des Spül-, Wasch- oder Trockengangs innerhalb der nächsten fünf Stunden. Der DSM Anbieter kann wählen, wie er im Fall ohne Leistungsabruf den Lastabruf innerhalb der Toleranzzeit positioniert. Die geplanten Laufzeiten werden als Fahrplan gemeldet. Dies ist notwendig, um ex post eine Fahrplanabweichung als Leistungsbereitstellung abgerechnet zu bekommen. Werden lediglich die Startzeitpunkte verschoben und keine laufenden Prozesse unterbrochen, ist weder durch die Vorhaltung noch durch den Abruf der Leistung ein höherer Energieverbrauch zu bilanzieren. Daher entstehen auf Seiten des Verbrauchers keine zusätzlichen Kosten. Der DSM Anbieter als Bilanzkreisverantwortliche muss jedoch im Falle eines Reserveabrufs für ein Ausgleichsgeschäft sorgen, da sich durch die kurzfristige Leistungsbereitstellung immer zwei Abweichungen gegenüber dem gemeldeten Fahrplan ergeben. Nach einem negativen (positiven) Leistungsabruf muss später am Tag ein weiteres Mal positive (negative) Leistung zur Verfügung gestellt oder beschafft werden.

In /FFE-02 10/ wird ein praktisches Potenzial für positive Leistung von 86 MW und für negative Leistung von 116 MW beim Einsatz von DSM bei Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Trocknern ermittelt. Kühl- und Gefriergeräte weisen zwar ein etwas höheres Potenzial von 110 MW (positiv) bzw. 660 MW (negativ) auf (vgl. Anhang, Tabelle 11-11). Diese Leistung kann jedoch nur wirtschaftlich eingesetzt werden, wenn sehr zeitnah zunächst negative und anschließend positive Leistung bereitgestellt wird.

Für Wärmepumpen wird angenommen, dass alle Wärmepumpen DSM fähig sind ($q_{DSM} = 100\%$), da bereits heute die installierten Wärmepumpen i. d. R. über ein externes Signal gesteuert werden können. Um einen günstigeren Stromtarif nutzen zu können, ist bereits heute ein großer Teil der Wärmepumpen so dimensioniert, dass drei Abschaltungen pro Tag à zwei Stunden möglich sind. Über einen Pufferspeicher oder die Trägheit der Fußbodenheizung wird sichergestellt, dass es zu keinen Komforteinbußen kommt. Für das Abschalten von Wärmepumpen (positive Leistung) ergibt sich ein Potenzial von ca. 1.300 MW im Sommer für je eine Abschaltung pro Tag, und von ca. 3.400 MW im Winter mit mehreren Abschaltungen pro Tag. Für das Zuschalten der Wärmepumpen ergibt sich ein Potenzial von ca. 1.200 MW im Sommer für je eine Zuschaltung pro Tag, und von ca. 3.100 MW im Winter für mehrere Zuschaltungen pro Tag. Auch das Ab- und Zuschalten von Wärmepumpen verursacht eine zweite Fahrplanabweichung, die durch eine entsprechende Leistungsbereitstellung ausgeglichen werden muss. Laut /FFE-02 10/ können die Kosten, die durch die veränderte Speicherbewirtschaftung entstehen, vernachlässigt werden.

Aufgrund der getroffenen Annahmen hinsichtlich Ausstattungsgrad, technisch wirtschaftlicher Lebensdauer und dem DSM-Anteil an den Verkäufen ab dem Jahr 2015 kommen ca. 800.000 Umwälzpumpen für die untertägige Bereitstellung mit einer Leistung von 17 MW im Jahr 2020 in Frage. Durch die hierfür notwendige Absenkung des Volumenstroms muss zur Aufrechterhaltung der Energieübertragung über das Heizungswasser die Vorlauftemperaturen erhöht werden. Diese zusätzlichen

thermischen Verluste führen zu Kosten von ca. 1.300 €/MWh für die Bereitstellung positiver Leistung /FFE-02 10/. Aufgrund der hohen Kosten kann davon ausgegangen werden, dass sich das Konzept der Leistungsbereitstellung durch Umwälzpumpen nicht durchsetzen wird.

Die Abschätzung zeigt, dass der bis zum Jahr 2020 zu erwartende Beitrag untertägiger Leistungsbereitstellung durch Lastverschiebung deutlich geringer als das in /DENA-07 10/ ausgewiesene Potenzial von 6,7 GW sein wird. Die Bereitstellung verursacht Kosten, die teilweise deutlich über den zu beobachtenden Stromgroßhandelspreisen liegen. Lediglich das Zu- und Abschalten von Wärmepumpen ermöglicht verschiebbare Leistungen in der Höhe des Bedarfs für den Ausgleich der Prognosefehler. Für eine Abbildung der Lastverschiebung in der Simulation des Kraftwerkseinsatzes müsste die daraus zeitlich versetzte Fahrplanabweichung berücksichtigt werden. Darüber hinaus muss beachtet werden, dass die Höhe der verfügbaren Leistung mit der Dauer der Bereitstellung abnimmt. Dieser Zusammenhang konnte in /FFE-07 11/ für das technische Potenzial für Lastverschiebung in der Industrie gezeigt werden (vgl. **Abbildung 5-34**).

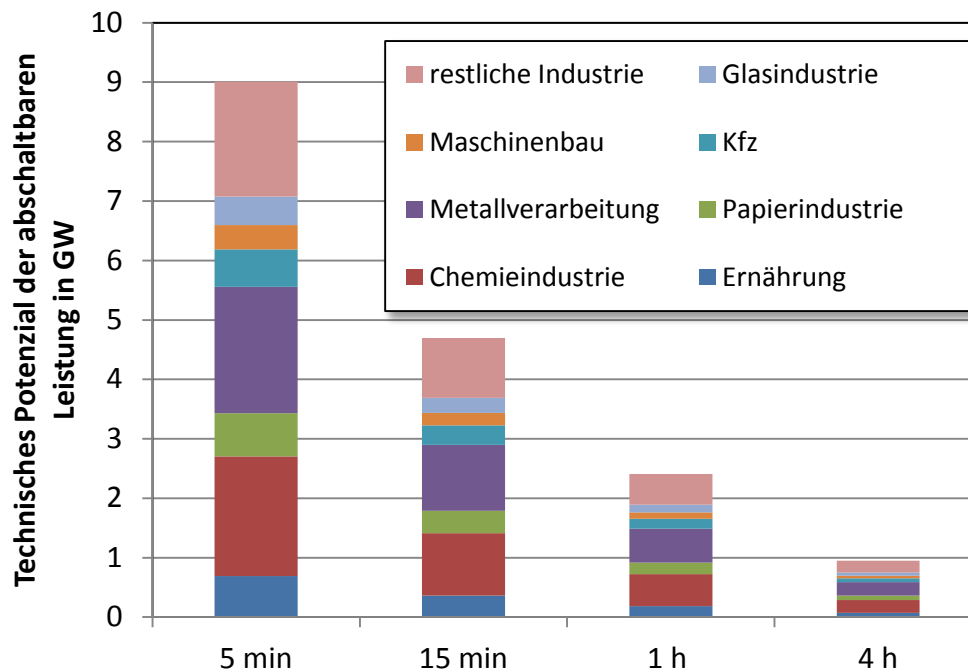


Abbildung 5-34: *Technisches Potenzial der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Abschaltzeit nach /FFE-07 11/*

Die Leistung, die über eine Stunde mittels Lastverschiebung in der Industrie bereitgestellt werden kann, beträgt nach /FFE-07 11/ 2,4 GW und liegt somit über den von /DENA-07 10/ ausgewiesenem Potenzial von 2,1 GW. Wird die Leistung über einen Zeitraum von vier Stunden benötigt, sinkt das technische Potenzial auf 950 MW. Bislang wird in Deutschland der Stromverbrauch in der Industrie lediglich im Rahmen des Spitzenlastmanagements gesteuert.

Gesteuertes Laden von Elektrostraßenfahrzeugen

Im „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ /BRD-01 09/ der Bundesregierung vom August 2009 wurde das Ziel formuliert, dass bis zum Jahr 2020 eine Million Elektrostraßenfahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren sollen. Ein gesteuertes Laden der Batterien dieser Fahrzeuge kann für die untertägige Leistungsbereitstellung eingesetzt werden. Für die Bereitstellung positiver Leistung wird lediglich die Möglichkeit der Ladeunterbrechung und nicht der Entladung betrachtet, um die Auswirkungen auf die Lebensdauer der Batterie nicht berücksichtigen zu müssen. Aus Sicht des Halters des Elektrostraßenfahrzeugs muss die Dienstleistung „Laden der Batterie“ spätestens bis zu einem definierten Zeitpunkt erfolgen. Daher kann die gleiche Methodik zur Potenzialbestimmung wie für Geschirrspülmaschinen, Waschmaschinen und Trockner angewendet werden. Für die Abschätzung des praktischen Potenzials wurde ein Bestand an Elektrostraßenfahrzeugen von 1,3 Mio. im Jahr 2020 nach dem Szenario aus /FFE-33 10/ angenommen. Unter der Annahme, dass hiervon 10 % am Konzept des gesteuerten Ladens teilnehmen und die Ladeleistung 3,5 kW pro Fahrzeug beträgt, ergibt sich ein Potenzial von 50 MW für positive und 90 MW für negative Leistung. Die Leistungsbereitstellung ist auf eine Abrufdauer von zwei Stunden begrenzt und muss aufgrund der resultierenden Fahrplanabweichung durch ein zeitnahes Gegengeschäft ausgeglichen werden.

Zusammenfassung

Die Potenzialabschätzung zeigt, dass sowohl hohe Unsicherheit in Bezug auf die Höhe als auch auf die Kosten der im Jahr 2020 zur Verfügung stehenden untertägigen Leistung aus verschiebbaren Lasten bestehen. Neben diesen notwendigen Eingangsgrößen für eine Berücksichtigung der verschiebbaren Lasten in der Simulation des Kraftwerkseinsatzes, müssen der zeitlich versetzte Nachholbedarf und die Abhängigkeit der Höhe der zur Verfügung stehenden Leistung von der Abrufdauer in der Modellierung berücksichtigt werden. Aufgrund der genannten Unsicherheiten und der erheblichen Erhöhung der methodischen Komplexität wird im Rahmen dieser Arbeit die Lastverschiebung bei der Simulation des Kraftwerkseinsatzes nicht berücksichtigt.

6 Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Windstromvermarktung

In Kapitel 5.2.1 konnte gezeigt werden, dass in Zeiten erhöhter Windstromeinspeisung der Preis im Stromgroßhandel sinkt. Die hieraus resultierenden Effekte auf die Vermarktung von Windstrom werden quantifiziert. Es wird berechnet, in welchem Umfang die Day-Ahead Erlöse aufgrund der erwarteten Prognosefehler im Jahr 2020 gemindert werden. In den Kapiteln 5.2.4 und 5.2.5 konnte ein funktionaler Zusammenhang zwischen der Höhe des auszugleichenden Prognosefehlers und dem dazugehörigen Preis hergeleitet werden. Der Ausgleich der erkannten und verbleibenden Prognosefehler wird für verschiedene energiewirtschaftliche Situationen vergleichend bewertet. Auf Basis der für das Jahr 2010 veröffentlichten Daten zur Bewirtschaftung der EEG-Bilanzkreise und der Preise im Day-Ahead-, Intraday-Markt und für Ausgleichsenergie werden spezifische Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern ausgewiesen.

6.1 Vermarktung für den Folgetag

Es konnte gezeigt werden, dass mit zunehmender Residuallast im Mittel höhere Großhandelspreise im Markt zu beobachten sind. Hieraus folgt, dass die zu erwartenden Preise für die Day-Ahead Vermarktung von Windstrom einerseits von der Verbraucherlast und andererseits von der Höhe der Windstromeinspeisung abhängen. Je höher die vermarktete Windstrommenge für eine bestimmte Stunde des Folgetages ist, desto niedriger ist im Mittel der Stromgroßhandelspreis (Merit-Order-Effekt).

Mit Hilfe des funktionalen Zusammenhangs zwischen Residuallast und Day-Ahead Preis kann diejenige Verkaufsmenge für Windstrom für den Folgetag ermittelt werden, mit der die maximalen Erlöse für jede Verbrauchslastsituation erzielt wird. Für das Jahr 2008 kann diese Funktion näherungsweise als linearer Zusammenhang beschrieben werden. In diesem Fall ist die Höhe der Windstromeinspeisung, mit der die maximalen Day-Ahead Erlöse erzielt werden, direkt proportional zur Höhe der Residuallast (vgl. Formel 5.8 auf S.52). Dieser Zusammenhang wird auf Basis der empirisch ermittelten EEX-Preisfunktion für das Jahr 2008 in **Abbildung 6-1** dargestellt.

Die Verbraucherlast liegt im Jahr 2008 zwischen 34 GW und 77 GW /ENTSOE-01 09/. Bei einer Verbraucherlast von 34 GW erzielt eine Windstromvermarktung von 5,3 GW die maximalen Erlöse. Die mittlere Verbraucherlast beträgt 56 GW und die für diese Last Erlöse maximierende Windstromeinspeisung liegt bei 16,3 GW. Dieser Grenzwert wird im Jahr 2008 bereits in einigen Stunden überschritten (vgl. Anhang, Abbildung 11-27) und zeigt, dass die Berücksichtigung des Merit-Order-Effekts bei der Vermarktungsstrategie wirtschaftliche Vorteile haben kann.

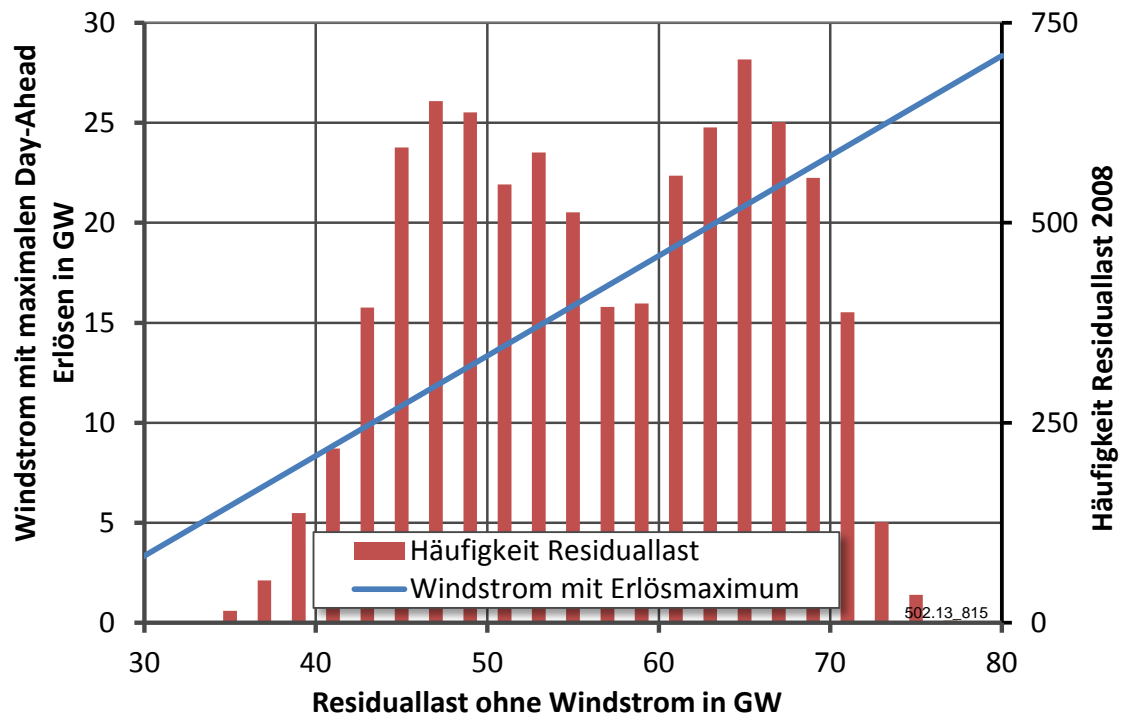


Abbildung 6-1: *Häufigkeitsverteilung der Verbraucherlast und Funktion der maximalen Erlöse der Windstromvermarktung im Jahr 2008*

Zur Verdeutlichung der Abhängigkeit der Day-Ahead Erlöse von der Residuallast werden die Erlöse für eine beliebige Stunde mit unterschiedlicher Residuallast für verschiedene Windstromeinspeisungen berechnet (vgl. **Abbildung 6-2**).

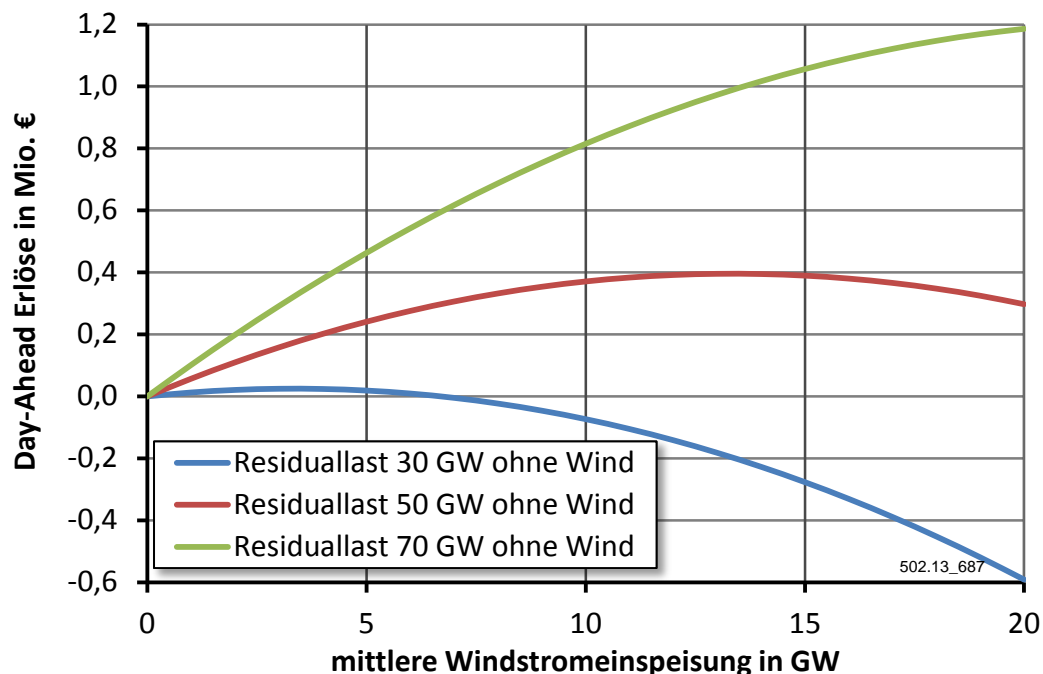


Abbildung 6-2: *Erlöse für die Day-Ahead-Vermarktung von Windstrom bei unterschiedlicher Residuallast*

Die in Abbildung 6-2 dargestellten Erlösen werden mit der empirisch ermittelten EEX-Preisfunktion für das Jahr 2008 berechnet. Die drei Kurven stellen jeweils eine andere

Lastsituation dar. Beispielsweise bedeuten „50 GW ohne Wind“ (rote Kurve), dass die Verbraucherlast in der betrachteten Stunde 50 GW beträgt. Bei einer Windeinspeisung von 10 GW wird der zugehörige EEX-Preis mit einer Residuallast von $50 \text{ GW} - 10 \text{ GW} = 40 \text{ GW}$ berechnet. Die Erlöse ergeben sich aus der Multiplikation der Menge (10 GWh) mit dem berechneten Preis.

Zunächst ist festzustellen, dass je niedriger die Residuallast ist, desto geringer sind die zu erwartenden Erlöse. Des Weiteren sinken bei gegebener Residuallast die Grenzerlöse für jede weitere Erhöhung des Verkaufsgebots. Beispielsweise wird bei einer Residuallast von 70 GW für den Verkauf einer Gigawattstunde Windstrom 102.000 € Erlöst, wohingegen die Vermarktung einer zusätzlichen Gigawattstunde von 19 GWh auf 20 GWh die Erlöse lediglich um 17.000 € erhöht. Der Effekt des abnehmenden Grenznutzens wird besonders bei geringer Residuallast für den Vermarkter bedeutsam. Bei einer Residuallast von 50 GW (rote Kurve) stellt sich ein Maximum der Erlöse bei einer Einspeisung von 13,3 GW ein – eine höhere Einspeisung mindert die Gesamterlöse. Bei einer sehr geringen Residuallast von 30 GW (blaue Kurve) stellt sich das Maximum bereits bei einer Einspeisung von 3,3 GW ein. Wird die empirisch ermittelte Geradengleichung zugrunde gelegt, ergeben sich aufgrund des niedrigen Preisniveaus ab einer Einspeisung von 6,7 GW negative Preise und somit negative Gesamterlöse.

Die Berücksichtigung des Merit-Order-Effekts bei der Vermarktung des Windstroms hätte zur Folge, dass in ausgewählten Situationen weniger Windstrom als vorhergesagt im Day-Ahead Markt verkauft wird. Praktisch könnte dies durch eine Aufsplittung des Angebots in mehrere Teilgebote mit verschiedenen Preisen umgesetzt werden. Falls ein Teilgebot keinen Zuschlag bekommt und die Day-Ahead Prognose durch die Kurzfristprognose bestätigt wird, müsste der überschüssige Windstrom entweder im Intraday-Markt verkauft werden oder ausgewählte Windkraftanlagen aus dem Wind genommen werden. Diese Angebotsstrategie würde die Markt beherrschende Stellung des Windvermarkters zur Maximierung der Erlöse missbrauchen und würde aus wettbewerbsrechtlichen Gründen daher mit hoher Wahrscheinlichkeit untersagt werden.

Den Übertragungsnetzbetreibern, die den Windstrom im Rahmen der EEG-Vermarktung im Großhandel verkaufen, ist nach geltendem Recht dieses taktische Marktverhalten untersagt /AMAV-01 10/. Lediglich in Ausnahmesituationen sind Preislimits erlaubt, welche die Verluste im Falle von negativen Preisen begrenzen sollen (vgl. Kapitel 3.1).

Eine Möglichkeit zur wirtschaftlichen Nutzung der herausgearbeiteten funktionalen Zusammenhänge besteht für den Fall, dass der Vermarkter von Windstrom mehrere sich unterscheidende Prognosen für den Folgetag zur Auswahl hat. In diesem Fall kann der Merit-Order-Effekt zur Maximierung der Erlöse berücksichtigt werden.

Aufgrund der zunehmenden gesetzten Einspeisung wird im Szenariojahr 2020 die Residuallast abnehmen und die Windstromeinspeisung zunehmen. Es werden somit häufiger Marktsituationen auftreten, in denen die Windstromeinspeisung die Menge mit den theoretisch maximalen Erlösen übersteigt. Die nicht an die AusgleichMechAV gebundenen Direktvermarkter könnten versuchen, durch taktische Gebote ihre Erlöse zu maximieren. Eine Zunahme der Direktvermarktung ist insbesondere durch die Einführung der Marktprämie mit dem EEG 2012 zu erwarten. Falls die Möglichkeit der Direktvermarktung die Anzahl derjenigen Akteure erhöht, die Windstromgebote an der

Strombörse platzieren, sinkt jedoch die Wahrscheinlichkeit einer freiwilligen Begrenzung des Angebots durch den einzelnen. Negative Preise werden durch eine Zunahme der Direktvermarktung weniger wahrscheinlich, da der Direktvermarkter nicht Preis unabhängig in den Markt bietet, sondern mit den Grenzkosten, die näherungsweise Null sind.

Ein positiver Prognosefehler (Vermarktung von mehr Windstrom als tatsächlich eingespeist wird) kann aufgrund des Merit-Order-Effektes die Day-Ahead Erlöse mindern und bei besonders niedriger Residuallast sogar dazu führen, dass für die Einspeisung aufgrund von negativen Preisen Zahlungen zu leisten sind.

Die Ergebnisse dienen nur einer grundsätzlichen Bewertung der Wirkung von Prognosefehlern auf die Day-Ahead Vermarktung. Die Steigung des funktionalen Zusammenhangs zwischen Residuallast und Day-Ahead Preisen ist nicht über die gesamte Spannweite der Residuallast konstant, wie beispielsweise die Streudiagramme der Jahre 2007 und 2009 deutlich machen (vgl. Anhang Abbildung 11-12 und Abbildung 11-13).

Auswirkungen der Prognosegüte auf die Day-Ahead Vermarktungserlöse

In Kapitel 5.2.2 konnte ein quadratischer Zusammenhang zwischen der Höhe der Prognosefehler und der Minderung der Erlöse hergeleitet werden (vgl. Gleichung 5.9 auf S.54). Dies zeigt sich in einer Berechnung der Einnahmedifferenzen zwischen einer perfekter Prognose und einer Prognose mit Fehlern, die um den Mittelwert $\mu = 0$ normalverteilt sind. **Abbildung 6-3** zeigt die so berechneten Einnahmedifferenz als Funktion der Standardabweichung der Prognosefehler.

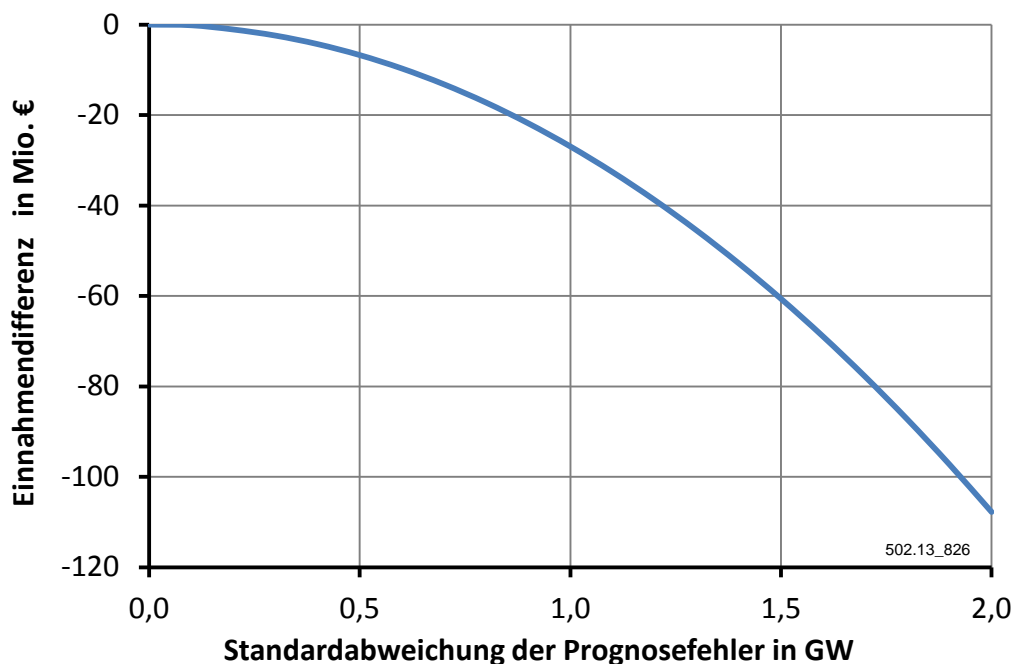


Abbildung 6-3: *Auswirkungen der Standardabweichung der Prognosefehlerverteilung auf die Day-Ahead-Vermarktung*

Je höher die Standardabweichung der Prognosefehler ist, desto geringer sind die Erlöse der Day-Ahead-Vermarktung. Eine hohe Standardabweichung ist mit dem häufigen Auftreten großer Prognosefehler gleichzusetzen. Die verminderten Erlöse sind zu verzeichnen, obwohl die Fehlerenergien von positiven und negativen Prognosefehlern

sich aufheben ($\mu=0$). Für das Jahr 2020 beträgt die Einnahmendifferenz der Day-Ahead Vermarktung aufgrund der Prognosefehler mit einer Standardabweichung von 1,4 GW etwa 1 % der Day-Ahead Erlöse. Für den Fall, dass im Mittel mehr verkauft als tatsächlich eingespeist wird (positiver Prognosefehler) steigen die Erlöse der Day-Ahead-Vermarktung. Diesen Zusammenhang zeigt **Abbildung 6-4**.

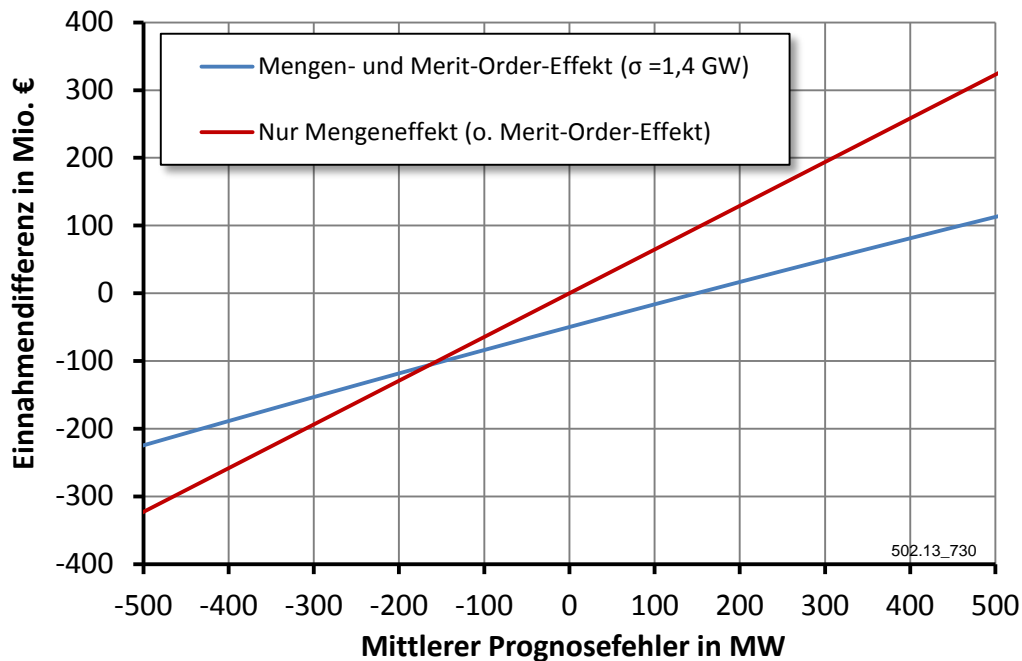


Abbildung 6-4: Auswirkungen des mittleren Fehlers auf die Day-Ahead-Vermarktung

Die zusätzlichen Erlöse bei zunehmendem mittlerem Fehler μ fallen kleiner aus, als dies bei einer Berechnung der Verkaufserlöse ohne Merit-Order-Effekt (rote Linie) der Fall ist. Je größer der Betrag des mittleren Prognosefehlers ist, desto höher ist der Merit-Order-Effekt. Dieser mindert die zusätzlichen Erlöse einer Vermarktung einer überschätzten Einspeisung bzw. die Erlöseinbußen bei einer unterschätzten Einspeisung. Die modellierten Prognosefehler für das Jahr 2020 führen dazu, dass aufgrund einer mittleren Unterschätzung der Windstromeinspeisung von 0,152 GW die Einnahmen der Day-Ahead Vermarktung um ein weiteres Prozent gemindert werden.

6.2 Ausgleich des erkannten Prognosefehlers

Auf Basis der empirischen Analyse in Kapitel 5.2.4 konnte gezeigt werden, dass im Mittel die Intraday-Preise dem Day-Ahead Preis für den gleichen Erfüllungszeitraum entsprechen. Allerdings wirkt sich der Ausgleich eines erkannten Prognosefehlers im Intraday-Handel nur dann auf das Vermarktungsergebnis aus, wenn in diesem Markt ein vom Day-Ahead Markt abweichender Preis erzielt wird. Erlösmindernd ist dieses Handelsgeschäft genau dann, wenn für den Verkauf im Intraday-Handel ein geringerer Preis erzielt wird und für den Kauf ein höherer Preis bezahlt werden muss. Es konnte gezeigt werden, dass die Ausgleichsaktivitäten im Rahmen des EEG-Bilanzkreismanagements einen Preis bestimmenden Einfluss im Intraday-Markt haben. Je größer die Nachfrage nach kurzfristiger Leistung ist (positive Prognosefehler), desto höher ist im Mittel der hierfür zu bezahlende Preis im Vergleich zum Day-Ahead Preis. Je größer das Angebot ist (negative Prognosefehler), desto niedriger ist der erzielte Preis.

Dieser Effekt wirkt sich negativ auf das Vermarktungsergebnis aus. Die Kosten eines erkannten Prognosefehlers, der im Intraday-Handel ausgeglichen wird, wurden in Kapitel 5.2.4 als die Differenz der Einnahmen der Vermarktung im Falle einer perfekten Prognose und den Einnahmen abzüglich der Ausgaben aufgrund des Prognosefehlers definiert.

In einer erweiterten Betrachtung kann berücksichtigt werden, dass aufgrund des Merit-Order-Effekts für die Day-Ahead vermarktete Menge ein anderer Preis erzielt wird, wenn die im Intraday Markt gehandelte Menge bereits am Vortag im Gebot berücksichtigt wird. **Abbildung 6-5** zeigt die ermittelten Kosten in Abhängigkeit des Prognosefehlers, der im Intraday-Handel ausgeglichen wird.

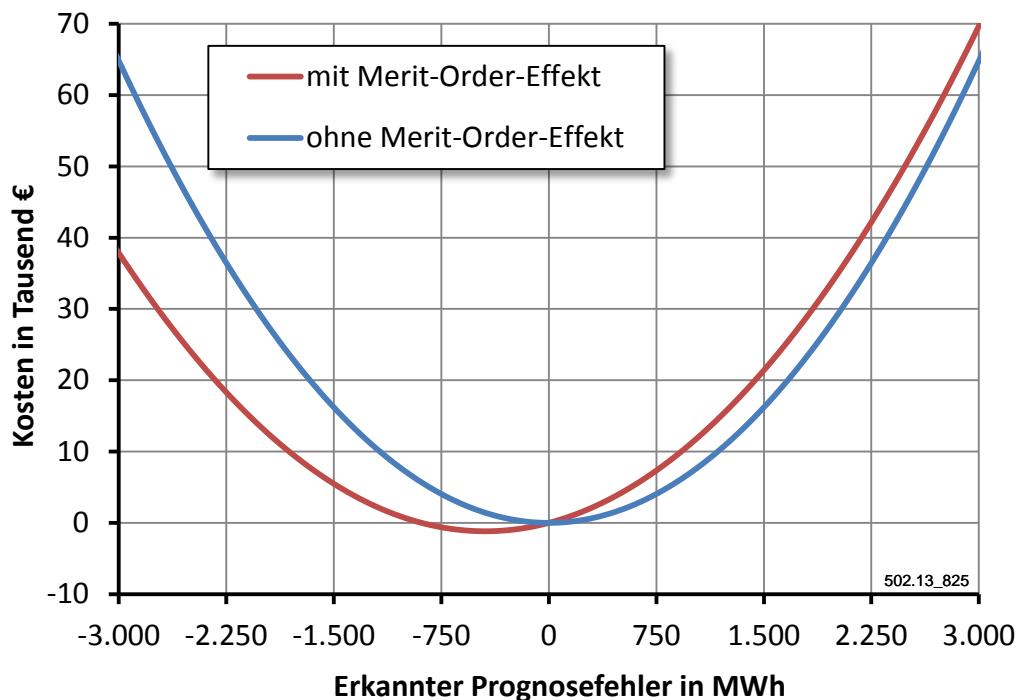


Abbildung 6-5: Erwartungswert der Kosten des Ausgleichs eines Prognosefehlers im Intraday-Markt

Aufgrund des in Kapitel 5.2.4 hergeleiteten linearen Zusammenhangs zwischen Höhe des Prognosefehlers und Intraday-Preis (Gleichung 5.18 auf S. 62) steigen die Kosten mit der Höhe des erkannten Prognosefehlers quadratisch an (vgl. Formel 5.19 auf S. 62). In die Berechnung der Kosten mit Merit-Order-Effekt fließt die am Vortag vermarktete Windstrommenge ein (vgl. Formel 5.21 auf S. 62). Unter der Annahme eines linearen Merit-Order-Effekts sind diese Kosten unabhängig von der Höhe der Residuallast. Die rote Kurve in Abbildung 6-5 zeigt die Kostenfunktion für eine prognostizierten Windstromeinspeisung von 4,3 GW (Mittelwert im Jahr 2010). Der Merit-Order-Effekt erhöht die Kosten von positiven Prognosefehlern, da dieser dazu führt, dass in der Day-Ahead Vermarktung ein geringerer Preis erzielt wird. Entsprechend senken negative Prognosefehler die Kosten. Je höher die Day-Ahead verkaufte Menge ist, desto stärker ist dieser Effekt ausgeprägt. Eine geringfügige Mindervermarktung mit entsprechend nachgelagertem Verkauf im Intraday-Handel könnte somit das Vermarktungsergebnis verbessern. Eine vorsätzliche Mindervermarktung im Day-Ahead Handel wird aufgrund der marktbeherrschenden Stellung des Windvermarkters voraussichtlich untersagt werden. Dieser Effekt kann jedoch bei der Auswahl aus mehreren Prognosen für den Folgetag zur Maximierung der Erlöse berücksichtigt werden.

6.3 Ausgleich des verbleibenden Prognosefehlers

Ein Prognosefehler, der durch die Kurzfristprognose nicht erkannt wird, oder für dessen Ausgleich die Liquidität im Intraday-Handel nicht ausreicht, verbleibt als Abweichung in der Bilanzkreisabrechnung. Diese Ausgleichsenergie wird ex post durch die Übertragungsnetzbetreiber abgerechnet. Der Preis für die Ausgleichsenergie ergibt sich aus dem Einsatz von Regelleistung. Bei einer Überspeisung des optimierten Netzregelverbunds oNRV (Summe der Ausgleichsenergien aller Bilanzkreise ist negativ) wird negative Regelleistung benötigt und es stellt sich im Mittel ein kleiner Ausgleichsenergiepreis ein. Bei einer Unterspeisung des oNRV wird positive Regelleistung benötigt, deren Anbieter i.d.R. einen hohen Arbeitspreis im Vergleich zu den Day-Ahead Preisen verlangen.

In Kapitel 5.2.5 konnte gezeigt werden, dass zwischen den zu beobachtenden Preisen für Ausgleichsenergie und den Day-Ahead Preisen kein eindeutiger Zusammenhang besteht. Des Weiteren gibt es zwei Preisniveaus, je nachdem ob der oNRV über- oder unterspeist wird. Ausgleichsenergiepreise im Bereich des mittleren Day-Ahead Preises (± 25 €/MWh) sind nahezu nicht zu beobachten. Durch den Preissprung und die deutlichen Abweichungen zu den Day-Ahead Preisen ergibt sich für den Vermarkter von Windstrom aus dem Ausgleich des verbleibenden Prognosefehlers ein erhebliches Preisrisiko. Bei einer Überspeisung aufgrund eines negativen Prognosefehlers erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass der oNRV in Summe überspeist ist und daher ein sehr kleiner Preis für die Überspeisung abgerechnet wird. Bei einer Unterspeisung erhöht sich entsprechend die Wahrscheinlichkeit, dass für den Ausgleich ein hoher Preis bezahlt werden muss. Auf Basis der Häufigkeitsverteilung der Über- und Unterspeisungen des oNRV und den zu beobachtenden Ausgleichsenergiepreisen konnte ein Erwartungswert für den Ausgleichsenergiepreis in Abhängigkeit der Höhe der Ausgleichsenergie hergeleitet werden. Für einzelne Stunden ist diese Preisfunktion unabhängig von dem Day-Ahead Preis. Da die Kosten eines Prognosefehlers als Differenz der Einnahmen der

Vermarktung im Falle einer perfekten Prognose und den Einnahmen abzüglich der Ausgaben aufgrund des Prognosefehlers definiert sind, werden diese Kosten vom Day-Ahead Preis in der jeweiligen Stunden maßgeblich mitbestimmt.

In **Abbildung 6-6** wird die hergeleitete Kostenfunktion für den verbleibenden Prognosefehler dargestellt, der als Ausgleichsenergie abgerechnet wird, (vgl. Gleichung 5.22 auf S. 66). Die Kosten ohne Berücksichtigung des Merit-Order-Effekts werden durch die zu erwartenden Preise für Ausgleichsenergie (vgl. Abbildung 5-30) und dem Day-Ahead Preis bestimmt. Daher wird die Kostenfunktion getrennt für drei Day-Ahead Preise ausgewiesen: 46,3 €/MWh (mittlerer Preis im Untersuchungszeitraum), 16,3 €/MWh (= mittlerer Preis - 30 €/MWh) und 76,3 €/MWh (mittlerer Preis + 30 €/MWh).

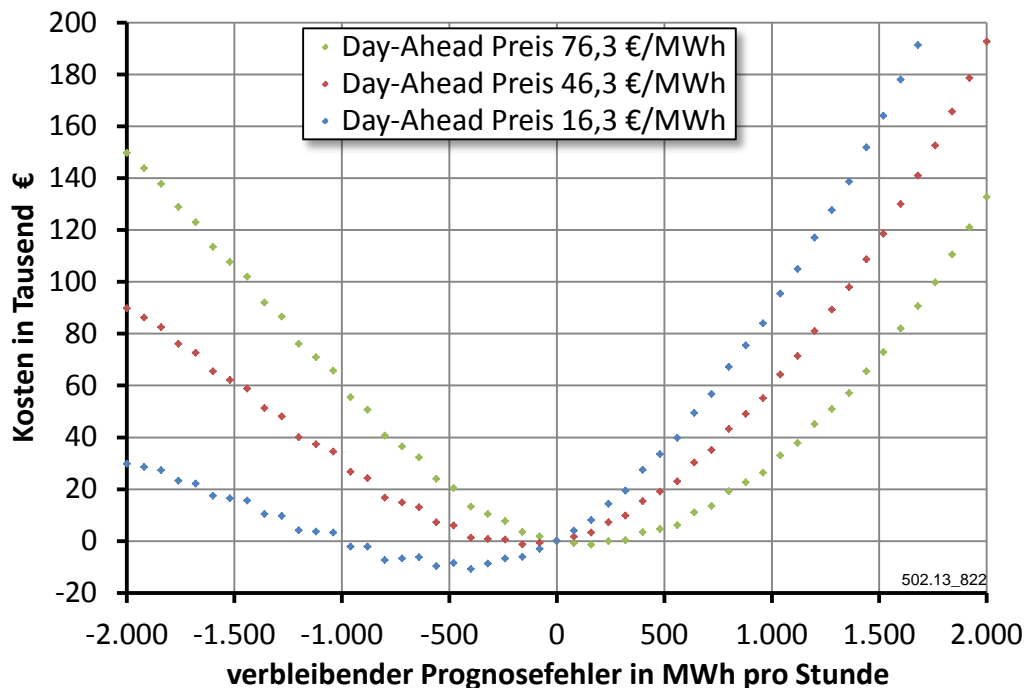


Abbildung 6-6: *Erwartungswert der Kosten eines Prognosefehlers als Beitrag zum Regelzonensaldo*

Aufgrund der steigenden Ausgleichsenergiepreise mit zunehmender Höhe der positiven Ausgleichsenergie (Unterspeisung des Bilanzkreises) steigen die Kosten für den Ausgleich von positiven verbleibenden Prognosefehlern mit der Höhe des Prognosefehlers überproportional. Bei mittleren Day-Ahead Preisen (rote Kostenfunktion in Abbildung 6-6) mindert ein positiver Prognosefehler das Vermarktungsergebnis mehr als ein betragsmäßig gleich großer negativer Prognosefehler. Bei sehr hohen Day-Ahead Preisen (grüne Kostenfunktion in Abbildung 6-6) ist hingegen eine Unterspeisung günstiger als eine Überspeisung, da sich hier die am Tag zuvor erzielten Erlöse auf Basis der hohen Preise positiv bemerkbar machen. Bei sehr niedrigen Day-Ahead Preisen (blaue Kostenfunktion in Abbildung 6-6) führt eine Überspeisung bis zu 1 GWh in einer Stunde sogar zu negativen Kosten, d. h. Gewinnen im Vergleich zu einer Day-Ahead Vermarktung ohne Prognosefehler.

6.4 Vergleich der Optionen des untertägigen Ausgleichs von Prognosefehlern

Im Folgenden werden die Kosten verglichen, die sich auf der Basis der hergeleiteten Funktionen (ohne Merit-Order-Effekt) für den Ausgleich eines erkannten und eines verbleibenden Fehlers ergeben (vgl. **Abbildung 3-39**). Für den Ausgleich des verbleibenden Fehlers wird in dieser Darstellung der mittlere Day-Ahead Preis im Untersuchungszeitraum von 46,3 €/MWh angesetzt.

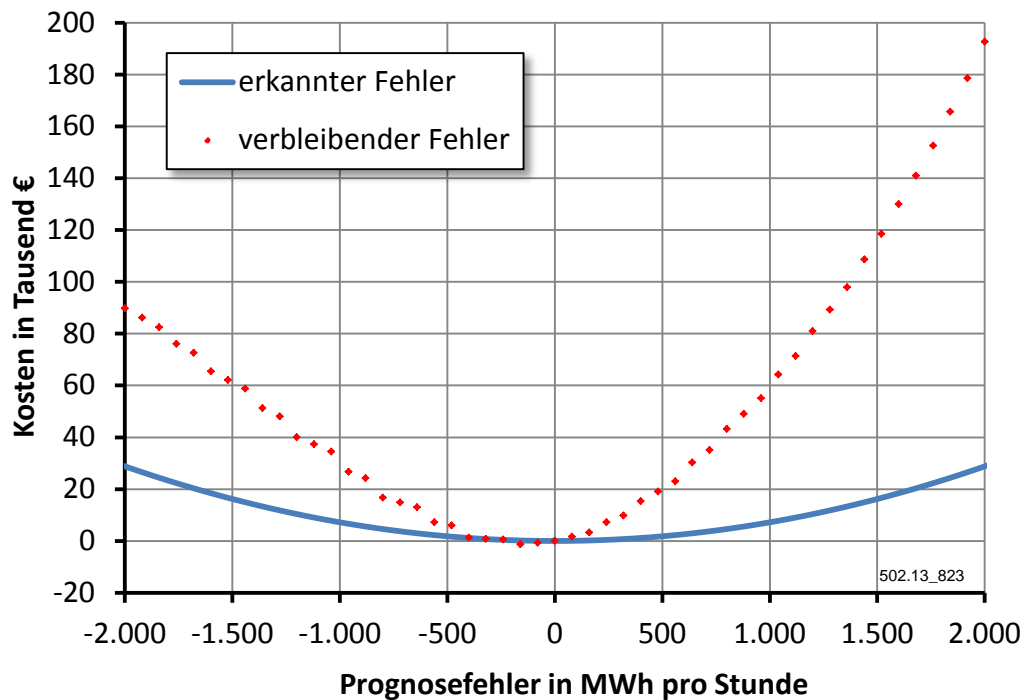


Abbildung 6-7: *Kosten von erkannten und verbleibenden Prognosefehlern*

Der Vergleich zwischen erkannten und verbleibenden Prognosefehlern in **Abbildung 6-7** macht deutlich, dass der Ausgleich eines auf der Basis einer Kurzfristprognose erkannten Prognosefehlers im Intraday Markt deutlich günstiger ist, als diesen Prognosefehler im Rahmen des Bilanzkreismanagements als Ausgleichsenergie abzurechnen. Die Kostenunterschiede dieser beiden Ausgleichsmechanismen nehmen insbesondere bei hohen positiven Prognosefehlern deutlich zu. Beispielsweise muss für eine Stunde, für die am Vortag 1.500 MWh zu viel Windstrom verkauft worden ist, etwa 100.000 € mehr bezahlt werden, wenn dieser Prognosefehler nicht rechtzeitig im Intraday-Handel sondern durch Unterspeisung des Bilanzkreises ausgeglichen wird.

Für eine erweiterte Kostenbetrachtung mit Merit-Order-Effekt werden verschiedene Kombinationen aus niedrigen, mittleren und hohen Prognosefehlern, Windstromeinspeisung und Residuallast ohne Wind für jeweils eine Stunde kombiniert (Parameterwahl in **Tabelle 6-1**).

Tabelle 6-1: Wahl der Parameter für den Kostenvergleich

in MW	Prognosefehler X _{FCE}	Windstromeinspeisung X _{IST}	Residuallast ohne Wind X _{Res,oW}
niedrig (n)	80	2.000	30.000
mittel (m)	400	6.000	50.000
hoch (h)	2.000	14.000	70.000

502.13-828

Die nach Tabelle 6-1 möglichen 27 Kombinationen werden für positive und negative Prognosefehler sowie für den Ausgleich im Intraday-Handel und im Rahmen des Bilanzkreismanagement untersucht. Es ergeben sich somit 108 Kombinationen, für die der Saldo aus Einnahmen und Ausgaben im Vergleich zu den entgangenen Einnahmen unter der Annahme einer perfekten Prognose berechnet wird (vgl. **Tabelle 6-2**).

Tabelle 6-2: Kosten von Prognosefehlern mit verschiedenen Randbedingungen

(+) Gewinne in € (-) Kosten in €			Windeinspeisung								
			n			m			h		
			Residuallast ohne Wind								
			n	m	h	n	m	h	n	m	h
Intraday	+	n	-242	-242	-242	-634	-634	-634	-1.419	-1.419	-1.419
		m	-2.133	-2.133	-2.133	-4.094	-4.094	-4.094	-8.016	-8.016	-8.016
		h	-33.703	-33.703	-33.703	-43.508	-43.508	-43.508	-63.120	-63.120	-63.120
	-	n	150	150	150	542	542	542	1.327	1.327	1.327
		m	-171	-171	-171	1.790	1.790	1.790	5.712	5.712	5.712
		h	-23.897	-23.897	-23.897	-14.092	-14.092	-14.092	5.520	5.520	5.520
Ausgleichsenergie	+	n	-4.229	-2.267	-306	-5.013	-3.052	-1.091	-6.582	-4.621	-2.660
		m	-28.793	-18.987	-9.182	-32.715	-22.909	-13.104	-40.560	-30.754	-20.948
		h	-263.730	-214.702	-165.674	-283.341	-234.313	-185.285	-322.564	-273.536	-224.508
	-	n	3.340	1.379	-582	4.124	2.163	202	5.693	3.732	1.771
		m	11.823	2.018	-7.788	15.745	5.940	-3.866	23.590	13.784	3.979
		h	-28.546	-77.574	-126.602	-8.934	-57.962	-106.990	30.288	-18.740	-67.768

502.13_824

Grundsätzlich gilt, dass die Kosten des Ausgleichs eines Prognosefehlers im Intraday-Handel unabhängig von der Residuallast bzw. vom Day-Ahead Preis sind. Positive Prognosefehler mindern das Vermarktungsergebnis mehr als ein negativer Prognosefehler gleicher Höhe.

Für positive Prognosefehler gilt, dass mit zunehmender Fehlergröße die Kosten steigen. Die höchsten Kosten entstehen durch hohe positive Prognosefehler, die als Ausgleichsenergie im Bilanzkreis verbleiben. Mit zunehmender Residuallast sinken die Kosten eines unterspeisten Bilanzkreises. Ein Ausgleich der positiven Prognosefehler im Intraday-Handel ist günstiger als durch Unterspeisung des Bilanzkreises.

Für negative Prognosefehler gilt, dass mit zunehmender Residuallast die Kosten eines überspeisten Bilanzkreises steigen. Die höchsten Kosten entstehen bei hoher Residuallast durch hohe negative Prognosefehler, die als Ausgleichsenergie im Bilanzkreis verbleiben. Kleine negative Prognosefehler können das Vermarktungsergebnis sogar erhöhen. Dies ist insbesondere bei hoher Windstromeinspeisung und niedriger Residuallast der Fall.

6.5 Energie- und Kostenbilanz des Jahres 2010

Für das Jahr 2010 wird die Stromeinspeisung nach EEG aus Windkraftanlagen mit 35,7 TWh und aus PV-Anlagen mit 9,7 TWh bilanziert. Die Ausgleichsaktivitäten aufgrund von Prognosefehlern verteilen sich sehr unterschiedlich auf den Intraday-Handel, den Abruf der EEG-Reserve und die Über- und Unterspeisung des EEG-Bilanzkreises, wie in **Tabelle 6-3** zu erkennen ist.

Tabelle 6-3: *Aktivitäten zum Ausgleich von Prognosefehlern im Jahr 2010*

Aktivität	in GWh	in Tausend €
Stromeinspeisung aus Windkraft	35.762	
Stromeinspeisung aus PV	9.706	
Day-Ahead verkauft	44.442	1.937.907
Intraday		
Verkäufe	-1.815	66.676
Käufe	2.261	-122.520
Saldo	446	-55.844
EEG-Bilanzkreis		
Überspeisung	-3.032	74.283
Unterspeisung	1.634	-116.176
Saldo	-1.398	-41.893
EEG-Reserve		
Vorhaltung positiver Leistung		-2.820
Vorhaltung negativer Leistung		-13.140
Abruf positiver Leistung	35	-2.477
Abruf negativer Leistung	-110	2.762

502.13-836

Die EEG-Reserve spielt nur eine untergeordnete Rolle. Es ist zu erwarten, dass deren Abschaffung zum Jahresbeginn 2011 bis auf die Einsparung der Vorhaltungskosten keine wesentlichen Auswirkungen hat. Im Intraday-Handel wird etwas mehr gekauft (55 % der Intraday gehandelten Energie) als verkauft. Die Ausgaben für die Käufe sind mit 123 Millionen € überproportional höher als die Einnahmen für die Verkäufe mit 66 Millionen €. Noch ungünstiger stellt sich der Ausgleich über die Ausgleichsenergie dar. Obwohl der EEG-Bilanzkreis im Mittel überspeist wird (65 % der bilanzierten Ausgleichsenergie) sind die Einnahmen für die Überspeisungen mit 74 Millionen € deutlich geringer als die Ausgaben für Unterspeisungen mit 116 Millionen €.

Aufgrund der Annahme, dass die Prognosefehler des EEG-Bilanzkreises vorrangig der Wind- und PV-Stromeinspeisung geschuldet sind, werden die Kosten ins Verhältnis zu der Einspeisung aus Windkraft- und PV-Anlagen gesetzt (siehe **Tabelle 6-4**).

Tabelle 6-4: *Spezifische Kosten der Ausgleichsaktivitäten der EEG-Bilanzkreise*

Spezifische Kosten für	in €/MWh_{Wind+PV}
Ausgleich im Intraday-Markt	-1,23
EEG-Bilanzkreisausgleich	-0,92
EEG-Reserve	-0,34
Ausgleichsaktivitäten (Intraday + Bilanzkreis + EEG-Reserve)	-2,49
Ausgleichsaktivitäten + Mengeneffekt der Day-Ahead Vermarktung	-3,45
Ausgleichsaktivitäten + Mengen- & Preiseffekt der Day-Ahead Vermarktung	-2,94
erkannter Prognosefehler	-0,94
verbleibender Prognosefehler	-2,00

502.13-837

Die isolierte Betrachtung der Netto-Ausgaben der Ausgleichsaktivitäten ergeben Kosten von 2,49 €/MWh pro eingespeiste MWh aus Windkraft- und PV-Anlagen. Dieser Ansatz verzerrt die tatsächlichen Kosten jedoch erheblich, da für alle Ausgleichsaktivitäten zusammengefasst ein Überschuss von 1.027 GWh angefallen ist. Dies wird bei der Berechnung der Ausgleichskosten inklusive Mengeneffekt berücksichtigt, da hierbei die alternative Day-Ahead Vermarktung gegenübergestellt wird. Die so ermittelten Kosten betragen 3,45 €/MWh. Wird in einem weiteren Schritt zusätzlich noch der Merit-Order-Effekt berücksichtigt, reduzieren sich die Kosten wieder auf 2,94 €/MWh. Hiervon sind dem verbleibenden Prognosefehlern etwa zwei Drittel zuzurechnen. Dieser hohe Anteil hat zwei Gründe. Einerseits ist die bilanzierte Ausgleichsenergie mit 4,7 TWh höher als das Handelsvolumen im Intraday-Markt mit 4,1 TWh und andererseits ist der Preisunterschied zwischen Day-Ahead Handel und Ausgleichsenergie deutlich höher als im Intraday-Handel. Die mittleren Preise sind in **Tabelle 6-5** zusammengefasst.

Tabelle 6-5: *Mittlere Preise im Untersuchungszeitraum für die EEG-Bilanzkreise*

Mittlerer Preis für	in €/MWh
Day-Ahead Spotmarkt an der EEX	44,5
Day-Ahead Vermarktung von Wind- u. PV-Strom	42,6
Verkauf im Intraday-Markt	36,7
Zukauf im Intraday-Markt	54,2
Überspeisung des Bilanzkreises	24,5
Unterspeisung des Bilanzkreises	71,1

502.13-838

Im Mittel wird für die Vermarktung der Wind- und PV-Stromerzeugung ein geringerer Preis als der mittlere Stromgroßhandelspreis im Untersuchungszeitraum erzielt. Der Merit-Order-Effekt überkompensiert hierbei das vorteilhafte Einspeiseprofil aus PV-Anlagen (vgl. Anhang, Abbildung 11-23). Für einen Verkauf im Intraday-Handel wird im Mittel 5,9 €/MWh weniger bezahlt als im Day-Ahead Handel. Wird dagegen im Intraday-Handel zugekauft, muss im Mittel 11,9 €/MWh mehr als im Day-Ahead Handel bezahlt werden. Noch ungünstiger stellt sich das Preisverhältnis für die Ausgleichsenergie des

EEG-Bilanzkreises dar. Eine Unterspeisung des Bilanzkreises wird im Mittel mit einem Aufschlag von 28,5 €/MWh abgerechnet. Für eine Überspeisung wird hingegen im Mittel 18,1 €/MWh weniger vergütet als bei der Day-Ahead Vermarktung.

Die Ergebnisse zeigen, dass der untertägige Ausgleich von Prognosefehler gegenüber einer Vermarktung der gleichen Energie im Day-Ahead Markt wirtschaftlich von Nachteil ist. Eine gute Kurzfristprognose zahlt sich aus, da besonders hohe Kosten entstehen, wenn die Prognosefehler über die Ausgleichsenergie des Bilanzkreises ausgeglichen werden.

Ein erster Schritt zu einer deutlichen Kostensenkung sollte eine Reduktion des systematischen Fehlers (Prognose unterschätzt im Mittel die tatsächliche Einspeisung) sein. Hierdurch verringern sich zwar die Einnahmen durch die Überspeisung des EEG-Bilanzkreises, eine Day-Ahead-Vermarktung der gleichen Menge wird allerdings im Mittel zu deutlich höheren Erlösen führen.

Die Ausgleichskosten und entgangenen Erlöse aufgrund von Prognosefehler machen etwa 7 % der Erlöse aus der Day-Ahead-Vermarktung aus. Im Vergleich zu der für das Jahr 2011 erwarteten mittleren Einspeisevergütung von 90 €/MWh für Windstrom und 413 €/MWh für PV-Strom /UNB-01 10/ fallen die spezifischen Kosten mit 3 €/MWh weniger ins Gewicht.

7 Ausgleich von Prognosefehlern im Jahr 2020

Die Ergebnisse der Simulation des Kraftwerkseinsatzes nach der in Kapitel 5.3 vorgestellten Methodik werden hinsichtlich des Potenzials für den Ausgleich von Prognosefehlern ausgewertet. Der Kraftwerkseinsatz wird maßgeblich durch den Verlauf der Residuallast und der Struktur des Kraftwerksparks bestimmt. Bei den auszugleichenden Prognosefehlern wird zwischen erkannten und verbleibenden Prognosefehlern unterschieden. Diese werden mit Hilfe der modellierten Zeitreihen der Folgetagsprognose, einer Kurzfristprognose und der Ist-Einspeisung bestimmt. Es wird geprüft, inwiefern die kurzfristig verfügbaren Leistungen ausreichen werden, die erkannten Prognosefehler auszugleichen und welche Kosten hierbei entstehen.

7.1 Residuallast und Kraftwerkspark

Residuallast

Auf Basis der Zeitreihenanalyse kann die Residuallast unter den getroffenen Annahmen zum Einspeiseprofil und zur Entwicklung der installierten Leistung für jede Stunde des Jahres 2020 berechnet werden (vgl. Kapitel 5.1). Obwohl ein leichter Anstieg des Stromverbrauchs unterstellt wird, nimmt aufgrund der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung die mit konventionellen Kraftwerken zu deckende Last deutlich ab. Dies zeigt der Vergleich der Jahresdauerlinien der Residuallast der Jahre 2008 und 2020 in **Abbildung 7-1**. Die dargestellte Residuallast ergibt sich aus Verbraucherlast abzüglich Einspeisung aus erneuerbaren Energien (Windkraft, Biomasse, Laufwasser, Photovoltaik) und Kraft-Wärme-Kopplung.

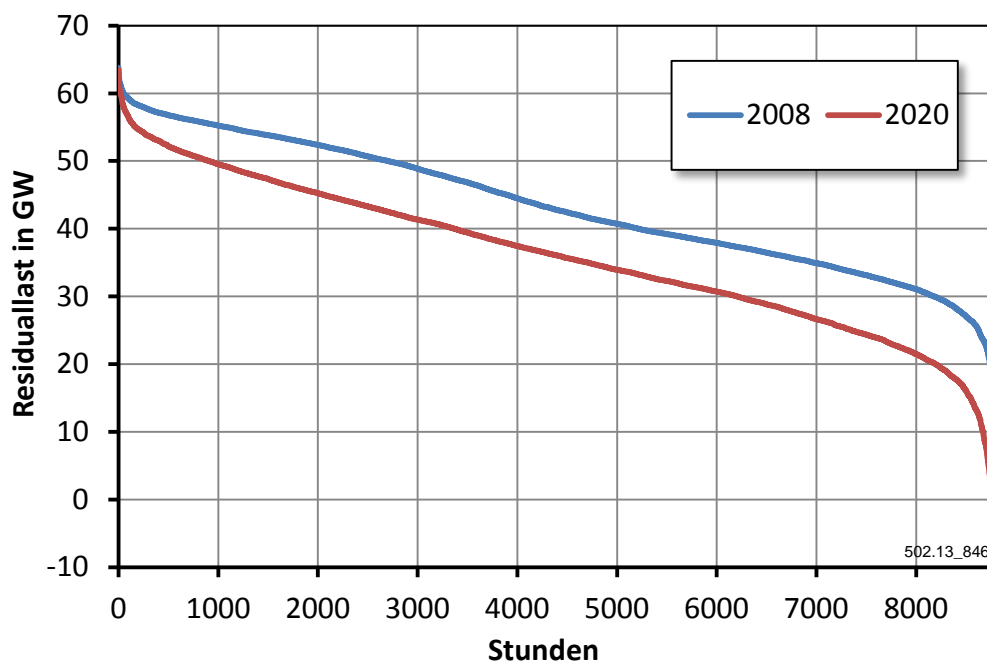


Abbildung 7-1: Jahresdauerlinien der Residuallast

Obwohl die notwendige Jahreserzeugung aus konventionellen Kraftwerken von 380 TWh im Jahr 2008 auf 316 TWh im Jahr 2020 sinkt, vermindert sich die Maximallast mit 63,75 GW auf 63,48 nur marginal. Bei gleicher installierter Leistung werden die

Volllaststunden des konventionellen Kraftwerksparks um etwa 17 % abnehmen. Die minimale Last im Jahr 2008 beträgt 12,6 GW und im Jahr 2020 -6,6 GW. In acht weiteren Stunden werden im Jahr 2020 negative Werte der Residuallast erreicht. Negative Residuallast bedeutet, dass in diesen Stunden die gesetzte Einspeisung den Verbrauch übersteigt. Eine weitere Veränderung der Residuallast zeigt sich in den stündlichen Gradienten. Die Häufigkeitsverteilungen der Gradienten der Jahre 2008 und 2020 werden in **Abbildung 7-2** miteinander verglichen.

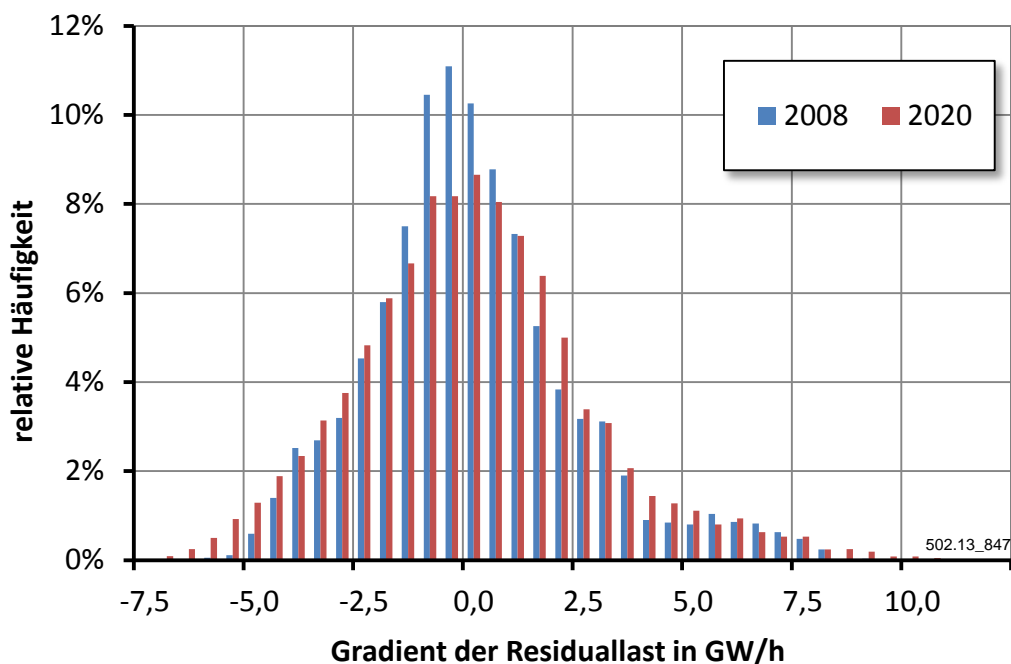


Abbildung 7-2: *Häufigkeitsverteilung der Gradienten der Residuallast*

Die Häufigkeit kleiner Gradienten bis $\pm 1,25$ GW/h verringert sich von 48 % auf 40 %. Die Verschiebung von kleinen zu größeren Gradienten zeigt sich auch in der Erhöhung der Standardabweichung von 2,38 GW/h auf 2,70 GW/h. Die Extremwerte steigen für beide Vorzeichen. Der Maximalwert der positiven Gradienten aus dem Jahr 2008 von 9,66 GW wird im Jahr 2020 in 17 Stunden und der Maximalwert der negativen Gradienten aus dem Jahr 2008 von -6,11 GW wird im Jahr 2020 in 36 Stunden übertroffen. Anhand von zwei Beispielwochen (vgl. **Abbildung 7-3** und **Abbildung 7-4**) werden die Auswirkungen der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien auf die Residuallast im Jahr 2020 erläutert.

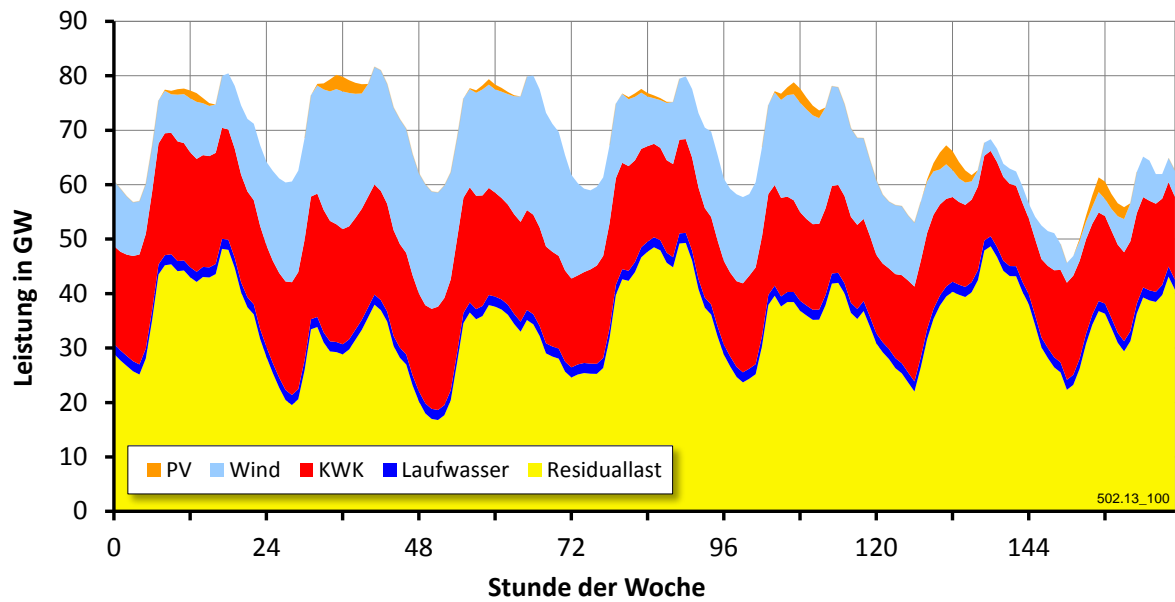


Abbildung 7-3: *Beispiel einer Winterwoche (16.01.2020 - 22.01.2020)*

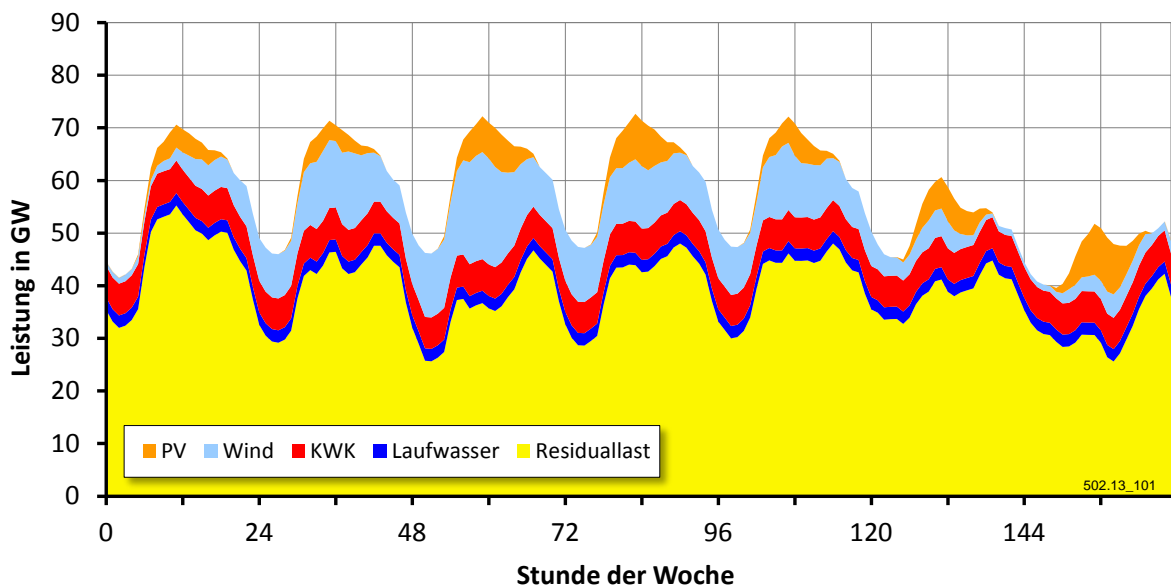


Abbildung 7-4: *Beispiel einer Sommerwoche (17.07.2020 - 23.07.2020)*

Die Photovoltaik hat im Winter aufgrund der geringen Einspeiseleistung kaum einen Einfluss auf die Residuallastgangscharakteristik. Im Sommer führt die PV-Einspeisung hingegen zu einer Verschiebung der Tagesspitze der Residuallast von den Mittags- in die Abendstunden. Die Unterschiede der Charakteristik und des Niveaus zwischen zwei aufeinander folgenden Werktagen kann sowohl im Sommer als auch im Winter insbesondere durch die Schwankungen der Windstromeinspeisung erheblich sein. Im Jahr 2020 wird es somit nicht mehr für einen Wochentag oder eine Tageszeit typischen Kraftwerkseinsatzcharakteristik geben, wie sie z. B. in allen 12 Mittwochsbilanzen im Jahr 2008 /STBA-01 09/ zu erkennen sind.

Die Analyse der Residuallast zeigt, dass für den konventionellen Kraftwerkspark geringere Volllaststunden bei einer gleichzeitig dynamischeren Fahrweise zu erwarten sind.

Kraftwerkspark

Auf Basis der in Kapitel 5.3.3 getroffenen Annahmen hinsichtlich des Kraftwerksrückbaus und -zubaues bis zum Jahr 2020 ergibt sich ein konventioneller Kraftwerkspark mit einer installierten Leistung von 74,2 GW. Unter Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten und mit Hilfe der Wirkungsgrade und der Brennstoff- sowie CO₂-Zertifikatspreise kann die Merit-Order des Kraftwerkspark der Jahre 2008 und 2020 verglichen werden (vgl. **Abbildung 7-5**).

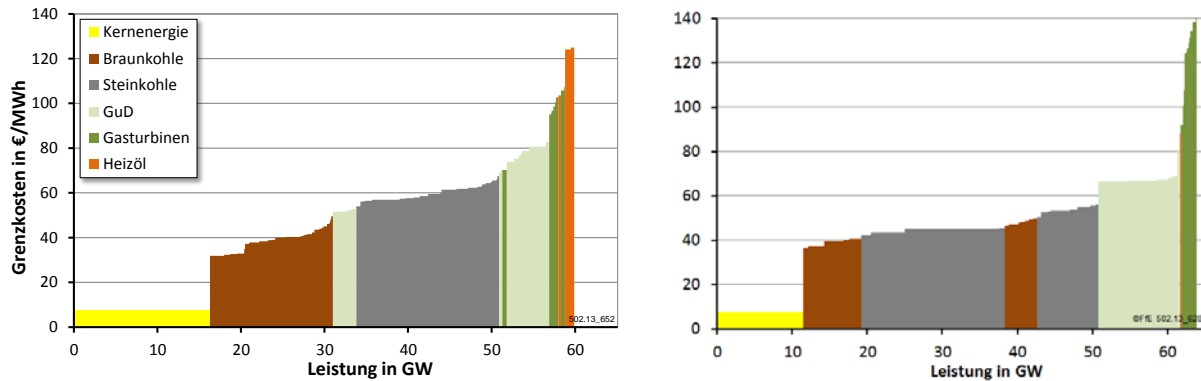


Abbildung 7-5: Merit-Order der konventionellen Kraftwerke im Jahr 2008 und 2020

Zunächst ist zu erkennen, dass die verfügbare Leistung aus Kernkraftwerken im Vergleich zum Jahr 2008 reduziert ist. Die im Vergleich zu 2008 höheren Erdgas- und CO₂-Zertifikatspreise führen dazu, dass die GuD-Kraftwerke trotz ihres hohen Wirkungsgrades rechts (höhere Grenzkosten) neben den Kohlekraftwerken einsortiert werden und ein Teil der Braunkohlekraftwerke rechts neben den älteren, weniger effizienten Steinkohlekraftwerken zu finden ist. Eine relativ gute Übereinstimmung der beiden Merit-Order Kurven findet sich im Bereich von 16,3 GW bis 50,3 GW. Ab 16,3 GW kommen sowohl im Jahr 2008 als auch im Jahr 2020 Braunkohlekraftwerke zum Einsatz und bis 50,3 GW werden in beiden Jahren noch Steinkohlekraftwerke eingesetzt. In diesem Residuallastbereich beträgt die absolute Differenz der Grenzkosten zwischen den beiden Jahren im Mittel 7,7 €/MWh und maximal 12,4 €/MWh. Wie häufig welches Kraftwerk das Preis setzende Kraftwerk ist, lässt sich in **Abbildung 7-6** durch die Häufigkeitsverteilung der Residuallast und der Merit-Order im Jahr 2020 abschätzen.

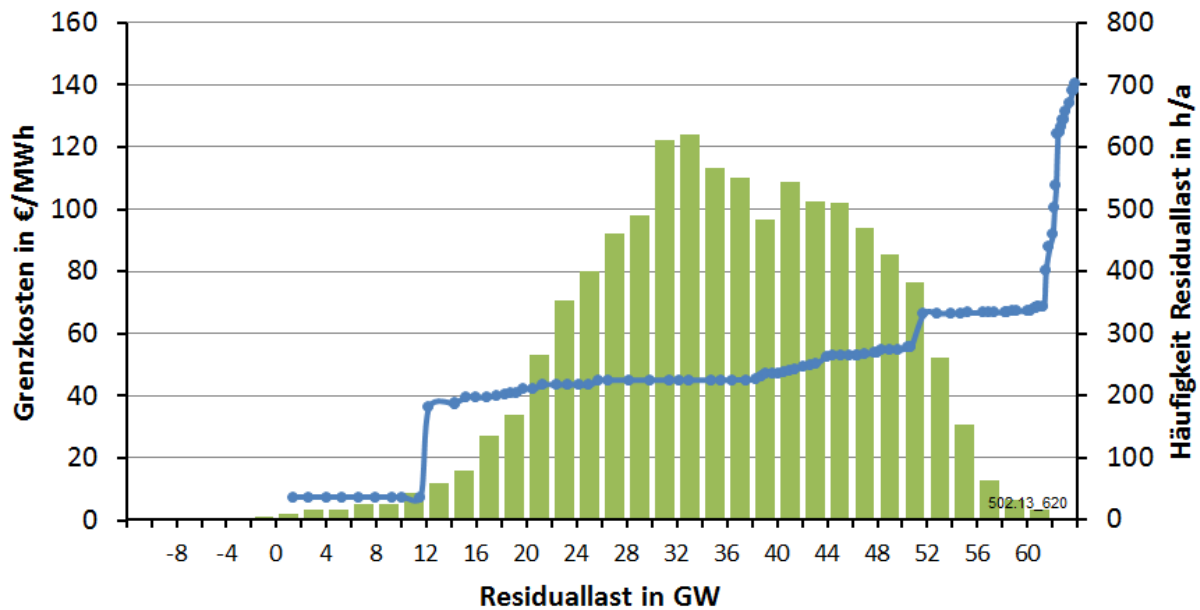


Abbildung 7-6: Merit-Order und Häufigkeitsverteilung der Residuallast im Jahr 2020

In 89 % der Stunden stellen Kohlekraftwerke das Grenzkraftwerk und es ergeben sich auf Basis der Merit-Order ein Grenzkostenpreis von 36 €/MWh bis 56 €/MWh. In 88 % der Stunden beträgt die Residuallast zwischen 16,3 GW und 50,6 GW und bewegt sich somit in einem ähnlichen Grenzkostenbereich wie im Jahr 2008. Wie in Kapitel 5.2.1 gezeigt werden konnte, können die Stromgroßhandelspreise nicht vollständig durch Merit-Order und Residuallast erklärt werden. Weitere Einflussfaktoren sind z. B. kurzfristige Nichtverfügbarkeiten oder ein kurzzeitiger Teillastbetrieb trotz Preis übersteigender Grenzkosten zur Ausnutzung zeitlich nachgelagerter Preisspitzen.

7.2 Leistungsbedarf für den Ausgleich von Prognosefehlern

Eine Zeitreihe der stündlichen Stromeinspeisung aus Windkraft für das Jahr 2020 wird mit dem Windstrommodell simuliert (vgl. Kapitel 5.1.7). Auf Basis dieses Leistungsgangs werden mit ProFeT (vgl. ebenfalls Kapitel 5.1.7) zehn Zeitreihen der jeweiligen Folgetagsprognose erstellt. Zu jeder dieser zehn Zeitreihen werden wiederum jeweils zehn Zeitreihen einer Kurzfristprognose mit ProFeT berechnet. Die Kurzfristprognose hat einen Prognosehorizont von 1 bis 4 Stunden. In **Abbildung 7-7** werden die Häufigkeiten der Folgetagsprognosefehler der Windstromeinspeisung im Jahr 2008 mit den mit ProFeT modellierten Prognosefehlern des Jahres 2020 verglichen.

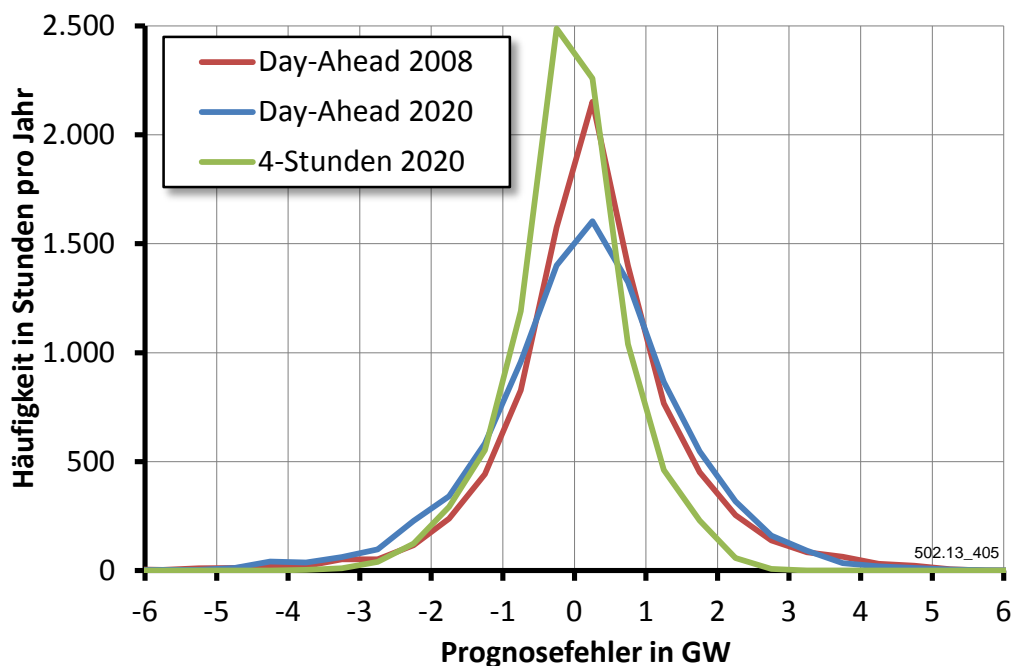


Abbildung 7-7: Verteilung der Day-Ahead Prognosefehler

Der flachere Verlauf der Häufigkeitsverteilung im Jahr 2020 resultiert aus dem häufigeren Auftreten großer Prognosefehler. Dies zeigt sich auch in der Zunahme des RMSE von 1.304 MW (2008) auf 1.401 MW (2020). Die Kurzfristprognose (über die jeweils folgenden vier Stunden) weist wesentlich geringere Prognosefehler mit einem RMSE von 892 MW auf.

Die Linksverschiebung der Häufigkeitsverteilung der Day-Ahead-Prognosefehler von 2008 auf 2020 kann mit der Differenz des mittleren Prognosefehlers zwischen +274 MW (2008) und -152 MW (2020) erklärt werden. Die in /FGH-01 07/ zugrunde gelegte Zeitreihe der Day-Ahead Prognosefehler im Jahr 2020 weist einen positiven mittleren Prognosefehler von +128 MW auf. Dem absoluten Wert des mittleren Fehlers darf keine große Bedeutung beigemessen werden, da dieser erwartungsgemäß von Jahr zu Jahr schwankt (vgl. Tabelle 4-1 auf S.19).

Der mittlere absolute Prognosefehler MAE – entspricht der im Mittel notwendigen Leistung für den Ausgleich der Day-Ahead Prognosefehler – betrug in den Jahren 2007 bis 2010 zwischen 795 MW und 918 MW. Im Jahr 2020 steigt diese Leistung auf 1.025 MW. Da gleichzeitig die mittlere Residuallast abnimmt, verändert sich das Verhältnis zwischen der sich am Netz befindenden konventionellen Kraftwerksleistung

und der notwendigen Leistung für den Ausgleich von Prognosefehlern deutlich, wie **Abbildung 7-8** zeigt.

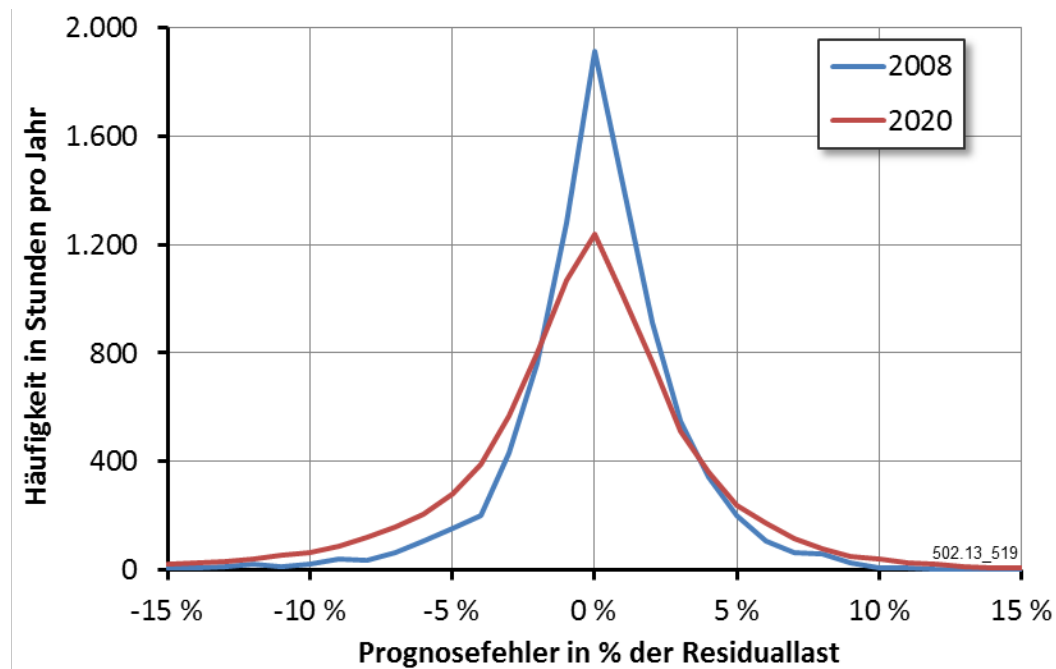


Abbildung 7-8: *Day-Ahead Prognosefehler in Prozent der jeweiligen Residuallast*

Im Jahr 2020 weist der Quotient aus Day-Ahead Prognosefehler und der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken häufiger hohe Werte auf. Beispielsweise wird der Grenzwert von absolut 5 % in 1.762 Stunden überschritten. Im Jahr 2008 lag der berechnete Quotient lediglich in 731 Stunden über diesem Grenzwert. Die Auswirkungen einer geringeren konventionellen Leistung am Netz für den Ausgleich von Prognosefehler werden mit Hilfe der Simulation des Kraftwerkseinsatzes in Kapitel 7.3 bewertet.

Für die technische und wirtschaftliche Bewertung der Leistungsbereitstellung für den Ausgleich von Prognosefehlern wird zwischen erkannten und verbleibenden Prognosefehlern unterschieden. Die Zeitreihen dieser beiden Fehlertypen werden berechnet, indem einerseits die Differenz zwischen Day-Ahead Prognose und den dazugehörigen 4h-Prognosen und andererseits die Differenz zwischen den 4h-Prognosen und der Ist-Einspeisung gebildet wird.

Die erkannten Prognosefehler summieren sich auf 2,46 TWh für positive Prognosefehler und 3,11 TWh für negative Prognosefehler. Zum Vergleich: Für den Ausgleich der erkannten Prognosefehler des EEG-Bilanzkreises im Jahr 2010 wurden 2,30 TWh im Intraday-Handel gekauft und positive EEG-Reserve abgerufen sowie 1,93 TWh im Intraday-Handel verkauft und negative EEG-Reserve abgerufen (vgl. Tabelle 6-3 auf S. 91). Ausgleichsaktivitäten für den EEG-Bilanzkreis des Jahres 2010 werden vorrangig durch Prognosefehler der Wind- und PV-Stromeinspeisung bedingt.

Die verbleibenden Prognosefehler summieren sich auf 2,35 TWh für positive Prognosefehler und 3,03 TWh für negative Prognosefehler. Zum Vergleich: Im Jahr 2010 wies der EEG-Bilanzkreis in Summe eine positive Ausgleichsenergie von 1,63 TWh und eine negative Ausgleichsenergie von 3,03 TWh auf.

Die Umsätze der kurzfristigen Leistungsbeschaffung werden vereinfachend über die in Kapitel 5.2 hergeleitete Preisfunktionen für Ausgleichsgeschäfte im Intraday-Markt und für Ausgleichsenergie abgeschätzt. Wie gezeigt werden konnte, ist die Preisfunktion für Ausgleichsenergie des Jahres 2010 unabhängig von den kurzfristigen Schwankungen der Day-Ahead Preise. Der Mittelwert der Preise für Ausgleichsenergie entspricht nahezu dem mittleren Day-Ahead Preis. Die empirisch hergeleitete Preisfunktion wird normiert und mit dem mittleren Day-Ahead Preis des Jahres 2020 skaliert. Die für diese Abschätzungen notwendige Zeitreihe der Day-Ahead Preise wird über die Residuallast (Verbraucherlast abzüglich Wind- und PV-Stromeinspeisung) des Jahres 2020, die normierte Day-Ahead Preisfunktion des Jahres 2008 (vgl. Kapitel 5.2.1) und dem Erdgaspreis des Jahres 2020 berechnet.

Für den Ausgleich der erkannten positiven Prognosefehler müssen unter den getroffenen Annahmen im Intraday-Handel 196 Millionen € bezahlt werden. Für die Verkäufe im Intraday-Handel aufgrund von negativen Prognosefehler werden 166 Millionen € Erlöst. Die Differenz zu einer Bewertung mit den Day-Ahead Preisen beträgt 20 Millionen € für positive Prognosefehler und 30 Millionen € für negative Prognosefehler.

Für den Ausgleich der verbleibenden Prognosefehler wird für positive Ausgleichsenergie 538 Millionen € bezahlt und für negative Prognosefehler 4 Millionen € eingenommen. Die finanziellen Einbußen im Vergleich zu einer Bewertung der Ausgleichsenergie mit den Day-Ahead Preisen beträgt 370 Millionen € für positive Ausgleichsenergie und 183 Millionen € für negative Ausgleichsenergie.

7.3 Potenzial und Kosten der kurzfristigen Leistungsbereitstellung

Mit der in Kapitel 5.3 vorgestellten Simulation wird der Kraftwerkseinsatz für ausgewählte Tage (vgl. Kapitel 5.3.4) des Jahres 2020 ermittelt. Für jede Stunde wird das kurzfristig zur Verfügung stehende Leistungspotenzial mit den dazugehörigen Grenzkosten bestimmt. Für die Bewertung der untertägigen Leistungsbereitstellung werden zehn Zeitreihen einer Day-Ahead Prognose mit jeweils zehn dazu passenden Zeitreihen einer 4h-Stunden Prognose zur Berechnung des erkannten Prognosefehlers modelliert (vgl. Kapitel 5.1.8). Die Untersuchung beschränkt sich allein auf den Ausgleich der erkannten Prognosefehler, da nach Aussage der dena Netzstudie II /DENA-07 10/ für den Ausgleich der verbleibenden Prognosefehler keine zusätzliche Leistungsvorhaltung im Vergleich zum status quo notwendig sein wird. Der Berechnung in der dena Studie liegen folgende Annahmen zugrunde: installierte Windkraftleistung von 51 GW, erkannte Prognosefehler einer 1h-Prognose werden im Intraday-Handel ausgeglichen und die Einhaltung eines Sicherheitsniveaus von 99,99 %. Hieraus ergibt sich ein Bedarf an Sekundärregelleistung und Minutenreserve von 4.180 MW für positive Leistung und von 3.317 MW für negative Leistung. Die vorgehaltene Sekundärregelleistung und Minutenreserve betrug im Jahr 2010 im Mittel 4.846 MW für positive Leistung und 4.497 MW für negative Leistung /eigene Berechnungen nach RLNET-01 11/. Der Bedarf an diesen Regelleistungsprodukten wird im Jahr 2020 somit die im Jahr 2010 vorgehaltene Leistung sogar unterschreiten.

Betrachtung des untertägigen Leistungspotenzials

Die kurzfristig zur Verfügung stehende Leistung wird mit dem Leistungsbedarf für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers verglichen. An den simulierten Tagen ist die maximal kurzfristig zur Verfügung stehende negative Leistung mit 33,6 GW fast doppelt so hoch wie die maximale positive Leistung mit 18,6 GW. In 50 % der Stunden stehen weniger als 4 GW positive Leistung zur Verfügung, wohingegen in 50 % der Stunden weniger als 21,8 GW negative Leistung aktivierbar ist.

Von den modellierten erkannten Prognosefehlern überschreiten 0,2 % die minimal verfügbare negative Leistung von 4,1 GW und 9,1 % die minimal verfügbare positive Leistung von 1,0 GW. Mit Hilfe der Simulation kann gezeigt werden, dass vermeintlich kritischen Situationen wesentlich seltener zu erwarten sind. Kritisch bedeutet, dass das Leistungsänderungspotenzial aus dem Kraftwerksbetrieb nicht ausreicht, die erkannten Prognosefehler auszugleichen. In **Abbildung 7-9** wird die Differenz der kurzfristig verfügbaren Leistung in jeder Stunde und der dazugehörigen 100 simulierten erkannten Prognosefehler dargestellt.

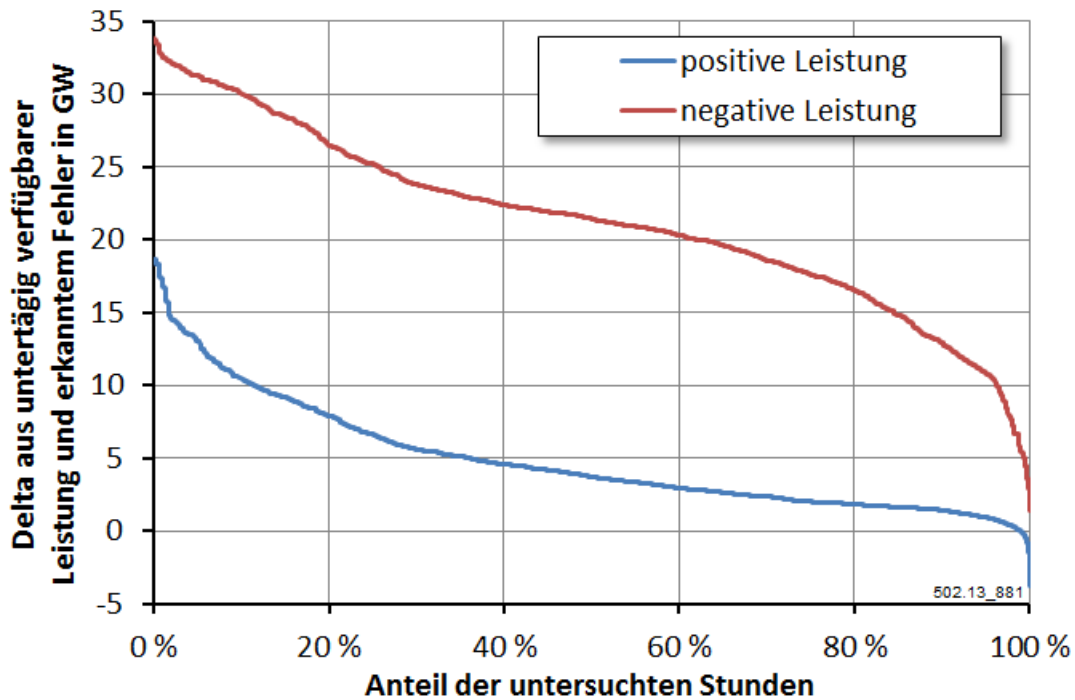


Abbildung 7-9: *Dauerlinie der Differenz aus Leistungsreserve und erkannten Prognosefehlern*

In allen simulierten Kombinationen liegt die kurzfristig verfügbare negative Leistung über dem Leistungsbedarf für die erkannten negativen Prognosefehler. In 98,9 % der Kombinationen reicht auch die positive Leistungsreserve aus, den erkannten positiven Prognosefehler auszugleichen. Auf ein Jahr hochgerechnet, übersteigt der Leistungsbedarf für den Ausgleich des erkannten Prognosefehlers in 94 Stunden die untertägig verfügbare Leistung aus dem Kraftwerksbetrieb. Diese Deckungslücke ist im Mittel in 2 Stunden pro Jahr größer als 2 GW (mit einem Maximalwert von 3,7 GW) und in 16 Stunden pro Jahr größer als 1 GW. Unter der Annahme, dass in diesen Stunden kein weiterer signifikanter positiver Leistungsbedarf besteht, z. B. durch einen kurzfristigen Kraftwerksausfall, könnten die verbleibenden Fehlleistungen mit der vorgehaltenen Regelleistung ausgeglichen werden.

Eine Maßnahme zur Vermeidung von Situationen, in denen die erkannten Prognosefehler nicht mit der kurzfristig aus dem Kraftwerksbetrieb verfügbaren Leistung ausgeglichen werden können, kann die Vorhaltung einer Leistungsreserve zusätzlich zur Regelleistung sein. Dieser Ansatz erhöht einerseits die Zuverlässigkeit und verringert andererseits die Liquidität in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten. Wird die Ausschreibung einer zusätzlichen Leistung nur vorgenommen, wenn die zu erwartende untertägig verfügbare Leistung einen kritischen Grenzwert erreicht, kann dieser Nachteil gering gehalten werden. Dies wird nachfolgend geprüft. Der Kraftwerkseinsatz und damit auch die untertägig verfügbare Leistung werden durch die Höhe und den Verlauf der Residuallast bestimmt. Der Einfluss des Verlaufs der Residuallast wird an folgenden Beispielen des Kraftwerkseinsatzes der 24. Stunde am 25.06.2020 und der 4. Stunde am 12.07.2020 verdeutlicht (vgl. **Abbildung 7-10**). In beiden Stunden muss eine Residuallast von ca. 35 GW gedeckt werden.

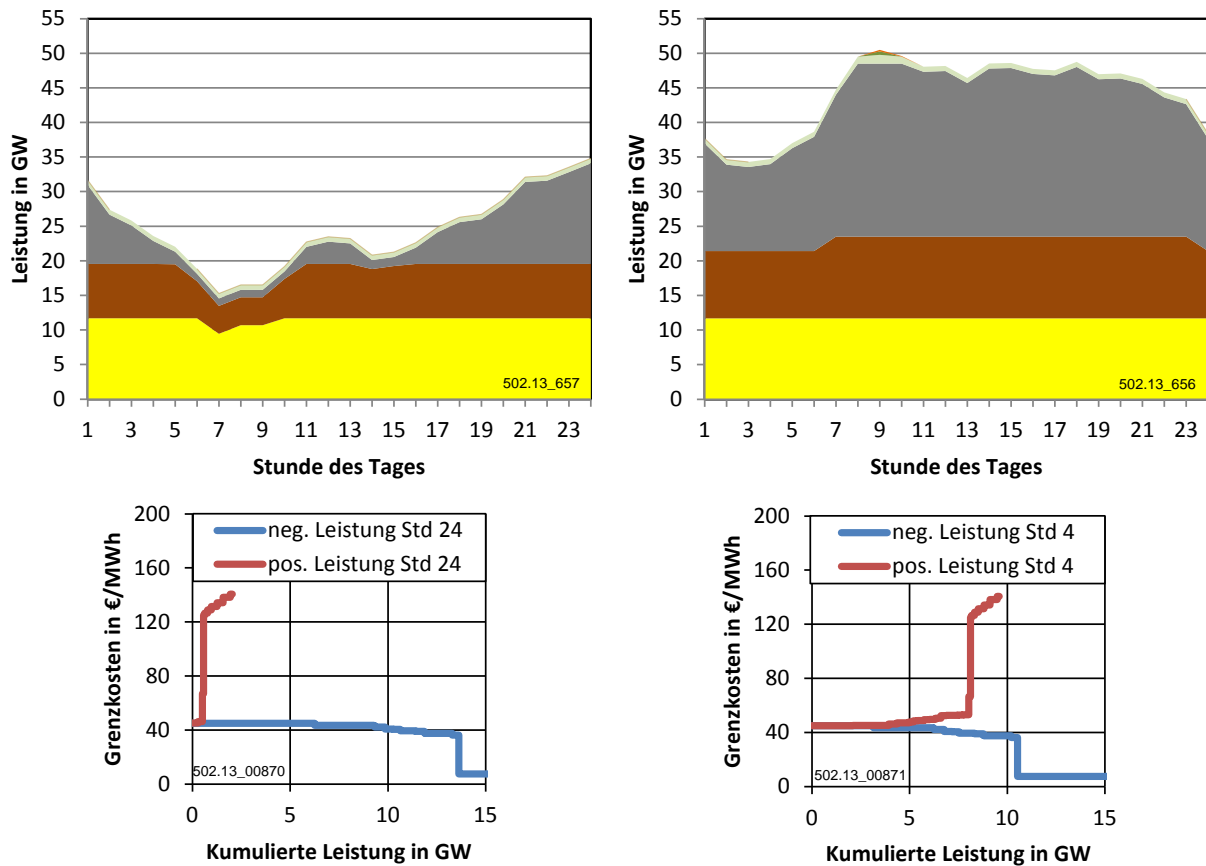


Abbildung 7-10: Kraftwerkseinsatz (oben) am 25.06.2020 (links) und am 12.07.2020 (rechts) mit den Angebotskurven (unten) für die 24. Stunde (links) und die 4. Stunde (rechts)

In beiden Stunden steht kurzfristig mehr als 15 GW negative Leistung zur Verfügung. In der 24. Stunde des 25.06.2020 (Tagesmaximum der Residuallast) können jedoch kurzfristig lediglich 2,5 GW positive Leistung und dies zu hohen Kosten mit bis zu 141 €/MWh aktiviert werden. Ganz anders zeigt sich die Situation in der 4. Stunde am 12.07.2020 (Tagesminimum der Residuallast). In dieser Stunde können nahezu 10 GW positive Leistung aktiviert werden, wovon etwa 8 GW mit Grenzkosten kleiner 53 €/MWh zur Verfügung stehen.

Es wird im Folgenden geprüft, ob ein Indikator auf Basis der Residuallast für die Entscheidung, zusätzliche Leistung vorzuhalten, geeignet ist. Ein solcher Indikator hätte den Vorteil, einfach und schnell bestimmt werden zu können sowie transparent für die Marktteilnehmer zu sein.

Zunächst wird die absolute Höhe der Residuallast als Indikator für Zeiträume mit geringer untertäglich verfügbarer Leistung untersucht. Hierzu werden die simulierten und berechneten Größen Residuallast und untertäglich verfügbare positive Leistung als Streudiagramm in **Abbildung 7-11** aufgetragen.

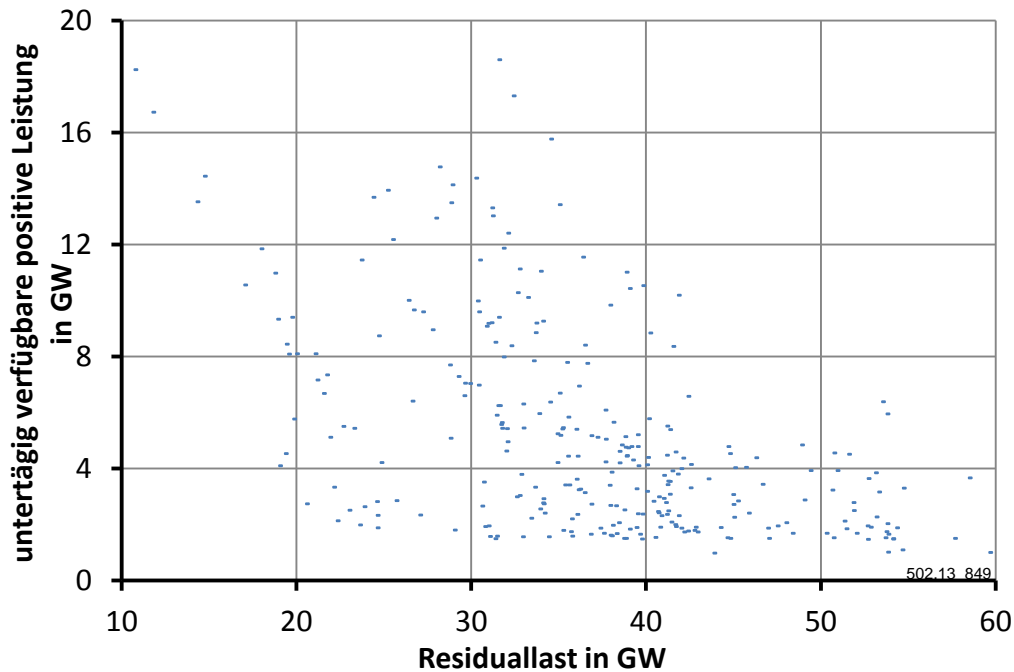


Abbildung 7-11: Untertägig verfügbare positive Leistung als Funktion der Residuallast

Das Streudiagramm in Abbildung 7-11 lässt erkennen, dass mit zunehmender Residuallast im Mittel die zur Verfügung stehende kurzfristige positive Leistung abnimmt. Aufgrund der hohen Streuung ist das Bestimmtheitsmaß einer linearen Regression mit $R^2=0,33$ gering. Die Höhe der Residuallast als Indikator für die positive Leistungsreserve erscheint ungeeignet, da bereits bei kleinen Residuallasten größer 20,5 GW bzw. 23,6 GW eine Leistungsreserve von 3 GW bzw. 2 GW unterschritten wird. Die beiden Grenzwerte von 20,5 GW bzw. 23,6 GW würden bei einer Entscheidung über eine zusätzliche Leistungsvorhaltung lediglich 5 % bzw. 9 % der betrachteten Stunden ausschließen.

Der Verlauf der Residuallast hat einen wesentlichen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz. Der Kraftwerkspark wird bei gleicher absoluter Höhe der Residuallast grundsätzlich verschieden betrieben, je nachdem ob das Tagesmaximum oder -minimum der Residuallast gedeckt werden muss (vgl. hierzu die Beispiele in Abbildung 7-10). Daher wird in **Abbildung 7-12** die positive Leistungsreserve als Funktion der auf die maximale Tageslast normierten Residuallast dargestellt.

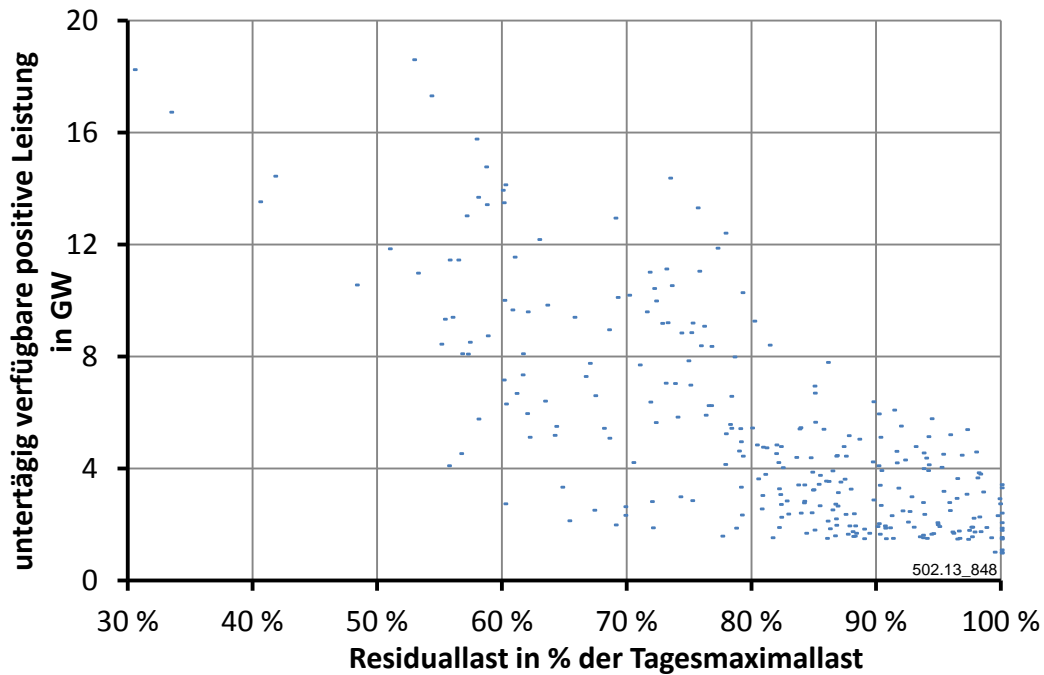


Abbildung 7-12: *Untertägig verfügbare positive Leistung als Funktion der auf das Tagesmaximum normierten Residuallast*

Das Bestimmtheitsmaß eines linearen Zusammenhangs der beiden Größen relative Residuallast und positive Leistungsreserve ist mit $R^2=0,56$ wesentlich höher als bei einer Betrachtung des Zusammenhangs zwischen der absoluten Residuallast und der untertägig verfügbaren Leistung. Für relative Residuallasten kleiner 60 % bzw. 67 % der Tagesmaximallast ist die simulierte verfügbare Leistung immer größer als 3 GW bzw. 2 GW. Die beiden Grenzwerte von 60 % bzw. 67 % der Tagesmaximallast für eine Entscheidung über eine zusätzliche Leistungsvorhaltung schließen 13 % bzw. 20 % der betrachteten Stunden aus. Durch die Wahl der Grenzwerte auf Basis der relativen Residuallast im Vergleich zur absoluten Residuallast kann somit die Anzahl der möglichen Stunden mit einer zusätzlichen Leistungsvorhaltung reduziert werden. Durch die Kombination der beiden Größen absolute und relative Residuallast für die Festlegung von Grenzwerten kann keine weitere Verbesserung erreicht werden. Aufgrund der hohen Streuung wird für die Identifikation kritischer Situationen weiterhin eine begleitende Simulation des Kraftwerkseinsatzes empfohlen.

Die Auswertung der Simulationsergebnisse hinsichtlich der untertägig verfügbaren negativen Leistung ergibt, dass eine Normierung der Residuallast das Bestimmtheitsmaß eines linearen Zusammenhangs zwischen Residuallast und verfügbarer Leistung von $R^2=0,78$ auf $R^2=0,51$ senkt (vgl. Streudiagramme im Anhang in Abbildung 11-28 und Abbildung 11-29). Eine detailliertere Analyse wird nicht durchgeführt, da im Szenariojahr keine zusätzliche negative Leistungsreserve für den Ausgleich der erkannten Prognosefehler notwendig ist.

In Kapitel 7.2 wurde gezeigt, dass das Verhältnis zwischen Day-Ahead Prognosefehler und Residuallast im Jahr 2020 im Vergleich zu 2008 zunimmt (vgl. Abbildung 7-8 auf S. 100). Die Ergebnisse der Simulation des Kraftwerkseinsatzes zeigen, dass die abnehmende Residuallast zunächst kein Grund für ein häufigeres Auftreten von Situationen mit geringer untertägig verfügbarer Leistung ist. Negative Leistungsreserve

ist in allen Stunden ausreichend vorhanden und Knappheiten bei der positiven Leistungsreserve treten insbesondere bei hoher Residuallast auf.

Kosten der untertägigen Leistungsbereitstellung

Aus den Grenzkostenkurven der untertägigen Leistungsbereitstellung in den simulierten Stunden kann abgelesen werden, dass die Bereitstellung der kurzfristigen Leistung mit typischen Kostenniveaus in Abhängigkeit der betroffenen Kraftwerke erfolgt. Dies wird an den Beispielen der 6. Stunde am 06.01.2020, der 17. Stunde am 23.01.2020 und der 6. Stunde am 25.06.2020 in **Abbildung 7-13** verdeutlicht.

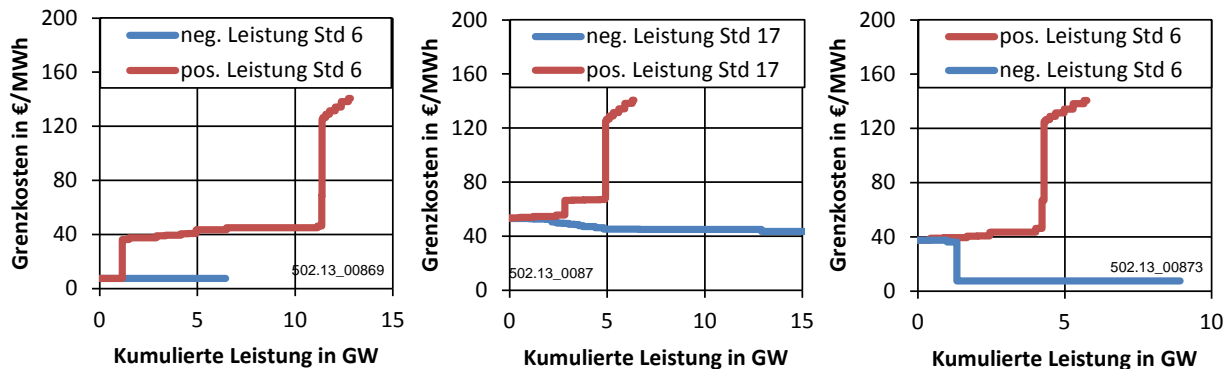


Abbildung 7-13: Grenzkostenkurven für positive und negative Leistung in der 6. Stunde am 06.01. (links), in der 17. Stunde am 23.01. (mitte) und in der 6. Stunde am 25.06. (rechts)

Am günstigsten kann positive Leistung bereitgestellt werden, wenn die Leistung aus sich in Teillast befindenden Kernkraftwerken erhöht wird. Dies zeigt das Beispiel in Abbildung 7-13 der 6. Stunde am 06.01.2020 (vgl. Kraftwerkseinsatz in Abbildung 5-31 auf S.69). Diese Leistungsreserve steht jedoch in nur 1,7 % der simulierten Stunden zur Verfügung. Die nächstgünstigste Option ist die Leistungserhöhung von Braun- und Steinkohlekraftwerken mit Grenzkosten von 36 €/MWh bis 56 €/MWh. Es folgen die GuD-Kraftwerke mit Grenzkosten von 66 €/MWh bis 92 €/MWh, wie am Beispiel der 17. Stunde am 23.01.2020 zu erkennen ist (vgl. Kraftwerkseinsatz in Abbildung 11-31 im Anhang). Gasturbinen, von denen in allen simulierten Stunden eine Leistung von 1,5 GW zur Verfügung steht, weisen mit 119 €/MWh bis 141 €/MWh die höchsten Grenzkosten auf.

Die Grenzkostenkurve für negative Leistung ist in den meisten untersuchten Stunden sehr flach, wie z. B. in der 6. Stunde am 06.01.2020 oder in der 17. Stunde am 23.01. in Abbildung 7-13. In diesen Stunden kann die kurzfristige Bereitstellung negativer Leistung günstig erfolgen. Günstig bedeutet, dass die Leistungsreduktion spezifische Kosteneinsparungen ermöglicht, die nur geringfügig unter dem Day-Ahead Preis für diesen Zeitraum liegen. Die Kraftwerksbetreiber haben somit eine entsprechend hohe Zahlungsbereitschaft für die Leistungsreduktion. Der notwendige untertägige Verkauf von Windstrom im Falle eines negativen Prognosefehlers erzielt somit ähnlich hohe Erlöse wie bei einer Vermarktung im Day-Ahead Handel. An Tagen mit geringer Residuallast können hiervon abweichende Verläufe der Grenzkostenkurven in den Stunden vor und nach dem relativen Lastminimum beobachtet werden. Dies wird am Beispiel der 6. Stunde am 25.06.2020 in Abbildung 7-13 verdeutlicht. Den dazugehörigen

stundenscharfen Kraftwerkseinsatz am 25.06.2020 zeigt Abbildung 7-10 auf S.104. In der 6. Stunde an diesem Tag befinden sich nahezu alle fossilen Kraftwerke auf Mindestlast und es können nur noch wenige fossile Kraftwerke ihre Leistung reduzieren. Für den Ausgleich eines negativen Prognosefehlers größer -1,3 GW verbleibt daher nur noch eine Absenkung der Leistung der Kernkraftwerke.

In Analogie zur empirischen Analyse der Herleitung einer Preisfunktion für den erkannten Prognosefehler (vgl. Kapitel 5.2.4) werden die Differenzen zwischen den Grenzkosten des untertägigen Ausgleichs und der Preis setzenden Grenzkosten aus dem Day-Ahead Handel ausgewertet. Diese Differenzkosten werden als Funktion des erkannten Prognosefehlers aufgetragen. Für die Berechnung der Differenzkosten werden als Preis setzende Grenzkosten des Day-Ahead Handels diejenigen Grenzkosten der Angebotskurven der untertägigen Leistungsbereitstellung angesetzt, die sich bei einer Nachfrage von 0 GW ergeben. Beispielsweise sind die für den Day-Ahead Handel maßgeblichen Grenzkosten 53 €/MWh für die 17. Stunde am 23.01.2020 und 37 €/MWh für die 6. Stunde am 25.06.2020 (vgl. Abbildung 7-13). Die Differenzkosten für die untertägige Bereitstellung einer definierten Höhe positiver Leistung ergeben sich durch den Wert der roten Angebotskurve für diese Leistung abzüglich der Grenzkosten für eine untertägige Leistung von 0 GW. Für jede der simulierten Stunden werden in 50 MW Schritten die Differenzkosten für positive und negative Leistung berechnet. Der Mittelwert der simulierten Stunden ergibt den Erwartungswert, der als Funktion des erkannten Prognosefehlers in **Abbildung 7-14** dargestellt ist.

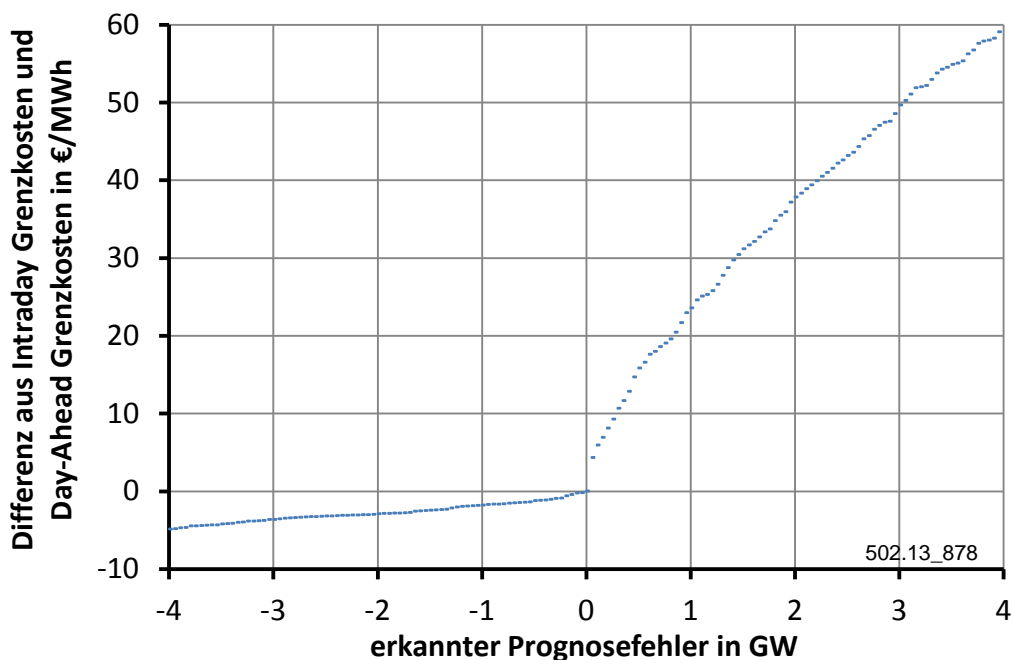


Abbildung 7-14: *Differenz der Grenzkosten als Funktion des erkannten Prognosefehlers*

Die berechneten Mittelwerte der Differenz aus Intraday und Day-Ahead Grenzkosten nehmen mit zunehmendem negativem Prognosefehler mit einer Steigung von 1,2 (€/MWh)/GWh ab. Für den Ausgleich von erkannten positiven Prognosefehlern steigen die mittleren Grenzkosten im Intraday-Handel im Vergleich zum Day-Ahead Handel mit zunehmendem Leistungsbedarf deutlich stärker an. Für den Ausgleich eines erkannten positiven Prognosefehler von 1 GW über eine Stunde ist im Mittel eine

Differenz der Grenzkosten von 22 €/MWh zu bilanzieren. Für eine Ausgleichsleistung von 3 GW lässt sich eine mittlere Differenz von 50 €/MWh berechnen. Der starke Anstieg der mittleren Kosten mit der Zunahme des positiven Leistungsbedarfs kann mit dem häufiger notwendig werdenden Einsatz von Gasturbinen erklärt werden. Die asymmetrischen Grenzkostenverläufe für die untertägige Bereitstellung positiver und negativer Leistung bedeutet, dass der Ausgleich von positiven erkannten Prognosefehlern im Mittel teurer ist, als der Ausgleich eines negativen erkannten Prognosefehlers gleicher Höhe. Insbesondere unter Berücksichtigung des Merit-Order-Effekts auf die Day-Ahead Vermarktung (vgl. Kapitel 6.1) wird hierdurch ein Anreiz für die Vermarkter von Windstrom für eine systematische Mindervermarktung im Day-Ahead Markt mit einem Ausgleich im Intraday-Handel gesetzt.

Es kann erwartet werden, dass die im Markt zu beobachtenden Preise von den Grenzkosten abweichen, da die Marktteilnehmer in ihrer Preiskalkulation neben den eingesparten Brennstoffkosten einen Zuschlag für die Durchführung der kurzfristigen Maßnahmen berücksichtigen werden. Dennoch werden im Folgenden die Kosten für den untertägigen Ausgleich der erkannten Prognosefehler im Jahr 2020 für 100 simulierte Zeitreihen zwischen der Bewertung mit der empirisch hergeleiteten Funktion (vgl. Kapitel 5.2.4) und mit der Grenzkostenkurve verglichen. Die Gesamtkosten des Ausgleichs der erkannten Prognosefehler betragen 50 Millionen € (empirische Funktion) bzw. 43 Millionen € (Grenzkostenkurve). Bei einer Unterscheidung zwischen negativem und positivem Leistungsbedarf zeigen sich jedoch erhebliche Unterschiede. Die empirisch hergeleitete Funktion weist sowohl für negative als auch positive Leistung eine Steigung von 7,2 (€/MWh)/GWh auf (vgl. Kapitel 5.2.4). Die Steigung dieser Funktion ist für negative Leistung höher und für positive Leistung geringer als bei der Grenzkostenkurve. Daher sind die Kosten für den Ausgleich der erkannten negativen Prognosefehler auf Basis des Grenzkostenansatzes mit 6 Millionen € deutlich geringer als bei einer Abschätzung mit Hilfe der hergeleiteten empirischen Funktion mit 30 Millionen €. Die Kosten für den Ausgleich der erkannten positiven Prognosefehler sind hingegen beim Grenzkostenansatz mit 37 Millionen € wesentlich höher als bei einer Abschätzung mit der empirischen Preisfunktion mit 20 Millionen €. Auch wenn die ausgewiesenen Kostenunterschiede zwischen den beiden Ansätzen erheblich sind, so bleibt doch festzuhalten, dass die Kosten für den untertägigen Ausgleich der erkannten Prognosefehler lediglich 0,8 % bzw. 0,9 % der Day-Ahead Erlöse für Windstrom im Jahr 2020 ausmachen werden.

8 Zusammenfassung

In Deutschland ist die installierte Windkraftleistung innerhalb der letzten Dekade um 21 GW angestiegen und ein vergleichbarer Zubau wird für die nächste Dekade erwartet. Die Windenergie wird durch dieses dynamische Wachstum den mit Abstand größten Anteil an der Stromversorgung durch erneuerbare Energien haben.

Diese verstärkte Nutzung der Windkraft wurde durch die rechtlichen Rahmenbedingungen und finanziellen Anreize des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) ermöglicht. Die über den Stromgroßhandelspreis hinaus gehende garantierte Einspeisevergütung führte dazu, dass die Windkraftanlagenbetreiber den Windstrom i. d. R. nicht im Markt anbieten, sondern die Einspeisung nach den Sätzen des EEG abrechnen. Dennoch findet eine Vermarktung von Windstrom statt. Zum einen besteht im Rahmen des EEG die Möglichkeit der Direktvermarktung, die bisher nur geringfügig genutzt wird. Zukünftig könnte der Anteil, der direkt vermarktet wird, durch die Einführung einer Marktprämie mit dem EEG 2012 deutlich erhöht werden. Zum anderen wird der Windstrom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet, die den nach dem EEG eingespeisten Windstrom im Stromgroßhandel verkaufen. Die hieraus resultierenden Handelsaktivitäten und Abrechnungen des zugrundeliegenden Bilanzkreises werden im Rahmen dieser Arbeit als Vermarktung von Windstrom definiert.

Der erste Vermarktungsschritt ist der Verkauf der Windstromeinspeisung für den Folgetag (Day-Ahead) im Spotmarkt auf Basis einer Einspeiseprognose. Eine Abweichung zwischen dieser Folgetagsprognose und einer Kurzfristprognose wird im untertägigen Handel (Intraday) ausgeglichen. Die Differenz dieser beiden Prognosen wird im Rahmen der Arbeit als erkannter Prognosefehler definiert. Der Fehler der Kurzfristprognose verbleibt als Ausgleichsenergie im Bilanzkreis und wird als verbleibender Prognosefehler definiert. Der Saldo aus Verkauf im Day-Ahead Handel, der Handelsaktivität im Intraday Handel und der Ausgleichsenergie des Bilanzkreises entspricht der gemessenen Einspeisung und somit derjenigen Menge, die bei einer perfekten Prognose (Prognosefehler ist gleich Null) für den Folgetag vermarktet wird. Die Kosten für den Ausgleich eines Prognosefehlers werden als die Differenz zwischen den berechneten Einnahmen für den Fall einer perfekten Prognose und dem Saldo aus Einnahmen und Ausgaben der tatsächlichen Handelsaktivitäten und der Bilanzkreisabrechnung definiert. Es sind immer dann Differenzen zwischen diesen beiden Berechnungsansätzen zu bilanzieren, wenn sich die Preise für die Handelsaktivitäten und den Ausgleichsenergien von den Day-Ahead Preisen unterscheiden.

Auf Basis einer empirischen Analyse kann gezeigt werden, dass die Höhe der Residuallast den Day-Ahead Preis maßgeblich bestimmt. Die Residuallast ergibt sich aus der Differenz zwischen der Verbraucherlast und der gesetzten Stromerzeugung (Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung). Je höher die vorhergesagte Windstromeinspeisung ist, desto geringer sind die Residuallast und der Stromgroßhandelspreis. Dieser so genannte Merit-Order-Effekt führt dazu, dass mit zunehmender vermarkteter Windstrommenge die Grenzerlöse sinken und sogar negativ werden können. Daher kann insbesondere in Zeiten einer geringen Verbraucherlast ein Verkaufsgebot über eine hohe Windstromeinspeisung weniger Erlösen als der Verkauf einer hierzu im Vergleich geringeren Windstrommenge.

Ein Prognosefehler der Windstromeinspeisung für den Folgetag wirkt sich auf die vom Markt erwartete Residuallast aus. Der Prognosefehler hat folglich einen Einfluss auf den Preis für die Day-Ahead Vermarktung. Ein positiver Prognosefehler, d. h. es wird mehr prognostiziert und verkauft als tatsächlich eingespeist wird, senkt den Preis und ein negativer Prognosefehler, d. h. es wird weniger prognostiziert und verkauft als tatsächlich eingespeist wird, erhöht entsprechend den Preis. Der Merit-Order-Effekt erhöht daher die Kosten des Ausgleichs eines positiven Prognosefehlers und senkt die Kosten des Ausgleichs eines negativen Prognosefehlers. Es konnte gezeigt werden, dass Prognosefehler – selbst wenn der mittlere Fehler Null ist – in Summe die Day-Ahead Erlöse mindern. Je größer die Standardabweichung der Prognosefehler ist, desto weniger wird Erlöst. Mit Hilfe der modellierten Residuallast für das Jahr 2020 und der Windstromeinspeisung können die Auswirkungen auf die Day-Ahead Erlöse der Windstromvermarktung durch die Prognosefehler berechnet werden. Bei einer erwarteten Standardabweichung der Folgetagsprognosefehler von 1,4 GW werden die Day-Ahead Erlöse um 1 % gesenkt.

Die Ausgleichsaktivitäten der EEG-Bilanzkreise der vier Übertragungsnetzbetreiber werden für das Jahr 2010 ausgewertet. Die Kosten für den Ausgleich der erkannten und verbleibenden Prognosefehler liegen bei 1 € bzw. 2 € pro eingespeister Megawattstunde aus Windkraft und Photovoltaik. In Summe betragen die Kosten für den Ausgleich der Prognosefehler 7 % der Day-Ahead Erlöse.

Für eine Handelsstunde entspricht der Preis im Intraday Handel im Mittel dem Day-Ahead Preis. Der Ausgleich eines erkannten Prognosefehlers kann jedoch maßgeblichen Einfluss auf den Intraday Preis haben. Je höher die verkaufte Menge im Falle eines erkannten negativen Prognosefehlers ist, desto niedriger ist im Mittel der Intraday Preis im Vergleich zum Day-Ahead Preis. Entsprechend steigt der mittlere Preis für den Kauf im Intraday-Handel mit der Höhe des positiven Prognosefehlers. Für den Ausgleich eines negativen Prognosefehlers wird weniger als bei einem vortägigen Verkauf der gleichen Menge Erlöst. Entsprechend wird für den untertägigen Kauf im Falle eines erkannten positiven Prognosefehlers mehr ausgegeben als durch den Verkauf dieser Menge am Tag zuvor Erlöst worden ist. Aufgrund des linearen Zusammenhangs zwischen der Höhe des auszugleichenden Prognosefehlers und der Preisdifferenz zwischen Intraday-Preis und Day-Ahead Preis steigen die Kosten für den Ausgleich eines erkannten Prognosefehlers mit dessen Höhe quadratisch an.

Noch höhere Kosten für den Ausgleich eines Prognosefehlers entstehen, wenn der Prognosefehler nicht rechtzeitig erkannt wird und als Ausgleichsenergie im Bilanzkreis verbleibt. Je höher der verbleibende Prognosefehler ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass der Regelzonensaldo des deutschlandweiten optimierten Netzregelverbands vorzeichengleich mit der aus dem Prognosefehler resultierenden Ausgleichsenergie ist. Im Falle eines positiven Regelzonensaldos sind die Preise für die Ausgleichsenergie im Mittel höher und im Falle eines negativen Regelzonensaldos geringer als im Day-Ahead Handel. Die Ausgleichsenergiepreise sind nahezu unabhängig von den Day-Ahead Preisen und daher steigen die Kosten für den Ausgleich eines verbleibenden negativen Prognosefehlers mit zunehmendem Day-Ahead Preis. Entsprechend sinken die Kosten für den Ausgleich eines verbleibenden positiven Prognosefehlers mit zunehmendem Day-Ahead Preis. Für den Ausgleich eines Prognosefehlers

sind die höchsten Kosten für verbleibende positive Prognosefehler zu erwarten. Kleine negative Prognosefehler hingegen, die durch einen untertägigen Verkauf ausgeglichen oder als Ausgleichsenergie bilanziert werden, können in Summe die Erlöse im Vergleich zu einer ausschließlichen Day-Ahead Vermarktung erhöhen. Dieser Effekt ist besonders stark bei hoher Windstromeinspeisung und geringer Residuallast ausgeprägt.

Die Zeitreihenanalyse der Residuallast für das Szenariojahr 2020 zeigt, dass sich sowohl das Niveau als auch die Charakteristik der Residuallast in den nächsten zehn Jahren deutlich verändern wird. Die Residuallast entspricht der durch die konventionellen Kraftwerke zu deckenden Last. Deren Jahreserzeugung wird im Vergleich zum Jahr 2008 um 17 % zurückgehen, wobei die maximal zu deckende Last nicht reduziert wird. In wenigen Stunden wird es bereits im Jahr 2020 vorkommen, dass die gesetzte Einspeisung die Verbraucherlast übersteigt. Die Häufigkeit hoher Gradienten der Residuallast wird zunehmen. Für den konventionellen Kraftwerkspark resultieren hieraus geringere Volllaststunden bei einer gleichzeitig dynamischeren Fahrweise.

Die Grenzkostenkurve des konventionellen Kraftwerksparks, die so genannte Merit-Order, und die Residuallast sind die entscheidenden Größen bei der Bildung des Stromgroßhandelspreises. Die Entwicklung der Merit-Order bis zum Jahr 2020 wird einerseits durch Kraftwerksstilllegungen und -neubauten und andererseits durch die Brennstoffpreise bestimmt. Obwohl im Szenario sowohl ein erheblicher Austausch von alten durch neue Kraftwerke und steigende Preise für Steinkohle, Erdgas und CO₂-Zertifikate als auch eine veränderte Charakteristik der Residuallast unterstellt werden, ist der Preis bestimmende Grenzkostenbereich in nahezu 90 % der Stunden vergleichbar mit demjenigen des Referenzjahres 2008.

In den Jahren 2007 bis 2010 lag die mittlere Leistung für den Ausgleich von Day-Ahead Prognosefehlern zwischen 795 MW und 918 MW. Bis zum Jahr 2020 steigt diese Leistung auf 1.025 MW. Die Verbesserungen der Prognoseerstellung sind der Grund dafür, dass dieser Anstieg deutlich moderater als der Ausbau der installierten Leistung um 59 % ausfällt. Da die mittlere Residuallast abnimmt, weist die Relation zwischen der benötigten Leistung für den Ausgleich von Prognosefehlern und der sich am Netz befindenden konventionellen Kraftwerksleistung häufiger hohe Werte als im Vergleichsjahr 2008 auf. Der simulierte Kraftwerkseinsatz zeigt, dass der Zusammenhang zwischen geringerer konventioneller Einspeisung und höheren Prognosefehlern bis zum Jahr 2020 keine Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit haben wird. In Stunden mit geringer Residuallast kann tendenziell mehr positive Leistung kurzfristig aktiviert werden als in Stunden mit höherer Residuallast. Bei der negativen Leistungsreserve ist dieser Zusammenhang umgekehrt, jedoch steht in allen untersuchten Stunden ausreichend negative Leistung für den Ausgleich der erkannten negativen Prognosefehler zur Verfügung.

Für eine Analyse des technischen Potenzials und der Kosten beim Ausgleich der Prognosefehler durch konventionelle Kraftwerke wird wiederum zwischen den erkannten und verbleibenden Prognosefehlern unterschieden. Der verbleibende Prognosefehler trägt zum Regelzonensaldo bei und dieser wird durch die Regelleistungsprodukte ausgeglichen. Im Fokus dieser Arbeit steht der Ausgleich der erkannten Prognosefehler durch Leistungsreserven, die sich aus dem Kraftwerksbetrieb ergeben und kurzfristig aktiviert werden können. Es zeigt sich, dass alle modellierten

Zeitreihen negativer Prognosefehler an den Referenztagen durch Leistungsabsenkung der am Netz befindenden Kraftwerke ausgeglichen werden können. Die Grenzkosten weisen hierbei eine geringe Differenz zu den Grenzkosten des im Day-Ahead Markt Preis setzenden Kraftwerks auf und der Ausgleich der erkannten negativen Prognosefehler kann somit zu geringen Kosten erfolgen. Eine grundsätzlich andere Situation zeigt sich beim Ausgleich der erkannten positiven Prognosefehler. Hier reicht in 1,1 % der untersuchten Kombinationen die aus dem Kraftwerksbetrieb kurzfristig zur Verfügung stehende Leistung nicht aus, den erkannten positiven Prognosefehler vollständig auszugleichen. Der verbleibende Leistungsbedarf übertrifft jedoch nicht die üblicherweise vorgehaltene Regelleistung. Die Grenzkosten der Kraftwerke, die positive Leistung bereitstellen, können eine erhebliche Differenz zu den Grenzkosten des im Day-Ahead Markt Preis setzenden Kraftwerks aufweisen. Der Ausgleich der erkannten positiven Prognosefehler kann somit hohe Kosten verursachen. Dennoch belaufen sich die nach diesem Ansatz ermittelten Kosten ohne Merit-Order-Effekt für den Ausgleich der erkannten positiven und negativen Prognosefehler auf lediglich 0,8 % der zu erwartenden Day-Ahead Erlöse.

Empfehlungen

Die Erlöse der Windstromvermarktung können im Mittel erhöht werden, wenn bei mehreren zur Auswahl stehenden Prognosen mit ähnlicher Eintrittswahrscheinlichkeit, die Vorhersage mit geringerer Einspeisung derjenigen mit höherer Einspeisung vorgezogen wird. Dies gilt sowohl für die Folgetagsprognose als auch für die untertägigen Prognosen. Folgt der Windstromvermarkter dieser Vorgehensweise, kann von einem im Mittel höherem Preis im Day-Ahead Markt profitiert werden. Aufgrund der asymmetrischen Funktion der Ausgleichsenergiepreise ist auch bei der Kurzfristprognose, diejenige mit der geringeren Einspeisung vorzuziehen, da ein hoher verbleibender negativer Prognosefehler geringere Kosten als ein positiver Prognosefehler gleicher absoluter Höhe verursacht. Eine Verbesserung der Prognose erhöht das Vermarktungsergebnis, insbesondere wenn hierdurch hohe Prognosefehler vermieden werden können. Kleine Prognosefehler haben hingegen nur geringfügige Auswirkungen auf den Saldo der Einnahmen und Ausgaben. Eine höhere Prognosegüte ist insbesondere bei den Kurzfristprognosen anzustreben, da der Ausgleich von verbleibenden Prognosefehlern im Mittel wesentlich höhere Kosten verursacht als ein Ausgleich im Intraday Markt.

Für die Akteure der Energiewirtschaft ist es vor Allem wichtig, dass bis zum Jahr 2020 keine fundamentalen Marktveränderungen aufgrund der Ausgleichsaktivitäten von Prognosefehlern zu erwarten sind. Der hierfür notwendige mittlere Leistungsbedarf wird nur moderat ansteigen und in nahezu allen Situationen steht ausreichend Leistung aus dem Kraftwerksbetrieb für den Ausgleich der erkannten Prognosefehler zur Verfügung. Gegebenenfalls kann in Stunden mit einer erhöhten Wahrscheinlichkeit eines Leistungsdefizits eine zusätzliche Reserve vorgehalten werden. Zu deren Sicherung sollte insbesondere den Vermarktern von Windstrom zugestanden werden, gezielt einen Teil der für den Folgetag prognostizierten Windstromeinspeisung zunächst nicht im Day-Ahead Gebot zu berücksichtigen. Diese Leistung kann bei erkannten positiven Prognosefehlern für deren Ausgleich eingesetzt werden oder andernfalls im Intraday Markt verkauft werden.

9 Weiterer Forschungsbedarf

Im Bearbeitungszeitraum haben sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen teilweise fundamental geändert. Als prominentestes Beispiel können die Entscheidungen über die Nutzung der Kernenergie in Deutschland genannt werden. Ein weiteres Beispiel ist die dynamische Entwicklung bei den Neuinstallationen von PV-Anlagen, die zu Beginn der Untersuchung in keinem der betrachteten Szenarien auch nur im Ansatz erwartet wurde. Mit Hilfe der in dieser Arbeit entwickelten Methoden lassen sich die Auswirkungen der veränderten Rahmenbedingungen untersuchen.

Die gestiegene energiewirtschaftliche Bedeutung der Photovoltaik – im Leitszenario 2010 werden für das Jahr 2020 etwa 50 GW installierte Leistung erwartet – macht für diese Technologie zur Stromerzeugung eine eingehendere Untersuchung der Prognosefehler sinnvoll. Bisher stand hierfür nur eine sehr eingeschränkte Datenbasis zur Verfügung. Insbesondere Auswertungen der statistischen Zusammenhänge zwischen den Prognosefehlern der Wind- und PV-Stromeinspeisung sind notwendig.

Sowohl politisch als auch wissenschaftlich werden mehrere grundsätzliche Änderungen des Strommarktdesigns diskutiert. Eine bereits in Ansätzen umgesetzte Forderung ist die Vereinfachung des Zugangs zum Regelleistungsmarkt. Die Auswirkungen dieser Maßnahme auf die Ausgleichsenergiepreise gilt es zu untersuchen. Die Einführung einer Marktprämie bei der Direktvermarktung von Windstrom wurde mit dem EEG 2012 beschlossen. Diese Änderung könnte zu einer deutlichen Zunahme von Akteuren bei der Vermarktung von Windstrom und somit zu einem veränderten Gebots- und Ausgleichsverhalten im Falle von Prognosefehlern führen. Des Weiteren werden die Einführung mehrerer Preiszonen in Deutschland und die Schaffung von Kapazitätsmärkten diskutiert und wissenschaftlich untersucht. Unter dem Aspekt des Ausgleichs von Prognosefehlern empfiehlt sich eine Analyse der Rückwirkungen dieser veränderten Rahmenbedingungen auf die Märkte der untertägigen kurzfristigen Leistungsbereitstellung.

Die kurzfristige Leistungsbereitstellung kann nicht nur mit konventionellen Kraftwerken erfolgen. Zukünftig können weitere Optionen, wie sie im Rahmen dieser Arbeit diskutiert wurden, an Bedeutung gewinnen. Weitergehende Untersuchungen der technischen Potenziale und Kosten der kurzfristigen Leistungsbereitstellung können durch die Erstellung einer Grenzkostenkurve dieser Optionen, ähnlich der Merit-Order des Kraftwerksparks, erheblich unterstützt werden. Besonders interessant ist eine detaillierte Untersuchung von Hemmnissen der verbrauchsseitigen Lastbeeinflussung, da dieser Möglichkeit der Leistungsbereitstellung in einigen Studien ein erhebliches technisches Potenzial zugeschrieben wird.

Möglichkeiten der methodischen Weiterentwicklung bieten sich insbesondere bei der empirischen Herleitung der Preisfunktionen durch Einbindung von zeitlich hoch aufgelösten Fundamentaldaten zum konventionellen Kraftwerkspark, sowie spieltheoretische Ansätze zur Abbildung des Verhaltens der einzelnen Marktteilnehmer. Des Weiteren können Netzrestriktionen in dem Modell berücksichtigt werden.

10 Formelzeichen und Indizes

A	Fläche	4h	vier Stunden
a	Achsenabschnitt	Ac	Abruf /Aktivierung
An	Anfahrt	an	angeschaltet
B	Betrieb	aus	ausgeschaltet
c	spezifische Kosten	BE	Ausgleichsenergie
cp	Beiwert	Br	Brennstoff
C	Kosten	CO ₂	Kohlendioxid
cp	Leistungsbeiwert	DA	Day-Ahead (Folgetag)
Δ	Differenz	DSM	Demand Side Management
E	Erlöse	EEG	Erneuerbaren-Energien-Gesetz
e	spezifische Erlöse	EEG-U	EEG-Umlage
em	spezifische Emissionen	EEG-V	EEG-Vergütung
g	Geradensteigung	FC	Prognose
η	Wirkungsgrad	FCE	Prognosefehler
h	relative Häufigkeit	ges	gesamt
kf	Korrekturfaktor	Gr	Grenzwert
l	Lebensdauer	HG	Handelsgeschäft
lg	Leistungsänderungsgradient	HH	Haushalte
μ	mittlerer Fehler	ID	Intraday (untertägig)
MAE	mittlerer absoluter Fehler	ImEx	Saldo der grenzüberschreitenden Lastflüsse
MSE	mittlere quadratische Fehler	Ist	Ist-Wert
n	Anzahl	k	Kraftwerk
p	Preis	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
P	Leistung	L	Luft
\bar{p}	mittlerer Preis	L	Luft
q	Anteil	LW	Laufwasser
ρ	Dichte	max	Maximalwert
RMSE	Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers	min	Minimalwert
s	Sicherheit	MO	Merit-Order-Effekt
σ	Standardabweichung	n	normiert
t	Zeit	n	Nennwert
T	Toleranz	neg	negativ
v	Geschwindigkeit	off	Offshore

w	Wichtung	oW	ohne Windstrom
x	Menge	pos	positiv
Y	Jahr	pot	Potenzial
		PS	Pumpspeicher
		PV	Photovoltaik
		R	Rotor
		r	Rauhigkeitslänge
		Re	Vorhaltung
		Res	Reserve
		RL	Residuallast
		s	Standort
		Szen	Szenario
		V	Verbrauch
		var	variabel
		W	Wind

11 Anhang

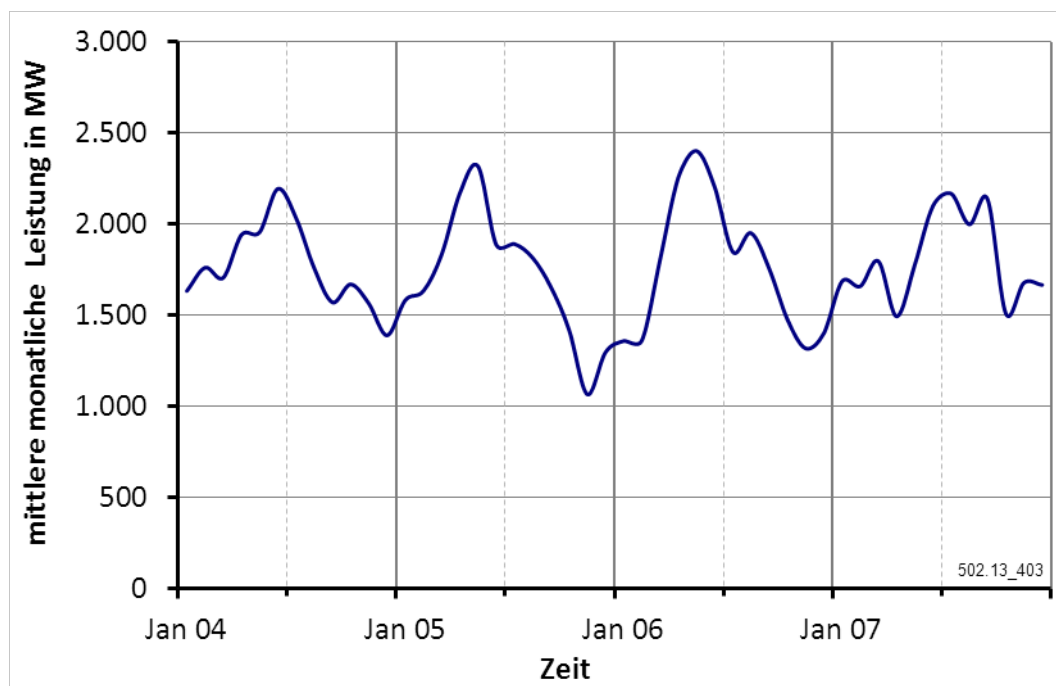
11.1 Prognose der Windstromeinspeisung

Tabelle 11-1: Kennwerte der Windstromprognose in den vier deutschen Regelzonen

	gesamt	Tennet	EnBW	50Hertz	Amprion
mittlere Einspeisung in MW	4.084	1.652	52	1.728	654
RMSE in MW	1.185	689	33	574	303
RMSE in % der \emptyset Einspeisung	28,3	41,4	63,1	32,4	46,3

502.13_798

11.2 Zeitreihenanalyse



502.13_403

Abbildung 11-1: Mittlere monatliche Einspeiseleistung aus Laufwasserkraftwerke nach /STBA-01 09/

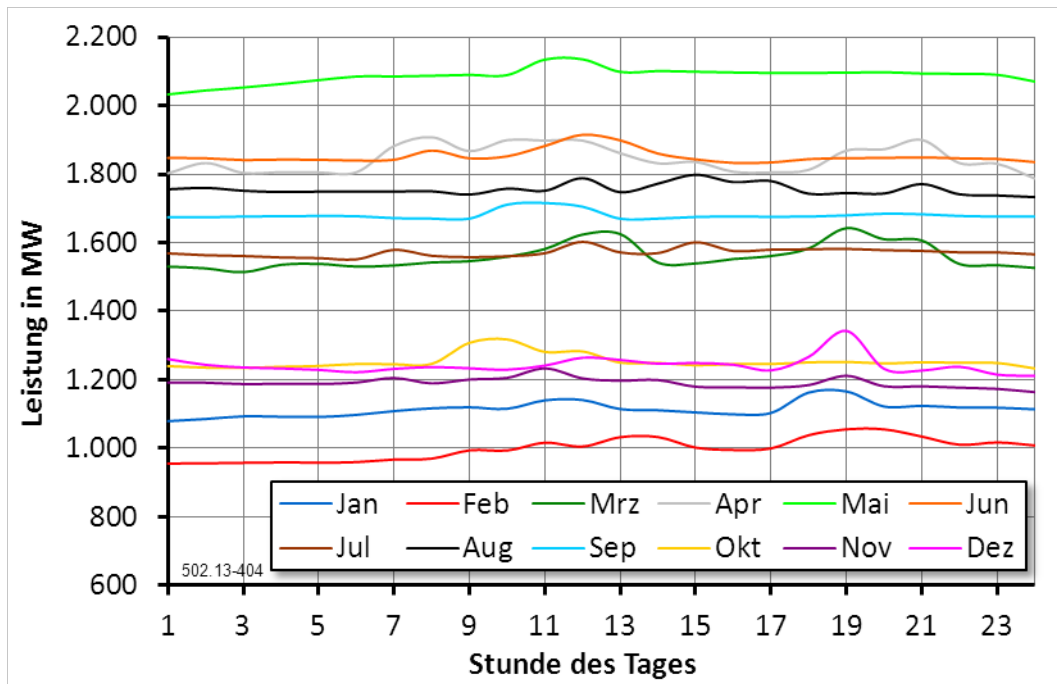


Abbildung 11-2: Tageszeitliches Profil der stündlichen Einspeisung der 12 Mittwochsbilanzen im Jahr 2007 nach /STBA-01 09/

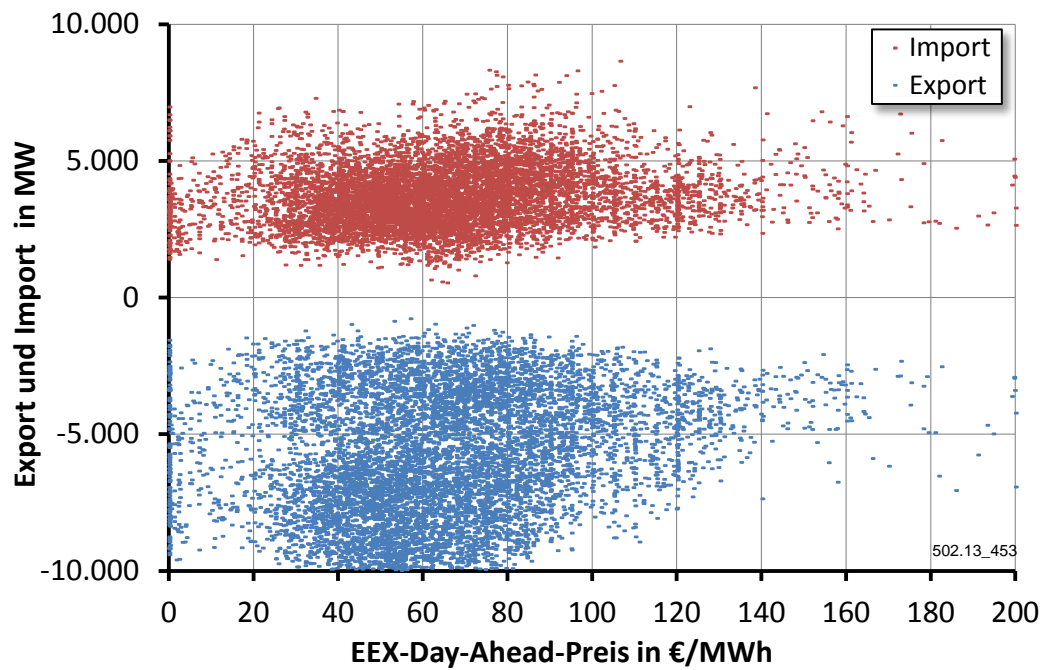


Abbildung 11-3: Grenzüberschreitende Leistungsflüsse als Funktion der EEX-Day-Ahead-Preise im Jahr 2008

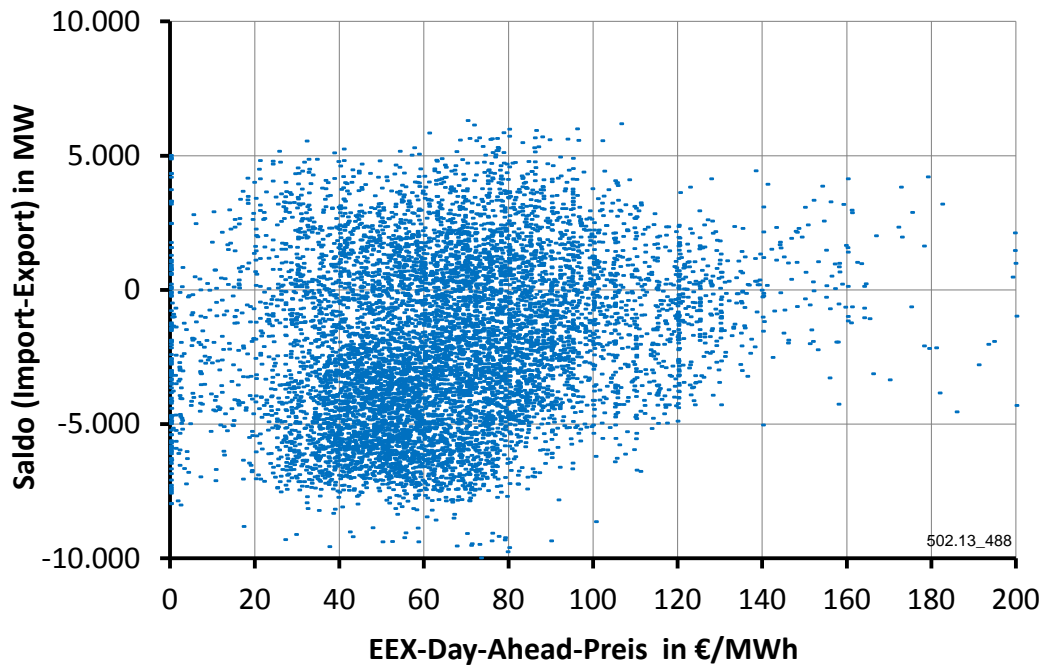


Abbildung 11-4: *Saldo der grenzüberschreitende Leistungsflüsse als Funktion der EEX-Day-Ahead-Preise im Jahr 2008*

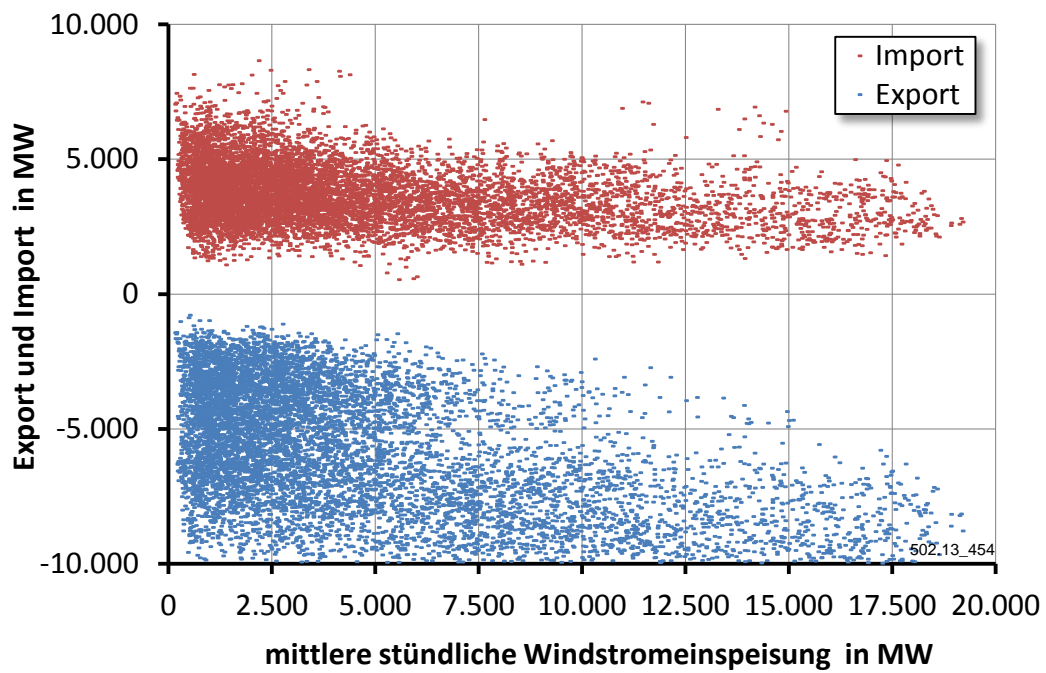


Abbildung 11-5 *Grenzüberschreitende Leistungsflüsse als Funktion der Windstrom-einspeisung im Jahr 2008*

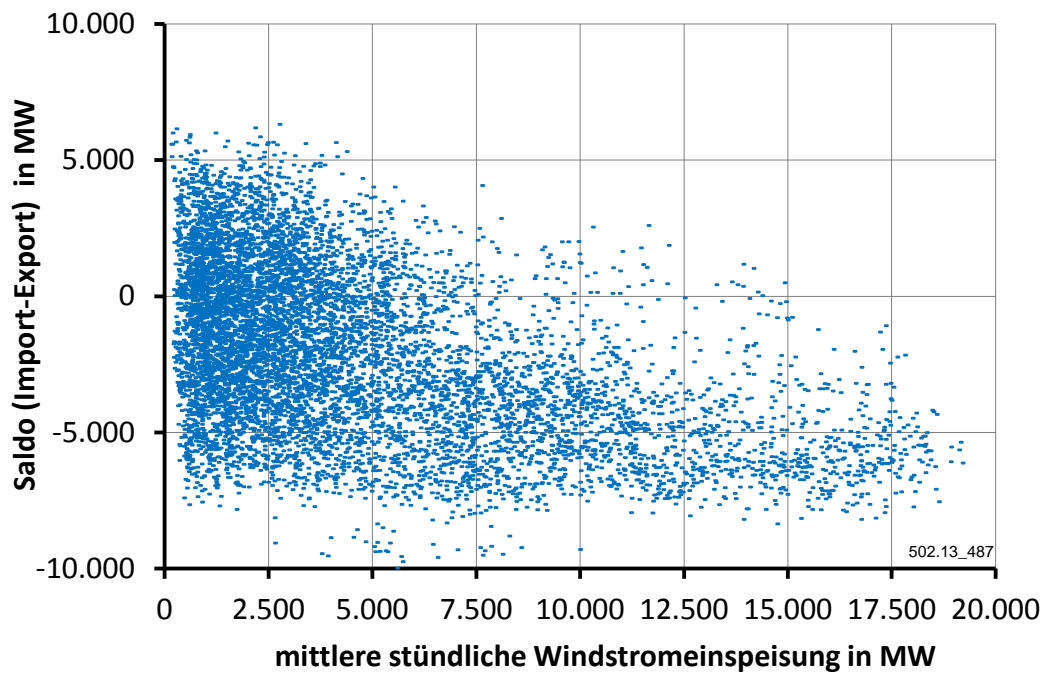


Abbildung 11-6 *Saldo der grenzüberschreitenden Leistungsflüsse als Funktion der Windstromeinspeisung im Jahr 2008*

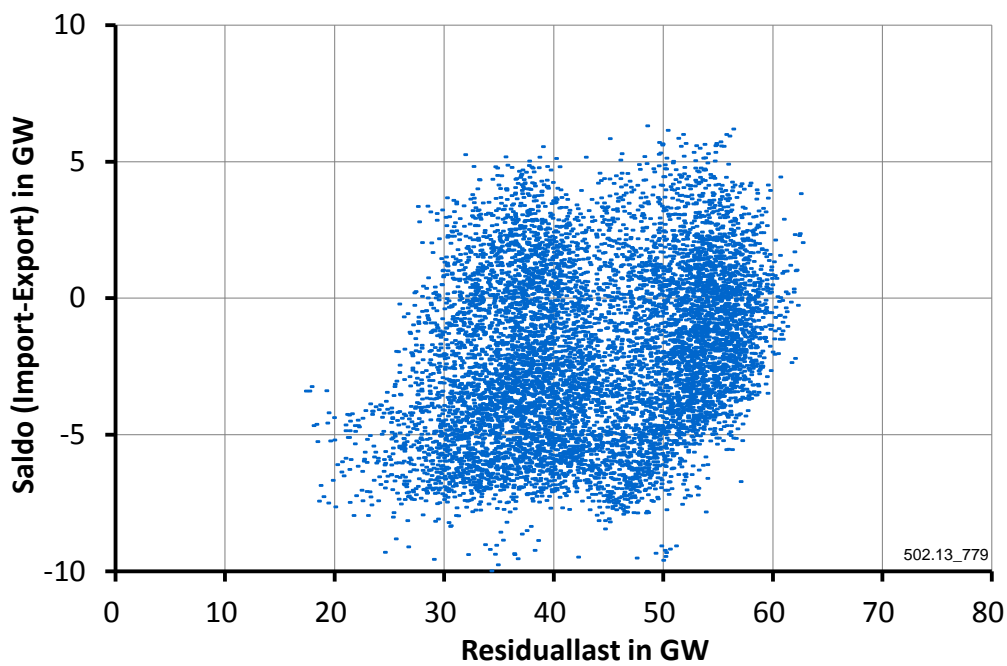


Abbildung 11-7: *Streudiagramm des Saldos der grenzüberschreitenden Leistungen und der Residuallast im Jahr 2008*

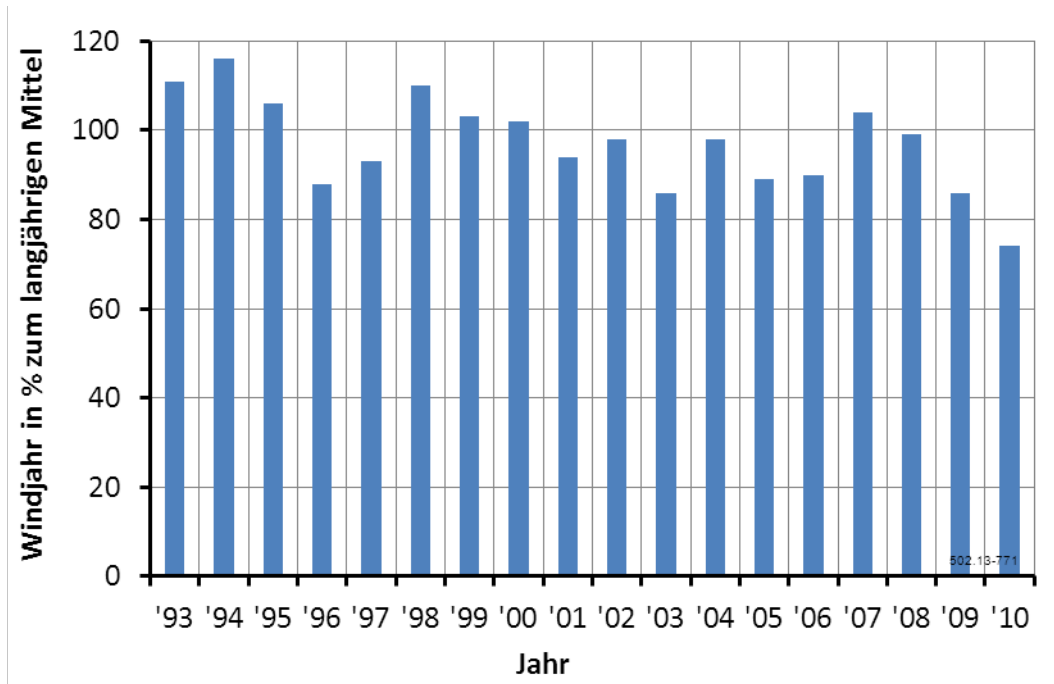


Abbildung 11-8: Windjahr nach /BWE-01 11/

Tabelle 11-2: Windkraftanlagen

Leistungsklasse	Anlage	Nennleistung [kW]	Nabenhöhe [m]
0 - 300 kW	Vestas V-25	200	29
	Enercon E-30	300	50
301 – 749 kW	Enercon E-40	600	65
	DE Wind D4	600	70
	Vestas V-47	660	60
750 – 1.499 kW	Enercon E-58	1.000	70
	Nordex N-60	1.300	69
	AN Bonus 62	1.300	80
≥ 1.500 kW	GE Wind 1.5s	1.500	80
	RE Power MM70	2.000	65
	Enercon E-66	2.000	85
	Vestas V-80	2.000	100
Repowering	Enercon E-70	1.750	70
	Nordex N-90	2.300	80
	GE Wind 2.5	2.500	85
	Vestas V-90	3.000	80
Offshore	GE Wind 3.6s	3.600	75
	Enercon E-112	4.500	124
	Vestas V-112	4.500	90
	RE Power 5M	5.000	90

Leistungsbeiwert der Referenzanlagen

$$cp = \frac{2 \cdot P}{\rho_L \cdot A_R \cdot v_W^3} \tag{11.1}$$

Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

$$v_N = v_M \cdot \frac{\log\left(\frac{h_N}{r}\right)}{\log\left(\frac{h_M}{r}\right)} \tag{11.2}$$

- | | | | |
|--------|------------------|-----|---------|
| cp | Leistungsbeiwert | L | Luft |
| P | Leistung | R | Rotor |
| ρ | Dichte | W | Wind |
| A | Fläche | N | Nabe |
| v | Geschwindigkeit | M | Messung |
| r | Rauhigkeitslänge | | |

Prognosefehler-Tool ProFeT

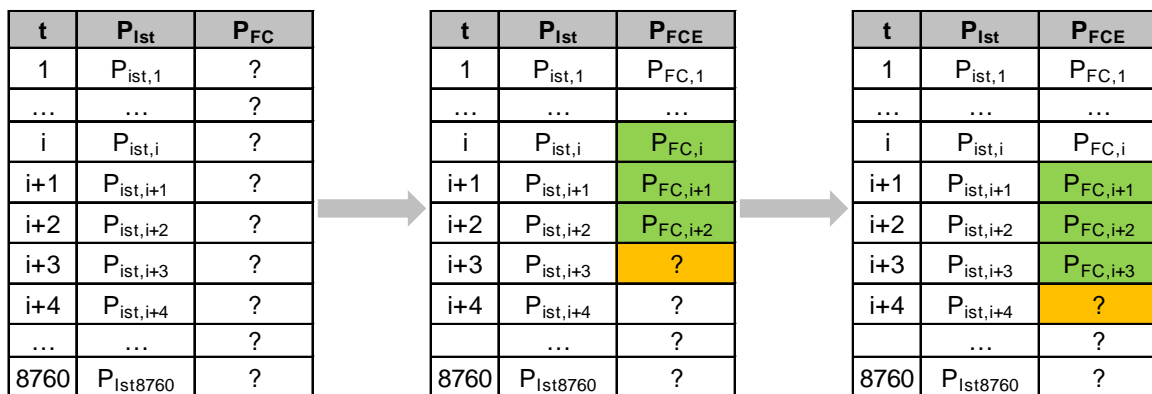


Abbildung 11-9: Modellierung der Prognosefehler auf Basis der Charakteristik der vorangegangenen Fehler am Beispiel eines Vektors mit drei Elementen

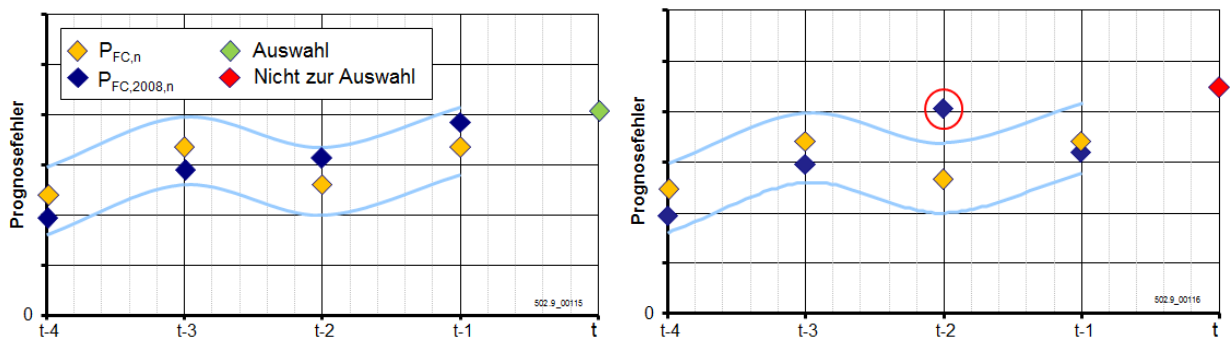


Abbildung 11-10: Auswahl der Vektoren auf Basis der Prognosefehlerhistorie am Beispiel eines Vektors mit vier Elementen

Der im Zeitschritt t zu betrachtende Vektor der vorangegangenen Prognosefehler:

$$\vec{p}_{FCE}(t) = \begin{pmatrix} P_{FCE,n}(t-l) \\ P_{FCE,n}(t-l+1) \\ \vdots \\ P_{FCE,n}(t-1) \end{pmatrix} \quad (11.3)$$

8761 - l Vergleichsvektoren aus der zugrunde gelegten Datenbasis:

$$\vec{p}_{FCE,2008,u} = \begin{pmatrix} P_{FCE,2008,n}(u-l) \\ P_{FCE,2008,n}(u-l+1) \\ \vdots \\ P_{FCE,2008,n}(u-1) \end{pmatrix} \quad (11.4)$$

8761 - l Vektoren mit elementweiser Differenzenbildung der Prognosefehler:

$$\begin{aligned} \overrightarrow{\Delta p}_{FCE,u}(t) = \vec{p}_{FCE}(t) - \vec{p}_{FCE,2008,u} &= \begin{pmatrix} P_{FCE,n}(t-l) - P_{FCE,2008,n}(u-l) \\ P_{FCE,n}(t-l+1) - P_{FCE,2008,n}(u-l+1) \\ \vdots \\ P_{FCE,n}(t-1) - P_{FCE,2008,n}(u-1) \end{pmatrix} \\ &= \begin{pmatrix} \Delta P_u(t-l) \\ \Delta P_u(t-l+1) \\ \vdots \\ \Delta P_u(t-l1) \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (11.5)$$

Aus allen Vektoren $\overrightarrow{\Delta p}_{FCE,u}(t)$ wird per Zufallszahl ein Vektor $\overrightarrow{\Delta p}_{FCE,u}(t)$ ausgewählt, für den die Nebenbedingung erfüllt ist, dass alle Elemente im Toleranzbereich T liegen:

$$\begin{aligned} |\Delta P_u(t-l)| &< T \\ |\Delta P_u(t-l+1)| &< T \\ &\vdots \\ |\Delta P_u(t-1)| &< T \end{aligned} \quad (11.6)$$

P	Leistung	FCE	Prognosefehler
t	Zeitschritt	n	normiert
u	Zählvariabel		
Δ	Differenz		
T	Toleranzbereich		

Tabelle 11-3: Standardabweichung der Prognosefehler

Fehlerhistorie: Länge des Vektors	Korrekturfaktor					Mittelwert
	10%	20%	30%	40%	50%	
1	6,0%	5,4%	5,2%	4,8%	4,7%	5,2%
2	5,1%	4,7%	4,5%	4,5%	4,4%	4,6%
3	4,7%	4,6%	4,4%	4,4%	4,3%	4,5%
4	4,8%	4,6%	4,5%	4,4%	4,3%	4,5%
5	5,0%	4,7%	4,6%	4,4%	4,3%	4,6%
Mittelwert	5,1%	4,8%	4,6%	4,5%	4,4%	4,7%

502.13-393

Tabelle 11-4: Vorzeichenwechsel der ersten Ableitung des Verlaufs der Prognosefehler

Fehlerhistorie: Länge des Vektors	Korrekturfaktor					Mittelwert
	10%	20%	30%	40%	50%	
1	4.360	4.350	4.368	4.364	4.371	4.363
2	3.218	3.241	3.258	3.277	3.271	3.253
3	3.260	3.306	3.354	3.330	3.320	3.314
4	3.319	3.303	3.364	3.345	3.355	3.337
5	3.325	3.360	3.329	3.388	3.380	3.357
Mittelwert	3.497	3.512	3.535	3.541	3.540	3.525

502.13-394

Tabelle 11-5: Standardabweichung der Abweichungen der Prognosegüte zum Referenzfall für jede Stunde eines Tages

Fehlerhistorie: Länge des Vektors	Korrekturfaktor					Mittelwert
	10%	20%	30%	40%	50%	
1	0,58%	0,46%	0,38%	0,34%	0,36%	0,42%
2	0,53%	0,39%	0,28%	0,31%	0,40%	0,38%
3	0,58%	0,39%	0,30%	0,29%	0,34%	0,38%
4	0,54%	0,42%	0,30%	0,28%	0,34%	0,38%
5	0,57%	0,45%	0,30%	0,29%	0,24%	0,39%
Mittelwert	0,56%	0,42%	0,31%	0,30%	0,36%	0,39%

502.13-395

Modifikation des mit ProFeT modellierten Leistungsgangs zur Abbildung der Offshore-Charakteristik

$$P_{FC,n,off,korr}(t) = P_{FC,n,off}(t) \cdot |P_{FC,n,off}(t)|^h \cdot b \quad (11.7)$$

P	Leistung	FC	Prognosefehler
t	Zeitschritt	n	normiert
h	1. Korrekturparameter	off	Offshore
b	2. Korrekturparameter		

11.3 Empirische Analyse

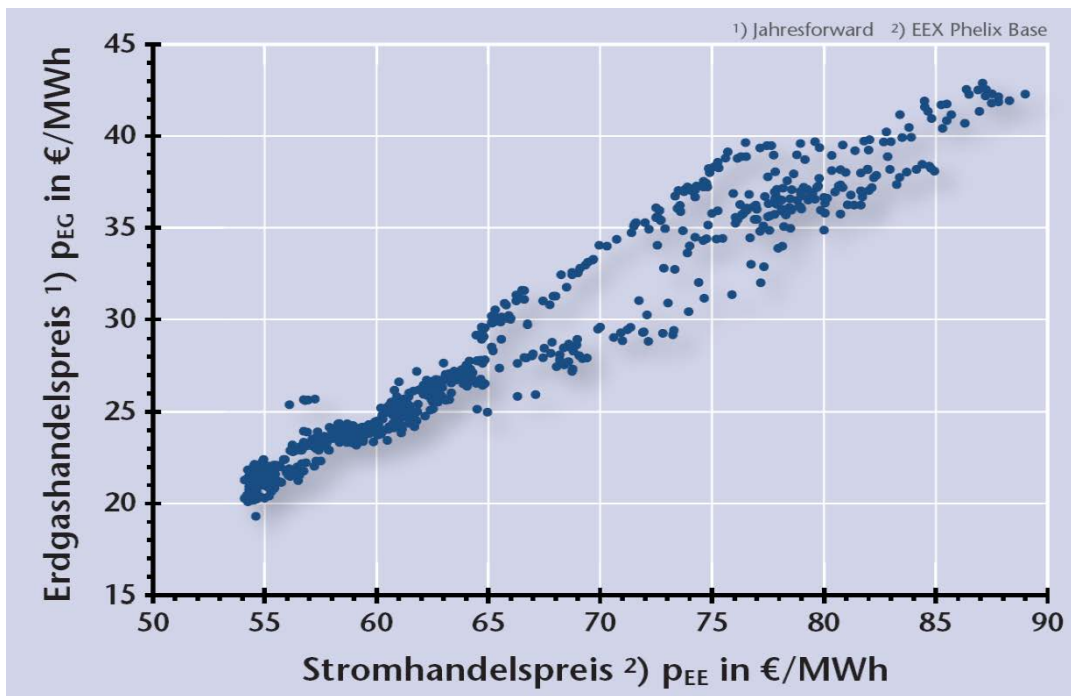


Abbildung 11-11: Erdgashandelspreis im Vergleich zum Stromhandelspreis
/TUD-02 09/

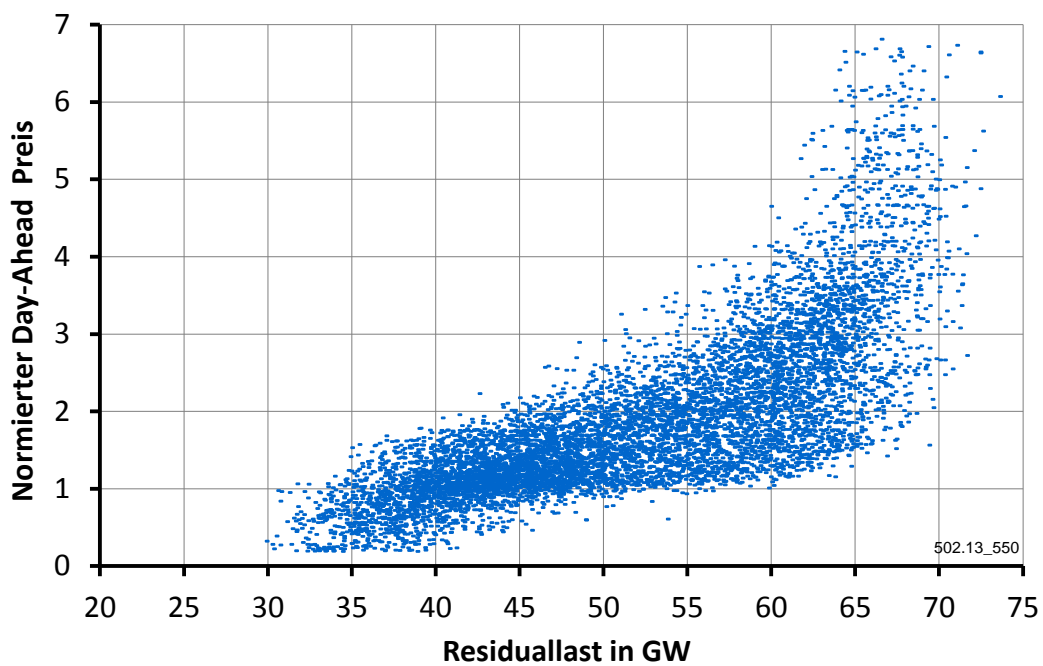


Abbildung 11-12: Normierter Strompreis als Funktion der Residuallast 2007

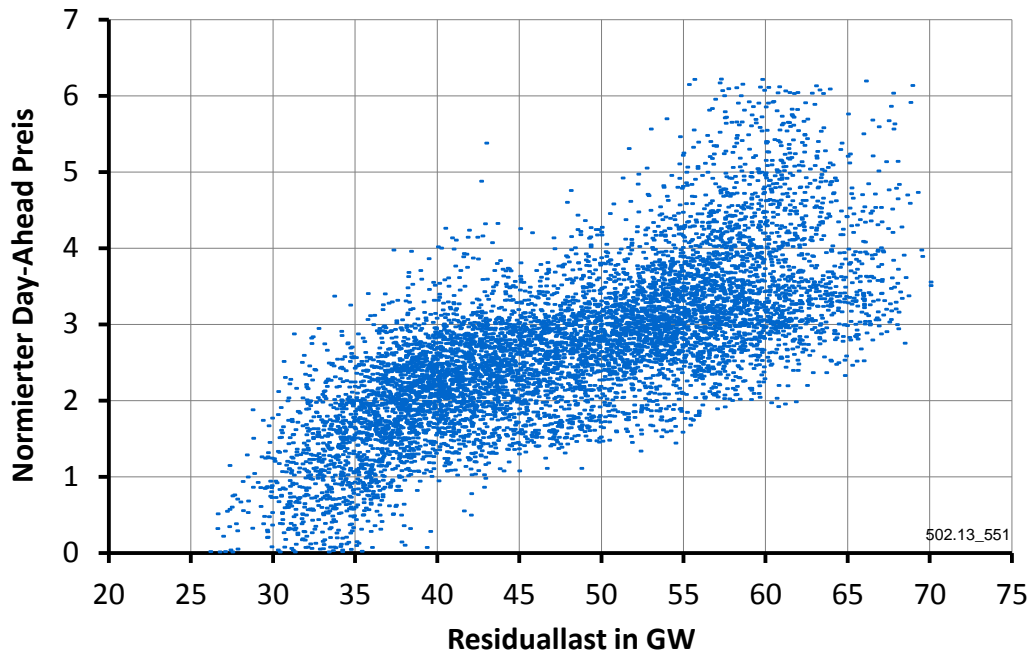


Abbildung 11-13: Normierter Strompreis als Funktion der Residuallast 2009

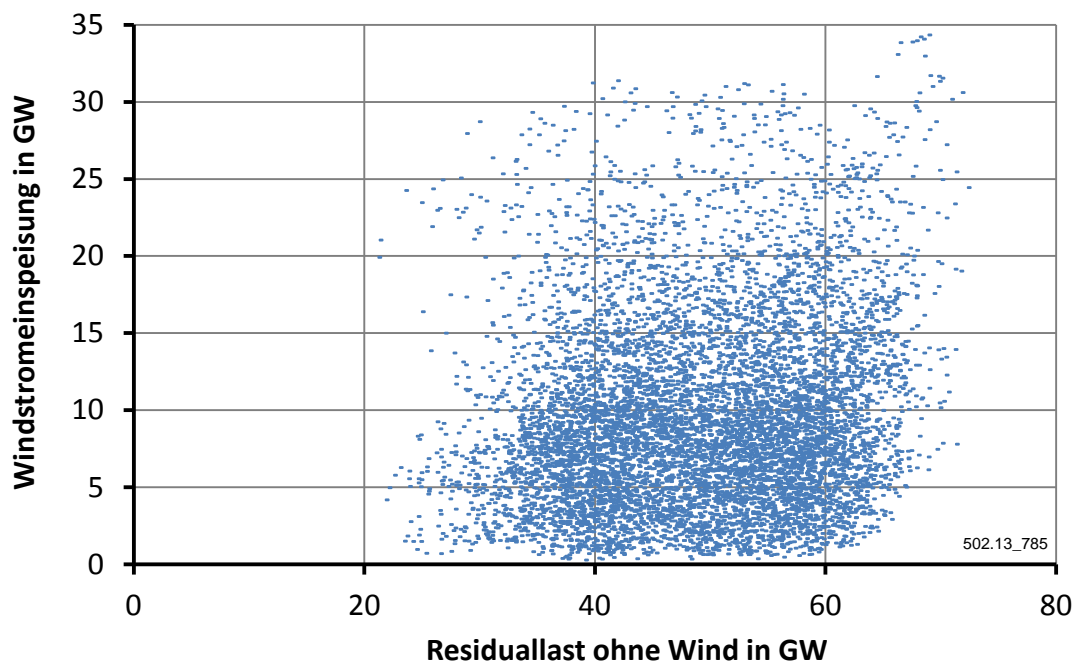


Abbildung 11-14 Streudiagramm der Windstromspeisung über Residuallast
 $R^2=0,028$

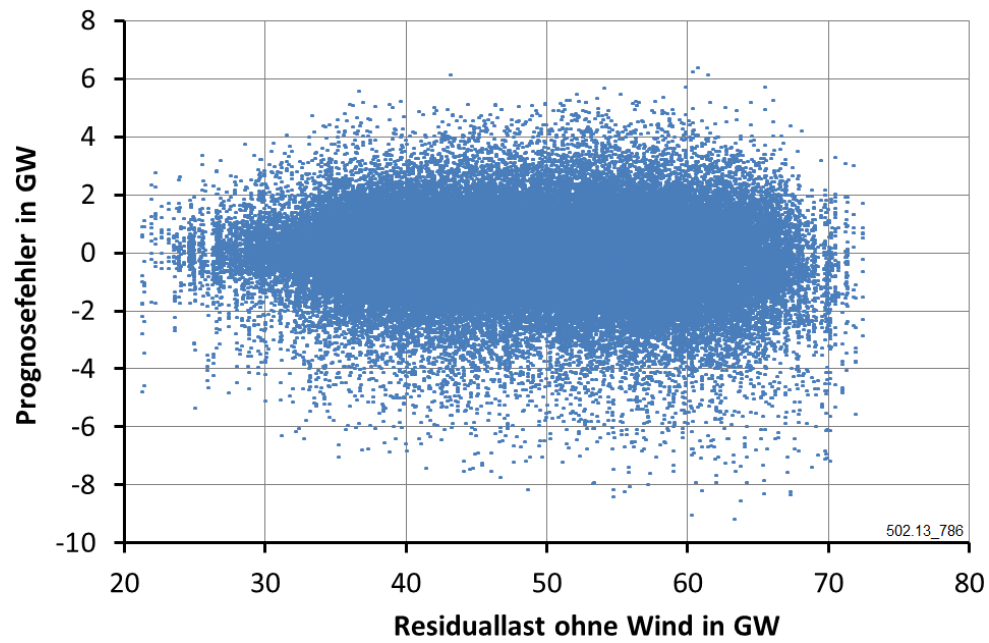


Abbildung 11-15: Streudiagramm der Prognosefehler über Residuallast $R^2=0,003$

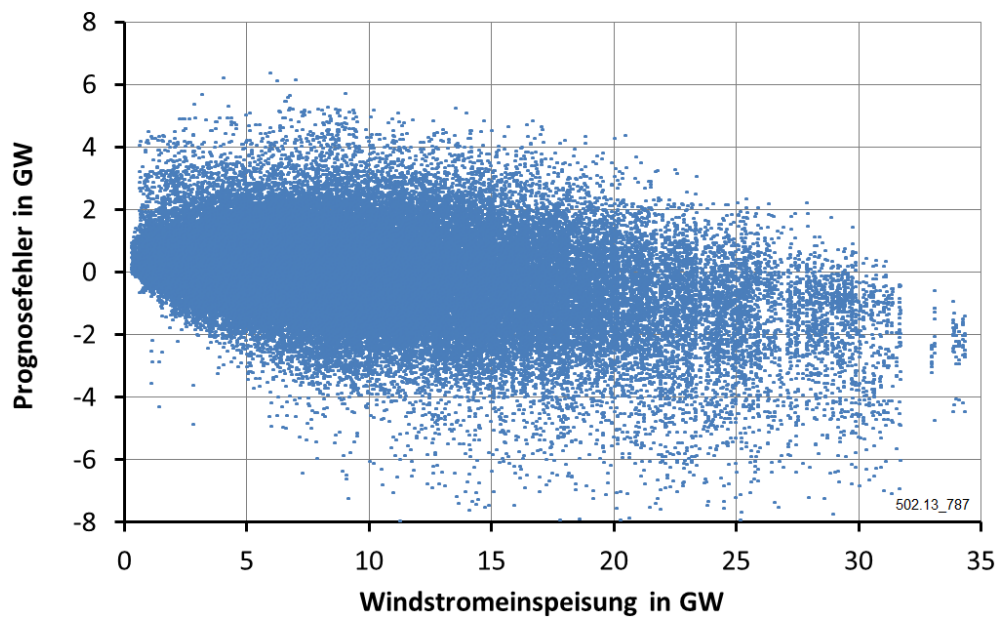


Abbildung 11-16: Streudiagramm der Prognosefehler über Windstromeinspeisung $R^2=0,11$

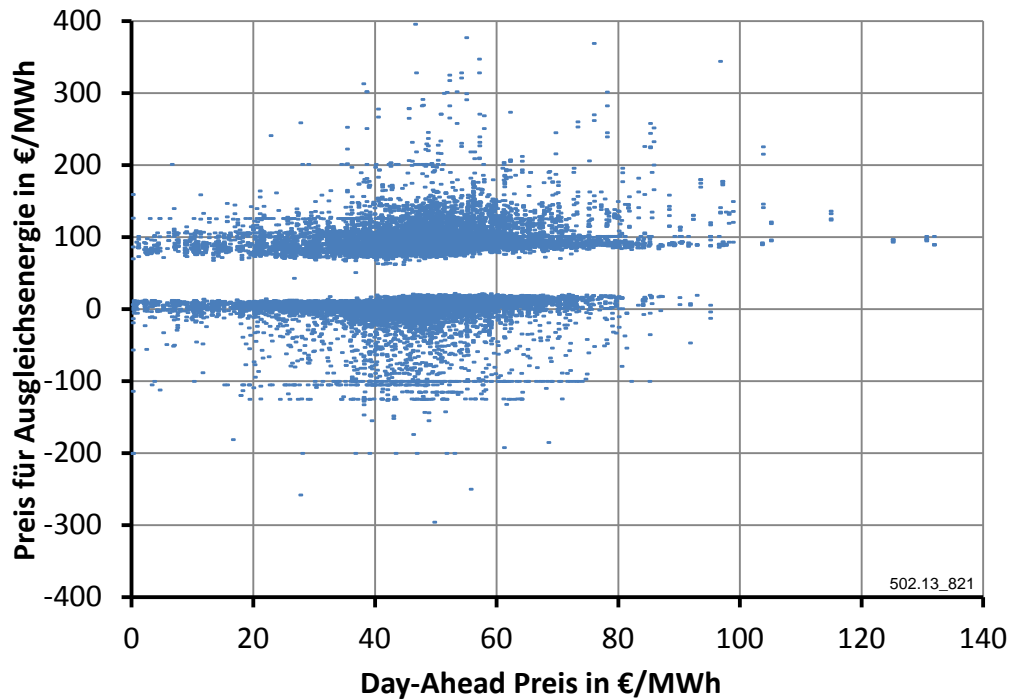


Abbildung 11-17: Streudiagramm der Ausgleichsenergiepreise und der Day-Ahead Preise

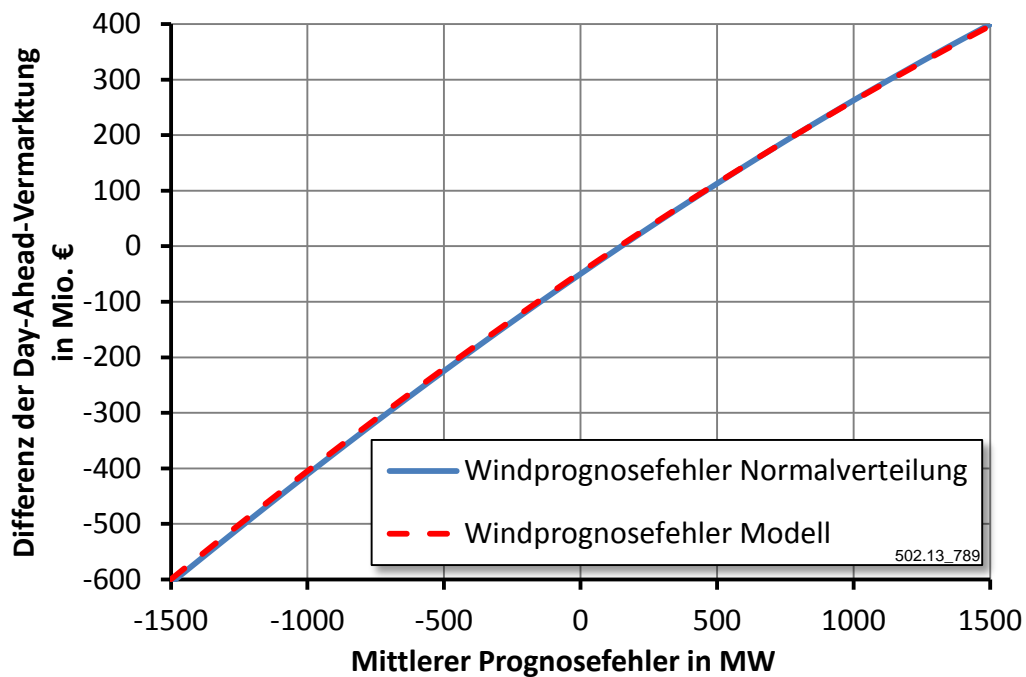


Abbildung 11-18: Auswirkungen der gewählten Verteilung auf die Day-Ahead-Vermarktung

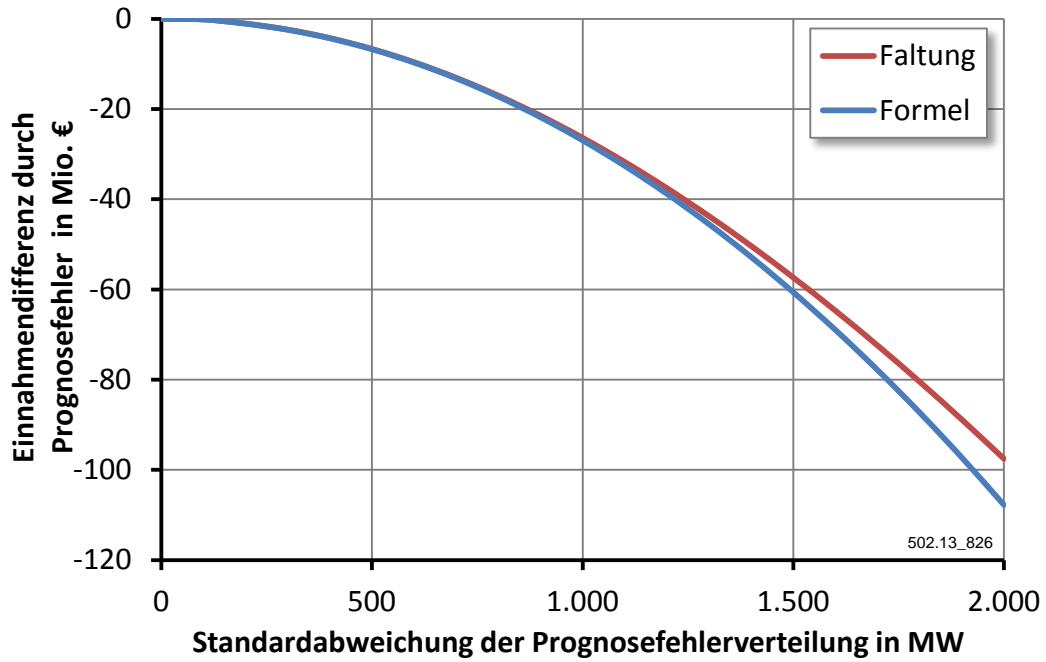


Abbildung 11-19: Vergleich der Einnahmen auf Basis der hergeleiteten Formel zur Einnahmendifferenz und der Faltung der Häufigkeitsverteilungen

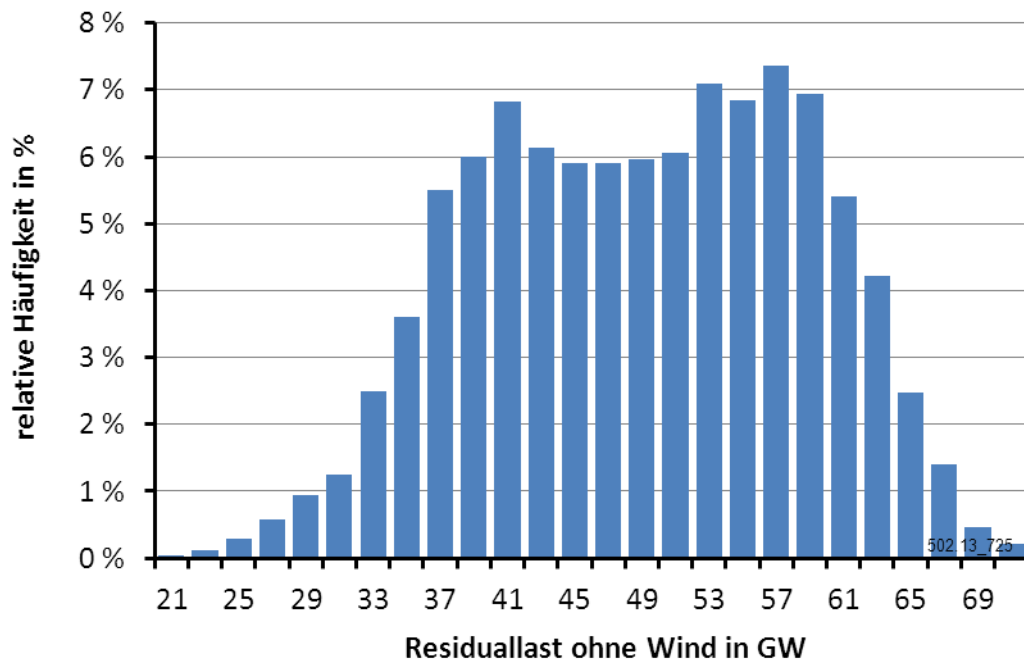


Abbildung 11-20: Häufigkeitsverteilung der Residuallast (ohne Wind) im Jahr 2020

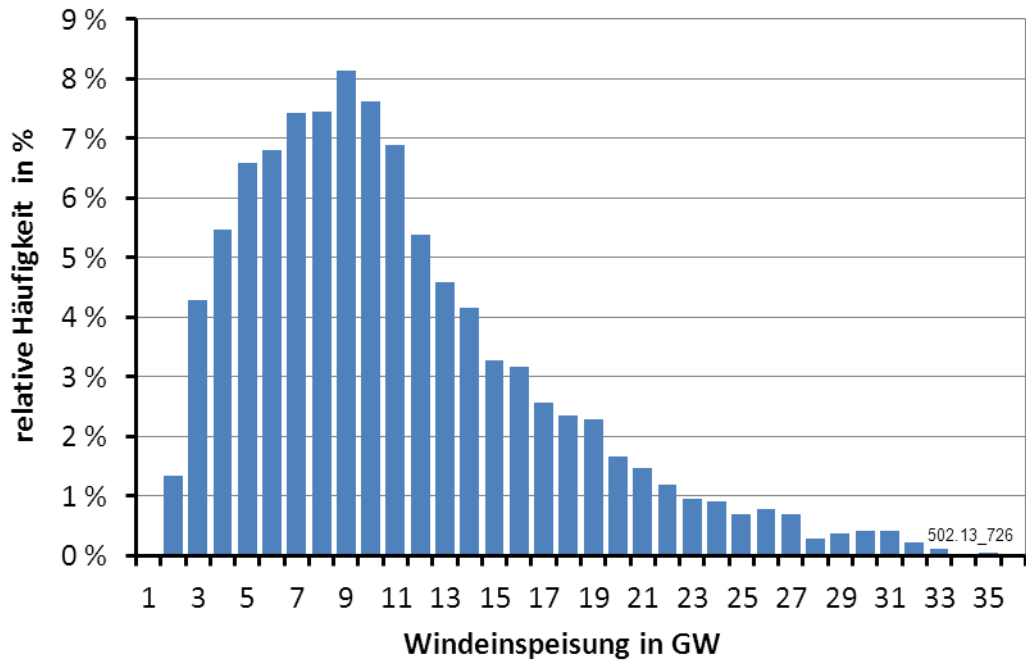


Abbildung 11-21: Häufigkeitsverteilung der Windstromeinspeisung im Jahr 2020

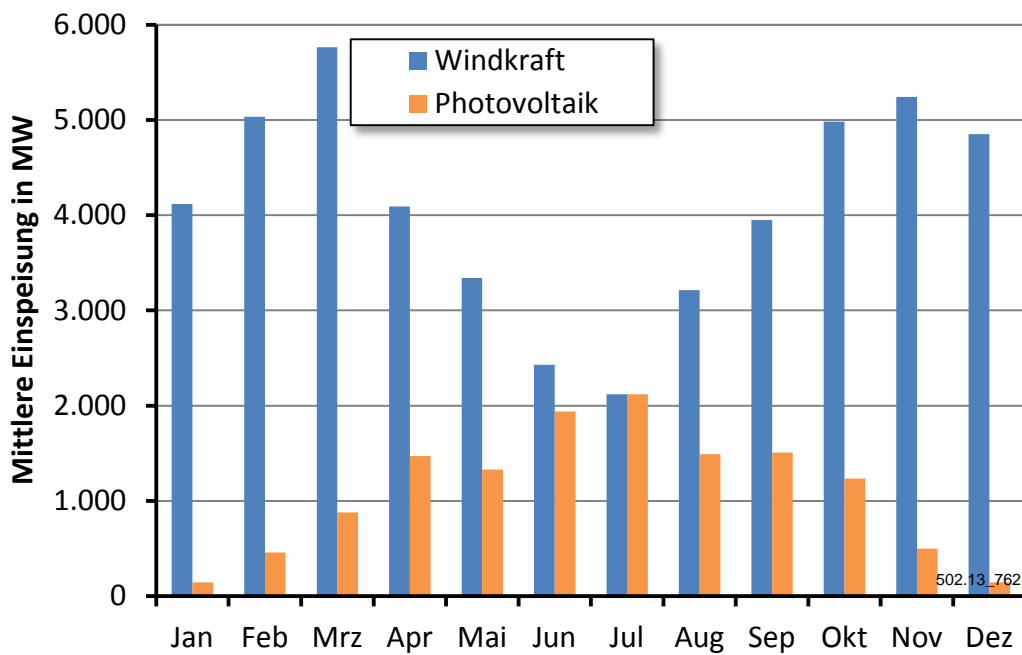


Abbildung 11-22: Monatswerte der mittleren Einspeiseleistung aus Windkraft- und PV-Anlagen im Jahr 2010

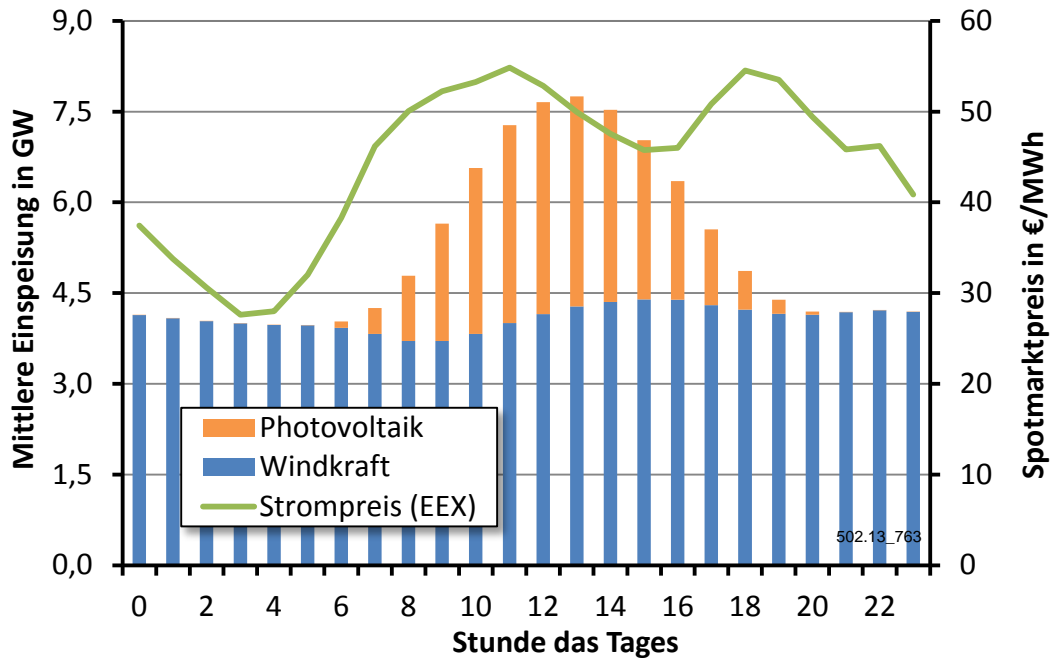


Abbildung 11-23: Mittlere Einspeiseleistung aus Windkraft- und PV-Anlagen im Tagesverlauf im Jahr 2010

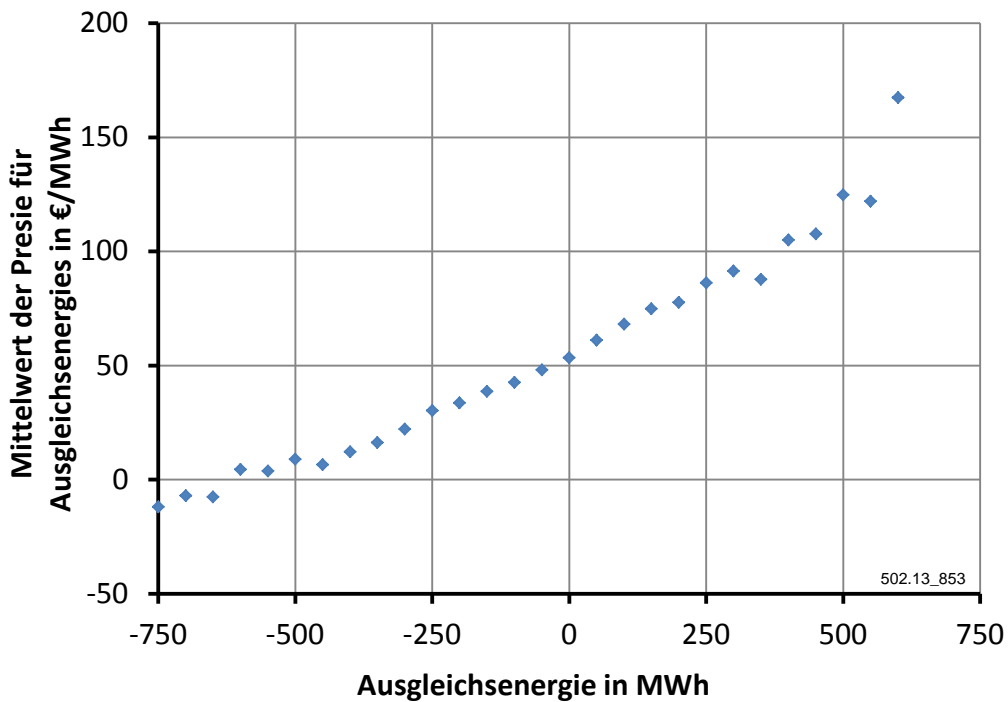


Abbildung 11-24: Mittelwerte der Preise für Ausgleichsenergie als Funktion der EEG-Ausgleichsenergie

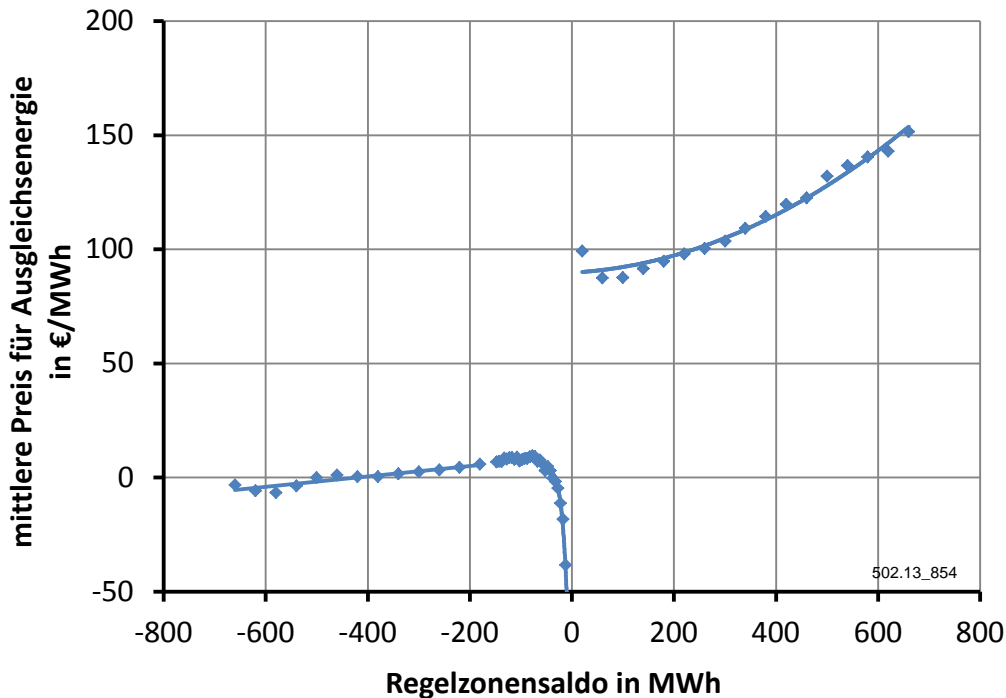


Abbildung 11-25: Mittelwerte der Preise für Ausgleichsenergie als Funktion des Regelzonensaldos

11.4 Simulation des Kraftwerkseinsatzes

Im Projekt KW21-E3 wurde an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. von Michael Steck die Simulationssoftware Kraftwerkseinsatzplanung (KEP) entwickelt /FFE-04 08/. Diese Simulation wurde im Rahmen einer Diplomarbeit /FFE-09 10/ weiterentwickelt. Die folgende Kurzdarstellung der Funktionsweise der Simulation beruht auf dieser Diplomarbeit.

11.4.1 Optimierungsverfahren

Die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP) ist das in der Simulation implementierte Verfahren. Diese mathematische Methode löst ein Optimierungsproblem geschlossen in endlich vielen Schritten, das heißt es wird die mathematisch optimale Lösung gefunden /ABEV-01 07/. Die Modellgleichungen der GGLP werden in Zielfunktion und Nebenbedingungen eingeteilt. Die Zielfunktion ist die in der Simulation zu minimierende Funktion und hat folgende allgemeine Form:

$$z = c_0 + \sum_{i=1}^n c_i \cdot x_i \quad (11.8)$$

z	Zielfunktion
x	Variablen
c	Koeffizienten
n	Variablenzahl

Ziel der Kraftwerkseinsatzplanung ist die Kosten minimale Deckung der Last. Für die Entscheidung ein bestehendes Kraftwerk zu betreiben, sind nur die variablen Betriebskosten relevant. Die Zielfunktion enthält somit sämtliche vorkommende variable

Kostenterme. Konstante Kosten wie c_0 in der obigen Gleichung werden nicht durch die Fahrplanentscheidungen beeinflusst und sind somit auch nicht optimierbar.

Die Zielfunktion wird unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen minimiert. Diese beinhalten sämtliche technische Einschränkungen. Es kann zwischen Gleichheits- und Ungleichheitsrestriktionen unterschieden werden. In der GGLP werden ferner ganzzahlige oder binäre Variablen gesondert gekennzeichnet. Die binären Variablen bilden diskrete Entscheidungen ab und entsprechen beispielsweise dem Betrieb eines Kraftwerks (entweder ein oder aus).

11.4.2 Zielfunktion und Nebenbedingungen

Im Folgenden wird auf die einzelnen Parameter eingegangen und ihre Implementierung in Zielfunktion und Nebenbedingungen gezeigt. Die Ergebnisvariable ist der Fahrplan der Kraftwerke. Für die Modellierung der Kraftwerke werden die folgenden Parameter berücksichtigt:

- Mindestleistung
- Maximalleistung
- Teillastwirkungsgrad
- elektrische Laständerungsgradienten
- Mindeststillstandszeit
- Mindestlaufzeit
- Brennstoffkosten
- variable Kosten
- Anfahrkosten

Elektrischer Lastbereich (Mindest- und Maximalleistung)

Der elektrische Lastbereich kennzeichnet den gültigen Betriebsbereich eines Kraftwerks. Aus technischen Gründen können Kraftwerke keine beliebig kleinen Leistungen bereitstellen. Die untere Grenze wird als Mindestleistung P_{min} bezeichnet. Die obere Grenze entspricht der Maximalleistung P_{max} und ist gleich der in Kraftwerksdatenbank hinterlegten Nennleistung. Die elektrische Einspeisung P der Kraftwerke liegt somit zwischen Mindest- und Maximalleistung. Zudem ist der Betriebszustand Null möglich, wenn das Kraftwerk nicht in Betrieb ist. Dieser Zustand ist diskret und erweitert das bisher lineare Problem zu einem gemischt-ganzzahligen linearen Problem. Der elektrische Lastbereich wird als Nebenbedingung abgebildet:

$$P_{min,k} \cdot B_k(t) \leq P_k(t) \leq P_{max,k} \cdot B_k(t) \quad \forall k, t \quad (11.9)$$

t	Simulationszeitpunkt	k	Kraftwerk
P	Leistung	min	Mindestwert
B	Betrieb; binäre Variable (1 für Betriebszustand „ein“, 0 sonst)	max	Maximalwert

Brennstoffverbrauch

Der Wirkungsgrad der Kraftwerke ist in der Regel teillastabhängig und sinkt mit abnehmender Leistung. Für jedes Kraftwerk k kann in der Simulation ein maximaler Wirkungsgrad bei Nennleistung P_{max} und ein minimaler Wirkungsgrad η_{min} bei Mindestleistung P_{min} vorgegeben werden. Für die Analyse des Potenzials und der Kosten der

kurzfristigen Leistungsbereitstellung wird vereinfachend ein konstanter Wirkungsgrad η_{max} angenommen. Der Brennstoffverbrauch P_{Br} berechnet sich somit wie folgt:

$$P_{Br,k}(t) = P_k(t)/\eta_{max,k} \quad (11.10)$$

t	Simulationszeitpunkt	k	Kraftwerk
P	Leistung	Br	Brennstoff
		max	Maximalwert

Leistungsänderungsgradient

Der Leistungsänderungsgradient lg beschränkt die maximale Änderung der Leistung eines Kraftwerks je Zeiteinheit in positive (lg_{pos}) und negative (lg_{neg}) Richtung. Diese Nebenbedingungen werden in der Simulation wie folgt berücksichtigt:

$$lg_{neg,k} \leq P_k(t) - P_k(t-1) + P_{min,k} \cdot B_k(t-1) - P_{min,k} \cdot B_k(t) \leq lg_{pos,k} \quad \forall k, t \quad (11.11)$$

lg	Leistungsänderungsgradient	k	Kraftwerk
t	Simulationszeitpunkt	min	Mindestwert
P	Leistung	pos	positiv
B	Betrieb; binäre Variable (1 für Betriebszustand „ein“, 0 sonst)	neg	negativ

Mindeststillstandszeit und Mindestlaufzeit

Aufgrund von technischen Restriktionen muss nach dem Herunterfahren eines Kraftwerks eine Mindeststillstandszeit $t_{aus,min}$ abgewartet werden, bevor das Kraftwerk wieder hochgefahren werden kann. Ähnliches gilt nach dem Hochfahren eines Kraftwerks: vor einem erneuten Herunterfahren muss das Kraftwerk die Mindestlaufzeit $t_{an,min}$ laufen. Es gelten die folgenden Nebenbedingungen:

$$(B_k(t-1) - B_k(t)) \cdot t_{aus,min,k} \leq t_{aus,min,k} - \sum_{\tau=0}^{t_{aus,min,k}-1} B_k(t+\tau) \quad (11.12)$$

$$\forall k, t = [2; \text{Simulationsende} - t_{aus,min,k}]$$

$$(-B_k(t-1) + B_k(t)) \cdot t_{an,min,k} \leq \sum_{\tau=0}^{t_{an,min,k}-1} B_k(t+\tau) \quad (11.13)$$

$$\forall k, t = [2; \text{Simulationsende} - t_{an,min,k}]$$

t	Simulationszeitpunkt	k	Kraftwerk
τ	Zähler	aus	ausgeschaltet
B	Betrieb; binäre Variable (1 für Betriebszustand „ein“, 0 sonst)	an	angeschaltet
		min	Mindestwert

Vorhaltung von Regelleistung

In KEP kann die Vorhaltung der „drehenden Reserve“ vorgegeben werden. Dies wird durch folgenden vereinfachenden Algorithmus in mehreren Iterationsschritten umgesetzt. Das Ergebnis der Kraftwerkseinsatzplanung wird hinsichtlich der vorzuhaltenden Regelleistung überprüft. Ist die Reserve kleiner als die verlangte Mindestleistung, wird der verfügbare Kraftwerksblock mit den geringsten Grenzkosten mit Mindestleistung zugeschaltet und gleichzeitig die Kraftwerksblöcke mit den höchsten Grenzkosten in der Leistung so weit gesenkt, dass die Erzeugungsleistung der Last entspricht. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt bis ausreichend drehende Reserve vorgehalten wird.

Speicher

Der Einsatz von Speichern wird in der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes nur indirekt berücksichtigt. Es kommt eine Optimierung von Bernhard und von Roon /FFE-14 10/ zum Einsatz (vgl. Kapitel 5.1.5). Der hiermit ermittelte Speicherleistungsgang des Jahres 2020 wird zur Residuallast vorzeichenrichtig addiert.

Brennstoff- und Zertifikatskosten sowie variable Kosten

Die Brennstoffkosten C_{Br} , die Kosten für die CO₂-Zertifikate C_{CO_2} und weitere variable Kosten C_{var} des Betrachtungszeitraums werden in der Zielfunktion abgebildet:

$$C_{Br} = \sum_k \sum_t c_{Br,k} \cdot P_{Br,k}(t) \quad (11.14)$$

und

$$C_{CO_2} = \sum_k \sum_t c_{CO_2} \cdot P_{Br,k}(t) \cdot em_{Br,k} \quad (11.15)$$

und

$$C_{var} = \sum_k \sum_t c_{var,k} \cdot P_{Ist,k}(t) \quad (11.16)$$

C	Kosten	k	Kraftwerk
c	spezifische Kosten	Br	Brennstoff
P	Leistung	CO_2	Kohlendioxid
t	Simulationszeitpunkt	var	variabel
em	spezifische Emissionen	Ist	Ist-Wert

Anfahrkosten

Die Anfahrkosten C_{an} fassen die Kosten zusammen, die durch den Wechsel des Betriebszustands von aus auf ein entstehen. Hierzu zählen Materialverschleiß, Mehraufwand sowie Temperaturverluste während der Stillstandszeit. Die Anfahrkosten werden vereinfachend für jedes Kraftwerk als konstant vorgegeben. Die Anfahrkosten werden in der Zielfunktion abgebildet:

$$C_{an} = \sum_k \sum_t c_{an,k} \cdot An_k(t) \quad (11.17)$$

t	Simulationszeitpunkt	k	Kraftwerk
C	Kosten	an	Anfahrvorgang
c	spezifische Kosten		
An	Anfahrt; binäre Variable (1 für Anfahrt, 0 sonst)		

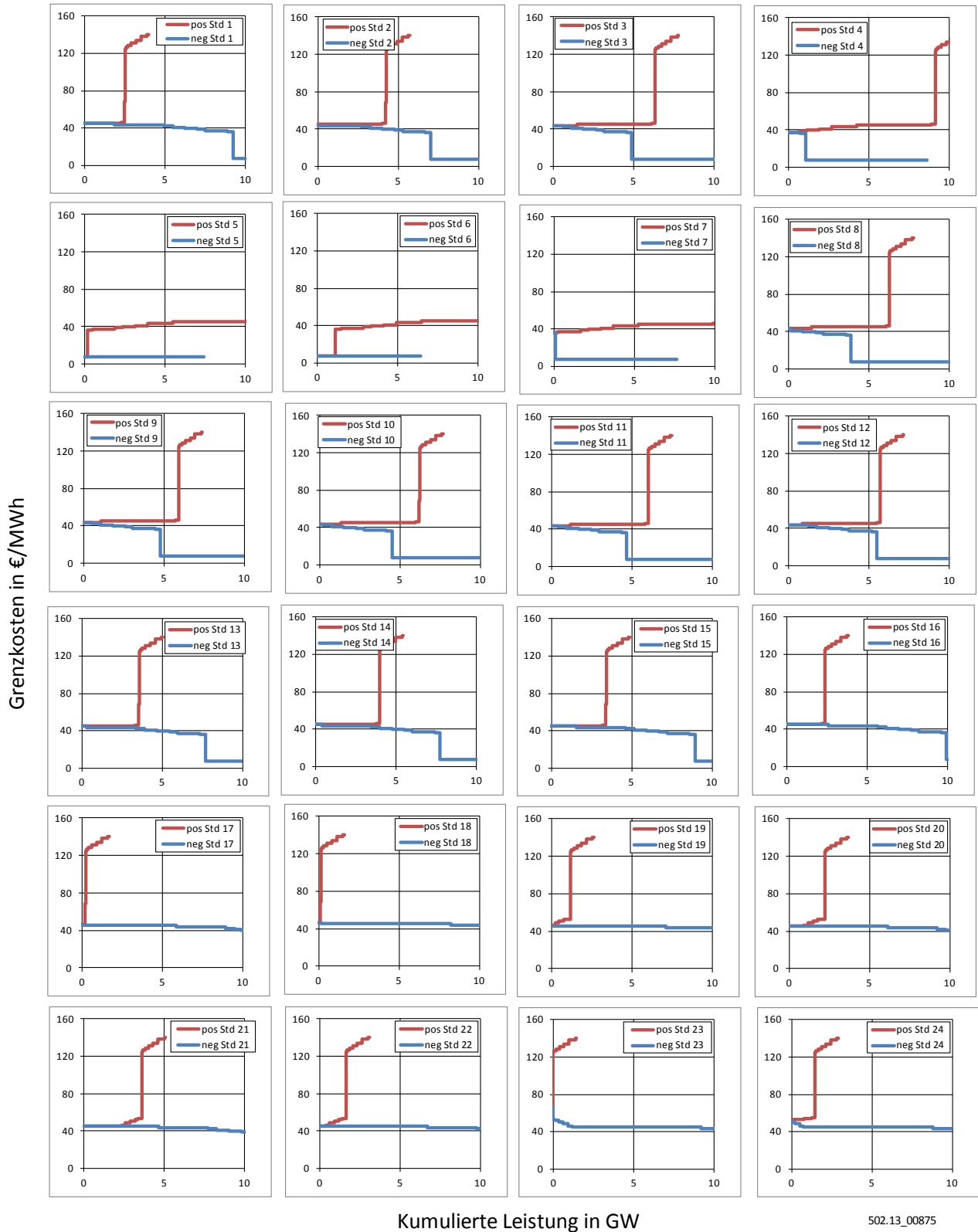


Abbildung 11-26: Angebotskurven für kurzfristige positive und negative Reserveleistung in jeder Stunde am 06.01.2020

Tabelle 11-6: *Kraftwerkslebensdauer nach Dena / DENA-01 08/*

Kraftwerkstechnologie	Laufzeit in Jahren
GuD - Kraftwerke	40
Steinkohlekraftwerke	45
Braunkohlekraftwerke	45
Ölkraftwerke	40
Gasturbinen	50

502.13-767

Tabelle 11-7: *Technische Kraftwerkparameter nach / FFE-25 09/*

Kraftwerkstechnologie	Mindestlast	pos. Gradient	neg. Gradient	Mindestlaufzeit	Mindeststill-
	in % von P_{\max}	in % von P_{\max}	in % von P_{\max}	in Stunden	standzeit in Stunden
Kernkraftwerke	35	5	5	24	24
Steinkohlekraftwerke	30	3	5	3	3
Braunkohlekraftwerke	50	2	5	8	5
GuD-Kraftwerke	40	4	4	1	1
Gasturbinen	50	15	15	0,25	0,25
Ölkraftwerke	40	7	7	2	2

©FFE 502.13-768

Tabelle 11-8: *Brennstoffpreise nach / FFE-25 09/*

Brennstoff	Kosten
Erdgas	32,5 €/MWh _{th}
Heizöl	30,2 €/MWh _{th}
Steinkohle	9,6 €/MWh _{th}
Braunkohle	4,4 €/MWh _{th}
Kernenergie	7,0 €/MWh _{el}

©FFE 502.13_770

Tabelle 11-9: *Häufigkeiten der Fehlerkategorien für die Auswahl von Simulationstagen*

Häufigkeit	positive Fehler			Summe	
	niedrig	mittel	hoch		
negative Fehler	niedrig	10 %	9 %	15 %	34 %
	mittel	10 %	11 %	10 %	31 %
	hoch	15 %	15 %	5 %	35 %
Summe	35 %	36 %	29 %	100 %	

502.13-687

Tabelle 11-10: Auswahl der Simulationstage (Szenariojahr 2020)

Datum	Residuallast																										
	niedrig									mittel									hoch								
	negativer Prognosefehler																										
	niedrig			mittel			hoch			niedrig			mittel			hoch			niedrig			mittel			hoch		
positiver Prognosefehler																											
	n	m	h	n	m	h	n	m	h	n	m	h	n	m	h	n	m	h	n	m	h	n	m	h	n	m	h
Winter	14.01.																										
	20.01.		x	x		x	x	x	x																		
	23.01.																										
	25.01.																										
	31.01.																										
	05.02.	x	x		x	x	x	x	x	x																	
	10.02.																										
Sommer	25.06.	x		x	x	x		x																			
	11.07.																										
	12.07.																										
	14.07.		x	x		x	x		x	x																	
	22.07.																										
	25.07.																										
	26.07.																										

n = niedrig; m = mittel; h = hoch

502.13_769

Tabelle 11-11: Praktisches Potenzial von DSM in Haushalten (weiße Ware) im Jahr 2020 nach /FFE-02 10/

	Geschirrspülmaschinen	Waschmaschinen & Trockner	Kühl- & Gefriergeräte
Komforteinbußen des Kunden	gering	mittel	keine
Notwendigkeit eines nach-/vorgelagerten Leistungsausgleichs	ja	ja	ja
Technisches Potenzial (MW)	positiv	730	1.900
	negativ	1.470	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})	positiv	Waschmaschine 0 ¹⁾ / 110 ²⁾	28 - 34 ⁴⁾
	negativ	Trockner 0 ¹⁾ / 10 ²⁾	
Szenario 2020 - Praktisches Potenzial (MW)	positiv	41	110
	negativ	82	660
Erhöhung des Leistungsbedarfs durch Steuerelektronik (MW) ³⁾	1,1	1,6	5,1

¹⁾ lediglich verzögerter Start²⁾ Unterbrechung vom laufenden Prozess³⁾ spezifischer Verbrauch = 1 W pro Gerät, berücksichtigt wurden nur die am Reservemarkt teilnehmenden Geräte⁴⁾ für zwei Stunden: 1. Stunde negative; 2. Stunde positive

502.13_467

11.5 Auswirkungen von Prognosefehlern auf die Windstromvermarktung

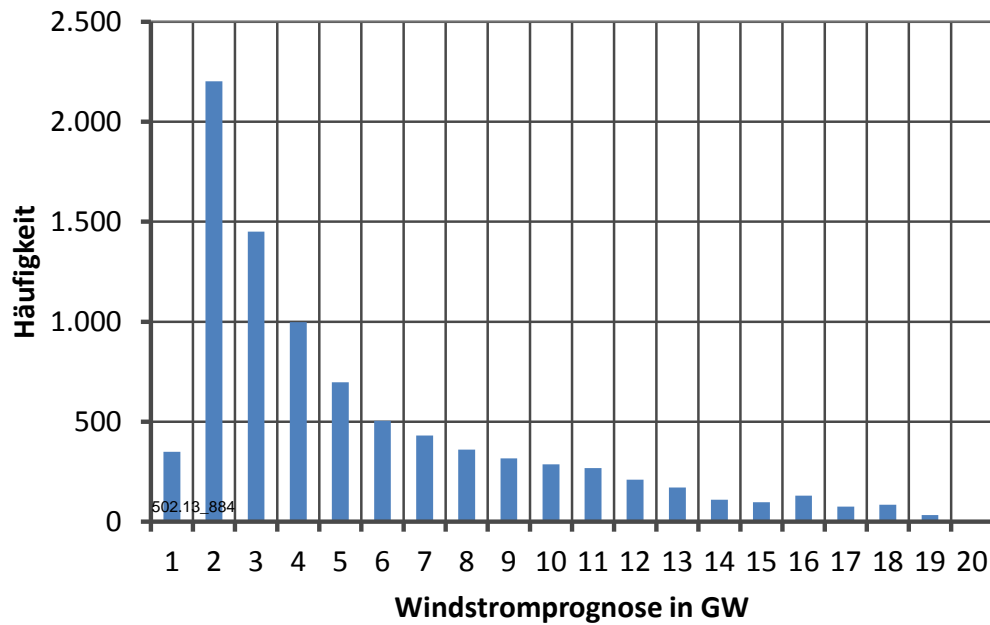


Abbildung 11-27: Häufigkeit der prognostizierten (Day-Ahead) Windstromeinspeisung im Jahr 2008

11.6 Ausgleich von Prognosefehlern im Jahr 2020

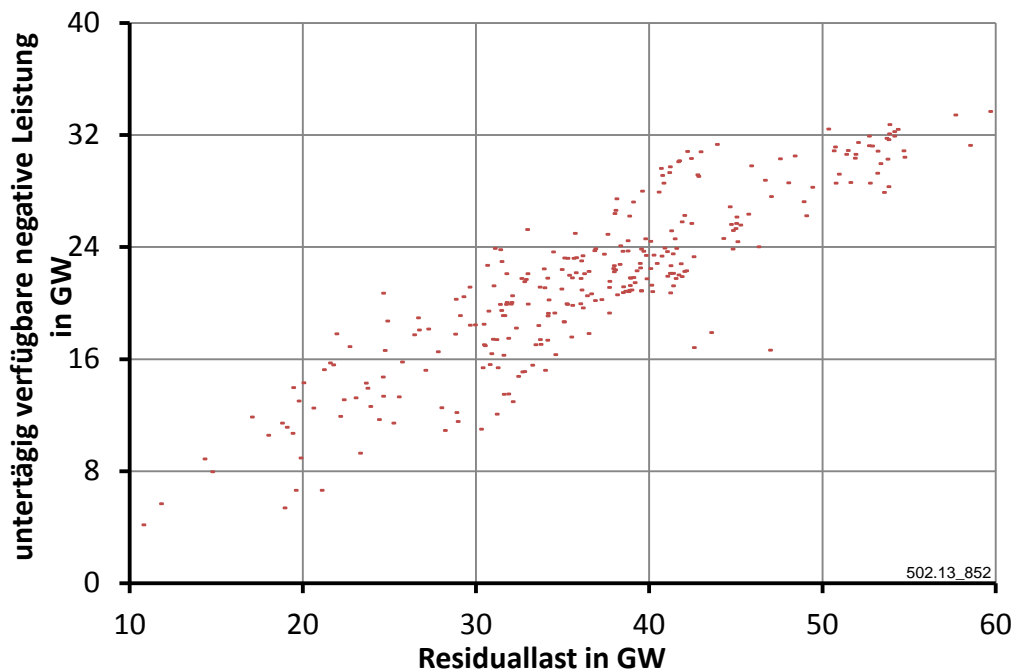


Abbildung 11-28: Kurzfristig verfügbare negative Leistung als Funktion Residuallast

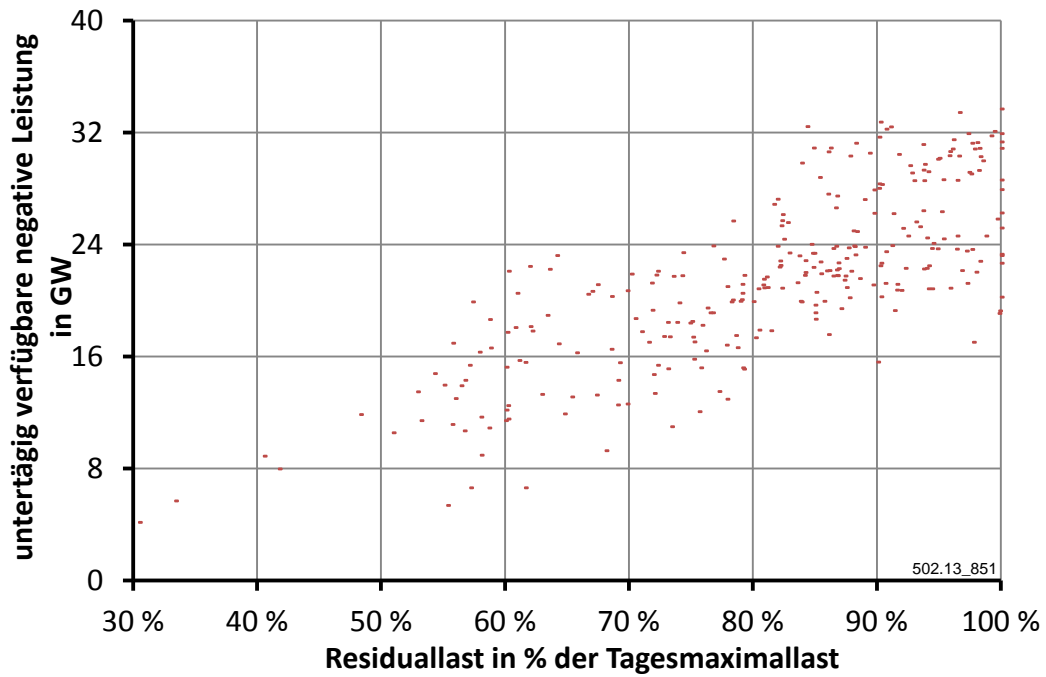


Abbildung 11-29: Kurzfristig verfügbare negative Leistung als Funktion der auf das Tagesmaximum normierten Residuallast

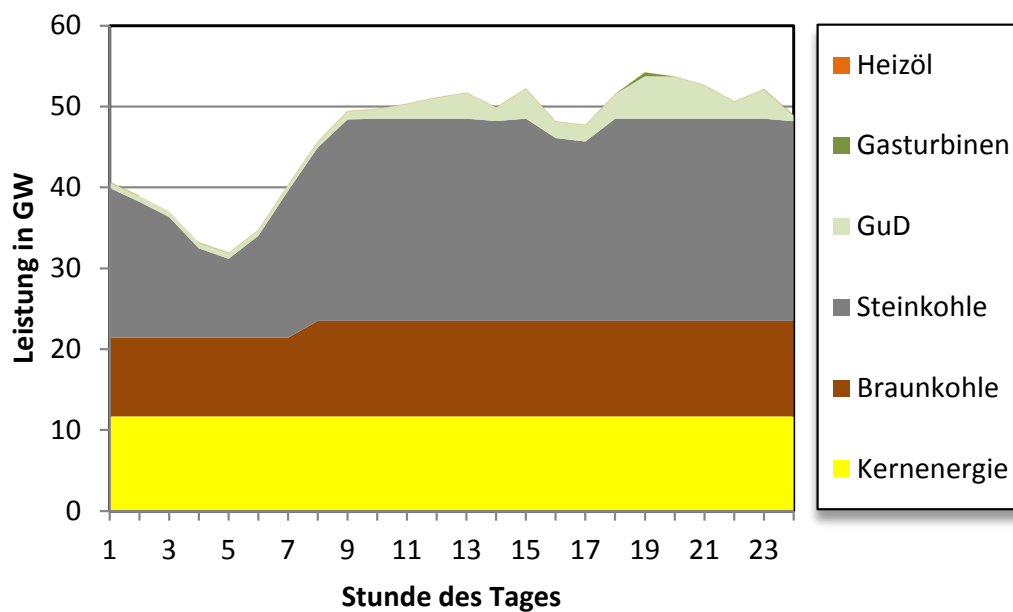


Abbildung 11-30: Simulierter Kraftwerkseinsatz für den 23.01.2020

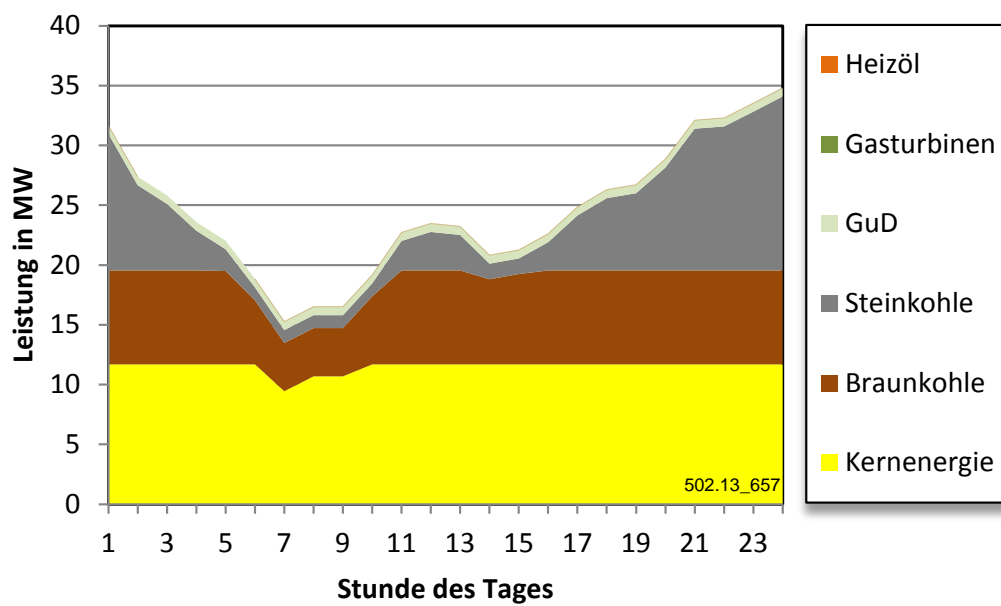


Abbildung 11-31: Simulierter Kraftwerkseinsatz für den 25.06.2020

12 Quellenverzeichnis

- ABEV-01 07 Hinüber, G.: Untertägliche Optimierung des Kraftwerksbetriebs an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve in: ABEV Aachener Beiträge zur Energieversorgung. Aachen: Klinkenberg Verlag, 2007
- AGEB-01 11 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2010 in: <http://www.ag-energiebilanzen.de>. Zugriff am 01.09.2011. Berlin: AG Energiebilanzen e.V., 2011
- AGFW-02 07 Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2006 - Technische Bestands- und Veränderungsdaten zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 2006. Frankfurt am Main: AGFW, 2007
- AMAV-01 10 Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus - Ausgleichsmechanismus - Ausführungsverordnung - AusgleichMechAV. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2010
- AMP-01 11 Veröffentlichung zum Bilanzkreis für Energie nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz in: <http://www.amprion.net/bilanzkreis-eeg>. Zugriff am 01.04.2001. Dortmund: Amprion GmbH, 2011
- AMP-02 11 Windenergieeinspeisung in: <http://www.amprion.net/windenergieeinspeisung>. Zugriff am 01.04.2011. Dortmund: Amprion GmbH, 2011
- BEE-01 09 Stromversorgung 2020 Wege in eine moderne Energiewirtschaft - Strom-Ausbauprognose der Erneuerbare-Energien-Branche. Berlin: Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., 2009
- BMJ-01 05 Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen - Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV. Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2005
- BMU-02 10 Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2010
- BMU-06 07 Diekmann, J.; Krewitt, W.; Musiol, F.; Nicolosi, M.; Ragwitz, M.; Sensfuß, F.; Weber, C.; Wissen, R.; Woll, O.: Fachgespräch zum "Merit-Order-Effekt" - Abgestimmtes Thesenpapier. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2007
- BMWi-01 11 Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 13.01.2011
- BRD-01 09 Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- BREG-01 10 Energiekonzept – Neun Punkte für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung (Entwurf). Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2010
- BVR-01 08 Beer, M.; von Roon, S.; Schmid, T.: Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark - Lastgangsynthese in: EuroHeat&Power, Heft 4. Frankfurt a. M.: VWEW Energieverlag GmbH, 2008
- BWE-01 04 Bundesverband Wind Energie: Windenergie 2004, 15. Ausgabe. Berlin: BWE-Service Agentur, 2004
- BWE-01 11 Windjahr in Prozent zum langjährigen Mittel. www.wind-energie.de/statistiken, Zugriff am 07.03.2011. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), 2011
- CAR-01 97 Carlson, J.: Fermi problems on gasoline consumption in: The Physics Teacher, Volume 35, Ausgabe 5. Melville: American Association of Physics Teacher, 1997
- DENA-01 08 Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung in Deutschland bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) - Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2008
- DENA-07 10 Agricola, A.; Kohler, S.; Seidl, H.: dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010
- DEWI-01 11 Molly, J.P.: Status der Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2010. Wilhelmshaven: DEWI GmbH, 2011
- DLR-01 08 Nitsch, J. : 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
- DLR-01 09 Nitsch, J.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland - Leitszenario 2009. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2009
- DLR-01 10 Nitsch, J.; Wenzel, B.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global

- Entwicklung der EEG-Vergütungen, EEG-Differenzkosten und der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030 auf Basis des Leitszenario 2010. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2010
- DWD-01 04 Christoffer, J.; Deutschländer, Thomas; Webs, Monika: Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. Offenbach a. Main: Deutscher Wetterdienst, 2004
- DWD-01 06 Solarstrahlungsatlas der Globalstrahlung für 2005. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2006
- DWD-03 04 Messdaten ausgewählter Messstationen des Messnetzes MIRIAM/AFMS2-Automaten. Offenbach: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004
- EEG-01 00 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2000). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2000
- EEG-01 04 Gesetz zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG 2004). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2004
- EEG-01 08 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2009). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2008
- EEG-02 11 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2011
- EEX-01 10 Strom- und Erdgas-Spotmarktpreise in: <http://www.eex.com/de/>. Zugriff am 01.04.2011. Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX)
- EMS-01 06 Lange, M.; Focken, U.; Meyer, R.; Denhardt, M.; Ernst, B.; Berster, F.: Optimal Combination of Different Numerical Weather Models for Improved Wind Power Predictions in: Proceedings 6th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms. Oldenburg: energy & meteo systems GmbH, 2006
- ENBW-01 11 Kennzahlen - Erneuerbare Energien in: http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/strom/erneuerbare_energien/. Zugriff am 01.04.2011. Stuttgart: EnBW Transportnetze AG, 2011
- ENBW-02 11 Windeinspeisung in: <http://www.enbw-transportnetze.de/kennzahlen/erneuerbare-energien/windeinspeisung/>. Zugriff am 01.04.2011. Stuttgart: EnBW Transportnetze AG, 2011
- ENTSOE-01 09 European Network of Transmission System Operators for electricity: Consumption Data. Brüssel: www.entsoe.eu, 2009
- EON-01 10 Daten zur erzeugten Energie in: <http://www.eon-schafft-transparenz.de/download/expost>. Zugriff am 01.09.2010. München: E.ON Energie AG, 2010
- EON-02 09 Windstromprognose- und einspeisung. Daten zur Einsatzplanung der E.ON Energy Trading. Bereitgestellt durch Alois Obermeier. München: E.ON Energie AG, München, 2009
- ET-15 06 Woll, O.; Neubarth, J.; Weber, C.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56. Jg. (2006) Heft 7. Essen: etv GmbH, 2006
- EWI-02 09 Nicolosi, M.; Fürsch, M.: The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market - The Example of Germany in: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Köln: EWI an der Universität zu Köln (EWI), 2009
- 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, M.; Gobmaier, T.; Hauptmann, F.; Mauch, W.; Podhajsky, R.; Steck, M.; von Roon, S.: Ganzheitliche dynamische Bewertung der KWK mit Brennstoffzellentechnologie – Forschungsvorhaben im Forschungsverbund EduaR&D. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- FFE-04 08 Steck, M.: Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien - Endbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2008
- FFE-12 08 von Roon, S.; Mauch, W.; Mezger, T.; Arndt, U.; Gobmaier, Th.; Gruber, A.: Kleine KWK-Systeme im Kraftwerksverbund - Prüfstandsuntersuchungen und energiewirtschaftliche Bewertung der disponiblen Regelleistung - Teilprojekt E2 im Verbundforschungsvorhaben Kraftwerke des 21. Jahrhunderts (KW21). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2008
- FFE-02 09 Beer, M.; Corradini, R.; Vogler, G.: CO₂-Verminderungspotenzial bei Ausbau der Photovoltaik in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59. Jg. (2009) Heft 4. Essen: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- FFE-07 09 Beer, M.: 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

- FFE-25 09 Beer, M.; Corradini, R.; Fieger, C.; Gobmaier, T.; Köll, L.; Podhajsky, R.; Steck, M.; Zotz, M.; Karl, H.-D.: Energiezukunft 2050, Teil II - Szenarien. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2009
- FFE-28 09 Bernhard, D.: Einfluss der Windstromerzeugung bis zum Jahr 2020 auf die Bewirtschaftung von Stromspeichern - Diplomarbeit. München: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- FFE-02 10 von Roon, S.; Gobmaier, T.; Huck, M.: Demand Side Management in Haushalten - Analyse des praktischen Potenzials zur Bereitstellung von Reserveleistung in: Tagungsband 11. Symposium Energieinnovation, EnInnov2010 10.-12.02.2010, Graz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-03 10 Klug, E.; von Roon, S.: Ausbauszenarien der Windenergie für Deutschland in: et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60. Jg (2010) Heft 3. Essen: etv GmbH, 2010
- FFE-09 10 Stimpfl, R.: Modellierung virtueller Kraftwerke. Diplomarbeit. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2010
- FFE-13 10 von Roon, S.; Gobmaier, T.; Huck, M.: Demand Side Management in Haushalten - Potenziale und Hemmnisse für kurzfristige Leistungsbereitstellung in: BWK Bd. 62 (2010) Nr. 6. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2010
- FFE-14 10 Bernhard, D.; von Roon, S.: Stromspeicher - Optimierte Fahrweise auf Basis der Spotmarktpreise in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 60. Jg. (2010) Heft 6. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2010
- FFE-16 10 von Roon, S.; Huber, M.: Veränderung der Residuallast - Effekte auf die Strompreise in: e|n|w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Nr.3, Juni 2010. Essen: ener|gate gmbh & co. kg, 2010
- FFE-33 10 Mezger, T.; Rasilier, T.; Köll, L.; Mauch, W.: Analysis of the potential for the potential for the integration of an EV fleet into the power grid in: 11th IAEE European Conference on Energy Economy, Policies and Supply Security, 25-28 August 2010. Vilnius: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-40 10 Schmid, T.: EEG-Datenbank in: <http://www.ffe.de/ueber-die-ffe/toolsffe>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- FFE-07 11 von Roon, S.; Gobmaier, T.: Konzepte zur Lastreaktion in der deutschen Industrie in: BWK Bd. 63 (2011) Nr. 3. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2011
- FFE-11 11 Beer, M.: Wärmespeicher - Mehr Freiheitsgrade für KWK in: www.ffe.de. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- FGH-01 07 Siemes, P.; Ohrem, S.; Wirtz, F.; Macharey, U.; Meuser, M.; Rohrig, K.: Bewertung der Optimierungspotenziale zur Intergration der Stromerzeugung aus Windenergie in das Übertragungsnetz. Aachen: Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und Forschungsgesellschaft Energie (FGE), 2007
- HERTZ-01 11 Veröffentlichungen zum EEG-Bilanzkreis in: <http://www.50hertz-transmission.net/de/Energiebeschaffung.htm>. Zugriff am 01.04.2011. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 2011
- HERTZ-02 11 Windenergie in: <http://www.50hertz-transmission.net/de/151.htm>. Zugriff am 01.04.2011. Berlin: 50Hertz Transmission GmbH, 2011
- HUB-01 05 Dentcheva, D.; Möller, A.; Reeh, P.; Römisch, W.; Schultz, R.; Schwarzbach, G.; Thomas, J.: Optimale Blockauswahl bei der Kraftwerkseinsatzplanung. Berlin: Humboldt Universität zu Berlin, Institut für Mathematik, 2005
- IEKP-01 07 Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung - IEKP. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2007
- IER-01 05 Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A.: Untersuchung der Wirksamkeit des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, 2005
- IFE-01 08 Roth, H.; Kuhn, P.: Technik- und Kostenszenarien der Strombereitstellung in Deutschland bis 2040 - Endbericht zum Teilprojekt E1 des Forschungsverbunds KW21 in: IfE Schriftenreihe Heft 55. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2008
- IFE-02 05 Wagner, U.; Geiger, B.: Gutachten zur Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe für BGW und VKU. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2005
- 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

- IFE-03 05 Kuhn, P.: Mathematische Optimierungsstrategien zur kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2005
- IFE-05 09 Roth, H.: Mögliche Entwicklung des Kraftwerksparks bis 2040 in: Tagungsband der FfE-Fachtagung 2009 - Stromversorgung des 21. Jahrhunderts. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2009
- ISI-03 07 Sensfuß, F.; Ragwitz, M.: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006. Karlsruhe: Fraunhofer Institut System- und Innovationsforschung, 2007
- IWES-01 06 Jursa, R.; Lange, B.; Rohrig, K.: Advanced Wind Power Prediction with Artificial Intelligence Methods in: Proceedings First International ICSC Symposium on Artificial Intelligence in Energy Systems and Power, Madeira, 7.-10.2006. Kassl: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), 2006
- IWES-04 09 Saint-Drenan, Y.-M.; von Oehsen, A.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Bofinger, S.; Rohrig, K.: Dynamische Simulation der Stromversorgung in Deutschland nach dem Ausbauszenario der Erneuerbaren-Energien-Branche - Abschlussbericht. Berlin: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., 2009
- KWKG-01 09 Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung - Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2009
- LFL-01 10 Agrarmeteorologisches Messnetz Bayern - <http://www.lfl.bayern.de/agm/start.php>. München: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2010
- RLNET-01 11 Internetplattform zur Ausschreibung von Regelleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in: <https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/>. Zugriff am 01.04.2011. Hamburg: Vattenfall Europe Information Services, 2011
- ROON-01 10 von Roon, S.; Huber, M.: Modeling Spot Market Pricing with the Residual Load in: Enerday - 5th Conference on Energy Economics and Technology, 16.04.2010, Dresden. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2010
- ROON-01 11 von Roon, S.: Empirische Analyse über die Kosten des Ausgleichs von Prognosefehlern der Wind- und PV-Stromerzeugung in: 7. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) 16.–18. Februar 2011 in Wien. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
- SDLW-01 09 Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen - (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2009
- SMA-01 09 SMA Solar Technology AG: Excel-Tabelle zur einfachen Auslegung eines PV-Generators - GenAu Version 7.451. Niestetal, 2009
- STBA-01 09 Statistisches Bundesamt: Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2009
- TNT-01 11 Bewirtschaftung EEG-Bilanzkreis in: http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Bewirtschaftung_EEE-Bilanzkreis/. Zugriff am 01.04.2011. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2011
- TNT-02 11 Tatsächliche und prognostizierte Windenergieeinspeisung in: http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Tatsaechliche_und_prognostizierte_Windenergieeinspeisung/index.htm. Zugriff am 01.04.2011. Bayreuth: TenneT TSO GmbH, 2011
- TUD-02 09 Kretschmer, R.: Klimaschutz per KWK - Eine volkswirtschaftliche Einordnung dezentraler Klein-KWK-Anlagen in: BWK Bd. 61 Nr. 5. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2009
- TUDK-01 04 Madsen, H.; Kariniotakis, G.; Nielsen, H.; Nielsen, T.; Pinson, P.: A Protokoll for standardizing the performance evaluation of short-term wind power prediction models. Report of the ANEMOS Project. Lyngby: Technical University of Denmark, 2004
- UBA-02 09 Umweltbundesamt - Fachgebiet I 2.5 – Energiedaten: Datenbank „Kraftwerke in Deutschland“ - Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 Megawatt - Stand: 10.07.2009. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (UBA), 2009
- UNB-01 10 Prognose der EEG-Umlage nach AusgleichMechV - Prognosekonzept und Berechnung der UNB in: <http://www.eeg-kwk.net>. Zugriff am 01.04.2011. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, 2010
- UNB-02 10 Jahresabrechnung 2009 - Erneuerbaren-Energien-Gesetz in: <http://www.eeg-kwk.net>. Zugriff am 01.04.2011. 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG, TenneT TSO GmbH, 2010

- UNIKA-01 05 Stadler, I.: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005
- UNIOL-01 06 von Bremen, L.; Tambke, J.; Saleck, N.; Heinemann, D.: Confidence in Large-scale offshore wind farming: Wind Power Predictability and stable Grid Integration of 25 GW German Wind Power in: Proceedings 6th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms. Oldenburg: Universität Oldenburg, 2006
- VAT-01 10 Daten zu von Vattenfall Europe betriebenen Kraftwerksblöcken in: <http://www.vattenfall.de/de/transparenz.htm>, Zugriff am 01.09.2010. Berlin: Vattenfall Europe AG, 2010
- VDE-02 09 Kleimaier, M.: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen - Bedarf, Technologievergleich und Entwicklungsstand in: VDE-Symposium 2009 - Zukunft der Energienetze. Leipzig: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), 2009
- VDN-01 07 TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) beim VDEW, 2007
- VGB-01 05 Prost, S.; Meier, H.-J.: Technisch-wissenschaftliche Berichte "Wärme Kraftwerke" - Verfügbarkeit von Wärme Kraftwerken 1995 - 2004. Essen: VGB PowerTech e. V., 2005
- VGB-02 10 Ziems, C.: Anfahrkosten von thermischen Kraftwerken. Datenerhebung bei den Mitgliedsunternehmen im Rahmen des VGB Forschungsprojekts "Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks". Telefonische Mitteilung vom 08.06.2010 Rostock: Universität Rostock, 2010
- WECDNK-01 09 Energie für Deutschland 2009 - Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext - Schwerpunktthema: Energie für Mobilität. Berlin: World Energy Council - Deutsches Nationales Komitee des Weltenergie Rates (DNK), 2009