

MODELLIERUNG VON PEAK LOAD PRICING IM DEUTSCHEN STROMMARKT

Fabian GROTE^{1*}, Christoph BAUMANN^{2*},

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert MOSER

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen,

Schinkelstraße 6, D-52062 Aachen, Deutschland

Tel.: +49 241 80-96715, Fax: +49 241 80-92197, email: fg@iaew.rwth-aachen.de,

url: www.iaew.rwth-aachen.de

Kurzfassung: Die Energiewende in Deutschland stellt thermische Kraftwerke aufgrund sinkender Preise und Benutzungsstunden vor große Herausforderungen. Um eine langfristige Wirtschaftlichkeit von weiterhin notwendigen thermischen Kraftwerken zu erreichen, besteht die Möglichkeit, einen Kapazitätsmechanismus einzuführen. Allerdings könnten auch im heutigen Marktdesign ausreichende Deckungsbeiträge generiert werden, in dem in Knappheitssituationen Fixkosten in die Gebote am Fahrplanenergiemarkt eingepreist werden („Peak Load Pricing“, PLP). In diesem Beitrag wird daher ein Modell vorgestellt, welches auf Basis einer fundamentdatenbasierten Optimierung PLP in der Preisbildung berücksichtigt. Die Anwendung des Verfahrens für das historische Jahr 2012 zeigt, dass in den heutigen Preisen aufgrund von Überkapazitäten kaum Fixkostenanteile eingepreist werden können. In Untersuchungen für das Jahr 2023 zeigt sich der Effekt von PLP vor allem bei hohen Residuallasten in regenerativ geprägten Szenarien und führt zu einem durchschnittlichen Preisanstieg über alle Szenarien von 23,6 €/MWh. Hohe Preisspitzen sind daher bei einer Beibehaltung des heutigen Marktdesigns zukünftig notwendig, um langfristig einen Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke zu ermöglichen.

Keywords: Strompreismodellierung, Marktdesign, Kapazitätsmechanismen, Peak Load Pricing

1 Einführung

Der in den vergangenen Jahren aufgrund von Klimaschutzzielen forcierte Ausbau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbaren Energien (EE) hat zu einem deutlichen Anstieg des EE-Anteils an der Stromversorgung auf bereits 23 % im Jahr 2012 geführt und wird zukünftig mit einem prognostizierten weiteren Ausbau noch zunehmen [1, 2]. Auf der anderen Seite wird aufgrund des politisch beschlossenen Kernenergieausstiegs und der Altersstruktur des Kraftwerksparks in den kommenden Jahren ein signifikanter Anteil der thermischen

¹ Fabian Grote, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Schinkelstr.6, 02418096715, fg@iaew.rwth-aachen.de.

² Christoph Baumann, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Schinkelstr.6, 02418097692, bm@iaew.rwth-aachen.de.

Kraftwerkskapazitäten stillgelegt. Da die erzeugungsseitige stets Versorgungssicherheit gewährleistet sein muss, ist zumindest mittelfristig ein Neubaubedarf von Kraftwerken zu erwarten. Die durch die nahezu grenzkostenfreie Einspeisung der EE-Anlagen entstehenden Preis- und Mengeneffekte an den Handelsplätzen für elektrische Energie haben dabei negative Implikationen für den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit des konventionellen Kraftwerksparks. Um weiterhin am Markt bestehen und gegebenenfalls Neubauten ermöglichen zu können, müssen Kraftwerksbetreiber zukünftig Wege finden, ausreichende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Mögliche Lösungsansätze sind die Einführung eines Kapazitätsmechanismus, über den fehlende Deckungsbeiträge zur Deckung der Fixkosten der Kraftwerke finanziert werden, oder das Fortbestehen des heutigen Marktdesigns, wenn es den Kraftwerken gelingt, ausreichende Deckungsbeiträge durch Einpreisen von Fixkosten („Peak Load Pricing“, PLP) zu erwirtschaften.

Ziel dieses Beitrags ist daher die Untersuchung von PLP auf Preise am Fahrplanenergiemarkt. Zu diesem Zweck wird ein weiterentwickeltes Verfahren zur Kraftwerkseinsatzoptimierung großer Erzeugungsportfolios vorgestellt, mit dem sich Preiseffekte durch die Berücksichtigung von fixen Kostenkomponenten quantifizieren lassen. Anschließende Untersuchungen anhand verschiedener Szenarien mit und ohne Fixkosten zeigen den Einfluss auf die Preisbildung, insbesondere in Knappheitssituationen.

2 Aktuelle und zukünftige Herausforderungen im deutschen Strommarkt

Der Großteil des heutigen Kraftwerksparks in Deutschland stammt noch aus den Zeiten vor der Liberalisierung. Damals gliederte sich die Stromversorgung in Gebietsmonopole, in denen die gesamte Wertschöpfungskette der elektrischen Energieversorgung durch regionale Verbundunternehmen kontrolliert wurde. Durch die Liberalisierung wurden diese Monopole aufgetrennt und sowohl die Erzeugungs- als auch die Vertriebsseite in den vollständigen Wettbewerb überführt. Die natürlichen Monopole der Übertragungs- unter Verteilungsnetze wurden unter staatliche Regulierungsaufsicht gestellt und der Handel als neues wettbewerbliches Element zur Verknüpfung von Angebots- und Nachfrageseite eingeführt. Seither besteht das Strommarktdesign in Deutschland im Wesentlichen aus den Märkten für

- Fahrplanenergie und
- Regelreserve.

Daher wird derzeit hauptsächlich die Bereitstellung elektrischer Energie vergütet. Lediglich an den Regelreservemärkten gibt es auch eine Vergütung für die Bereithaltung von Leistung, jedoch sind diese Märkte in ihrer Größe beschränkt.

Aufgrund ihrer unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften lassen sich thermische Kraftwerke nach typischer Einsatzweise in Anlagen zur Grund-, Mittel- und Spitzenlastdeckung unterteilen. So sind Kraftwerke mit hohen fixen Kosten und geringen variablen Kosten für möglichst hohe jährliche Benutzungsstunden geeignet während Kraftwerke mit geringen fixen aber hohen variablen Kosten optimal nur kurzfristig als sogenannte Spitzenlastkraftwerke Einsatz finden. Die Fixkosten lassen sich unterteilen in jährliche anfallende operative Fixkosten (OPEX), beispielsweise für Personal und Wartung, sowie Investitionskosten (CAPEX), die zum Beginn des Baus anfallen, aber über die

wirtschaftliche Nutzungsdauer beschrieben werden. Für die Investition in ein Kraftwerk ist dabei entscheidend, ob innerhalb des Betrachtungsbereiches zusätzlich zu den variablen Erzeugungskosten mindestens die gesamten Fixkosten verdient werden können. Für den Weiterbetrieb eines bestehenden Kraftwerks ist es hingegen ausreichend, die jährlichen operativen Fixkosten durch Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Während in den Zeiten der Verbundunternehmen die Zusammensetzung des Kraftwerksparks in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke abhängig von der jeweiligen Versorgungsaufgabe optimiert werden konnte, wird der Einsatz der Kraftwerke heute über die Wettbewerbsmärkte organisiert. Abhängig vom Kraftwerkstyp finanzieren sich die Kraftwerke dabei hauptsächlich an den Märkten für Fahrplanenergie oder verdienen auch einen Teil ihrer Erlöse durch die Bereitstellung von Regelreserve.

Die Märkte für Fahrplanenergie untergliedern sich hinsichtlich ihres Zeitbereiches in den langfristigen Terminmarkt und den kurzfristigen Spotmarkt, der sich wiederum in den Day-Ahead- und den Intradaymarkt unterteilen lässt. Während der Terminmarkt neben dem Aussenden langfristiger Steuerungssignale hauptsächlich dem Risikomanagement dient, wird der Spotmarkt zur kurzfristigen Portfoliooptimierung genutzt und determiniert den tatsächlichen Kraftwerkseinsatz. Der Day-Ahead-Markt stellt dabei durch seinen transparenten Preis ein Referenzpunkt für alle anderen Märkte dar und übernimmt somit die wichtigste kurzfristige Steuerungsfunktion während der Intradaymarkt zum untertäglichen Ausgleich von Prognosefehlern und Bilanzungleichgewichten genutzt wird [3]. Die Preisbildung am deutschen Day-Ahead-Spotmarkt funktioniert mit Hilfe einer Einheitspreisauktion. Dabei werden die stündlichen aggregierten Gebote von Angebot und Nachfrage aufsteigend bzw. absteigend sortiert, so dass sich ein Schnittpunkt zwischen den Kurven ergibt. Dieser Schnittpunkt ergibt dann die Menge gehandelter elektrischer Energie sowie den Preis, welchen alle zugeschlagenen Verkaufsgebote gezahlt bekommen und Kaufgebote zahlen müssen. Aufgrund dieser Ausgestaltung ergibt sich für die meisten Produzenten ein Anreiz zu ihren Grenzkosten zu bieten, in der Aussicht, zu einem höheren Preis zugeschlagen zu werden und damit einen positiven Deckungsbeitrag zur Deckung ihrer fixen Kosten zu erwirtschaften. Lediglich das letzte zugeschlagene und somit preissetzende Kraftwerk verdient gerade seine Grenzkosten und somit keinen Deckungsbeitrag. Daher gibt es für dieses Grenzkraftwerk einen Anreiz, im Falle von Knappheit einen Preis oberhalb der Grenzkosten zu fordern, um positive Deckungsbeiträge zu erzielen, das so genannte Peak Load Pricing (PLP) [3].

Die dargebotsabhängige Einspeisung der EE-Anlagen ordnet sich aufgrund ihrer nahezu grenzkostenfreien Erzeugung zu Beginn der Angebotskurve im Day-Ahead-Markt ein und führt somit zu einer Rechtsverschiebung der thermischen Kraftwerke. Bei einer gleichbleibenden Nachfrage sinken dadurch die Erzeugungsmengen der thermischen Kraftwerke, gleichzeitig ergeben sich geringere Marktpreise (MP), wenn dadurch ein günstigeres Kraftwerk preissetzend ist. Dieser Einfluss der EE-Anlagen auf Preise und Mengen („Merit-Order-Effekt“), der in Abbildung 2-1 dargestellt ist, sorgt für sinkende Deckungsbeiträge aller bestehenden Kraftwerke im Markt, beeinflusst aber insbesondere die Wirtschaftlichkeit von Mittel- und Spitzenlastkraftwerken [4].

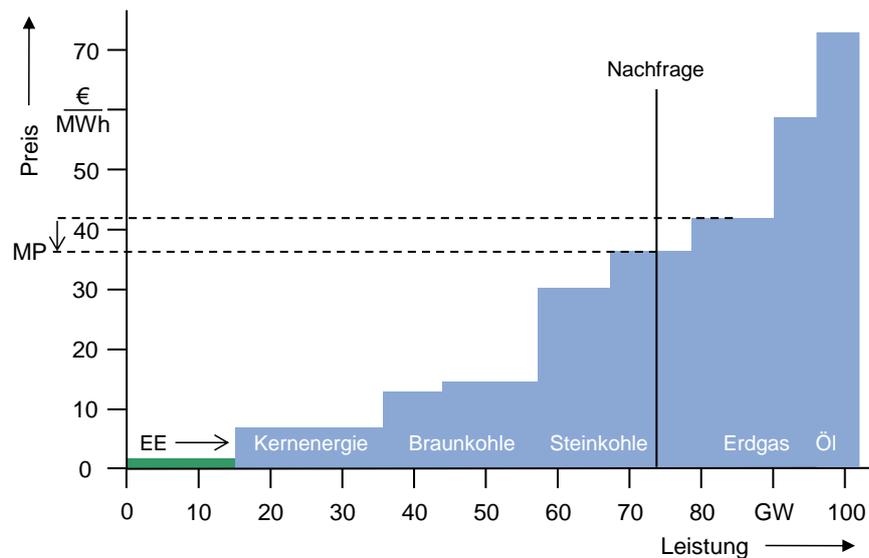


Abbildung 2-1: Merit-Order-Effekt

Aufgrund des Merit-Order-Effekts gestaltet sich die wirtschaftliche Lage für bestehende thermische Kraftwerke in Deutschland momentan sehr schwierig und geplante Neubauten werden verschoben oder sogar abgesagt. Daher findet derzeit eine Diskussion darüber statt, ob das derzeitige Marktdesign zukünftig noch ausreichende Deckungsbeiträge bereitstellt, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, oder Anpassungen notwendig sind. Auf der einen Seite existieren Meinungen, dass die heutigen Märkte um einen Kapazitätsmechanismus ergänzt werden sollten, der zusätzliche Erlöse unabhängig von der gelieferten Energie bereitstellt. Hierfür bestehen eine Reihe unterschiedlicher Vorschläge, die sich deutlich in ihrer Ausrichtung und Ausgestaltung unterscheiden. Einen Überblick und Vergleich der verschiedenen Vorschläge geben [5, 6, 7].

Dahingegen wird häufig auch argumentiert, dass es bisher keine Anzeichen dafür gibt, dass das heutige Marktdesign die entsprechenden Marktsignale nicht bereitstellen kann [5]. Thermische Kraftwerke könnten zukünftig auch bei sinkenden Einsatzstunden ausreichende Deckungsbeiträge verdienen, wenn es ihnen gelänge, in den verbleibenden Knappheitssituationen ausreichendes PLP zu betreiben und somit ihre gesamten Fixkosten zu erwirtschaften. Daher wird in diesem Beitrag eine Modellierung von PLP vorgestellt und der Einfluss auf die Preise in verschiedenen Szenarien untersucht.

3 Modellierung von Preisbildungsprozessen

3.1 Modellierungsansätze

Die Bestimmung von Preisen elektrischer Energie ist bereits Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte und wissenschaftlicher Veröffentlichungen, wobei unterschiedliche Ansätze verwendet werden. Eine Möglichkeit besteht in der Modellierung von Preisen anhand statistischer Modelle, beispielsweise mittels stochastischer Prozesse. Da solche Modelle allerdings anhand historischer Daten parametrisiert werden, ist eine Anwendbarkeit auf zukünftige Szenarien nur bedingt möglich, da langfristig strukturelle Veränderungen als sehr wahrscheinlich anzusehen sind. Daher eignen sich vor allem Modelle auf Basis fundamentaler

Eingangsdaten, um langfristige Preisprognosen zu erstellen. Fundamentale Einflussfaktoren auf die Preise elektrischer Energie sind u. a.:

- Kosten der Erzeugungsanlagen (Start- und Betriebskosten; Fixkosten)
- Technische Flexibilität von Erzeugungsanlagen
- Geplante und nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen
- Nachfrage nach elektrischer Energie
- Im- und Exporte elektrischer Energie
- Regelreserveanforderungen
- Sonstige externe Faktoren (z. B. Wärmebedarf von KWK-Kraftwerken)

Für die Preismodellierung unter Berücksichtigung fundamentaler Einflussfaktoren existieren verschiedene Ansätze. Neben der Anwendung heuristischer Methoden werden auch spieltheoretische Ansätze, z. B. mittels Multi-Agenten-Systemen, verfolgt. In spieltheoretischen Modellen kann das Verhalten einzelner Akteure am Markt durch individuelle Nutzenfunktionen nachgebildet werden. Der in diesem Beitrag angestrebte Betrachtungsbereich umfasst allerdings eine Vielzahl von Akteuren, was eine sinnvolle Abgrenzung einzelner Akteure und die Parametrierung der Nutzenfunktionen sehr schwierig macht. Weiterhin kann aufgrund des Fokus auf den deutschen Großmarkt von einem hinreichenden Wettbewerb ausgegangen werden, so dass das Akteursverhalten vernachlässigt werden kann. Aus diesem Grund wird in diesem Beitrag ein Fundamentalansatz auf Basis einer Optimierung angewandt, in welchem Preise aus dem kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz abgeleitet werden. Die einfachste Variante einer solchen Optimierung ist ein Merit-Order-Verfahren, bei dem alle Erzeugungsanlagen entsprechend ihrer Grenzkosten und der zu deckenden Nachfrage eingesetzt werden. Allerdings können aufgrund der erforderlichen Vereinfachungen viele technische Restriktionen thermischer Kraftwerke sowie zeitkoppelnde Nebenbedingungen nicht abgebildet werden. Deren Berücksichtigung im angestrebten Betrachtungsbereich erfordert das Aufstellen und Lösen eines komplexen Optimierungsproblems. Weiterhin stellt die Berücksichtigung von Fixkosten in der Einsatzoptimierung eine neue Herausforderung dar. Das zu diesem Zweck entwickelte Verfahren wird im folgenden Unterkapitel vorgestellt.

3.2 Entwickeltes Verfahren

Wie im vorherigen Unterkapitel erläutert, ist die Kraftwerkseinsatzoptimierung unter der Berücksichtigung aller fundamentaler Einflussfaktoren sowie der technischen Nebenbedingungen ein hochkomplexes mathematisches Problem. Dieses Problem lässt sich im angestrebten Betrachtungsbereich von einem Jahr im stündlichen Zeitraster für das deutsche Marktgebiet mit Im- und Exporten nicht geschlossen, z. B. mittels Gemischt-Ganzzahlig-Quadratischer-Programmierung, lösen. Daher wird in diesem Beitrag ein mehrstufiger Ansatz verwendet (siehe Abbildung 3-1).



Abbildung 3-1: Überblick Methodik

In der ersten Stufe werden eine europaweite Kraftwerkseinsatzsimulation nach [8] durchgeführt und die resultierenden stündlichen Austausche für das deutsche Marktgebiet an die deutschlandweite Preissimulation übergeben. Aufgrund der Komplexität in der europaweiten Simulation werden die Regelreservequalitäten aggregiert betrachtet und Fixkosten von Kraftwerken zunächst vernachlässigt.

Die Preissimulation ist wiederum ein zweistufiges Verfahren, in welchem im ersten Schritt die Einschaltentscheidungen der thermischen Kraftwerke bestimmt werden. Zur Reduzierung der Komplexität wird hierzu eine Lagrange-Relaxation verwendet und das Problem im Systembereich zerlegt. Die einzelnen Teilprobleme können dann jeweils mit geeigneten Optimierungsverfahren gelöst werden. Für die thermischen Kraftwerke und steuerbare EE-Anlagen ist dies eine Dynamische Programmierung (DP) und für hydraulische Kraftwerke eine Lineare Programmierung (LP) in Form eines Network-Flow-Modells. Die Einhaltung der relaxierten systemkoppelnden Nebenbedingungen in jeder Stunde des Jahres wird dabei durch die Lagrange-Koordinatoren λ (Lastdeckung) und μ (Regelreserverdeckung) gewährleistet. In einem iterativen Prozess werden die Koordinatoren mittels des Subgradientenverfahrens entsprechend der jeweiligen Fehldeckung angepasst. Die nach Abschluss der Iterationsschleife ermittelten Koordinatoren können daher als Schattenpreise für die Last- und Regelreserverdeckung interpretiert werden. Abbildung 3-2 stellt das Vorgehen innerhalb einer Iteration schematisch dar.

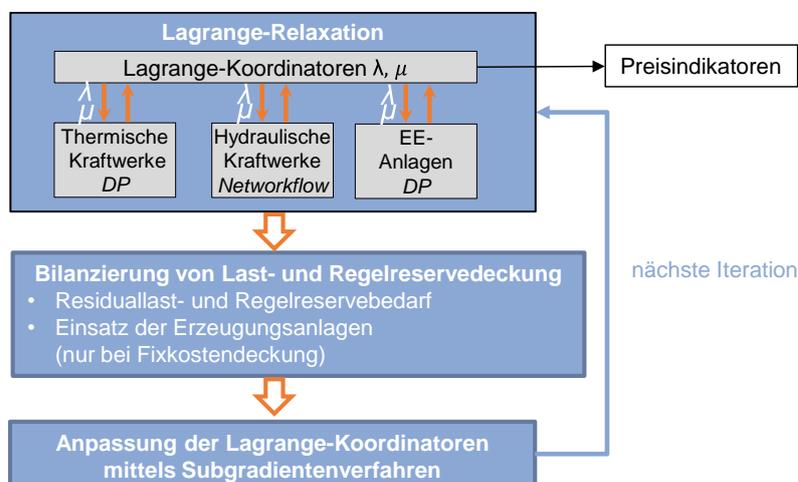


Abbildung 3-2: Lagrange-Iteration mit Fixkosten-Überprüfung

Um mit dem beschriebenen Verfahren Fixkosten zu berücksichtigen und somit ein PLP am Strommarkt simulieren zu können, wird bei der Bilanzierung von Last und Regelreserve eine Anpassung vorgenommen. Für jedes Kraftwerk wird ermittelt, ob die über das Simulationsjahr erzielten Erlöse E abzüglich der gesamten variablen Kosten K_{var} größer als die Summe der jährlichen Fixkosten $K_{Fix,OPEX}$ und des annuitätischen Kapitaldienstes ($\dot{a} \cdot K_{CAPEX}$) des Kraftwerkes sind (siehe Gleichung 3.1).

$$E - K_{var} \geq K_{Fix,OPEX} + \dot{a} \cdot K_{CAPEX} \quad (3.1)$$

Ist diese Bedingung nicht erfüllt, so kann das Kraftwerk durch die Erlöse am Fahrplanenergiemarkt und den Regelreservemärkten langfristig nicht seine Kosten decken und das Preisniveau entsprechend der Lagrange-Koordinatoren ist somit für die Finanzierung des Kraftwerks nicht ausreichend. Daher wird dieses unrentable Kraftwerk für die Bilanzierung der Last- und Regelreservedeckung nicht berücksichtigt. Wurde das Kraftwerk im Laufe des Simulationsjahres eingesetzt, so resultiert in den entsprechenden Einsatzstunden eine Last- bzw. Regelreserveunterdeckung, die in der Bilanzierung zu einer Erhöhung der jeweiligen Koordinatoren führt. Iterativ erfolgt somit so lange eine Anpassung der Koordinatoren, bis die Markterlöse eine Deckung von variablen und fixen Kosten aller aus System-sicht benötigten Kraftwerke ermöglichen. Die Werte der Koordinatoren werden nach Abschluss der Iterationen als Preiskoordinatoren übernommen und beinhalten sowohl variable als auch fixe Kostenkomponenten. Im abschließenden Schritt der Preissimulation wird unter Übernahme der gefundenen Einschaltentscheidungen eine geschlossene Optimierung des Problems mittels LP durchgeführt.

4 Exemplarische Untersuchungen zu Peak Load Pricing

In diesem Kapitel werden exemplarische Ergebnisse des entwickelten Modells vorgestellt. Kapitel 4.1 zeigt Ergebnisse eines auf Basis öffentlich verfügbarer Daten parametrisierten Backtestings für das Jahr 2012 [9]. Zur Ermittlung des zukünftigen Einflusses von PLP werden Szenarien aus dem deutschen Netzentwicklungsplan Strom 2013 herangezogen. Betrachtet werden die Szenarien A, B und C für das Jahr 2023. Während Szenario A einer konservativen Abschätzung des Ausbaupfades von EE-Anlagen entspricht, wird in Szenario C ein progressiver Ausbau auf Basis der Individualziele zum Ausbau von EE-Anlagen der Bundesländer unterstellt. Das Referenzszenario B bildet einen Mittelweg ab [2]. Die angesetzten Fixkostenparameter, zwischen 15 und 52 €/kWa für OPEX und 41 und 153 €/kWa für CAPEX, basieren auf [10]. Dabei werden einheitlich eine Abschreibungsdauer von 20 Jahren und ein Zinssatz von 8 % angesetzt.

4.1 Backtesting 2012

Als erstes Szenario wird ein Backtesting anhand des historischen Jahres 2012 durchgeführt. Abbildung 4-1 zeigt die resultierenden Dauerlinien der Preise für elektrische Energie. Dargestellt sind die historischen Preise in Orange (Real) gegenüber den drei Szenarien einer

rein grenzkostenbasierten Preisbildung (Basis), einer Einpreisung von operativen Fixkosten (OPEX) und mit der Einpreisung von operativen Fixkosten und Kapitaldienst (FIX).

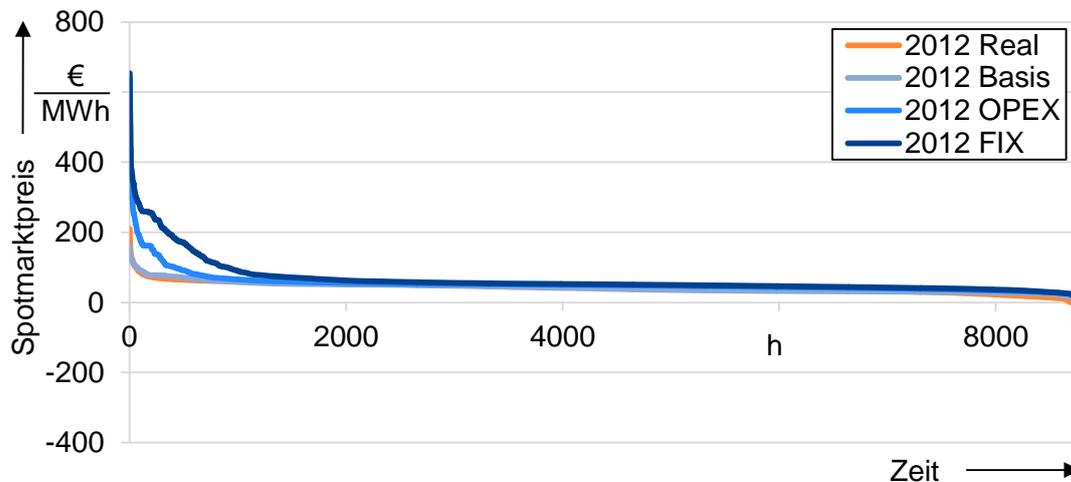


Abbildung 4-1: Verlauf der Preisdauerlinie in 2012 - real vs. Simulation

Es wird deutlich, dass der Preisverlauf im Basisszenario am nächsten am realen Preisverlauf liegt, jedoch die teuersten Stunden mit Preisen von bis zu über 200 €/MWh sowie sehr niedrige und negative Preise nicht zutreffend simuliert werden können. In den Simulationen inklusive fixer Kostenbestandteile ergeben sich Preisverläufe, die in den teuersten 2.000 Stunden oberhalb der realen Preiskurve liegt. Somit lassen die Ergebnisse darauf schließen, dass in der derzeitigen Marktsituation aufgrund der vorhandenen Überkapazitäten kaum eine Möglichkeit für preissetzende Kraftwerke besteht, zu Preisen oberhalb der variablen Kosten zu bieten. Die Ergebnisse verdeutlichen die derzeitige schwierige wirtschaftliche Situation vieler Spitzenlastkraftwerke, die bereits zu einer Reihe von Stilllegungen geführt hat.

4.2 Zukunftsszenarien 2023

Nach der Betrachtung des Jahres 2012 werden im Folgenden die Ergebnisse für die Zukunftsszenarien des Jahres 2023 vorgestellt. Zur Analyse des Einflusses von PLP auf die Spotmarktpreise sind in Abbildung 4-2 die Jahressganglinien der Spotmarktpreise bei rein grenzkostenbasierter Preisbildung (Basis) sowie mit Einpreisung von operativen Fixkosten und Kapitaldienst (FIX) für das Referenzszenario B 2032 dargestellt. Da für die Zukunft neu zu bauende Kraftwerke am Markt ihre gesamten Kosten decken müssen, erscheint für die Zukunftsszenarien die Berücksichtigung von lediglich operativen Fixkosten nicht ausreichend.

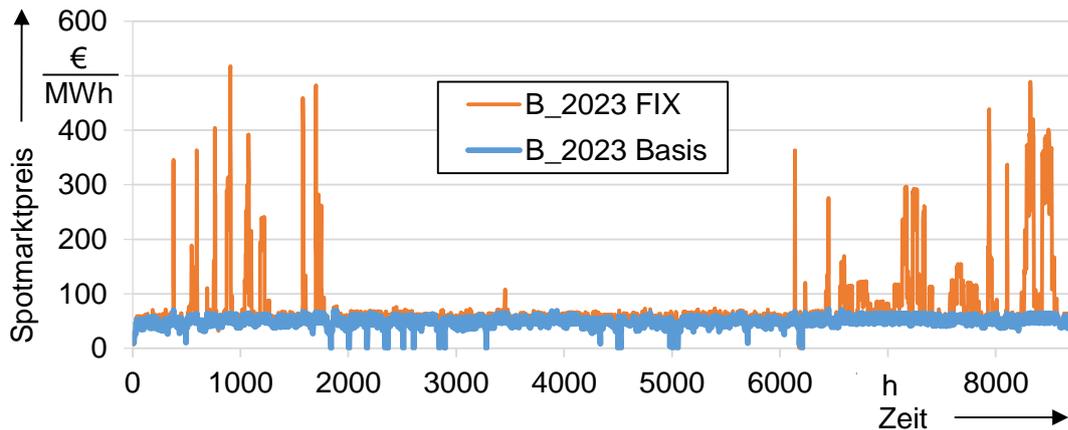


Abbildung 4-2: Spotmarktpreise mit und ohne Berücksichtigung von Fixkosten für das Szenario B 2023

Es ist zu erkennen, dass die Preise über weite Teile des Jahres in beiden Varianten näherungsweise gleich sind. Insbesondere in den Wintermonaten kommt es jedoch vermehrt zu Preisspitzen von bis zu 517 €/MWh. Der Grund dafür ist in der Residuallast zu finden. In den Sommermonaten korreliert die tägliche Spitzenlast mit der PV-Einspeisung, so dass die Residuallast vergleichsweise gering bleibt. In den Wintermonaten hingegen ist die Nachfrage zum einen generell etwas höher und zum anderen ist zu Zeiten der Abendspitze keine oder deutlich weniger PV-Einspeisung vorhanden. Daher werden für diese Stunden Spitzenlastkraftwerke benötigt, welche durch die Berücksichtigung der Fixkosten entsprechende Preisspitzen verursachen, da die gesamten Kosten dieser Kraftwerke in wenigen Stunden des Jahres gedeckt werden müssen. Im Durchschnitt steigen die Preise durch PLP von 47,83 €/MWh auf 70,46 €/MWh. Aufgrund der Opportunität zum Fahrplanenergiemarkt haben die steigenden Spotmarktpreise in den Simulationen mit PLP auch einen Anstieg der Preise für (positive) Regelreserve zur Folge.

Die Auswirkungen unterschiedlicher Strukturen des Kraftwerksparks und des Anteils von EE-Anlagen an der Stromerzeugung lassen sich anhand des in Abbildung 4-3 zu sehenden Vergleichs der Preisdauerlinien für die drei betrachteten Szenarien mit Berücksichtigung von operativen Fixkosten und Kapitaldienst analysieren.

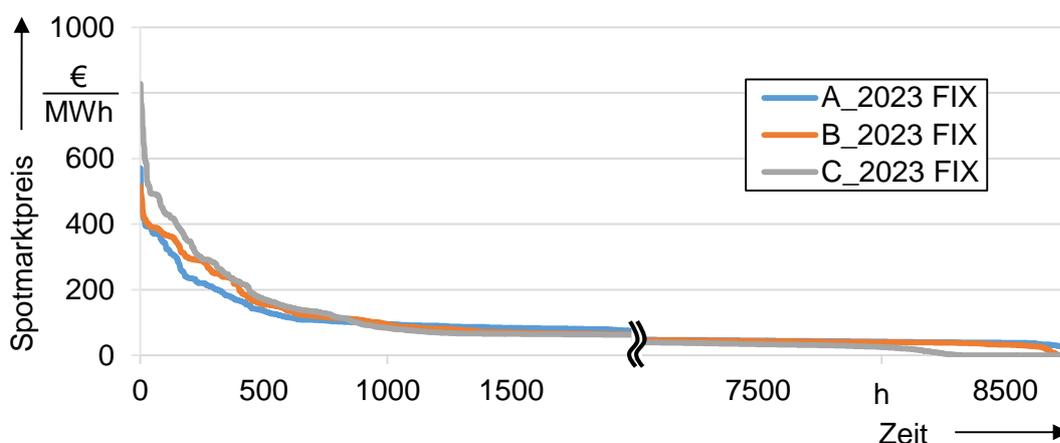


Abbildung 4-3: Vergleich der Preisdauerlinien mit Berücksichtigung der Fixkosten für alle drei Szenarien

Im Mittelteil der Preisdauerlinien liegen alle Szenarien sehr nahe beieinander. Die Preise im konservativen Szenario A liegen dabei aufgrund des geringeren Merit-Order-Effekts leicht oberhalb der anderen Szenarien. Die Auswirkungen von PLP lassen sich in den ca. 1.000 Stunden des Jahres mit den höchsten Preisen ausmachen. Hier liegen die Preise im EE-geprägten Szenario C am höchsten. Durch geringere Benutzungsstunden sowie einem etwas geringeren Preisniveau im Mittelteil der Preisdauerlinie werden in Stunden mit relativer Knappheit hohe Preisspitzen von zum Teil über 800 €/MWh für eine Kostendeckung aller zur Last- und Regelreserverdeckung erforderlichen Kraftwerke benötigt. Auch in den Szenarien A und B ist ein Effekt von PLP zu verzeichnen, die Auswirkungen fallen allerdings geringer aus. Weiterhin ist im Szenario C am unteren Ende der Dauerlinie ein breiter Sockel von etwa 800 Stunden zu erkennen, in denen der Preis bei 0 €/MWh liegt. In diesen Stunden kommt es zu einer Überdeckung der Last durch praktisch grenzkostenfreie EE-Erzeugung und die Energie hat somit beinahe keinen Wert mehr. Insgesamt ergibt sich durch die Berücksichtigung von PLP ein Anstieg des durchschnittlichen Spotmarktpreises über alle Szenarien von 23,6 €/MWh.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Der zunehmende Anteil von Einspeisungen aus EE-Anlagen an der Stromversorgung in Deutschland führt zu großen Umwälzungen für Kraftwerksbetreiber in Deutschland. Durch den Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien sinken sowohl die Energiepreise an der Strombörse als auch die jährlichen Benutzungsstunden thermischer Kraftwerke. Somit gestaltet sich die wirtschaftliche Lage für diese Kraftwerke zunehmend schwieriger. Da allerdings auch langfristig thermische Kraftwerke als Backup für die EE-Anlagen benötigt werden, wird aktuell eine Anpassung des Marktdesigns diskutiert. Durch die Einführung eines Kapazitätsmechanismus könnten Kraftwerke Teile ihrer fixen Kosten über eine rein leistungsabhängige Zahlung finanzieren. Prinzipiell könnten aber auch im aktuellen Marktdesign ausreichende Erlöse zur Deckung aller Kosten generiert werden. Dafür müssten in Zeiten relativer Knappheit im Rahmen von PLP fixe Kosten in die Gebote am Fahrplanenergiemarkt eingepreist werden. In diesem Beitrag wurde daher ein Preissimulationsmodell zur Berücksichtigung von PLP in einer fundamentaldatenbasierte Optimierung vorgestellt. Dabei werden die Preise aus dem kostenoptimalen Kraftwerkseinsatz zur Last- und Regelreserverdeckung abgeleitet. Aufgrund der hohen Komplexität der Optimierungsaufgabe wurde das Verfahren in mehrere Stufen unterteilt und ein Zerlegungsansatz implementiert.

Das entwickelte Verfahren wurde für die Modellierung von PLP anhand eines Backtestings für 2012 und von drei an den Netzentwicklungsplan Strom 2013 angelehnte Zukunftsszenarien für das Jahr 2023 angewendet. Die Ergebnisse des Backtestings zeigen, dass in den realen Preisen in den meisten Stunden keine Fixkosten eingepreist werden. Dies verdeutlicht die schwierige Lage thermischer Spitzenlastkraftwerke, da aufgrund von Überkapazitäten aktuell nur die Grenzkosten am Markt Erlöst werden können und somit eine Gesamtkostendeckung nicht möglich ist. In den Zukunftsszenarien für das Jahr 2023 zeigt sich ein Effekt von PLP vor allem in regenerativ geprägten Szenarien und in Zeiten hoher Residuallast. In diesen Stunden entstehen Preisspitzen von über 800 €/MWh und der Durchschnittspreis steigt über alle Szenarien um 23,6 €/MWh. Somit wird deutlich, dass bei einer Beibehaltung des heutigen

Marktdesigns eine hohe Volatilität und insbesondere hohe Preisspitzen für eine Wirtschaftlichkeit thermischer Kraftwerke erforderlich sind.

Weitere Untersuchungen mit Hilfe des entwickelten Verfahrens sollen zeigen, in welchem Umfang zukünftig Kraftwerke durch ein PLP ausreichend finanziert werden können und welcher Anteil des zukünftigen Kraftwerksparks in unterschiedlichen Szenarien auch durch PLP keine ausreichenden Deckungsbeiträge erreichen kann. Durch eine Variation der Annahmen hinsichtlich der Höhe und Einpreisung von Fixkosten sollen hierbei robuste Aussagen über die Funktionalität des heutigen Marktdesigns in der Zukunft getroffen werden. Weiterhin wird eine Betrachtung von PLP im europäischen Kontext angestrebt.

Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2012 nach Energieträgern, Berlin, 2013.
- [2] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013, 2012.
- [3] Ockenfels et. al, Strommarktdesign, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG, 2008.
- [4] Fürsch et. al., Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien, Köln: EWI Working Papers 2012-14, 2012.
- [5] ECOFYS, Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland, 2012.
- [6] Energy Brainpool, Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen, 2013.
- [7] Growitsch et. al., Clearing-Studie Kapazitätsmärkte, 2013.
- [8] T. Mirbach, Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Aachen: ABEV Bd. 128, 2009.
- [9] Bundesnetzagentur, Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand: 16. Oktober 2013, 2013.
- [10] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Trendstudie Strom 2022, 2013.