

Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0

Berlin, 31.08.2015



Hintergrund

Die gegenwärtige Marktsituation im Stromgroßhandel befeuert seit inzwischen 3 Jahren die Debatte um eine mögliche Weiterentwicklung des bestehenden Marktdesigns. Die inzwischen zahlreichen Kraftwerksstilllegungen mit ihren Folgen für die Versorgungssicherheit in Deutschland und insbesondere für den süddeutschen Raum haben Zweifel an der Leistungsfähigkeit bestehenden Energy-only-Marktdesigns hervorgerufen.

Um dessen Leistungsfähigkeit zu überprüfen hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) zwei Gutachten erstellen lassen, die diese Frage beantworten sollten. Die Veröffentlichung dieser Gutachten im Juli 2014 war Grundlage für den folgenden Grün- und Weißbuchprozess. Schon frühzeitig wurde die Präferenz des BMWi für das Modell eines EOM 2.0 ggf. mit Ergänzung durch eine Marktreserve deutlich. Dabei wurden die Zweifel an den Annahmen der Gutachter und den darauf basierenden Ergebnissen weitgehend vernachlässigt.

Die hier vorgelegte Analyse erweitert und vertieft die detaillierte Kritik an den sowohl dem Grün- als auch dem Weißbuch des BMWi zugrundeliegenden Grundannahmen und -analysen, die in der vorangegangenen Analyse von Öko-Institut und LBD Beratungsgesellschaft für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie bereits im Februar 2015 vorgelegt wurden.



Link auf unseren Bericht » **Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion**«.

<http://www.oeko.de/oekodoc/2218/2015-003-de.pdf>

Gliederung

1. Zusammenfassung der Kritik am EOM 2.0 mit Marktreserve
 2. Das Konzept des irreversiblen EOM 2.0
 3. 10 Kritikpunkte am irreversiblen EOM 2.0
 4. Analyse der Wettbewerbssituation
- Anlagen A – E



01

Zusammenfassung der Kritik am EOM 2.0 mit Marktreserve



Zusammenfassung der Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0 (1/4)

Kritik 1: Mit der Positionierung des BMWi für einen EOM 2.0 sind die genannten politischen Positionen verbunden:

- Der Staat verzichtet unwiderruflich auf Eingriffe in die Preisbildung des EOM. Dies gilt auch in zyklischen Knappheitssituationen mit Preisschocks, die erst durch Investitionen aufgelöst werden können.
- Dies beinhaltet praktisch den Ausschluss einer kartellrechtlichen Preismissbrauchskontrolle.
- Die Eingriffsfreiheit muss ohne Prüfungsvorbehalt gesetzlich geregelt sein. Das heißt die Politik müsste Knappheitssituationen mit sog. Brown-outs und teilweisem Lastabwurf tolerieren.

Eine gesetzliche Selbstverpflichtung, politische Eingriffe in einen Markt auszuschließen, kommt einer politischen Selbstbeschneidung gleich.

Die **Energiewende** ist ein ehrgeiziges politisch und gesellschaftlich getriebenes Projekt, das **nicht allein aus den Kräften freier Märkte** entstanden wäre. Aus diesem Grund **wird die Politik** – wie sie es schon heute tut – **weiterhin und dauerhaft** die Regeln dieses Marktes **gestalten**.

Eine politische Selbstverpflichtung zur eingriffsfreien Preisbildung im EOM ist daher weltfremd und wird **Wunschdenken** bleiben.

Kritik 2: Die Ergebnisse der Szenariorechnungen bilden eine **riesige Bandbreite ab. Diese** ist Ausdruck der **Unsicherheit** der zugrunde zu liegenden **Rahmenbedingungen**, deren Entwicklungen sowie deren **Wirkung**. Selbst die Gutachter des BMWi sind sich uneinig und kommen mit Blick auf die inländisch verfügbaren Kraftwerke zu einer Kapazitätslücke zwischen 5 GW (Frontier/Consentec) und 25 GW (r2b). Auf dieser Grundlage können keine politischen Entscheidungen getroffen werden.

Zusammenfassung der Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0 (2/4)

Kritik 3: Selbst wenn **Preissignale** im EOM 2.0 erzeugt werden würden, entstünden neue Kraftwerkskapazitäten nicht über Nacht. Im Zeitraum zwischen der Entstehung des Preissignals und der kommerziellen Verfügbarkeit zusätzlicher Kapazitäten kann ein **erheblicher Kapazitätsmangel** mit der Folge von Versorgungsunterbrechungen entstehen.

Kritik 4: Neue Kapazitäten kannibalisieren das Preissignal, welches ihre eigene Refinanzierung sicherstellen soll. Ein Preissignal genügt nicht für den Anreiz von Investitionen, sondern die Preiserwartung muss über den Amortisationszeitraum erfüllt werden.

Kritik 5: Der bestehende **Kraftwerkspark kann die steigenden technischen Anforderungen nicht bedienen**. Häufige Starts und lange Stillstandszeiten sind mit dem bestehenden Anlagenpark nicht realisierbar. Der im Spitzenlastsegment notwendige Umbau des Kraftwerksparks erfordert zuverlässige Preissignale für Investoren.

Kritik 6: Bei **Inanspruchnahme der Marktreserve** ist jeder einzelne Anbieter und jeder einzelne Nachfrager marktbeherrschend, weil sein Verhalten den Markträumungspreis bestimmen kann (gemessen am RSI gilt: Angebot–Nachfrage < 1). Das heißt, dass sich auch einzelne Nachfrager (Demand Response) am Verhalten bei wirksamem Wettbewerb messen lassen müssen.

Zusammenfassung der Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0 (3/4)

Kritik 7: Das **Mark-up-Verbot begrenzt das Deckungsbeitragspotenzial** für die Kraftwerksbetreiber. Spitzenpreise können gar nicht entstehen, weil diese stets durch die Grenzkosten der markträumenden Kapazität begrenzt werden. Im Referenzmarkt für einen **funktionierenden EOM in Texas** sind Spitzen- und Knappheitspreise reguliert.

Das **Ausbleiben von Geboten der Nachfrageflexibilität** in den erwarteten Größenordnungen, die erratischen Preisentwicklungen in Knappheitssituationen sowie die damit einhergehenden Schwierigkeiten für die Refinanzierung von notwendigen Spitzenlastkraftwerken hat u.a. für den texanischen Markt dazu geführt, dass seit Juni 2014 **Knappheitspreise durch regulatorische Intervention erzeugt** bzw. massiv verstärkt werden. Über die sog. Operating Demand Resonse Curve (ODRC) werden auf regulatorischem Wege Preiszuschläge erzeugt, die von der Knappheitssituation abhängen und deren Höhe auf einer regulatorischen Annahme des Value of Lost Load beruhen (ERCOT 2014). Bei einer regulatorisch bestimmten kritischen Last ersetzt der Regulierer den Marktpreis durch einen **administrativen Preis in Höhe von bis zu 9.000 USD/MWh**.

Kritik 8: Eine unregulierte Preisbildung im EOM birgt das Risiko erheblicher Mehrbelastungen für den Verbraucher. Sollte eine Marktreserve von 5.000 MW in der obersten Nachfragespitze in Anspruch genommen werden, hätte dies rund 50 Einsatzstunden zu Folge.

Die Marktreserve würde eingesetzt werden, wenn an der EEX keine Markträumung erfolgte und nach gegenwärtiger Höchstpreisbegrenzung im Day-ahead-Markt ein Preis von 3.000 Euro/MWh gesetzt würde (nach Auffassung des BMWi ist eine Preisobergrenze von 20.000 Euro/MWh zu setzen). Aus 50 h mit rund 84.000 MW ergäbe sich ein Zuschlag auf den Basepreis in Höhe von ungefähr 20 Euro/MWh und eine Mehrbelastung für den Konsumenten in Höhe von ungefähr 12,5 Mrd. Euro. Dieser Wert ist vielfach höher als der LBD-Mark-up-Wert für 2006.

Zusammenfassung der Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0 (4/4)

Kritik 9: Unregulierte Knappheit führt zu keinem stabilem Cashflow und ist **keine ausreichend verlässliche Amortisationsbasis für Kapazitäten**. Erst länger andauernde, tiefe Frostperioden in Zentraleuropa führen zu hoher Last und entsprechender Knappheit. Knappheitssituationen in strengen Wintern führen zu erheblichen Knappheitskosten für den Konsumenten. In milden Wintern stellt Frankreich 20.000 MW Überkapazität bereit. Wer auf Knappheit wettet, der wettet auf einen kalten Winter in Südfrankreich, der selten ist.

Ist jedoch in Frankreich der Winter warm, werden die Kapazitäten dort nicht für die Wärmeversorgung benötigt, es stehen also mehrere 1.000 MW an Überkapazität für den Export nach Deutschland zur Verfügung. Die Marktreserve in Deutschland wäre nicht eingesetzt. Das Missing-money-Problem bleibt ungelöst.

Kritik 10: Die temperaturabhängige Unsicherheit von Importen und Exporten erfordert die Verantwortung der Nationalstaaten für Versorgungssicherheit. Heute ist Deutschland in kalten Wintern in der überwiegenden Anzahl an Stunden Exporteur. Insbesondere der deutsch-französische Stromaustausch verändert sich bei niedrigen Temperaturen zulasten der deutschen Leistungsbilanz. Der EOM gewährleistet keine sichere Versorgung auf Ebene der Nationalstaaten und macht Deutschland somit auch vom regulatorischen Rahmen in den Nachbarstaaten abhängig.

02

Das Konzept des irreversiblen EOM 2.0

EOM, Knappheit, Knappheitspreise und Mark-ups – Was ist das?

Die Möglichkeit, Mark-ups in den Markt zu bieten, sowie eine preiselastische Nachfrage sind wesentliche Voraussetzungen für die Funktionsfähigkeit des EOM.

Die Preiselastizität der Nachfrage ist unbekannt und wird durch die Gutachter des BMWi unterschiedlich beurteilt.

In der Diskussion des Marktdesigns vor dem Hintergrund der Wettbewerbspreise werden verschiedene Begriffe verwendet, die im Folgenden kurz erläutert werden sollen.

1 Die schwarze Linie zeigt die grenzkostenbasierte Merit-Order des deutschen Kraftwerksparks. 2 Die grünen Linien zeigen preisunelastische Nachfragesituationen zu verschiedenen Zeitpunkten.

Dort wo sich Nachfrage und das Angebot schneiden, 3 liegt der Market Clearing Price, also der Preis zu dem alle Nachfrager beliefert werden bzw. den alle Anbieter, die zur Deckung der Nachfrage benötigt werden, erhalten.

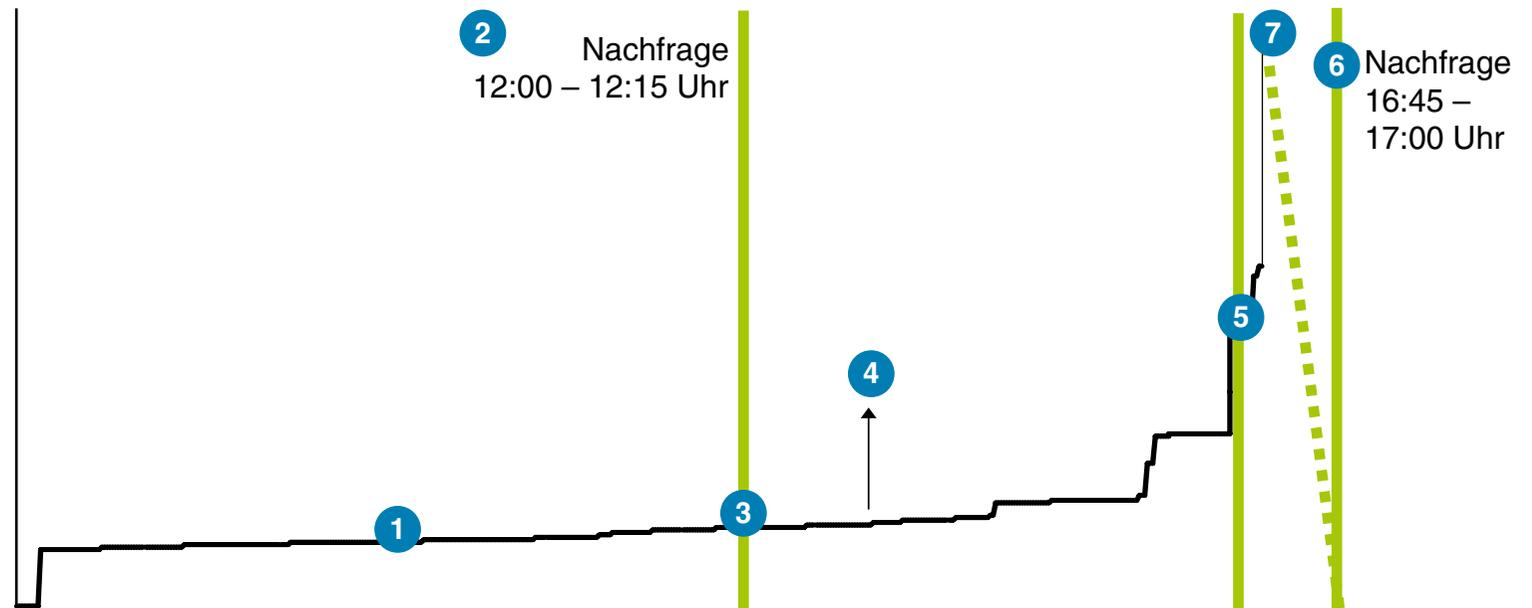
In einigen Situationen entstehen Preise bzw. Mark-ups, die oberhalb der tatsächlichen Grenzkosten der Anbieter liegen 4. Diese Aufschläge gegenüber den Grenzkosten sind bei intensiven Wettbewerb nicht realisierbar.

5 Bei sehr hoher Nachfrage kommen die teuersten Kraftwerke im Kraftwerkspark zum Einsatz. Abhängig von der Wettbewerbsintensität können hier auch signifikante Mark-ups generiert werden.

6 Erst wenn keine Markträumung mehr möglich ist und beispielsweise eine Marktreserve zum Einsatz kommt, entstehen Knappheitspreise, die heute technisch bei 3.000 Euro/MWh im Day-ahead-Markt bzw. 10.000 Euro/MWh im Intraday-Handel begrenzt sind.

7 Eine wesentliche Annahme des EOM 2.0 ist, dass die Nachfrage preiselastisch ist, also bei höheren Preisen zurückgeht und so in Knappheitssituationen eine Markträumung erlaubt. Über die tatsächliche Preiselastizität besteht bereits unter den Gutachtern des BMWi erhebliche Uneinigkeit.

Erläuterung von Mark-ups und Knappheitspreisen anhand einer Merit-Order



Konzept des irreversiblen EOM 2.0

Die Unternehmen sollen auch in Knappheiten frei in der Preisbildung sein. Dies erfordert ein Verbot politischer Einmischung in die Bildung von Spitzenpreisen, einen Ausschluss kartellrechtlicher Untersuchungen in Bezug auf Marktbeherrschung und Preismissbrauch in Knappheitssituationen. Ob der im Weißbuch angekündigte gemeinsame Leitfaden des BKartA und der Markttransparenzstelle bestehende Unsicherheiten ausräumen kann, ist unklar. Ein Konzept zur Beurteilung des noch akzeptierten Niveaus, der noch akzeptierten Häufigkeit für Knappheitspreise gibt es bisher nicht.

Darüber hinaus muss die Politik eine Einmischung in die Bereitstellung von Kapazitäten mit entsprechender Wirkung auf die Wettbewerbsintensität durch Instrumente wie das KWKG oder die Verordnung zu abschaltbaren Lasten unterlassen.

Im Grünbuch war der »**Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt**« ein eigenes Kapitel gewidmet. Das BMWi bezog innerhalb des Textes keine explizite Position für eine der Optionen. Implizit wurde früh deutlich, dass das BMWi nicht für einen Kapazitätsmarkt votiert, sondern für das Konzept des EOM 2.0 plus einer Kapazitätsreserve.

Mit dem Weißbuch positioniert sich das BMWi klar für eine Weiterentwicklung zum EOM 2.0 plus Kapazitätsreserve und gegen einen Kapazitätsmarkt¹. Zentrale Bestandteile dieser Position sind:

- **Marktversagen** ist eine Folge staatlicher Eingriffe.
- Verzichtet der Staat auf Eingriffe, wird der Markt funktionieren.
- **Zahlungsbereitschaft** führt immer zu einem Angebot am Markt.
- Auf Eingriffe verzichten heißt, dass Anbieter und Nachfrager **frei in der Preisbildung** sein müssen. D.h. keine Preisobergrenzen und keine strategische Reserve mit indirekter preisbegrenzender Wirkung durch einen Interventionspreis.
- **Investoren müssen in den Markt vertrauen können.** Dazu gehört auch, dass sie darauf vertrauen können, dass der Staat nicht in den Markt eingreift. Deshalb muss gesetzlich klar sein, dass der Staat auf Eingriffe verzichtet.
- Es soll eine Kraftwerksreserve zur Deckung der obersten Spitzenlast vorgehalten werden. Es geht hier um Kraftwerke, die praktisch nicht zum Einsatz kommen (und deshalb nicht amortisiert werden können), die jedoch für die Versorgungssicherheit erforderlich sind (BMW: 5% der Last, ca. 4.000 MW).

1) Bereits vorher wurde im Rahmen verschiedener Veranstaltungen diese Präferenz geäußert (Handelsblatttagung, BDEW-Tagung, Konferenz mit den Länderministern)



YouTube-Link zum Vortrag »**Ein Strommarktdesign für die Energiewende**« von Rainer Baake, Staatssekretär im BMWi, auf der Smart Renewables im Februar 2015

<https://www.youtube.com/watch?v=N1z9LBpDYRc>

Das BMWi sagt auch, wenn man nicht zu einem gesetzlichen Eingriffsverbot bereit sei, dann müsse ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden.

In aller Konsequenz heißt dies, dass das BMWi für eine irreversible Weiterentwicklung des EOM 2.0 votiert. **Die Irreversibilität soll gesetzlich geregelt sein.** Markteingriffe und die Weiterentwicklung zu einem Kapazitätsmarkt sollen ausgeschlossen werden.

Im Weißbuch wurde ein Leitfaden angekündigt, der wettbewerbsrechtliche Unsicherheiten zur Zulässigkeit von Preisspitzen ausräumen soll. Bundeskartellamt und Markttransparenzstelle streben hierfür ein gemeinsames Papier an, welches darlegen soll, wann Mark-ups erlaubt sind und wann nicht. Bisher ist jedoch nicht erkennbar, mit welchem Konzept zulässige Preisspitzen von missbräuchlichem Verhalten abgegrenzt werden sollen.

03

10 Kritikpunkte am irreversiblen EOM

Kritik 1 – Eingriffsfreiheit ist Wunschdenken

Die Energiewende ist ein ehrgeiziges, politisch und gesellschaftlich getriebenes Projekt, das nicht allein aus den Kräften freier Märkte entstanden wäre. Aus diesem Grund wird die Politik – wie sie es schon heute tut – weiterhin und dauerhaft die Regeln dieses Marktes gestalten.

Eine politische Selbstverpflichtung zur eingriffsfreien Preisbildung im EOM ist daher weltfremd und wird Wunschdenken bleiben.

Der Strommarkt ist ein **Geschöpf der Rechtsordnung**. Es handelt sich nicht um einen natürlichen Markt, der sich aus Angebot und Nachfrage heraus gebildet hat. Der Strommarkt ist ein künstlich geschaffener Markt, der nur auf Grundlage eines definierten, niedergeschriebenen Regelwerkes funktionieren kann. Er ist stark reguliert und **unterliegt ständigen politischen Eingriffen**, die **Wirkung auf Wettbewerbsintensität, Preis- und Margenniveau** haben.

Auf der **politischen Agenda** stehen zahlreiche Themen, die Einfluss auf die Preisbildung im EOM haben. Auch die im Weißbuch skizzierten Maßnahmen werden die Preisbildung im EOM beeinflussen, insbesondere seien hier genannt:

- KWKG-Novelle
- Weiterentwicklung der Netzreserve
- Ausgestaltung einer Marktreserve
- Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte

Weiterhin wird im **Weißbuch** die Formulierung verwendet:

»Um die Klimaziele zu erreichen, sind flankierende Instrumente zum Strommarkt erforderlich.«

Darunter versteht das BMWi u.a. die Überführung von Braunkohlekraftwerken in eine Kapazitätsreserve und deren anschließende Stilllegung. Weiterhin gibt das Weißbuch flüchtige Eindrücke, wie die langfristige Entwicklung aussehen soll. So heißt es im Ausblick auf die weitere Entwicklung des Strommarktes 2.0:

»Die Perspektive auf das Strommarktdesign verschiebt sich: Neben den Zielen für den Stromsektor muss das Strommarktdesign zukünftig stärker auch die anderen Ziele der Energiewende wie die Steigerung der Energieeffizienz berücksichtigen.«

Das Weißbuch, das zunächst freie Preisbildung ankündigt, öffnet bereits die Tür für zukünftige Markteingriffe.

Die Energiewende ist ein ehrgeiziges, politisch und gesellschaftlich getriebenes Projekt, das nicht allein aus den Kräften freier Märkte entstanden wäre. Aus diesem Grund wird die Politik – wie sie es schon heute tut – weiterhin und dauerhaft die Regeln dieses Marktes gestalten.

Eine politische Selbstverpflichtung zur eingriffsfreien Preisbildung im EOM ist daher weltfremd und wird Wunschdenken bleiben.

Kritik 2 – Die Unsicherheiten der Modellrechnungen zur Kapazitätsausstattung erlauben keine Entscheidung (Details Anlage A)

Die Gegenüberstellung der verschiedenen Studien und Analysen zeigt große Bandbreiten auf:

- Bestenfalls kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass bis 2025 jederzeit ausreichend gesicherte Kapazitäten in Deutschland zur Verfügung stehen, um den Bedarf sicher zu decken.
- Schlimmstenfalls wird eine (nationale) Kapazitätslücke von bis zu 30 GW prognostiziert.

Diese riesige Bandbreite ist Ausdruck der Unsicherheit, der zugrunde zu liegenden Rahmenbedingungen, deren Entwicklungen sowie deren Wirkung.

Dabei kommen selbst die Gutachter des BMWi r2b und Frontier/Consentec in ihren Analysen zu Kapazitätslücken in der Bandbreite zwischen 5 GW und 25 GW im Jahr 2025.

Die Abbildung zeigt die Entwicklung der disponiblen Kraftwerkskapazitäten im Zeitraum bis 2025 und stellt den Kapazitätsbedarf gegenüber.

Bis zum Jahr 2018 wird die verfügbare disponible Kapazität auf 98 GW sinken.

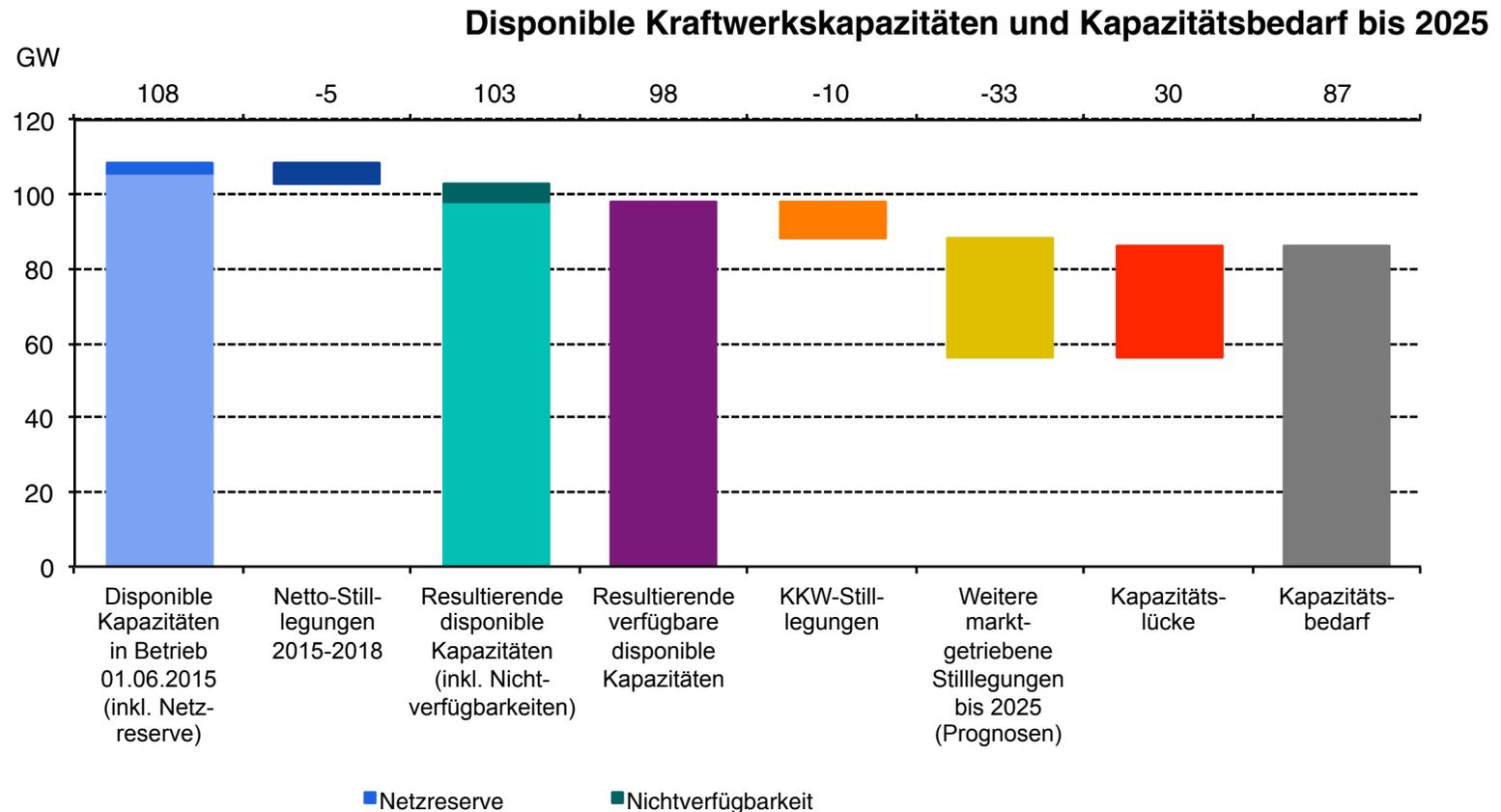
In der Periode bis 2025 werden dann auch die letzten sieben Kernkraftwerke mit einer Kapazität von 9,5 GW vom Netz gehen.

Darüber hinaus summieren sich die weiteren marktgetriebenen Stilllegungen bis 2025 auf Werte von bis zu 33 GW. r2b als Gutachter des BMWi

erwartet nur einen Kapazitätsbestand von 63 GW im Jahr 2025, IER/DLR im pessimistischen Szenario sogar nur einen Kapazitätsbestand von 54 GW. Auf Basis dieser Zahlen errechnet sich für das Jahr 2025 eine Kapazitätslücke von bis zu 30 GW.

Diese Lücke müsste gedeckt werden durch:

- Marktreserve
- Neubau/Retrofit
- Demand Response
- Importe.



Quellen: BNetzA, ÜNB, R2B, Consentec, Projektionsbericht 2015, Annahmen LBD, Berechnungen LBD

Kritik 3 – Das Fristigkeitsproblem

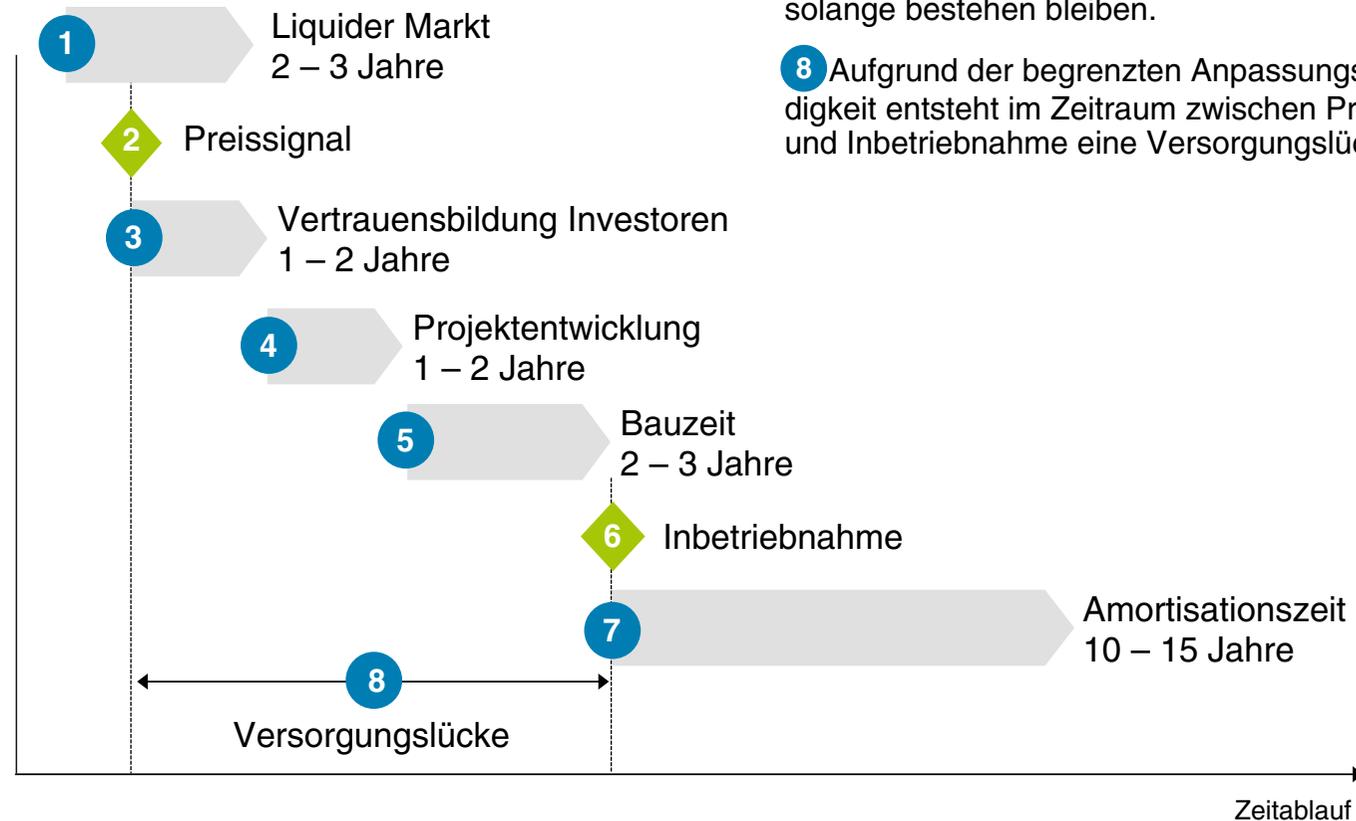
Selbst wenn Preissignale im EOM 2.0 erzeugt werden würden, entstünden neue Kraftwerkskapazitäten nicht über Nacht. Im Zeitraum zwischen der Entstehung des Preissignals und der kommerziellen Verfügbarkeit zusätzlicher Kapazitäten, kann ein erheblicher Kapazitätsmangel mit der Folge von Versorgungsunterbrechungen entstehen.

Neue Kapazitäten kannibalisieren das Preissignal, welches ihre eigene Refinanzierung sicherstellen soll.

Ein Preissignal genügt nicht für den Anreiz von Investitionen, sondern die Preiserwartung muss über den Amortisationszeitraum erfüllt werden.

Kraftwerksinvestoren benötigen für ihre Investitionsentscheidung eine **Markteinschätzung für die Zukunft**. Diese Markteinschätzung muss den gesamten Investitionszeitraum abdecken. Das bestehende Marktdesign kann dies nicht leisten.

- 1 Der Markt ist für einen Zeitraum **von 2 bis 3 Jahren liquide**.
- 2 Vor dem Hintergrund der kritischen Erfahrungen von Investoren mit Marktprognosen, wird es erst eines belastbaren Preissignals im Spotmarkt (Knappheit) bedürfen, bevor sich dies im Terminmarkt widerspiegelt.
- 3 Investoren werden abwarten, ob die Knappheitspreise von der Politik toleriert werden oder es zu



Eingriffen kommt. Ist Vertrauen geschaffen, entsteht Investitionsbereitschaft.

- 4 Die **Projektentwicklung dauert je nach Anlagenart, Standort und Genehmigungs-lage 1 bis 2 Jahre**.
- 5 Die Bauzeit für neue Kraftwerke beträgt je nach Anlagenart 2 bis 3 Jahre, solange keine unvorhergesehenen Ereignisse eintreten.
- 6 Die Inbetriebnahme, mit der die Knappheits-situation beseitigt wird, **folgt 3 bis 7 Jahre nach dem Preissignal**. Für bereits genehmigte und **fertig entwickelte Standorte** sinkt die **Projektrealisierungs-dauer auf 2 bis 3 Jahre**.
- 7 In der Amortisationszeit müssen Knappheitspreise solange bestehen bleiben.
- 8 Aufgrund der begrenzten Anpassungsgeschwin-digkeit entsteht im Zeitraum zwischen Preissignal und Inbetriebnahme eine Versorgungslücke.

Kritik 4 – Preissignale im bestehenden Marktdesign kannibalisieren sich selbst

Selbst wenn Knappheitspreise entstehen, drohen zyklische Preisschocks.

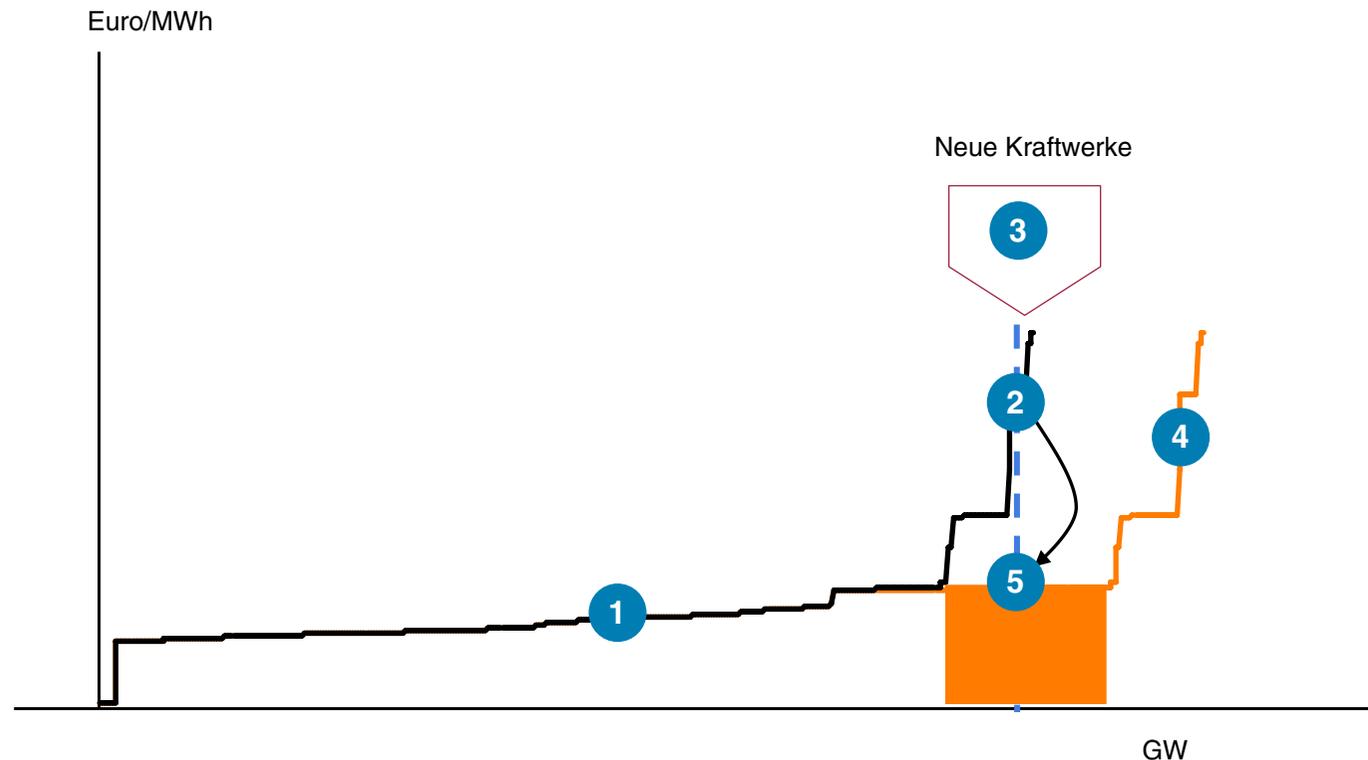
- 1 Die schwarze Linie zeigt eine Merit-Order vor Investitionen.
- 2 Bei hoher Nachfrage mit knappen Investitionen entstehen Preisspitzen, die bei ausreichender Höhe und Häufigkeit neue Investitionen anreizen.
- 3 Diese neuen Kapazitäten lösen die Knappheits-situation auf.
- 4 Dies geschieht, weil sie die Angebotskurve nach rechts verschieben.

- 5 In der Folge verschwinden Knappheitspreise aus dem Markt. Ein dauerhaft ausreichendes Preisniveau, um die Wirtschaftlichkeit neuer Kapazitäten zu gewährleisten, ist deshalb kaum zu erreichen.

Neue Investitionen kannibalisieren ihr eigenes Knappheitspreissignal und entziehen so die Grundlage der eigenen Wirtschaftlichkeit.

Der EOM bedeutet langfristig ein systemisches Risiko für die Versorgungssicherheit.

Wirkung neuer Kraftwerke auf die Merit-Order



Kritik 5 – Umbau des Kraftwerksparks

In der Grafik ist ein Überblick über die dramatischen Veränderungen beim Einsatz konventioneller Kraftwerke mit Einspeisung in das Übertragungsnetz dargestellt. Diese Kraftwerken werden zukünftig zum Ausgleich der Einspeisung aus Wind- und Solarerzeugung sowie zur Spitzenlastdeckung benötigt werden.

Die Kurven basieren auf historischen Daten und einer Prognose für das Jahr 2024. Betrachtet werden jeweils die 1.000 Stunden mit der höchsten vertikalen Netzlast (Residuallast in Deutschland).

Drei wesentliche Entwicklungen können dieser Darstellung entnommen werden:

- 1 Im Jahr 2007 wurden nur ca. 6 GW Kraftwerke weniger als 1.000 Stunden jährlich benötigt.
- 2 Im Jahr 2014 stieg dieser Wert bereits rund 10.000 MW.
- 3 Zukünftig werden rund 15.000 MW weniger als 1.000 Benutzungsstunden aufweisen.

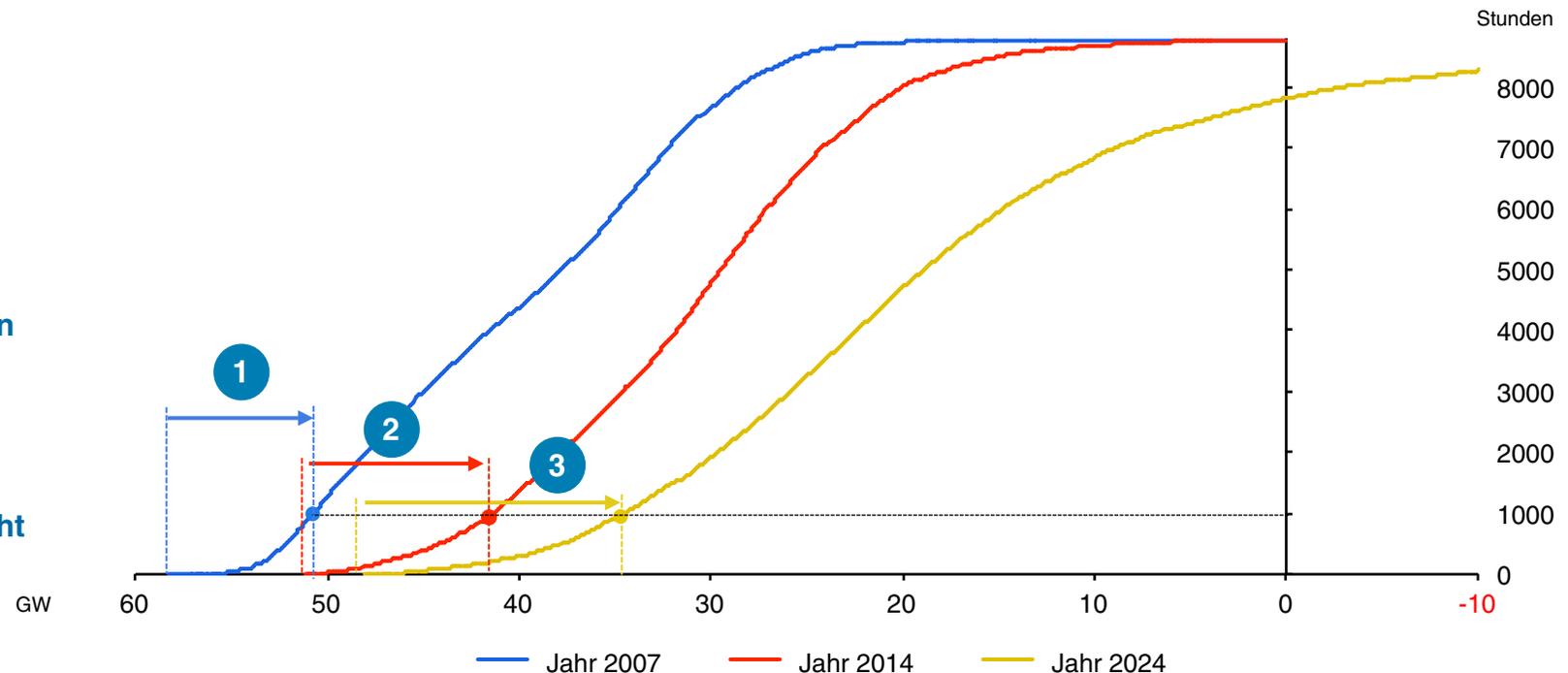
Die Nachfrage im Spitzenlastbereich wird sich radikal verändern. Ca. 15.000 MW Spitzenlast wird weniger als 1.000 Stunden im Jahr eingesetzt.

Der steigende Anteil der stark fluktuierenden Erzeugung aus erneuerbaren Energien erhöht den Bedarf an Flexibilität im Energiesystem.

Die zur Deckung der Spitzenlast notwendigen Anlagen können sich in den wenigen Einsatzstunden nicht refinanzieren.

Neben der wirtschaftlichen Herausforderung sind die heute verfügbaren (Dampf-)Kraftwerke nicht auf so wenige Einsatzstunden ausgelegt. Die häufigen Stillstandszeiten erfordern in jedem Fall technische Anpassungen.

Einsatz konventioneller Kraftwerke zum Ausgleich der erneuerbaren Energien



Quelle: Netzentwicklungsplan 2014; Netzbetreiber, LBD-Berechnungen; Stand: 2014

Kritik 6 – Die Marktreserve als Versicherung gegen Engpässe führt systematisch zu Marktmacht (Details Anlage B)

Nach den Maßstäben des BKartA müssten systematisch 10% Überkapazität vorgehalten werden.

Abhängig von der Größe der Marktreserve wird deutlich, dass der RSI-Wert 1,1 in einer erheblichen Anzahl Stunden unterschritten wird, und zwar deutlich häufiger als im vom BKartA herangezogenen Grenzwert 5% der Jahresstunden zulässig wäre. Bei rund 11 GW Marktreserve würde der RSI in 5% der Jahresstunden kleiner als 1,1 sein.

Selbst der RSI-Wert von 1,0 wird in 50 bis rund 320 Stunden unterschritten. In diesen Situationen ist jeder Marktteilnehmer in der Lage beliebig Preisangebote im Markt durchzusetzen.

Ein politischer oder kartellrechtlicher Eingriff in die Preisbildung in diesen Stunden müsste ausgeschlossen werden.

Die Grafik zeigt den RSI für den Gesamtmarkt (Kapazität aller Marktteilnehmer dividiert durch die Nachfrage). Bei Abruf einer Marktreserve ist der RSI per Definition für alle Marktteilnehmer < 1 . Eine Markträumung ohne Einsatz der Reserve ist nicht möglich.

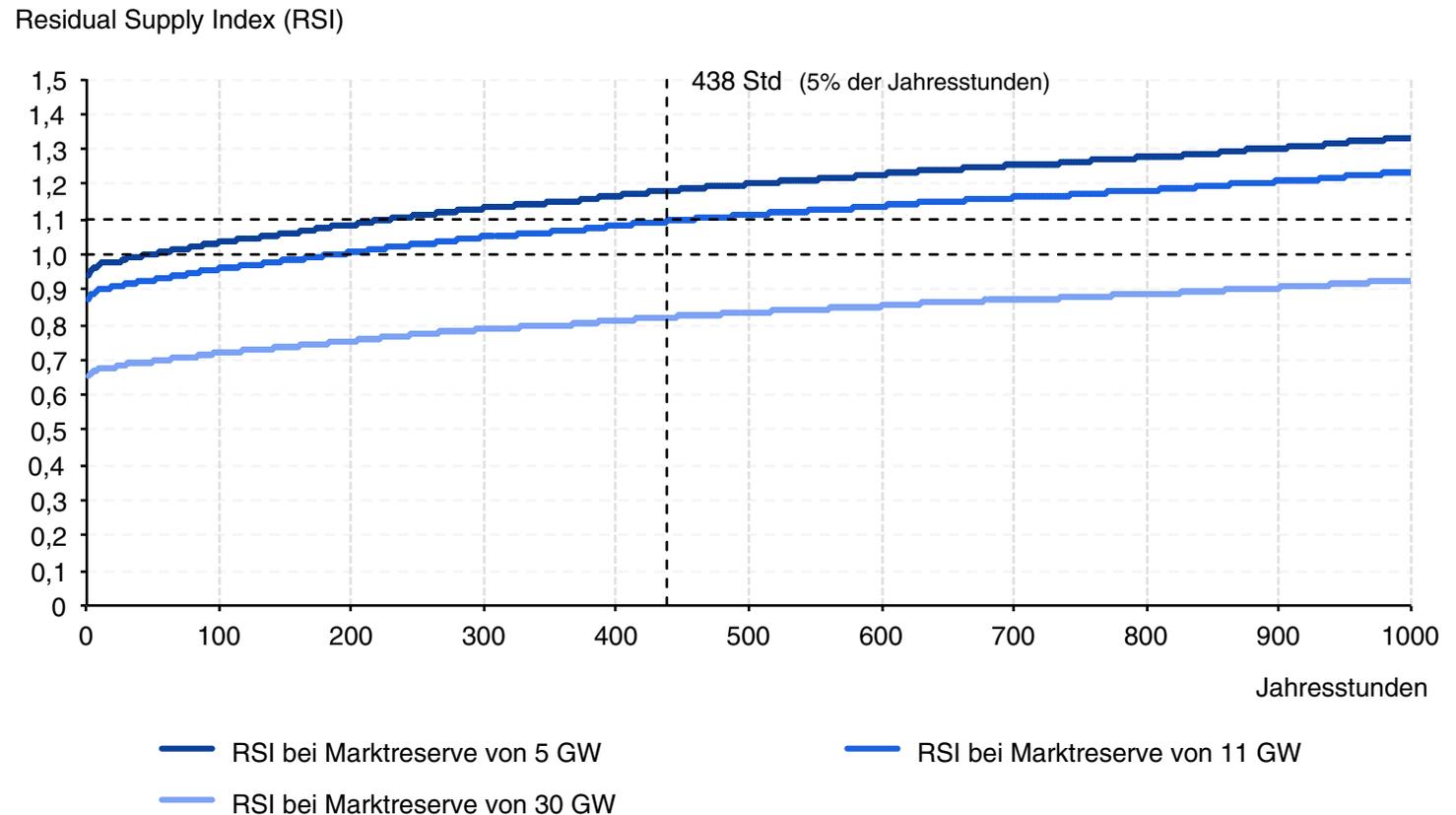
Der RSI misst den Anteil, zu dem die übrigen Wettbewerber im Markt mit ihren Erzeugungskapazitäten die Nachfrage alleine befriedigen könnten. RSI-Werte < 1 bedeuten, dass einzelne Marktakteure zur Deckung der Nachfrage unverzichtbar sind. Das BKartA ist der Auffassung,

dass üblicherweise in dem Fall, in dem der RSI in mindestens 5% der gemessenen Zeiträume unter einem Schwellenwert von 1,1 liegt, Marktmacht anzunehmen ist. Bei Abruf einer Marktreserve ist der RSI per Definition für alle Marktteilnehmer < 1 .

Die Grafik zeigt den RSI in Abhängigkeit der Größe der Marktreserve bzw. der marktbedingten Kapazitätslücke.

In Stunden mit einem RSI $< 1,1$ bzw. < 1 können einzelne Marktteilnehmer potenziell marktmächtig sein und über erhebliche Preissetzungsspielräume verfügen.

Der RSI für 5 GW, 10 GW und 20 GW Marktreserve



Quelle: Netzbetreiber, LBD-Berechnungen; Stand: 07/2015

Kritik 7 – Kartellrecht als Begrenzung für Deckungsbeitragspotenzial von Kraftwerken

(Details Anlage C)

Die Unsicherheit hinsichtlich Mark-up-Verboten begrenzt das Deckungsbeitragspotenzial für die Kraftwerksbetreiber.

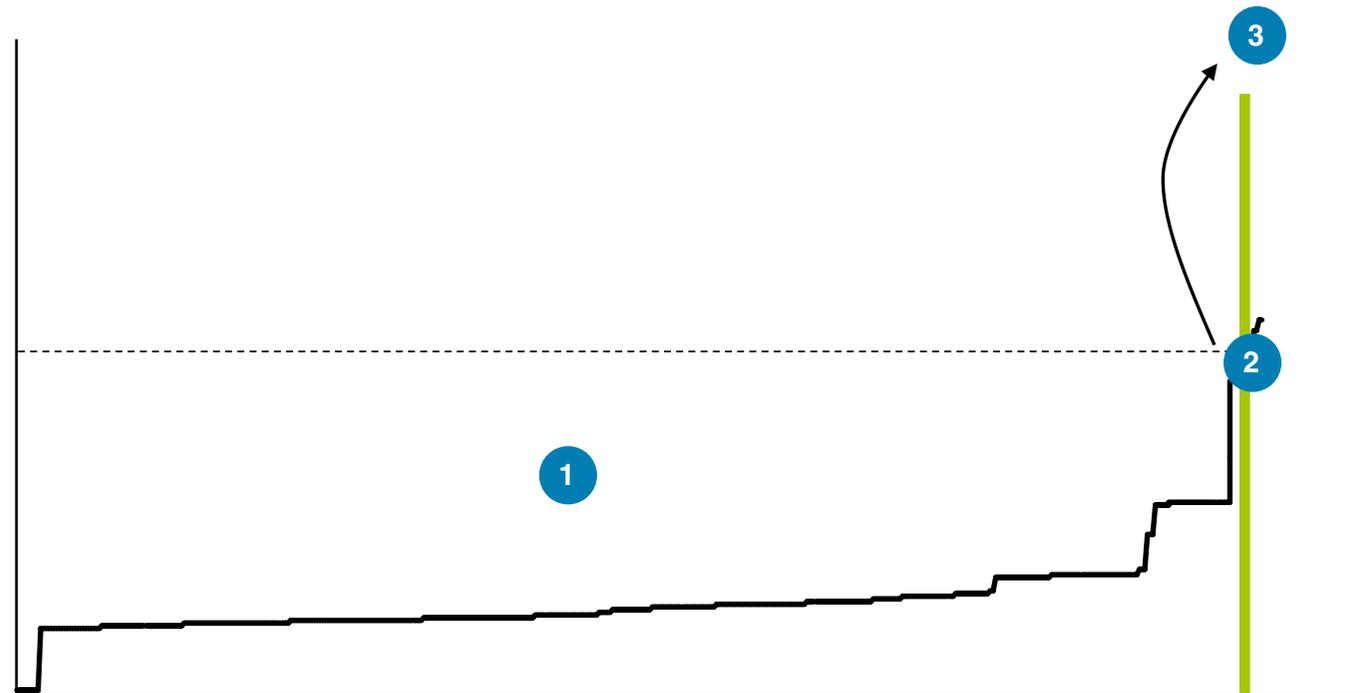
Diese Unsicherheit soll durch den Leitfaden des Bundeskartellamtes zur Zulässigkeit von Mark-ups begrenzt werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Mark-ups weiterhin nicht uneingeschränkt erlaubt sein werden.

Spitzenpreise können gar nicht entstehen, weil diese stets durch die Grenzkosten der markträumenden Kapazität begrenzt werden.

- 1 Kraftwerke mit relativ hohen Benutzungsstunden (weit links in der Merit-Order) können immer dann Deckungsbeiträge auf ihre Fixkosten erzielen, wenn nachfragebedingt ein teureres Kraftwerk zum Einsatz kommt.
- 2 Spitzenlastkraftwerke können bei einem grenzkostenbasierten Market Clearing Price keinen Deckungsbeitrag auf ihre Fixkosten erzielen. Für die Deckung der Fixkosten von Spitzenlastkraftwerken sind Mark-ups zwingend erforderlich.
- 3 In Knappheitssituationen bzw. Stunden mit Marktmacht und ausreichenden Preissetzungsspielraum bei den Kraftwerksbetreiber können

Spitzenlastkraftwerke signifikante Mark-ups generieren. Dies ist jedoch aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der Bedeutung des bestehenden Kartellrechts und eines aus dem Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) resultierende Mark-up-Verbots nicht möglich. Auch die Marktüberwachung im Rahmen der REMIT trägt zu regulatorischer Unsicherheit in Bezug auf die Zulässigkeit von Preisspitzen bzw. Mark-ups bei.

Notwendigkeit von Mark-ups



Kritik 8 – Knappheit bzw. Marktmacht auf Anbieterseite erhöht die Belastung der Verbraucher erheblich (Details Anlage D)

Marktmacht in wenigen Stunden kann zu einem Vielfachen der Erzeugermargen führen, die unter den heutigen Wettbewerbsbedingung realisiert werden.

Eine Selbstverpflichtung von Eingriffen in die Preisbildung abzusehen, erscheint in Extremsituationen kaum durchhaltbar.

Die Wirkung von Knappheit kann aufgrund der Marktmacht einzelner Marktteilnehmer und der Unkenntnis der tatsächlichen Preiselastizität der Nachfrage nicht sicher ermittelt werden.

Deshalb ist in unten stehender Matrix, abhängig von den durchschnittlichen Leistungen während der Spitzenlaststunden, mit verschiedenen Preisen gerechnet worden.

Selbst bei nur 50 Stunden Knappheit jährlich entstehen unter der Annahme von Preisspitzen zwischen 500 und 10.000 Euro (technisches Maximum im Intraday-Spot-Handel) Mehrkosten in Höhe von rund 2,1 bis 40 Mrd. Euro.

Bei einer Reserve von 15 GW entsteht in rund 300 Stunden Knappheit. Diese führt bereits bei moderaten Preisspitzen von 500 Euro/MWh zu rund 12 Mrd. Euro Mehrkosten.

Bei einer Reserve von 5 GW entstehen in etwa 50 Stunden Knappheit. Dies bedeutet eine Mehrbelastung zwischen 2 und 42 Mrd. Euro, abhängig von der Höhe der Preisspitzen. Bei einer Reserve von 30 GW entstehen in etwa 1.500 Stunden Knappheit. Bei moderaten Preisspitzen in Höhe von 500 Euro/MWh entstünden hier bereits rund 50 Mrd. Euro Mehrbelastung. Dieser Wert ist vielfach höher als der LBD-Mark-up-Wert für 2006.

Je 10 Mrd. Euro Mehrkosten für den Verbraucher erhöht sich der Strompreis um ca. 18 Euro/MWh.

Preise	Anzahl Stunden		
	50 h	300 h	1.500 h
500 Euro/MWh	2.100 Mio Euro	11.700 Mio Euro	49.700 Mio Euro
1.000 Euro/MWh	4.200 Mio Euro	23.300 Mio Euro	99.300 Mio Euro
3.000 Euro/MWh	12.500 Mio Euro	70.000 Mio Euro	297.900 Mio Euro
10.000 Euro/MWh	41.800 Mio Euro	233.300 Mio Euro	993.100 Mio Euro

* Durchschnittliche Leistung in Top 50h: rund 84 GW; Top 300 h: rund 78 GW; Top 1500 h: rund 66 GW

Kritik 9 – Knappheitspreise sind wettergetrieben

Die Spitzenlast eines Jahres schwankt in Frankreich zwischen Warm- und Kaltjahren um rund 20 GW.

In Jahren mit milden Wintern verfügt Frankreich über hohe Überkapazitäten und ist somit Exporteur.

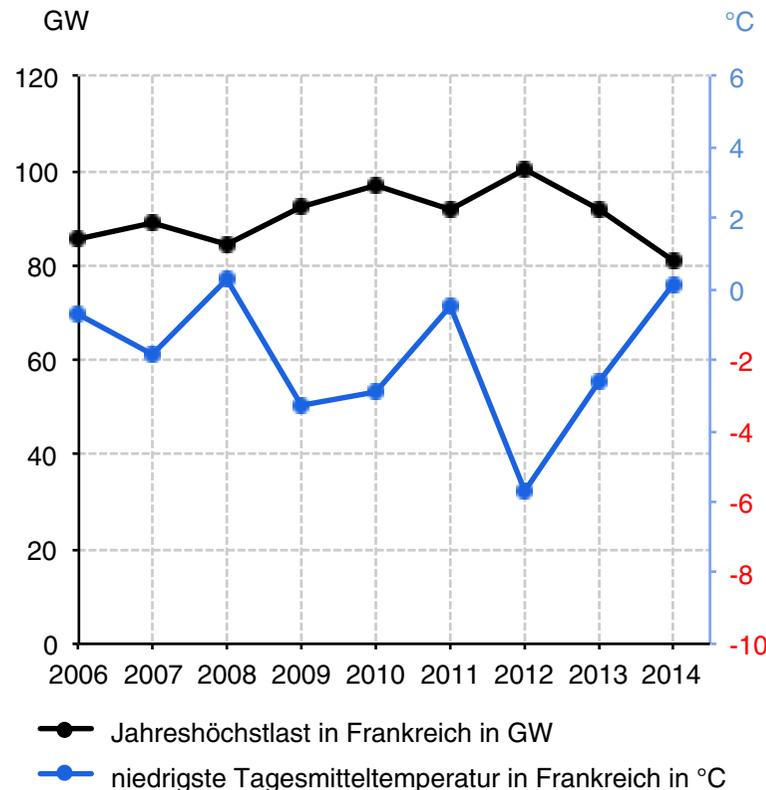
In wärmeren Jahren bestehen in Frankreich mehr als 10 GW Überkapazitäten – rund 11% der deutschen Spitzenlast –, die zur Deckung der deutschen Nachfrage verfügbar sind.

Zusätzlich entsteht erhebliche Unsicherheit aus der verfügbaren Windleistung in Höchstlast-situationen, die ebenfalls erhebliche Unsicherheit für die Entstehung von Knappheit und somit Spitzenpreisen bedeutet.

Die Grafiken verdeutlichen den Zusammenhang der Temperatur in Frankreich zur Spitzenlast. Dargestellt ist die Entwicklung seit 2006, da erst ab diesem Zeitpunkt hoch aufgelöste Lastinformationen für Frankreich verfügbar sind.

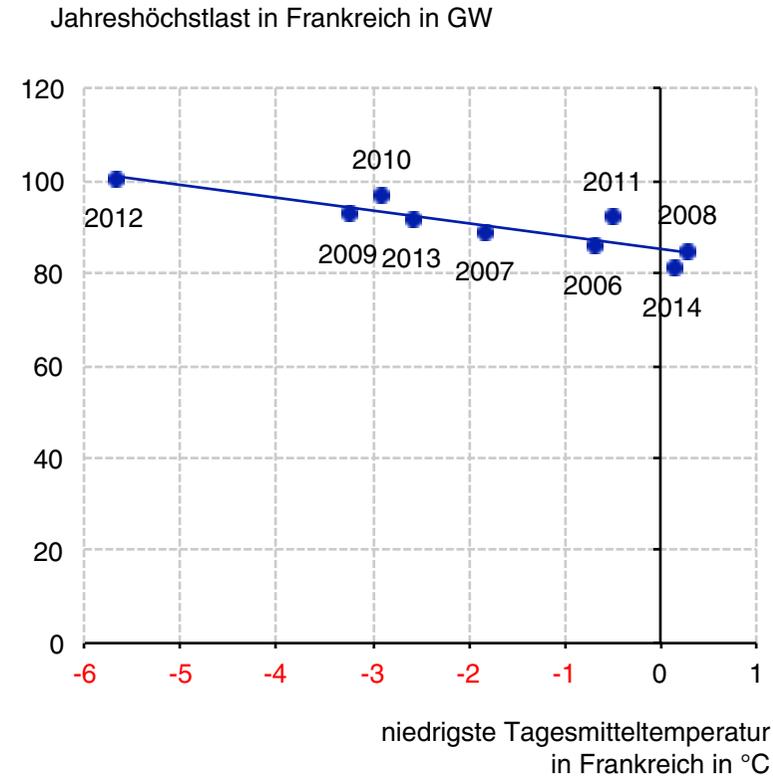
Der mit Abstand kälteste Winter in diesem Zeitraum war im Jahr 2012. Dieser führte zu einer Spitzenlast in Höhe von rund 100 GW. In den milden Wintern des Jahres 2008 und 2014 hingegen wurden nur Spitzenlasten von 81 GW bis 85 GW erreicht.

Erst bei niedrigen Temperaturen wird somit der gesamte Kapazitätsbestand in Frankreich benötigt. In wärmeren Jahren bestehen in Frankreich mehr als



10 GW Überkapazitäten, die zur Deckung deutscher Spitzenlast beitragen können und entsprechend der Entstehung von Knappheitspreisen entgegenstehen. Dies macht rund 11% der deutschen Spitzenlast aus.

Die starke Temperaturabhängigkeit der Stromnachfrage in Frankreich verdeutlicht, dass für die Versorgungssicherheit im kontinentaleuropäischen Markt bedrohliche Knappheitssituation durch sehr seltene und nicht längerfristig vorhersagbare Wetterphänomene geprägte Situationen entstehen, die aber ein gravierendes Ausmaß annehmen können. Die ähnlich gelagerte Situation bei der Stromerzeugung durch Windkraftanlagen verschärft diese Problematik nochmals.



Quelle: Entso-E; WeatherSpark.com; LBD-Berechnungen; Stand 07/2015

Kritik 10 – Unsicherheit von Importen und Exporten erfordert die Verantwortung der Nationalstaaten für Versorgungssicherheit

Deutschland ist bei niedrigen Temperaturen mit hoher Wahrscheinlichkeit Netto-Exporteur von Strom. Ein wesentlicher Treiber hierfür ist die Verfügbarkeit von Leistung aus Windkraftanlagen in Höchstlast-situationen.

Aus diesem Grund muss die Verantwortung für Versorgungssicherheit auf Ebene der Nationalstaaten geregelt sein.

Die Deckung der Spitzenlast muss auf nationaler Ebene abgesichert werden.

Die Dimensionierung von (nationalen) Kapazitätsreserven sollte im europäischen Verbund abgestimmt werden, um unnötige Überkapazitäten zu vermeiden.

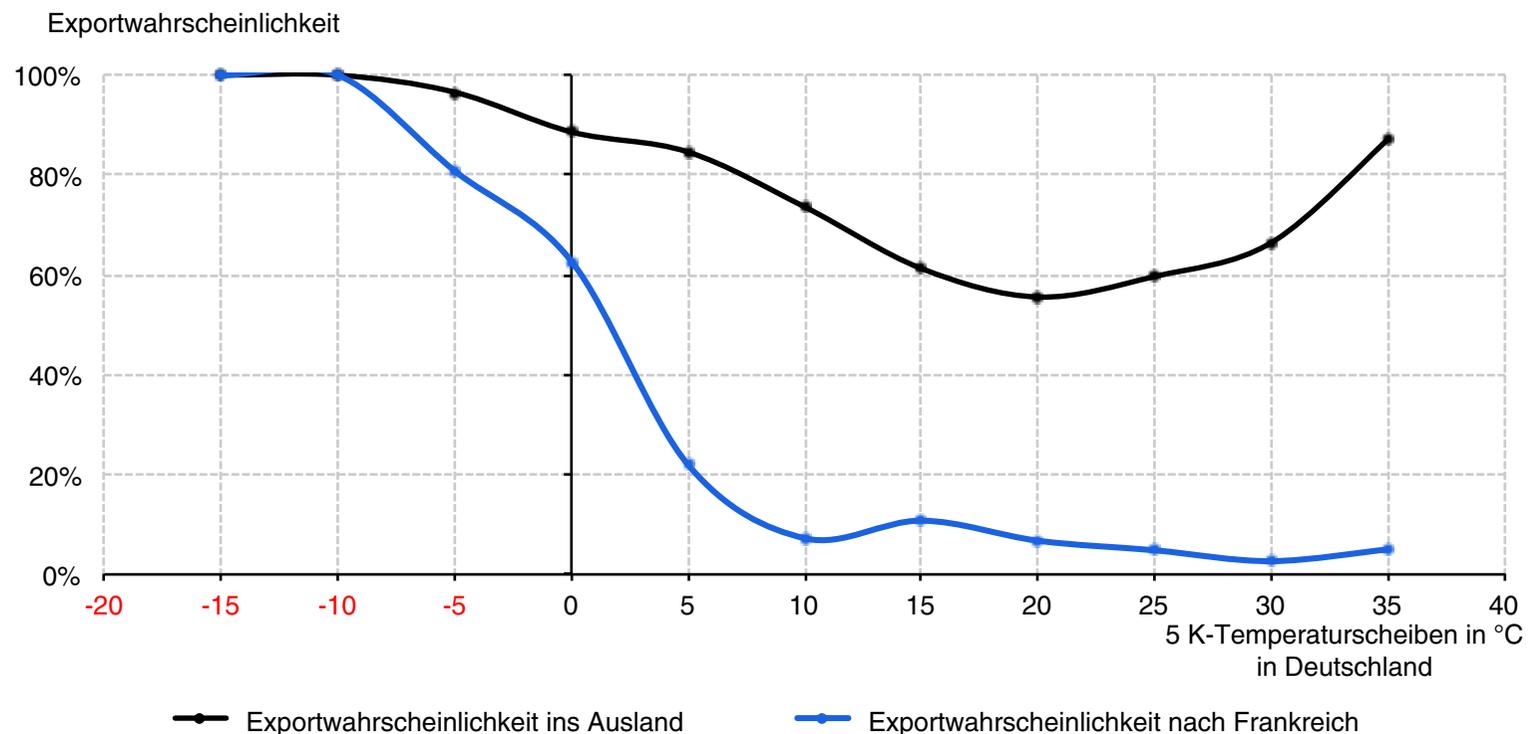
Die Grafik zeigt die Wahrscheinlichkeit von Export-situationen von Deutschland in das benachbarte Ausland in Abhängigkeit der Temperatur.

Für die Auswertung wurde im Zeitraum 2012 bis 2014 betrachtet. Dargestellt ist die relative Häufigkeit der Stunden bzw. Wahrscheinlichkeit, mit der in einem Temperaturfenster von 5 K exportiert wurde.

Dabei wird deutlich, dass insbesondere bei sehr niedrigen Temperaturen Deutschland nahezu ausnahmslos Exporteur ist. Insbesondere für Frankreich wird deutlich, dass mit sinkender

Temperatur die Wahrscheinlichkeit von Exporten nach Frankreich enorm zunimmt. Bei Temperaturen unter $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ wurde in den vergangenen drei Jahren mit mehr als 60% Wahrscheinlichkeit Strom nach Frankreich exportiert. Bei höheren Temperaturen hingegen wird in deutlich mehr Stunden Strom von Frankreich nach Deutschland geliefert.

Ob bei dieser Unsicherheit Im- und Exporte zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden können, muss daher bezweifelt werden.



Quelle: Entso-E; WeatherSpark.com; LBD-Berechnungen; Stand 07/2015

04

Analyse der Wettbewerbssituation



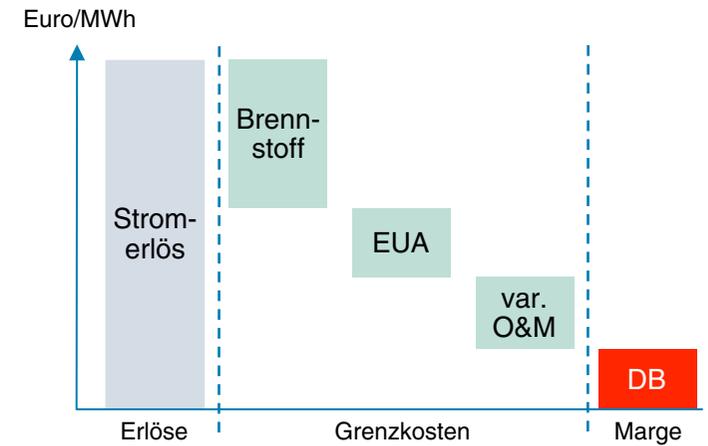
Entwicklung der Kraftwerksmargen

Dargestellt ist die Entwicklung der Erzeugermargen (zur Deckung der fixen Kosten und des Gewinns) für folgende Referenzkraftwerke:

- 1 Neues Steinkohlekraftwerk (45%)
- 2 Bestehendes Steinkohlekraftwerk (39%)
- 3 Bestehendes Steinkohlekraftwerk (34%)
- 4 GuD-Kraftwerk (58% Hi)

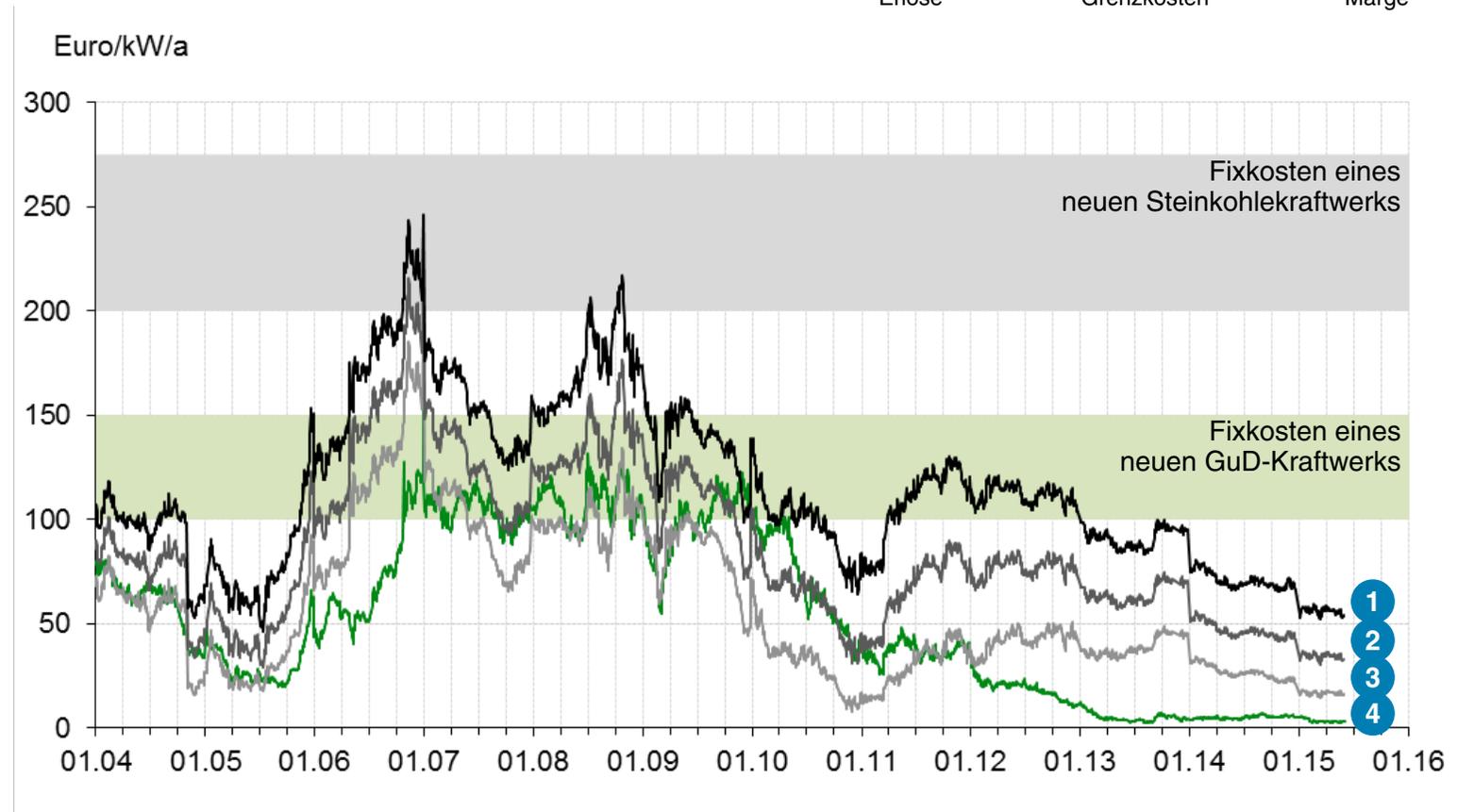
Zur Ermittlung der Marge wird für jeden Handelstag der Kraftwerkseinsatz für eine Stromlieferung im Folgejahr berechnet.

Prinzip der Erzeugermargenberechnung*



Die Analyse der Erzeugermargen anhand von Referenzkraftwerken veranschaulicht die Entwicklung der Wettbewerbsintensität. Sie bildet jedoch lediglich einen Auszug des Gesamtmarktes ab.

Im Folgenden wird deshalb eine Methodik vorgestellt, die – basierend auf einer Analyse der Spotpreise der vergangenen Jahre – die Entwicklung der Wettbewerbssituation im Gesamtmarkt quantitativ herleitet.



* Berechnung für jede Stunde im Jahr und Addition aller Stundenwerte eines Jahres.; Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analyse, Stand: 01.06.2015

Methoden zur Analyse der Wettbewerbssituation: Lerner-Index und Residual Supply Index (RSI)

Unter Verwendung insbesondere des RSI kommt die Monopolkommission in ihrem Gutachten zu dem Schluss, dass derzeit keine Einzelmarktbeherrschung auf dem Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom besteht.

Beide Indizes werden nachfolgend einer kritischen Würdigung unterzogen.

Im September 2013 hat die Monopolkommission mit dem Sondergutachten »Energie 2013 – Wettbewerb in Zeiten der Energiewende« ihr viertes Gutachten gemäß § 62 EnWG zum Energiemarkt vorgelegt.

Die Monopolkommission nimmt darin zum Stand und zur absehbaren Entwicklung des Wettbewerbs Stellung und beurteilt u.a. die Frage, ob funktionsfähiger Wettbewerb auf dem Markt der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität in der Bundesrepublik Deutschland besteht.

In diesem Zusammenhang bewertet die Monopolkommission auch die Marktstruktur und Marktmacht auf dem Markt für den Erstabsatz konventionell erzeugten Stroms.

Zur Bewertung von Marktmacht greift die Monopolkommission dabei auf zwei in der wissenschaftlichen Literatur verwendeten Indikatoren zurück: den Lerner-Index und den Residual Supply Index (RSI).

Indizes zur Messung von Marktmacht

$$LernerIndex_i = \frac{Preis - Grenzkosten_i}{Preis}$$

$$RSI_i = \frac{Marktkapazität - Kapazität_i}{Marktnachfrage}$$

Bedeutung

Misst die Marge zwischen Preis und Grenzkosten

Misst den Anteil, zu dem die übrigen Wettbewerber im Markt mit ihren Erzeugungskapazitäten die Nachfrage alleine befriedigen könnten.

Schwellenwerte

Der Lerner-Index kann prinzipiell Werte zwischen 0 und 1 annehmen:

L=0, gar keine Marktmacht,
L=1, maximale Marktmacht

Der RSI kann sowohl Werte größer als auch kleiner 1 annehmen. Das Bundeskartellamt (BKartA) ist der Auffassung, dass üblicherweise in dem Fall, in dem der RSI in mindestens 5% der gemessenen Zeiträume unter einem Schwellenwert von 1,1 liegt, Marktmacht anzunehmen ist.

Kritische Würdigung der Indizes zur Messung von Marktmacht

Aufgrund der aufgeführten
Kritikpunkte erscheinen uns die von
der Monopolkommission*
herangezogenen Indizes als nicht
hinreichend belastbar für eine
Bewertung der Marktrealität.

Vielmehr sind weitere empirische
Untersuchungen notwendig.

$$\text{LernerIndex}_i = \frac{\text{Preis} - \text{Grenzkosten}_i}{\text{Preis}}$$

- Der Lerner-Index drückt (relativ zum Preisniveau) aus, wie stark ein Marktakteur seinen Preis oberhalb der Grenzkosten setzen kann.
- In der Realität kann der Lerner-Index jedoch nicht zuverlässig berechnet werden, da die Grenzkosten der Akteure nicht bekannt sind.
- Diese müssen auf Basis von Annahmen und Abschätzungen modelliert werden, was die Aussagekraft des Index vermindert.
- Gleichzeitig bedeutet die Methodik, dass höhere Margen bei höheren Grenzkosten zulässig wären. Tatsächlich ist die notwendige bzw. angemessene Marge aber unabhängig von der Höhe der Grenzkosten. Demzufolge wäre eine absolute Kennzahl einer relativen vorzuziehen.
- Der Lerner-Index eignet sich als »Preis zu Kosten Index« damit nicht uneingeschränkt für eine empirische Analyse des Strommarkts.
- Erforderlich ist vielmehr eine Analyse der Mark-ups auf einer »Preis zu Preis« Basis, d.h. auf Basis der Gebote bei wirksamem Wettbewerb.

$$\text{RSI}_i = \frac{\text{Marktkapazität} - \text{Kapazität}_i}{\text{Marktnachfrage}}$$

- Ein Problem der Anwendung des RSI liegt in der Festlegung der Schwellenwerte, bei deren Unterschreiten Marktmacht angenommen wird.
- Für die vom BKartA angenommenen Schwellenwerte (RSI < 1,1 in 5% der Zeit), die auch London Economics in einer Studie für die DG Wettbewerb verwendet, wurde keine eigene empirische oder tiefere analytische Fundierung vorgenommen.
- Vielmehr verweisen die meisten Studien in diesem Zusammenhang auf eine Untersuchung, die für den kalifornischen Energiemarkt vorgenommen wurde.**
- Eine empirische Verifizierung oder Präzisierung dieser Grenze und auch des problematischen Anteils an Stunden wäre notwendig.
- Die Untersuchung des kalifornischen Energiemarkts ist als einzige relevante Information in diesem Zusammenhang generell nicht ausreichend, um hieraus belastbare Erkenntnisse über die Marktmacht auf dem für Deutschland relevanten Markt abzuleiten.

* Monopolkommission (2013): Energie 2013 – Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, Sondergutachten gem. § 62 Abs.1 EnWG;

** Sheffrin, Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, 2002, aufrufbar unter <http://www.caiso.com/docs/2002/12/05/2002120508555221628.pdf>

Alternative Methodik zur Analyse der Wettbewerbssituation anhand von Preisspreads bzw. Mark-ups (Details Anlage E)

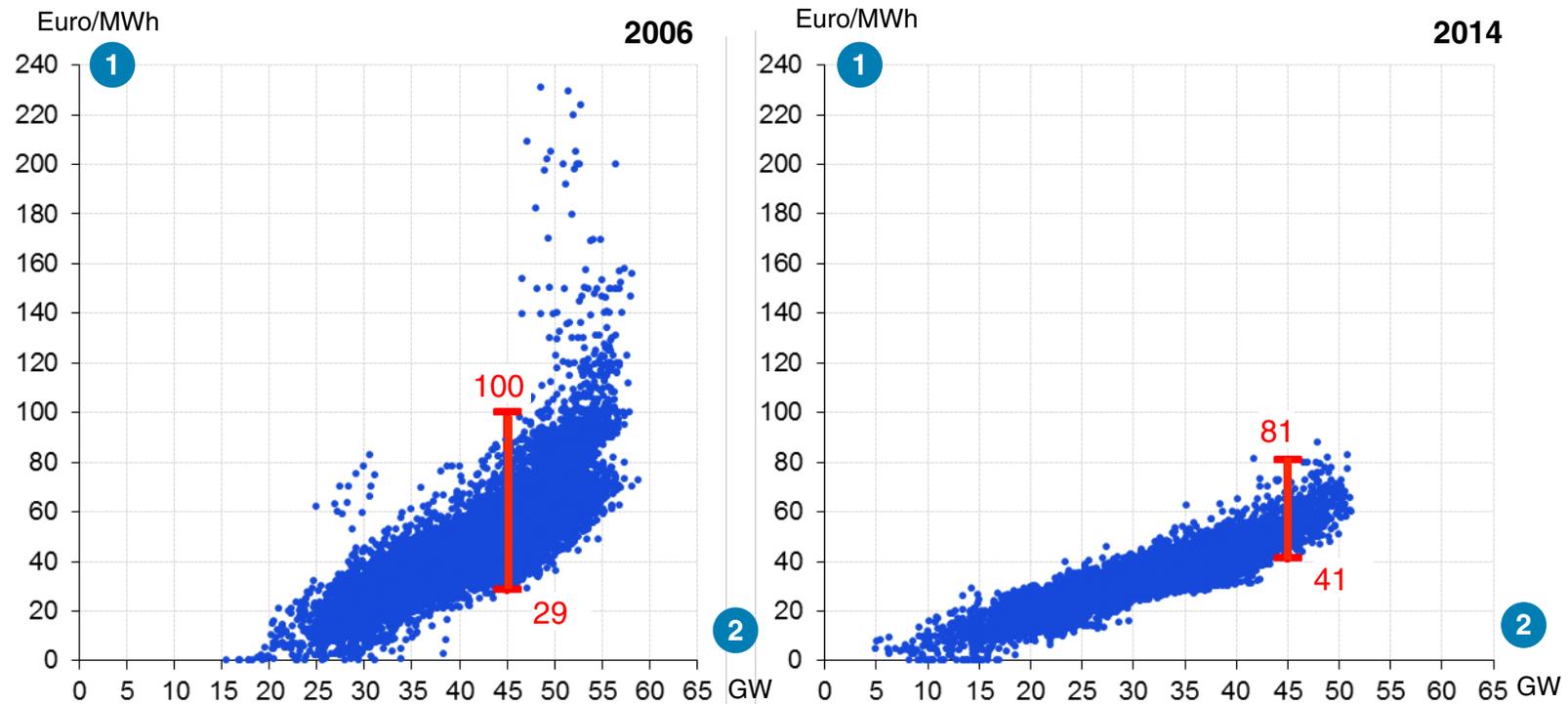
Der Vergleich der Jahre 2006 und 2014 verdeutlicht, wie stark der Preissetzungsspielraum für Mark-ups gesunken ist. Dies ist Resultat gesteigener Wettbewerbsintensität.

Zur Analyse der Wettbewerbsintensität werden **1** die Ergebnisse der Day-ahead-Auktion am Stromgroßhandelsmarkt in jeder Stunde **2** der vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz in dieser Stunde gegenübergestellt. Die vertikale Netzlast stellt die Nachfrage nach konventioneller Erzeugung auf Transportnetzebene dar. Diese von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) veröffentlichte Zeitreihe ist der beste Maßstab für die Nachfrage nach disponibler Erzeugungskapazität.

Die Analyse wird jeweils für alle Stunden eines Monats durchgeführt. Für diesen Zeitraum können die Erzeugungskosten des Kraftwerks bis auf wenige Ausnahmen als konstant angenommen werden, so dass die Erzeugungskosten als Treiber für die

Strompreise weitgehend ausgeschlossen werden können. Der verfügbare konventionelle Kraftwerkspark unterlag in diesem Zeitraum im Regelfall keinen wesentlichen Änderungen. Diese Analyse erlaubt, die Preisspreads im Spotmarkt bei gleicher Nachfrage zu analysieren, und kann als ein Indikator für die Wettbewerbsintensität dienen. Dabei deuten höhere Preisspreizungen bei gleicher Nachfrage auf eine geringere Wettbewerbsintensität am Großhandelsmarkt hin.

In den Grafiken werden Punktwolken aus der vertikalen Netzlast und dem zeitgleichen Spotmarktpreis dargestellt. Preise oberhalb von 240 Euro/MWh werden zugunsten der Skalierung nicht dargestellt.



Darstellung für den Zeitraum 2005 bis 2014 befinden sich am Ende des Dokuments
Quelle: EEX; LBD-Berechnungen; Stand: 2015

Methodik Analyse des Wertes der Mark-ups

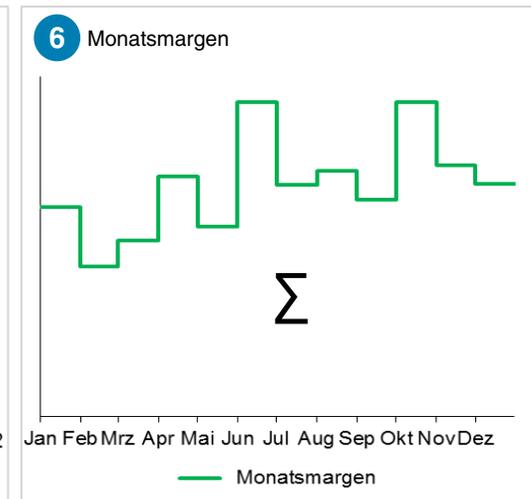
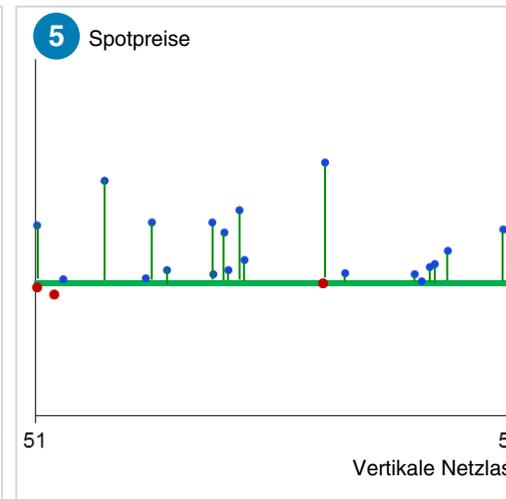
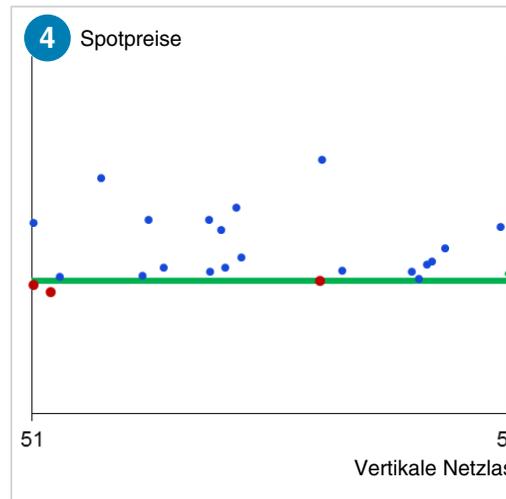
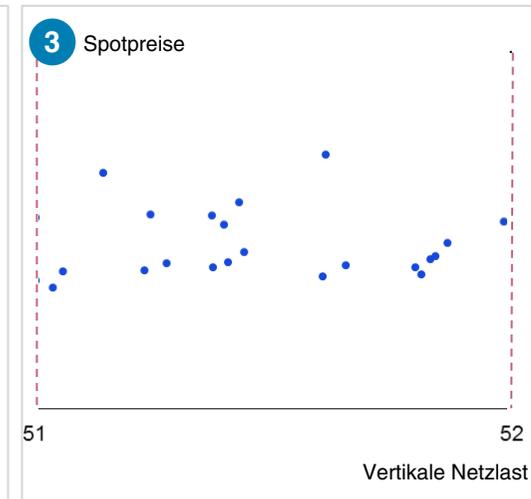
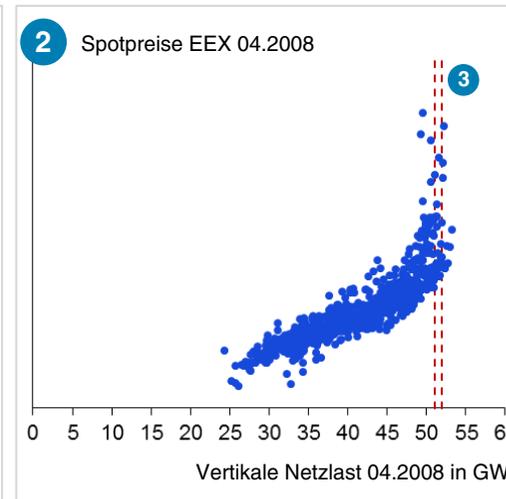
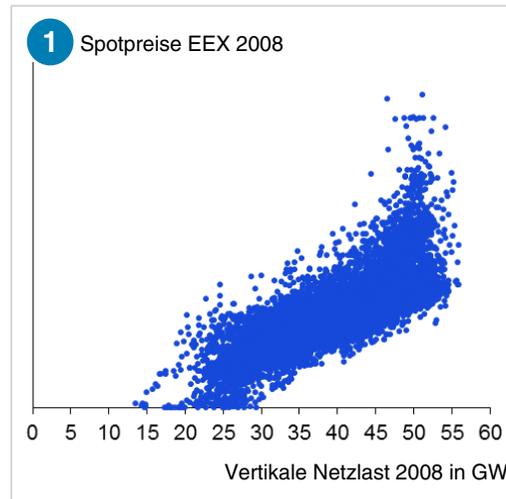
Ausgehend von den Wertepaaren von Spotpreis und vertikaler Netzlast eines Jahres **1** werden die Punktwolken in Monaten **2** gesondert betrachtet.

3 Innerhalb der Monatswerte erfolgt eine Segmentierung in Lastscheiben mit einer Breite von 1 GW.

In diesen Monats-Last-Segmenten wird das Preis-Quantil $Q(10\%)^1$ als Angebotsrational der Marktteilnehmer bestimmt **4**, zu dem dann jeweils

das Delta aller Spotpreise innerhalb des Segments als Preis-Mark-up ermittelt wird **5**.

6 Die Summe dieser Mark-ups ist ein Maß für die Erzeugermargen und somit für die Wettbewerbsintensität im Spothandel. Je kleiner die Margen, umso intensiver der Wettbewerb im jeweiligen Monat. Die Summe der Monatsmargen wird auf Jahressummen aggregiert.²



- 1) Für das Quantil wurden Sensitivitäten vom $Q(0,05)$ bis $Q(0,15)$ überprüft. Die Ergebnisse variieren dabei im Niveau, nicht aber in der relativen Entwicklung, so dass die Aussagekraft über alle Sensitivitäten bestätigt werden konnte. Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung befinden sich im Anhang.
- 2) Eine ergänzte Erläuterung zum Vorgehen befindet sich ebenfalls im Anhang.



Ergebnisse der Mark-up-Analyse

Der LBD-Mark-up-Wert und LBD-Mark-up-Index

Der LBD-Mark-up-Wert zeigt für das Jahr 2014 1,3 Mrd. Euro (rund 20 Euro/kW) Preisaufschlag, für 2006 4,6 Mrd. Euro (rund 80 Euro/kW).

Der LBD-Mark-up-Index hat, gemessen am für wirksamen Wettbewerb stehenden Referenzjahr 2014 (Wert = 1), für das Jahr 2006 den Wert 3,5.

Bei wirksamem Wettbewerb im Spotmarkt können tatsächlich nur in geringem Umfang Mark-ups (Preisaufschläge) in den Entgelten durchgesetzt werden.

Abgeleitet aus der Methode des von der EU Wettbewerbskommission verwendeten Lerner-Index

$$LernerIndex = \frac{Preis - Grenzkosten}{Preis}$$

hat LBD eine Methode entwickelt, welche die nicht bekannten Kosten als Parameter vermeidet.

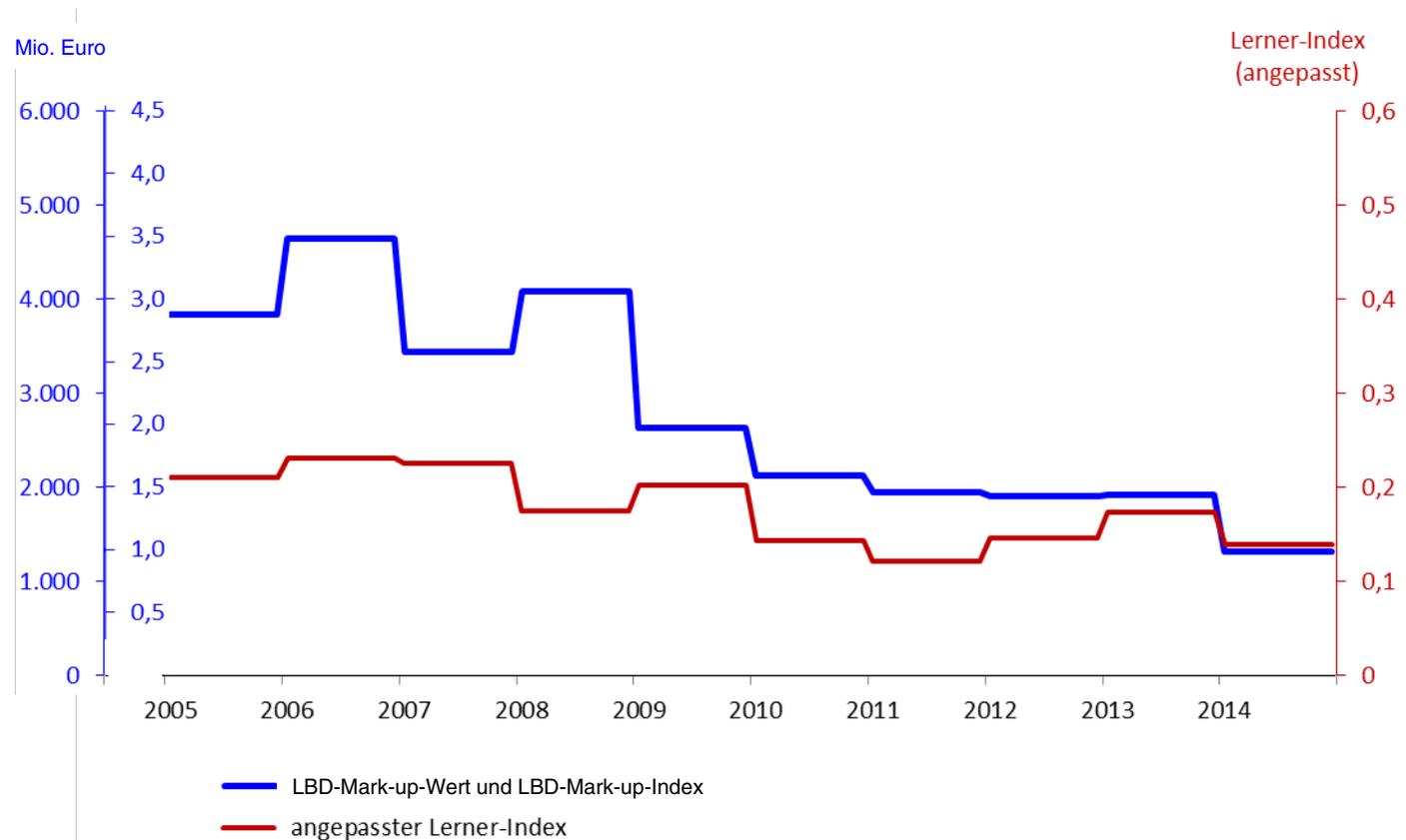
$$angepasster\ LernerIndex = \frac{Preis - Preisquantil(10\%)}{Preis}$$

Über die einzelnen Stundenwerte eines Jahres wurde anschließend ein Mittelwert gebildet. Der Index sagt aus, wieviel Prozent das 10% Quantil (im Durchschnitt) unter dem tatsächlichen Preis liegt.

Dieser Wert bildet die Wettbewerbsintensität jedoch nur unzureichend ab. Der höchste Wert (0,23 im Jahr 2006) lag 1,9-fach so hoch wie der niedrigste Wert (0,12 im Jahr 2011). Um einen geeigneteren Indikator für die Wettbewerbssituation zu erhalten, wurde der LBD-Mark-up-Index entwickelt.

$$LBD_MarkUpIndex = \frac{Mark - up - Wert_i}{Mark - up - Wert_{2014}}$$

$$MarkUpWert_i = \sum_{Leistungsscheiben} \left(\sum_{Preise} (Preis - Preisquantil(10\%)) \times Leistung \right)$$



Quelle: EEX; LBD-Berechnungen; Stand: 2015



A

Anlagen zu Kritik 2



Übersicht über die aktuellen Prognosen zur Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland

Die Frage nach der zukünftigen Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten in Deutschland ist vor dem Hintergrund verschiedener energiepolitischer Maßnahmen relevant.

Im Zentrum des Interesses stehen dabei die Emissionsminderungsziele und das künftige Strommarktdesign.

Die politischen Akteure haben daher eine Vielzahl von Studien in Auftrag gegeben.

Auf den nachfolgenden Folien werden die wesentlichen Prognosen zur Kapazitätsentwicklung ausführlich dargestellt.

Als relevanter Betrachtungszeitraum werden die Jahre 2018 bis 2025 abgebildet.

Gegenstand der Darstellung sind die disponiblen, nicht fluktuierenden Kraftwerkskapazitäten.

Autoren	Titel	Datum	Auftraggeber
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER)	Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten	September 2014	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg
r2b energy consulting	Endbericht Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen	Juli 2014	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Frontier Economics, Consentec	Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)	Juli 2014	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Übertragungsnetzbetreiber	Netzentwicklungsplan Strom 2014, zweiter Entwurf	November 2014	ÜNB gem. EnWG
LBD-Beratungsgesellschaft	Studie zum Kapazitätsbedarf in Süddeutschland	Februar 2013	Energieunternehmen

Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland – DLR / IER

Die Gutachter von DLR und IER prognostizieren für das Jahr 2025 eine Kapazitätslücke von 12 GW bis 30 GW.

Die Abbildung zeigt die Entwicklungspfade, welche die Gutachter des DLR und des IER in ihrer »Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten« vom September 2014 beschreiben.

Im optimistischen Szenario prognostizieren DLR/IER zwischen 2018 und 2025 einen Rückgang an gesicherter Leistung um 20 GW von 85 GW auf 65 GW.

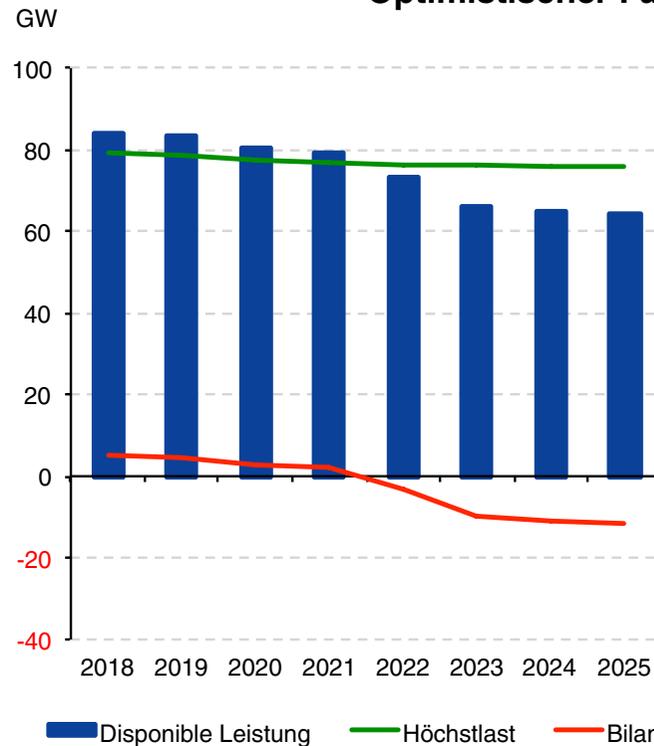
Die unterstellte Höchstlast sinkt im gleichen Zeitraum um 4 GW von 80 GW auf 76 GW.

Im Jahr 2022 reicht die gesicherte Leistung erstmalig nicht mehr aus, um die Höchstlast zu decken. Bis 2025 wächst dieses Defizit auf 12 GW an.

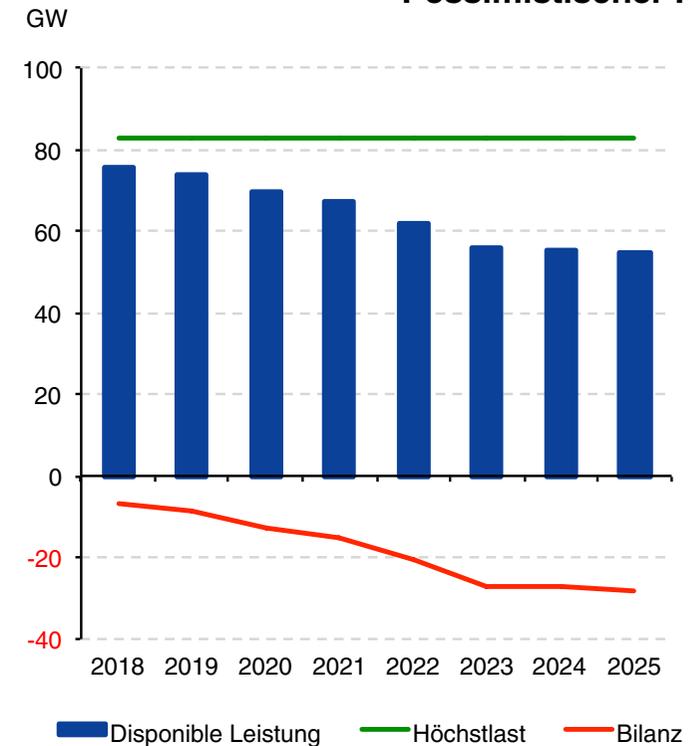
Im pessimistischen Szenario ist die gesicherte Leistung bereits im Ausgangsjahr 2018 (76 GW) nicht mehr ausreichend, um die unterstellte Höchstlast von 83 GW zu decken.

Diese Kapazitätslücke wächst im Betrachtungszeitraum von 7 GW auf fast 30 GW an.

Entwicklungspfad für Gesamtdeutschland – Optimistischer Fall



Entwicklungspfad für Gesamtdeutschland – Pessimistischer Fall



Quelle: DLR/IER: Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten, September 2014.



Kapazitätsentwicklung in der Leitstudie Strommarkt – r2b

Die Berater von r2b energy consulting haben im Rahmen der »Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen« vom Juli 2014 die Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland für den Fall eines Energy-only-Marktes ohne Kapazitätsmechanismen prognostiziert (Abbildung).

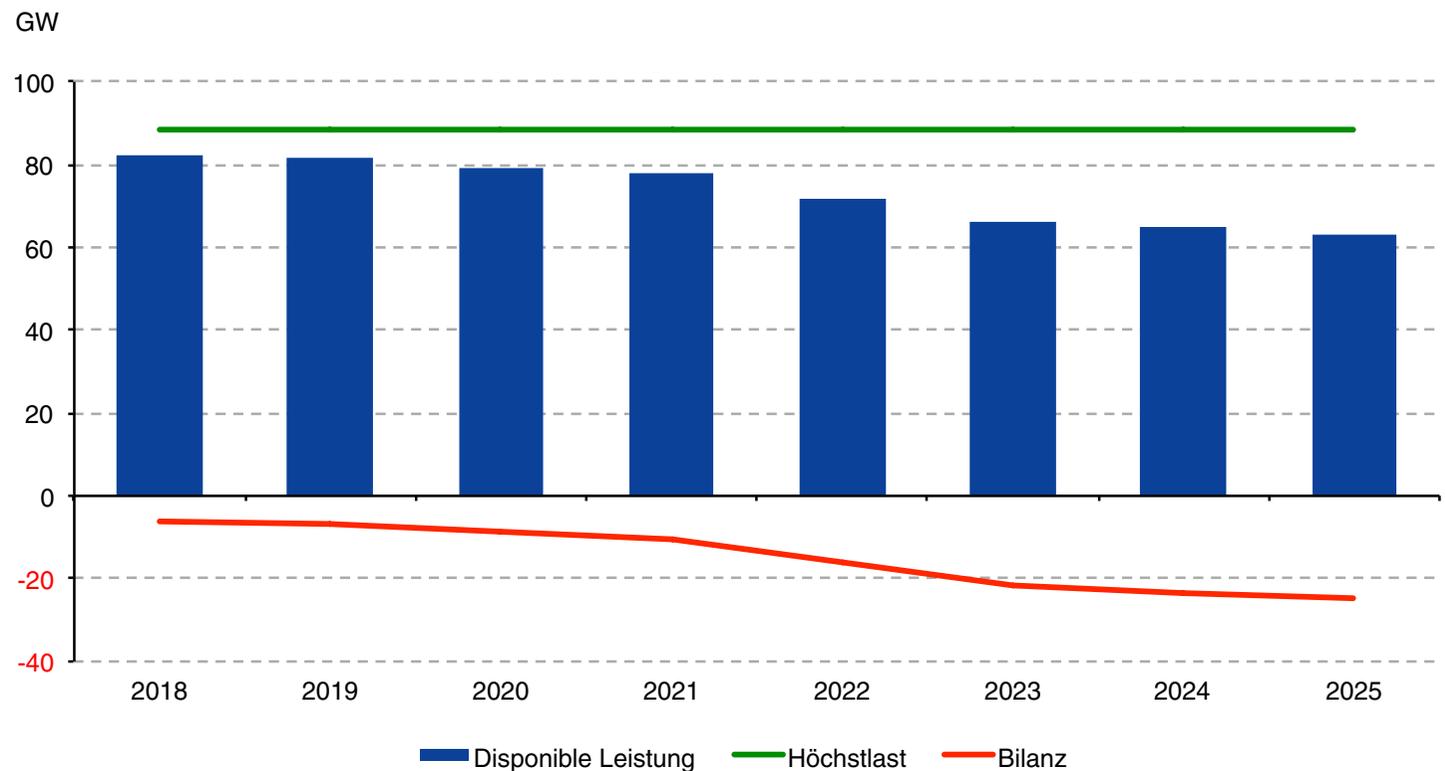
r2b geht dabei von einer Bedarfsfestlegung in Höhe der angenommenen (zu erwartenden) Jahreshöchstlast in Deutschland von 88,2 GW (ohne Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge) aus.

Die installierte gesicherte Leistung im Szenario Energy-only-Markt (Referenzszenario) sinkt in der Periode 2018 bis 2025 um 20 GW von 83 GW auf 63 GW.

Das Defizit an gesicherter (nationaler) disponibler Leistung beträgt in diesem Szenario 6 GW im Jahr 2018 und steigt bis 2025 auf 25 GW an.

Die Berater von r2b beziffern das Defizit an gesicherter (nationaler) disponibler Leistung im Jahr 2025 auf 25 GW.

Entwicklung der installierten Leistung im r2b-Referenzszenario Energy-only-Markt



Quelle: r2b: Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Juli 2014.

Kapazitätsentwicklung in der Folgenabschätzung zu Kapazitätsmechanismen Frontier Economics/Consentec

Frontier/Consentec prognostizieren für das Jahr 2025 eine (nationale) Kapazitätslücke von 5 GW.

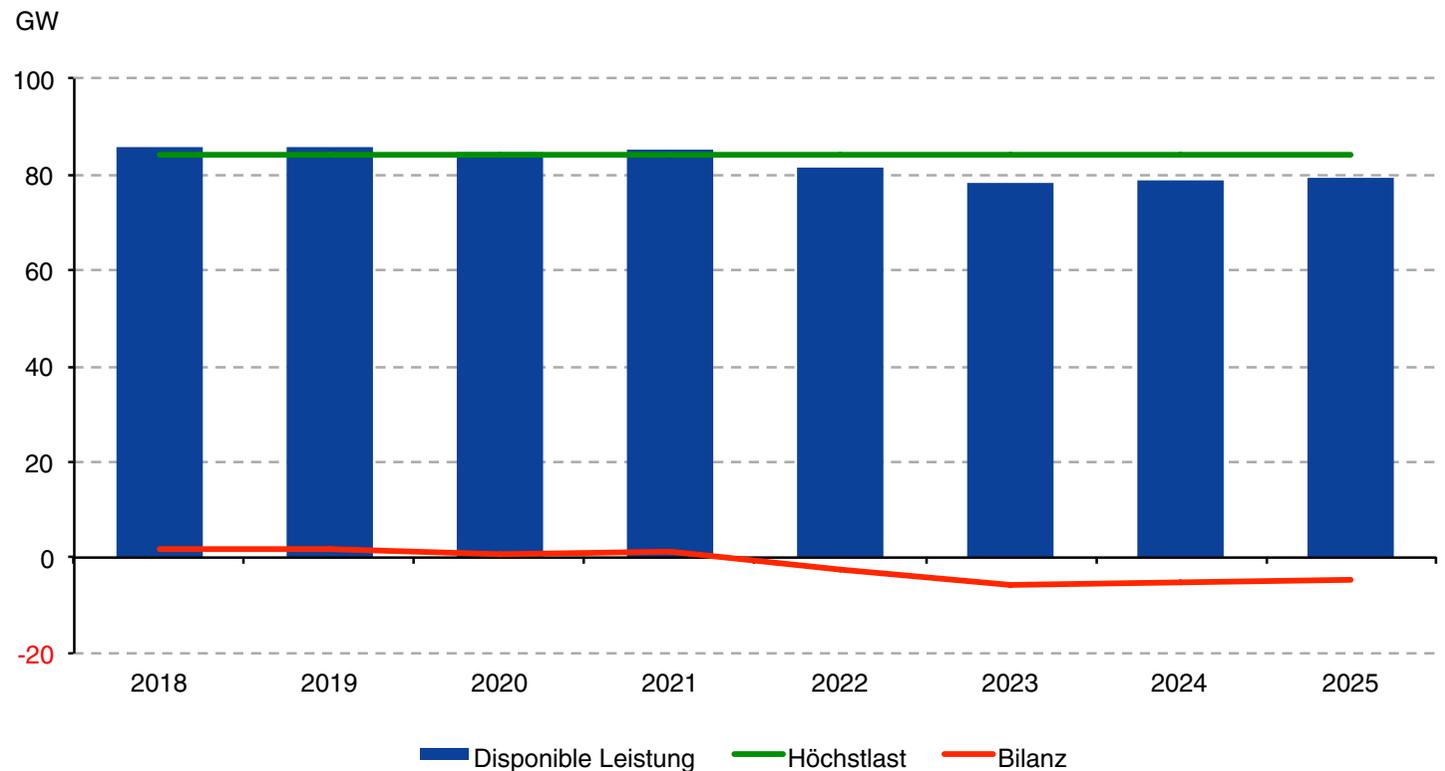
Die Prognose der Kapazitätsentwicklung durch Frontier und Consentec wurde im Rahmen der »Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)« vom Juli 2014 erstellt.

Frontier/Consentec prognostizieren einen Abbau von Kraftwerkskapazitäten um 7 GW von 86 GW auf 79 GW.

Die Gutachter gehen in ihren Berechnungen weiterhin von einer konstanten Spitzenlast in Höhe von 84 GW aus.

Gemessen daran ergibt sich erstmals für das Jahr 2022 eine (nationale) Kapazitätslücke in Höhe von 3 GW, welche in den Folgejahren bis auf 6 GW anwächst und bis 2025 wieder auf 5 GW zurückgeht.

Kapazitätsentwicklung im Frontier/Consentec Szenario EOM 2.0



Quelle: Frontier Economics/Consentec: Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Juli 2014.



Kapazitätsentwicklung im Netzentwicklungsplan 2014 (2. Entwurf)

Der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP 2014) enthält 3 Szenarien mit einem Zeithorizont bis 2024, wobei 2 Szenarien bzgl. der disponiblen Leistungsbereitstellung von den gleichen Entwicklungen ausgehen. Die Entwicklung der beiden sich unterscheidenden Szenarien (A 2024 und B 2024) sind in der Abbildung dargestellt.

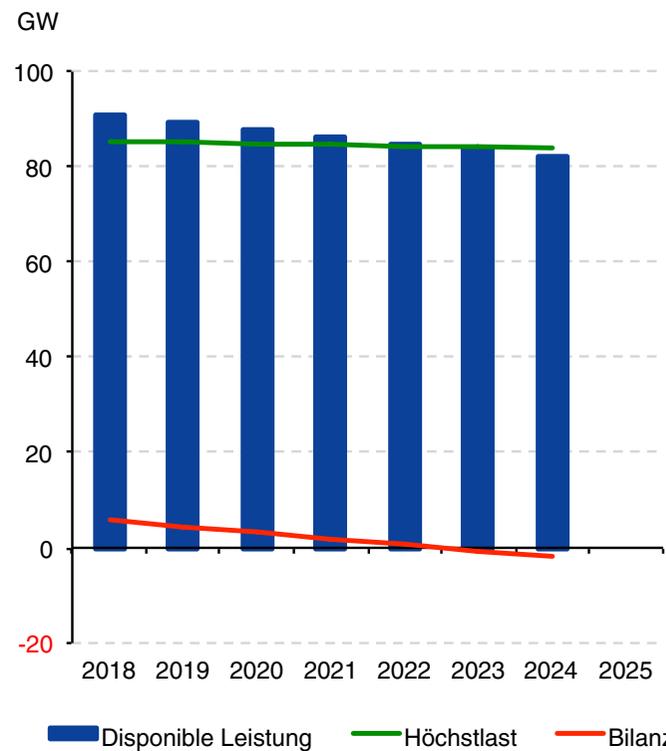
Beiden Szenarien liegt die Annahme zugrunde, dass die Höchstlast im Zeitraum 2018 bis 2024 um 1,5 GW sinkt auf 84 GW sinkt.

Im Szenario A 2024 prognostizieren die ÜNB im Betrachtungszeitraum einen Rückgang an gesicherter Leistung um 10 GW von 92 GW auf 82 GW. Ein Kapazitätsdefizit entsteht erstmals 2023 und wächst bis 2024 auf 2 GW an.

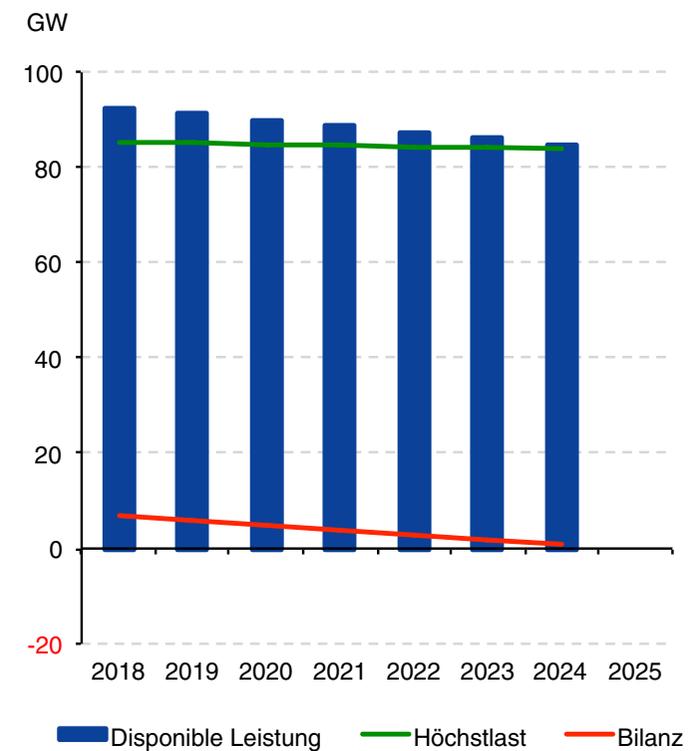
Im Szenario B 2024 fällt der Kapazitätsrückgang um 2 GW geringer aus (von 93 GW auf 85 GW). Eine Kapazitätslücke entsteht in diesem Szenario nicht.

Die Übertragungsnetzbetreiber prognostizieren ein maximales Defizit an gesicherter Leistung von 2 GW im Jahr 2024.

NEP 2014 Szenario A 2024



NEP 2014 Szenario B 2024



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber: Netzentwicklungsplan 2014, 2. Entwurf, November 2014.



Kapazitätsbedarf in Süddeutschland – LBD

In einer Studie zum Kapazitätsbedarf in Süddeutschland hat sich die LBD auch intensiv mit der zu erwartenden Kapazitätsentwicklung in Gesamtdeutschland bis 2023 auseinandergesetzt.

Dabei wurden zwei Szenarien untersucht:

- der Entwicklungspfad ohne vorzeitige wirtschaftliche Stilllegungen
- der Entwicklungspfad mit vorzeitigen wirtschaftlichen Stilllegungen.

Dabei gehen wir von einer Höchstlast von 88 GW aus.

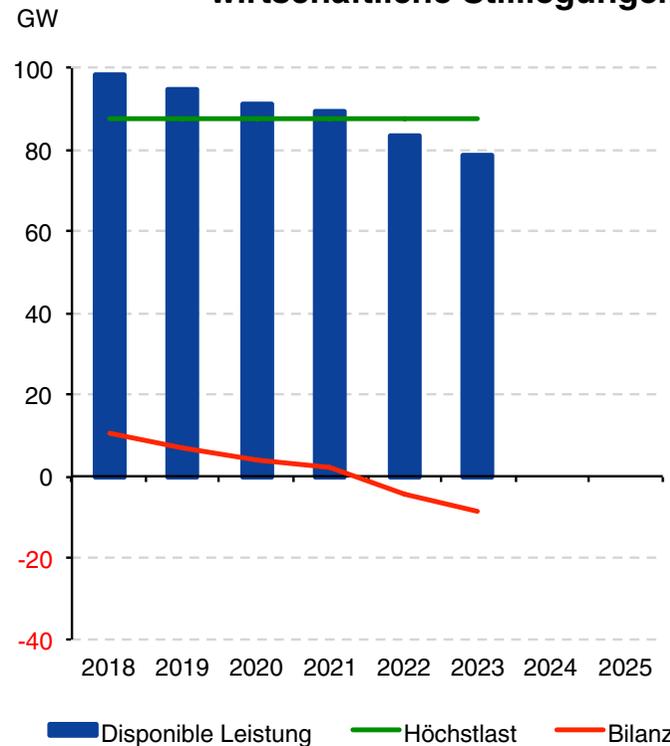
Im Szenario ohne vorzeitige wirtschaftliche Stilllegungen prognostizieren wir einen (disponiblen) Kapazitätsrückgang von 20 GW von 98 auf 78 GW.

Im Szenario mit vorzeitigen wirtschaftlichen Stilllegungen liegt das Ausgangsniveau im Jahr 2018 bereits um 15 GW niedriger als im Vergleichsszenario. Von diesem Niveau erwarten wir bis 2023 einen weiteren Rückgang um 20 GW von 83 GW auf 63 GW.

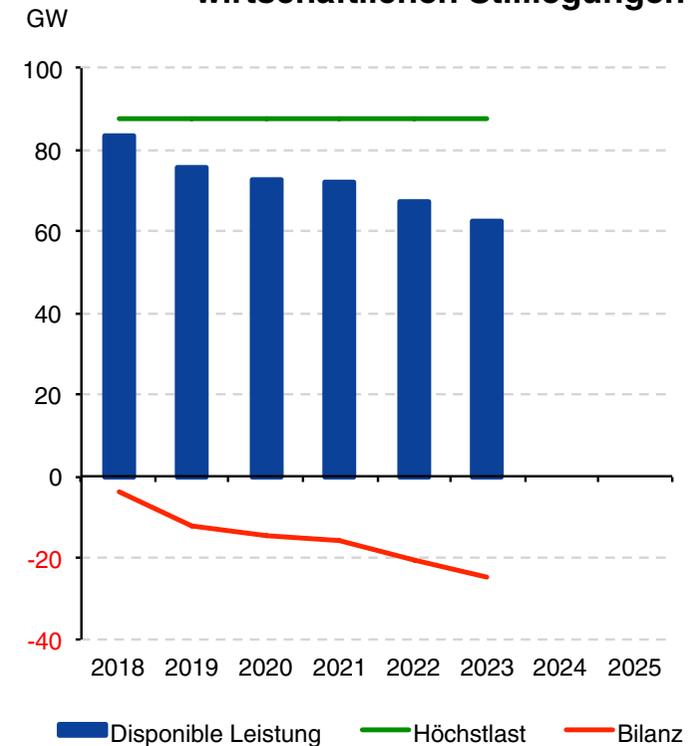
Die daraus resultierenden Kapazitätslücken bewegen sich in einer Bandbreite von 9 GW bis 25 GW im Jahr 2023.

Auf Basis eigener Analysen beziffert die LBD das Defizit an gesicherter Kapazität im Jahr 2023 auf Werte zwischen 9 GW und 25 GW.

Entwicklungspfad ohne vorzeitige wirtschaftliche Stilllegungen



Entwicklungspfad mit vorzeitigen wirtschaftlichen Stilllegungen



Quelle: LBD: Studie zum Kapazitätsbedarf in Süddeutschland, Februar 2013.

Kritik 1 – Die Unsicherheiten der Modellrechnungen erlauben keine Entscheidung

- || Die Gegenüberstellung der verschiedenen Studien und Analysen zeigt große Bandbreiten auf:
 - **Bestenfalls** kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass **bis 2025 jederzeit ausreichend gesicherte Kapazitäten** zur Verfügung stehen, um den Bedarf sicher zu decken.
 - **Schlimmstenfalls** wird eine (nationale) **Kapazitätslücke von bis zu 30 GW** prognostiziert.
- || Diese **riesige Bandbreite** ist Ausdruck der **Unsicherheit**, die bzgl. der zugrunde zu legenden Rahmenbedingungen in Deutschland wie auch im verbundenen Ausland, deren Entwicklungen sowie deren Wirkung herrscht.
- || Dabei kommen selbst **die Gutachter des BMWi r2b** und Frontier/Consentec in ihren Analysen zu (nationalen) **Kapazitätslücken in der Bandbreite zwischen 5 GW und 25 GW** im Jahr 2025.
- || Diese (nationale) Lücke wird entsprechend der Gutachten durch DSM und Importe geschlossen, dabei herrscht jedoch zwischen den Gutachtern **keine Einigkeit** darüber, **welcher Beitrag durch Importe und DSM** zu erwarten ist.

B

Anlagen zu Kritik 6



Die Rolle von Überkapazitäten im EOM

Im EOM bestehen systemimmanent Überkapazitäten in Zeiten niedriger Nachfrage. Nur in Spitzenlast-situationen wird der gesamte Kraftwerkspark benötigt.

Ob die Finanzierung solcher Spitzenlastanlagen im EOM möglich ist, ist strittig.

Die Gutachter des BMWi gehen von einer Unterversorgung des Marktes in Höhe von 5 GW bis 30 GW im Jahr 2025 aus.

Diese sollen durch Importe und DSM-geschlossen werden. Es ist umstritten, ob dies gelingen kann.

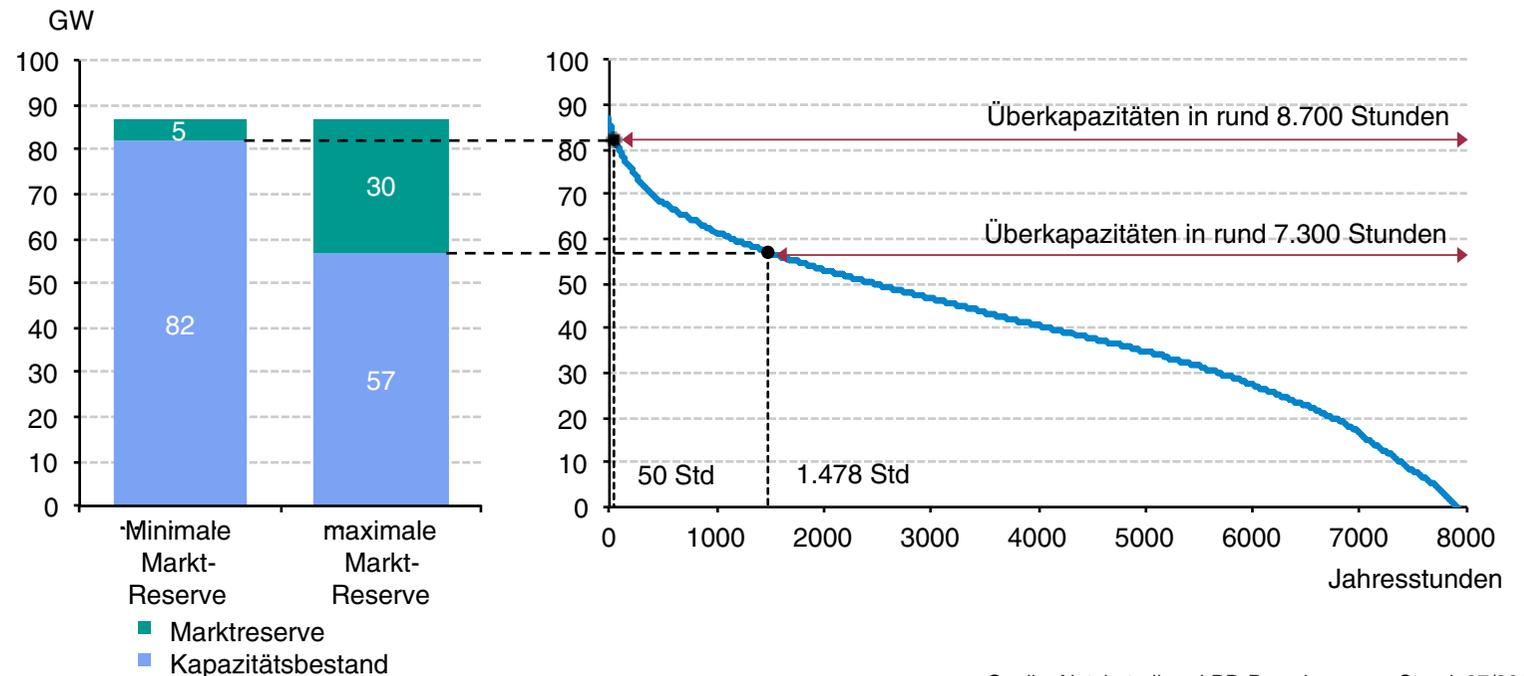
Um der Unsicherheit zu begegnen, müsste eine Kapazitätslücke durch eine Marktreserve im Notfall geschlossen werden können.

Überkapazitäten sind im Strommarkt systemimmanent. Die Grafik zeigt die geordnete Jahresdauerlinie der vertikalen Netzlast in Deutschland. Die Spitzenlast tritt nur in wenigen Stunden auf. Obwohl nur in wenigen Stunden so große Nachfrage auftritt, müssen die notwendigen Kapazitäten zu deren Deckung ganzjährig vorgehalten werden. Selbst wenn nur exakt so viel Kapazität vorgehalten würde, wie zur Zeit des Spitzenbedarfs benötigt wird, würden große Teile des Kraftwerksparks in der übrigen Zeit ungenutzt ruhen. In Stunden mit geringerer Nachfrage besteht somit immer Überkapazität. Die Frage, wie viel Kapazität zur zuverlässigen Deckung der Spitzenlast erforderlich ist, wird sehr unterschiedlich beantwortet.

Die Marktreserve ist ein Versuch, dieser Unsicherheit zu begegnen. Sie dient als Versicherung gegen Engpässe und soll für den Fall vorgehalten werden, dass der EOM keine ausreichenden Kapazitäten bereitstellt um alle Verbraucher zu versorgen.

Demzufolge wäre die Marktreserve so groß zu dimensionieren, dass marktbedingt entstehende Kapazitätslücken zwischen Angebot aus der einen Seite und Spitzenlast auf der anderen Seite im Ernstfall durch eine Marktreserve geschlossen werden können. Die Unsicherheiten zur Größenordnung der notwendigen (und von einer Vielzahl von Entwicklungen im In- und Ausland abhängigen) Kapazitätsreserve sind jedoch so groß, dass es letztlich zu willkürlichen Festlegungen der Kapazitätsreserve kommen muss und wird.

Kapazitätsausstattung, Knappheit und Überkapazitäten am Beispiel



Quelle: Netzbetreiber, LBD-Berechnungen; Stand: 07/2015



C

Anlagen zu Kritik 7

Hürde Wettbewerbsrecht – Mark-up-Verbot als Folge des GWB § 19 (2) Satz 2

Bei wirksamen Wettbewerb am Spotmarkt können Mark-ups (Preisauflagen) in den Entgelten tatsächlich und rechtlich geboten nur im geringen Umfang durchgesetzt werden.

Im Kern regelt GWB § 19 (2) Satz 2, dass nur solche Entgelte durch

- **marktbeherrschende Unternehmen** gefordert werden dürfen,
- die sich **bei wirksamem Wettbewerb**
- mit **hoher Wahrscheinlichkeit**

ergeben.

Die Mark-up- bzw. Wettbewerbsanalyse zeigt, dass die **Markträumungspreise am EPEX-Spotmarkt im Jahr 2014** wirksamen Wettbewerb widerspiegeln. Daraus folgt, dass **bei wirksamem Wettbewerb nur geringe Mark-ups** (Preisauflagen) durch die Bieter gefordert werden. Das Referenzjahr beweist, dass dies ein konkreter **Verhaltensmaßstab** für Angebote für jede einzelne Lieferstunde ist.

§19 Abs. 2 Nr. 2 GWB:

»(2) Ein Missbrauch liegt insbesondere vor, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen als Anbieter oder Nachfrager einer bestimmten Art von Waren oder gewerblichen Leistungen

[...]

Nr. 2. Entgelte oder sonstige Geschäftsbedingungen fordert, die von denjenigen abweichen, die sich bei wirksamem Wettbewerb mit hoher Wahrscheinlichkeit ergeben würden; hierbei sind insbesondere die Verhaltensweisen von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten mit wirksamem Wettbewerb zu berücksichtigen«

Grünbuch- Stellungnahmen zum Mark-up-Verbot

Statkraft

»Wie schon im Punkt 3 erklärt, gibt es mehrere Möglichkeiten den heutigen EOM zu verbessern. Bei den Verbesserungsmöglichkeiten, die in den Gutachten und auch im Grünbuch erwähnt werden, gibt es nur eine Maßnahme die tatsächlich dazu führt, dass das »Missing-money-Problem« des EOMs verringert wird. Das betrifft die Aufhebung des de facto Mark-up-Verbots. Die Preisbildung soll nicht eingeschränkt werden, um dem Markt eine Chance zu geben, auch Investitionsaufwendungen zurück zu verdienen.«

RWE

»Mark-ups bezeichnen Preisaufschläge, die zu Angebotspreisen oberhalb der eigenen Grenzkosten führen. Die rechtliche Zulässigkeit von Mark-ups richtet sich für marktbeherrschende Unternehmen nach dem deutschen und europäischen Kartellrecht (§§ 19, 29 GWB, Art. 102 AEUV) sowie für alle Marktteilnehmer nach der europäischen REMIT-Verordnung.«

»Eine Aufhebung des Mark-up-Verbotes wäre auch aus RWE-Sicht sinnvoll, stößt jedoch auf nicht zu beseitigende Umsetzungshürden. Zum einen können behördliche Erklärungen selbst aller drei Aufsichtsbehörden nicht mit der erforderlichen Bindungswirkung abgegeben werden, um Rechtssicherheit für die Unternehmen zu schaffen. Zum anderen sind keine Maßnahmen des deutschen Gesetzgebers denkbar, die das Mark-up-Verbot auch in europarechtlicher Hinsicht (Art. 102 AEU/REMIT-Verordnung) rechtssicher aufheben.«

Bundesnetzagentur

»Zudem müssen Erzeuger die Möglichkeit haben, bei Knappheit Preise über ihren Grenzkosten bieten zu können, ohne ein Marktmachtmissbrauchsverfahren fürchten zu müssen. Daher sollten in Zusammenarbeit insbesondere mit dem Bundeskartellamt eindeutige und transparente Kriterien dafür definiert werden, was in Knappheitssituationen einen Missbrauch von Marktmacht darstellt.«

Texas Operating Reserve Demand Curve (ORDC)

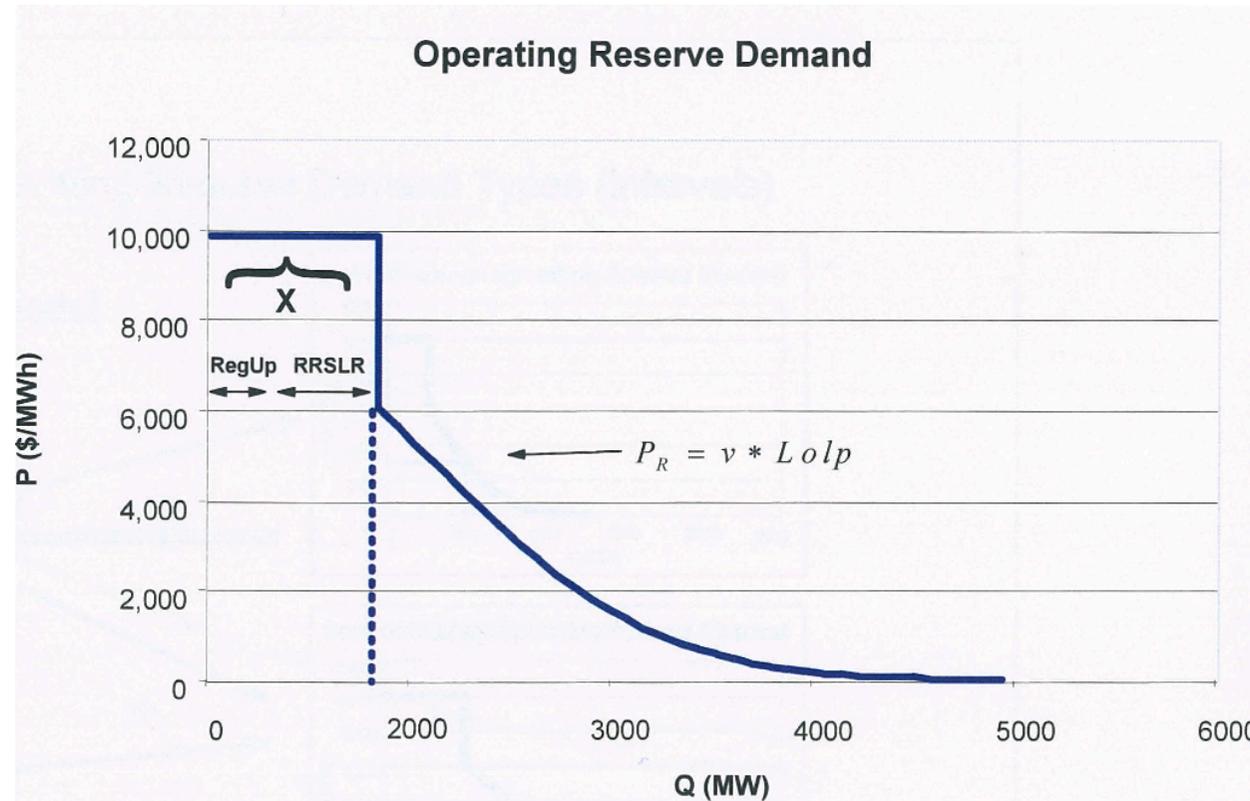
Der Referenzmarkt für einen EOM ohne Kapazitätsmarktmechanismus ist Texas. In Texas sind Spitzen- und Knappheitspreise reguliert. Bei einer regulatorisch bestimmten kritischen Kraftwerksauslastung (ab ca. 93% bzw. 7% verfügbarer Kapazität bei rund 67 GW Maximallast) ersetzt der Regulierer den Marktpreis durch einen administrativen Preis in Höhe von bis zu 9.000 USD/MWh (Funktion aus verfügbarer, nicht in Anspruch genommener Kraftwerksleistung und Ersatzpreis des Regulierers).

Dadurch können bei Knappheit überhöhte Entgelte aufgrund von Marktbeherrschung nicht entstehen. Zugleich erhalten die Marktteilnehmer eine unter klaren Bedingungen regulierte verlässliche Preiserwartungsbasis.

Im Referenzmarkt für einen funktionierenden EOM in Texas sind Spitzen- und Knappheitspreise reguliert.

Bei einer regulatorisch bestimmten kritischen Kraftwerksauslastung, ersetzt der Regulierer den Marktpreis durch einen administrativen Preis in Höhe von bis zu 9.000 USD/MWh.

Dadurch können marktbeherrschende Situationen bei hoher Nachfrage nicht entstehen. Zugleich erhalten die Marktteilnehmer eine unter klaren Bedingungen regulierte, verlässliche Preiserwartungsbasis.



Quelle: Willian W. Hogan, 2013

D

Anlagen zu Kritik 8



Einsatz von Marktreserve führt zu erheblichen Preisaufschlägen

Wenn in Frankreich der Winter warm ist, werden die Kapazitäten dort nicht für die Wärmeversorgung benötigt. Dann stehen mehrere 1.000 MW an Überkapazität zur Verfügung.

Die Marktreserve in Deutschland wäre nicht eingesetzt. Das Missing-money-Problem bliebe ungelöst.

Ist der Winter kalt, drohen erhebliche Belastungen für den Verbraucher.

Durch Marktaustritte aufgrund des Kernkraftanstiegs, Anlagenalter und wirtschaftlichen Gründen wächst bis zum Jahr 2025 eine **Kapazitätslücke von bis zu 30.000 MW**. Diese Lücke müsste aus einem Portfolio aus Demand Response, Importe und neue Kapazitäten (Kraftwerke, Speicher) geschlossen werden.

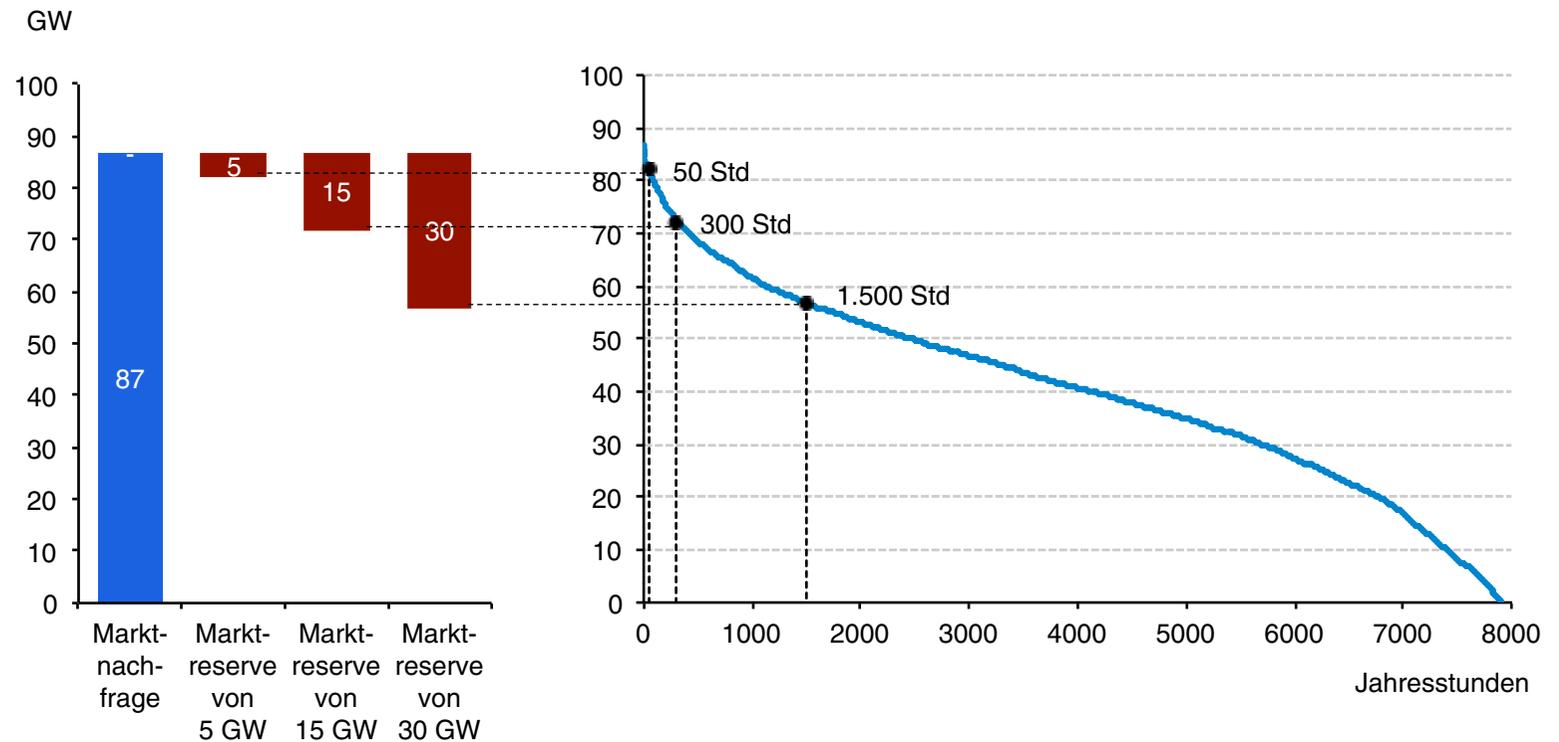
Ein Teil der verfügbaren Kapazität wäre konzeptionell die **Marktreserve von 5.000 MW** oder signifikant mehr. Würden diese 5.000 MW in der obersten Nachfragespitze in Anspruch genommen werden, hätte dies rund 50 Einsatzstunden zur Folge.

Die Marktreserve würde nur dann eingesetzt werden, wenn an der EEX keine Markträumung erfolgte.

Abhängig vom eintretenden Szenario beträgt die Marktreserve im schlimmsten Fall bis zu 30 GW um die entstehende Kapazitätslücke zu schließen.

Je nach Größe der Marktreserve entstehen unterschiedlich oft Knappheitssituationen.

Dieser Betrag würde eine Verdopplung des Stromgroßhandelspreises (Jahres-Basepreis) bedeuten.



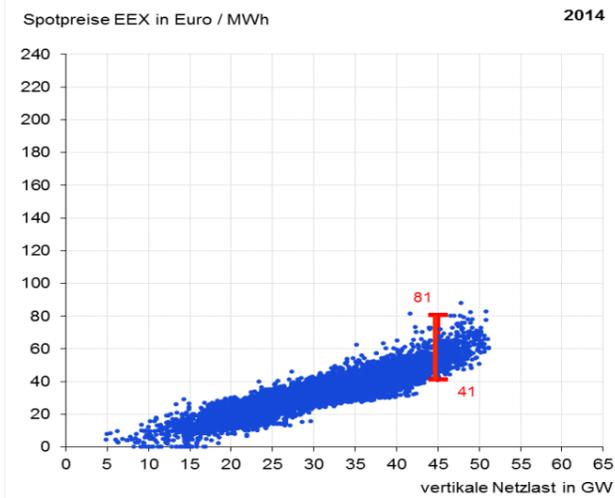
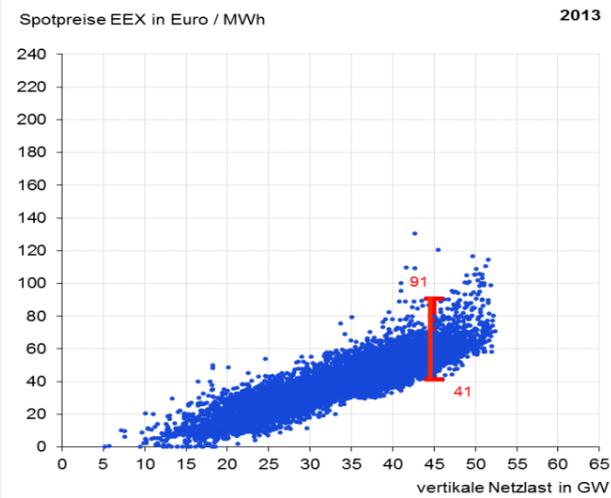
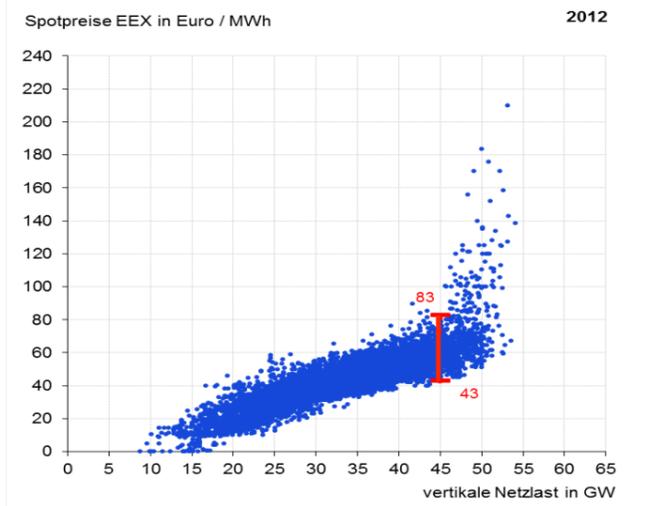
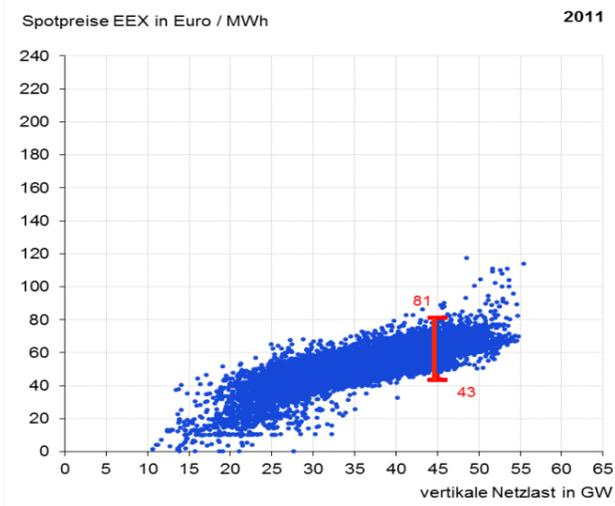
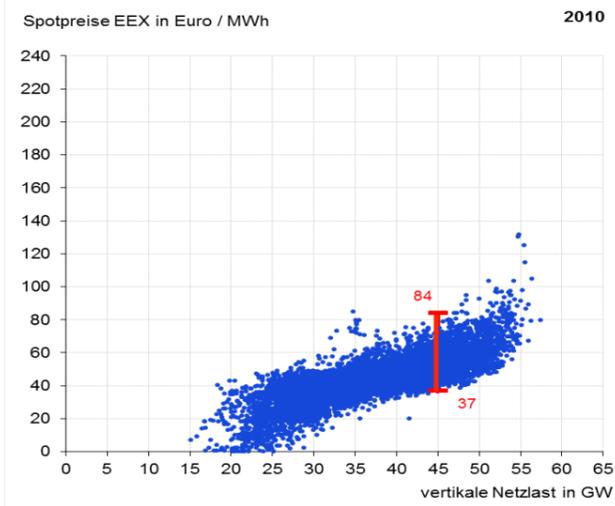
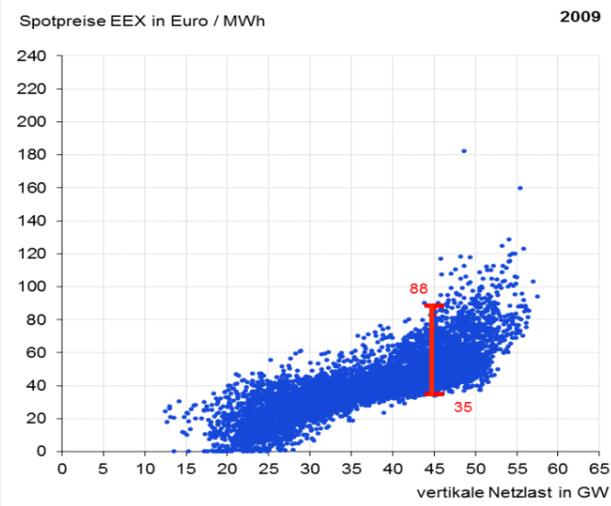
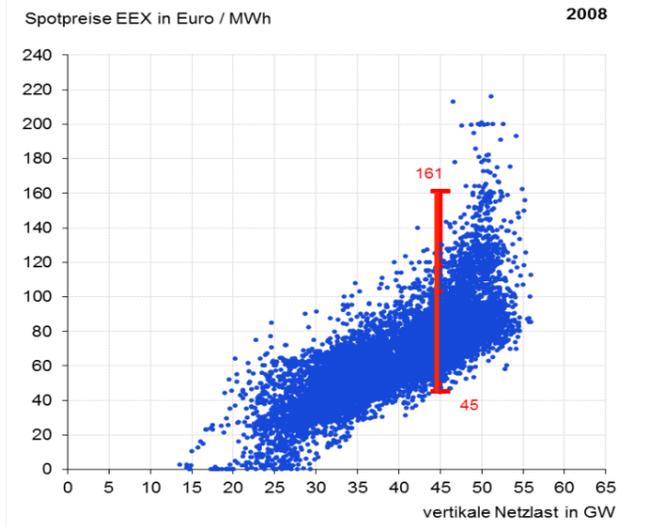
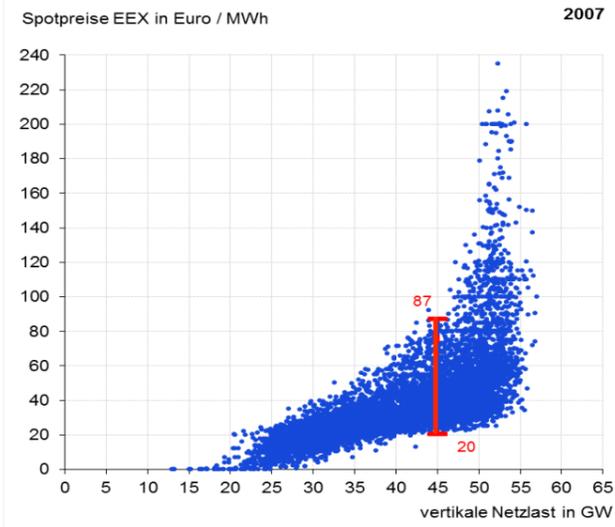
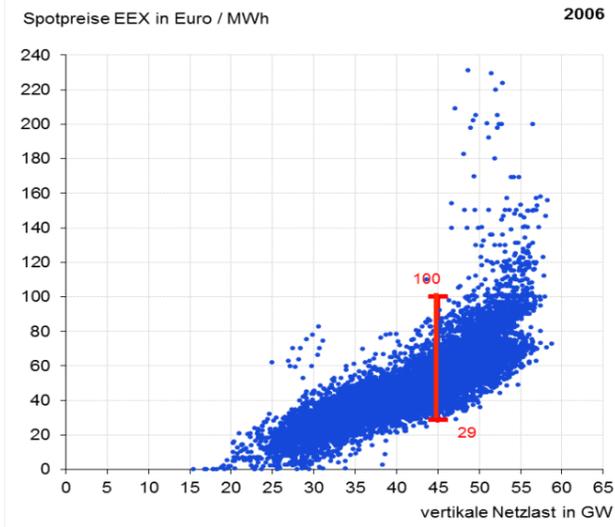
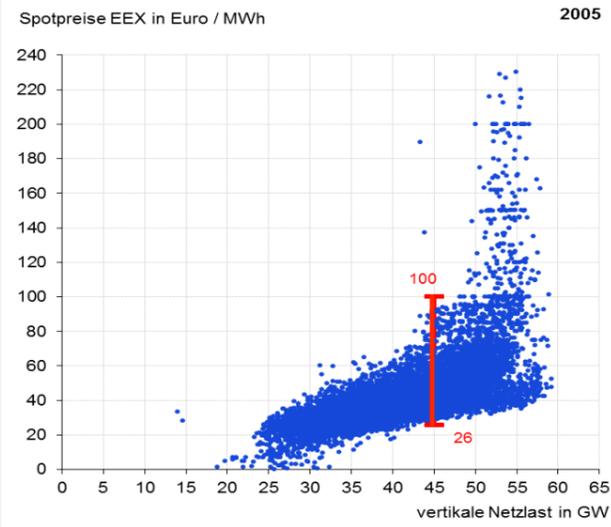
Quelle: Netzbetreiber, LBD-Berechnungen; Stand: 07/2015



E

Anlagen zum LBD-Mark-up-Index





Sensitivitäts- betrachtung für LBD- Mark-up-Wert und Mark-up-Index

Die Sensitivitätsanalysen über die verschiedenen Quantilen zeigt ein solides Ergebnis für den LBD-Mark-up-Index.

Auch die Entwicklung des LBD-Mark-up-Wertes ist in der Sensitivitätsbetrachtung robust und verändert lediglich das Niveau.

Quantil	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
5 %	4.537	5.456	4.007	4.959	3.226	2.599	2.417	2.303	2.303	1.599
10 %	3.843	4.642	3.447	4.081	2.635	2.130	1.949	1.910	1.921	1.321
15 %	3.324	4.013	3.030	3.432	2.210	1.778	1.614	1.596	1.615	1.116
20 %	2.882	3.470	2.657	2.902	1.866	1.499	1.353	1.345	1.353	932
25 %	2.458	3.022	2.308	2.447	1.548	1.255	1.115	1.123	1.134	770
30 %	2.081	2.633	2.009	2.023	1.248	1.028	890	912	945	621

Quantil	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
5 %	284%	341%	251%	310%	202%	163%	151%	144%	144%	100%
10 %	291%	352%	261%	309%	199%	161%	148%	145%	145%	100%
15 %	298%	360%	272%	308%	198%	159%	145%	143%	145%	100%
20 %	309%	372%	285%	311%	200%	161%	145%	144%	145%	100%
25 %	319%	392%	300%	318%	201%	163%	145%	146%	147%	100%
30 %	335%	424%	323%	326%	201%	166%	143%	147%	152%	100%

Weitere Erläuterung der Methodik zur Ermittlung des LBD- Mark-up-Wertes

Der LBD Mark-Up-Wert wird in sechs Schritten entwickelt:

1. Zunächst wird für jede Stunde eines Jahres ein Wertepaar aus Spotpreis und vertikaler Netzlast gebildet. Dieses Wertepaar soll den Zusammenhang von Nachfrage und Preis darstellen. Die Erwartung wäre, dass bei gleicher Nachfrage auch der gleiche Preis zustande kommt.
2. Die Einzeljahre werden anschließend auf Monatsbasis analysiert. Aufgrund der Veränderung von Brennstoffpreisen ist der Betrachtungszeitraum für ein ganzes Jahr zu lang. Innerhalb eines Jahres ändern sich Brennstoffpreise, dies hat wiederum Auswirkungen auf das Preisniveau am Spot-Markt. Um die Auswirkung von Brennstoffpreisen zu reduzieren und gleichzeitig eine ausreichende statistische Basis für den Mark-up-Index zu haben, erfolgt die Analyse in Monatscheiben.
3. Innerhalb der Monatswerte erfolgt eine Segmentierung in Lastscheiben mit einer Breite von 1 GW. Die Segmentierung in Leistungsscheiben erfolgt, um vergleichbare Nachfragesituationen abbilden zu können.
4. In diesen Monats-Last-Segmenten wird das Preisquantil $Q(10\%)$ als Angebotsrational der Marktteilnehmer bestimmt. Das 10%-Preisquantil ersetzt die Grenzkosten der im relevanten Lastsegment eingesetzten Kraftwerke. Es wird für jede Leistungsscheibe in jedem Monat ein eigenes Preisquantil gebildet wird.

5. Anschließend wird für jeden Stundenpreis in dieser Leistungsscheibe der Abstand zum Preisquantil gebildet. Dieser Abstand (Euro/MWh) wird mit der jeweiligen Leistung multipliziert. Das Ergebnis ist ein Mark-up-Wert je Stunde.
6. Die einzelnen Stundenwerte werden anschließend zu Monatswerten summiert und schließlich zu Jahreswerten aggregiert.

Die Summe dieser Mark-ups ist ein Maß für die Erzeugermargen und somit für die Wettbewerbsintensität im Spothandel. Je kleiner die Margen, umso intensiver der Wettbewerb im jeweiligen Monat bzw. Jahr.

Der intensivste Wettbewerb bestand im Jahr 2014 zur Bildung des LBD-Mark-up-Index wurde daher der Mark-up-Wert des Jahres zum Referenzwert für hohen Wettbewerb herangezogen. Die übrigen Jahre werden durch den Referenzwert aus dem Jahr 2014 dividiert. Die so gebildete Verhältniszahl ist der LBD-Mark-up-Index.

Ansprechpartner





Ben Schlemmermeier

Geschäftsführer

ben.schlemmermeier@lbd.de

Tel.: +49 30 617 85 311

Mobil: +49 172 307 31 26

- Kaufmann
- Seit 1989 bei der LBD
- Seit 1991 geschäftsführender Gesellschafter der LBD

Beratungsschwerpunkte:

- Weiterentwicklung des deutschen Strommarktes hin zu Kapazitätsmarktmechanismen und einer regenerativen Energiewelt
- Politikberatung, insbesondere in Bezug auf öffentliche Unternehmen und die Gestaltung des Energiemarktes
- Entwicklung von Visionen, Zielen, Positionierungen, Strategien und zukunftsfähigen Geschäftsmodellen für Unternehmen
- Mergers & Acquisitions, Corporate Finance, Project Finance, Corporate Restructuring
- Beratung zu komplexen Strukturen und Verträgen auf allen Wertschöpfungsstufen der Energiewirtschaft



Carsten Diermann

Unternehmensberater

carsten.diermann@lbd.de

Tel.: +49 30 617 85 363

Mobil: +49 160 90 38 75 52

- Diplom-Wirtschaftsingenieur
- Seit 2009 bei der LBD

Beratungsschwerpunkte:

- Studien und Analysen zur Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromgroßhandelsmarktes sowie zum künftigen Marktdesign mit Kapazitätsmechanismen
- Entwicklung von (Fern-)Wärmeerzeugungs- und -versorgungsstrategien sowie von Anlagenkonzepten und Geschäftsmodellen
- Entwicklung von Strombeschaffungsstrategien
- Nutzung von Finanzprodukten zur Risikoabsicherung
- Regenerative Energien – Potenzialanalysen und Auswirkungen auf den Stromerzeugungspark
- Kaufmännische und technische Bewertung von Netzen und Anlagen



Dr. Felix Chr. Matthes

Forschungskordinator Energie- und Klimapolitik
f.matthes@oeko.de

Tel.: +49 30 405085-380

- Studium der Elektrotechnik an der Technischen Universität Leipzig
- Promotion (summa cum laude) zum Doktor der Politikwissenschaft an der Freien Universität Berlin.
- Seit 1990 Forschungs- und Beratungstätigkeit am Öko-Institut

Beratungsschwerpunkte:

- Regulierung und Gestaltung von Strommarktdesigns
- Dekarbonisierungsstrategien für Deutschland und Europa
- Energiebedarfs- und Emissionsprojektionen (Deutschland und EU)
- Energie- und umweltpolitische Instrumentenbewertung
- Emissionshandel für Treibhausgase
- Technologiebewertung mit Bezug auf das Stromsystem, zum Beispiel Kraft-Wärme-Kopplung
- Internationale Klimaschutzpolitik

Kontakt Daten



LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Mollstraße 32
(D)10249 Berlin

Tel.: +49 30 617 85 310

Fax: +49 30 617 85 330

info@lbd.de

www.lbd.de



Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
(D) 10179 Berlin

Tel. +49-30/405085-0

Fax +49-30/405085-388

info@oeko.de

www.oeko.de

