



WHITE PAPER ZU EINEM NACHHALTIGEN STROMMARKTDESIGN

**HERAUSFORDERUNGEN AN DEN STROMMARKT UND
LEITPLANKEN FÜR DIE WEITERE AUSGESTALTUNG DES
MARKTDESIGNS**

IM AUFTRAGE DER TENNET TSO B.V.

21.10.2013

Final Report

E-BRIDGE CONSULTING (GERMANY) AND UMS GROUP (THE NETHERLANDS) IN
COLLABORATION WITH PROF. FRANK A. WOLAK, STANFORD UNIVERSITY (USA)





WHITE PAPER ZU EINEM NACHHALTIGEN STROMMARKTDESIGN

HERAUSFORDERUNGEN AN DEN STROMMARKT UND LEITPLANKEN FÜR DIE WEITERE AUSGESTALTUNG DES MARKTDESIGNS

E-Bridge Consulting (Deutschland) und UMS Group (Niederlande)
in Zusammenarbeit mit Prof. Frank A. Wolak, Stanford University
(USA)

21.10.2013

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten. Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH. E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Foliensatzes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Foliensatzes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden. E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

Management Summary

1.	Anforderungen an das Marktdesign einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung	1
2.	Grundsätzliche Herausforderungen durch die Nutzung erneuerbarer Energien	3
3.	Herausforderungen aus Sicht diverser Marktparteien	7
3.1.	Übersicht	7
3.2.	Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen	7
3.3.	Betreiber von EE-Anlagen	8
3.4.	Verbraucher	9
3.5.	Systembetreiber	10
3.6.	Netzbetreiber	11
3.7.	Europäische Nachbarn	12
3.8.	Zwischenfazit der wesentlichen Herausforderungen	13
4.	Spezifische Lösungsansätze für die vier wesentlichen Herausforderungen	15
4.1.	Herausforderung 1: Engpässe im Netz (akut und möglicherweise temporär)	15
4.2.	Herausforderung 2: Überhöhte volkswirtschaftliche Kosten (akut und möglicherweise temporär)	16
4.3.	Herausforderung 3: Fehlende europaweite Abstimmung der Umsetzbarkeit der politischen Ziele (akut und langfristig)	17
4.4.	Herausforderung 4: Risiko unzureichender Investitionen in Erzeugungskapazität (mittelfristig)	18
5.	Zusammenfassung der Leitplanken eines effektiven Marktdesigns	22

ANHANG 26

A.	Zusammenspiel der Teilmärkte am heutigen Strommarkt	27
B.	Langfristverträge zur Sicherstellung ausreichender Investitionen in Kraftwerke	36
C.	Das heutige Fördersystem	39
D.	Preisdifferenzierung für sichere und nicht-sichere Erzeugung	43
E.	Autorenhinweise	46
F.	Abbildungsverzeichnis	48
G.	Abkürzungsverzeichnis	49
H.	Literaturhinweise	50

MANAGEMENT SUMMARY

Der europäische Strommarkt befindet sich seit 20 Jahren im stetigen Wandel. Waren die neunziger Jahre bis Mitte der letzten Dekade noch im Wesentlichen durch ordnungspolitische Eingriffe zur Einführung von mehr Wettbewerb in der Energieversorgung geprägt, so stehen heute durch die Energiewende vor allem technische und wirtschaftliche Herausforderungen im Mittelpunkt des Interesses. Die starke Förderung erneuerbarer Energien (EE), die Integration in den europäischen Binnenmarkt und der zeitgleiche Ausstieg aus der Kernenergie machen die deutsche Energiewirtschaft zu einem viel beachteten ökonomischen Experimentallabor. Die Studie versucht, die wesentlichen Herausforderungen für eine Nachhaltigkeit der Energiewende zu identifizieren und auf dieser Basis Leitplanken für die Entwicklung eines stabilen Marktdesign abzuleiten.

Das die heutige Struktur der Energieversorgung am stärksten verändernde Element der Energiewende ist der Ausbau erneuerbarer Energien (EE). Der weitaus größte Teil des EE-Ausbaus wird durch Photovoltaik (PV)- und Windkraftwerke erfolgen. Bereits heute beträgt ihr Anteil über 50% an der Stromerzeugung aus EE-Anlagen. Diese Anlagen haben eine Reihe von Besonderheiten:

- Die Kosten der Stromerzeugung aus EE sind gegenwärtig sehr hoch. Ohne Förderung sind die Anlagen heute - und voraussichtlich auch in den nächsten Jahren - nicht ausreichend wettbewerbsfähig, um die EE-Ausbauziele zu erreichen.
- EE sind dargebotsabhängig und haben eine geringe Energieausbeute. Dies erfordert Erzeugungsleistungen, die das Mehrfache der Jahreshöchstlast betragen können. Der zeitliche Versatz von Dargebot und Last muss durch regelbare Kraftwerke, Speicher oder Lastmanagement ausgeglichen werden. Dadurch entstehen zusätzliche Kosten.
- Stromerzeugung aus EE-Anlagen ist nicht planbar. So fiel z.B. im Februar 2012 für rund zwei Wochen die Stromerzeugung durch EE-Anlage, vor allem verursacht durch eine großflächige Windflaute, fast vollständig aus. Die entstandene Versorgungslücke musste durch regelbare Kraftwerke und Importe gedeckt werden. Die Reservevorhaltung zur Deckung dieser stochastischen Dargebotsschwankungen verursacht außerordentlich hohe spezifische Kosten. Wird z.B. ein Reservekraftwerk nur alle fünf Jahre für 100 Stunden abgerufen, so können spezifische Kosten für diesen Einsatz von mehreren 1.000 €/MWh auftreten.

Man erkennt, dass die Kosten eines auf EE-Anlagen basierenden Versorgungssystems nicht nur durch die spezifischen Stromgestehungskosten von EE-Anlagen geprägt sind, sondern auch durch die Notwendigkeit des Ausgleichs von Last und Dargebot sowie von stochastischen Dargebotsschwankungen. Die Kosten einer Energiewende sind nur dann nachhaltig beherrschbar, wenn sich ein Paradigmenwechsel vollzieht und die Nachfrage aktiv dazu beiträgt, sich an das Dargebot anzupassen, d.h. vor allem auch bei Dargebotsmangel einen Beitrag zur Deckung der Versorgungslücke leistet.

Insgesamt wurden vier wesentliche Herausforderungen für die zukünftige Elektrizitätswirtschaft identifiziert:

- Akute Engpässe im Übertragungsnetz gefährden die Systemsicherheit (akut und temporär)

Das Problem der Netzengpässe ist bekannt und soll mittelfristig durch einen koordinierten Netzausbau behoben werden. Temporär wurde durch die Möglichkeit der vertraglichen Verpflichtung von Bereitschaftsreserve die ausreichende Verfügbarkeit einer für das Engpassmanagement erforderlichen Regelleistung sichergestellt. Dieses regulatorische Instrument stellt – obwohl nicht marktgerichtet – eine akzeptable und effektive Zwischenlösung dar. Es muss allerdings wieder eingestellt werden, sobald ausreichende Netzkapazität zur Verfügung steht.

- Überhöhte Kosten für Energie aus EE-Anlagen (akut und temporär)

Die Vorreiterrolle von Deutschland bei der Förderung EE führt dazu, dass die Energiewirtschaft heute und in den kommenden Jahren deutlich überhöhte Kosten für EE zahlen muss. Zum einen führt der unkontrollierte EE-Ausbau zur verfrühten Stilllegung moderner und effizienter Kraftwerke und damit zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten, die die Eigentümer dieser Kraftwerke tragen müssen. Zusätzlich liegen die heutigen Förderkosten für EE-Bestandsanlagen deutlich über den Kosten moderner EE-Anlagen und führen aktuell und mittelfristig zu überhöhten Stromkosten für die Stromkonsumenten. Das Fördermodell, das sicherlich einen wichtigen Beitrag zum Anstoß einer globalen Energiewende beigetragen hat, wirkt heute kostenerhöhend und gefährdet damit die Nachhaltigkeit der Energiewende.

- Die Umsetzbarkeit der energiepolitischen Ziele im europäischen Binnenmarkt ist ungeklärt (akut und langfristig)

Es ist auch ungeklärt, in welchem Maße EE-Überschüsse oder -unterdeckungen durch einen grenzüberschreitenden Austausch kompensiert werden können oder zusätzliche Tages- und Jahresspeicher benötigt werden. Vor allem aber ist zu klären, wie die Einhaltung grenzüberschreitender Liefer- und Abnahmeverpflichtungen auch im Falle multinationaler Knappheitssituationen sichergestellt werden kann. Auch die Europäische Kommission äußert sich kritisch gegenüber dem deutschen EE-Fördermodell.

- Risiko unzureichender (Investitions-) Anreize zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit der Energiewende (mittel- und langfristig)

Eine nachhaltige Energieversorgung auf Basis von EE erfordert einen kosteneffizienten Ausgleich zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung und Nachfrage und insbesondere eine kosteneffiziente Überbrückung von Dargebotsmangelsituationen. Es besteht das Risiko, dass das heutige Marktdesign keine ausreichenden Anreize für einen effizienten Ausgleich von Dargebot und Nachfrage schafft. Gründe dafür sind vor allem die fehlende Akzeptanz hoher Preisspitzen, fehlende Sanktionen bei unzureichender Erfüllung von Abnahme- und Lieferverpflichtungen sowie möglicherweise eine unzureichende Akzeptanz für die erforderlichen Risikoaufschläge in Beschaffungsverträgen.

In der Studie werden fünf Eckpfeiler für die weitere Ausgestaltung des Marktdesigns entwickelt und vorgeschlagen, um diesen Herausforderungen erfolgreich begegnen zu können.

Eckpfeiler 1: Stärkung der heutigen Energy-Only-Märkte

Die Funktionsfähigkeit der Energy-Only-Märkte (EoM) soll durch zwei Maßnahmen gestärkt werden.

Zum einen müssen Marktteilnehmer die vollständigen Kosten der Erfüllung ihrer individuellen Liefer- und Abnahmeverpflichtungen tragen. Bereits heute müssen sie ihre Liefer- und Abnahmeverpflichtungen bis eine Viertelstunde vor Lieferung an den Energiemärkten abdecken und dürfen diese - auch in Knappheitssituationen – nicht vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen des Regulenergiemarktes ausregeln lassen. Die Einhaltung dieser Pflicht soll dadurch stimuliert werden, dass jeder Marktteilnehmer die vollständigen Kosten zur Ausregelung seiner Leistungsbilanz dem ÜNB vergüten muss. Die hohen resultierenden Preisspitzen müssen politisch akzeptiert werden.

Zweitens sollen EE-Anlagen ihre Energie vollständig an den Energiemärkten vermarkten und auch an der Erbringung von Systemdienstleistungen – sofern möglich – teilnehmen. Nur dadurch können sie Geschäftsmodelle entwickeln, mit denen die Nachfrage möglichst kosteneffizient bedient werden kann und durch die sie auch langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit mit anderen europäischen Anbietern sichern können.

Eckpfeiler 2: Weiterentwicklung des EE-Fördermodells

Das Fördermodell muss so ausgestaltet werden, dass es die Einhaltung jahresscharf vorgegebener Ausbauziele sicherstellt und damit eine Unter- bzw. Überförderung vermieden wird. Die Höhe und Geschwindigkeit des Ausbaus muss innerhalb des europäischen Binnenmarktes und insbesondere mit den CO₂-Emissionsgrenzen abgestimmt werden. Die verdeckte Förderung durch eine Befreiung von Netzkosten und EEG-Umlage muss vermieden werden. Vor allem aber muss ein Wettbewerb zwischen den EE-Anlagen stimuliert werden, um eine möglichst bedarfsgerechte und kosteneffiziente Erzeugung zu ermöglichen. In diesen Leitplanken können dann die diversen Optionen von Quotenmodellen und Auktionsverfahren bewertet und entwickelt werden.

Eckpfeiler 3: Europäische Abstimmung zur Gewährleistung der Einhaltung nationaler Versorgungssicherheitsinteressen

Es muss mit den europäischen Nachbarn abgestimmt werden, wie sichergestellt werden kann, dass auch im Falle multinationaler Knappheitssituationen die langfristigen grenzüberschreitenden Liefer- und Abnahmeverpflichtungen erfüllt werden. Falls dies nicht erreicht werden kann, können ggfs. nationale Forderungen bzgl. der Standortwahl von Kraftwerken erwogen werden. Lösungen dieser Versorgungssicherheitsfrage beeinflussen wesentlich die Ausgestaltung eines nachhaltigen Marktdesigns.

Eckpfeiler 4: Überwachung der Effektivität des Marktes

Es sind transparente und stabile Kriterien zu entwickeln, anhand derer die Effektivität der Märkte zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit gemessen und überprüft werden kann. Diese Kriterien sind kontinuierlich zu überwachen und erfordern die Zusammenarbeit von ÜNB, Strombörse und Regulierungsbehörde – auch grenzüberschreitend. Nur wenn die Effektivität des Marktes nicht gewährleistet ist, sind zusätzliche regulatorische Maßnahmen bzw. eine Anpassung des Marktdesigns zu rechtfertigen.

Die Effektivität des Netzausbaus ist im Hinblick auf die Möglichkeit der Abschaffung der Bereitschaftsreserve zu überprüfen. Ist die Abschaffung der Bereitschaftsreserve gefährdet, sollten lokale Signale für Kraftwerksbetreiber (wie z.B. knoten- oder zonenabhängige Netztarife oder Market Splitting (d.h. Aufspaltung des Marktgebietes in zwei oder mehr Handelszonen)) als marktbasierter Lösung erwogen werden.

Eckpfeiler 5: Schaffung eines temporären Fangnetzes

Es ist ein fundamentales Dilemma, dass die Funktionsfähigkeit oder das Versagen der EoM nicht nachgewiesen werden kann. Es besteht allerdings eine lange und umfassende Erfahrung mit EoM, die ihre Effektivität sowohl zur Stimulanz effizienter Betriebsentscheidungen als auch zu einer effizienten Zusammensetzung des Kraftwerkportfolios unter den bisherigen Umständen bewiesen haben. Eine Weiterentwicklung der Märkte zur Anpassung an zukünftige Anforderungen sollte auf diesen Erfahrungen aufbauen.

Bei begründetem Zweifel an der Effektivität von EoM sind zusätzlich regulatorische Eingriffe gerechtfertigt. Diese regulatorischen Eingriffe sollten allerdings die Wirkung der EoM nicht beeinflussen und ggfs. wieder abgebaut werden können, wenn mit ausreichender Erfahrung und der Bestätigung der Funktionsfähigkeit entsprechendes Vertrauen aufgebaut wurde.

Ein solcher regulatorischer Eingriff könnte die Einrichtung eines „unsichtbaren Fangnetzes“ sein. Die Höhe der notwendigen Fangnetzreserve kann von der Regulierungsbehörde festgelegt und von den ÜNB beschafft werden. Diese Kapazitäten dürfen nicht am Markt teilnehmen. Die Kosten des Fangnetzes, einschließlich der Kosten für die Leistungsvorhaltung, sollten ausschließlich den Marktteilnehmern (Bilanzkreise) in Rechnung gestellt werden, die das Fangnetz in Anspruch nehmen. Dies ist ein wesentlicher Unterschied zum Modell der strategischen Reserve. Bei einer sehr seltenen Inanspruchnahme steigen die Kosten entsprechend an. Wird die Reserve nicht in Anspruch genommen, so sind die Aufwendungen für die Vorhaltung vollständig auf alle Marktteilnehmer/Bilanzkreise umzulegen. Diese „Risikoprämie“ spiegelt die Kosten für die Absicherung gegen ein mögliches Marktversagen wider.

Eine weitere, möglicherweise ergänzende Maßnahme ist die „Verpflichtung“ zum Abschluss von langfristigen Termin-Verträgen für Abnehmer am Großhandelsmarkt (z.B. Großverbraucher, Energiedienstleister). Durch diese Verträge sichern sich die Abnehmer gegen Preisschwankungen am kurzfristigen Großhandelsmarkt ab und die Konsequenzen hoher Preisspitzen werden abgemildert. Die Ausgestaltung einer Verpflichtung zum Abschluss von Langfristverträgen ist nicht trivial und vergleichbar mit der Komplexität eines Kapazitätsmarktes. Der entscheidende Unterschied ist allerdings, dass die Verpflichtung zur langfristigen Absicherung den bekannten und erprobten EoM vollständig intakt lässt und jederzeit stufenweise reduziert werden kann.

Da eine Reihe der genannten Herausforderungen bereits heute akut sind, ist es von großer Bedeutung, möglichst umgehend einen Konsens über sowohl die „zu kurierenden Probleme“ als auch über die Leitplanken zu erreichen. Auf dieser Basis kann dann ein Zeitplan für die Umsetzung der Eckpfeiler, die Ausgestaltung eines Marktdesigns sowie die daraus resultierenden Änderungen des Ordnungsrahmens abgeleitet werden. Dabei ist auch eine schrittweise Entwicklung der Eckpfeiler möglich, die die unterschiedliche Dringlichkeit der Herausforderungen berücksichtigt.

1. Anforderungen an das Marktdesign einer auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung

Der europäische Strommarkt befindet sich seit 20 Jahren im stetigen Wandel. Waren die neunziger Jahre bis Mitte der letzten Dekade noch im Wesentlichen durch ordnungspolitische Eingriffe zur Einführung von mehr Wettbewerb in der Energieversorgung geprägt, so stehen heute durch die Einführung der Energiewende vor allem technische und wirtschaftliche Herausforderungen im Mittelpunkt des Interesses. Ein starker Zuwachs an erneuerbaren Energien (EE) und die Integration des europäischen Binnenmarktes führen zu tiefgreifenden Veränderungen der europäischen Energiewirtschaft. In Deutschland sind diese Veränderungen aufgrund des überdurchschnittlichen Ausbaus der Stromerzeugung aus EE bei zeitgleichem Ausstieg aus der Kernenergie besonders sichtbar.

Eine erste Übersicht über die heutigen technischen und ökonomischen Herausforderungen wurde durch E-Bridge Consulting (E-Bridge) und UMS Group (UMS) in einem Thesenpapier zusammengetragen¹. Das Thesenpapier ist nun von E-Bridge und UMS in Zusammenarbeit mit Professor Frank A. Wolak, Professor am Lehrstuhl für Ökonomie und Direktor des „Program on Energy and Sustainable Development“ an der Stanford University in den USA, zu einem „White Paper“ für ein nachhaltiges Strommarktdesign weiterentwickelt worden. Es dient dazu, einen Konsens über die grundsätzlichen Anforderungen an das Marktdesign zu erzielen und Leitplanken für die weitere Ausgestaltung festzulegen.

Ein nachhaltiges Marktdesign muss einer Reihe von Anforderungen genügen. Grundsätzlich lassen sich drei Ziele unterscheiden:

Zunächst muss ein nachhaltiges Marktdesign den Rahmen für die Erreichung der langfristigen **politischen Ziele** bilden und muss robust gegen kurz- und mittelfristige Veränderungen sein. Neben der Umsetzung der Energiewende müssen auch umweltpolitische Ziele (z.B. Klimaziele), soziale Ziele (gerechte Allokation von Energiekosten, Sozialverträglichkeit, etc.) wie auch wirtschaftspolitische Ziele (Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, Wertschöpfung in Deutschland, europäischer Binnenmarkt, etc.) gegeneinander abgewogen und in Einklang gebracht werden.

Daneben muss eine **sichere und zuverlässige Versorgung** ohne unfreiwillige Last- oder Erzeugungsabschaltung und unter Einhaltung des technischen Qualitätsstandards sichergestellt werden. In den Strom- und Gasmärkten findet eine enge technische Wechselwirkung zwischen allen Marktteilnehmern statt. Der sichere Systembetrieb erfordert Maßnahmen zur Gewährleistung einer kontinuierlichen Leistungsbilanz sowie zum Betrieb der Infrastruktur. Diese Aufgaben obliegen heute und in absehbarer Zukunft den System- und Netzbetreibern, die diese Funktionen wahrnehmen.

Zuletzt muss ein nachhaltiges Marktdesign die **effiziente Verwendung** aller vorhandenen Ressourcen ermöglichen (statische Effizienz) und gleichzeitig Innovations- und Investitionsanreize setzen (dynamische Effizienz). Dieses Ziel wird vor allem durch die Ausnutzung von Marktkräften, d.h. durch einen möglichst umfassenden Wettbewerb erreicht.

¹ Towards a sustainable market model (Why there is a need for a modified market model), Büchner, J., Frenken, R., Study commissioned by TenneT, April 2013

Insgesamt wird angenommen, dass ein Konsens darüber besteht, dass diese Ziele am besten erreicht werden können, wenn auch weiterhin der Markt durch Wettbewerb stimuliert wird und nur dort regulatorische Eingriffe akzeptiert werden, wo wichtige Externalitäten nicht ausreichend im Markt berücksichtigt werden bzw. wo Marktversagen zu befürchten ist. Diese Annahmen entsprechen den europäischen Richtlinien und waren eine der wesentlichen Maßgaben für die Umstrukturierung der deutschen Energieversorgung in den vergangenen 20 Jahren. Wesentliche Externalitäten sind vor allem:

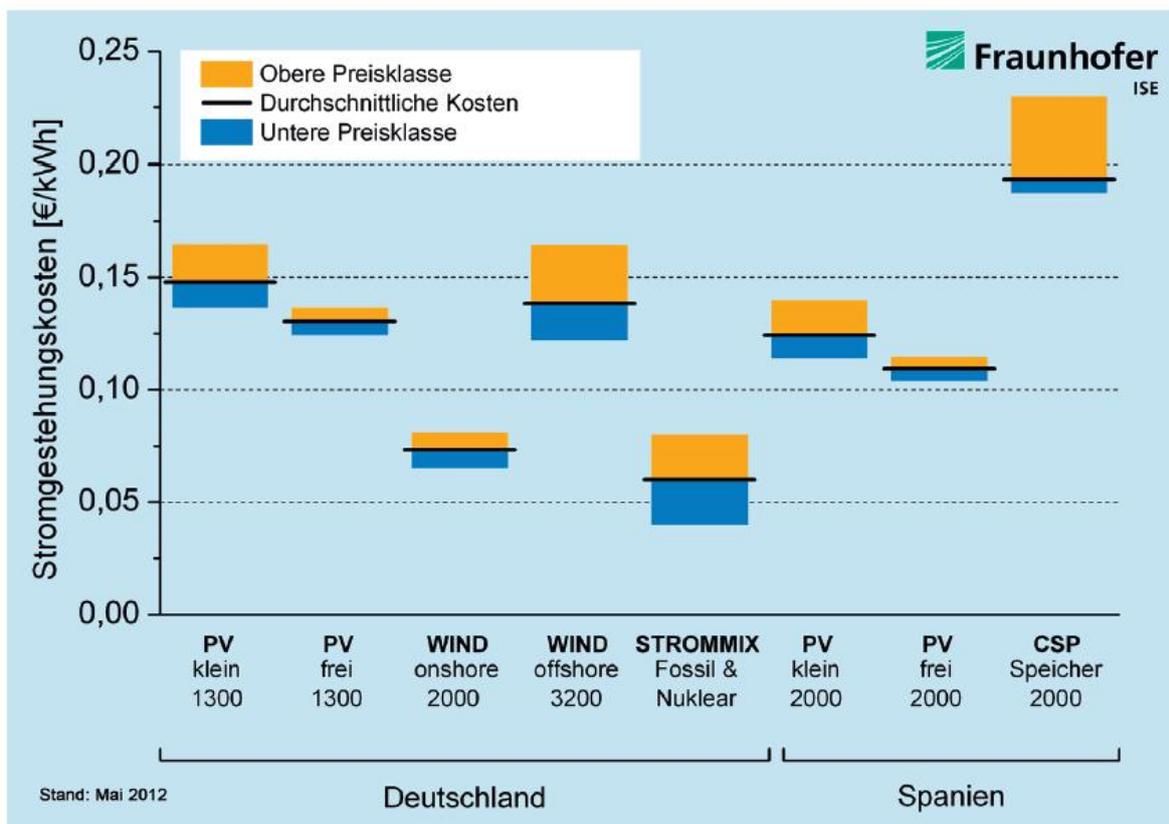
- Planung und Betrieb der Netzinfrastruktur, da diese ein „de facto“-Monopol ist.
- Systembetriebsführung zur Sicherstellung der kontinuierlichen Leistungsbilanz (ebenfalls ein „de facto“-Monopol).
- Förderung der EE, da diese aufgrund ihrer hohen Stromgestehungskosten andernfalls nicht im Wettbewerb mit anderen Energieträgern bestehen könnten.
- CO₂-Emissionsgrenzen, da die Umweltauswirkungen des CO₂-Ausstoßes nicht vollständig im Markt eingepreist sind.

Bei der Diskussion der Eckpfeiler eines nachhaltigen Marktdesigns ist zu prüfen, ob in Zukunft neue Herausforderungen entstehen, die nicht durch Wettbewerb gelöst werden können und deshalb als neue Externalitäten reguliert werden müssen oder ob bisherige Externalitäten besser durch den Markt geregelt werden.

2. Grundsätzliche Herausforderungen durch die Nutzung erneuerbarer Energien

Es ist das politische Ziel in Europa, den Anteil EE an der Stromerzeugung signifikant zu steigern. In Deutschland soll bis 2020 35% des Strombedarfs durch EE abgedeckt werden. 2030 sollen es bereits 50% sein und im Jahr 2050 sogar 80%. Aufgrund der starken Förderung hat der Anteil EE in den vergangenen Jahren stark zugenommen und die Ausbauziele wurden regelmäßig übertroffen. 2012 betrug der Anteil EE an der elektrischen Energieerzeugung bereits rund 23%.

Der Zuwachs der Stromproduktion aus EE-Anlagen wird vor allem durch Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) realisiert werden können. Sie ist auch heute noch – nach vielen Jahren der Förderung – deutlich teurer als die Stromproduktion in konventionellen Anlagen. Die Kosten sind in Abbildung 1 dargestellt. Die im Bild angegebenen Kosten für solarthermische Großkraftwerke (CSP) sind für eine Anwendung in Deutschland ungeeignet und für die weitere Betrachtung nicht relevant.



1) Der Wert unter der Technologie bezieht sich auf die solare Einstrahlung in kWh/m²/Jahr (optimaler Neigungswinkel für PV berücksichtigt), bei Windkraft auf die Volllaststundenanzahl pro Jahr.

[Quelle: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Mai 2012]

Abbildung 1: Stromgestehungskosten für PV und Wind

Strom aus Photovoltaikanlagen kostet in unseren Breitengraden rund 120 - 160 €/MWh. Vor sieben Jahren betragen diese Kosten allerdings noch das Fünf- bis Siebenfache. Strom aus Onshore-Windkraftanlagen kann zu etwa einem Drittel bis der Hälfte der Kosten erzeugt werden. Die erst am Anfang der Entwicklung stehenden Offshore-Windkraftwerke produzieren zu Kosten

von mehr als 110 - 160 €/MWh. Interessant ist ein Vergleich dieser Stromgestehungskosten mit den Förderkosten durch den deutschen Stromkunden. Im Durchschnitt zahlt der deutsche Stromkunde heute – und in den nächsten 10-15 Jahren – für jede in den EE-Bestandsanlagen produzierte MWh ca. 180 € und damit deutlich mehr als bei dem heutigen Kostenniveau erforderlich wäre. Das ist das Vierfache des heutigen Großhandelspreises für Strom oder etwa das Zwei- bis Dreifache der Stromgestehungskosten in einem konventionellen Kraftwerkspark.

Die Stromproduktion aus diesen Anlagen ist aber auch dargebotsabhängig, das heißt, Strom kann nur in dem Maße produziert werden, wie Wind weht oder Solarstrahlung vorhanden ist. Wenn heute ca. 23% des Jahresstromverbrauchs durch EE erzeugt wird, so heißt das nicht, dass die Last zu jedem Zeitpunkt zu 23% aus EE gedeckt wird. Vielmehr gibt es Zeiten, in denen die Last nahezu vollständig durch EE-Anlagen abgedeckt wird und Zeiten, in denen die Last nahezu vollständig durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Abbildung 2 zeigt den mittleren Jahresgang der Stromerzeugung aus PV aus den Jahren 2011 und 2012, verglichen mit dem Jahresgang der Last.

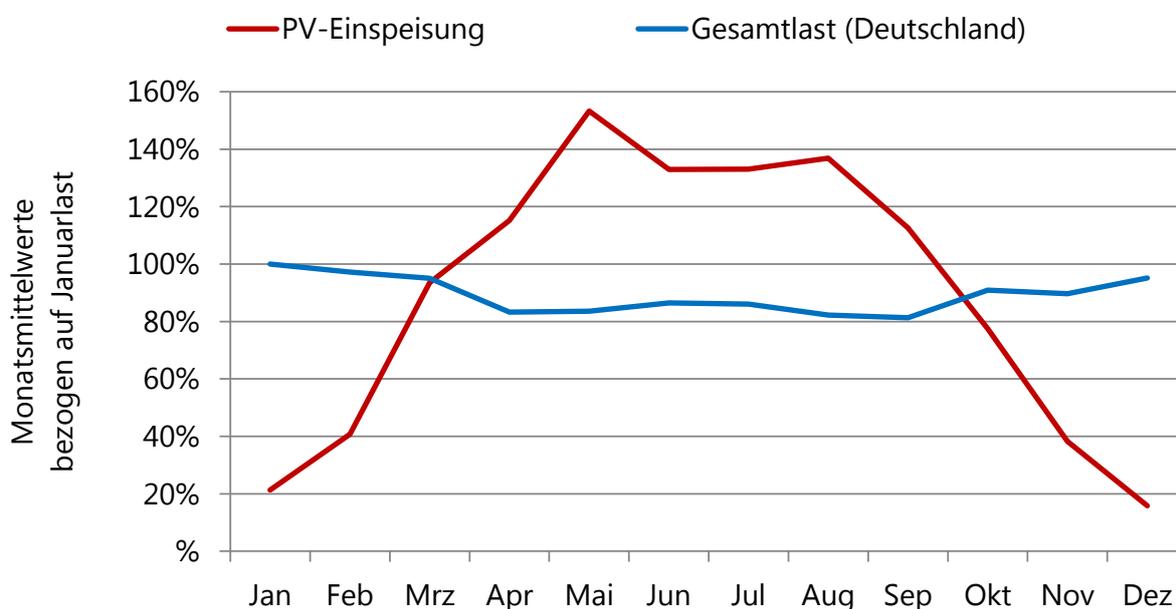


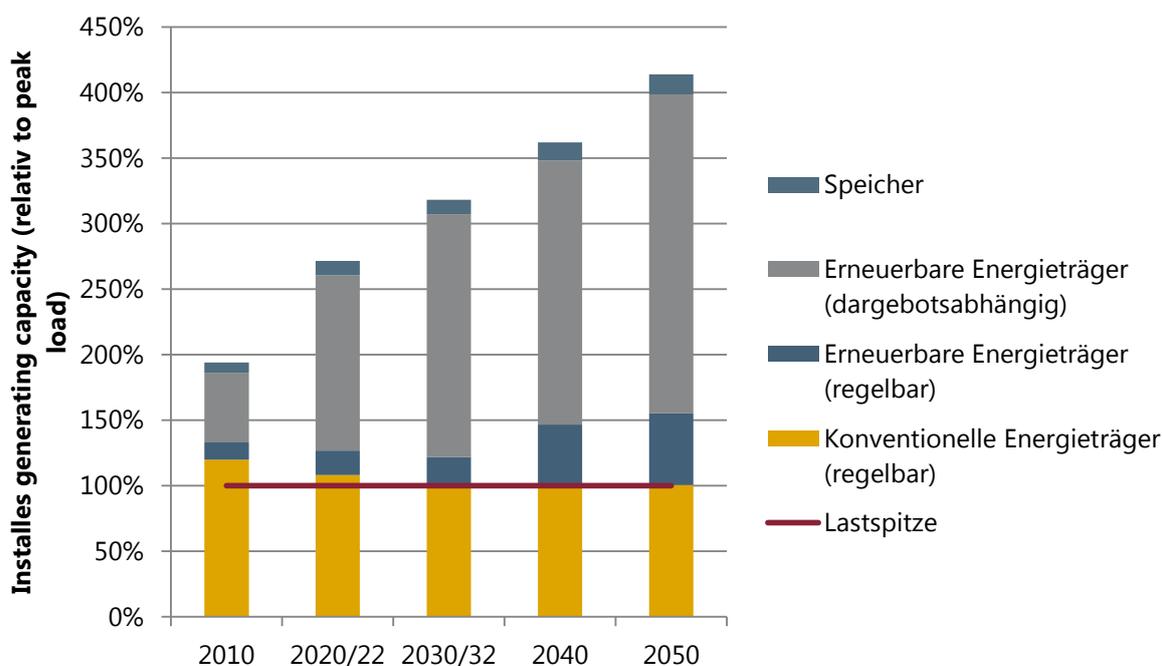
Abbildung 2: Vergleich der Jahresgänge von Stromproduktion aus PV-Anlagen und Last in Deutschland

Die Tagesgänge wurden so normiert, dass die produzierte PV-Energie den gesamten Jahresbedarf der öffentlichen Stromversorgung in Deutschland abdeckt. Dargestellt sind die monatlichen Mittelwerte der Einspeisung bzw. der Last. Man erkennt den deutlichen Unterschied zwischen Dargebot und Verbrauch. Während in den Sommermonaten etwa knapp doppelt so viel Energie produziert werden muss wie verbraucht wird, so reicht im Dezember und Januar die produzierte Energiemenge lediglich zur Deckung eines Fünftel der Last. Rund 25% der gesamten jährlichen Nachfrage müssen verschoben oder zwischengespeichert werden, um Dargebot und Nachfrage in Einklang zu bringen. Ein noch größerer Unterschied ergibt sich bei den Tagesgängen. Hier müssten je nach Jahreszeit 50% - 65% verschoben werden. PV-Anlagen sind deshalb kaum in der

Lage, ohne entsprechende Zwischenspeicherung oder Lastverschiebung weder einen nennenswerten Beitrag zur Lastdeckung im Winter noch in der Nacht zu leisten.

Die Stromproduktion aus Windenergie hat einen deutlich weniger ausgeprägten Jahresgang. Eine kosteneffiziente Deckung der Last mit verschiedenen EE-Anlagen erfordert damit die Zusammenstellung des „richtigen“ EE-Portfolios, um die Nachfrage möglichst kostengünstig zu decken. Fördermechanismen und Marktdesign haben einen wesentlichen Einfluss darauf, ob sich ein solches optimales EE-Portfolio einstellen kann.

Das Verhältnis der in einem Jahr erzeugten Energie zur maximalen Spitzenleistung einer EE-Anlage wird in sogenannten Volllaststunden gemessen. Diese betragen für PV-Anlagen in unseren Breitengraden unter 1.000 Stunden, für Onshore-Windkraftwerke um die 2.000 Stunden und für Offshore-Windkraftwerke bis zu 4.000 Stunden. Die Volllaststunden der Gesamtlast in Deutschland liegen bei rund 6.000 Stunden. In einer auf dargebotsabhängiger Erzeugung basierenden Energieversorgung ist deshalb für eine ausreichende Energiedeckung eine sehr hohe Erzeugungsleistung erforderlich, die die maximale Last um ein Vielfaches übersteigen kann. In Abbildung 3 ist die Entwicklung der prognostizierten installierten Leistung bis 2050 dargestellt, bezogen auf die jeweilige jährliche Lastspitze.



[Quelle: Netzentwicklungsplan 2012; Leitstudie BMU 2011, E-Bridge]

Abbildung 3: Entwicklung der prognostizierten installierten Leistung bis 2050

Im Jahr 2050 ist eine Erzeugungskapazität in Höhe von ungefähr dem Vierfachen der (Winter-) Lastspitze erforderlich, um 80% der jährlichen Nachfrage durch Strom aus EE-Anlagen abzudecken. Zeitlich gesehen kommt es dann zu einer erheblichen Überdeckung der Last in Sommerzeiten und zu einer Unterdeckung im Winter und zu Nachtzeiten. Prof. Moser vom Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen hat errechnet, dass bei einer vollständigen Abdeckung einer (unflexiblen) Jahresstromnachfrage durch EE-Anlagen in einem „Normaljahr“ noch stets rund 25% der Jahresenergie und rund 80% der Lastspitze durch regelbare

Leistungen abgedeckt werden müssen [Moser, 2013]. Diese regelbaren Leistungen können nur durch konventionelle Kraftwerke, regelbare EE-Kraftwerke (z.B. Biomassekraftwerke), Speicher (einschließlich Pumpspeicherkraftwerke) oder regelbare Last ausgeglichen werden. Solange die erforderliche Speicherkapazität technisch und wirtschaftlich nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung steht, schaffen zunehmende Importe und Exporte gegenwärtig die wirtschaftlich günstigste Möglichkeit zum Ausgleich des zeitlichen Versatzes von Dargebot und Nachfrage. Allerdings muss beachtet werden, dass die erforderlichen grenzüberschreitenden Transportkapazitäten z.T. bereits jetzt schon ausgelastet sind und damit der grenzüberschreitende Austausch an seine Grenzen stößt.

Zusätzlich muss beachtet werden, dass die Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Kraftwerken eine deutlich höhere Planungsunsicherheit hat. Im Winter 2012 produzierten die Windkraftwerke in Deutschland über zwei Wochen lang kaum elektrische Energie, obwohl in dieser Zeit üblicherweise eine sehr hohe Stromproduktion zu erwarten war. Die fehlende Energie musste durch dargebotsunabhängige Kraftwerke gedeckt werden. Das zukünftige Energieversorgungssystem muss über ausreichend „regelbare“ Leistung verfügen, um diese stochastischen Schwankungen der Stromerzeugung aus EE-Anlagen zu kompensieren. Die spezifischen Kosten zur Vorhaltung der entsprechenden Leistung können sehr hoch sein. Wird zum Beispiel eine Gasturbine mit Investitionskosten von rund 400 €/kW vorgehalten, treten spezifische Kosten zur Lastdeckung von mindestens 2.000 €/MWh auf, wenn diese Gasturbine jedes fünfte Jahr für ca. 100 Stunden eingesetzt werden muss².

Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Dargebot und Nachfrage sowie der Stochastik des Dargebotes wird immer auch eine regelbare Erzeugungs- oder Speicherleistung benötigt, die zusätzlich die Stromkosten erhöht. Um die Kostenbelastung für den Endverbraucher zu begrenzen, muss ein nachhaltiges Marktdesign zwingend die Flexibilisierung von EE-Anlagen und Nachfrage stimulieren, um Dargebot und Nachfrage kosteneffizient aufeinander abzustimmen. Ebenfalls ist eine starke Integration des deutschen Marktes in den europäischen Markt erforderlich, um sowohl den Ausgleich der europäischen Lastverläufe als auch den Ausgleich der Einspeisungen aus EE ausnutzen zu können.

² Diese Zahlen sollen die hohe Volatilität der Kosten verdeutlichen. Durch die hohen notwendigen Risikoaufschläge, die bei entsprechend unsicheren Erlösen notwendig sind, können auch deutlich höhere spezifische Kosten auftreten.

3. Herausforderungen aus Sicht diverser Marktparteien

3.1. Übersicht

Im Folgenden werden die akuten und zu erwartenden Herausforderungen durch die Energiewende aus Sicht der diversen Marktparteien aufgeführt. Dies soll helfen, einen Überblick über die Anforderungen über die ganze Wertschöpfungskette hinweg zu erhalten. Wenngleich eine solche Übersicht im Rahmen dieser Studie naturgemäß nicht umfassend sein kann, so dient sie doch der Identifikation der wesentlichen Anforderungen aus Sicht unterschiedlicher Marktparteien.

Die folgenden Marktparteien werden unterschieden:

- Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen;;
- Betreiber von EE-Anlagen;
- Verbraucher;
- Systembetreiber;
- Netzbetreiber;
- Europäische Nachbarn.

3.2. Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen

Die Preise am Großhandelsmarkt fallen seit 2008 deutlich und befinden sich heute auf einem Preisniveau von vor 2005 (siehe auch Anlage A). Sie machen gegenwärtig den Betrieb und Ausbau des konventionellen Kraftwerksparks unrentabel und führen zur Außerbetriebnahme hochmoderner und effizienter Kraftwerke. Die damit verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten tragen die Eigentümer der Anlagen. Ursache für diesen volkswirtschaftlichen Schaden ist der schnelle Ausbau der EE-Anlagen und die damit verursachte Überkapazität an Erzeugungskapazitäten. Die notwendige Marktberreinigung ist kein Zeichen eines Marktversagens, sondern die notwendige Reaktion zum Abbau der Überkapazitäten. Das Problem kann deshalb auch nicht durch eine Änderung des Marktdesigns verringert werden. Es wäre lediglich durch einen langsameren Ausbau der erneuerbaren Energien zu bekämpfen.

Investitionen in konventionelle Kraftwerke hatten in der Vergangenheit ein klares Risikoprofil. Kredit- und Counterparty-Risiken waren niedrig (Energieversorger hatten üblicherweise eine sehr hohe Bonität), Technologie- und Entwicklungs-Risiken waren aufgrund bekannter Technologien gering und auch das Marktrisiko war begrenzt (stabiler und tiefer Forward-Markt mit Verträgen von mehr als 15 Jahren im OTC-Markt). Dieses Risikoprofil verändert sich mit der Einführung von EE signifikant.

Sinkende Vollastbenutzungsstunden für Spitzenlast- und mittelfristig auch für Mittel- und Grundlast-Kraftwerke erfordern neue Geschäftsmodelle für Kraftwerksbetreiber. Die Aufgabe von konventionellen Kraftwerken liegt nicht mehr alleine in der Deckung der Nachfrage, sondern insbesondere in der Unterstützung und dem Ausgleich dargebotsabhängiger Erzeugung. Betreiber konventioneller Kraftwerke sehen sich damit erhöhten Preis- und Volumenrisiken ausgesetzt.

Preis- und Volumenrisiken (Marktrisiken) werden auch durch Unsicherheiten in der Ausgestaltung und Entwicklung des Marktdesigns verursacht, durch die die Höhe der Erlöse nur mit großen Unsicherheiten vorhergesagt werden kann. Gleichzeitig wachsen Kredit- und Counterparty-Risiken,

Technologie- und Entwicklungsrisiken und - in der Vergangenheit kaum von Bedeutung - Liquiditätsrisiken, die mit dem Verkauf von Anlagen verbunden sind. Diese erhöhten Risiken müssen durch entsprechende Aufschläge auf die Preise im Langfristmarkt abgesichert werden (siehe auch Anlage B).

In der Übergangsphase zu einer nachhaltigen, hauptsächlich auf EE basierenden Energieversorgung, sind die Risiken für Investoren naturgemäß höher. Durch zusätzliche Unsicherheiten in der Ausgestaltung und Umsetzbarkeit des Marktdesigns und der Fördermodelle erhöhen sich diese Risiken weiter und es besteht die Gefahr, dass Marktparteien (sprich Großabnehmer und Lieferanten) nicht bereit sind, die erforderlichen Risikoaufschläge zu zahlen. Unzureichende Investitionen in konventionelle Kraftwerke wären die Folge. Da wir uns zurzeit noch in einer Phase der Überkapazität befinden und auch in den nächsten drei bis fünf Jahren keine systemweiten Erzeugungsempässe zu erwarten sind, besteht entsprechender Investitionsbedarf erst mittelfristig (siehe auch Anlage B).

3.3. Betreiber von EE-Anlagen

Betreiber von bestehenden Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus EE beziehen feste Erlöse für einen determinierten Zeitraum. Ihre Erlöse bestehen zum großen Teil aus direkten Vergütungssätzen. Zusätzliche Erlöse kommen durch die Einsparung von Steuern, Netzentgelten (einschließlich Systemdienstleistungen) sowie der Einsparung der EEG-Umlage hinzu (siehe auch Anlage C). Der gesamte Fördermechanismus trug bislang zu einem fast sprunghaften Ausbau von erneuerbaren Energien bei.

Die Angemessenheit der bisherigen Förderung in Bezug auf die heutige Kosten- und Ausbausituation wird allerdings zunehmend in Frage gestellt. Das Risiko der Anpassung des Förderungsinstrumentes ist virulent. Insbesondere werden die folgenden Argumente vorgetragen:

- Der Fördermechanismus stellt weder auf die politisch gewollten Erzeugungsmengen ab, noch ist der Fördermechanismus technologie-neutral. Der Fördermechanismus verhindert einen wirksamen Wettbewerb zwischen den Technologien und setzt keine Anreize für eine bedarfsgerechte und kosteneffiziente EE-Erzeugung.
- Die Entwicklung der Förderkosten ist komplex und nicht transparent. Die Kosten der EE-Förderung sind an einem Punkt angelangt, an dem der Widerstand der Gesellschaft zunimmt. Es ist nicht absehbar, ob EE-Anlagen jemals ausreichend wettbewerbsfähig werden – nicht nur gegenüber konventionellen Kraftwerken, sondern auch gegenüber anderen EE-Anlagen in Europa - um die angestrebten Ausbauziele auch ohne Fördermechanismus zu erreichen.
- Einsparung an Netzentgelten, einschließlich Systemdienstleistungskosten sowie Einsparungen an Steuern und der EEG-Umlage durch dezentrale PV-Anlagen ist nicht sachgerecht und als verdeckte Förderung zu bezeichnen.

Die Vermarktung der in EE-Anlagen erzeugten Energie geschah zunächst durch den ÜNB. Seit Ende 2011 besteht die Möglichkeit für EE-Anlagenbetreiber, die Energie auch selbständig zu vermarkten. Die Direktvermarktung ist grundsätzlich ein richtiger Schritt zu einer bedarfsgerechteren und kosteneffizienteren Erzeugung von elektrischer Energie in EE-Anlagen, da es den Betreibern von EE-Anlagen grundsätzlich ermöglicht, miteinander um eine günstige und sichere Versorgung der Nachfrage in Wettbewerb zu treten (siehe Anlage D). Innovationen zur Erhöhung der Regelfähigkeit, die Ausnutzung von Portfolioeffekten oder anderer Maßnahmen werden honoriert und stimuliert.

Das heutige technologiespezifische Förder- und Prämienmodell verhindert allerdings diesen Wettbewerb weitgehend und führten zu einem ineffizienten Anlagenmix – die spezifischen kumulierten Förderkosten von PV sind etwa doppelt so hoch wie die von Wind. Auch sind die Prämien für die dringend erforderliche Direktvermarktung deutlich höher als die Kosten der Vermarktung durch den TSO. Zuletzt liegen die heutigen Förderkosten für EE-Bestandsanlagen deutlich über den Stromgestehungskosten moderner EE-Anlagen.

Zur Sicherstellung der Nachhaltigkeit der Energiewende ist es zwingend erforderlich, dass EE-Anlagenbetreiber Geschäftsmodelle entwickeln, die ihre langfristige Wettbewerbsfähigkeit – auch gegenüber anderen europäischen EE-Anlagenbetreibern - sicherstellen. Der heutige Fördermechanismus wirkt der Entwicklung dieser Geschäftsmodelle entgegen. Er bedarf einer grundlegenden Reformation.

3.4. Verbraucher

Haushalts- und Gewerbekunden werden am **Endkundenmarkt** in der Regel über mittelfristige Verträge (mit Laufzeiten von üblicherweise ein bis drei Jahren) versorgt. Sie sind in der Regel nicht direkt den kurzfristigen Preisschwankungen am Großhandelsmarkt ausgesetzt.

Ihre gesamten Kosten setzen sich zusammen aus den Kosten für die Energie, Vertriebskosten, Netz- und Systemkosten sowie Steuern und Umlagen. Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis der Grundversorgung in Deutschland betrug 2012 6,04 ct/kWh. Damit machen Netzkosten (einschließlich Systemdienstleistungen) ca. 23% der Stromkosten für einen Haushaltskunden aus. Betreiber von dezentralen PV-Anlagen nutzen die erzeugte Energie, um ihren Bezug aus dem Netz zu reduzieren und um damit auch die EEG-Umlage sowie die Netz- und Systemkosten einzusparen. Die entsprechenden Kosten müssen dann auf die übrigen Verbraucher verteilt werden. Es besteht das Risiko einer sozialen Ungerechtigkeit, da hauptsächlich Eigenheimbesitzer, die finanziell in der Lage sind, in erneuerbare Energien zu investieren, in den Genuss dieser Vorzüge gelangen und einkommensschwächere Haushalte mit steigenden Stromkosten belastet werden.

Selbst wenn das Problem der Entsozialisierung der Tragung der Netz- und Systemkosten und der EEG-Umlage gelöst werden sollte, ist mit einem deutlichen Anstieg der Stromkosten zu rechnen. Grund dafür sind die höheren Stromgestehungskosten von EE-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Anlagen, die zusätzlichen Kosten für den Ausgleich zwischen dem Dargebot und der Nachfrage (Erwartungswerte und seltene stochastische Schwankungen) sowie die sogenannten „Übergangskosten“. Die Übergangskosten setzten sich zusammen aus überhöhten Kosten für die EE-Bestandsanlagen (ca. 65% höhere Förderkosten verglichen mit den Stromgestehungskosten moderner Anlagen) sowie überhöhter Kosten für das Prämienmodell zur Direktvermarktung (Differenz zwischen den Managementprämien für die Direktvermarktung (ca. 9,7 €/MWh in 2012) und den Differenzkosten der EEG-Vermarktung durch die ÜNB (2,7 €/MWh in 2012³). Diese Übergangskosten führen zu überhöhten Stromkosten für die Endkunden. Es ist zu erwägen, gerade einkommensschwache Haushalte und stromintensive Industriebetriebe vor den Folgen

³ Diese Zahlen basieren auf der EEG-Jahresabrechnung 2012 der ÜNB (gesamte Managementprämie; 466,2 Mio. €; gesamte EE-Menge in der Direktvermarktung: 47,9 TWh; EE-Menge über ÜNB vermarktet: 66,4 TWh, EEG-Bilanzierungskosten der ÜNB: 179,8 Mio. €)

hoher Strompreise – vor allem in der Übergangsphase zu einer nachhaltigen Energieversorgung – zu schützen.

Abnehmer am Großhandelsmarkt (wie zum Beispiel Lieferanten oder Industriekunden) können an allen Teilmärkten des Strommarktes Energie beschaffen, um ihre Abnahmeverpflichtungen zu erfüllen. Sie sind für eine ausreichende Deckung ihrer Nachfrage - auch in Knappheitssituationen - selbst verantwortlich. Durch die Besonderheiten der Stromversorgung ist es allerdings schwierig, die Einhaltung dieser Pflicht sicherzustellen. Grundsätzlich müsste eine unzureichende Beschaffung von Energie dazu führen, dass die Nachfrage nicht bedient und entsprechend gekürzt werden müsste. Dies ist aus technischen und ordnungspolitischen Gründen zurzeit kaum möglich. Auch könnte der Übertragungsnetzbetreiber eine Marktpartei vom Markt ausschließen, wenn diese ihren Liefer- oder Abnahmeverpflichtungen nicht nachkommt. Dies ist allerdings kaum durchsetzbar.

In der Praxis regelt der ÜNB alle nicht am Markt ausreichend beschafften Lieferverpflichtungen durch Inanspruchnahme von Regelernergie aus und rechnet diese über den Ausgleichsenergiepreis ab. Durch den Ausgleichsenergiepreismechanismus in Deutschland werden allerdings einer Marktpartei nicht die vollständigen Kosten in Rechnung gestellt, die zur Ausregelung ihres Leistungsungleichgewichtes erforderlich wäre. Insbesondere die Kosten der Leistungsvorhaltung für Regelernergie werden nicht von den Marktparteien getragen, sondern über alle Netznutzer sozialisiert. Die am Großhandelsmarkt teilnehmenden Abnehmer sehen somit nicht die vollständigen Kosten, die durch die Abweichungen von ihren Fahrplänen verursacht werden. Damit wird die Zahlungsbereitschaft für eine ausreichende Energiebeschaffung zur Deckung der Nachfrage am Intraday-Markt, Day-ahead-Markt und den langfristigen Märkten begrenzt. Die Folge ist eine unzureichende langfristige Energiebeschaffung, da jegliche Differenzen zwischen Erzeugung und Nachfrage günstiger über die Beanspruchung von Ausgleichsenergie als über den Großhandelsmarkt gedeckt werden können. Unzureichende Transparenz und Zuordnung der Kosten für kurzfristige Reservebereitstellung ist eines der wesentlichen Hemmnisse für ausreichende Zahlungsbereitschaft von Großabnehmern.

3.5. Systembetreiber

Zur Diskussion der Versorgungssicherheit ist zwischen langfristiger und kurzfristiger Versorgungssicherheit zu differenzieren. Die langfristige Versorgungssicherheit ist gewährleistet, wenn ausreichend Erzeugungs- und Netzkapazitäten im System vorhanden sind, um die Elektrizitätsnachfrage decken zu können. Ausreichende Erzeugungskapazitäten werden durch einen funktionierenden Markt sichergestellt, die ausreichende Netzkapazität wird durch eine effektive Regulierung gewährleistet.

Nach § 12,3 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber die Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität befriedigen und entsprechende Übertragungskapazitäten bereitstellen. Mit der Einführung eines 10-jährigen Netzentwicklungsplans soll sichergestellt werden, dass entsprechende Planungen durch die Übertragungsnetzbetreiber entwickelt und untereinander koordiniert werden. Analoge Pflichten gelten für Verteilnetzbetreiber gemäß § 14,1 EnWG.

Das EnWG ermöglicht der Bundesregierung ein Verfahren zur Ausschreibung von Kraftwerkskapazitäten oder Nachfragesteuerungsmaßnahmen vorzusehen, sofern eine langfristige Versorgungssicherheit (der sogenannten „Generation Adequacy“) nicht gewährleistet ist (§ 53 EnWG). Eine Spezifizierung der langfristigen Versorgungssicherheit – auch bzgl. des Beitrages Deutschlands an die Versorgungssicherheit im europäischen Binnenmarkt – steht noch aus.

Die kurzfristige Versorgungssicherheit betrifft die technisch-betriebliche Systemintegrität. Dazu müssen Spannung, Frequenz und Lastflüsse in zulässigen Grenzen gehalten werden, um das System sicher zu betreiben. Zusätzlich sind die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel zu berücksichtigen. Alle an das Netz angeschlossenen Anlagen beeinflussen durch ihre Betriebsweise diese Größen gegenseitig. Die Systemintegrität ist gewährleistet, wenn diese Grenzen ohne unfreiwillige und ungeplante Abschaltung von Netznutzern eingehalten werden.

Die Aufgabe der Systembetreiber ist die Ausregelung der kurzfristigen Leistungsungleichgewichte. Es wurde bereits weiter oben beschrieben, dass eine Nichterfüllung der Pflicht der Bilanzgruppen zum Leistungsausgleich zu erhöhten Regelenergiebedarf führen und die Systemsicherheit gefährden kann. Eine Anpassung des Ausgleichsenergiemechanismus könnte dieses Risiko reduzieren.

Die Bilanzen der Marktparteien werden heute in 15-Minuten-Intervallen abgerechnet, d.h. ausschlaggebend für die Ausgleichsenergiepreise ist die in diesem Intervall *durchschnittliche* Leistung. Relevant für die technische Stabilität ist allerdings eine kontinuierliche Ausregelung der Leistungsbilanz. Heute finden Regelenergieabrufe innerhalb eines 15-Minuten-Zeitintervalls oftmals in beide Richtungen statt⁴. Für diese Zeiträume bieten die heutigen Abrechnungszeitintervalle kein effizientes Signal für die Marktteilnehmer. Es ist zu prüfen, ob ggfs. eine Verkürzung der Abrechnungsintervalle nötig ist, um die Realität der Regelnotwendigkeit besser abzubilden und damit transparente und stabile Signale für die Marktteilnehmer zu ermöglichen.

Ebenso wichtig ist eine Abstimmung mit den europäischen Nachbarn bezüglich der gegenseitigen Unterstützung im Sinne der kurz- und langfristigen Versorgungssicherheit. Deutschland ist fest integriert in den nordwest-europäischen Energiemarkt. Die Erzeugungseinheiten in diesem Markt werden so eingesetzt, dass die Nachfrage möglichst kostengünstig gedeckt wird. Dabei ist es irrelevant, ob die Erzeugungseinheiten in Deutschland oder im benachbarten Ausland stehen sofern ausreichend grenzüberschreitenden Transportkapazitäten zur Verfügung stehen. Es ist fraglich, ob auch in Knappheitssituationen stets alle bestehenden grenzüberschreitenden Liefer- und Abnahmeverpflichtungen erfüllt werden, auch wenn die nationale Nachfrage gekürzt werden muss. Ein nachhaltiges Marktdesign muss gewährleisten, dass die Zugangsbedingungen zum grenzüberschreitenden Binnenmarkt auch in Knappheitssituationen respektiert werden.

3.6. Netzbetreiber

Insbesondere die Schließung von Kernkraftwerken im Süden Deutschlands und der geplante Zubau von Offshore-Windkraftwerken im Norden führen zu Transportengpässen in Nord-Süd-Richtung im deutschen Übertragungsnetz und zu lokalen Erzeugungsempässen im Süden (siehe Anhang A). Der starke PV-Ausbau schafft zwar eine gewisse Entlastung in Zeiten von starker Sonneneinstrahlung, er kann die fehlende Erzeugung aus Kernkraftwerken allerdings weder nachts noch im Winter kompensieren. Aufgrund der angekündigten Stilllegung von weiteren unwirtschaftlich gewordenen konventionellen Kraftwerken werden diese Engpässe noch weiter zunehmen. Auch langfristig wird der Bedarf an Übertragungskapazität grundsätzlich steigen, da in

⁴ Im Zeitraum vom 1.1.2012 bis zum 31.6.2013 fanden in knapp 70% der Zeit Regelenergieabrufe innerhalb der 15-minütigen Abrechnungsintervalle in beide Richtungen statt.

einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung aufgrund der sehr hohen installierten Erzeugungslleistung ebenfalls der Bedarf an Transportkapazität zunehmen wird.

Das Problem der Netzengpässe ist akut und wurde bereits erkannt. Der Netzausbau wird durch diverse Maßnahmen vorangetrieben, um Engpässe abzubauen. So wurden Maßnahmen getroffen, die Planungs- und Genehmigungszeiten zu verkürzen und die Planung zwischen den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) besser abzustimmen. Es werden Bürgerbeteiligungen an neuen Trassen angeboten, um eine höhere Akzeptanz bei den betroffenen Bürgern zu erreichen. Zusätzlich wurde eine Bereitschaftsreserve eingeführt, die Übertragungsnetzbetreiber kontrahieren können, um sicherzustellen, ausreichend Kraftwerksleistung zur Ausregelung der Engpässe zur Verfügung zu haben⁵.

Es wird zusätzlich erwogen, durch ein modifiziertes Einspeisemanagement die Erzeugungsspitzen von Erneuerbaren Energien abzuregeln, um eine Überdimensionierung insbesondere des Verteilnetzes zu vermeiden. Es fehlt allerdings ein effektives Instrument, durch das Netz- und Erzeugungsausbau aufeinander abgestimmt werden. Die Netzentwicklungspläne können diese Synchronisation nicht vollständig übernehmen, da entsprechende Signale für die Erzeuger fehlen, um Standortentscheidungen von der Verfügbarkeit von Netzkapazitäten abhängig zu machen.

Grundsätzlich wird auch bei einem angepassten Netzentgeltsystem, das die heutigen Fehlanreize vermeidet, ein neuer Wettbewerb zwischen Netz- und Systemdiensten und dezentraler Erzeugung entstehen. Ausschlaggebend dafür ist, dass die Stromgestehungskosten von dezentralen PV-Anlagen zwar (noch) deutlich teurer sind als die Preise für Strom am Großhandelsmarkt, dass aber die Kosten deutlich unter den Endkundenpreisen liegen. Diese Endkundenpreise decken auch die Kosten für das Netz, Handel und Vertrieb und vor allem auch Steuern und sonstige Abgaben (einschließlich der EEG-Umlage) ab. Besteht die Möglichkeit, durch dezentrale Einspeisung eine sachgerechte Beteiligung an diesen Kosten zu vermeiden, entstehen eine Entsozialisierung der Kostentragung von „Systemkosten“ und ein Anstieg dieser Kosten für die verbleibenden Kunden. Es ist möglich, dass gerade hier regulatorische und ordnungspolitische Maßnahmen erforderlich sind, um die spezifischen Kosten des Netzes für jeden Netzkunden zu begrenzen. Das ist allerdings vornehmlich eine regulatorische Fragestellung, die über die Ausgestaltung des Marktdesigns hinausgeht.

3.7. Europäische Nachbarn

Die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung sind ambitioniert. Bereits 2030 sollen 50% des Verbrauchs durch EE gedeckt werden. Dazu ist eine signifikante „Überdimensionierung“ des Erzeugungsparks erforderlich, die – wie oben beschrieben – zu einer Überdeckung der Last in Zeiten ausreichenden Dargebotes führt. Der Energieüberschuss wird dann üblicherweise in die Nachbarländer exportiert und kann dort zusätzliche Engpasskosten bis hin zu zusätzlichen Investitionen in Netzkapazitäten erfordern. Die Umsetzung der deutschen Ausbauziele erfordert damit nicht nur das Vorhandensein entsprechender grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten, sondern auch die Möglichkeit der Nachbarländer, die entsprechenden

⁵ Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung – ResKV vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947))

Überschüsse aufzunehmen bzw. in Zeiten geringer Erzeugung entsprechende Leistungen nach Deutschland zu liefern.

Zu den wichtigen energiepolitischen Zielen gehört auch eine hohe Versorgungssicherheit. Anforderungen an eine Versorgungssicherheit aus dem Gesichtspunkt ausreichender Erzeugungskapazität sind weder national noch im europäischen Kontext spezifiziert.

Die Überprüfung der heutigen energiepolitischen Ziele auf ihre Umsetzbarkeit im europäischen Binnenmarkt ist dringend erforderlich.

3.8. Zwischenfazit der wesentlichen Herausforderungen

Aus der Diskussion der Herausforderungen aus Sicht der diversen Marktparteien lassen sich vier wesentliche Herausforderungen ableiten. Diese sind in Abbildung 4 dargestellt. Nicht betrachtet wurden die zusätzlichen Anforderungen, die sich für die Regulierung des Netzes ergeben.

Herausforderungen	Dringlichkeit
<p><u>Engpässe im Netz gefährden die Systemsicherheit</u></p>	<p><u>akut und ggfs. temporär</u></p>
<p><u>Erhöhte Kosten für Energie aus EE-Anlagen</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Gegenwärtiges EE-Anlagenportfolio führt zu überhöhten Stromgestehungskosten - Vorzeitige Außerbetriebnahme konventioneller Kraftwerke 	<p><u>akut und ggfs. temporär</u></p>
<p><u>Umsetzbarkeit nationaler energiepolitischer Ziele im europäischen Binnenmarkt ist ungeklärt</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Austausch zum Ausgleich dargebotsabhängiger Erzeugung ist begrenzt - Einhaltung nationaler Versorgungssicherheitsinteressen im Falle von Knappheit ist nicht sichergestellt 	<p><u>akut und langfristig</u></p>
<p><u>Risiko fehlender Investitionsanreize für Erzeugungsreserve, Speicher und Lastmanagement sowie flexibler Erzeugung</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Steigende Marktrisiken für Kraftwerksbetreiber - Unzureichende Bereitschaft zur Zahlung der erforderlichen Risikoaufschläge auf Langfristverträgen - Risiko fehlender Akzeptanz hoher Preisspitzen 	<p><u>mittel- und langfristig</u></p>

Abbildung 4: Zusammenfassung der wesentlichen Herausforderungen durch die Energiewende

Das Problem der Netzengpässe ist bekannt und soll mittelfristig durch einen schnellen Netzausbau behoben werden. Temporär wurde durch die Möglichkeit der vertraglichen Verpflichtung von Bereitschaftsreserve eine ausreichende Verfügbarkeit einer für das Engpassmanagement erforderlichen Regelleistung sichergestellt. Dieses regulatorische Instrument ist – obwohl nicht marktgerichtet – eine akzeptable und effektive Zwischenlösung, um die akuten Probleme zu lösen. Es muss allerdings wieder beendet werden, sobald ausreichende Netzkapazität zur Verfügung steht.

Die Vorreiterrolle von Deutschland bei der Förderung EE führt dazu, dass die deutsche Elektrizitätswirtschaft heute und in den kommenden Jahren deutlich überhöhte Kosten für EE

zahlen muss. Zum einen führt der unkontrollierte EE-Ausbau zur verfrühten Außerbetriebnahme moderner und effizienter Kraftwerke und damit zu zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten, die die Eigentümer dieser Kraftwerke tragen müssen. Zum anderen führt die Vorreiterrolle Deutschlands bei der Energiewende zusammen mit der Ausgestaltung des Fördersystems zu "überhöhten" Kosten für den EE-Ausbau. Diese werden von den Stromkonsumenten getragen wird.

Die Umsetzbarkeit der nationalen energiepolitischen Ziele ist im Hinblick auf den europäischen Binnenmarkt zu klären. Es ist ungeklärt, in welchem Maße EE-Überschüsse oder -unterdeckungen durch einen grenzüberschreitenden Austausch kompensiert werden können oder zusätzliche Speicheranlagen benötigen. Bereits heute sind die grenzüberschreitenden Verbindungen zu den Niederlanden weitgehend ausgelastet. Vor allem aber ist zu klären, wie die Einhaltung grenzüberschreitender Liefer- und Abnahmeverpflichtungen auch im Falle multinationaler Knappheitssituationen sichergestellt werden kann.

Eine nachhaltige Energieversorgung auf Basis von EE erfordert einen kosteneffizienten Ausgleich zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung und Nachfrage und insbesondere eine kosteneffiziente Überbrückung von Dargebotsmangelsituationen, wie die zweiwöchige „Flaute“ im Februar 2012. Es besteht das Risiko, dass das heutige Marktdesign diese (Investitions-) Anreize nicht ausreichend erzeugt. Gründe dafür sind die fehlende Akzeptanz hoher Preisspitzen, erhöhte Risiken für Investoren in Reserve- und Speicherkapazitäten, aber vor allem fehlende Sanktionen bei unzureichender Erfüllung von Abnahme- und Lieferverpflichtungen durch die Marktteilnehmer. Dadurch fehlt die ausreichende Motivation von Großabnehmern (wie z.B. Energielieferanten und Industriekunden) zum Abschluss von langfristigen Bezugsverträgen. Langfristige Bezugsverträge sind aber notwendig, um Investoren die Möglichkeit zur langfristigen Risikoabsicherung zu geben. Nach den vorliegenden Prognosen werden erst ab ca. 2020 signifikant neue Erzeugungskapazitäten - oder Lebensdauerverlängerungen - erforderlich sein. Bei Planungs- und Bauzeiten von Kraftwerken von drei bis fünf Jahren (oder sogar weniger bei Lebensdauerverlängerungen) ist das Problem unzureichender Investitionen deshalb nicht akut, sondern zeigt sich erst mittelfristig.

4. Spezifische Lösungsansätze für die vier wesentlichen Herausforderungen

Für jede der vier identifizierten Herausforderungen werden Lösungsansätze entwickelt, die als Leitplanken für die Entwicklung eines nachhaltigen Marktdesigns dienen sollen. Sie basieren auf der Annahme, dass der Energiemarkt auch weiterhin weitgehend durch Wettbewerb stimuliert werden soll und nur dort, wo wichtige Externalitäten nicht ausreichend im Markt berücksichtigt werden, regulatorische Eingriffe erfolgen. Dies entspricht den europäischen Richtlinien und war eine der wesentlichen Maßgaben für die Umstrukturierung der deutschen Energieversorgung in den vergangenen 20 Jahren.

4.1. Herausforderung 1: Engpässe im Netz (akut und möglicherweise temporär)

Die Schließung von Kernkraftwerken und der Rückbau von unwirtschaftlich gewordenen konventionellen Kraftwerken verursachen signifikante Engpässe im deutschen Übertragungsnetz. Durch erhöhten Netzausbau können diese Engpässe erst mittelfristig behoben werden.

■ Eckpunkte möglicher Lösungsansätze

Um das Problem der Netzengpässe zu lösen, könnte die Einführung von lokalen Preissignalen (wie z.B. knoten- oder zonenabhängige Netzentgelte, Auftrennung des Marktgebietes in Fällen von Engpässen (Market Splitting, etc.) erwogen werden. Dazu wäre eine Anpassung des Marktdesigns oder der Netzentgeltsystematik erforderlich. Diese Anpassungen würden erst nach einer Übergangshase Wirkung zeigen und sind damit zur Lösung des akuten Problems ungeeignet. Es wurde deshalb die Möglichkeit für den Übertragungsnetzbetreiber geschaffen, Bereitschaftsreserve („Netzreserve“) im Rahmen der Reservekraftwerksverordnung zu kontrahieren. Durch dieses Instrument wird gewährleistet, dass die ÜNB immer ausreichend Leistung für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung haben. Die Bereitschaftsreserve ist ein temporäres Instrument – die Verträge werden für die Dauer von fünf Jahren abgeschlossen – da erwartet wird, dass durch den geplanten Netzausbau die Engpässe mittelfristig behoben werden können. Durch einen ausreichenden Netzausbau wird die Notwendigkeit der vertraglichen Einbindung von Bereitschaftsreserve beendet.

Auch wenn lokale Preissignale zur Lösung der akuten Netzprobleme nicht erforderlich sind, so ist doch zu prüfen, ob die Einführung entsprechender Signale nicht mittelfristig Vorteile verschaffen kann. Lokale Signale können grundsätzlich zur Reduktion der kurzfristigen Redispatch-Kosten dienen und die Standortentscheidungen von Kraftwerken und Stromabnehmern beeinflussen. Die Effektivität der Signale ist aber nicht unumstritten und sollte vor der Einführung kritisch geprüft werden. Auch ist die Konsistenz mit dem lastflussbasierten Market Coupling, das in der NWE-Region eingeführt werden soll, sicherzustellen.

Eine Anpassung des Marktdesigns zur Lösung der akuten Netzengpassprobleme erscheint nicht notwendig. Es sollte aber ein regelmäßiges Monitoring des Netzausbaus und der Engpasssituation erfolgen. Sollte sich dabei herausstellen, dass die Engpässe nicht wie vorgesehen behoben werden können, so ist das Instrument der Bereitschaftsreserve durch ein marktkonformes langfristiges Instrument zu ersetzen, das entsprechende lokale Signale erzeugt.

4.2. Herausforderung 2: Überhöhte volkswirtschaftliche Kosten (akut und möglicherweise temporär)

Eine weitgehend auf EE basierende Energieversorgung ist mit hohen Stromgestehungskosten verbunden. Verantwortlich dafür sind die hohen spezifischen Kosten der EE-Anlagen sowie die Notwendigkeit eines hohen Anteils regelbarer Leistung (in der Regel konventionelle Kraftwerke oder Speicher). Diese Kosten sind zwangsläufig mit einer nachhaltigen Energieversorgung verbunden.

Wir stellen zurzeit aber darüber hinausgehende überhöhte volkswirtschaftliche Kosten fest, die die Akzeptanz der Energiewende gefährden. Diese überhöhten volkswirtschaftlichen Kosten werden vor allem durch die „Vorreiterrolle“ Deutschlands bei der Energiewende verursacht:

- Überhöhte Stromgestehungskosten der EE-Bestandsanlagen (erhöhte Kosten für Energiekonsumenten).
- Fehlende Rentabilität bestehender oder in Planung befindlicher konventioneller Kraftwerke (erhöhte Kosten für Eigentümer konventioneller Kraftwerke).

- Eckpunkte möglicher Lösungsansätze.

Umfassende Reformation des EE-Fördermechanismus: Zunächst ist die Festlegung von angemessenen **Ausbauzielen** von großer Bedeutung. Dabei ist sowohl die Geschwindigkeit des Ausbaus ebenso relevant wie die Abstimmung der Ziele im europäischen Binnenmarkt für Strom und mit dem europäischen CO₂-Emissionshandel. Eine hohe Ausbaugeschwindigkeit führt tendenziell zu erhöhten Kosten. Diese werden u.a. verursacht durch die Degression bei den Stromgestehungskosten vor allem von PV- und Offshore-Windkraftanlagen (d.h. eine Investition zu einem späteren Zeitpunkt profitiert von den sinkenden Anlagenkosten), hohe Netzkosten zur Überbrückung der Engpässe im Netz und forcierten Überkapazitäten im Erzeugungspark. Die Ausbaugeschwindigkeit sollte deshalb sorgfältig im Sinne der divergierenden Ziele abgewogen und dann durch jährliche Ausbauziele festgelegt werden.

Eine Abstimmung der nationalen Ausbauziele mit denen der Nachbarländer ist erforderlich, um einen möglichst effizienten Förderung von EE in Europa zu erreichen und insbesondere um die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der EE-Anlagen sicherzustellen. Nur wenn gewährleistet ist, dass die EE-Anlagen in Deutschland auch mittel- und langfristig im Wettbewerb mit anderen EE-Anlagen im europäischen Binnenmarkt bestehen können, ist die Energiewende in Deutschland nachhaltig und sind die Fördersummen gerechtfertigt.

Zuletzt beeinflussen die EE-Ausbauziele wesentlich auch die Erreichung der CO₂-Emissionsgrenzen. Eine hohe Förderung der EE-Anlagen führt zu Einsparungen im CO₂-Ausstoß und wirkt sich dämpfend auf die CO₂-Zertifikatspreise aus. Eine Absenkung der CO₂-Obergrenzen würde sich erhöhend auf die CO₂-Preise auswirken und damit die Kosten der konventionellen Erzeugung steigen lassen. Dies würde die Fördernotwendigkeit der EE-Anlagen reduzieren. Diese wechselseitigen Einflüsse sollten bei der Festlegung der EE-Ausbauziele berücksichtigt werden.

Darauf aufbauend muss der Förderungsmechanismus auf die energiepolitischen Ziele so abgestimmt werden, dass eine Einhaltung dieser Ziele möglichst wettbewerbsfördernd erreicht wird. Zur Sicherstellung der Erreichung der Ausbauziele ist ein mengenbasierter

Fördermechanismus notwendig. Ein solches mengenbasiertes Fördersystem kann typischerweise durch ein Quotenmodell oder ein Auktionssystem realisiert werden. Dabei könnten entweder eine zentrale Partei diese Mengen beschaffen (single buyer) oder – als eine vermehrt marktbasierter Lösung - Lieferanten durch Abnahmeverpflichtungen die Nachfrage bilden.

Verdeckte Förderungen, wie z.B. durch die Vermeidung der EEG-Umlage und der Netzentgelte aufgrund der Deckung des Eigenbedarfs, sollten unmittelbar beendet werden.

Es ist der Wettbewerb zwischen den EE um eine möglichst bedarfsgerechte Energieerzeugung anzuregen, um den Ausbau eines möglichst kosteneffizienten EE-Anlagen-Portfolios sicherzustellen. Lediglich wenn ein berechtigtes gesellschaftliches Interesse an einer bestimmten EE-Technologie bestehen, ist auch eine technologiespezifische Förderung darüber hinaus sinnvoll. Eine langfristige technologiespezifische Förderung erfordert damit ebenfalls zwingend einen gesellschaftlichen Konsens.

Schaffung eines gesellschaftlichen Konsenses: Nur wenn ein breiter gesellschaftlicher Konsens über die Ausbauziele, deren Kosten sowie die damit verbundenen Konsequenzen für die Strompreise bekannt sind, entsteht ein ausreichendes Vertrauen in die langfristige Erreichbarkeit und Umsetzbarkeit dieser Ziele. Dieses Vertrauen ist für ausreichende Investitionen sowohl in konventionelle Kraftwerke als auch EE-Anlagen erforderlich. Es wurde bereits an verschiedenen Stellen ein solcher Dialog (z.B. „Triolog-Reihe“) initiiert, der eine breite politische und gesellschaftliche Unterstützung erfahren sollte.

Es ist entscheidend, dass eine politische und gesellschaftliche Akzeptanz auch für die Funktionsweise eines effizienten Marktes geschaffen wird – und das bedeutet vor allem für volatile, die Stromgestehungskosten widerspiegelnde Preise. Sie schafft die Basis für eine effiziente und kostengünstige Energieversorgung auf Basis dargebotsabhängiger Kraftwerke. Es muss darüber hinaus das Bewusstsein geschaffen werden, dass eine Flexibilisierung der Nachfrage einen wesentlichen Beitrag dazu leisten kann, die Stromkosten zu senken. Dieser Paradigmenwechsel ist zwingend für eine erfolgreiche und nachhaltige Energiewende erforderlich.

Ggfs. kann erwogen werden, für einkommensschwache Familien sozialverträgliche und für energieintensive Industriekunden wettbewerbskonforme Lösungen zu entwickeln, um sie vor steigenden Stromkosten zu schützen.

4.3. Herausforderung 3: Fehlende europaweite Abstimmung der Umsetzbarkeit der politischen Ziele (akut und langfristig)

Der europäische Binnenmarkt ist für die Integration EE von großer Wichtigkeit, da durch die erhöhte Nachfrage und dem Ausgleich unterschiedlicher Standorte von EE-Anlagen eine kostengünstige Deckung der Nachfrage möglich ist. Ebenso wichtig ist eine Abstimmung bezüglich der nationalen Anforderungen an die Versorgungssicherheit.

■ Eckpunkte möglicher Lösungsansätze

Es ist erforderlich, die Realisierbarkeit der Ausbauziele für EE im europäischen Umfeld zu prüfen. Bereits bei moderaten Ausbauzielen von 30% der EE überschreitet die Erzeugung zu mehreren Zeitperioden die Nachfrage. Da in einem großen geographischen Gebiet die Dargebotsschwankungen besser ausgeglichen werden können, ist eine starke Integration in den europäischen Strommarkt grundsätzlich hilfreich für die Erfüllung der nationalen energiepolitischen

Ziele. Allerdings ist zu prüfen, in welchem Maße es zu zeitgleichen „Überproduktionen“ kommen kann und eine gegenseitige Aushilfe nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Hierzu ist eine enge Abstimmung mit benachbarten Märkten notwendig, wenn Einschränkungen, z.B. von fehlenden grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, zwischen den Märkten bestehen. Bereits heute sind die grenzüberschreitenden Verbindungen zwischen Deutschland und den Niederlanden zu 90% der Zeit ausgelastet.

Gleiches gilt für die Importe zu Zeiten einer Unterdeckung der Last. Falls erforderliche Importe nicht stattfinden können, ist die Versorgungssicherheit gefährdet. Zunächst ist eine Abstimmung darüber erforderlich, wie langfristige Versorgungssicherheit im europäischen Binnenmarkt überhaupt gemessen und überwacht werden kann. Es ist zu klären, welche Anforderungen an den Zugang zu grenzüberschreitenden Verbindungen gestellt werden und welche Regelungen in Knappheitssituationen gelten. Sind Reservekraftwerke im europäischen Markt erforderlich, sollte eine Abstimmung zur Höhe und zu den Standorten der vorzuhaltenden Reserve erfolgen. Auch die Beschaffung und die Bepreisung dieser Reserve muss koordiniert werden, um sicherzustellen, dass die Kosten der Reservevorhaltung von den Marktteilnehmern (Bilanzkreisen) getragen werden, die diese Reserve in Anspruch nehmen.

Falls es aus deutscher Sicht Anforderungen an den Standort von Kraftwerken in Deutschland geben sollte, sollten diese Anforderungen im europäischen Kontext spezifiziert werden, um sie entsprechend im Marktdesign zu berücksichtigen.

4.4. Herausforderung 4: Risiko unzureichender Investitionen in Erzeugungskapazität (mittelfristig)

Ein wesentlicher Grund für unzureichende Investitionen in ausreichende Erzeugungs- oder Speicherkapazität bzw. in ausreichende Lastflexibilisierung besteht in unzureichenden Konsequenzen bei Nichterfüllung von Liefer- oder Abnahmeverpflichtungen. Darüber hinaus führen aber auch die Diskussionen um eine mögliche Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Förderinstrumente zu zusätzlichen Investitionshemmnissen.

In Deutschland und im europäischen Ausland wird seit geraumer Zeit über die Anpassung des Marktdesign diskutiert. Insbesondere wird die Einführung eines Kapazitätsmarktes erwogen. Ein Kapazitätsmarkt hätte signifikante Auswirkung auf die Wirkungsweise der heutigen Märkte und die Erlöse der Unternehmen. Unsicherheiten bzgl. der Ausgestaltung des zukünftigen Marktdesign werden von Investoren deshalb in der Regel als zusätzliches Risiko betrachtet und stellen damit ein Investitionshemmnis dar.

Gleiches gilt für die Ausgestaltung des Fördermechanismus. Die Förderung hat wesentlichen Einfluss auf die Geschwindigkeit des Ausbaus der EE-Anlagen sowie auf das EE-Portfolio. Die Geschwindigkeit des Ausbaus und die Zusammensetzung des EE-Anlagenparks sind aber auch relevant für die Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke. Investoren werten Unsicherheiten in der Ausgestaltung der Fördersystems deshalb als zusätzliches Risiko. Auch diese Unsicherheiten wirken investitionshemmend.

■ Eckpunkte möglicher Lösungsansätze

EE-Anlagen müssen vollständig in den Markt integriert werden: Betreiber von EE-Anlagen müssen wie jeder andere Betreiber konventioneller Kraftwerke am Markt teilnehmen, d.h. sie müssen

finanzielle Verantwortung für jegliche Lieferverpflichtungen vollständig tragen. In der Praxis bedeutet dies die eigenständige Vermarktung der in EE-Anlagen erzeugten Energie und ein Verzicht auf die Vorrangregelung. Die Betreiber von EE-Anlagen können dazu an den diversen Handelsplätzen der Strombörse teilnehmen oder bilaterale Verträge abschließen. Entscheidend ist, dass für sie die gleichen Bedingungen gelten, wie für alle anderen Parteien. Nur dann wird sich ein kosteneffizientes und bedarfsgerechtes EE-Anlagenportfolio einstellen.

Ein zusätzlicher Unterstützungsmechanismus für EE-Anlagen muss vorhanden sein, um sicherzustellen, dass die Ausbauziele erreicht werden. Der Mechanismus ist allerdings so zu gestalten, dass sich auch EE-Anlagen den Marktkräften stellen müssen.

Kleine private EE-Anlagenbetreiber, wie die Betreiber von kleinen PV-Anlagen, werden ihre Anlagen in der Regel nicht selbst vermarkten, sondern über entsprechende Energiedienstleister vermarkten wollen. Im Unterschied zur heutigen Vermarktung über den ÜNB trägt der Energiedienstleister für die Vermarktung die finanzielle Verantwortung selbst. Zum einen wird dadurch eine Absenkung der Ausgleichsenergiekosten stimuliert, zum anderen werden sie die Energie in einem effizienten Verhältnis von kurz- und langfristigen Verträgen vermarkten, das die „Dargebotsituation“ der Erzeugung adäquat widerspiegelt. Dadurch werden Innovationen stimuliert, die EE kostenminimal an die Last anzupassen. Diese Innovationsanreize bestehen bei der heutigen Vermarktung durch den ÜNB nicht.

Marktparteien müssen die Kosten der Erfüllung ihrer individuellen Liefer- und Abnahmeverpflichtungen vollständig tragen: Es ist erforderlich, den Ausgleichsenergiepreismechanismus so anzupassen, dass die gesamten Kosten der Regelergieeinanspruchnahme, d.h. einschließlich der Kosten für die Reservevorhalte, ausschließlich und vollständig den verursachenden Bilanzkreisen in Rechnung gestellt werden. Nur dadurch kann erreicht werden, dass die vollständigen Kosten für Reserveleistung den Bilanzkreisen sichtbar gemacht werden, der kurzfristige Großhandelsmarkt liquider wird, angemessene Preise erzielt werden und die Nachfrage nach langfristige Termin-Kontrakten erhöht wird.

Akzeptanz hoher Preisspitzen: In einem Markt mit einem hohen Anteil dargebotsabhängiger Kraftwerke werden deutliche Unterschiede in den Stromgestehungskosten zu erwarten sein. Zu einem großen Teil der Zeit ist mit einem Übermaß der Erzeugung zu rechnen und die Stromgestehungskosten werden aufgrund der EE-Förderung tendenziell niedrig ausfallen. Zu einigen Zeiten wird allerdings kaum Dargebot verfügbar sein und dargebotsabhängige Erzeugungseinheiten oder Speicher müssen einspringen. Dieser Effekt kann durch eine großflächige geographische Durchmischung von Last und Erzeugung, dem Einbezug von benachbarten Märkten sowie durch eine Flexibilisierung von Last und dargebotsabhängiger Erzeugung abgemildert werden. Trotzdem können die spezifischen Kosten für die Vorhaltung regelbarer Erzeugungsleistung zur Ausregelung seltener und großer Versorgungslücken durch fehlendes Dargebot sehr hoch ausfallen und mehrere 1.000 €/MWh betragen. Aufgrund der noch geringen Erfahrung mit der hohen Preisvolatilität ist mit einer fehlenden Akzeptanz hoher Preisspitzen zu rechnen. Eine Akzeptanz von hohen Stromgestehungskosten reflektierenden Strompreisen ist allerdings erforderlich, um die mit Investitionen in Erzeugungskapazität verbundenen Risiken langfristig absichern zu können (z.B. durch entsprechende Forward-Kontrakte).

Monitoring der Versorgungssicherheit: Die Anforderungen an eine langfristige Versorgungssicherheit sind durch die entsprechenden politischen und regulatorischen Stellen

explizit zu spezifizieren und regelmäßig zu überwachen. Zunächst ist dazu zu spezifizieren, welche Anforderungen an die Kraftwerksreserve und ggfls. an die Standorte innerhalb des europäischen Binnenmarktes gestellt werden. Es sind im festen Turnus Berichte zur langfristigen Versorgungssicherheit zu erstellen, die deutlich über die Aufgaben einer üblichen „Marktüberwachung“ hinausgehen. Dies beinhaltet eine technische Analyse ebenso wie eine Analyse der Preise auf den Langfristmärkten. Ein solches Monitoring erfordert die Zusammenarbeit von Börsen, ÜNB und Marktparteien.

Schaffung eines ggfls. temporären Fangnetzes als „Versicherung“ gegen Marktversagen: Wird der heutige Strommarkt auf Basis der oben genannten Eckpfeiler weiterentwickelt, so ist er grundsätzlich geeignet, effiziente Investitions- und Betriebsanreize zu erzeugen, die Erreichung der politischen Ausbauziele sicherzustellen und die kurz- und mittelfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei sollte beachtet werden, dass sowohl die Investitions- als auch Betriebsentscheidungen unter europäischen Gesichtspunkten getroffen werden und dazu führen können, dass Reservekraftwerke – sofern ausreichende grenzüberschreitende Kapazitäten bestehen – auch im Ausland stehen können.

Aufgrund der großen Bedeutung der Stromwirtschaft für die moderne Gesellschaft wäre es allerdings töricht, die Versorgungssicherheit aufs Spiel zu setzen, wenn berechtigte Zweifel an der Effektivität des Marktdesigns bestehen. Bei Zweifel an der Existenz ausreichender Investitionsanreize sind zusätzlich regulatorische Eingriffe gerechtfertigt. Diese regulatorischen Eingriffe sollten allerdings die Marktanreize nicht beeinflussen und ggfls. wieder abgebaut werden können, wenn ausreichend Erfahrung mit dem Markt gesammelt und entsprechendes Vertrauen aufgebaut wurde.

Ein Kapazitätsmarkt erfüllt diese Anforderungen nur eingeschränkt und hat eine Reihe von Nachteilen:

- Er erfordert einen regulatorischen Eingriff entweder zur Bestimmung der richtigen Höhe der notwendigen Kraftwerksreserve oder zur Bestimmung des richtigen Preises. Beides birgt das Risiko von Ineffizienzen.
- Ein Kapazitätsmarkt beeinflusst die Preissetzung im Energy-Only-Markt beeinflusst und damit auch seine Wirkungsweise. Ein Kapazitätsmarkt ist ein äußerst komplexes Gebilde und birgt damit ständig das Risiko, dass entscheidende Designelemente angepasst werden. Dieses Risiko der kontinuierlichen Anpassung des Marktdesigns führt zu Investitionshemmnissen, die wieder durch erhöhte Kapazitätspreise kompensiert werden müssen. Ein Kapazitätsmarkt führt in der Regel zu erhöhten Kosten für den Stromkunden – mit fragwürdigem Nutzen.
- Ganz wesentlich ist, dass der Kapazitätsmarkt weiterhin von dem Grundprinzip ausgeht, dass sich die (sichere) Erzeugungskapazität nach der Höhe der quasi unelastischen Last bemisst. Der Kapazitätsmarkt fördert damit nicht den notwendigen Paradigmenwechsel, dass sich die Last an eine dargebotsabhängige Erzeugung bzw. Preise anpassen muss. Innovationen in die Flexibilisierung der Last und die Regelbarkeit von dargebotsabhängiger Erzeugung werden nicht oder nur unzureichend stimuliert.

Als Eckpfeiler eines nachhaltigen Marktdesign halten wir die Errichtung eines „Fangnetzes“ für sinnvoll, dass dann greifen soll, wenn die Energy-Only-Märkte mit Bezug auf ausreichende Investitionsanreize in Erzeugungskapazität versagen sollte. Für ein solches „Fangnetz“ sind diverse Ansätze möglich.

Zum einen ist eine Kraftwerksreserve als **Fangnetzkapazität** denkbar, die vom Übertragungsnetzbetreiber oder einer anderen zentralen Partei beschafft wird. Diese Kapazitäten dürfen nicht am Markt teilnehmen. Die Kosten dieser Kraftwerksreserve, einschließlich der Kosten für die Leistungsvorhaltung, sollten nur von den Marktteilnehmern (Bilanzkreise) getragen werden, die diese Kraftwerksreserve in Anspruch nehmen. Bei einer sehr seltenen Inanspruchnahme steigen die Kosten entsprechend an. Wird die Reserve in einem bestimmten Zeitraum nicht in Anspruch genommen, so sind die Aufwendungen für die Vorhaltung vollständig auf alle Marktteilnehmer/Bilanzkreise umzulegen. Diese „Risikoprämie“ spiegelt die Kosten einer Absicherung gegen Marktversagen wider.

Eine weitere, möglicherweise ergänzende Maßnahme ist die **Verpflichtung zum Abschluss von langfristigen Termin-Kontrakten** für Abnehmer am Großhandelsmarkt (z.B. Großverbraucher, Energiedienstleister). Man kann diese Verpflichtung ggfs. mit der im Bankenwesen eingeführten Verpflichtungen zu einer Mindest-Eigenkapitalquote vergleichen. Ausreichende Abdeckung mit langfristigen Termin-Kontrakten ist eine notwendige Voraussetzung für Teilnehmer am Großhandelsmarkt und heute bereits Usus bei projektfinanzierten Kraftwerken. Effektive Termin-Kontrakte müssen lange vor der echten Versorgung abgeschlossen werden und ermöglichen so den Neubau von Kraftwerken. Durch diese Verträge sichern sich die Abnehmer gegen Preisschwankungen am kurzfristigen Großhandelsmarkt ab. Gleichzeitig wirkt sich eine hohe Anzahl von Termin-Kontrakten positiv auf die Effizienz der kurzfristigen Märkte aus. Die Ausgestaltung dieser Verpflichtung ist, ähnlich wie die von Kapazitätsmärkten, sehr komplex und es muss besonderes Augenmerk darauf verwendet werden, dass keine unzulässigen Eintrittsbarrieren für kleine Parteien entstehen. Im Gegensatz zum Kapazitätsmarkt lässt dieses Instrument aber den EoM vollständig in Takt und kann stufenlos wieder abgebaut werden, sobald ausreichend Vertrauen in die Funktionsfähigkeit des EoM aufgebaut wurde.

5. Zusammenfassung der Leitplanken eines effektiven Marktdesigns

Für die Ausgestaltung des zukünftigen Marktdesign ergeben sich die in Abbildung 5 dargestellten fünf Leitplanken. Regulatorische Maßnahmen, die z.B. für ausreichende Investitionen in Netze oder für eine faire Kostenallokation sorgen müssen, werden nicht weiter betrachtet.



Abbildung 5: Leitplanken zur Ausgestaltung eines nachhaltigen Marktdesigns

1. Stärkung und Weiterentwicklung der „Energy-only-Märkte“

Die Energy-only-Märkte (EoM) haben sich in der Vergangenheit bewährt. Sie schaffen transparente Preissignale, stimulieren effiziente Betriebsentscheidungen und sorgen für ein effizientes Kraftwerksportfolio. Dabei ist zu beachten, dass effiziente Betriebs- und Investitionsanreize nicht nur von dem Spotmarkt ausgehen, sondern nur durch das Zusammenspiel aller mit ihm zusammenhängenden lang-, mittel- und kurzfristigen Märkte erreicht werden kann. Das heutige Marktdesign ermöglicht grundsätzlich eine unterschiedliche Bepreisung nach dem Wert von „sicherer“ und „unsicherer“ Leistung und schafft die Basis für ausreichende Erlöse auch für Anbieter „sicherer“ Leistung. Vor allem aber stimulieren sie die Flexibilisierung der Nachfrage und schaffen damit die Basis zur Sicherstellung der „Resource Adequacy“ und Einhaltung der Versorgungssicherheit.

Die Funktionsfähigkeit der Energy-Only-Märkte soll durch zwei Maßnahmen gestärkt werden.

Marktparteien müssen alle mit der Erfüllung ihrer individuellen Liefer- und Abnahmeverpflichtungen verbundenen Kosten vollständig tragen: Es ist erforderlich, den Ausgleichsenergiepreismechanismus so anzupassen, dass die gesamten Kosten der Regelernergieinanspruchnahme, d.h. einschließlich der Kosten für die Reservevorhaltung, ausschließlich und vollständig den verursachenden Bilanzkreisen in Rechnung gestellt werden. Nur dadurch kann erreicht werden, dass die vollständigen Kosten für sichere Leistung den Bilanzkreisen sichtbar gemacht werden, angemessene und stabile Preise am kurzfristigen Großhandelsmarkt erreicht werden und die Nachfrage nach langfristige Termin-Kontrakten erhöht wird.

Vollständige Integration von EE-Anlagen in den Strommarkt: EE-Anlagen müssen die finanzielle Verantwortung für jegliche Lieferverpflichtungen vollständig tragen. Nur dadurch erhalten sie den Anreiz für eine bedarfsgerechte Erzeugung. Zum einen werden sie aktiv versuchen, die Ausgleichsenergiekosten nach Möglichkeit zu senken, zum anderen werden sie ihre Energie in einem bedarfsgerechten Verhältnis von kurz- und langfristigen Verträgen vermarkten. Dadurch werden Innovationen stimuliert, die Erzeugung in EE-Anlagen kostenminimal an die Last anzupassen. Diese Innovationsanreize bestehen bei der heutigen Vermarktung durch den ÜNB nicht. Diese Pflicht zur Direktvermarktung und der Wegfall der Vorrangregelung sollte für alle zukünftigen Investitionen eingeführt werden. Grundsätzlich sollte sie auch für alle bestehenden Anlagen gelten. Hier muss allerdings abgewogen werden, ob die zu erwartende Absenkung der Vermarktungskosten die erhöhten Kosten der Marktprämien rechtfertigen.

2. Weiterentwicklung des EE-Fördermodells

Um die Nachhaltigkeit dieses Umstieges nicht zu gefährden, ist ein gesellschaftlicher Konsens über die Höhe und Geschwindigkeit der Ausbauziele zu erreichen. Eine hohe Geschwindigkeit führt zu „Stranded Investments“ bei den Bestandskraftwerken, erhöhten Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement und – aufgrund der zu erwartenden Kostendegression vor allem bei PV- und Offshore-Windkraftanlagen – zu erhöhten EE-Stromgestehungskosten. Ein Großteil dieser Übergangskosten führt zu einem weiteren Anstieg der Stromrechnungen der Endverbraucher.

Die Europäische Kommission kritisiert das EE-Fördermodell und erwägt die Einführung einer europaweiten Ausschreibung von EE-Anlagen. In diesem Rahmen ist auch die Höhe der Ausbauziele abzustimmen. Zum einen muss bestimmt werden, in welchem Maße der europäische Binnenmarkt überhaupt technisch in der Lage ist, die Energie zu Zeiten von Überschüssen aufzunehmen. Weiterhin ist zu prüfen, ob die EE-Ausbauziele auch durch Anlagen außerhalb Deutschland erreicht werden können, die ggfs. zu deutlich niedrigeren Kosten Strom produzieren können. Die Energiewende – und damit Investitionen in Erzeugungsleistung und Netz - ist nur dann nachhaltig, wenn EE-Anlagen in Deutschland auch langfristig wettbewerbsfähig mit europäischen Konkurrenten sind.

Das Fördermodell muss so ausgestaltet werden, dass es die Einhaltung jahresscharf vorgegebener Ausbauziele sicherstellt und damit eine Unter- bzw. Überförderung vermeidet. Die verdeckte Förderung durch eine Befreiung von Netzkosten und EEG-Umlage muss vermieden werden. Vor allem aber muss ein Wettbewerb zwischen den EE-Anlagen stimuliert werden, um ein möglichst bedarfsgerechtes und kosteneffizientes Erzeugungsportfolio zu ermöglichen. In diesen Leitplanken können dann die diversen Optionen von Quotenmodellen und Auktionsverfahren bewertet und entwickelt werden.

In order not to jeopardise the sustainability of the *Energiewende*, a social consensus on the desired

3. Europäische Abstimmung zur Sicherstellung der nationalen Versorgungssicherheitsinteressen

In Zeiten von Dargebotsmangel ist die Sicherstellung von entsprechenden Importen notwendig. Es ist auf europäischem Niveau oder bilateral abzustimmen, welche Anforderungen an die Allokation von grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten gestellt werden. Auch ist abzustimmen, ob die erforderlichen Leistungen von dem jeweiligen Erzeugungspark auch in Knappheitssituationen zur Verfügung gestellt werden können. Falls sich daraus Anforderungen an die Standortwahl von Kraftwerken aus Gründen der Versorgungssicherheit ergeben, sind diese zu spezifizieren, damit sie bei der Entwicklung eines nachhaltigen Marktdesigns berücksichtigt werden können.

4. Überwachung der Effektivität des Marktes

Monitoring des Netzausbaus. Lokale Standortssignale (z.B. durch Market Splitting oder durch knoten- oder zonenabhängigen Netztarife) erscheinen nur dann erforderlich, wenn der Netzausbau nicht im geplanten Umfang stattfinden kann. Es ist daher der Netzausbau und die Entwicklung von Engpässen sorgfältig zu überwachen und festzulegen, ob und unter welchen Umständen die Einführung von lokalen Anreizen als sinnvoll erscheint.

5. Schaffung eines ggfs. temporären Fangnetzes als Absicherung gegen ein mögliches Marktversagen

Als Eckpfeiler eines nachhaltigen Marktdesign ist die Errichtung eines „unsichtbaren Fangnetzes“ sinnvoll, das dann greifen soll, wenn der Energy-Only-Markt mit Bezug auf ausreichende Investitionsanreize in Erzeugungskapazität versagen sollte.

Zum einen ist eine **Kraftwerksreserve als Fangnetzkapazität** denkbar, die vom Übertragungsnetzbetreiber oder einer anderen zentralen Partei beschafft wird. Diese Kapazitäten dürfen nicht am Markt teilnehmen. Die Kosten dieser Kraftwerksreserve, einschließlich der Kosten für die Leistungsvorhaltung, sollten nur von den Marktteilnehmern (Bilanzkreise) getragen werden, die diese Kraftwerksreserve in Anspruch nehmen – dies ist ein entscheidender Unterschied zum Modell der „Strategischen Reserve“.

Zweifel an der Effektivität von Energy-Only-Märkten wird oft dadurch begründet, dass hohe Preisspitzen keine politische Akzeptanz finden. In diesem Fall ist die **Verpflichtung zum Abschluss von langfristigen Termin-Kontrakten** für Abnehmer am Großhandelsmarkt (z.B. Großverbraucher, Energiedienstleister) ebenfalls eine weitere, möglicherweise regulatorische Maßnahme als Fangnetz gegen Marktversagen und zur Sicherstellung ausreichender langfristiger Verträge. Die Ausgestaltung ist nicht trivial und vergleichbar mit der Komplexität eines Kapazitätsmarktes. Der entscheidende Unterschied ist allerdings, dass die Verpflichtung zur langfristigen Absicherung den bekannten und erprobten EoM vollständig intakt lässt und jederzeit stufenweise reduziert werden kann.

Weiteres Vorgehen

Der Bericht liefert eine Übersicht über die heute akuten und erkennbaren Herausforderungen an eine nachhaltige Energiewirtschaft und entwickelt darauf aufbauend Leitplanken für ein nachhaltiges Marktdesign. Da eine Reihe der genannten Herausforderungen bereits heute aktuell sind, ist es von großer Bedeutung, möglichst umgehend einen Konsens über sowohl die „zu kurierenden Probleme“ als auch über die Leitplanken zu erreichen.

Auf dieser Basis kann dann ein Zeitplan für die Umsetzung der Eckpfeiler, die Ausgestaltung eines Marktdesigns sowie die daraus resultierenden Änderungen des Ordnungsrahmens abgeleitet werden. Dabei ist auch eine schrittweise Entwicklung der Eckpfeiler möglich, die die unterschiedliche Dringlichkeit der Herausforderungen berücksichtigt.

ANHANG

- A. Zusammenspiel der Teilmärkte am heutigen Strommarkt
- B. Langfristverträge zur Sicherstellung ausreichender Investitionen in Kraftwerke
- C. Das heutige Fördersystem
- D. Preisdifferenzierung für sichere und nicht-sichere Erzeugung

A. Zusammenspiel der Teilmärkte am heutigen Strommarkt

A1. ÜBERSICHT

Bei der Diskussion des Marktdesigns sollen die wesentlichen Teilmärkte des Elektrizitätsmarktes – die Energiemärkte und der Regel- und Ausgleichsenergiemarkt – unterschieden werden. Aufgrund ihrer großen Bedeutung auf diese Teilmärkte werden auch die relevanten staatlichen Förderinstrumente und das Netz diskutiert. Diese sind in Abbildung 6 dargestellt:

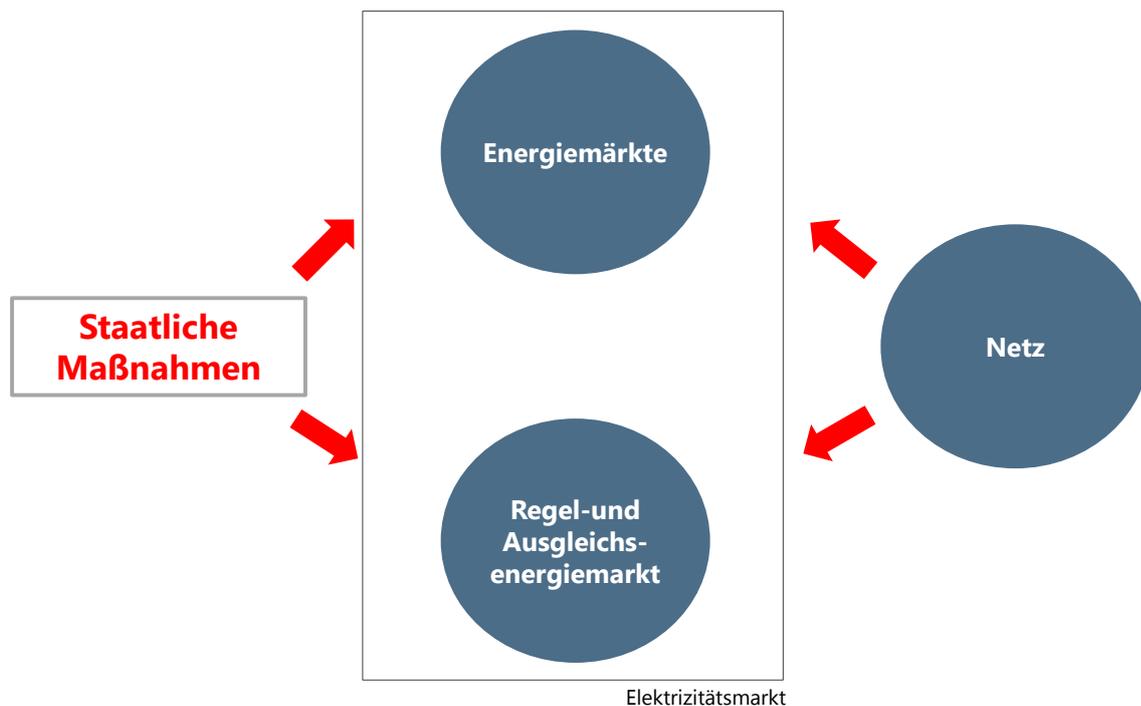


Abbildung 6: Die wesentliche Teilmärkte des Elektrizitätsmarktes und wichtige Einflussgrößen

A2. DIE ENERGIEMÄRKTE

Der Energiemarkt kann grundsätzlich in einen Großhandels- und einen Endkundenmarkt (Retailmarkt) aufgeteilt werden. Auf dem Endkundenmarkt schließen Produzenten und Verbraucher mit Energiedienstleistern bilaterale Verträge zur Energielieferung ab. Energiedienstleister sind beispielweise die Vertriebe der Stadtwerke, Einkaufskooperationen, Kraftwerkskooperationen, etc. Sie bündeln die Nachfrage bzw. die dezentrale Erzeugung, um die Energie am Großhandelsmarkt abzusetzen oder zu beschaffen. Haushalte und kleine Gewerbekunden befinden sich in diesem Marktsegment. Sie nehmen nicht direkt am Großhandelsmarkt teil und sind auch nicht den dortigen kurzfristigen Preisrisiken direkt ausgesetzt. Diese Preisrisiken übernehmen die entsprechenden Energiedienstleister.

Ein funktionsfähiger und wettbewerbsintensiver Großhandelsmarkt sorgt für effiziente Investitionen und einen effizienten Betrieb von Kraftwerken und Verbrauchern, gibt Innovationsimpulse und wirkt dem Missbrauch von Marktmacht entgegen.

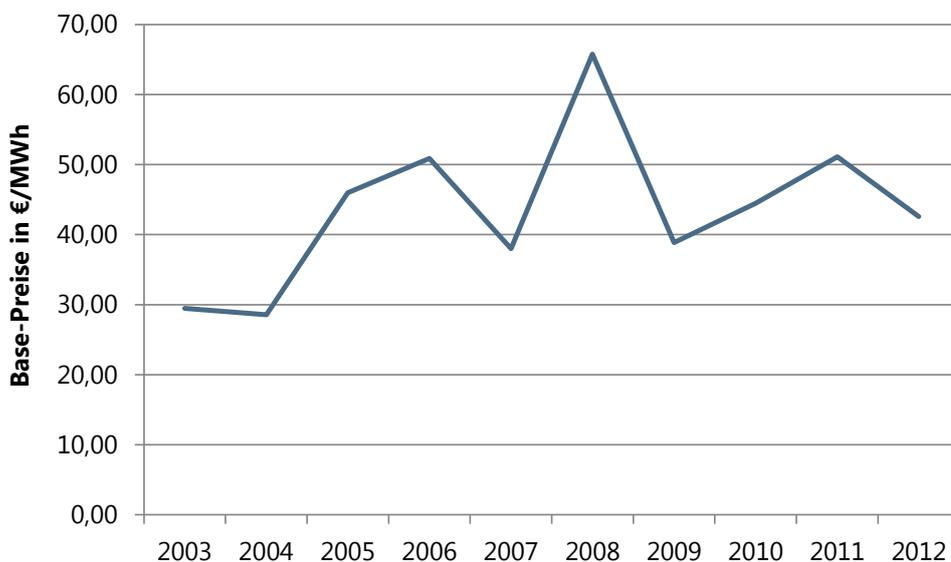
In vielen internationalen Großhandelsmärkten wird zwischen zeitlich differenzierten Produkten unterschieden. Im angelsächsischen Sprachraum werden diese Märkte als „multi-

settlement“-Märkte (MSM) beschrieben. In ganz Europa und den USA haben sich diese MSM etabliert. Sie unterscheiden sich in der Anzahl und Ausgestaltung der diversen Forward-Märkte, des Spot-Marktes (oder auch Day-ahead-Marktes) sowie des Intra-day-Marktes.

■ Der Spotmarkt

Essentiell für einen funktionierenden Großhandelsmarkt ist die Existenz eines belastbaren Referenzpreises für ein einheitliches Produkt. Im deutschen Strommarkt ist dies der am Day-ahead-Markt für den nächsten Tag festgestellte Spotpreis für die innerhalb einer spezifischen Stunde „sicher“ zu liefernde Energiemenge. Der Preis entspricht dem Gebotspreis des teuersten eingesetzten Produzenten. Alle Anbieter, die unterhalb des Grenzpreises angeboten haben, bekommen aufgrund der „Einheitspreis“-Auktion den Grenzpreis.

Die Entwicklung des Spotpreises ist in Abbildung 7 dargestellt. Man erkennt einen steigenden Trend bis ca. 2008, der dann gebrochen wird und seitdem zu sinkenden Preisen führt. Die monatlichen Spotpreise in 2013 sind bis in den Sommer hinein stetig gefallen von über 40 €/MWh im Januar bis unter 30 €/MWh im Sommer 2013.



[Quelle: www.epexspot.com]

Abbildung 7: Base-Preise im deutschen Marktgebiet zwischen 2003 und 2012

Der deutsche Day-ahead-Markt ist fest in den europäischen Binnenmarkt für Elektrizität integriert. Er ist Teil der „Central Western European“ (CWE)-Marktes, bei dem die Preise ländergrenzen-überschreitend festgelegt werden. Das ist insofern von besonderer Bedeutung, da Preissignale im deutschen Day-ahead-Markt damit immer gleichzeitig auch eine europäische Dimension haben. Dies wird durch die auf europäischem Niveau vorangetriebene Integration des europäischen Binnenmarktes weiter verstärkt. Die Betrachtung der Preissignale allein in Bezug auf den deutschen Markt – und damit der Bewertung der Investitionen in Kraftwerke in Deutschland bzw. Betriebsentscheidungen von Kraftwerken in Deutschland – ist zu kurz gesprungen. Die Effizienz des deutschen Day-ahead-Marktes lässt sich ausschließlich im europäischen Kontext beurteilen.

Die Preise im europäischen Binnenmarkt werden so bestimmt, dass die effizientesten Kraftwerke im gesamten Marktgebiet eingesetzt werden. Sofern keine Beschränkungen der Transportkapazität an den marktgebietsüberschreitenden Grenzen stattfinden, stellt sich somit der gleiche Preis im gesamten Markt ein und die Wohlfahrt für die Volkswirtschaften wird maximiert. Als Maß für die Kopplung zweier Märkte wird deshalb u.a. die Preiskonvergenz genutzt. Sie ist für die Kopplung des deutschen mit dem französischen oder niederländischen Markt in Abbildung 8 angegeben.

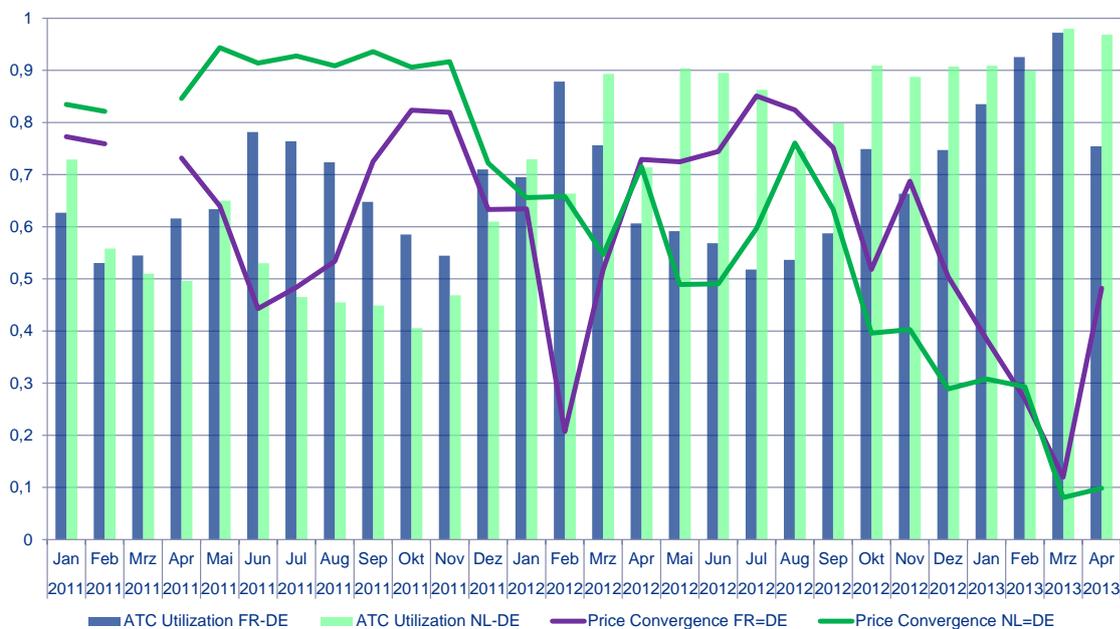


Abbildung 8: Preiskonvergenz und Ausnutzung grenzüberschreitender Kuppelverbindungen zwischen Deutschland und Frankreich bzw. den Niederlanden

Mit der Einführung des Market Coupling in der CWE-Region nahm die Preiskonvergenz insbesondere zwischen Deutschland und den Niederlanden stark zu. Im Jahr 2011 waren die Marktpreise in den beiden Ländern zu ca. 95% der Zeit identisch. Die Transportkapazitäten⁶ zwischen den Ländern waren ausreichend, um die günstigsten Kraftwerke in beiden Marktgebieten zur Lastdeckung auszuwählen.

Im Laufe der Zeit hat sich diese Preiskonvergenz deutlich verringert. Im März dieses Jahres stellten sich nur noch in circa 10% der Fälle gleiche Preise in den Ländern ein. Die grenzüberschreitenden Kuppelverbindungen werden mittlerweile so stark belastet, dass ein weiterer Stromaustausch zwischen den Ländern kaum möglich ist.

■ Der Terminmarkt

Zusätzlich zum Day-ahead-Markt existieren ein langfristiger Terminmarkt sowie ein langfristiger OTC-Markt. Kraftwerksbetreiber decken üblicherweise den Großteil ihrer Erlöse durch vertragliche Verpflichtungen an den langfristigen Märkten ab. Damit sichern sie sich gegen kurzfristige Preisschwankungen an den Day-ahead-Märkten ab. Im europäischen Binnenmarkt existieren diverse Terminmärkte, üblicherweise bezogen auf ein Marktgebiet.

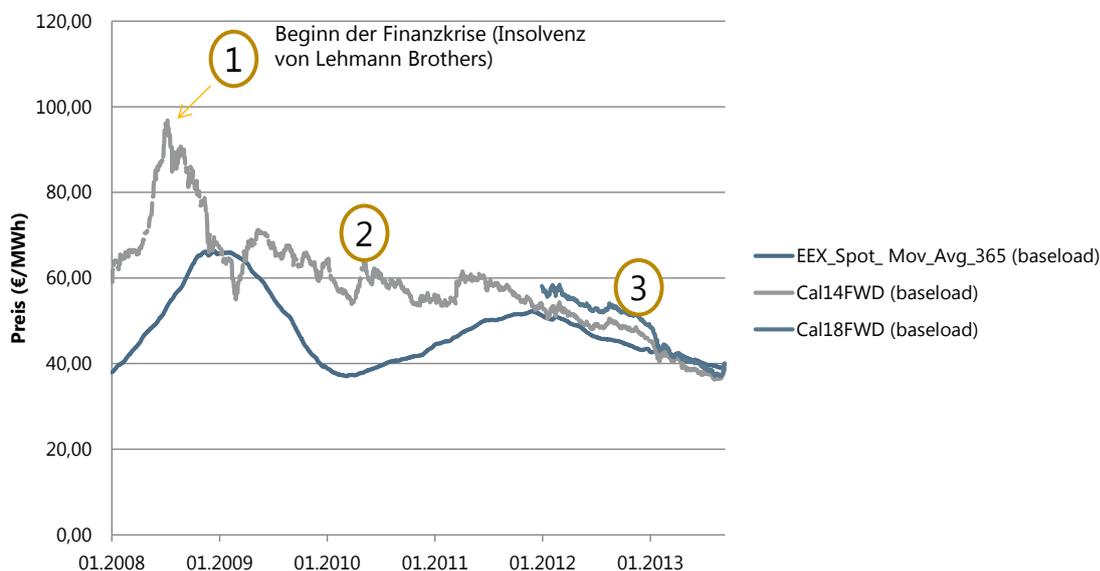
⁶ ATC (Available Transmission Capacity) gibt die verfügbare Transportkapazität zwischen zwei Marktgebieten an

Da Investitionsanreize im Wesentlichen durch Langfristverträge und nicht durch Preisen an Day-ahead-Märkten verursacht werden, ist dieser Bezug auf ein Marktgebiet wesentlich.

Nimmt man zum Beispiel an, dass es aufgrund unterschiedlicher Fördermodelle oder Preismechanismen (wie sie zum Beispiel durch Kapazitätsmärkte hervorgerufen werden) zu einer unterschiedlichen Verteilung von Kraftwerksleistung im europäischen Binnenmarkt kommt, so ist davon die Versorgungssicherheit im Gesamtsystem prinzipiell nicht betroffen. Wird zum Beispiel durch Fördermechanismen die Erzeugungskapazität nur in einem Land verstärkt ausgebaut, so wird diese Leistung durch den Day-ahead-Markt zur Deckung der Gesamtlast eingesetzt und unterstützt die Versorgungssicherheit im gesamten System.

Dies setzt allerdings eine ausreichende Kapazität auf den grenzüberschreitenden Kuppelverbindungen voraus. Sind dagegen Engpässe an den grenzüberschreitenden Kuppelverbindungen zu erwarten, so reagiert der Day-ahead-Markt mit erhöhten Preisen in dem Marktgebiet mit einer Unterdeckung an Erzeugungskapazität. In Folge erhöhen sich dann die entsprechenden Terminmarktpreise in diesem Marktgebiet. Der integrierte Day-ahead-Markt, kombiniert mit separaten Terminmärkten, bildet somit einen effizienten Gesamtmarkt in Europa. Das Risiko möglicher nationaler Eingriffe in diese Märkte in Fällen von Knappheit (z.B. durch Beschränkung des Zugangs zu grenzüberschreitenden Kuppelverbindungen oder eine Deckelung der Spotpreise) gefährdet ihre Effizienz.

Die Funktionsweise des Terminmarktes lässt sich gut am folgenden Beispiel erkennen. Zugrunde gelegt wurden die Spotpreise und die Terminmarktpreise für das Jahr 2014 bzw. 2018 im deutschen Marktgebiet. Die Entwicklungen seit 2008 sind dargestellt in der folgenden Abbildung.



[Quelle: EEX]

Abbildung 9: Entwicklung der Spot- und Terminmarktpreise im deutschen Marktgebiet

Anfang 2008 signalisieren hohe Terminmarktpreise für das Jahr 2014 eine Kapazitätslücke. Die Preise liegen deutlich über den Spotmarktpreisen und sind verantwortlich für eine Reihe von Investitionsentschlüssen (1).

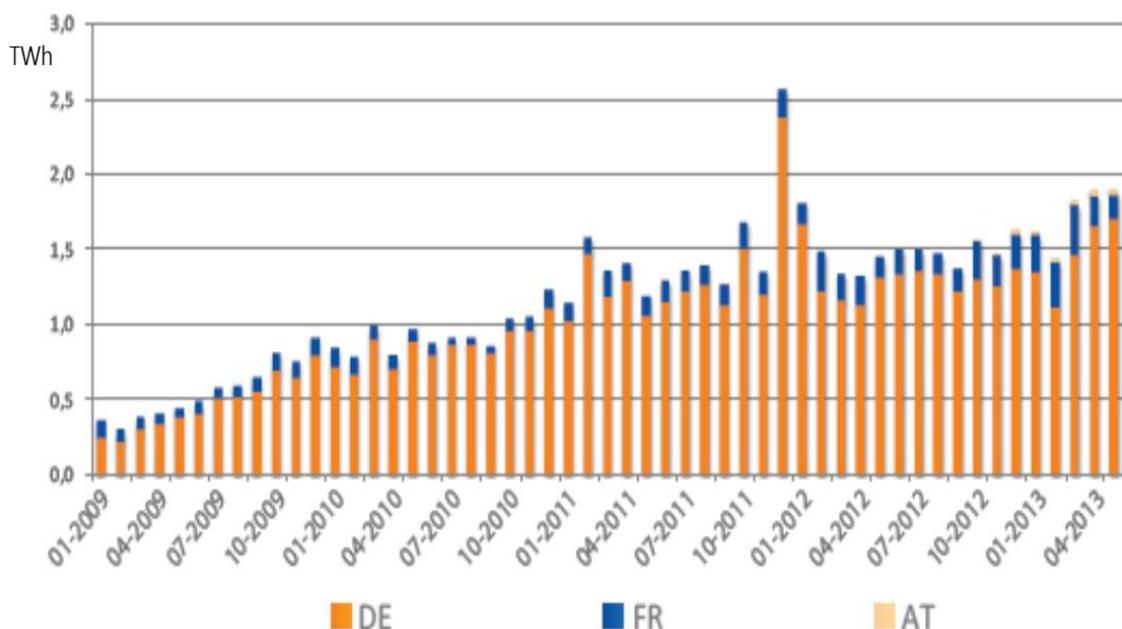
Mitte des Jahres beginnt die Finanzkrise mit der Insolvenz von Lehmann Brothers und die Marktteilnehmer erwarten einen Einbruch des Wirtschaftswachstums und damit einhergehend einen sinkenden Strombedarf. Neue Kraftwerkskapazitäten werden nicht mehr benötigt und die Preise am Terminmarkt brechen in Folge ein (2).

In der Folge der Krise sinken die Spotpreise deutlich ab, insbesondere durch einen sinkenden Stromabsatz und gleichzeitig sinkenden Primärenergiepreisen. Der Terminmarkt folgt dem Spotmarkt nur bedingt, da erwartet wurde, dass sich die Wirtschaft 2010 im Vergleich zu 2009 wieder erholen würde. Seitdem fallen die Terminmarktpreise kontinuierlich. Auch für 2018 werden kaum erhöhte Preise erwartet. Dies ist ein Zeichen dafür, dass der Markt von ausreichenden Erzeugungskapazitäten zumindest bis 2018 ausgeht (3).

Insgesamt ist zurzeit eher eine Zurückhaltung von Vertragsabschlüssen am Terminmarkt spürbar. So wurden nach dem EEX Review 2012 im Jahr 2012 22% weniger Energie am Langfristhandel kontrahiert als noch 2011.

■ Der Intra-day-Markt

Im kurzfristigen Bereich wird der Day-ahead-Markt ergänzt durch den Intraday-Markt. Dieser Markt gewinnt durch die Einführung von dargebotsabhängigen Kraftwerken zunehmend an Bedeutung.



[Quelle: EPEX]

Abbildung 10: Entwicklung des Intraday-Handels seit 2009

Am Day-ahead-Markt werden feste Energielieferungen vereinbart. Stellt sich innerhalb eines Tages heraus, dass aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Energieerzeugung diese verkauften Energiemengen über- oder unterschritten werden, so müssen diese am Intraday-

Markt ge- oder verkauft werden. Der Handel am Energiemarkt hat sich in den letzten vier Jahren um nahezu vervierfacht.

Der Intraday-Markt ist essentiell für konventionelle Erzeugung, da er den Wert einer „sicheren“ oder „flexiblen“ Leistung widerspiegelt, um dargebotsabhängige Einspeisung auszugleichen. Der Intraday-Markt wird in einem zunehmend auf dargebotsabhängigen Energieträgern basierenden Strommarktes eine wichtige Erlösquelle für Betreiber konventioneller Kraftwerke sein und die Basis für effiziente Betriebsentscheidungen zur Ausregelung der Dargebotsschwankungen bilden (siehe auch Anhang D).

A3. DER REGEL- UND AUSGLEICHSENERGIEMARKT

Marktparteien müssen ihre Bilanzen bis einer Viertelstunde vor Einsatz ausregeln und dem TSO in Form von Fahrplänen mitteilen. Der TSO ist für die Ausregelung der verbleibenden Leistungsungleichgewichte, die innerhalb der Zeit bis zur Einsatz in seiner Regelzone auftreten können, verantwortlich. Dazu setzt er Regelenergie ein. Der Systembetreiber muss über ausreichend und ausreichend schnelle Regelreserve verfügen. Zu differenzieren sind:

- Momentanreserve (d.h. die in den Schwungmassen der rotierenden Geräte befindliche Energie).
- Primärreserve (das ist die zur Erreichung eines Leistungsgleichgewichtes innerhalb von Sekunden automatisiert angerufene Energie).
- Sekundärreserve (das ist die zur Ablösung der Primärreserve und zur Wiederherstellung der Normfrequenz innerhalb von Minuten abgerufene Energie).
- Tertiärreserve (das ist die zur Ablösung der Sekundärreserve manuell abgerufene Energie).

Momentanreserve ist im System vorhanden und ist kein gehandeltes Produkt. Primär-, Sekundär- und Minutenreserve werden vom Systembetreiber beschafft. Es handelt sich im einen „Single-Buyer-Markt“ mit vollkommen preisunelastischer Nachfrage. Der Preis wird durch Wettbewerb am Anbietermarkt ermittelt. Die Beschaffungsmechanismen sind durch die Regulierungsbehörde vorgegeben. Anbieter von Regelenergie sind technisch präqualifizierte Erzeuger und große Verbraucher.

Bei der Beschaffung wird unterschieden zwischen der Leistungsbereitstellung sowie dem Regelenergieabruf. Die Kosten für die Reservebereitstellung fließen in die Netztarife ein und unterliegen der Regulierung. Die Kosten für den Regelenergieabruf fließen in den Ausgleichsenergiepreismechanismus ein und werden den Bilanzgruppen in Rechnung gestellt, die von ihren Fahrplänen abweichen. Die Bilanzierungszeiten betragen heute 15 Minuten.

Der Ausgleichsenergiepreis wird im Grunde berechnet, indem die Kosten für den Regelenergieabruf auf die abgerufene Summe der Regelleistung bezogen wird. Die Grundformel wird unter bestimmten Bedingungen angepasst:

- Wenn der berechnete Ausgleichsenergiepreis höher als der Regelenergiepreis des teuersten abgerufenen Kraftwerkes ist. In diesem Fall wird der Ausgleichsenergiepreis auf den höchsten abgerufenen Regelenergiepreis begrenzt.

- Bei Überspeisung in der Regelzone wird der Ausgleichsenergiepreis auf den durchschnittlichen mengengewichteten Intraday-Preis in einer Stunde begrenzt. Im Falle der Unterspeisung der Regelzone dient der Intraday-Preis als Untergrenze.
- Falls mehr als 80% der kontrollierten Regelleistung abgerufen wurde, werden unterspeiste Bilanzkreise erhöhte Ausgleichsenergiepreise und überspeiste Bilanzkreise abgesenkte Ausgleichsenergiepreise erfahren. Dieser Auf- oder Abschlag beträgt 50% des Ausgleichsenergiepreises, mindestens aber 100 Euro / MWh.

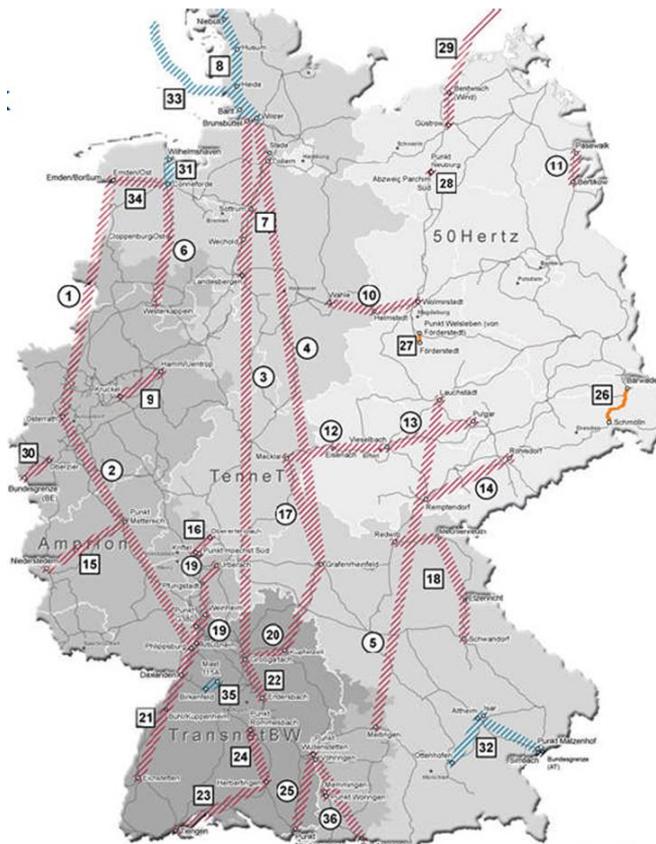
Durch den Beschluss der BNetzA vom 25.10.2012, der die obige Berechnung des Ausgleichsenergiepreises festlegt, erkennt man die Bemühung, die Preise im Ausgleichsenergiemarkt nicht unter die des Intraday-Marktes absinken zu lassen und damit so zu gestalten, dass Missbrauch verhindert wird. Damit werden die Anreize, Bilanzungleichgewichte nicht am Intraday-Markt sondern durch den Ausgleichsenergiemarkt beheben zu lassen, verringert, jedoch nicht vollständig beseitigt. Durch die Aufteilung von Vorhalte- und Abrufpreisen bilden die Ausgleichsenergiepreise nie die entsprechenden Stromgestehungskosten vollständig korrekt ab. Der Ausgleichsenergiepreismechanismus ist nicht effizient, da er den Bilanzgruppen nicht die vollen Kosten der Ausregelung ihrer Leistungsungleichgewichte sichtbar macht.

Die Kosten der Leistungsvorhaltung kann gerade für selten auftretende Regelenergiebedarfe sehr hoch ausfallen und deutlich die Betriebskosten für den Abruf bzw. die festgelegten 100 €/MWh übertreffen. Damit entsteht vor allem in Zeiten von allgemeiner Knappheit ein Anreiz, seine Lieferverpflichtungen durch Ausgleichsenergie zu beschaffen, anstelle einer ausreichenden Absicherung über die Energiemärkte.

A4. DAS NETZ

Ein weiterer wesentlicher Teilmarkt für einen funktionierenden Energiemarkt ist das Netz. Ein möglicher Einfluss des Netzes auf die Energie- und Regelenergiemärkte ist dann gegeben, wenn aufgrund von Netzengpässen die Betriebsentscheidungen im Markt beeinflusst werden. Das Netz unterliegt der Regulierung und ist deshalb für die Ausgestaltung des Marktdesign nur am Rande zu betrachten. Dennoch sollen hier einige relevante Entwicklungen erwähnt werden.

Zurzeit bestehen akute Engpässe im Netz, die vor allem durch den Rückbau der Kernenergie verursacht werden. Diese wurden von den ÜNB identifiziert. Die notwendigen Ausbaumaßnahmen sind im Bundesbedarfsplan festgelegt (siehe Abbildung 11).



[Quelle: Bundesnetzagentur]

Abbildung 11: Notwendige Netzverstärkungen nach dem Bundesbedarfsplan 2013

Bis das Netz ausgebaut ist, werden akute Engpässe im Netz erwartet. Diese Engpässe werden durch Redispatch-Maßnahmen behoben. Da zu befürchten ist, dass durch Kraftwerksstilllegungen lokal nicht mehr ausreichend regelbare Leistung für den Netzbetreiber zur Verfügung steht, um Engpässe effektiv aufzuheben, wurde die Möglichkeit geschaffen, Bereitschaftsreserve zu kontrahieren. Bereitschaftsreserven sind Kraftwerke, die ausschließlich von Behebung von Engpässen eingesetzt werden und die für die Dauer der Vertragslaufzeit nicht am Energiemarkt teilnehmen. Erste Verträge wurden bereits abgeschlossen. Aufgrund der jüngsten Ankündigungen von Kraftwerksbetreibern noch weitere Kraftwerke vorzeitig vom Netz zu nehmen, ist kurzfristig mit einer Ausdehnung der Bereitschaftsreserveverträge zu rechnen.

Langfristig werden hohe Erweiterungsinvestitionen sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz erwartet. Durch die erneuerbaren Energien steigt sowohl die Standortabhängigkeit als auch die Dargebotsabhängigkeit der Energieerzeugung. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit ist mit einem starken Zuwachs der gesamten installierten Leistung im System zu rechnen.

Bei einer Durchdringung von 80% mit erneuerbaren Energien (Ziel: 2050) wächst die installierte Erzeugungsleistung auf das Vier- bis Fünffache der Spitzenlast. Dadurch werden große zusätzliche Transportkapazitäten erforderlich, insbesondere dann, wenn Stromnachfrage und -erzeugung geographisch auseinanderliegen. Um die erwarteten Ausbauinvestitionen zwischen den Netzbetreibern gut abzustimmen, werden 10-Jahres

Netzentwicklungspläne entwickelt, mit der BNetzA abgestimmt und im Bundesbedarfsplangesetz festgeschrieben. Eine volkswirtschaftliche Abwägung zwischen dem Netzausbau bzw. dem Zulassen von Engpässen unter Anwendung Engpassmanagementmaßnahmen findet heute allerdings kaum statt. Aufgrund fehlender Standortsignale an die Netznutzer wird auch in Zukunft mit Engpässen im Netz zu rechnen sein.

Im Verteilnetz wird erwogen, das Einspeisemanagement so zu erweitern, dass das Abregeln von Leistungsspitzen aus erneuerbaren Kraftwerken möglich wird, um Engpässe zu vermeiden. Auch muss der Umverteilung der Netz- und Systemkosten aufgrund der „Eigenerzeugung“ entgegengewirkt werden. Diese regulatorischen Themen – und insbesondere die der Tarifgestaltung – sind komplex und kritisch, haben aber keinen direkten Einfluss auf die Ausgestaltung des Marktdesign und werden hier nicht weiter betrachtet.

B. Langfristverträge zur Sicherstellung ausreichender Investitionen in Kraftwerke

■ Brauchen wir neue Kraftwerkskapazitäten?

Auf Basis der bereits in Bau befindlichen bzw. vermutlich aus dem Markt ausscheidenden Anlagen zeichnet sich bis zum Jahr 2015 eine Zunahme an konventioneller Erzeugungskapazität in Höhe von insgesamt 5.488 MW – und damit mehr als der erwartete Lastanstieg – ab. Dies ist in Abbildung 12 illustriert.

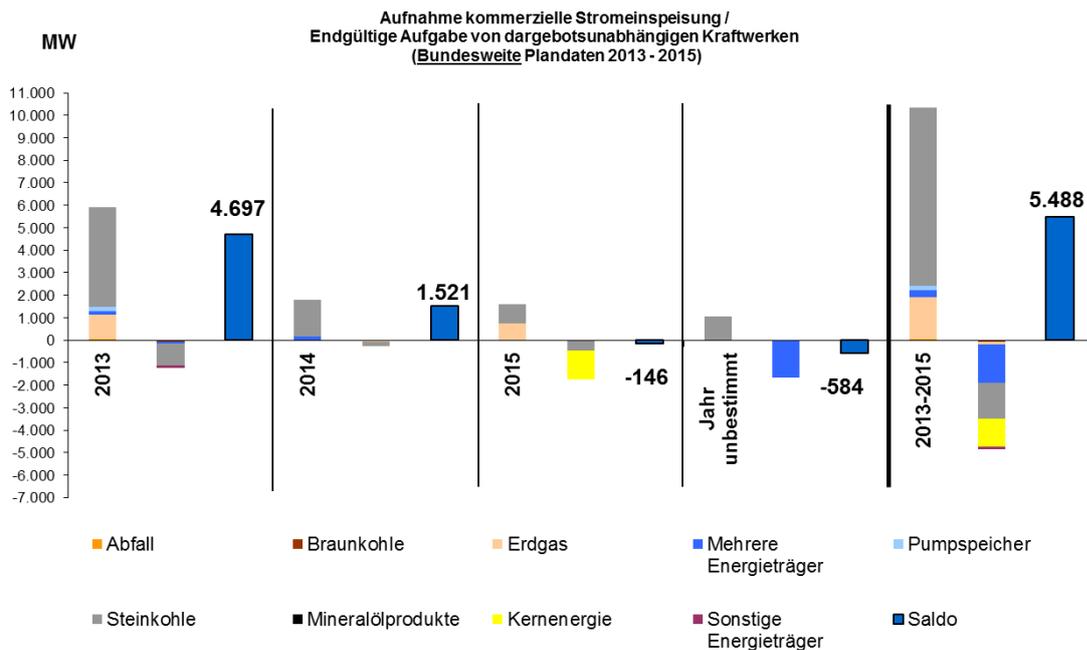


Abbildung 12: Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2015

Vergleicht man diese Zahlen allerdings mit der Entwicklung in Süddeutschland, so fällt auf, dass man bereits bis 2015 mit einer Kapazitätslücke in Süddeutschland von 1.679 MW rechnen muss (Abbildung 13). Man muss allerdings beachten, dass die regionale Ausgeglichenheit der Erzeugungskapazität Bedeutung für die Höhe der Versorgungssicherheit hat, sondern ausschließlich im Zusammenhang mit den Engpässen im Netz gesehen werden muss. Dies wurde bereits an anderer Stelle erläutert.

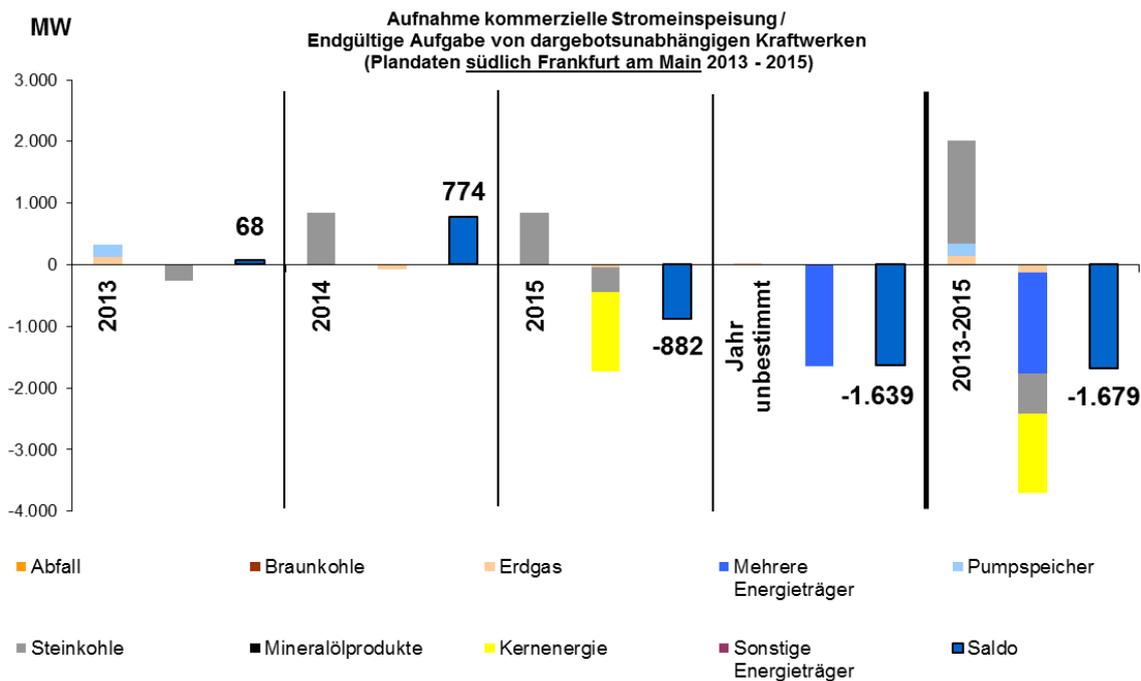


Abbildung 13: Entwicklung der konventionellen Erzeugung in Süddeutschland bis zum Jahr 2015

Nach Einschätzung der BNetzA werden erst ab 2019/2020 zusätzlichen Kraftwerksleistungen benötigt, wenn allein zwischen 2019 und 2022 rund 10 GW an Kernkraftwerken vom Netz gehen werden⁷. In jüngster Vergangenheit haben sich allerdings die Anzeichen gehäuft, dass die Überkapazitäten schneller abgebaut werden können. Dies wird vor allem negativen Konsequenzen für die Netzengpässe im System bedeuten. Ggfs. kann auch der Bedarf an neuer Kraftwerkskapazität früher eintreten.

Damit kann man zusammenfassen, dass zurzeit kein Bedarf an zusätzlicher Kraftwerkskapazität besteht. Dies entspricht den Preissignalen, die vom Terminmarkt ausgehen und die keine Investitionen anregen. Es kann allerdings durchaus sein, dass die Kraftwerkskapazitäten schneller abgebaut werden, als zurzeit erwartet. Als Folge sollte sich dann ein Anstieg der Preise am Terminmarkt einstellen.

■ Auswirkung von Langfristverträgen auf die Effizienz des Spotmarktes

Der Terminmarkt – und grundsätzlich langfristige Verträge – sind ein wichtiger Bestandteil des Energiemarktes und wesentlich für die Finanzierung neuer Erzeugungskapazitäten. Dafür ist eine Reihe von Gründen verantwortlich: Erstens, aufgrund der volatilen Natur des kurzfristigen Strompreises können Kraftwerksbetreiber einen Teil ihrer Erzeugungsleistung zu einem festen Preis im Terminmarkt verkaufen und sich damit gegen volatile Spotpreise effektiv absichern. Zweitens, Energiedienstleister oder Großabnehmer, die Elektrizität am Großhandelsmarkt einkaufen, haben ebenfalls einen starken Anreiz, diese kurzfristigen Preisrisiken abzusichern, insbesondere wenn diese weiter an Endkunden zu festen Endkundertarifen abrechnen. Drittens, große Mengen an Terminkontrakten erhöhen die Effizienz des kurzfristigen Handels, da die Möglichkeit und die Anreize verringert werden, im

⁷ Stilllegungen Kernkraftwerke gemäß Atomgesetz 2011

Kurzfristmarkt zu missbrauchen. Langfristverträge mit einer ausreichenden Dauer, die lang genug vor der Echtzeit-Lieferung abgeschlossen werden, sind deshalb ein ideales und übliches Mittel zur Finanzierung neuer Kraftwerkskapazität.

Da Langfristverträge grundsätzlich eine wirkungsvolle Absicherung gegen die Volatilität kurzfristiger Marktpreise bilden, würde ein Käufer eines Langfristvertrages kein Unterschied zwischen einem Anbieter von dargebotsabhängiger Erzeugung oder konventioneller Erzeugung machen, zumindest so lange das Credit Risk beider Parteien identisch ist. Da langfristige Verträge üblicherweise gegen den Day-ahead-Markt abgerechnet werden, garantieren sie lediglich den Preis, für den der Käufer des Vertrages eine feste Menge von Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt kaufen kann.

Nehmen wir zum Beispiel an, ein Kraftwerksbetreiber verkauft einem Lieferanten einen Langfristvertrag über 500 MWh zu einem Preis von 30 €/MWh. In diesem Fall garantiert der Verkäufer dem Lieferanten, dass er 500 MWh zu einem Preis von 30 €/MWh kaufen kann. Dies wird üblicherweise durch Ausgleichszahlungen erreicht, bei dem der Erzeuger seinen gesamten Output am Short-Term-Markt zum Short-Term-Preis verkauft und der Käufer seine ganze Nachfrage am Short-Term-Markt zum Short-Term-Preis kauft. Verkäufer und Käufer begleichen die Differenz in Form einer Ausgleichszahlung, die identisch ist mit dem Vertragspreis minus Short-Term-Preis multipliziert mit der verkauften Energiemenge. Diese Logik führt zu dem Schluss, dass der Betreiber eines dargebotsabhängigen Kraftwerks im Langfristmarkt mit dem Betreiber eines konventionellen Kraftwerks auf Augenhöhe konkurrieren kann, um die Energiemenge, die er in der Laufzeit seiner Anlage produzieren möchte. Wichtig ist dabei zu berücksichtigen, dass der Betreiber dargebotsabhängiger Kraftwerke die Risiken, die aus Unterschieden zwischen dem zugesagten Erzeugungsprofil und dem tatsächlich gelieferten Erzeugungsprofil ergeben, selbst managen kann. Die Kosten, die mit dem Management dieses Risikos verbunden sind, müssen seinen Stromgestehungskosten addiert werden, damit der Langfristvertrag finanziell rentabel ist.

In der Vergangenheit war der Abschluss von Langfristverträgen für Energielieferanten eher unüblich. Während für Kraftwerksprojekte Langfristverträge von ca. 15 Jahren erforderlich waren, betrug die Absicherung auf der Abnehmerseite nur selten mehr als drei Jahre. Die Risiken, die sich aus der Differenz ergeben, wurden von den Energieversorgern, Banken, oder anderen Handelsparteien getragen. Diese sind aber unter den augenblicklichen Marktbedingungen stets weniger bereit, diese Risiken zu übernehmen. Es ist deshalb dringend erforderlich, die langfristige Absicherung von Energielieferanten zu stimulieren.

Langfristverträge haben zwei Vorteile für die Effizienz des Spotmarktes. Erstens, sie dienen der Gewinnmaximierung des Anbieters, wenn er die Elektrizität zu kurzfristigen Grenzkosten am Day-ahead-Markt anbietet. Zweitens können Kraftwerksbetreiber mit Langfristverträgen ihre Energie zu niedrigeren Kosten erzeugen, da der Kraftwerkseinsatz vorab bekannt ist. Bei gleichen Marktpreisen kann der Kraftwerksbetreiber einen höheren Gewinn erzielen, der einen hohen Anteil seiner Kraftwerksleistung bereits durch Langfristverträge verkauft hat. Wolak hat diesen Effekt empirisch bei großen Erzeugern im australischen Elektrizitätsmarkt nachweisen können [Wolak 2000].

C. Das heutige Fördersystem

Die vielleicht wichtigsten staatlichen Maßnahmen, die einen wesentlichen Einfluss auf die deutsche Elektrizitätsversorgung haben, sind das „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ (EEG), der Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie, das Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz“ (KWKG) sowie der CO₂-Zertifikate-Handel. Diese Maßnahmen sind im Folgenden in einem kurzen Überblick dargestellt:

■ Das EEG

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist seit über zwanzig Jahren ein erklärtes politisches Ziel, das bereits Anfang der neunziger Jahre in Form des Stromeinspeise-Gesetzes erstmals kodifiziert wurde. Die Weiterentwicklung dieses Ziels wurde mit Inkrafttreten des EEG zum 01.04.2000 intensiviert, da hierdurch weitere finanzielle Anreize für die Installation von Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien gesetzt wurden. Seit seiner Einführung wurde das EEG mehrfach modifiziert. Die erste Novellierung trat im Jahr 2004 in Kraft. Anschließend folgten weitere Änderungen in den Jahren 2009 und 2012.

Gegenwärtig findet eine technologiespezifische Förderung statt. Je nach Technologie unterscheiden sich Vergütungen nach Standort oder Anlagengröße. Generell dauert die Förderung der Anlagen 15-20 Jahren und ist mit einer Degression versehen.

Die Vergütungssätze sind fest vorgegeben und unabhängig vom Marktpreis für Elektrizität. Sie sind ebenfalls unabhängig von den Kosten der Stromerzeugung sowie von den politischen Ausbauzielen. Die Vermarktung findet an der Börse statt und wird von der Vergütung abgezogen. Damit ist das Fördervolumen von erneuerbaren Energien abhängig vom Großhandelspreis und es erhöht sich, sobald der Großhandelspreis sinkt. Finanziert wird die Förderung durch die EEG-Umlage. Diese beträgt zurzeit 5,28 ct/kWh und soll 2014 um 0,5 – 1,0 ct/kWh steigen. Sie wird dann ca. das Doppelte des Großhandelspreises für Strom betragen.

Bis 2011 haben die Übertragungsnetzbetreiber die Verantwortung zur Vermarktung von erneuerbaren Energien alleine wahrgenommen. Ab Ende 2011 besteht für Betreiber von erneuerbaren Energien–Anlagen die Möglichkeit die produzierte Energie selbst zu vermarkten und in diesem Zusammenhang auch die Bilanzverantwortung zu übernehmen. Die mit der Vermarktung verbundenen Risiken werden über zwei Mechanismen abgefangen:

- Absicherung über niedrige Erlöse aus dem Großhandelsmarkt: Die EE-Anlagenbetreiber erhalten eine Marktprämie, die Erlöseinbußen bei niedrigen Erlösen am Markt ausgleichen. Die Marktprämie entspricht der Differenz zwischen dem Vergütungssatz und einem Referenzwert. Der Referenzwert ist der „historische“ Marktwert der eingespeisten Einheit einer Technologie. Bei Erlösen oberhalb des Marktwertes wird keine Marktprämie bezahlt.
- Vergütung von Bilanzierungskosten: Die EE-Anlagenbetreiber erhalten eine technologiespezifische Managementprämie, die den Managementaufwand bei Eigenvermarktung kompensieren soll. Diese ist jeweils für ein Jahr fix und sinkt jährlich.

Die Netto-Fördersumme aus dem EEG, d.h. die Kosten für die Vergütungen, Bilanzierung, etc., abzüglich der Erlöse aus der Vermarktung, Erlösung aus vermiedenen Netzentgelten, etc. beträgt heute rund 20 Milliarden Euro p.a.⁸. Bei einer Jahresproduktion von rund 114 TWh betragen die Kosten pro gelieferter kWh aus erneuerbaren Energien rund 180 €/MWh. Die gleiche Menge Energie kostet aus konventionellen Kraftwerken zurzeit etwas mehr als 35 €/MWh.

Vergleicht man die durchschnittlichen Bruttoförderkosten (ohne Bilanzierungskosten und ohne Erlöse durch Vermarktung) von Biomasse (ca. 200 €/MWh), Onshore-Wind (ca. 90 €/MWh) und Photovoltaik (ca. 365 €/MWh) mit den aktuellen Stromgestehungskosten (Biomasse -140 €/MWh; Onshore-Wind -80 €/MWh; Photovoltaik -160 €/MWh), so ergibt sich, dass die EE-bestandsanlagen mit einer Fördersumme gefördert werden, die ca. 65% über den heutigen Stromgestehungskosten liegen. Dies ist ein Betrag von rund 8 Mrd. € p.a., der in den nächsten Jahren noch weiter zunehmen wird.

Der heutige Fördermechanismus war erfolgreich bei der Einführung von EE-Anlagen. Er muss aber dringend reformiert werden, um eine angemessene Förderung von EE-Anlagen unter heutigen Marktbedingungen sicherzustellen.

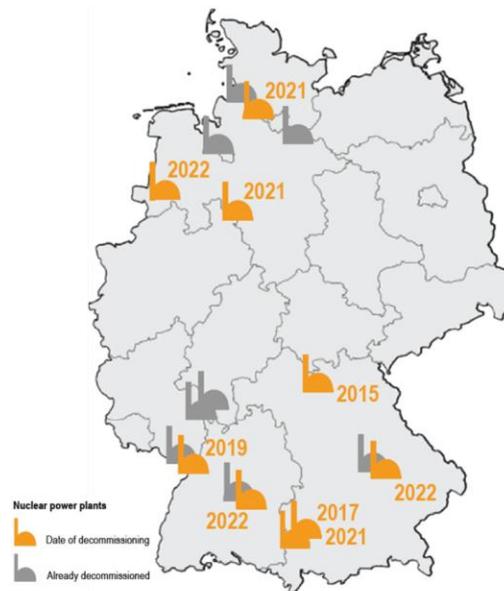
■ Ausstieg aus der Kernkraft

Der Beschluss der Bundesregierung aus der Kernenergie auszusteigen erfolgte im Jahr 2002 und wurde nach mehreren Modifizierungen des zeitlichen Ausstiegplans nach dem Zwischenfall in einem japanischen Kernkraftwerk im März 2011 nochmals verändert. Die Regelung der letzten Modifizierung (2011), entspricht im Wesentlichen den Vorgaben aus dem Jahr 2007.

Durch die Verknappung der Kapazität am Markt, sind – im Gegenteil zur Zunahme von EE – die am Markt vorhandenen konventionellen Erzeuger, insbesondere für die Grundlast, mit einer entsprechend höheren Residualnachfrage konfrontiert.

Besonders kritisch für die Systemsicherheit ist die geografische Verteilung der Kraftwerke. Diese sind/waren geografisch in der Nähe der Verbraucherzentren platziert. Ebenfalls befanden sich die bislang abgeschalteten Kernkraftwerke im Wesentlichen im Süden Deutschlands. Der Wegfall dieser Kapazität erfordert zunehmend Eingriffe durch den Systembetreiber zur Behebung der Engpässe im Netz. zeigt die Standorte der heute bereits abgeschalteten Kernkraftwerke und die zukünftig nach abzuschaltenden Anlagen.

⁸ Förderungskosten der über die ÜNB vermarkteten EE-Anlagen betrug 2012 15,4 Mrd. € (ohne Erlöse aus der Vermarktung an der Börse und ohne Bilanzierungskosten). Die Marktprämien der direktvermarkteten EE-Anlagen betragen 2012 insgesamt 3,25 Mrd. €. Die zusätzlichen Erlöse aus der Direktvermarktung werden mit 2,1 Mrd. € abgeschätzt. Damit ergibt sich eine Gesamtförderung der EE-Anlagen 2012 von rund 20 Mrd. €, bei einer produzierten Strommenge von insgesamt 114,32 TWh (Quelle: EEG-Jahresabrechnung 2012). Die durchschnittlichen Bruttoförderkosten für Strom aus EE-Anlagen betragen damit rund 180 €/MWh.



[Quelle:Dr. Annegret Groebel, EnBW – MIT – TU Berlin conference, Berlin, 6 September 2013]]

Abbildung 14: Standorte und Außerbetriebnahmezeiten der Kernkraftwerke in Deutschland

■ Das KWK-G

Die Grundzüge des heutigen KWK-G wurden bereits im Jahr 2000 in einem „Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung“ festgeschrieben. Das KWK-G trat im Jahr 2002 in Kraft. Die erste grundlegende Novelle wurde im Jahr 2008 beschlossen. Anschließend erfolgte eine Novellierung im Jahr 2012, die die Förderung der von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen deutlich verbessert hat. Durch diese Novellierung soll die Energieerzeugung durch KWK auf 25% bis 2020 angehoben werden.

Der Anteil der KWK-Netto-Stromerzeugung an der Gesamt Netto-Stromerzeugung in Deutschland ist in den letzten Jahren nur langsam gestiegen. Lag er im Jahre 2003 bei etwa 13,4%, so belief er sich 2011 auf ca. 15,9%. Die KWK-Netto-Stromerzeugung war in diesem Zeitraum um ca. 20% und die gesamte Netto-Stromerzeugung um ca. 1% angestiegen.

Die neue Regelung gewährleistet die Förderung von Modernisierung und Neubau von KWK-Anlagen, die Unterstützung der Markteinführung der Brennstoffzellen und die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältenetzen sowie des Neu- und Ausbaus von Wärme- und Kältespeichern, in die Wärme oder Kälte aus KWK-Anlagen eingespeist wird.

Die Anlagen erhalten für den eingespeisten Strom je nach Alter und Größe der Anlagen einen Zuschlag auf den Marktpreis. Damit sind Investoren in KWK-Anlagen im Gegensatz zu Investoren in erneuerbare Energien auch Marktpreisrisiken ausgesetzt. Die Kosten der Förderungen werden von Stromkunden in Form von Entgelten beim Stromverbrauch beglichen.

Die jährliche Fördersumme der KWK beträgt heute rund 600 Millionen Euro. Zudem kommen rund 150 Millionen Euro für den Ausbau von Wärmenetzen hinzu.

■ Der CO₂-Emissionshandel

EU-weit wurde der Handel mit CO₂-Zertifikaten eingeführt, um politische Ziele im Rahmen des Klimaschutzes zu erreichen. Das Ziel des Zertifikate-handels ist es, die negativen Externalitäten auf die Umwelt, zum Beispiel bei der Stromerzeugung, im Preis des Produktes zu internalisieren. Dabei basiert die Umsetzung der Internalisierung auf einer Marktlösung.

Jedes Kraftwerk, das CO₂ emittiert, benötigt dazu eine entsprechende Menge an Emissionsrechten (Zertifikate). Durch die Begrenzung der Anzahl von Zertifikaten kann das gewünschte umweltpolitische Ziel erreicht werden. Durch eine Verknappung der Zertifikate erhöht sich der Preis. Es entsteht ein Anreiz, in die die Technologien zu investieren, die einen vergleichsweise geringen CO₂-Ausstoß aufweisen.

CO₂-Zertifikate stellen für Betreiber von konventionellen Kraftwerken grundsätzlich Inputkosten dar, unabhängig davon, ob diese durch kostenlose Zuteilung, wie in der ersten und zweiten Handelsphase (bis 2012) vergeben wurden oder bei einer Auktion beschafft werden müssen (wie in der dritten Handelsphase ab 2013). Der Zertifikatehandel gilt europaweit. Die europaweiten CO₂-Mengen wurden auf die einzelnen Länder aufgeteilt. Somit besteht nicht nur ein nationaler Wettbewerb, um die Technologie mit den geringsten CO₂-Emissionen, sondern ein europaweiter Wettbewerb. Bezüglich der Einhaltung der politischen CO₂-Obergrenzen kann der CO₂-Zertifikatehandel als erfolgreich beurteilt werden.

Die Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten ist in Abbildung 15 dargestellt.

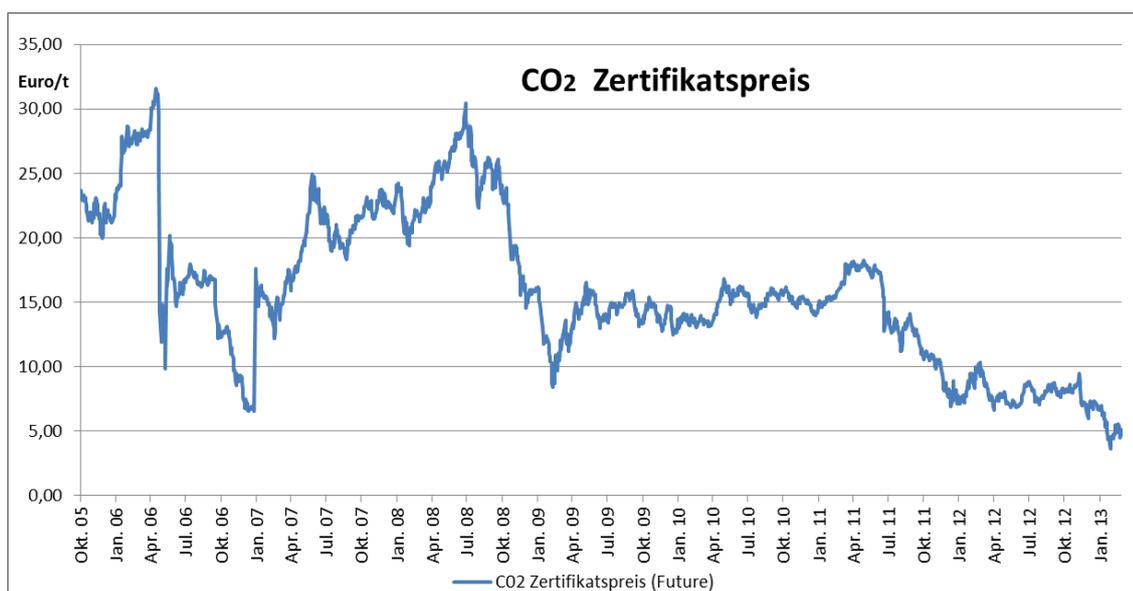


Abbildung 15: Entwicklung der CO₂-Zertifikate [Quelle: EEX / energate]

Die CO₂-Preise haben heute einen so niedrigen Wert, dass sie keinen nennenswerten Einfluss auf die variablen Kosten der Kraftwerke ausüben. Dies liegt daran, dass die vorgegebenen CO₂-Emissionsgrenzen auch ohne eine zusätzliche Veränderung des Kraftwerkseinsatzes erreicht werden können.

D. Preisdifferenzierung für sichere und nicht-sichere Erzeugung

Eine große Herausforderung für den zukünftigen Markt ist eine Unterscheidung zwischen sicherer und nicht-sicherer Erzeugung. Der Übergang ist im Grunde genommen nicht scharf. Man kann vereinfacht unterstellen, dass konventionelle Kraftwerke eine sichere Leistung bereitstellen, d.h. dass sie ihre Leistung planen können und sie verfügbar ist, wenn sie benötigt wird. Dargebotsabhängige Anlagen können Leistung nur mit einem gewissen Abschlag als gesicherte Leistung zur Verfügung stellen, der größer ist, je weiter man diese Leistung vor Echtzeit bestimmen und prognostizieren muss. Die Prognoseunsicherheit unterscheidet sich für die verschiedenen dargebotsabhängigen Energieträger. In der Realität muss man deshalb von einem Kontinuum zwischen sicherer und nicht-sicherer Leistung ausgehen. Marktmechanismen, die diese Unterscheidung entweder ignorieren oder eine klare Festlegung von sicherer und nicht-sicherer Leistung vorsehen (zum Beispiel konventionelle Erzeugung gleich sichere Erzeugung, dargebotsabhängige Erzeugung gleich nicht-sicherer Erzeugung), führen zu keinem sachgerechten und kosteneffizienten Ergebnis.

Ein Multi-Settlement-Markt, wie er auch in Deutschland implementiert ist, ist grundsätzlich dazu geeignet, den Grad der Sicherheit bei der Preisfindung zu berücksichtigen. Nehmen wir beispielhaft an, ein Windkraftwerksbetreiber und ein konventioneller Kraftwerksbetreiber verkaufen ihre prognostizierte Energie am Spotmarkt. Der Windkraftwerksbetreiber verkauft 10 MWh, der konventionelle Kraftwerksbetreiber 40 MWh. Der Spotpreis für beide beträgt 30 €/MWh. Während des Tages sinkt allerdings die Windprognose auf 6 MWh und der Windkraftwerksbetreiber muss 4 MWh hinzukaufen. Der konventionelle Kraftwerksbetreiber bietet ihm diese Leistung im Intraday-Markt für 60 €/MWh an. Damit erhält der Windkraftwerksbetreiber für die von ihm tatsächlich gelieferten 6 MWh einen durchschnittlichen Preis von nur 10 €/MWh, also einen Abschlag von 20 €/MWh gegenüber dem Spotpreis. Der durchschnittliche Energiepreis für den konventionellen Kraftwerksbetreiber beträgt dagegen 32,72 €/MWh. Der Unterschied im durchschnittlichen Preis, den jeder Kraftwerksbetreiber bekommt, spiegelt den Wert der Sicherheit und Flexibilität und der Erzeugung wider.

Der Windkraftwerksbetreiber hätte auch die Möglichkeit, seine gesamte Energie am Intraday-Markt zu verkaufen. In diesem Fall würde er sich allerdings dem Risiko der gesamten Preisvolatilität am Intraday-Markt aussetzen. Gehen wir wieder zunächst davon aus, dass wiederum Leistung am Intra-day-Markt nachgefragt würde. Dann könnte der Windkraftwerksbetreiber mit dem konventionellen Kraftwerksbetreiber konkurrieren und einen Preis von maximal € 60/MWh erreichen. Unterstellen wir allerdings alternativ, dass ein großer Teil der EE-Anlagenbetreiber ebenfalls diese Strategie verfolgen würde, dann käme es zu einem Überschuss und es würde sich ein Preis von „Null“ oder sogar ein negativer Preis einstellen. In diesem Fall würde der Windkraftwerksbetreiber keine Erlöse für seine Energie erzielen.

Während sich der Windkraftwerksbetreiber extremen Preisschwankungen aussetzt, könnte der thermische Kraftwerksbetreiber wiederum von dieser Volatilität profitieren. Im Falle eines Überangebotes von dargebotsabhängiger Erzeugung könnte er seine Leistung zurückfahren und die entsprechende Energie für 0 €/MWh einkaufen. In unserem Beispiel würde er 6 MWh zu 0 €/MWh einkaufen und damit wiederum einen Durchschnittspreis von 35,29

€/MWh – und damit oberhalb des Spotpreises - erzielen. Auch in diesem Fall wird der Betreiber des konventionellen Kraftwerkes für seine Flexibilität vergütet.

Betreiber konventioneller Kraftwerke haben oft Bedenken, dass ein wachsender Anteil dargebotsabhängiger Kraftwerke die Marktpreise oft nahe 0 €/MWh treibt und damit die konventionellen Kraftwerke unwirtschaftlich macht.

Wird eine bestimmte Menge an EE angestrebt, unabhängig von seinen Kosten, so agieren diese Kraftwerke wie „must run“-Anlagen. Sie setzen nicht den Preis, sondern akzeptieren den vorgegebenen Preis. In diesem Fall können die konventionellen Anlagen ihre Kosten nicht decken, die von den EE-Anlagen aus dem Markt gedrängt werden. Dies ist nicht das Resultat unzureichender Preise am Großhandelsmarkt, sondern das Ergebnis der vorgegebenen Menge an EE Anlagen.

Unterstellt man dagegen, dass in Zukunft EE-Anlagen wettbewerblich betrieben werden und die eingespeiste Menge durch Marktkräfte bestimmt wird, so werden sich Preise am Großhandelsmarkt einstellen, die die langfristigen Kosten auch der EE-Anlagen decken. Preise von 0 €/MWh machen jedes Kraftwerk unwirtschaftlich.

Die Tatsache, dass dargebotsabhängige Kraftwerke unsichere Leistung liefern, wirkt allerdings gegen das Argument, dass der Durchschnittspreis für konventionelle Kraftwerke sinken würde. Dies soll anhand von Abbildung 16 dargestellt werden:

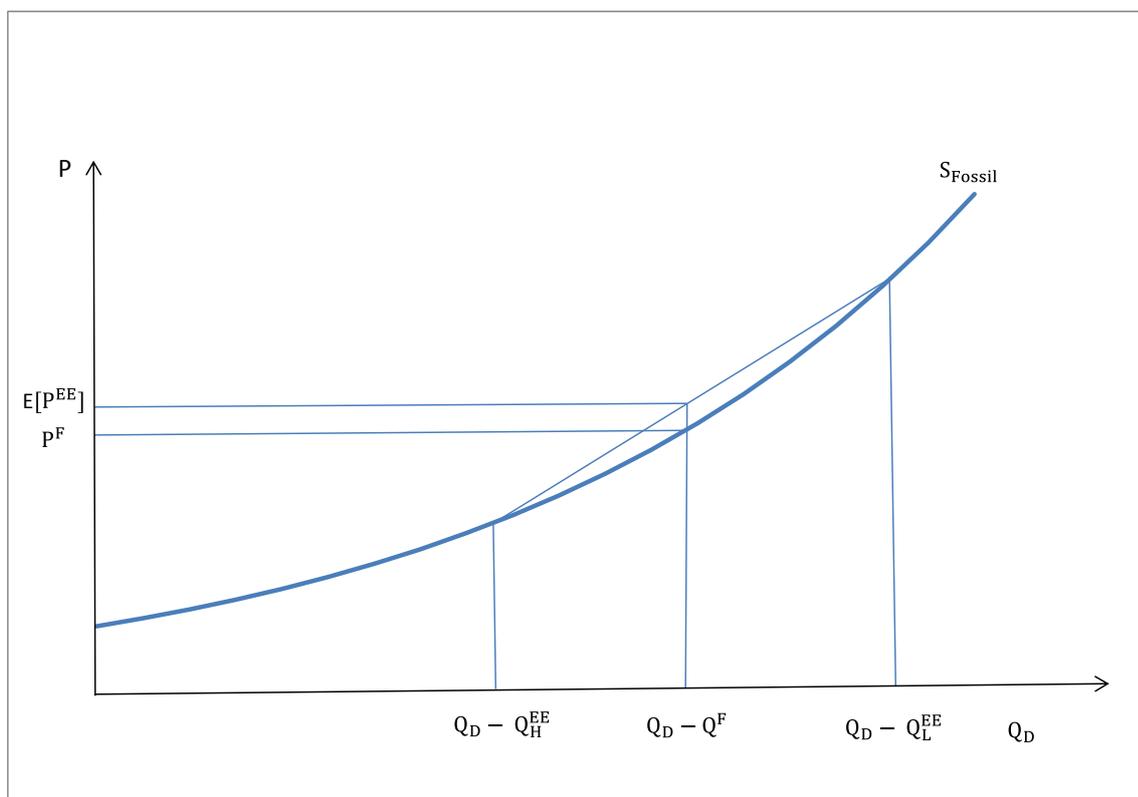


Abbildung 16: Der Einfluss sicherer vs. unsicherer Erzeugung auf den durchschnittlichen Preis

Nehmen wir an, „S_{Fossil}“ ist die aggregierte Angebotskurve und „Q_D“ die aggregierte Nachfrage im Markt. Nehmen wir ferner an, dass aggregierte Mindestvolumen der

dargebotsabhängigen Erzeugung sei „QLEE“ mit der Wahrscheinlichkeit „p“ und die maximal mögliche Menge sei „QHEE“ mit der Wahrscheinlichkeit (1-p) ist.

Der Erwartungswert der Erzeugung aus EE-Anlagen sei QF und die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken damit QD – QF. Der Erwartungswert des Preises für den Betreiber des thermischen Kraftwerkes entspricht damit „E[PEE]“ und ist höher, als der Preis „PF“, der erzielt worden wäre, wenn die vom konventionellen Kraftwerksbetreiber geplante Last ohne dargebotsabhängige Erzeugung produziert worden wäre. Man stellt fest, dass im Falle von dargebotsabhängigen Kraftwerken mit einer stochastischen Einspeisung höhere Preise für konventionelle Kraftwerke erzielt werden können. Die Preisvolatilität als Folge der Dargebotsstochastik gestattet konventionellen Kraftwerksbetreibern auch in einem Markt mit hohem Anteil dargebotsabhängiger Kraftwerke finanziell überlebensfähig zu sein.

Die Diskussion zeigt, dass konventionelle Kraftwerke in einem Multi-Settlement-Markt für die Bereitstellung einer erhöhten zuverlässigeren Erzeugung kompensiert werden. Es ist wichtig zu betonen, dass dazu dargebotsabhängige Kraftwerke ihre Energie im gleichen Markt kaufen und verkaufen müssen wie die Betreiber der konventionellen Kraftwerke. Sie bekommen grundsätzlich geringere Erlöse für ihre Energie als die Betreiber konventioneller Kraftwerke, da „unsicherere“ Energie liefern. Je geringere durchschnittliche Preise sie erzielen, so geringer ist ihr Beitrag zur Deckung der von den Verbrauchern geforderten Nachfrage.

E. Autorenhinweise

Dr. Jens Büchner



Dr.-Ing. Jens Büchner ist Geschäftsführer der E-Bridge Consulting GmbH und seit über 20 Jahren in der Energiewirtschaft erfolgreich tätig. Seine langjährige internationale Erfahrung, seine solide Kenntnis technischer und betrieblicher Zusammenhänge sowie sein Verständnis komplexer ökonomischer und regulierungstechnischer Fragestellungen bilden die Basis seiner praxis- und umsetzungsorientierten Beratung. Er unterstützt Regulierungsbehörden und Energieversorgungsunternehmen bei komplexen und sensiblen Fragestellungen, die neben besonderer fachlicher Expertise auch entsprechende Umsetzungserfahrung erfordern.

Seine analytische Vorgehensweise verbunden mit einer langjährigen Erfahrung in beinahe allen wesentlichen Managementfragen der internationalen Energieversorgung qualifizieren Jens Büchner als Berater für sensible und technisch-wirtschaftlich anspruchsvolle Aufgaben.

In seiner Tätigkeit als Berater war er maßgeblich an der Entwicklung von Zugangsregeln für liberalisierte Strom- und Gasmärkte tätig, unterstützte erfolgreich größere Übernahme- und Mergerprojekte in Europa und leitete verschiedene Management- und Kosteneinsparstudien.

Jens Büchner promovierte an der RWTH Aachen.

Remco Frenken



Remco Frenken verfügt über mehrjährige Erfahrung in der europäischen Energiewirtschaft. Seine Expertise umfasst die gesamte Energie-Wertschöpfungskette, so zum Beispiel Themen wie erneuerbare Energien, Kohle- und Gaskraftwerke, Gasspeicherung, Pipelines und maßgeschneiderte industrielle Endnutzer-Verträge. Remco entwickelte langfristige strategische Partnerschaften, die sich mit komplexen Transaktionen (Umfang ca. 10-750 Mio. € pro Transaktion bis zu 20 Jahren) in verschiedenen europäischen Ländern beschäftigten. Während der Liberalisierung der Energiemärkte in Europa (1999/2000) war Remco als Stromhandels-Manager für den Energieversorger Essent tätig. Er war verantwortlich für eine große Gruppe von Händlern und Betreibern und hatte die kaufmännische Leitung eines 5000 MW-Kraftwerksleistungs-Portfolio inne. Darüber hinaus fungierte Remco als Repräsentant der Essent in verschiedenen Liberalisierungs-Foren der Energiebranche.

Vor seinem Wechsel zu UMS war er bei Essent Deutschland verantwortlich für die Weiterentwicklung des Gas- und Stromgeschäfts im nationalen wie auch internationalen Markt. In Genf leitete er eine Entwicklungsgruppe im Bereich „Erneuerbare Energien / Trading & Business“.

Im Jahr 2012 wechselte Remco zurück in die Beratung und gehört seitdem der Geschäftsführung der UMS Group Europe B.V. an. Der Fokus seiner dortigen Tätigkeit liegt auf den erneuerbaren Energien und dem semi- und nicht-regulierten Energiemarkt. Remco holds a Master of Science degree in Electrotechnology from Delft University of Technology.

Remco hält einen Master of Science-Abschluss in Elektrotechnik der Technischen Universität Delft.

Dr. Vigen Nikogosian



Dr. Vigen Nikogosian beschäftigt sich seit mehreren Jahren hauptsächlich mit spezifischen ökonomischen Fragestellungen in den Elektrizitäts- und Gasmärkten. Schwerpunkte seiner praktischen und wissenschaftlichen Arbeiten sind die Bereiche Wettbewerb und Regulierung. Besondere Aufmerksamkeit erlangten seine Fachbeiträge "The Impact of Ownership on Price-Setting in Retail-Energy Markets – the German Case" (with Tobias Veith, in Energy Policy, Volume 41, February 2012, Pages 161–172), "Vertical Integration, Separation and Non-Price Discrimination: An Empirical Analysis of German Electricity Markets for Residential Customers" (with Tobias Veith, Revise-and-Resubmit process in Journal of Regulatory Economics) sowie "Eigentümergeflechtung und Preissetzung in der deutschen Stromwirtschaft" (mit Tobias Veith in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 8, 42-45).

Vor seinem Wechsel zu E-Bridge war er am Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) tätig. Im Rahmen der wirtschaftspolitischen Beratung leitete er Projekte für öffentliche und private Auftraggeber im Bereich der Energiewirtschaft.

Vigen Nikogosian studierte Ökonomie an der Universität Hohenheim und promovierte an der WHU – Otto Beisheim School of Management.

Frank A. Wolak



Frank A. Wolak ist Director des Departments of Economics und Holbrook Working Professor für Commodity Pricing an der Stanford University. Seine Fachgebiete sind Marktorganisation und ökonometrische Theorie. Seine Arbeiten schließen Modelle zur Einführung des Wettbewerbs in diverse Infrastruktur-Branchen ein – wie Telekommunikation, Strom, Wasser, Gas. Insbesondere finden die Bewertung diverser Marktmodelle anhand ihrer Auswirkungen auf Wettbewerb und Wohlfahrt statt. Ab dem 1. Januar 1998 bis 31. März 2011, war Professor Wolak Vorsitzender der Market Surveillance Committee im kalifornischen Strommarkt. In dieser Zeit verfasste er auch diverse Studien und Veröffentlichungen zum Marktdesign von Strommärkten und zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kooperationsmärkten. Derzeit leitet er das Programm für Energie und nachhaltige Entwicklung (PESD) im Freeman-Spogli Institute (FSI) für Internationale Studien.

F. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromgestehungskosten für PV und Wind	3
Abbildung 2: Vergleich der Jahresgänge von Stromproduktion aus PV-Anlagen und Last in Deutschland	4
Abbildung 3: Entwicklung der prognostizierten installierten Leistung bis 2050	5
Abbildung 4: Zusammenfassung der wesentlichen Herausforderungen durch die Energiewende	13
Abbildung 5: Leitplanken zur Ausgestaltung eines nachhaltigen Marktdesigns	22
Abbildung 6: Die wesentliche Teilmärkte des Elektrizitätsmarktes und wichtige Einflussgrößen	27
Abbildung 7: Base-Preise im deutschen Marktgebiet zwischen 2003 und 2012	28
Abbildung 8: Preiskonvergenz und Ausnutzung grenzüberschreitender Kuppelverbindungen zwischen Deutschland und Frankreich bzw. den Niederlanden	29
Abbildung 9: Entwicklung der Spot- und Terminmarktpreise im deutschen Marktgebiet	30
Abbildung 10: Entwicklung des Intraday-Handels seit 2009	31
Abbildung 11: Notwendige Netzverstärkungen nach dem Bundesbedarfsplan 2013	34
Abbildung 12: Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2015	36
Abbildung 13: Entwicklung der konventionellen Erzeugung in Süddeutschland bis zum Jahr 2015	37
Abbildung 14: Standorte und Außerbetriebnahmezeiten der Kernkraftwerke in Deutschland	41
Abbildung 15: Entwicklung der CO ₂ -Zertifikate [Quelle: EEX / energate]	42
Abbildung 16: Der Einfluss sicherer vs. unsicherer Erzeugung auf den durchschnittlichen Preis	44

G. Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CWE	Central-Western-European
E-Bridge	E-Bridge Consulting GmbH
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EoM	Energy-Only-Märkte
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
KWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
MSM	Multi-Settlement-Markt
MWh	Megawatt-Stunden
NWE	North-Western Europe
OTC	"Over The Counter"
PV	Photovoltaik
StromNZV	Strom-Netzzugangs-Verordnung
TWh	Terrawatt-Stunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

H. Literaturhinweise

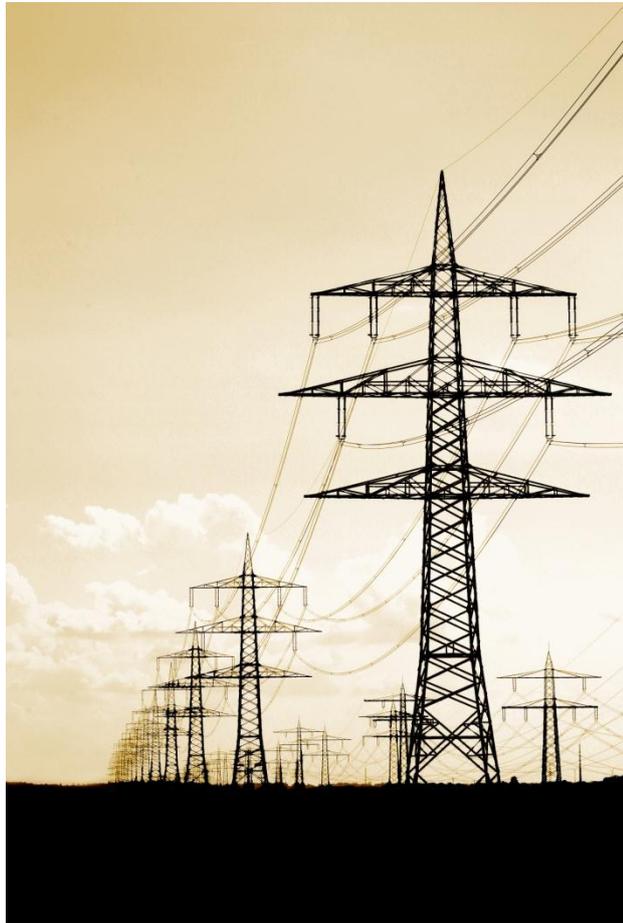
1. Thien, Tjark / Alvarez, Ricardo / Cai, Zhuang / Awater, Philipp / Leuthold, Matthias / Moser, Albert / Sauer, Dirk Uwe (2012): "Storage- and Grid Expansion Needs in a European Electricity-Supply-System with a High Share of Renewable Energy", 7th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, November 2012, Berlin.
2. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013): „Marketman im Netz des Dr. Regulus“, 2-2013.
3. Moser, Albert (2013): "Storage-Studie", Präsentation der Ergebnisse, Aachen..
4. 50Hertz Transmission GmbH / Amprion GmbH / TenneT TSO GmbH / TransnetBW (2013): „Einflussgrößen auf die Netzentwicklung“ –In: Sensitivitätsbericht 2013 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber aufgrund des Genehmigungsdokuments der Bundesnetzagentur – Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012.
5. Gawel, Erik / Purkus, Alexandra (2006): "Promoting the Market and System Integration of Renewable Energies through Premium Schemes – A Case Study of the German Market Premium", Helmholtz Zentrum für Umweltforschung –In: UFZ Discussion Papers, Department of Economics 4/2013.
6. Haas Reinhard / Auer, Hans / Glachant, Jean-Michel / Perez, Yannick (2006): "The Liberalisation of the Continental European Electricity Market - Lessons learned" –In: Energy Studies Review 14 (2); S. 1- 29, 2006.
7. OECD/IEA (2006): "Lessons learned from liberalised electricity markets", Paris.
8. Jamasb, Tooraj / Pollitt, Michael (2005): "Electricity Market Reform in the European Union: Review of the Progress towards Liberalization and Integration" –In: The Energy Journal 26, S. 11-41, 2005.
9. Joskow, Paul L. (2008): "Lessons learned from Electricity Market Liberalization" –In: The Energy Journal, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newberry, S. 9-41, 2008
10. Haucap, Justus / Kofler, Christiane / Nöcker, Thomas / Westerwelle, Angelika / Zimmer, Daniel (2011): „Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten“, Sondergutachten 59 der Monopolkommission, Bonn.
11. BMWi (2013): „Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Minister-präsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten“, 28. Mai 2013.
12. VKU / BDEW (2013): „Gemeinsame Positionen zum Marktdesign der Zukunft“, BDEW-VKU-Papier, 6. Juni 2013, Berlin.
13. Wragge, Daniel / Gersdorf, Robert (2013): „Erfolgsfaktoren für die Energiewende: Markt und Europa“, Energiepolitisches Eckpunktpapier der European Energy Exchange (EEX), 18. Juni 2013, Leipzig.

14. Ehlers, Niels (2011): "Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierende Stromerzeugung", Berlin.
15. Agora Energiewende (2013): „Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?“, 007/01-H-2013/DE, Berlin.
16. Mennel, Tim (2013): „Das Erneuerbare-Energien-Gesetz - Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle“, Mannheim.
17. Wolak, Frank A. (2000): "An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market" –In: International Economic Journal, Volume 14, Number 2, 1-20.
18. r2b Energy Consulting GmbH (2012): Endbericht "Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken", 10. November 2012, Köln.
19. Koepp, Marcus / Krampe, Leonard / Peter, Frank (2012): „Letztverbrauch bis 2017 Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose“, Dokumentation der Prognos AG, 12. November 2012, Berlin.
20. dena Deutsche Energie-Agentur (2012): „Vergleich der Kosten-Nutzen-Analysen europäischer Mitgliedsstaaten zum flächendeckenden Rollout von intelligenten Zählern“, 31.08.2012.
21. Jung, Andreas (2012): Smart-Metering in deutschen Haushalten – Status und Entwicklungsperspektiven“, BITKOM Akademie, 25. Oktober 2012, Köln.
22. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2012): „Windenergie Report Deutschland 2011“, Kassel.
23. Europäische Kommission (2013): „Fortschrittsbericht Erneuerbare Energien“, Bericht der Kommission an das europäische Parlament, den Rat, den europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, 27. März 2013, Brüssel.
24. Europäische Kommission (2013): „Grünbuch – Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030“, 27. März 2013, Brüssel.
25. Fabrizio, Kira R.: „The Effect of Regulatory Uncertainty on Investment: Evidence from Renewable Energy Generation“, Fuqua School of Business, Durham, North Carolina, United States.
26. VDE (2013): "Schwerpunkt: Industrie 4.0 – Elektro- und Informationstechnik", VDE-Trendreport 2013, Frankfurt.
27. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt / Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik / Ingenieurbüro für neue Energien (2012): „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, Schlussbericht BMU – FKZ 03MAP146, 29. März 2012.

28. Bundesnetzagentur (2013): „Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte“, Version 2.0, 12. Juli 2013, Bonn.
29. Kost, Christoph / Dr. Schlegl, Thomas / Thomsen, Jessica / Nold, Sebastian / Mayer, Johannes (2012): „Studie Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“ –In: Renewable Energy Innovation Policy des Fraunhofer Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik, 30. Mai 2012, Freiburg.

21.10.2013

COMPETENCE
IN ENERGY



E-Bridge
Kompetenz in Energie