

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

Jasper Novello^a; Stephan Seim^a; Judith Lazar^b; Joachim Müller-Kirchenbauer^a

^a Fachgebiet Energie- und Ressourcenmanagement, Technische Universität Berlin

^b BBH Consulting AG

<p>Key-Words:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Strombeschaffung – Beschaffungsstrategie – Kurzfristprognose – Langfristprognose – Prognosegüte – Terminmarktbeschaffung – Spotmarktbeschaffung – Stichtagsbeschaffung – Indexbeschaffung – Tranchenbeschaffung 	<p>Abstract: Für Unternehmen steigt mit der Relevanz des Produktionsfaktors Strom auch die Herausforderung, die Beschaffungskosten zu senken. Diese Kosten können dabei wesentlich von der Güte der Lastprognosen, dem Prognosehorizont als auch der Wahl einer geeigneten Beschaffungsstrategie beeinflusst werden. Auf Basis von Datensätzen realer anonymisierter Lastgänge der Lieferjahre 2016 bis 2018 für verschiedene Abnehmerstrukturen kann gezeigt werden, dass sich bei der langfristigen Terminmarktbeschaffung vor allem Mengenabweichungen monetär auswirken, während bei der kurzfristigen Beschaffung auf den Spotmärkten die Relevanz von Strukturabweichungen steigt. Um diese Effekte sichtbar zu machen, wurden die Unternehmensdaten und historische Marktdaten für Standardhandelsprodukte und Ausgleichsenergie mittels einer Sensitivitätsanalyse quantitativ untersucht. Die Lastprognosen werden auf Basis einer multiplen Regressionsanalyse erstellt und mit einer Beschaffung anhand der realen Last verglichen. Als Strategien werden Stichtags-, Index- und Tranchenbeschaffung sowie Spotmarktanteile betrachtet. Der nMBE erweist sich als robustes Gütekriterium aufgrund der Einbeziehung von Mengenabweichungen in der Langfristprognose. Variable Beschaffungszeitpunkte in Verbindung mit technischen Indikatoren können die Chance auf geringere Beschaffungskosten, insbesondere in der Tranchenbeschaffung, signifikant erhöhen.</p>
---	---

Inhalt

1	Einleitung.....	2
2	Methodisches Vorgehen	3
2.1	Erstellung von Lastprognosen	3
2.2	Beschaffungsmodell	5
2.3	Sensitivitätsanalyse	9
3	Ergebnisse.....	10
3.1	Monetäre Bewertung der Lastprognosen	10
3.2	Monetäre Bewertung der Beschaffungsstrategien	14
4	Schlussfolgerung.....	19

1 Einleitung

Insbesondere für stromintensive Unternehmen werden die Beschaffungskosten zunehmend zum wettbewerbsrelevanten Kostenfaktor.¹ Folglich steigt der Druck, die eigene Strombeschaffung kosteneffizient zu gestalten. Erschwert wird dies zum einen durch die volatilen Großhandelspreise und zum anderen durch die Unsicherheiten bezüglich des zukünftigen Strombedarfes. Zur Steuerung des Risikofaktors des unsicheren zukünftigen Strombedarfes werden Lastprognosen verwendet – die Steuerung des Preisrisikos durch volatile Großhandelspreise kann durch geeignete Beschaffungsstrategien vorgenommen werden.

Entsprechend ist die Literatur, die Strombeschaffung und Beschaffungsstrategien qualitativ beschreibt, breit aufgestellt.² Eine quantitative Betrachtung, wie sie beispielsweise Energy Brainpool (2013) durchführt, ist jedoch selten.³ Weiterhin widmen sich diverse Studien der Erstellung von Lastprognosen.⁴ Lastprognosen, die explizit für die Strombeschaffung erstellt werden, sind in der Literatur ebenfalls kaum zu finden. Sofern Lastprognosen in diesem Zusammenhang analysiert werden, erfolgt zumeist eine Risikobewertung für Lieferanten. Ein solches Vorgehen verfolgen unter anderem Prokopczuk et al. (2007) und Strohbücker (2011).⁵

Um die Forschungslücke in Bezug auf einen quantitativen Vergleich von Beschaffungsstrategien in Verbindung mit Lastprognosen zu schließen, erfolgt in diesem Papier eine monetäre Bewertung der Strombeschaffung anhand zwei wesentlicher Leitfragen. Einerseits wird untersucht, wie sich Abweichungen von Lastprognosen auf die Beschaffungskosten auswirken. Andererseits wird analysiert, welches monetäre Potenzial verschiedene Strategien in der Strombeschaffung aufweisen und wie sich die Profitabilität dieser in der jüngeren Vergangenheit dargestellt hat.

Zur Beantwortung dieser Leitfragen wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Am Beispiel vier unterschiedlicher Unternehmen werden hierbei sowohl Lastprognosen als auch Beschaffungsstrategien in einem Modell zur Simulation der Strombeschaffung miteinander variiert und mittels realer Großhandelspreise der Strombörsen evaluiert. Die Betrachtung umfasst ganzjährig die Lieferjahre 2016, 2017 und 2018. Anhand der Lastgänge werden Lastprognosen je Unternehmen, basierend auf einer multiplen Regressionsanalyse, erstellt. Unterschieden wird dabei zwischen Langfristprognosen für den Terminmarkt und Kurzfristprognosen für die Spotmärkte. Um die jeweiligen monetären Auswirkungen von Prognoseabweichungen zu bewerten, erfolgt zudem eine Beschaffung mit der realen Last als perfekter Vorhersage. Für die Durchführung der Beschaffung wird ein Beschaffungsmodell entwickelt. Dieses Modell kann die Strombeschaffung anhand der gewählten Lastprognosen mit unterschiedlichen Strategien simulieren, um die Sensitivitätsanalyse abzubilden. Betrachtung finden Stichtags-, Index- und Tranchenbeschaffung. Ebenfalls werden Spotmarktanteile definiert. Nach der Beschaffung an den Großhandelsmärkten, werden verbleibende Differenzen zum tatsächlichen Stromverbrauch durch Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie beglichen. Abschließend werden die Beschaffungskosten über alle zuvor genannten Schritte, als Grundlage für die Auswertung der Sensitivitätsanalyse, berechnet.

Bevor die Leitfragen beantwortet werden können, bedarf es in Kapitel 2 einer weiteren Beschreibung des methodischen Vorgehens. Im Anschluss werden die ermittelten Ergebnisse in Kapitel 3 dargestellt. Dabei wird zuerst auf die monetären Auswirkungen von Lang- und Kurzfristprognosen eingegangen.

¹ Schumacher/Würfel (2015), S. 1.

² Berg/Borchert (2012); Schnorr (2019a); Schnorr (2019b); Schumacher/Würfel (2015); Würfel et al. (2017).

³ Energy Brainpool (2013).

⁴ Amral et al. (2007); Hong (2010); Hong et al. (2011); Hong et al. (2014); Wulf et al. (2017).

⁵ Prokopczuk et al. (2007); Strohbücker (2011).

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

Nachfolgend werden die Beschaffungsstrategien monetär bewertet. Abschließend werden diese Ergebnisse im letzten Kapitel diskutiert und ein Ausblick gegeben.

2 Methodisches Vorgehen

Mit einer Sensitivitätsanalyse werden Lastprognosen sowie Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung in diesem Papier monetär bewertet. Grundlagen dieser Analyse bilden Lastprognosen unterschiedlicher Unternehmen sowie ein Beschaffungsmodell. Aus diesem Grund wird in Kapitel 2.1 zunächst auf die Auswahl von Lastgängen sowie die hieraus erstellten Lastprognosen eingegangen. Anschließend erfolgt in Kapitel 2.2 die Beschreibung des Beschaffungsmodells. Anhand der Lastprognosen, werden in diesem Modell die typischen Schritte der Strombeschaffung mit standardisierten Produkten der Strombörsen simuliert. Das Modell kann dabei mit unterschiedlichen Eingangsvariablen gespeist werden. Welche Eingangsvariablen im Rahmen der Sensitivitätsanalyse variiert werden, wird im letzten Abschnitt in Kapitel 2.3 erläutert.

2.1 Erstellung von Lastprognosen

Um allgemeine Rückschlüsse über Beschaffungsstrategien und Lastprognosen zu ermöglichen, sind zum einen Lastgänge mit unterschiedlichen Strukturen notwendig. Zum anderen müssen je Lastgang mehrere Lieferjahre mit unterschiedlichen Preisentwicklungen an der Börse betrachtet werden können. Entsprechend werden Lastgänge von vier unterschiedlichen Unternehmen verwendet, die einen Zeitraum von mindestens vier Jahren abdecken. Hierzu gehören eine Abwasserreinigungsanlage (ARA)⁶ und eine Großbäckerei (GB), mit jeweils einem Lastgang von 2015 bis einschließlich 2018 sowie eine Papierfabrik (PF) mit einem Lastgang von 2014 bis 2017. Um diese Datenbasis zu erweitern, wird zusätzlich die öffentlich zugängliche viertelstündliche Netzlast von Stromnetz Berlin (SB) berücksichtigt.⁷ Dieser Lastgang steht stellvertretend für ein Unternehmen mit einer geglätteten Laststruktur. Ein solches Unternehmen könnte beispielweise ein Energieversorger sein, der den Stromverbrauch seiner Kunden prognostiziert und anschließend beschafft. Für einen vergleichbaren Zeitraum werden hierfür die Lastgänge von 2014 bis 2018 berücksichtigt.

Es werden ausschließlich normierte bzw. skalierte Lastgänge betrachtet um die Anonymität sowie Vergleichbarkeit der Unternehmen zu gewährleisten. Die Abbildung 2.1 zeigt die Unterschiede in den durchschnittlichen viertelstündlichen Wochenstrukturen der Lastgänge. Die Last wurde hierfür über alle jeweils verfügbaren Jahre normiert.

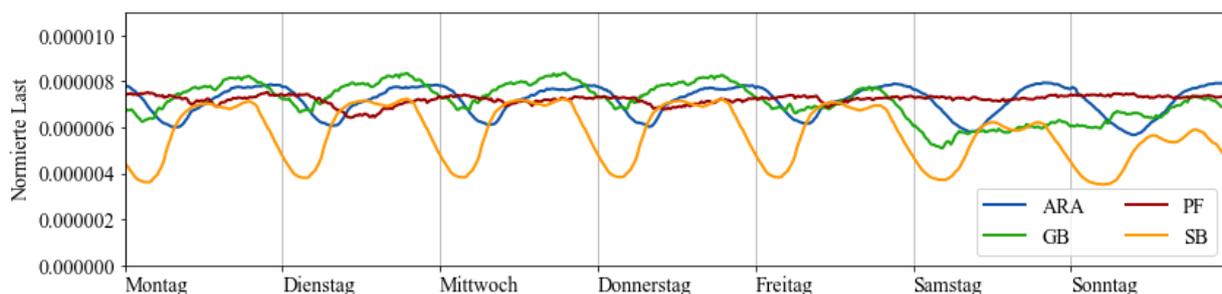


Abbildung 2.1: Durchschnittliche Wochenstruktur der Lastgänge

Für jedes Unternehmen werden viertelstundenscharfe Lastprognosen erstellt. Die Lastprognosen werden dabei nach ihrem Prognosehorizont unterschieden. Hierzu gehören Langfristprognosen und Kurzfristprognosen. In diesem Papier wird eine Kurzfristprognose als eine Prognose für den Folgetag

⁶ Der Lastgang der ARA Niederrad wurde dem Energiemonitoring-Portal der Stadt Frankfurt am Main (2020) entnommen.

⁷ Stromnetz Berlin (2020).

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

verstanden, die der kurzfristigen Beschaffung auf den Spotmärkten dient.⁸ Langfristprognosen werden als Prognosen verstanden, die einen Prognosehorizont von über einem Jahr aufweisen und für die langfristige Beschaffung auf dem Terminmarkt eingesetzt werden. Um den Einfluss von Prognoseabweichungen bewerten zu können, werden sowohl Lang- als auch Kurzfristprognosen statisch erstellt. Demnach erfolgt nach der Erstellung keine weitere Anpassung, während der Termin- oder Spotmarktbeschaffung.

Die Lastprognosen werden mit einer multiplen Regressionsanalyse erstellt. Um dabei realitätsnahe Langfristprognosen zu gewährleisten, werden die verfügbaren Lastgänge zunächst in unterschiedliche Zeiträume eingeteilt. Hierzu gehören Trainings-, Beschaffungs- und Lieferzeiträume. Der Trainingszeitraum dient dem Aufbau der Regressionsfunktion. Diese wird wiederum genutzt, um die Last im Lieferzeitraum zu prognostizieren. Zwischen den zuvor genannten Zeiträumen wird ein zeitlicher Versatz zur langfristigen Terminmarktbeschaffung berücksichtigt, der Beschaffungszeitraum genannt wird. Da die beschriebenen Zeiträume ausschließlich ganzjährig betrachtet werden, werden ersatzweise auch die Begriffe Trainingsjahr, Beschaffungsjahr und Lieferjahr verwendet. Damit für jedes Unternehmen mindestens zwei Lieferjahre analysiert werden können und gleichzeitig jeweils mindestens ein Beschaffungsjahr für den Terminmarkt vorliegt, werden die Lastgänge wie in Abbildung 2.2 eingeteilt.

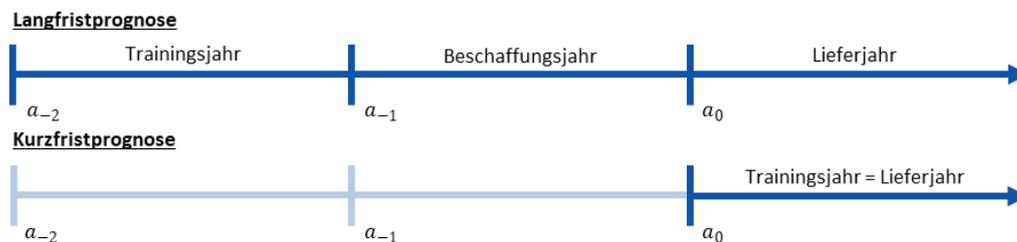


Abbildung 2.2: Einteilung der Lastgänge

Jede Langfristprognose wird somit auf der Basis eines vollständigen Trainingsjahres erstellt, welches zwei Jahre vor dem jeweiligen Lieferjahr liegt. Anschließend wird auf Grundlage dieser Prognose jeweils ein Jahr am Terminmarkt beschafft. Damit alle Langfristprognosen und Beschaffungszeiträume vergleichbar sind, wird diese Einteilung für alle Lieferjahre eingehalten, auch wenn bei späteren Lieferjahren theoretisch eine höhere Anzahl von Trainings- oder Beschaffungsjahren möglich ist. Da bei dem kurzfristigen Prognosehorizont der Kurzfristprognose davon ausgegangen werden kann, dass das grundsätzliche Lastniveau des Lieferjahres bekannt ist, wird die Kurzfristprognose mit den verfügbaren Datensätzen des Lieferjahres trainiert. Mit der beschriebenen Einteilung und den verfügbaren Lastgängen können somit die Lieferjahre 2016, 2017 und 2018 betrachtet werden.

Der Aufbau der Regressionsfunktionen wird in Anlehnung an das Vorgehen im Verbundprojekt DemandRegio durchgeführt.⁹ Als unabhängige Variablen werden bei den Langfristprognosen, auf Grund des langen Prognosehorizontes, lediglich Kalenderinformationen eingesetzt. Bei den Kurzfristprognosen werden neben den Kalender- auch Wetter- und simulierte Produktionsinformationen verwendet. Eine Übersicht über alle unabhängigen Variablen ist im Anhang A beigefügt. Um in der Sensitivitätsanalyse verschiedene Prognosen mit unterschiedlichen Prognoseabweichungen berücksichtigen zu können, werden unterschiedliche Konfigurationen unabhängiger Variablen sowohl bei Lang- als auch bei den Kurzfristprognosen geprüft. Je Unternehmen und Lieferjahr werden diejenigen zwei regressionsanalytischen Konfigurationen für die Lang- und Kurzfristprognosen in der Sensitivitätsanalyse ausgewählt, die eine möglichst hohe Differenz im *Mean Absolute Percentage Error* (MAPE) aufweisen. Der

⁸ In der Literatur gibt es für Lang- und Kurzfristprognosen keine einheitliche zeitliche Abgrenzung (vgl. Hong/Fan (2016), S. 915; Daneshi et al. (2008), S. 395).

⁹ Gotzens et al. (2020), S. 84–104.

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

MAPE gibt die mittlere prozentuale Differenz zwischen den Prognosewerten und den realen Verbrauchswerten an. Erreicht der MAPE beispielsweise einen Wert von 10 %, weicht die Prognose jeder Viertelstunde im Lieferjahr im Durchschnitt um 10 % von der realen Last ab. Durch die Berechnung der Absolutwerte, ist es hierbei unerheblich, ob die Last dabei in den einzelnen Viertelstunden über- oder unterschätzt wird. Der MAPE ist demnach ein Gütemaß, mit dem die strukturelle Prognoseabweichung bewertet werden kann. Eine grundsätzliche Über- oder Unterschätzung des Gesamtverbrauches kann nicht festgestellt werden. Aus diesem Grund wird für alle Lastprognosen ebenfalls der *normalised Mean Bias Error* (nMBE)¹⁰ berechnet. Mit diesem Gütemaß lassen sich Mengenabweichung bzw. Verzerrung in den Prognosen ermitteln. Der nMBE wird ebenfalls in Prozent angegeben und kann, anders als der MAPE, auch negativ sein. Werden beispielsweise -10 % berechnet, hat die Prognose den Gesamtverbrauch im Lieferjahr um 10 % unterschätzt. Im Anhang B befindet sich eine Übersicht über MAPE und nMBE mit den verwendeten Formeln.

2.2 Beschaffungsmodell

Zur monetären Bewertung wird ein Beschaffungsmodell entwickelt, mit dem die Strombeschaffung anhand der erstellten Lastprognosen simuliert wird. Dabei werden die Beschaffungskosten durchgehender Lieferjahre mit historischen Preisen ermittelt. Als Preisgrundlage dienen die transparenten und standardisierten Produkte der Strombörsen¹¹ sowie der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzgleichsenergiepreis (reBAP)¹². Das Modell unterliegt der Annahme, dass die Unternehmen direkt an der Börse beschaffen und einen eigenen Bilanzkreis führen. Mögliche Risiko- oder Strukturierungsaufschläge durch Lieferanten werden demnach nicht berücksichtigt.¹³ Die Unternehmen tragen somit sämtliche Risiken der Strombeschaffung bis hin zur Ausgleichsenergie selbst. Weiterhin werden die Annahmen getroffen, dass die Produkte an den Börsen stets liquide gehandelt werden können und die Unternehmen keine Möglichkeiten der Eigenerzeugung besitzen.

Im Beschaffungsmodell werden die üblichen vier Schritte der Strombeschaffung durchgeführt. Diese sind in Abbildung 2.3 dargestellt. Hierzu gehören die Zerlegung der Langfristprognose in Produkte des Terminmarktes, die Terminmarktbeschaffung, die Spotmarktbeschaffung sowie der Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen durch Ausgleichsenergie.

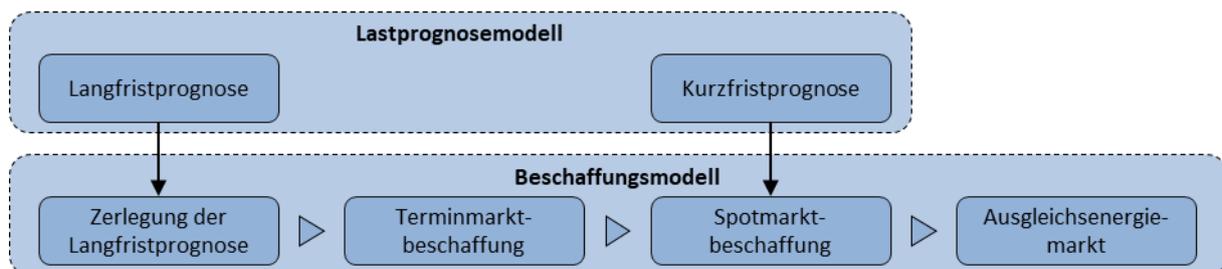


Abbildung 2.3: Schritte des Beschaffungsmodells

Im Modell können, als Grundlage für die Sensitivitätsanalyse, verschiedene Eingangsvariablen variiert werden. So kann die Beschaffung beispielsweise neben den Lastprognosen auch mit der realen Last durchgeführt werden, um die Auswirkungen von Prognoseabweichungen auf die Beschaffungskosten zu bewerten. Ebenfalls ist es möglich, die Produkte mit verschiedenen Strategien zu beschaffen. Im

¹⁰ Im deutschen auch mittlerer relativer gewichteter Prognosefehler genannt (Andres und Spiwoks (2000), S.22).

¹¹ Die Marktpreise der standardisierten Produkte der Strombörsen sind den jeweiligen Webseiten der EEX (2021) und EPEX Spot (2021) zu entnehmen. Die Verfügbarkeit vergangener Marktpreise ist auf diesen Webseiten jedoch zeitlich begrenzt, weshalb die historischen Preisreihen der berücksichtigten Produkte der EEX und EPEX Spot dem Energiemarkt-Informationsdienst Montel (2021) entnommen wurden.

¹² Die Preisreihen des reBAP wurden der Webseite des Übertragungsnetzbetreibers TenneT (2020) entnommen.

¹³ Es werden ebenfalls keine Transaktionsgebühren berücksichtigt, die an der Börse je Megawattstunde anfallen.

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

Folgenden werden einige der Eingangsvariablen anhand der vier Schritte des Beschaffungsmodells aufgeführt. Eine Übersicht über alle Eingangsvariablen wird im nächsten Kapitel 2.3 gegeben.

Zerlegung der Langfristprognose

Bevor langfristig am Terminmarkt beschafft werden kann, muss die Langfristprognose in handelbare standardisierte Börsenprodukte eingeteilt werden. So wird die Last in Phelix Future-Kontrakte der *European Energy Exchange* (EEX) zerlegt. Um dabei einen Basisfall der Beschaffung zu bilden und ebenfalls eine strukturierte Terminmarktbeschaffung zu ermöglichen, werden ausschließlich Jahresprodukte von Base- und Peakload berücksichtigt. Die Zerlegung in Base- und Peakload erfolgt am ersten Handelstag des Beschaffungsjahres. Die festgelegten Kontrakte werden ab diesen Zeitpunkt am Terminmarkt beschafft.

Im Beschaffungsmodell kann sowohl eine mengen- als auch eine wertneutrale Zerlegung als Eingangsvariable definiert werden. Bei der mengenneutralen Zerlegung soll die Gesamtmenge der zu kaufenden Terminmarktkontrakte der Gesamtstrommenge der Langfristprognose entsprechen.¹⁴ Hierfür werden Über- und Unterdeckungen, die durch die Differenzmenge der Standardprodukte mit der Langfristprognose entstehen, über das Lieferjahr in der Menge ausgeglichen. Bei der wertneutralen Zerlegung werden die Über- und Unterdeckungen im monetären Wert ausgeglichen.¹⁵ Zur monetären Gewichtung stehen historische Hourly Price Forward Curves¹⁶ zur Verfügung, die jeweils am ersten Handelstag der jeweiligen Beschaffungsjahre erstellt wurden.

Nach der mengen- oder wertneutralen Zerlegung kann ebenfalls ein prozentualer Spotmarktanteil als Eingangsvariable definiert werden. Dabei wird nicht die Gesamtmenge am Terminmarkt beschafft, sondern ein prozentualer Anteil von Base- und Peakload gleichmäßig abgezogen, um die Spotmarktbeschaffung wesentlich zu erhöhen.¹⁷ Mit dieser Strategie soll die Chance gewahrt werden, von günstigen Spotmarktpreisen zu profitieren. Nach der Wahl des Spotmarktanteils werden Base- und Peakload auf die nächste handelbare Einheit der EEX und somit auf ganzzahlige Megawatt (MW)¹⁸ gerundet.

Terminmarktbeschaffung

Im Anschluss an die Zerlegung in handelbare Einheiten, können diese beschafft werden. Die Terminmarktbeschaffung erfolgt im Modell handelstäglich anhand der Settlement-Preise der Future-Kontrakte. Mit der Stichtags-, Index- und Tranchenbeschaffung können drei Strategien der Terminmarktbeschaffung ausgewählt werden. Grundsätzlich dienen diese Strategien allein der Deckung des eigenen Strombedarfes. Es werden keine Strategien der Terminmarktbeschaffung betrachtet, bei denen mittels Käufen und Verkäufen zusätzliche Gewinne durch Spekulationsgeschäfte erzielt werden.

Die Stichtagsbeschaffung ist die einfachste der genannten Strategien. Hierbei werden alle benötigten Terminmarktprodukte an lediglich einem Tag, dem sogenannten Stichtag, beschafft.¹⁹ Die gesamte Terminmarktbeschaffung ist demnach von den Preisen eines Handelstages abhängig. Da das Beschaffungsjahr ca. 250 Handelstage aufweist, werden zur vereinfachten Darstellung die minimal und maximal möglichen sowie die mittleren Kosten der Stichtagsbeschaffung im Beschaffungsjahr errechnet. Die mittleren Kosten repräsentieren die durchschnittlich möglichen Kosten einer Stichtagsbeschaffung und dienen allein der Analyse, da sie in der Regel keinen realen Kosten eines potenziellen Handelstages

¹⁴ Energy Brainpool (2013), S. 9.

¹⁵ Energy Brainpool (2013), S. 10.

¹⁶ Die verwendeten Hourly Price Forward Curves wurden von price[it] (2021) erstellt und standen dieser Arbeit über den Energiemarkt-Informationdienst Montel (2021) zur Verfügung.

¹⁷ Schumacher/Würfel (2015), S. 93; Schnorr (2019a), S. 32–33.

¹⁸ EEX (2020), S. 7.

¹⁹ Schumacher/Würfel (2015), S. 63.

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

entsprechen. So ergeben sich mit dem Minimum, dem Maximum und dem Mittelwert drei unterschiedliche Kosten auf Grundlage der Stichtagsbeschaffung.

Um das bestehende Risiko durch die Volatilität der Marktpreise zu streuen, kann die Terminmarktbeschaffung auch strukturiert erfolgen. Bei der Indexbeschaffung sollen hierbei, im Gegensatz zur Stichtagsbeschaffung, die Produkte nicht an einem Tag, sondern an möglichst vielen Handelstagen beschafft werden. Dabei zeichnet sich diese Strategie durch eine gleichmäßige Strukturierung mit einheitlichen Beschaffungszeitintervallen und -mengen aus.²⁰ Durch die gleichmäßige Beschaffung soll ein möglichst durchschnittlicher Marktpreis erreicht werden.²¹ Um einen möglichst durchschnittlichen Marktpreis zu erreichen, könnten an jedem Handelstag eine gleichgroße Teilmenge an Base- und Peakload eingekauft werden. Da im Beschaffungsmodell jedoch die kleinste handelbare Einheit am Terminmarkt von 1 MW²² berücksichtigt wird, können in der Regel nicht an allen, sondern an möglichst vielen Handelstagen Teilmengen beschafft werden. Dafür werden die benötigten Base- und Peakload in Teilmengen von 1 MW zerlegt. Diese werden anschließend in gleichmäßigen Zeitintervallen über den Beschaffungszeitraum verteilt, sodass nach einem festen Automatismus beschafft wird.

Auch die Tranchenbeschaffung ist eine strukturierte Beschaffung. In diesem Papier werden Index- und Tranchenbeschaffung jedoch dahingehend unterschieden, dass bei der Tranchenbeschaffung von den gleichmäßigen Zeitintervallen und Kaufmengen abgewichen werden kann. So sollen möglichst preisgünstige Beschaffungszeitpunkte gewählt werden. Um dies zu erreichen, wird im Beschaffungsmodell eine technische Analyse mit verschiedenen technischen Indikatoren durchgeführt. Dadurch sollen sowohl Chancen fallender Preise genutzt als auch Gefahren steigender Preise reduziert werden. In der Literatur findet sich eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Verwendung technischer Indikatoren.²³ Die Kombination solcher Indikatoren kann schnell komplex und unübersichtlich werden. Außerdem können verschiedene Indikatoren gegensätzliche Signale auslösen. Aus diesem Grund finden im Beschaffungsmodell lediglich drei Indikatoren Anwendung. Diese Anzahl von Indikatoren wird auch von Schnorr (2019b) empfohlen.²⁴ Zu den ausgewählten Indikatoren zählen der *Exponential Moving Average* (EMA) und der *Average Directional Index* (ADX) zur Nutzung von Abwärtstrends sowie ein statischer Limitpreis zur Absicherung gegenüber Aufwärtstrends. Dabei sei angemerkt, dass diese technische Analyse die grundsätzlichen Möglichkeiten einer Tranchenbeschaffung aufzeigen soll, ohne die verwendeten technischen Indikatoren im Detail zu optimieren. Ein grundsätzlicher "Performance-Check" der technischen Indikatoren vor der Durchführung der Sensitivitätsanalyse, wurde demnach nicht durchgeführt.

Wie bei der Indexbeschaffung werden die Terminkontrakte zunächst in gleichmäßige Beschaffungsintervalle eingeteilt. Durch die technischen Indikatoren kann jedoch von den einzelnen Kaufzeitpunkten abgewichen werden. Zu diesem Zweck senden die Indikatoren Signale und somit feste Regeln aus, nach denen die Beschaffung ausgesetzt oder fortgesetzt wird. Sollte der Marktpreis beispielweise fallen, ist es sinnvoll, erst zu einem späteren Zeitpunkt einzukaufen. Liegt der EMA über dem Settlement-Preis, kann von einem Abwärtstrend ausgegangen werden. Aus diesem Grund wird hier ein Stopp-Signal ausgesendet und die Beschaffung setzt so lange aus, bis sich der Settlement-Preis wieder oberhalb des EMA befindet. In Trendphasen sind Signale durch den EMA sinnvoll. Bei Seitwärtsbewegung mit oszillierenden Preisen ergeben sich jedoch eine Vielzahl von Stopp-Signalen, die keinen Hinweis auf grundsätzlich fallende Preise ermöglichen. Aus diesem Grund wird zusätzlich der ADX als Korrekturindikator

²⁰ Berg/Borchert (2012), S. 25; Schumacher/Wüfel (2015), S. 74.

²¹ Wüfel et al. (2017), S. 383.

²² EEX (2020), S. 7.

²³ Für eine ausführliche Übersicht über technische Indikatoren sei auf Murphy (2017) verwiesen.

²⁴ Schnorr (2019b), S. 23.

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

eingesetzt. Der ADX ermöglicht die Identifizierung von Trendphasen auf einer Skala von 0 bis 100. Je höher der Wert, desto stärker ist ein aktuell vorliegender Abwärts- oder Aufwärtstrend, unabhängig von der Trendrichtung.²⁵ Erreicht der ADX im Beschaffungsmodell Werte von unter 20, wird von einer trendlosen Phase ausgegangen.²⁶ Aus diesem Grund werden hier Stopp-Signale des EMA ausgesetzt. Die Sensitivität, mit der EMA und ADX auf die vorliegenden Preisentwicklungen reagieren, hängt von der jeweiligen Periode der Indikatoren ab. Diese Perioden können im Beschaffungsmodell als Eingangsvariablen variiert werden.

Ein statischer Limitpreis soll das Risiko steigender Marktpreise bei der strukturierten Beschaffung reduzieren. Wird der Limitpreis überschritten, werden sämtliche offene Terminmarktverträge vorzeitig vom vorliegenden Settlement-Preis beschafft. Um die Limitpreise im Beschaffungsmodell variieren zu können, wird die Wahl der Limitpreise über den Settlement-Preis des ersten Handelstages im Beschaffungszeitraum definiert. So berechnet sich der Limitpreis über einen prozentualen Aufschlag auf den ersten Settlement-Preis. Der prozentuale Aufschlag kann als Eingangsvariable bestimmt werden.

Durch die Wahl der Eingangsvariablen beim EMA, ADX und dem statischen Limitpreis, kann die Tranchenbeschaffung variiert werden. Alle technischen Indikatoren werden parallel für Base- und Peakload berechnet. Die gewählten Variablen sind für beide Produkte gleich. Eine Darstellung der technischen Indikatoren sowie der sich hieraus ergebenden Signale für ein beispielhaftes Beschaffungsjahr, ist im Anhang C beigefügt.

Spotmarktbeschaffung

Differenzen der Terminmarktbeschaffung zur realen Last werden an den Spotmärkten kurzfristig mit standardisierten Auktionsprodukten der *European Power Exchange* (EPEX Spot) ausgeglichen. Berücksichtigt werden hierbei die Stundenprodukte der Day-Ahead-Auktion sowie die Viertelstundenprodukte der Intraday-Eröffnungsauktion. Die Spotmarktbeschaffung wird mit einem einheitlichen Ablauf durchgeführt. So werden zunächst die stündlichen Differenzen zwischen der Kurzfristprognose und bereits gesicherten Terminmarktprodukten mit den Stundenprodukten beglichen, indem überschüssige Positionen zu den vorliegenden Preisen verkauft und Unterdeckungen gekauft werden. Anschließend werden die verbleibenden viertelstündlichen Differenzen mit den Preisen der Viertelstundenprodukte aus der Intraday-Auktion beglichen. Da die statischen Kurzfristprognosen nach der Erstellung nicht weiter angepasst werden, erfolgt keine Beschaffung im kontinuierlichen Intradayhandel.

Ausgleichsenergiemarkt

Im letzten Schritt erfolgt der Ausgleich der verbleibenden Differenzen zwischen den beschafften Produkten und der realen Last durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie. Als preisliche Grundlage dient hierfür der reBAP. Über das ganze Lieferjahr hinweg können sowohl durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie als auch durch Käufe und Verkäufe auf den Spotmärkten zusätzliche Kosten aber auch Erlöse erzielt werden.

Nachdem alle Schritte im Beschaffungsmodell berechnet wurden, werden die Beschaffungskosten kalkuliert. Hierfür werden die Kosten der langfristigen Beschaffung auf dem Terminmarkt mit den Kosten bzw. Erlösen der Spotmärkte und des Ausgleichsenergiemarktes summiert. Um eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden die durchschnittlichen Kosten je MWh berechnet. Diese werden spezifische Beschaffungskosten (sBK) genannt und stellen den Quotienten aus den gesamten Beschaffungskosten und den tatsächlichen Stromverbrauch eines Lieferjahres dar.

²⁵ Murphy (2017), S. 375–382.

²⁶ Bruni (2017), S. 573.

2.3 Sensitivitätsanalyse

Mit einer breiten Variation von Eingangsvariablen soll die Sensitivitätsanalyse allgemeine Aussagen über die monetären Auswirkungen von Prognoseabweichungen und Beschaffungsstrategien ermöglichen. Aus diesem Grund werden die einzelnen Schritte des Beschaffungsmodells mit einer Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten der Eingangsvariablen durchgeführt. Wie aus der Abbildung 2.4 hervorgeht, werden dabei neun Kategorien von Eingangsvariablen variiert. Eine Übersicht der genauen Ausprägungen aller Variablen befindet sich im Anhang D.

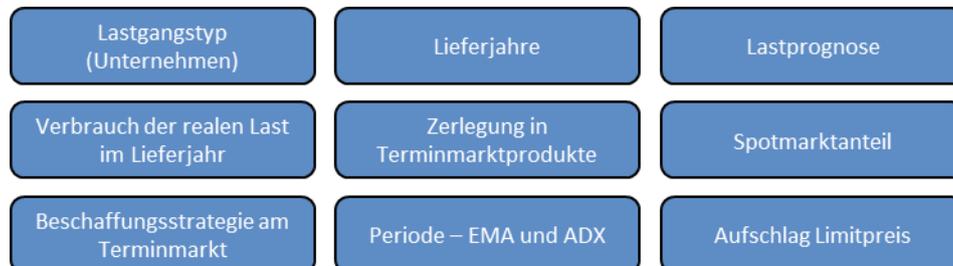


Abbildung 2.4: Kategorien der Eingangsvariablen

Neben den vier Unternehmen und den dazugehörigen Lieferjahren werden ebenfalls die entsprechenden Lastprognosen variiert. Die Lastprognose als Eingangsvariable bedarf einer genaueren Erklärung. So sollen hierbei die Kosten einer Beschaffung anhand der Lang- und Kurzfristprognose mit den Kosten einer Beschaffung anhand der realen Last, also mit der "perfekten Vorhersage", verglichen werden. Lang- und Kurzfristprognose werden dabei isoliert voneinander bewertet. Dies ist damit zu begründen, dass sich Prognosefehler in der Lang- und Kurzfristprognose unterschiedlich auf die Beschaffungskosten auswirken und sich wechselseitig beeinflussen. Deshalb erfolgt die Termin- und Spotmarktbeschaffung einerseits unter gemeinsamer Berücksichtigung der realen Last und andererseits unter isolierter Berücksichtigung der realen Last. Wird bei Letzterem die Termin- oder Spotmarktbeschaffung mit der realen Last durchgeführt, erfolgt die jeweils andere Beschaffung mit der Prognose. Durch dieses Vorgehen können die Prognosen mit hoher und niedriger Güte sowohl auf dem Terminmarkt als auch auf den Spotmärkten mit der realen Last verglichen werden, ohne dass die jeweils andere Prognose Auswirkungen auf das Ergebnis hat.

Eine weitere Eingangsvariable ist der Gesamtverbrauch im Lieferjahr. Durch die Berücksichtigung der kleinsten handelbaren Einheit auf dem Terminmarkt, kann bei einer strukturierten Beschaffung der Verbrauch einen Einfluss auf die Beschaffungskosten haben. So können bei einem höheren Verbrauch tendenziell mehr Produkte verteilt werden. Aus diesem Grund wird die reale Last mit 50 GWh/a, 100 GWh/a und 200 GWh/a auf drei unterschiedliche Gesamtverbräuche skaliert. Die Skalierung von Lang- und Kurzfristprognose erfolgt entsprechend der realen Last.

Die Zerlegung in standardisierte Terminmarktprodukte wird sowohl mengen- als auch wertneutral durchgeführt und mit unterschiedlichen Spotmarktanteilen kombiniert. Dabei wird mit 0 % kein, mit 10 % ein mittlerer und mit 20 % ein hoher Spotmarktanteil in der Beschaffung simuliert. Für die Darstellung eines Extremfalles wird ebenfalls ein Spotmarktanteil von 100 % ausgewählt. Da dieser Anteil dazu führt, dass sämtliche Variationen, die einen Einfluss auf die Terminmarktbeschaffung haben irrelevant werden (bspw. Langfristprognose, Zerlegung, Beschaffungsstrategie am Terminmarkt, Variation der technischen Indikatoren), wird diese Einstellung nur begrenzt berücksichtigt. So werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse mit einem Spotmarktanteil von 100 % nur bei der direkten Analyse der Spotmarktanteile im Kapitel 3.2 betrachtet und bleiben bei allen anderen Ergebnissen unberücksichtigt.

Auch die Beschaffungsstrategien am Terminmarkt sind eine Eingangsvariable der Sensitivitätsanalyse. Hierzu gehören Tranchen-, Index- und Stichtagsbeschaffung. Wie bereits erläutert, wird bei der

DOI: 10.5281/zenodo.4554962

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

Stichtagsbeschaffung nicht nur ein Wert berechnet, sondern die maximalen, minimalen und mittleren Kosten einer Stichtagsbeschaffung im Beschaffungsjahr. Für die Tranchenbeschaffung werden zusätzlich die technischen Indikatoren variiert. Da EMA und ADX im Zusammenspiel Signale für die Beschaffung auslösen, werden diese Indikatoren als eine Eingangsvariable berücksichtigt. So werden typische Perioden beider Indikatoren ausgewählt, deren Sensitivität auf die Preisentwicklung aufeinander abgestimmt wird. Ebenfalls werden die statischen Limitpreise variiert, indem mit 5%, 10% und 20% unterschiedliche prozentuale Aufschläge auf die ersten Settlement-Preise von Base- und Peakload der jeweiligen Beschaffungsjahre berechnet werden.

Bei der Variation der technischen Indikatoren ist zu berücksichtigen, dass diese keinen Einfluss auf die Kosten der Index- und Stichtagsbeschaffung haben. Trotzdem werden auch diese Strategien auf dem Terminmarkt mit allen Kombinationen der technischen Indikatoren berechnet, damit diese mit den Ergebnissen der Tranchenbeschaffung verglichen werden können. Durch die Kombination aller Eingangsvariablen werden insgesamt 32.400 Beschaffungskosten bzw. sBK im Beschaffungsmodell ermittelt. Hierbei sind die drei unterschiedlichen Kosten der Stichtagsbeschaffung inbegriffen. Wird der Spotmarktanteil von 100 %, der nur eingeschränkt berücksichtigt wird, heraus gerechnet, verbleiben 24.300 Kombinationsmöglichkeiten. Dieses Vorgehen der Sensitivitätsanalyse erlaubt eine Betrachtung verschiedener Aspekte mit einer breiten Variation von Einflussfaktoren in der Strombeschaffung. So können beispielsweise Stichtags-, Index-, und Tranchenbeschaffung über die verschiedenen Lieferjahre verglichen werden, indem die Eingangsvariablen "Lieferjahre" und "Beschaffungsstrategie am Terminmarkt" herausgenommen werden. Aus allen anderen Kombinationsmöglichkeiten wird der jeweilige Durchschnitt berechnet. Dadurch können die beiden beispielhaften Eingangsvariablen mit einer Vielzahl von Einflussfaktoren analysiert werden.

3 Ergebnisse

Auf Basis der Sensitivitätsanalyse sollen die Leitfragen dieses Papiers beantwortet werden. Hierfür werden in Kapitel 3.1 die Lastprognosen monetär bewertet, um die Auswirkungen der Prognoseabweichungen in der Strombeschaffung zu analysieren. Im Anschluss erfolgt im Kapitel 3.2 die Bewertung des monetären Potenzials verschiedener Strombeschaffungsstrategien.

3.1 Monetäre Bewertung der Lastprognosen

Die Untersuchung der Lang- und Kurzfristprognosen erfolgt unabhängig voneinander, indem zuerst die Lang- und anschließend die Kurzfristprognosen betrachtet werden. Beide Prognosevarianten werden anhand der Ergebnisse der Tranchenbeschaffung bewertet und mit einer Beschaffung anhand der realen Last verglichen. Für diesen Vergleich werden die durchschnittlichen Kostenabweichungen analysiert, die bei einer Beschaffung mit der Prognose im Verhältnis zu einer Beschaffung anhand der realen Last auftreten. Diese Kostenabweichungen können mit den Gütemaßen der Prognosen verglichen werden.

Langfristprognosen

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass bei den Langfristprognosen für den Terminmarkt die korrekte Vorhersage der Gesamtmenge deutlich wichtiger ist, als die korrekte Vorhersage der Struktur. Dies geht aus Abbildung 3.1 hervor, in der die Gütemaße MAPE und nMBE mit den durchschnittlichen prozentualen Kostenabweichungen ins Verhältnis gesetzt werden. Die einzelnen Punkte stehen für die 18 Langfristprognosen, die je Unternehmen und Lieferjahr mit niedriger und hoher Güte nach MAPE erstellt wurden. Die prozentualen Kostenabweichungen auf der y-Achse geben die prozentuale Differenz zwischen den durchschnittlichen Beschaffungskosten mit den Langfristprognosen und den durchschnittlichen Beschaffungskosten mit den realen Lastgängen an. Prozentuale

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

Kostenabweichungen und nMBE können sowohl positiv als auch negativ sein. Um den Zusammenhang zu verdeutlichen, werden diese in der Abbildung jedoch als Betrag berücksichtigt.

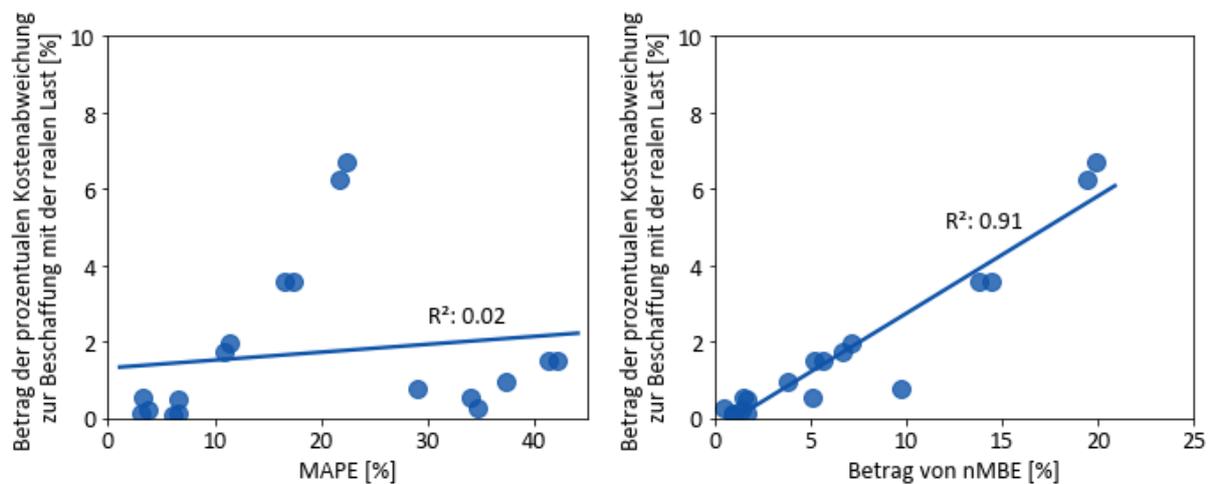


Abbildung 3.1: Langfristprognose - Zusammenhang zwischen Güte und Kostenabweichung

Beim MAPE zeigen sich kaum Zusammenhänge zu den Kostenabweichungen. Somit lassen sich direkte Auswirkungen von strukturellen Abweichungen der Langfristprognosen auf die Beschaffungskosten kaum feststellen. Auf der anderen Seite zeigen die Ergebnisse des nMBE, dass ein eindeutiger Zusammenhang zwischen Kostenabweichungen und Mengenabweichungen besteht. Das Bestimmungsmaß liegt hier bei 0,91.

Zu begründen sind diese Ergebnisse damit, dass mit den standardisierten Produkten des Terminmarktes, bestehend aus Base- und Peakload, die Struktur der Prognose nur grob nachempfunden werden kann. Strukturelle Abweichungen wirken sich so nur geringfügig auf die Beschaffung von Base- und Peakload aus. Im Beschaffungsmodell wurden zwar nur jährliche Terminmarktprodukte berücksichtigt, jedoch ist eine Abbildung der Struktur auch mit anderen standardisierten Produkten des Terminmarktes, wie beispielsweise Quartals-, Monats- oder Wochenprodukten, nur grob möglich. Im Gegensatz dazu können grundsätzliche Fehleinschätzungen des Gesamtverbrauches die Beschaffung der Terminmarktprodukte maßgeblich beeinflussen. So müssen Über- oder Unterdeckungen von Base- und Peakload mit den Spotmarktprodukten im Lieferjahr ausgeglichen werden. Mit welcher Intensität und in welche Richtung sich die Mengenabweichungen dabei kostentechnisch auswirken, hängt von der allgemeinen Preisentwicklung ab. Repräsentativ für die Preisentwicklung werden in der Tabelle 3.1 die durchschnittlichen Stundenpreise der Day-Ahead-Auktion im Lieferjahr mit den durchschnittlichen Settlement-Preisen der Year Future-Kontrakte von Baseload im vorherigen Beschaffungsjahr verglichen.

Tabelle 3.1: Jahresdurchschnittspreise der betrachteten Lieferjahre

Lieferjahr	Phelix Year Future Baseload Settlement-Preis (im Vorjahr)	Day-Ahead-Auktion Stundenprodukte	Preisentwicklung
2016	30,96 €/MWh	28,98 €/MWh	-6,4% ↘
2017	26,58 €/MWh	34,20 €/MWh	+28,7% ↗
2018	32,35 €/MWh	44,47 €/MWh	+37,5% ↗

Aus der Tabelle geht hervor, dass der durchschnittliche Stundenpreis im Jahr 2016 mit 6,4 % unter und 2017 sowie 2018 mit 28,7 % bzw. 37,5 % über dem durchschnittlichen Settlement-Preis des Vorjahres lag. War im Lieferjahr 2016 ein positiver nMBE und somit eine Überdeckung zu verzeichnen, führte dies mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erhöhten Beschaffungskosten. Ein gleicher Fall in den Jahren

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

2017 oder 2018 hätte die Beschaffungskosten hingegen reduziert. Da die Preisentwicklung im Lieferjahr 2016 schwächer war als in den Jahren 2017 und 2018, wäre der Kostenanstieg bei gleicher Verzerrung der Prognose geringfügiger als die Kostensenkungen in den Folgejahren gewesen.

Um dies zu verdeutlichen, werden die Verzerrungen aller Langfristprognosen mit den zuvor genannten prozentualen Preisentwicklungen gewichtet. Hierbei wird das Produkt aus nMBE und Preisentwicklung für alle Langfristprognosen gebildet. Die Vorzeichen von nMBE und Preisentwicklung werden bei der Multiplikation berücksichtigt. In Abbildung 3.2 wird das hieraus resultierende Produkt mit den Kostenabweichungen zur Beschaffung mit der realen Last gegenübergestellt und der Zusammenhang beschrieben.

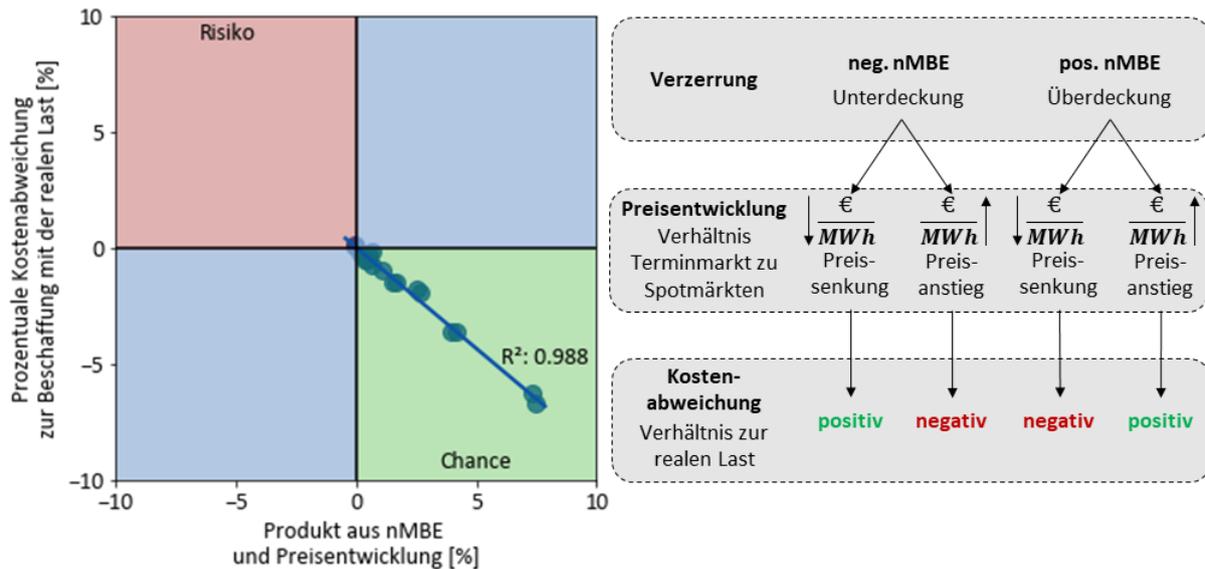


Abbildung 3.2: Auswirkungen des nMBE und der Preisentwicklung auf die Beschaffungskosten

Das Bestimmungsmaß mit dem berechneten Produkt beläuft sich hierbei auf 0,988 und ist somit höher als das Bestimmungsmaß zwischen alleinigem nMBE und Kostenabweichung (vgl. Abbildung 3.1). Die Verbesserung ist dabei auf die Hinzunahme der Preisentwicklung zurückzuführen. Dadurch zeigt sich, dass die Kostenabweichung der Prognose zur realen Last anhand dieser beiden Faktoren beschrieben werden kann. Bei den meisten Langfristprognosen war ein positiver nMBE bei gleichzeitig steigender Preisentwicklung zu verzeichnen. Aus diesem Grund haben die Unternehmen zumeist aus den Mengenabweichungen der Prognose profitiert und liegen daher im unteren rechten Quadranten, der Chancen darstellt. Jedoch hätte eine sinkende Preisentwicklung bei gleichen Mengenabweichungen zu gegenläufigen Ergebnissen, also zu einem möglichen hohen Risiko geführt.

Aus den Ergebnissen geht hervor, dass bei der Erstellung der Langfristprognose für den Terminmarkt die optimale Einschätzung des Gesamtstromverbrauches im Vordergrund stehen sollte. Auf Grund fehlender interner Informationen der betrachteten Unternehmen, konnten die Langfristprognosen lediglich mit Kalenderinformationen erstellt werden. Dies ist jedoch nicht ausreichend, wenn Faktoren ersichtlich sind, die den Gesamtverbrauch wesentlich beeinflussen könnten. Stehen beispielweise Energieeffizienzmaßnahmen im Voraus fest, sollten die daraus resultierenden Einsparungen in der Langfristprognose für die Strombeschaffung berücksichtigt werden. Zwar kann, wie in der vorliegenden Berechnung, eine Fehleinschätzung des Verbrauches auch zu Chancen führen, jedoch stehen diesen Chancen große Risiken gegenüber, die die Beschaffungskosten deutlich erhöhen können.

Kurzfristprognosen

Analog zu den Langfristprognosen werden auch die monetären Auswirkungen der Kurzfristprognosen mit einer Beschaffung anhand der realen Last verglichen. Auch hier werden die Zusammenhänge zwischen den Gütemaßen und den durchschnittlichen prozentualen Kostenabweichungen in Abbildung 3.3 dargestellt.

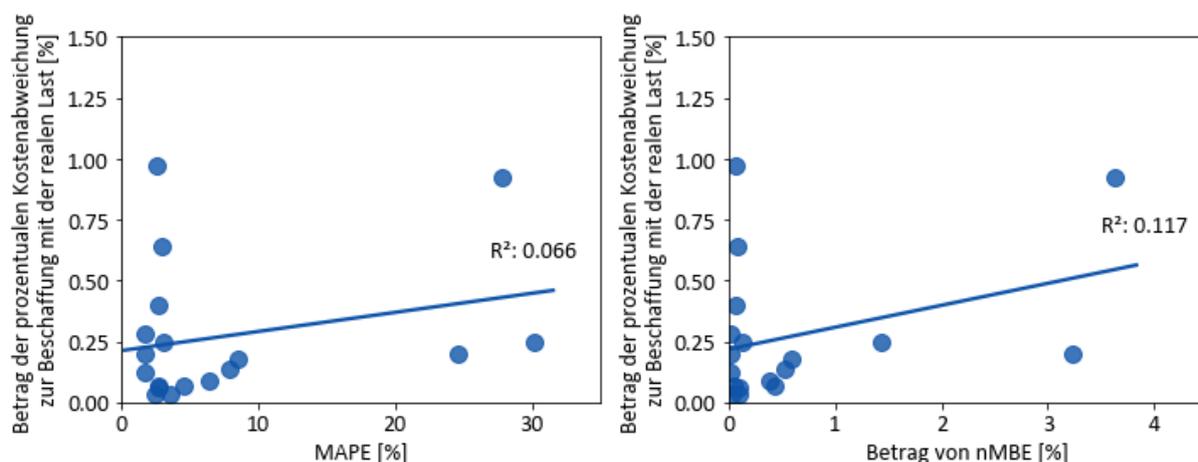


Abbildung 3.3: Kurzfristprognose - Zusammenhang zwischen Güte und Kostenabweichung

Sowohl beim MAPE als auch beim nMBE zeigen sich keine klaren Zusammenhänge zwischen der Güte und den Kostenabweichungen. Es ist lediglich eine leichte Tendenz sichtbar, dass eine schlechtere Güte eher zu höheren Kostenabweichungen führen kann. Der Grund hierfür ist, dass sich die Prognoseabweichung einer jeden Viertelstunde unterschiedlich auf die Beschaffungskosten auswirken kann. Wurde beispielsweise der Verbrauch in einer Viertelstunde unterschätzt und zu wenige Spotmarktprodukte beschafft, erhöhen sich die Beschaffungskosten nur, wenn der reBAP in dieser Viertelstunde teurer war als die Spotmarktprodukte. Der reBAP ist aber nicht tendenziell teurer oder günstiger als die betrachteten Produkte an den Spotmärkten. Im Jahresmittel gleichen sich die Preise nahezu an (siehe Anhang E). Jedoch sind die Preisdifferenzen in jeder Viertelstunde hoch. Eine genaue zeitliche Einordnung, wann welche Preisdifferenzen auftreten ist dabei nicht möglich. Dies geht aus der Abbildung 3.4 hervor, in der die Preisdifferenzen zwischen den Stundenpreisen der Day-Ahead-Auktion und dem reBAP in jeder Viertelstunde des Lieferjahres 2017 abgebildet sind. Bei roten Feldern waren die Auktionspreise und bei blauen Feldern der reBAP teurer.

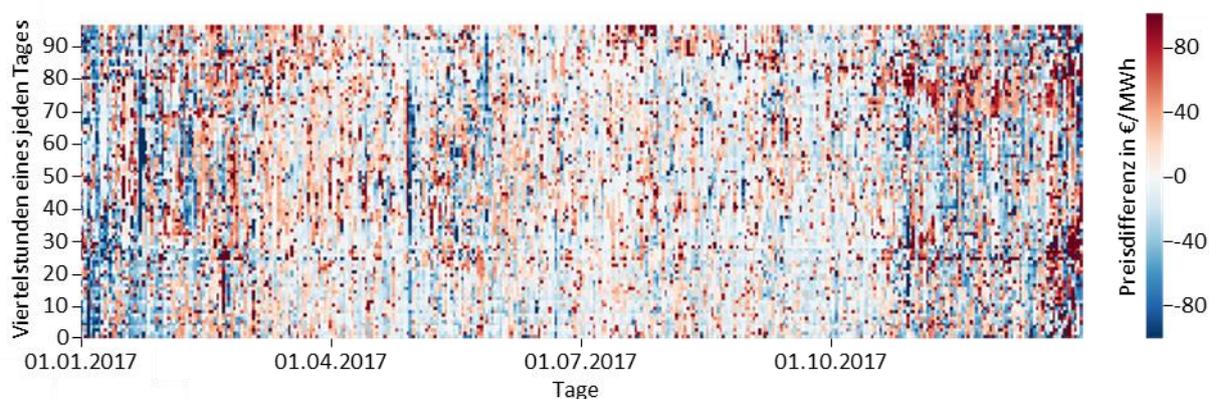


Abbildung 3.4: Preisdifferenz zwischen den Stundenprodukten der Day-Ahead-Auktion und reBAP im Jahr 2017

Jede einzelne Über- oder Unterdeckung kann sich demnach unterschiedlich auf die Beschaffungskosten auswirken. Aus rein monetärer Sicht ist es demnach nicht entscheidend ob, sondern zu welchen Zeitpunkten Bilanzkreisabweichungen auftreten. Prognoseabweichungen führen somit nicht

DOI: 10.5281/zenodo.4554962

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

zwangsläufig zu wesentlichen Veränderungen der Beschaffungskosten. Selbst starke Prognoseabweichungen können sich übers Lieferjahr hinweg monetär ausgleichen. Auf der anderen Seite können auch geringe Prognoseabweichungen erhebliche Auswirkungen haben, sollten diese vermehrt zu ungünstigen Zeitpunkten auftreten. Ein großes Risiko geht hierbei von starken Ausreißern des reBAP aus. So lag der reBAP von 2016 bis einschließlich 2018 in 129 Viertelstunden über 500 €/MWh oder unter -500 €/MWh. In solchen Viertelstunden können die Preisdifferenzen zu den Spotmarktprodukten erheblich sein. Die stärksten Preisausreißer des reBAP traten am 17. Oktober 2017 auf. Hier stieg der reBAP in der Viertelstunde von 19:15 bis 19:30 auf 20.614,97 €/MWh sowie von 19:30 bis 19:45 auf 24.455,05 €/MWh an. Welche Auswirkungen solche Ausreißer haben können, zeigt eine Kurzfristprognose von Stromnetz Berlin, die für das Jahr 2017 erstellt wurde. Über das Lieferjahr hinweg, zeigt diese Prognose mit einem MAPE von 2,56 % und einem nMBE von -0,06 % nur geringe Prognoseabweichungen. Jedoch traten in beiden genannten Viertelstunden Unterdeckungen auf. Deshalb haben sich die Beschaffungskosten des gesamten Lieferjahres alleine in diesen beiden Viertelstunden um 0,4 % bzw. 0,1154 €/MWh erhöht. Bei einem Jahresverbrauch von 100 GWh/a wären hierbei zusätzliche Kosten in Höhe von 11.540 € entstanden. Die beiden Preisausreißer im Jahr 2017 hatten eine Reihe von regulatorischen Maßnahmen zur Folge.²⁷ Ob Häufigkeit und Ausmaß solcher Preisausreißer durch gesetzliche Änderungen in Zukunft verhindert oder reduziert werden, bleibt allerdings abzuwarten.

Um Kostenabweichungen zu reduzieren, wird im Vergleich zur Langfristprognose bei der Kurzfristprognose die Vorhersage der genauen Struktur wichtiger. So kann jede einzelne Über- und Unterdeckung Auswirkungen auf die Beschaffungskosten haben. Es ist jedoch kein klarer Zusammenhang zwischen den Gütemaßen und den Kostenabweichungen festzustellen. Durch die Volatilität des reBAP können sich bereits geringe Prognoseabweichungen stark auf die Beschaffungskosten auswirken. Die Gefahr von Ausreißern steigt dabei mit steigender Prognoseabweichung. Dennoch besteht die Möglichkeit, dass sich auch bei einer erhöhten Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie die Kosten für diese im Lieferjahr ausgleichen können. Entsprechend zeigt sich, dass Prognoseabweichungen bei Kurzfristprognosen nicht nur zu steigenden, sondern auch zu sinkenden Beschaffungskosten führen können. So wurden die durchschnittlichen Beschaffungskosten bei sechs der untersuchten 18 Kurzfristprognosen im Vergleich zur Beschaffung ohne Ausgleichsenergie anhand der realen Last reduziert. Es sei daher an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es sich hierbei ausschließlich um eine rein monetäre Betrachtung der Prognosegenauigkeit handelt. Aus rechtlicher Sicht ist die Verhinderung von vermeidbaren Prognosefehlern, unter anderem nach § 4 Abs. 2 StromNZV sowie nach Ziffer 5.1 und 5.2 des Standard-Bilanzkreisvertrages²⁸, verpflichtend. Allein um die Versorgungssicherheit des deutschen Stromnetzes sicherzustellen, sollte sich die Kurzfristprognose möglichst genau an die reale Last anpassen. Somit ist die billigende Inkaufnahme oder gar der Versuch, durch die Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie wirtschaftlich zu profitieren, unzulässig.

3.2 Monetäre Bewertung der Beschaffungsstrategien

Neben den Lastprognosen können auch die unterschiedlichen Strategien der Strombeschaffung anhand der Sensitivitätsanalyse monetär bewertet werden. Dabei werden zunächst die verschiedenen Strategien der Terminmarktbeschaffung analysiert. Anschließend erfolgt ein Vergleich zwischen lang- und kurzfristiger Beschaffung durch den Spotmarktanteil.

²⁷ Hierzu gehören die zwischenzeitliche Einführung des Mischpreisverfahrens und eine Gebotsobergrenze für den Arbeitspreis der Regelernergie in Höhe von 9.999 €/MWh. Im November 2020 wurde außerdem der Regelarbeitsmarkt eingeführt. Für weitere Informationen sei auf BNetzA (2019), Göß (2020) und 50 Hertz et al. (2020) verwiesen.

²⁸ TenneT (2016).

Strategien der Terminmarktbeschaffung

In der Sensitivitätsanalyse wurden mit der Stichtags-, Index- und Tranchenbeschaffung drei Strategien der Terminmarktbeschaffung untersucht. Bei den drei Varianten der Stichtagsbeschaffung, bei der Indexbeschaffung sowie bei der Tranchenbeschaffung wurden jeweils insgesamt 4.860 unternehmens- und prognoseübergreifende Beschaffungskosten ermittelt.²⁹ In der Tabelle 3.2 sind die durchschnittlichen sBK aller Kombinationen je Lieferjahr aufgeführt. Die sBK der Stichtagsbeschaffung zum Mittelwert stehen hierbei repräsentativ für die durchschnittlichen Kosten, die hätten erzielt werden können. Für einen Vergleich werden deshalb die prozentualen Differenzen der anderen Strategien zu diesen Durchschnittskosten berechnet.

Tabelle 3.2: Durchschnittliche sBK aller Strategien inklusive der Differenz zum Mittelwert der Stichtagsbeschaffung

Lieferjahr	Stichtagsbeschaffung (Mittelwert)	Stichtagsbeschaffung (Min)		Stichtagsbeschaffung (Max)		Indexbeschaffung		Tranchenbeschaffung	
	€/MWh	€/MWh	Differenz	€/MWh	Differenz	€/MWh	Differenz	€/MWh	Differenz
2016	31,61	28,82	-8,83 %	34,39	8,79 %	31,73	0,38 %	31,61	0 %
2017	28,04	22,70	-19,04 %	36,42	29,89 %	27,94	-0,36 %	27,70	-1,21 %
2018	34,17	30,08	-11,97 %	39,71	16,21 %	34,01	-0,47 %	33,47	-2,05 %

Die möglichen sBK der Stichtagsbeschaffung sind mit einer hohen Kostenspanne verbunden. So weichen die minimalen und maximalen sBK der Stichtagsbeschaffung deutlich von den mittleren sBK ab. Die Wahrscheinlichkeit, die jeweiligen Durchschnittskosten zu übersteigen oder zu unterschreiten, ist abhängig von den jeweiligen Preisentwicklungen am Terminmarkt. Im Beschaffungsjahr 2015 für das Lieferjahr 2016 war beispielweise die Wahrscheinlichkeit deutlich erhöht, die durchschnittlichen Kosten zu übersteigen. So lagen die Settlement-Preise an 156 von insgesamt 252 Handelstagen (61,91 %) über dem durchschnittlichen Settlement-Preis. Dieser Anteil war in den darauffolgenden Jahren geringer. Im Beschaffungsjahr 2016 lagen die Preise an 117 von 255 Handelstagen (45,88 %) und im Beschaffungsjahr 2017 an 95 von 253 Handelstagen (37,55 %) über dem Durchschnitt. So war es in den Beschaffungsjahren 2016 und 2017 theoretisch wahrscheinlich, mit der Stichtagsbeschaffung Beschaffungskosten unter den mittleren Kosten zu erreichen. Auch wenn die theoretische Möglichkeit besteht, mit der Stichtagsbeschaffung niedrige Kosten zu erzielen, unterliegt dies einem signifikanten Risiko. Dies wird insbesondere im Lieferjahr 2017 deutlich. Zum ungünstigsten Zeitpunkt hätte hier eine Beschaffung am Terminmarkt eine durchschnittliche Erhöhung der sBK gegenüber den sBK der Stichtagsbeschaffung zum Mittelwert um 8,38 €/MWh bzw. 29,89 % zur Folge gehabt.

Das hohe Risiko der Stichtagsbeschaffung kann durch eine strukturierte Beschaffung deutlich gesenkt werden. So sind die durchschnittlichen prozentualen Unterschiede sowohl bei der Index- als auch bei der Tranchenbeschaffung gegenüber dem mittleren sBK der Stichtagsbeschaffung wesentlich kleiner. Bei der Indexbeschaffung sollen möglichst durchschnittliche Kosten erzielt werden. Die Tabelle 3.2 zeigt, dass die durchschnittlichen sBK der Indexbeschaffung in den einzelnen Lieferjahren zwischen 0,38 % und -0,47 % von den mittleren sBK der Stichtagsbeschaffung abweichen. Ob diese Kostenabweichungen positiv oder negativ sind, hängt im Wesentlichen von der oben beschriebenen Verteilung der Preise der einzelnen Handelstage im Beschaffungszeitraum ab. Im Beschaffungsjahr 2015 für das Lieferjahr 2016 lagen beispielsweise die Preise überwiegend über dem Durchschnitt. Werden die Produkte bei der Indexbeschaffung gleichmäßig über diesen Zeitraum verteilt, übersteigen die Einkaufspreise mit hoher Wahrscheinlichkeit den Durchschnittspreis. Aus diesem Grund sind die

²⁹ Ausgeschlossen sind hierbei Kombinationen mit einem Spotmarktanteil von 100 %.

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

durchschnittlichen sBK der Indexbeschaffung im Lieferjahr 2016 um 0,38 % erhöht. In den darauffolgenden Lieferjahren lag hingegen der umgekehrte Fall vor.

Die Wahrscheinlichkeit einer Annäherung an den durchschnittlichen Kosten, steigt bei der Indexbeschaffung mit der Häufigkeit mit der die Produkte verteilt werden können. Dies geht aus der Abbildung 3.5 hervor. In Abhängigkeit zum Verbrauch sind hier die mittleren absoluten Kostenabweichungen der sBK aller Kombinationen der Indexbeschaffung zur Stichtagsbeschaffung zum Mittelwert aufgeführt. Absolut bedeutet hierbei, dass positive und negative Kostenabweichungen unabhängig vom Vorzeichen gleichermaßen berücksichtigt werden, um die generellen Abweichungen zu den mittleren Kosten beurteilen zu können.

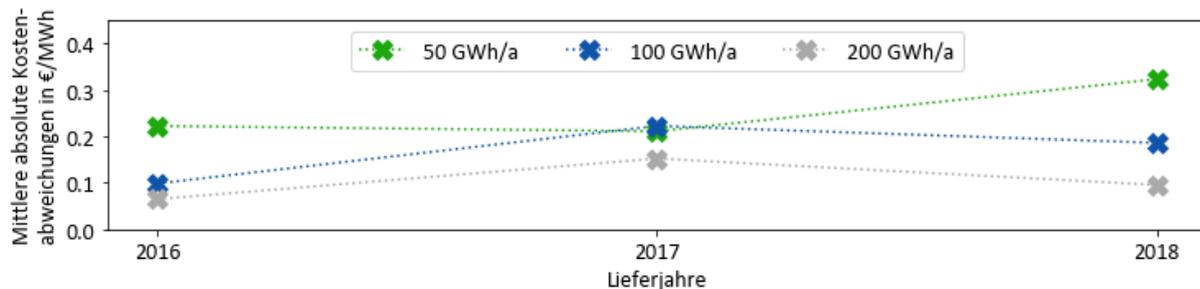


Abbildung 3.5: Mittlere absolute Kostenabweichungen aller Kombinationen der Indexbeschaffung in Abhängigkeit des Verbrauches gegenüber der Stichtagsbeschaffung zum Mittelwert

Unabhängig davon, ob ein Spotmarktanteil berücksichtigt wurde oder ob die Langfristprognose den realen Verbrauch über- oder unterschätzt, werden bei einem erhöhten skalierten Verbrauch der realen Last mehr Terminmarktprodukte verteilt. Beispielsweise können im Durchschnitt aller Kombinationen bei einem skalierten Verbrauch von 50 GWh/a fünf und bei 200 GWh/a 20 Beschaffungszeitpunkte für Baseload über den Beschaffungszeitraum verteilt werden. Die absoluten Kostenabweichungen zu den mittleren Kosten sinken somit überwiegend, wie aus der Abbildung 3.5 hervorgeht. Jedoch zeigen die Ergebnisse ebenfalls, dass eine starke Annäherung an den Mittelwert schon bei einem geringen Gesamtverbrauch und somit wenigen verteilten Produkten möglich ist.

Werden beide Strategien der strukturierten Beschaffung in Tabelle 3.2 (S. 15) miteinander verglichen, zeigt sich, dass die Tranchenbeschaffung in jedem Lieferjahr im Durchschnitt bessere Ergebnisse erzielt hat als die Indexbeschaffung. Sowohl bei fallenden als auch bei steigenden Terminmarktpreisen in den Beschaffungsjahren konnte die Tranchenbeschaffung die Kosten der Indexbeschaffung im Durchschnitt unterbieten. So lag im Beschaffungsjahr 2015 für das Lieferjahr 2016 ein primärer Abwärtstrend am Terminmarkt vor. Die Preisentwicklung in den beiden Folgejahren lässt sich hingegen als primärer Aufwärtstrend beschreiben. Im Anhang F ist die Preisentwicklung von Base- und Peakload in den drei betrachteten Beschaffungsjahren aufgeführt. Über alle Lieferjahre hinweg war die Tranchenbeschaffung im Schnitt 0,93 % günstiger als die Indexbeschaffung. Dies entspricht einer durchschnittlichen Einsparung von 0,30 €/MWh. Gegenüber der mittleren Stichtagsbeschaffung konnte die Tranchenbeschaffung ebenfalls die Kosten reduzieren. So wurden hier im Durchschnitt aller Lieferjahre 1,09 % bzw. 0,35 €/MWh eingespart. Wie hoch die monetäre Einsparung insgesamt ist, hängt dabei vom Gesamtverbrauch im Lieferjahr ab. Wird ein Verbrauch von 100 GWh/a betrachtet, hätte ein Unternehmen mit der Tranchenbeschaffung die Beschaffungskosten durchschnittlich um 30.000 € gegenüber der Indexbeschaffung und um 35.000 € gegenüber der mittleren Stichtagsbeschaffung reduzieren können.

Von den 4.860 Kombinationen der Tranchenbeschaffung erreichten 3.766 (77,5 %) günstigere Beschaffungskosten als die analogen Kombinationen der Indexbeschaffung. Im Vergleich zur Stichtagsbeschaffung zum Mittelwert waren 3.856 Kombinationen (79,3 %) besser. Mit den technischen Indikatoren

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

konnten die anderen Strategien somit mit hoher Wahrscheinlichkeit unterboten werden. Doch auch wenn die Tranchenbeschaffung mit hoher Wahrscheinlichkeit zu geringeren Beschaffungskosten führt, gibt es dafür keine generelle Garantie. In der Sensitivitätsanalyse gingen Kombinationsmöglichkeiten, in denen die Tranchenbeschaffung schlechter war, zumeist mit zu hoch gewählten Limitpreisen einher. Von 1.078 Kombinationen³⁰, in denen die Indexbeschaffung besser war, wurden die Limitpreise bei 1.006 Kombinationen (93,3 %) mit dem höchsten Aufschlag von 20 % berechnet. Gleiches gilt für 616 der 1.004 Kombinationen (61,36 %), in denen die Stichtagsbeschaffung zum Mittelwert günstiger war. Grund dafür ist, dass höhere Limitpreise in den Beschaffungsjahren 2016 und 2017, wegen der generellen Aufwärtstrends, grundsätzlich zu höheren Beschaffungskosten führten. Jedoch ist hierbei auch Vorsicht geboten. Ein geringerer Limitpreis hat zwar in den untersuchten Jahren zu geringeren Kosten geführt, jedoch ist grundsätzlich auch der umgekehrte Fall möglich. So besteht die Möglichkeit, dass im Beschaffungszeitraum nach einem Aufwärtstrend ein Abwärtstrend folgt. Sollten die Limitpreise bei dem Aufwärtstrend aktiviert werden und alle offenen Positionen frühzeitig beschafft werden, kann der folgende Abwärtstrend mit geringeren Preisen gegebenenfalls nicht mehr genutzt werden.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen, dass es keine optimale Strategie in der Terminmarktbeschaffung gibt, die stets zum besten Ergebnis führt. Doch auch wenn es keine optimale allgemeingültige Strategie gibt, können durch einfache Vorgehensweisen Risiken minimiert und Chancen auf geringere Beschaffungskosten erhöht werden, und dies umso mehr, wenn Erwartungen an die langfristige Strompreisentwicklung bestehen. Die Stichtagsbeschaffung an nur einem Handelstag ist mit der Gefahr verbunden, deutlich überdurchschnittliche Kosten zu erzielen. Durch die Indexbeschaffung kann mit geringem Aufwand und ohne die Notwendigkeit von Marktbeobachtungen eine solche Gefahr mittels gleichmäßiger Verteilung der Beschaffungszeitpunkte deutlich gesenkt werden. Je kleiner der Abstand zwischen den Beschaffungszeitpunkten am Terminmarkt ist, desto wahrscheinlicher ist es, durchschnittliche Kosten zu erzielen. Eine Annäherung ist jedoch auch schon bei wenigen Beschaffungszeitpunkten möglich. Die Ergebnisse der Tranchenbeschaffung zeigen, dass bereits durch eine einfache Kombination technischer Indikatoren die strukturierte Terminmarktbeschaffung optimiert werden kann. Hierbei lassen sich nicht nur die Risiken einer Stichtagsbeschaffung reduzieren, sondern auch die Chancen erhöhen, den durchschnittlichen Preis zu unterbieten.

Spotmarktanteil

Bei den beschriebenen Strategien der Terminmarktbeschaffung besteht die Möglichkeit, einen Spotmarktanteil als zusätzliche Strategie zu ergänzen. Durch die erhöhte kurzfristige Beschaffung sollen hierbei Chancen von fallenden Preisentwicklungen realisiert werden. In der Tabelle 3.3 sind die durchschnittlichen sBK mit den jeweiligen Spotmarktanteilen für die Tranchen- und Indexbeschaffung aufgeführt. Ebenfalls werden die prozentualen Differenzen im Verhältnis zu 0 % Spotmarktanteil berechnet. Hierbei ist anzumerken, dass sich die Beschaffungskosten zwischen Tranchen- und Indexbeschaffung bei 100 % Spotmarktanteil nicht ändern, jedoch können die prozentualen Differenzen ermittelt werden.

³⁰ Bei 16 Kombinationen haben Index- und Tranchenbeschaffung identische Ergebnisse erzielt.

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

Tabelle 3.3: Durchschnittliche sBK der Tranchen- und Indexbeschaffung in Abhängigkeit des Spotmarktanteils inklusive der prozentualen Differenz zu 0 % Spotmarktanteil

Strategie	Lieferjahr	0 % Spotmarktanteil	10 % Spotmarktanteil		20 % Spotmarktanteil		100 % Spotmarktanteil	
		€/MWh	€/MWh	Differenz	€/MWh	Differenz	€/MWh	Differenz
Tranchenbeschaffung	2016	31,85	31,63	-0,69 %	31,37	-1,51 %	29,73	-6,66 %
	2017	26,89	27,69	2,98 %	28,50	5,99 %	35,19	30,87 %
	2018	32,24	33,39	3,57 %	34,79	7,91 %	45,54	41,25 %
Indexbeschaffung	2016	31,98	31,74	-0,75 %	31,47	-1,59 %	29,73	-7,04 %
	2017	27,26	27,93	2,46 %	28,63	5,03 %	35,19	29,09 %
	2018	32,87	33,93	3,22 %	35,23	7,18 %	45,54	38,55 %

Entscheidend für den Erfolg der Strategie mit Spotmarktanteil ist, ob die Spotmarktprodukte grundsätzlich günstiger als die Terminmarktprodukte sind. Wie im Kapitel 3.1 gezeigt wurde, waren die durchschnittlichen Stundenpreise der Day-Ahead-Auktion im Lieferjahr 2016 6,4 % günstiger und 2017 sowie 2018 28,7 % bzw. 37,5 % teurer als die durchschnittlichen Settlement-Preise von Baseload im Vorjahr. Aus den Ergebnissen der Sensitivitätsanalyse geht somit hervor, dass Spotmarktanteile im Lieferjahr 2016 zu sinkenden und in den beiden Folgejahren zu steigenden Beschaffungskosten führten. Hervorzuheben ist dabei der starke Einfluss der Spotmarktanteile auf die Beschaffungskosten. Bereits ein 10 % Spotmarktanteil führt bei der Tranchenbeschaffung zu erheblichen Kostenabweichungen zwischen -0,69 % und 3,57 %. Die Intensität der Kostenabweichungen hängt hierbei von den generellen Preisunterschieden zwischen Terminmarkt und Spotmärkten ab. Werden überhaupt keine Terminmarktprodukte gekauft und somit keine Preise vorzeitig abgesichert, geht dies mit einem erheblichen Risiko einher. Zwar können generell niedrigere Preise an den Spotmärkten genutzt werden, jedoch können die Preise auch signifikant ansteigen. Dies wird im Vergleich zur Tranchenbeschaffung 2018 deutlich. Hier sind die durchschnittlichen sBK bei 100 % Spotmarktanteil 13,30 €/MWh und somit 41,25 % höher als bei einer Beschaffung mit 0 % Spotmarktanteil. Bei einem Jahresverbrauch von 100 GWh/a hätte dies beispielsweise einen Kostenanstieg von 1.330.000 € zur Folge gehabt.

Werden Tranchen- und Indexbeschaffung direkt miteinander verglichen, zeigt sich, dass positive Differenzen bei der Tranchenbeschaffung geringfügiger sind, während sich negative Differenzen vergleichsweise stärker auswirken. Der Grund dafür ist die grundsätzlich bessere Performance der Tranchenbeschaffung auf dem Terminmarkt. Werden insgesamt weniger Produkte am Terminmarkt gekauft, können die Vorteile der Tranchenbeschaffung nur begrenzt ausgeschöpft werden. So sind die Kosten der Spotmarktbeschaffung bei beiden Strategien identisch, weshalb sich die Kosten beider Strategien bei einem erhöhten Spotmarktanteil angleichen. Da mit der Tranchenbeschaffung zumeist niedrigere Kosten auf dem Terminmarkt erzielt werden, ist das Potenzial von niedrigen Spotmarktpreisen geringer, während sich steigende Preise stärker auswirken.

In den betrachteten Lieferjahren führten Spotmarktanteile zumeist zu erhöhten Kosten. Diese Lieferjahre zeigen jedoch nur einen kleinen Ausschnitt der Preisentwicklungen der jüngeren Vergangenheit und das damit verbundene mögliche Potenzial von Spotmarktanteilen. Aus diesem Grund werden die prozentualen Preisdifferenzen der Durchschnittspreise von Baseload Year Future im Vorjahr und der Stundenpreise der Day-Ahead-Auktion im Lieferjahr in Abbildung 3.6 über einen längeren Zeitraum dargestellt.

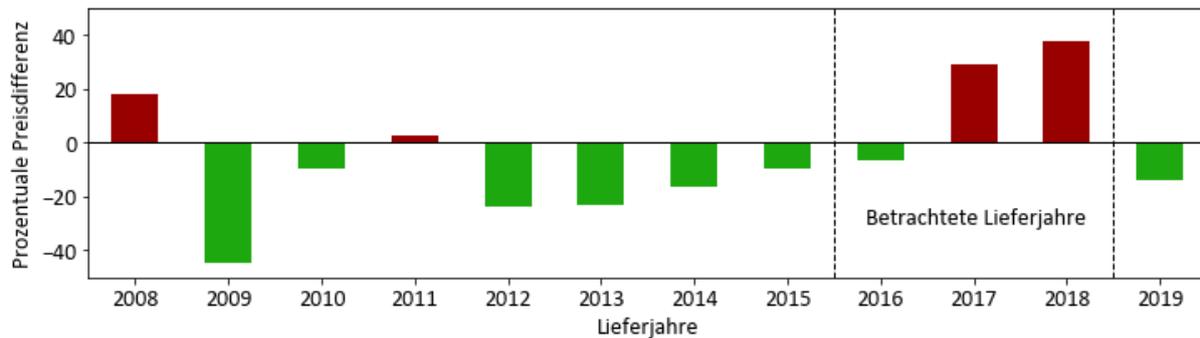


Abbildung 3.6: Preisdifferenzen zwischen den Durchschnittspreisen der Stundenprodukte der Day-Ahead-Auktion im Lieferjahr und den Durchschnittspreisen von Baseload Year Future im Vorjahr

In acht der vergangenen zwölf Lieferjahre waren die mittleren Stundenpreise günstiger als die vorherigen Terminmarktpreise bei einem Beschaffungszeitraum von einem Jahr. Ein Spotmarktanteil war daher in den vergangenen Jahren oft profitabel. Somit bietet der Spotmarktanteil die Chance, die Beschaffungskosten erheblich zu reduzieren. Jedoch werden dabei gleichzeitig Chancen einer besseren Terminmarktbeschaffung reduziert und es besteht die Gefahr von deutlichen Kostenanstiegen.

4 Schlussfolgerung

In diesem Papier wurden Lastprognosen und Beschaffungsstrategien im Rahmen der Strombeschaffung monetär bewertet. Hierfür wurden zum einen die monetären Auswirkungen von Prognoseabweichungen und zum anderen das monetäre Potenzial von Beschaffungsstrategien analysiert. Die Grundlage der Bewertung bildete eine Sensitivitätsanalyse. Für diese Analyse wurden Lastprognosen von vier Unternehmen mit unterschiedlichen Laststrukturen erstellt. Zur Beurteilung der Lastprognosen wurden die Gütemaße MAPE und nMBE verwendet. Auf Basis der Prognosen wurden standardisierte Produkte der Strombörsen mit unterschiedlichen Strategien beschafft und verbleibende Differenzen zur realen Last mit Ausgleichsenergie beglichen. Zu diesem Zweck wurde ein Beschaffungsmodell entwickelt, welches die Beschaffung unter Verwendung vielfältiger Eingangsvariablen sowie historischer Marktdaten simuliert und jährliche Beschaffungskosten berechnet. Die vorgestellte quantitative Analyse soll eine Forschungslücke durch einen fundierten Vergleich unterschiedlicher Beschaffungsstrategien in Verbindung mit Lastprognosen am Strommarkt schließen.

Ein Vergleich zwischen den Beschaffungskosten der prognostizierten und der realen Last zeigt, dass die monetären Auswirkungen von Prognoseabweichungen wesentlich von den Marktpreisen abhängen und sich je nach Prognosehorizont unterscheiden. So ist bei der Langfristprognose für den Terminmarkt festzustellen, dass insbesondere die Mengenabweichungen und nicht die Strukturabweichungen Auswirkungen auf die Beschaffungskosten haben. Dies ist auf die Verwendung standardisierter Produkte und der daraus resultierenden Produktgröße zurückzuführen. Deswegen ist es wichtig, ein Gütekriterium zu berücksichtigen, welches wie der nMBE die Mengenabweichungen mit einbezieht. Außerdem sollten die Unternehmen ihre Prognose nicht nur auf Daten der Vorjahre gründen, sondern ebenfalls Erwartungen an den zukünftigen Gesamtverbrauch berücksichtigen. Bei der Beschaffung auf den Spotmärkten mit Produkten der Auktionen steigt die Bedeutung der Strukturabweichungen. Jedoch ist kein klarer Zusammenhang zwischen Güte und Kostenabweichung festzustellen. Dies ist mit den volatilen Preisen für Ausgleichsenergie zu begründen. Demnach können sich auch deutliche Prognoseabweichungen über den Gesamtjahresverlauf monetär ausgleichen, während sich bereits geringfügige Prognoseabweichungen durch Preisausreißer der Ausgleichsenergie wesentlich auf die Beschaffungskosten auswirken können. Monetäre Auswirkungen bei der Kurzfristprognose sind somit von der Konstellation zwischen Preis- und Prognoseabweichungen einer jeden Viertelstunde abhängig. Bei der Langfristprognose sind hingegen die generellen langfristigen Marktpreisentwicklungen entscheidend.

Monetäre Bewertung von Lastprognosen und Beschaffungsstrategien in der Strombeschaffung

Wie bei den Lastprognosen, hat auch bei den Beschaffungsstrategien die Marktpreisentwicklung einen wesentlichen Einfluss auf die zu erzielenden Beschaffungskosten. Während ein Spotmarktanteil sich bei fallenden Preisentwicklungen positiv auf die Beschaffungskosten auswirken kann, wirken sich steigende Preisentwicklungen negativ aus. Je nach Ausmaß der Preisentwicklungen können die monetären Auswirkungen erheblich sein. Die Wahl des Spotmarktanteils ist demnach eine wesentliche Entscheidung, welche an die Erwartung über zukünftige Preisentwicklungen sowie an die Risikobereitschaft angepasst werden muss. Dieser Anteil kann mit den Strategien der Terminmarktbeschaffung kombiniert werden. Wird die Stichtagsbeschaffung betrachtet, sind sowohl minimale als auch maximale Kosten zu erzielen. Im Gegensatz dazu ermöglicht eine strukturierte Beschaffung, dass sich das Ergebnis den durchschnittlich möglichen Beschaffungskosten auf dem Terminmarkt annähert. Eine solche Annäherung ist mit der Indexbeschaffung bereits durch wenige feste Beschaffungszeitpunkte zu erreichen. Um die Chance auf unterdurchschnittliche Beschaffungskosten zu erhöhen, sollte die Tranchenbeschaffung mit variablen Beschaffungszeitpunkten Anwendung finden. Hierbei können bereits wenige technische Indikatoren die Beschaffungskosten mit hoher Wahrscheinlichkeit senken. So konnte die erstellte Tranchenbeschaffung in den analysierten Lieferjahren die Ergebnisse der Indexbeschaffung und der Stichtagsbeschaffung zum Mittelwert in über 77 % bzw. 79 % der betrachteten Kombinationen unterbieten.

Ein steigender, branchenübergreifender Wettbewerbsdruck in Kombination mit anhaltend volatilen Strompreisen wird Unternehmen auch in Zukunft vor die Herausforderung stellen, die Beschaffungskosten zu senken. Die im Rahmen der Sensitivitätsanalyse ermittelten spezifischen Strombeschaffungskosten deuten darauf hin, dass die Beschaffungsstrategien mitunter starke Auswirkungen auf die Kostensituation betroffener Unternehmen haben können. Dies gilt insbesondere für stromintensive Unternehmen und große Portfolios. Weiterführende wissenschaftliche Untersuchungen der Strombeschaffung mit fundierten Empfehlungen gewinnen somit an Bedeutung. Durch seine Allgemeingültigkeit kann das entwickelte Beschaffungsmodell über den Rahmen dieser Arbeit hinaus eine Grundlage für weitere Analysen der Strombeschaffung bilden. So könnte das Modell mit synthetischen Preiszeitreihen ausgestattet werden, um mögliche zukünftige Preisentwicklungen abzubilden und Beschaffungsstrategien zu identifizieren, die Kosten und Risiken reduzieren. Auch könnte das Modell durch die Ergänzung von Risikoaufschlägen von Lieferanten bzw. der Handelsplattform weiterentwickelt werden, damit die Ergebnisse auch für kleinere Unternehmen herangezogen werden können. Außerdem könnte die Validierung der Robustheit der Ergebnisse durch eine Erweiterung des allgemeinen Betrachtungszeitraumes, der Beschaffungszeiträume wie auch der zu untersuchenden Unternehmen Thema künftiger Arbeiten sein. Auch wenn keine Strategie identifiziert werden konnte, die immer zum besten Ergebnis führt, konnten einfache Möglichkeiten gezeigt werden, wie Risiken reduziert und Chancen auf niedrige Beschaffungskosten gesteigert werden können. Dies ist insbesondere für die Tranchenbeschaffung gültig. Die Hinzunahme zusätzlicher technischer Indikatoren zur Optimierung der bestehenden Tranchenbeschaffung sollte aus diesem Grund Gegenstand weiterführender Studien sein. Neben den Anpassungen des Beschaffungsmodells könnten auch die Lang- und Kurzfristprognosen bezüglich ihrer Prognosegenauigkeit weiter verfeinert werden.

Literaturverzeichnis

- Amral, N., Özveren, C. S. und King, D. (2007):** *Short term load forecasting using multiple linear regression.* In: 2007 42nd International Universities Power Engineering Conference. S. 1192-1198. DOI: 10.1109/UPEC.2007.4469121.
- Andres, P. und Spiwoks, M. (2000):** *Prognosegütemaße - State of the Art der statistischen Ex-post-Beurteilung von Prognosen.* In: Sofia-Studien zur Institutionenanalyse, Vol. 00-1.
- Berg, M. und Borchert, S. (2012):** *Strategischer Energieeinkauf - Der Energieeinkauf zwischen liberalisierten Märkten und einer wechselhaften Energiepolitik in Deutschland.* 3. Auflage. Bundesverband Materialwirtschaft, Einkauf und Logistik e. V.. URL: https://www.hannover.ihk.de/fileadmin/data/Dokumente/Themen/Energie/BME-Leitfaden_Strategischer_Energieeinkauf.pdf (besucht am 01.05.2020).
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2019):** *Einführung eines Regelarbeitsmarktes - Pressemitteilung vom 08.10.2019.* URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html (besucht am 12.12.2020).
- Bruni, R. (2017):** *Stock Market Index Data and indicators for Day Trading as a Binary Classification problem.* In: Data in brief, Vol. 10. S. 569-575. DOI: 10.1016/j.dib.2016.12.044.
- Daneshi, H., Shahidehpour, M. und Choobbari, A. L. (2008):** *Long-term load forecasting in electricity market.* In: 2008 IEEE International Conference on Electro/Information Technology. S. 395-400. DOI: 10.1109/EIT.2008.4554335.
- EEX - European Energy Exchange (2020):** *Kontraktspezifikationen.* Vol. 0071a.
- EEX - European Energy Exchange (2021):** *Futures.* URL: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures> (besucht am 20.02.2021).
- Energy Brainpool (2013):** *Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen - Studie im Auftrag der Agora Energiewende.* Berlin.
- EPEX Spot - European Power Exchange (2021):** *Market Results.* URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data> (besucht am 20.02.2021).
- Göß, S. (2020):** *Regelenergiemarkt im Umbruch II - von Preisspitzen zum Mischpreisverfahren.* URL: <https://blog.energybrainpool.com/regelenergiemarkt-im-umbruch-ii-von-preisspitzen-zum-mischpreisverfahren/> (besucht am 11.12.2020).
- Gotzens, F., Gillissen, B., Burges, S., Hennings, W., Müller-Kirchenbauer, J., Seim, S. et al. (2020):** *DemandRegio - Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen - Abschlussbericht.* Forschungszentrum Jülich GmbH. Technische Universität Berlin. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.. DOI: 10.34805/ffe-119-20.
- Hong, T. (2010):** *Short Term Electric Load Forecasting.* Dissertation. North Carolina State University.
- Hong, T. und Fan, S. (2016):** *Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review.* In: International Journal of Forecasting, Vol. 32, Nr. 3, S. 914-938. DOI: 10.1016/j.ijforecast.2015.11.011.
- Hong, T., Wang, P. und Willis, H. L. (2011):** *A Naïve multiple linear regression benchmark for short term load forecasting.* In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. S. 1-6. DOI: 10.1109/PES.2011.6038881.

- Hong, T., Wilson, J. und Xie, J. (2014):** *Long Term Probabilistic Load Forecasting and Normalization With Hourly Information*. In: IEEE Transactions Smart Grid, Vol. 5, Nr. 1. S. 456-462.
DOI: 10.1109/TSG.2013.2274373.
- Montel (2021):** *Energieinformationsdienst*. URL: <https://www.montelnews.com/de/> (besucht am 19.02.2021).
- Murphy, J. J. (2017):** *Technische Analyse der Finanzmärkte - Grundlagen, Strategien, Methoden, Anwendungen*. 13., unveränderte Auflage. FinanzBuch Verlag. München. ISBN: 978-3-89879-062-8.
- Price[it] (2021):** *Dienstleister im Energiehandel*. URL: <https://price-it.eu/de/> (besucht am 19.02.2021).
- Prokopczuk, M., Rachev, S. T., Schindlmayr, G. und Trück, S. (2007):** *Quantifying risk in the electricity business: A RAROC-based approach*. In: Energy Economics, Vol. 29, Nr. 5. S. 1033-1049.
DOI: 10.1016/j.eneco.2006.08.006.
- Schnorr, S. (2019a):** *Energiebeschaffung in Industrieunternehmen - Erfolgreiches Agieren am Energiemarkt*. Gabler Verlag. Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-26951-7.
- Schnorr, S. (2019b):** *Portfolio-Management in Stadtwerken - Effiziente Bewirtschaftung von Strom- und Gasportfolios*. 2., korrigierte Auflage. Gabler Verlag. Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-23748-6.
- Schumacher, I. und Würfel, P. (2015):** *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen - Energieeinkauf optimieren, Kosten senken*. Gabler Verlag. Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-07421-0.
- Stadt Frankfurt am Main (2020):** *Energiemonitoring der Stadt Frankfurt am Main*.
URL: <http://www.energiemonitoring.stadt-frankfurt.de/> (besucht am 29.12.2020).
- Strohbücker, S. (2011):** *Bepreisen von Preis- und Mengenrisiken der Strombeschaffung unter Berücksichtigung von Portfolioaspekten bei Großkunden im Strommarkt*. Dissertation. Gabler Verlag. Wiesbaden. ISBN 978-3-8349-3026-2.
- Stromnetz Berlin (2020):** *Historie Lastgänge Jahreshöchstlast*. URL: <https://www.stromnetz.berlin/uberuns/veroeffentlichungspflichten/stromnetzzugangsverordnung-stromnzv> (besucht am 21.11.20).
- Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)** vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.
- TenneT (2016):** *Bilanzkreisvertrag*. URL: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_customers/contracts/Bilanzkreisvertrag_TenneT_2016.pdf (besucht am 29.12.2020).
- TenneT (2020):** *Bilanzkreisabweichung*. URL: <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/bilanzkreise/preise-fuer-ausgleichsenergie/bilanzkreisabweichung/> (besucht am 20.11.2020).
- Wulf, C., Kaltschmitt, M. und Dzukowski, F. (2017):** *Kurzfrist-Lastprognose für die Day-Ahead- und Intraday-Stromnachfrage bei sich systematisch ändernden Lasten*. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 41, Nr. 3. S. 153-168. DOI: 10.1007/s12398-017-0202-2.
- Würfel, P., Kunzelmann, T. und Toptik, M. (2017):** *Energiebeschaffung in Industrieunternehmen*. In: Matzen, F. J. und Tesch, R. (Hrsg.): Industrielle Energiestrategie – Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes. S. 361-409. Springer Gabler. Wiesbaden. ISBN: 978-3-658-07605-4.
- 50 Hertz, TenneT, Amprion und TransnetBW (2020):** *Regelarbeitsmarkt in Deutschland erfolgreich gestartet – Pressemitteilung vom 06.11.2020*. URL: https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Pressemitteilungen/PM_RAM_0611.pdf?ver=2020-11-06-125222-193 (besucht am 11.12.2020).

A. Anhang: Unabhängige Variablen der Lastprognosen

Kalenderinformationen* (binär)	
Unabhängige Variable	Erläuterung
Monate	12 Monate eines jeden Jahres
Wochentage	7 Tage einer jeden Woche
Viertelstunden	96 Viertelstunden eines jeden Tages
Länderspezifische Feiertage	Gesetzliche Feiertage in den Bundesländern der jeweiligen Unternehmen
Brückentage	Einzelne Werkzeuge zwischen Feiertagen und Wochenende
Werkzeuge in der Weihnachtszeit	Werkzeuge zwischen dem 24. und 31. Dezember
Wetterinformationen** (kontinuierlich)	
Unabhängige Variable	Erläuterung
Temperatur	Landkreisspezifische Temperatur in Grad Celsius
Globalstrahlung	Landkreisspezifische Globalstrahlung in Wattstunden pro Quadratmeter
Simulierte Produktionsinformationen** (binär)	
Unabhängige Variable	Erläuterung
Intervalle	Einteilung der Last in fünf oder zehn gleichgroße Intervalle. Annahme, dass jede viertelstündliche Last bereits am Vortag dem passenden Intervall zugeordnet werden kann.
Quantile	Einteilung der Last in fünf oder zehn Quantile mit gleichgroßen Anteilen. Annahme, dass jede viertelstündliche Last bereits am Vortag dem passenden Quantil zugeordnet werden kann.

*Unabhängige Variablen der Lang- und Kurzfristprognosen

** Unabhängige Variablen der Kurzfristprognosen

B. Anhang: Grundlagen aller verwendeten Gütemaße

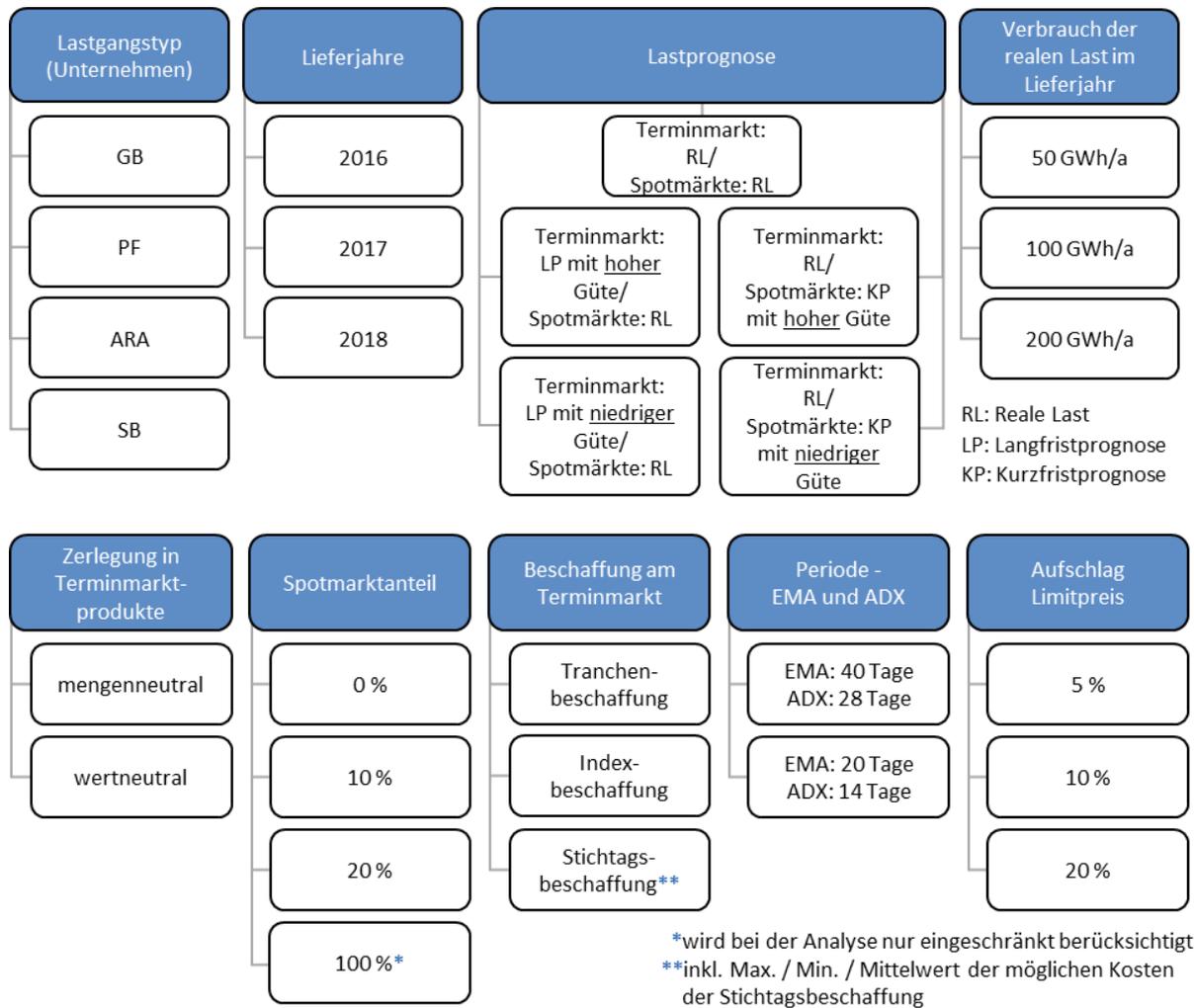
Gütemaß	Formel	Einheit	Mögliches Ergebnis	Optimales Ergebnis
MAPE	$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left \frac{\hat{y}_i - y_i}{y_i} \right \cdot 100$	%	$0 \% \leq MAPE \leq +\infty$	0 %
nMBE	$nMBE = \frac{\sum_{i=1}^n \hat{y}_i - y_i}{\sum_{i=1}^n y_i} \cdot 100$	%	$-100 \% \leq nMBE \leq +\infty$	0 %

n Anzahl der Viertelstunden
 \hat{y}_i Prognosewert
 y_i Beobachtungswert (realer Wert)

C. Anhang: Technische Indikatoren im Beschaffungszeitraum 2016



D. Anhang: Eingangsvariablen der Sensitivitätsanalyse



E. Anhang: Jahresdurchschnittspreise

Lieferjahr	Phelix Year Future Base-load Settlement-Preis (im Vorjahr)	Day-Ahead-Auktion Stundenprodukte	Intraday-Auktion Viertelstundenprodukte	reBAP
2016	30,96 €/MWh	28,98 €/MWh	29,13 €/MWh	29,49 €/MWh
2017	26,58 €/MWh	34,20 €/MWh	34,07 €/MWh	33,32 €/MWh
2018	32,35 €/MWh	44,47 €/MWh	44,17 €/MWh	43,49 €/MWh

F. Anhang: Preisentwicklung am Terminmarkt

