

2 Theoretische Grundlagen der Arbeit

Im folgenden Kapitel sollen nun alle wesentlichen Bestandteile und Zusammenhänge theoretisch kurz erläutert und einer kritischen Würdigung unterzogen werden, auf denen die Arbeit aufsetzt.

Begonnen wird dabei mit dem so genannten *Energy-only-Markt (EoM)*, der das aktuelle Marktdesign des deutschen Energiemarktes darstellt. Im Rahmen dieser Marktform wird elektrische Energie entweder bilateral oder im Rahmen einer Börse gehandelt. Die beteiligten Marktteilnehmer sind hierbei Versorgungsunternehmen als Abnehmer und Erzeugungsunternehmen mit entsprechender Kraftwerkskapazität. Die Abnehmer konstituieren die Stromnachfrage, welche in weiten Teilen unelastisch ist. Die Nachfrage nach elektrischer Energie ändert sich nur geringfügig in Relation zu Schwankungen auf der Angebotsseite durch die Erzeuger. Die Erzeugungsunternehmen wiederum bestehen aus den einzelnen Stromproduzenten. Hierbei sind in Deutschland sowohl die großen Konzerne wie RWE, E.ON etc., aber auch alle kleinen und kommunalen Unternehmen sowie private Haushalte mit Solar-PV-Einspeisung zu nennen. Der Kraftwerkspark dieser Unternehmen kann anhand der unterschiedlichen Erzeugungs- bzw. Brennstofftechnologien kategorisiert werden. Die jeweilige Technologie bestimmt dabei maßgeblich die kurzfristigen Grenzkosten, welche zur Preisbildung herangezogen werden, zumal Brennstoff- und Emissionskosten die größten Kostentreiber darstellen.

Im Rahmen der Preisbildung wird die prognostizierte Nachfrage der Versorgungsunternehmen den kurzfristigen Grenzkosten aller Kraftwerke gegenübergestellt. Die jeweils günstigsten Erzeugungsanlagen erhalten den Produktionszuschlag. Der Strompreis wird auf die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, welches noch einen Produktionszuschlag erhalten hat, festgesetzt. Diese Anlagen erwirtschaften damit lediglich einen Deckungsbeitrag von null und können die fixen Betriebskosten nicht bedienen. Alle anderen produzierenden Kraftwerke erzielen einen Überschuss, der zur Deckung der fixen Betriebskosten verwendet werden kann. Wichtig ist zu erwähnen, dass die Kraftwerksbetreiber die kurzfristigen Grenzkosten, auf Basis derer die Preisbildung erfolgt, selbstständig anmelden.¹⁴ In Zeiten von Stromknappheit kann das preissetzende Kraftwerk aufgrund der unelastischen Nachfrage auch Preise über den Grenzkosten durchsetzen. Diese Knappheitspreise werden auch als Fly-ups bezeichnet und

¹⁴ Hierbei ist allerdings nicht sichergestellt, dass die gemeldeten Preise den tatsächlichen Grenzkosten entsprechen. In der Praxis können folglich zusätzliche Produzentenrenten erzielt werden. Im Modell der vorliegenden Arbeit wird allerdings vereinfachend von einer wahrheitsgemäßen Meldung der Grenzkosten ausgegangen, wodurch so genannte Fly-ups nicht abgebildet sind.

das Grenzkraftwerk kann eine höhere Kostendeckung erreichen. Folglich sorgt ein idealisierter Markt für ausreichend Kapazität, um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Versorgungssicherheit ist hierbei dadurch definiert, dass die Nachfrage nach elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt vom Angebot gedeckt werden kann. Dies bedeutet auch, dass eine flexible Nachfrage ebenso zur Erhöhung der Versorgungssicherheit beiträgt wie eine Ausweitung der Produktionskapazitäten. Erneuerbare Energien wiederum tragen nur bedingt zu einer höheren Versorgungssicherheit bei. Diese Energieform ist abhängig von externen Faktoren (wie bspw. Wetter) und kann nicht nach Bedarf gesteuert werden.

In Deutschland zeigen sich jedoch Einflussfaktoren, welche den Markt stören und folglich die Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnten. Die Nachfrageseite ist bspw. ebenso relativ unelastisch und kann derzeit nur beschränkt auf Knappheitssituationen reagieren. Auf Angebotsseite steht die Refinanzierung konventioneller Erzeugungseinheiten teilweise zur Disposition. Neben ausbleibenden oder in ihrer Höhe beschränkten Fly-ups durch regulierende Eingriffe reduziert der Ausbau an erneuerbaren Energien und die Zunahme an Importen die Profitabilität der Spitzenlastkraftwerke. Dadurch verschlechtert sich auch das Investitionsumfeld für andere konventionelle und flexibel steuerbare Technologien, wodurch die gesicherte Kapazität des gesamten deutschen Kraftwerksparks sinkt. Darüber hinaus beschleunigt der Ausstieg aus Kernenergie den Rückgang gesicherter Leistung, zumal hierbei besonders große Erzeuger in engen Zeiträumen vom Netz genommen werden.

Um der Reduktion an Versorgungssicherheit entgegenzuwirken, können mehrere ergänzende Mechanismen in Betracht gezogen werden. Allen Mechanismen ist dabei gemein, dass gesicherte Kapazität gefördert wird. Die Art und Weise der Unterstützung unterscheidet sich allerdings zum Teil erheblich. Einen Überblick der Vorschläge liefert Kapitel 2.3.1. In Deutschland werden derzeit fünf Mechanismen diskutiert. Diese werden im Folgenden in Kapitel 2.3.2 kurz vorgestellt.

2.1 Überblick Energiemarkt (Energy-only-Markt) in Deutschland

Der deutsche Stromhandel wird entweder über die Börse, die *European Energy Exchange (EEX)*, oder außerbörslich in *Over-The-Counter(OTC)*-Geschäften abgewickelt. Das OTC-Clearing wird von der *European Commodity Clearing* übernommen. Die EEX betreibt ihrerseits Spot- und Terminhandel für Energieprodukte und energienahe Produkte.¹⁵

¹⁵ Vgl. <https://www.eex.com/en/about/eex>, Stand: 09.04.2104

Am EEX-Spotmarkt wird jeweils „day-ahead“ gehandelt, wobei die physische Erfüllung am Folgetag ausgeführt wird. Beim Spothandel bieten die Kraftwerksbetreiber jeweils die Grenzkosten der Stromerzeugung an. Demgegenüber bringen die Versorgungsunternehmen ihre prognostizierten Nachfrage ein. Nach einem festgelegten Zeitpunkt werden alle Angebots- und Nachfragewünsche aggregiert. Der Schnittpunkt beider Kurven entspricht (annäherungsweise) dem *Marktpreis (Market Clearing Price)*¹⁶.

Ein wichtiges Charakteristikum des Strommarktes besteht in der Tatsache, dass die Stromnachfrage zu großen Teilen unelastisch ist. Ein Großteil der Verbraucher kann demnach nicht entsprechend ihren eigentlichen Präferenzen auf das Angebot bzw. auf entsprechende Preisänderungen reagieren. Dies ist v. a. auf den großen Anteil privater Haushalte, welche keine Echtzeit-Messung des Stromverbrauchs durchführen, als auch auf Industrieunternehmen ohne Möglichkeit auf Lastabschaltung zurückzuführen. Folglich kann, in Situationen der Stromknappheit, die Nachfrage nur bedingt reduziert werden und die Erzeuger sind in der Lage, hohe Preise durchzusetzen.¹⁷ Als Konsequenz besteht die Gefahr hoher Produzentenrenten, welche die Produzenten als Mitnahmeeffekte (Wind-Fall-Profits) erhalten.¹⁸ In Knappheitssituationen ist deshalb nicht ausgeschlossen, dass der Strompreis den sogenannten Value of Lost Load (VoLL) übersteigt. Der VoLL beschreibt jenen Wert pro zusätzlicher Kilowattstunde, welchen der Konsument dieser kWh maximal bereit ist zu bezahlen. Somit wäre der Markt nicht in der Lage, eine effiziente Lösung herbeizuführen.¹⁹ Aus diesem Grund versucht die regulierende Behörde, den maximalen Strompreis auf den VoLL zu begrenzen. In der Praxis ist diese Beschränkung allerdings schwer zu ermitteln und der maximale Strompreis wird auf eine mehr oder weniger willkürliche Grenze gesetzt.²⁰

Die Kraftwerksbetreiber fungieren hierbei als Anbieter und reichen Produktionsangebote (theoretisch) auf Basis ihrer kurzfristigen Grenzkosten pro Kraftwerk ein. Entsprechend der erwarteten Nachfrage der Versorgungsunternehmen werden die Preise auf Stundenbasis fixiert.²¹ Unter allen Kraftwerken, welche einen Produktionszuschlag erhalten, setzt demnach jenes mit den höchsten Grenzkosten den Großhandelspreis für die folgende Stunde²². Die Kraftwerke können entlang ihrer Grenzkosten in aufsteigender Reihung in Grund-, Mittel-

¹⁶ Vgl. Erdmann & Zweifel (2008), S. 304f

¹⁷ Vgl. Böckers et al. (2012b), S. 4

¹⁸ Vgl. Stoft (2002), S. 54; Erdmann & Zweifel (2008), S. 293

¹⁹ Vgl. Stoft (2002), S. 154ff

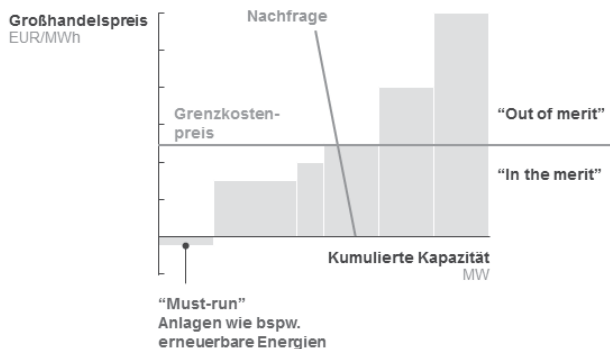
²⁰ Vgl. Böckers et al. (2012b), S. 4

²¹ Vgl. Konstantin (2009), S. 44

²² Im Falle eines stündlichen Dispatch und unter Berücksichtigung weiterer Einschränkungen bei Übertragungsnetzen, Planung für Redundanzen etc.

und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt werden. Diese Reihung wird auch als *Merit-Order(MO)*-Kurve bezeichnet (siehe Abbildung 1).²³

Abbildung 1: Merit-Order-Kurve



Quelle: Vgl. Harris (2006), S. 150

Die wesentlichen Treiber für die kurzfristigen Grenzkosten sind die Brennstoff- und Emissionskosten. Dabei bestimmt die Art der Technologie im Wesentlichen die Position des Kraftwerks innerhalb der Merit-Order. Beispielsweise haben Wasserkraftwerke weder Brennstoff- noch Emissionskosten, womit sie im linken Bereich der Merit-Order-Kurve zu finden sind. Im Gegensatz dazu weisen Gaskraftwerke sowohl Kosten für Erdgas als auch für Treibhausgasemissionen auf. Je nach Bauweise und Effizienz des Gaskraftwerks handelt es sich in Folge um ein Kraftwerk im Mittellast- oder Spitzenlastbereich.²⁴

Ein zusätzlich wichtiger Aspekt des Energiemarktes im Vergleich zu vielen anderen Märkten besteht darin, dass elektrischer Strom derzeit in größeren Mengen praktisch nicht speicherbar²⁵ ist und somit nicht in gleicher Weise handelbar ist wie Erdgas oder andere Rohstoffe. Diese Eigenschaft impliziert auch, dass die Produktion zu jedem Zeitpunkt (mindestens) der Nachfrage entsprechen muss.²⁶ Um das Gleichgewicht an Angebot und Nachfrage zu gewährleisten, werden Kontrakte auf Basis der Vorhersagen zum Stromverbrauch gehandelt. Kurzfristige Schwankungen, welche nicht über diese Verträge gedeckt sind, werden über den Re-

²³ Vgl. Harris (2006), S. 149ff

²⁴ Vgl. Erdmann & Zweifel (2008), S. 301

²⁵ Abgesehen von Pumpspeicherkraftwerken, bei welchen größere Mengen in kurzer Zeit abrufbar sind.

²⁶ Vgl. Harris (2006), S. 12; Erdmann & Zweifel (2008), S. 295

gelenergiemarkt ausgeglichen. Kraftwerke im Regenergiemarkt sind innerhalb sehr kurzer Zeit einsatzbereit und sorgen somit für ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage.²⁷

Um sich gegenüber langfristigen Schwankungen am Spotmarkt abzusichern, schließen Kraftwerks- und Vertriebsgesellschaften längerfristige Verträge über Teile des Gesamtvolumens an erzeugter Energie ab. Neben den Spotmarktgeschäften werden außerbörsliche Handelsgeschäfte, OTC-Verträge, als *Forwards* und standardisierte Börsengeschäfte als *Futures* bezeichnet. Die dadurch mögliche Absicherung gegen Preisrisiken wird als Portfolio Management tituliert.²⁸ Um die langfristige Grundnachfrage, die so genannte *Baseload*, sicherzustellen, werden meist Blockkontrakte über verschiedene Tageszeit auf längere Zeit geschlossen. Dies geschieht üblicherweise im Termingeschäft.²⁹

Innerhalb Europa können sich sämtliche Kraftwerksbetreiber an den nationalen Börsen beteiligen. Die einzige Beschränkung für die Bereitstellung von elektrischer Leistung besteht in den Grenzkuppelkapazitäten zwischen den jeweiligen Ländern. Je stärker diese Kapazitäten ausgebaut werden, desto höher wird die Verflechtung und damit auch die Effizienz der europäischen Energiemärkte sein.³⁰

2.2 Herausforderungen für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit

Der deutsche Energiemarkt ist seit einigen Jahren strukturellen Umbrüchen unterworfen und die Diskussion über dessen Funktionsfähigkeit wird intensiviert. Einerseits ist die Nachfrage weiterhin unelastisch und reagiert nur unzureichend auf kurzfristige Preisänderungen. Andererseits wird befürchtet, dass aufgrund veränderter Marktbedingungen konventionelle Kraftwerksparks nicht mehr profitabel betrieben werden können und Investitionen ausbleiben. Als Resultat kann die langfristige Versorgungssicherheit gefährdet sein.³¹ Die Herausforderung liegt dabei hauptsächlich in der Gewährleistung ausreichend gesicherter (flexibel steuerbarer) Leistung, zumal eine ausreichende Flexibilisierung der Nachfrage nicht absehbar ist.³²

Konventionelle Kraftwerke können am Strommarkt im Gegensatz zu dargebotsabhängigen Anlagen, wie bspw. Windkraftanlagen, flexibel gesteuert werden. Unter konventionellen Kraftwerken werden v. a. thermische Anlagen wie Kohle- oder Gaskraftwerke verstanden.

²⁷ Vgl. Erdmann & Zweifel (2008), S. 75

²⁸ Vgl. Erdmann & Zweifel (2008), S. 313

²⁹ Vgl. Konstantin (2009), S. 45

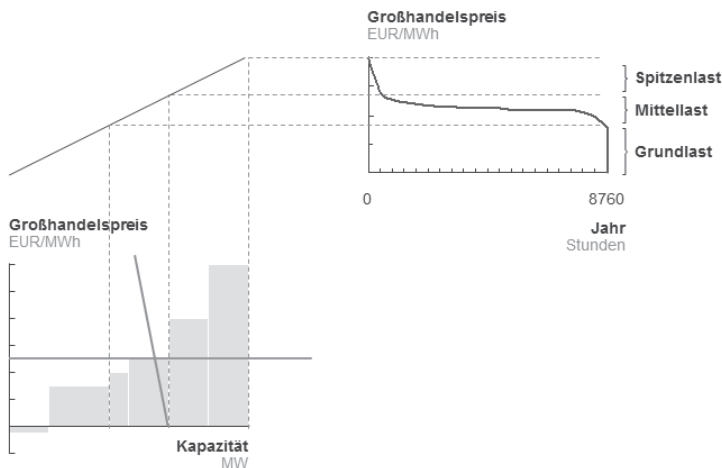
³⁰ Vgl. von Maier (2014), S. 144f

³¹ Vgl. Böckers et al. (2012b), S. 3; Cramton & Ockenfels (2012), S. 113ff

³² Vgl. DENA (2013), S. 34f

Diese flexibel einsetzbaren Kraftwerke werden am Energiemarkt benötigt, um auf schwankende Nachfrage reagieren bzw. fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausgleichen zu können. Für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss demnach flexibel steuerbare Erzeugungskapazität zumindest in Höhe der Spitzenlast verfügbar sein, auch wenn diese nur wenige Stunden im Jahr auftritt (siehe Abbildung 2).³³

Abbildung 2: Nachfragespitzen



Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an Green (2006), S. 23

Theoretisch würden sich die Spitzenlastkraftwerke in den wenigen Betriebsstunden über Knappheitspreise (Fly-ups), welche über die tatsächlichen kurzfristigen Grenzkosten hinausgehen, refinanzieren. In der Literatur wird dies als *Peak-Load-Pricing* bezeichnet. Aufgrund verschiedener Effekte sowie regulatorischer Rahmenbedingungen scheint eine wohlfahrtsoptimierende Markträumung allerdings auszubleiben. Gewisse konventionelle Kraftwerke können sich infolgedessen nicht refinanzieren, da die Investitions- und Kapitalkosten nicht aus dem Deckungsbeitrag gedeckt werden können. Es resultieren Unsicherheiten über zukünftige Marktverhältnisse, wodurch Investitionen von Seiten der Kraftwerksbetreiber gehemmt werden.³⁴ Parallel dazu hat sich Deutschland einem Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens 2022 verschrieben.³⁵ Als Konsequenz zeigt sich eine Reduktion der gesicherten Leistung,

³³ Vgl. Böckers et al. (2012b), S. 3

³⁴ Vgl. Böckers et al. (2012b), S. 3

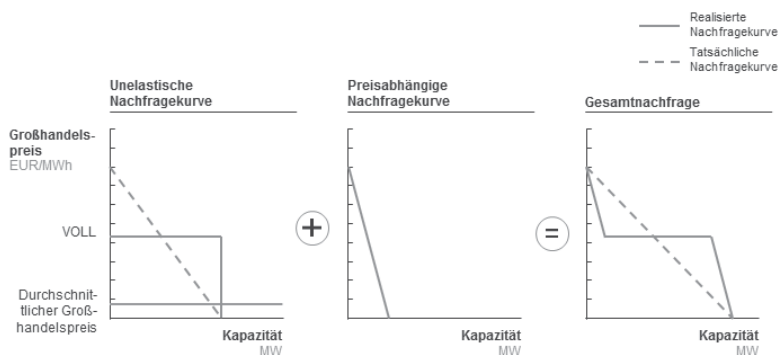
³⁵ Siehe Bundesgesetzblatt (2011)

welche zumindest in Teilen kompensiert werden muss, um nationale Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

2.2.1 Nachfrageflexibilität

Eines der grundlegenden Probleme des Strommarktes besteht in der Intransparenz des Preises zum Zeitpunkt der Konsumententscheidung. Endkunden, wie bspw. Haushaltskunden, haben typischerweise keine Möglichkeit, die Kosten pro kWh während des Verbrauchs zu erfahren. Daraus resultiert eine nahezu vollständig unelastische Nachfrage. Bei detaillierter Betrachtung lässt sich die Nachfrage am EoM allerdings in zwei Teilbereiche untergliedern: Einerseits gibt es jene Abnehmer, welche keine Möglichkeit zur individuellen Echtzeitmessungen oder Kontrolle des eigenen Strombedarfs haben. Diese Kunden können nicht auf konstante Preisänderungen reagieren und damit keine Elastizität in der Nachfrage erzeugen. Insofern würden diese Abnehmer die Nachfrage bis zur Erreichung des durchschnittlichen VoLL und ggfs. darüber hinaus oder einer Intervention seitens des TSO konstant halten. Andererseits existiert eine Kundengruppe, welche flexibel auf Preisänderungen reagieren kann. Diese Abnehmer würden ihre nachgefragte Last entsprechend ihrer VoLL anpassen. Typischerweise handelt es sich hierbei um Industriekunden, welche aufgrund des hohen Stromverbrauchs eine Echtzeitsteuerung des Stromverbrauchs durchführen. Durch Kombination beider Kurven kann eine schematische Nachfragekurve ermittelt werden (siehe Abbildung 3).³⁶

Abbildung 3: Zusammensetzung Gesamtnachfrage



Quelle: Hogan (2005), S. 10

³⁶ Vgl. Hogan (2005), S. 9f

Mittels Ausbau von Maßnahmen zur Nachfrageflexibilisierung könnte nun die gesamte Nachfragekurve näher an die tatsächliche Nachfragekurve herangeführt werden. In einer Knappheitssituation würden die Konsumenten entsprechend ihren Präferenzen reagieren. Entweder würde Last und somit Stromnachfrage reduziert werden, oder es würde über das Preissignal ein tatsächlicher Investitionsanreiz für den Kapazitätsausbau an die Erzeugungsunternehmen gesetzt werden.³⁷

Ersteres würde theoretisch dazu führen, dass weniger sicher verfügbare Kapazität bereitgestellt werden muss, womit eine Minimierung der gesamten Systemkosten verbunden ist.³⁸ Sowohl „Smart-Grid-“ als auch „Smart-Meter“-Lösungen entwickeln den Markt in Richtung transparenter und elastischer Nachfrage. Bei „Smart-Grid“ handelt es sich dabei um ein Energieinformationsnetz, welches eine Steuernetzschicht (Control Overlay) darstellt. Dabei können Stromflüsse auf Basis der Daten von Verbrauchern und Erzeugern gesteuert werden, um die Lasten entsprechend zu verteilen.³⁹ Als Teilbereich des Smart Grids stellen Smart Meter die Informationen auf Verbraucherseite zur Verfügung und können die Steuerung von Lasten beim Verbraucher übernehmen. Basierend auf dieser Technologie ist eine angebotsorientierte und tarifoptimierende Laststeuerung möglich. Diese intelligenten Systeme tragen dazu bei, die Transparenz im Stromnetz zu erhöhen.⁴⁰

Cramton & Ockenfels betrachten beide Technologien als effizientes Mittel, um Unzulänglichkeiten der Nachfrageseite zu beheben. Mit ausreichender Nachfrageelastizität wäre eine effiziente Markträumung gewährleistet.⁴¹ Aus diesem Grund plädieren Netzbetreiber und energienahe Institutionen wie beispielsweise die Deutsche Netzagentur (DENA) für einen raschen Ausbau der Speicher und Lastmanagement-Maßnahmen. Momentan ist allerdings nicht absehbar, zu welchem Zeitpunkt eine derart hohe Durchdringungsrate von „intelligenten“ Lösungen auf Nachfrageseite realisiert ist.⁴² Prognosen gehen davon aus, dass bis 2020 ein technisches Potenzial von 15 GW erreicht werden kann, wobei unter derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich maximal 2 GW nutzbar gemacht werden können. Selbst bei veränderten Rahmenbedingungen (z. B. einem Roll-out von Smart Metern) können in Deutschland bis 2020 nur 6,5 GW erschlossen werden.⁴³

³⁷ Vgl. Hogan (2005), S. 11

³⁸ Vgl. Böckers et al. (2012a), S. 12

³⁹ Vgl. Kühn (2011), S. 10

⁴⁰ Vgl. Kuller et al. (2011), S. 104

⁴¹ Vgl. Cramton & Ockenfels (2012), S. 116f

⁴² Vgl. DENA (2013), S. 34f

⁴³ Vgl. Agricola (2011), S. 8

Cramton & Ockenfels zeigen, dass unter den gegebenen Einschränkungen der Nachfrageelastizität das Problem der Versorgungssicherheit nicht gelöst werden kann. Die tatsächliche Nachfrage in Knappheitssituationen wird nicht durch die aktuelle Nachfragekurve reflektiert, da Opportunitätskosten der Konsumenten keine Berücksichtigung finden. Somit werden Preissignale, welche wichtig für Investitionsentscheidungen sind, nicht korrekt gesetzt. Einzig der Ausbau von Lastmanagement und die damit einhergehende Flexibilisierung der Nachfrage würden eine effiziente Lösung herbeiführen.⁴⁴

2.2.2 *Profitabilität konventioneller Erzeugungseinheiten*

Im Gegensatz zur Nachfrageflexibilisierung führen Entwicklungen auf Angebotsseite zu einer Verschlechterung der Versorgungssicherheit. Immer mehr Kraftwerksbetreiber reichen Stilllegungsanträge bei der Bundesnetzagentur ein. Laut einem Zeitungsbericht der „WELT“ soll es sich im Oktober 2013 bereits um 26 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtkapazität in Höhe von 6,735 MW handeln. Insbesondere moderne Gaskraftwerke sind hiervon betroffen, da diese nicht ausreichend Betriebsstunden aufweisen können.⁴⁵

Die reduzierte Auslastung von Gaskraftwerken kann am Beispiel der E.ON Kraftwerke in Irsching beobachtet werden. 2010 und 2011 wurden jeweils hochmoderne Gaskraftwerke mit Wirkungsgraden um 60 % in Betrieb genommen.⁴⁶ Dieser Kraftwerkstypus ist gekennzeichnet von hoher Effizienz und geringen Emissionswerten. Laut einem Bericht des Magazins „Stern“ liegen die Betriebszeiten der Kraftwerke zwischen 1.000 und 2.000 Betriebsstunden.⁴⁷ Ein wirtschaftlicher Betrieb dieser Kraftwerke stellt sich unter aktuellen Marktbedingungen allerdings erst ab etwa 4.000 Betriebsstunden ein.⁴⁸ Insofern können die fixen Betriebskosten durch die erwirtschafteten Deckungsbeiträge nicht gedeckt werden. Ein vergleichbares Bild zeigt sich bei RWE, welche bspw. 2013 zwei hochmoderne Vorschaltgasturbinen in Dauerkonservierung versetzt hat.⁴⁹ Die DENA bestätigt diese Berichte und plädiert für eine rasche Anpassung des Marktmechanismus, um u. a. Investitionssicherheit wiederherzustellen und Kraftwerksbauten zu forcieren.⁵⁰

⁴⁴ Vgl. Cramton & Ockenfels (2012), S. 118

⁴⁵ Vgl. <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article120722708/Deutschland-droht-ein-Kraftwerks-Engpass.html>, Stand: 09.04.2014

⁴⁶ Vgl. <http://www.eon.com/de/ueber-uns/struktur/asset-finder/irsching.html>, Stand: 09.04.2014

⁴⁷ Vgl. <http://www.stern.de/wirtschaft/news/einigung-von-eon-und-netzbetreiber-tennet-gaskraftwerk-irsching-bleibt-doch-am-netz-2003154.html>, Stand: 09.04.2014

⁴⁸ Eigene Berechnungen auf Basis der Annahmen der zugrunde liegenden Arbeit.

⁴⁹ Vgl. <http://www.rwe.com/web/cms/de/60142/rwe-power-ag/standorte/braunkohle/kw-weisweiler/>, Stand: 09.04.2014

⁵⁰ Vgl. DENA (2013), S. 28f

2.2.2.1 *Merit-Order-Effekte reduzieren Einsatzzeiten von gesicherter Kapazität*

Die Energy Roadmap 2050 der europäischen Union hebt die zukünftig steigende Bedeutung von EE und internationalem Handel hervor.⁵¹ Somit führt die Evolution des deutschen Energiemarktes durch den Ausbau von *erneuerbaren Energien (EE)* und die Stärkung der internationalen Verflechtungen zu *Merit-Order-Effekten (MOE)*, welche die Auslastung von Spitzenlastkraftwerken reduzieren. Regenerative Erzeugung ist einer der Schlüssel zu einer emissionsarmen Wirtschaft. Folglich haben sich die Mitgliedsstaaten der EU zu verbindlichen Ausbauzielen verpflichtet. Der Zubau an erneuerbaren Energien führt allerdings zu einem MOE und hemmt die Funktionsfähigkeit des Energiemarktes in seiner bisherigen Form. Verstärkt wird dies durch den Ausbau der Grenzkuppelstellen zwischen den einzelnen Staaten. Dabei besagt der MOE, dass durch neue (kostengünstige) Kraftwerkskapazität das bisher teuerste Kraftwerk aus dem Markt gedrängt wird. Sowohl regenerative Energien als auch Importe drängen sich in der Merit-Order vor Mittel- und Spitzenlastkraftwerke.⁵²

Böckers et al. konstatieren hierbei zwei Implikationen für den Kraftwerkspark: Erstens reduziert sich die Betriebszeit jener Kraftwerke mit den höchsten variablen Kosten. Typischerweise handelt es sich um flexibel steuerbare, konventionelle Kraftwerke, welche kurzfristig aktiviert werden können, um elektrische Energie zu erzeugen. Handelt es sich bei der neu hinzugefügten Kapazität um ein flexibel steuerbares Kraftwerk, hat dies keine Auswirkung auf die Versorgungssicherheit. Der Markt regelt sich selbst, indem teure Technologie durch eine günstigere ersetzt wird. Im Falle des Zubaus von erneuerbarer Energie wird allerdings kontrollierte Erzeugung⁵³ durch nicht steuerbare Leistung ersetzt. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind erneuerbare Energien in der Stromerzeugung intermittierend („dargebotsabhängig“), d. h. sie unterliegen größtenteils externen Wetterbedingungen wie Sonnenstunden oder Windgeschwindigkeiten. Diese Faktoren können demnach nicht beeinflusst werden, weswegen Solar- und Windanlagen intermittierende Erzeugungskapazitäten darstellen und nicht bzw. nur zum Teil zu sicher verfügbaren Kapazitäten⁵⁴ gezählt werden können.⁵⁵ Durch den Effekt auf die Merit-Order werden allerdings Spitzenlastkraftwerke aus dem Markt gedrängt und die gesamte sicher verfügbare Leistung reduziert sich. Fällt diese sogenannte *Firm Capacity* unter die Gesamtnachfrage (*Peak Demand*), besteht die Gefahr eines Black-outs, sofern zum Zeitpunkt der Spitzenlast keine erneuerbare Energie eingespeist wird.

⁵¹ Vgl. EU-Commission (2012), S. 2

⁵² Vgl. Tveten et al. (2013), S. 763f

⁵³ Kontrollierte Erzeugung im Sinne von beliebig steuerbarer Leistung (=gesicherte Kapazität).

⁵⁴ Durch eine regionale Ausbreitung auf beispielsweise Europa könnte mittels statistischer Methoden der Leistungskredit auf installierte Kapazität erhöht werden.

⁵⁵ Vgl. Erdmann & Zweifel (2008), S. 300

Implikationen von Kapazitätsmärkten auf das
Akteursverhalten

Eine spieltheoretische Analyse des
Investitionsverhaltens deutscher Energieerzeuger
Gruber, S.

2015, XXV, 199 S. 76 Abb., Softcover

ISBN: 978-3-658-09356-3