

# KONSULTATION LEITFADEN STROM – MARKTABGRENZUNG / MARKTBEHERRSCHUNG

---

## Kurzgutachten für die RWE AG

Mai 2019





# INHALT

Zusammenfassung	4
<b>1 Einleitung</b>	<b>7</b>
1.1 Hintergrund und Auftrag an Frontier	7
1.2 Vorbemerkung zu aktuellen Marktentwicklungen im Stromsektor	8
1.3 Struktur des Dokuments	9
<b>2 Aktuelle Marktentwicklungen</b>	<b>10</b>
2.1 Entwicklungen in der Förderung von Erneuerbaren im EEG	10
2.2 Internationale Kopplung der Stromhandelsmärkte	12
<b>3 Marktabgrenzung</b>	<b>15</b>
3.1 Position im Konsultationsentwurf	15
3.2 Produktmarktabgrenzung	16
3.3 Geographische Marktabgrenzung	22
3.4 Empfehlung für den Leitfaden	23
<b>4 Marktbeherrschung</b>	<b>24</b>
4.1 Position im Konsultationsentwurf	24
4.2 Methode für Vermutung einer marktherrschenden Stellung – die Pivotanalyse	24
4.3 Berücksichtigung von Importkapazitäten in der Pivotanalyse	26
4.4 Empfehlung für den Leitfaden	30

## ZUSAMMENFASSUNG

### Hintergrund und Auftrag an Frontier (Abschnitt 1)

- 1 Am 20.3.2019 haben das Bundeskartellamt (BKartA) und die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Konsultationsentwurf für den „Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel“ (im Folgenden „Konsultationsentwurf“) veröffentlicht.
- 2 RWE hat Frontier beauftragt, ein ökonomisches Gutachten zu dem Themenkomplex „Marktabgrenzung / Marktbeherrschung“ vorzulegen. Hierbei soll geprüft werden, ob die Ausführungen des BKartA im Konsultationsentwurf zu den aktuellen wissenschaftlichen Methoden und neueren Entwicklungen im Strommarkt Rechnung trägt. Wo dies nicht der Fall ist, sollen Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Leitfadens gemacht werden.
- 3 Im Folgenden stellen wir unsere Schlussfolgerungen und Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Leitfadens vor.

### Die wettbewerbsökonomische Bewertung im Leitfaden muss aktuelle Marktentwicklungen berücksichtigen (Abschnitt 2)

- 4 Der Konsultationsentwurf verweist bei Marktabgrenzung und Marktbeherrschung auf die Sektoruntersuchung 2011, die größtenteils auf Daten aus den Jahren 2007 und 2008 basiert.<sup>1</sup> In den letzten 10 Jahren haben sich wichtige Rahmenbedingungen für den Strommarkt jedoch massiv verändert. Dies gilt insbesondere für die Förderung Erneuerbarer Energien nach dem EEG und die internationale Kopplung des kurzfristigen Stromgroßhandels in Europa.
- 5 Während zum Zeitpunkt der Sektoruntersuchung 2011 der Erneuerbaren-Sektor durch wenig Wettbewerb, zentrale Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Abschottung von Preissignalen gekennzeichnet war, sind Erneuerbare heute deutlich stärker in den allgemeinen Strommarkt integriert. EEG-Anlagen stehen heute wie die Betreiber konventioneller Anlagen im Wettbewerb, vermarkten ihre Stromerzeugung selbst (umfasst fast 80% des gesamten EEG-Stroms) und sind Preissignalen auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten ausgesetzt.
- 6 Der internationale kurzfristige Stromgroßhandel (Day-Ahead und Intraday) ist heute in Europa flächendeckend gekoppelt. Eine intensivere lastflussbasierte Marktkopplung besteht bereits mit sechs Nachbarstaaten und soll bis zum Jahr 2020 auf alle EU-Nachbarländer Deutschlands ausgeweitet werden. Dies hat eine praktisch automatisierte Nutzung von Übertragungskapazitäten und eine bedarfsgerechte Bereitstellung von Übertragungskapazitäten durch automatisierte Algorithmen auf Basis von Preisunterschieden zwischen den größtenteils nationalen Gebotszonen zur Folge.

---

<sup>1</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 40.

**Marktabgrenzung – Erneuerbare Energien sind ein wichtiger integraler Bestandteil des Stromer Absatzmarkts. Zudem wachsen die historisch nationalen Strommärkte immer stärker zusammen (Abschnitt 3)**

- 7 Das BKartA grenzt im Konsultationsentwurf einen **sachlich relevanten Markt** für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von konventionell erzeugtem Strom ab („Erstabsatzmarkt“), ohne Berücksichtigung des über das EEG geförderten Stroms aus erneuerbaren Energieträgern. Dies ist aus mehreren Gründen nicht sachgerecht:
- Strom ist ein homogenes Gut – aus Nachfragersicht ist EEG-Strom auf dem Großhandel nicht von konventionellem Strom zu unterscheiden.
  - EEG-Strom und konventionelle Stromerzeugung stehen im Wettbewerb in ein und demselben Markt. EEG-Strom verdrängt konventionelle Stromerzeugungsmengen aus der gemeinsamen Angebotskurve (dies ist auch als Merit Order Effekt bekannt) und schränkt den Preissetzungsspielraum konventioneller Erzeuger ein.
  - Die vom BKartA vorgebrachte vermeintlich fehlende Reaktion auf Preissignale ist kein hinreichendes Indiz für getrennte Märkte: Die vermeintliche Besonderheit, dass EEG-Anlagen nicht auf Preissignale aus dem Stromgroßhandelsmarkt reagieren, beruht nur vordergründig auf der EEG-Förderung. Tatsächlich wäre das Angebot an EEG-Strom auch ohne Förderung aufgrund der geringen variablen Stromerzeugungskosten praktisch gleich hoch. Solch geringe variable Stromerzeugungskosten sind kein Alleinstellungsmerkmal von EEG-Anlagen. Zudem reagieren heute Erneuerbare aufgrund der Änderungen im Förderrahmen auf Strompreissignale.
- 8 Bei der **geographischen Marktabgrenzung** lässt das BKartA offen, ob es nach der Trennung Österreichs von der gemeinsamen Gebotszone zukünftig einen quasi-nationalen deutschen Markt abgrenzen wird. Die Aufspaltung der gemeinsamen Gebotszone zwischen Deutschland und Österreich ist kein ausreichendes Indiz dafür, dass beide Länder zukünftig unterschiedlichen geographischen Märkten zuzurechnen sind. Das BKartA sollte auf Basis etablierter wettbewerbsökonomischer Methoden prüfen, ob Deutschland und Österreich tatsächlich als unterschiedliche Märkte betrachtet werden können.
- 9 Wir empfehlen folgende Weiterentwicklung der Marktabgrenzung für den Leitfaden:
- Die Produktmarktabgrenzung muss weiterentwickelt und EEG-Strom in den Erstabsatzmarkt einbezogen werden.
  - Die zukünftige geographische Marktabgrenzung sollte auf Basis etablierter wettbewerbsökonomischer Methoden, wie z.B. dem SSNIP-Test (Hypothetischer Monopolisten Test) durchgeführt werden.

**Marktbeherrschung und Pivotanalyse – Das BKartA greift bei wichtigen Eingangsgrößen wie Importkapazitäten auf tatsächliche Marktergebnisse**

bei funktionierendem Wettbewerb zurück und unterschätzt somit den  
potenziellen Wettbewerb (Abschnitt 4)

- 10 Der Konsultationsentwurf stellt (wie bereits die Sektoruntersuchung 2011) bei wichtigen Inputgrößen (Kraftwerksverfügbarkeiten, Importkapazitäten) für die Pivotanalyse auf beobachtete Marktergebnisse bei funktionierendem Wettbewerb ab. Importkapazitäten werden nur in Höhe der tatsächlich beobachteten maximalen Nettoimporte (in der Sektoruntersuchung zwei Jahre) berücksichtigt. Auf Basis aktueller Daten bedeutet dies, dass nur rund 1/3 der Importkapazitäten im Ansatz des BKartA berücksichtigt würden.
- 11 Bei einer hypothetischen massiven Kapazitätszurückhaltung eines großen Anbieters, wie sie in der Pivotanalyse unterstellt wird, würde der inländische Großhandelspreis über das heutige Niveau bei funktionierendem Wettbewerb steigen. Dies hätte deutliche höhere Importe nach Deutschland zur Folge. Mit dem im Konsultationsentwurf vorgeschlagenen Ansatz unterschätzt das BKartA den potenziellen Wettbewerbsdruck aus dem In- und Ausland systematisch und erheblich.
- 12 Für den Leitfaden empfehlen wir daher, dass in der Pivotanalyse mindestens die tatsächlich verfügbaren Importkapazitäten in voller Höhe berücksichtigt werden, und nicht nur die viel zu geringen (historisch beobachteten) Nettoimporte. Dieser Wert ist aufgrund der lastflussbasierten Marktkopplung konservativ, da keine Erhöhungen der verfügbaren Importkapazitäten berücksichtigt werden.

# 1 EINLEITUNG

## 1.1 Hintergrund und Auftrag an Frontier

- 13 Am 20.3.2019 haben das Bundeskartellamt (BKartA) und die Bundesnetzagentur (BNetzA) einen Konsultationsentwurf für den „Leitfaden für die kartellrechtliche und energiegroßhandelsrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich Stromerzeugung/-großhandel“ (im Folgenden „Konsultationsentwurf“) veröffentlicht.
- 14 Der Konsultationsentwurf der Behörden besteht aus zwei Themenkomplexen:
  - Die kartellrechtliche Bewertung von Preisspitzen durch das BKartA; und
  - Die Zulässigkeit von Preisspitzen nach der EU-Verordnung REMIT<sup>2</sup> durch die BNetzA.
- 15 In der kartellrechtlichen Bewertung stellt das BKartA auf marktbeherrschende Unternehmen als Normadressaten ab.<sup>3</sup> Ein kartellrechtliches Verbot zur Kapazitätszurückhaltung, die Preisspitzen verursachen oder verstärken können, gilt somit nur für Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung.
- 16 Um Marktbeherrschung feststellen zu können, müssen zwei Schritte durchlaufen werden:
  - **Marktabgrenzung (produktbezogen und geographisch)** – Durch die Marktabgrenzung wird der sachliche und räumliche Rahmen abgesteckt, innerhalb dessen eine mögliche marktbeherrschende Stellung (und Marktmissbrauch) untersucht werden kann.
  - **Prüfung einer Marktbeherrschung (auf dem abgrenzten Markt)** – Zur Identifikation einer marktbeherrschenden Stellung werden Indikatoren, üblicherweise insbesondere Marktanteile<sup>4</sup>, herangezogen. Für den Strommarkt stellt das BKartA wie bereits in der Sektoruntersuchung 2011<sup>5</sup> auf das Instrument der Pivotanalyse ab.
- 17 RWE hat Frontier beauftragt, ein ökonomisches Gutachten zu dem Themenkomplex „**Marktabgrenzung / Marktbeherrschung**“ vorzulegen. Es soll hierbei geprüft werden, ob die Ausführungen des BKartA im Konsultationsentwurf zu diesem Themenkomplex den aktuellen wissenschaftlichen Methoden und neueren Entwicklungen im Strommarkt Rechnung trägt. Wo dies nicht der Fall ist, sollen Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Leitfadens gemacht werden.

---

<sup>2</sup> Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts.

<sup>3</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 33.

<sup>4</sup> §18 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB).

<sup>5</sup> Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel aus dem Januar 2011.

## 1.2 Vorbemerkung zu aktuellen Marktentwicklungen im Stromsektor

- 18 Der Konsultationsentwurf verweist bei Marktabgrenzung und Marktbeherrschung auf die Sektoruntersuchung 2011, die größtenteils auf Daten aus den Jahren 2007 und 2008 basiert.
- 19 Die Strommärkte sind dynamisch und befinden sich gerade im Zuge der Energiewende in einem ständigen technologischen und regulatorischen Strukturwandel:
- In Deutschland werden konventionelle Erzeugungskapazitäten im großen Umfang stillgelegt bzw. in Reserven überführt und nehmen somit nicht mehr am Strommarkt teil. Bis zum Jahr 2023 wird schrittweise der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen. Aktuell wird zudem der „Kohleausstieg“ politisch diskutiert. Erste Braunkohlekraftwerke wurden in die Sicherheitsbereitschaft überführt.
  - Die Bedeutung der Erneuerbaren Energien für den Strommarkt nimmt stetig zu. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der deutschen Stromerzeugung ist in den letzten 10 Jahren deutlich gestiegen: von rund 16% im Jahr 2008 auf über 40% im Jahr 2018.<sup>6</sup> Erneuerbare Energien wurden erfolgreich in den Strommarkt integriert.<sup>7</sup> Fast 80% des durch das EEG<sup>8</sup> geförderten Stroms wird heute wie konventionell erzeugter Strom direkt am Großhandelsmarkt vermarktet. Neue Erneuerbaren-Anlagen erhalten zudem nur dann eine Förderung, wenn sie einen Zuschlag in einer wettbewerblichen Ausschreibung erhalten.<sup>9</sup>
  - Der Stromgroßhandel wurde im Rahmen des *Market Coupling*<sup>10</sup> stärker mit dem europäischen Ausland verknüpft. Dies hat zur Folge, dass sich die Preise im kurzfristigen Stromhandel (Day-Ahead) an den nationalen Strombörsen stärker angleichen. Zudem werden dem Markt durch die lastflussbasierte Berechnung der Übertragungskapazitäten an den Grenzen mehr Kapazitäten zur Verfügung gestellt, wo sie mit Blick auf die Großhandelspreise am „wertvollsten“ sind.
- 20 Diese Änderungen in den Rahmenbedingungen spielen eine wichtige Rolle für die Wettbewerbsanalysen. Wir gehen daher auf zwei in diesem Zusammenhang besonders relevante Aspekte (Entwicklung der Erneuerbaren-Förderung und internationale Kopplung der Stromhandelsmärkte) in Abschnitt 2 näher ein.

---

<sup>6</sup> Laut Fraunhofer, ISE: [https://www.energy-charts.de/ren\\_share\\_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all](https://www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all)

<sup>7</sup> Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Gesetz, S. 10, online verfügbar: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/030/1903030.pdf>.

<sup>8</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz (aktuelle Fassung aus dem Jahr 2017).

<sup>9</sup> Für Kleinanlagen mit einer Erzeugungsleistung unter 750 Kilowatt gelten Ausnahmeregelungen, siehe §22 EEG 2017. Diese Anlagen können ohne erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung gefördert werden.

<sup>10</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html)

## 1.3 Struktur des Dokuments

21 Das Kurzgutachten ist wie folgt aufgebaut:

- **Aktuelle Marktentwicklungen** (Abschnitt 2) – in diesem Abschnitt gehen wir vertiefend auf neuere Entwicklungen seit der Sektoruntersuchung 2011 zu den Themenbereichen Erneuerbarenförderung und internationale Kopplung der Stromgroßhandelsmärkte ein. Sie bilden die Grundlage für die Wettbewerbsanalysen in den folgenden Abschnitten.
- **Marktabgrenzung** (Abschnitt 3) – Die sachliche und räumliche Marktabgrenzung steckt den Rahmen ab, in dem eine mögliche marktbeherrschende Stellung (und Marktmissbrauch) untersucht werden kann. Wir nehmen zu den Ausführungen des BKartA im Konsultationsentwurf Stellung und leiten Empfehlungen für den zukünftigen Leitfaden ab. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auf der Frage der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien in einem gemeinsamen sachlichen Markt mit konventionell erzeugtem Strom.
- **Marktbeherrschung** (Abschnitt 4) – In diesem Abschnitt diskutieren wir die vom BKartA präferierte Methode für die Feststellung einer möglichen marktbeherrschenden Stellung: die Pivotanalyse. Auf Basis empirischer und konzeptioneller Überlegungen leiten wir hier Empfehlungen für die Umsetzung der Pivotanalyse für den Leitfaden ab. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auf der sachgerechten Berücksichtigung des Wettbewerbsdrucks durch Stromimporte nach Deutschland.

22 Die Zusammenfassung zu Anfang des Gutachtens bietet eine Übersicht zu den Erkenntnissen und Empfehlungen für den zukünftigen Leitfaden.

## 2 AKTUELLE MARKTENTWICKLUNGEN

- 23 Der Konsultationsentwurf verweist bei Marktabgrenzung und Marktbeherrschung auf die Sektoruntersuchung 2011, die größtenteils auf Daten aus den Jahren 2007 und 2008 basiert.<sup>11</sup> In den letzten 10 Jahren haben sich wichtige Rahmenbedingungen für den Strommarkt jedoch massiv verändert.
- 24 Belastbare wettbewerbsökonomische Analysen dürfen nicht losgelöst von Marktentwicklungen durchgeführt werden, sondern müssen diese in geeigneter Weise berücksichtigen. Dies betont auch die Europäische Kommission in ihrer Marktabgrenzungspraxis:
- „Market definitions are not carved in stone, and are revised if evidence shows that circumstances have changed over time.“<sup>12</sup>*
- 25 Im Folgenden beschreiben wir zwei wichtige Entwicklungen, die Auswirkung auf die Marktabgrenzung (Abschnitt 3) und die Methodik zur Feststellung von Marktbeherrschung (Abschnitt 4) haben:
- Entwicklungen in der Förderung von Erneuerbaren im EEG; und
  - Internationale Kopplung der Stromhandelsmärkte.

### 2.1 Entwicklungen in der Förderung von Erneuerbaren im EEG

- 26 Die Förderung und Vermarktung von Erneuerbaren hat sich seit der Sektoruntersuchung 2011 maßgeblich geändert (Tabelle 1).
- 27 Während zum Zeitpunkt der Sektoruntersuchung 2011 der Erneuerbaren-Sektor durch wenig Wettbewerb, zentrale Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Abschottung von Preissignalen gekennzeichnet war, sind Erneuerbare heute deutlich stärker in den allgemeinen Strommarkt integriert. Dies war ein erklärtes Ziel der Energiepolitik bei den weitgehenden Reformen der Erneuerbarenförderung im Rahmen der EEG-Novelle 2014.<sup>13</sup> Betreiber von EEG-Anlagen stehen heute wie die Betreiber konventioneller Anlagen im Wettbewerb, vermarkten ihre Stromerzeugung selbst und sind somit für Prognose und Bilanzierung der erzeugten und vermarkteten elektrischen Energie verantwortlich und sind Preissignalen auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten ausgesetzt.

---

<sup>11</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 40.

<sup>12</sup> Europäische Kommission, Competition Policy Brief, Ausgabe 2015-12, online verfügbar: [http://ec.europa.eu/competition/publications/cpb/2015/002\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/publications/cpb/2015/002_en.pdf)

<sup>13</sup> <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/02/Meldung/marktintegration-der-erneuerbaren-energien.html>

**Tabelle 1 Maßgebliche Änderungen bei der Förderung und Vermarktung von EEG-Strom (Neuanlagen) seit der Sektoruntersuchung 2011**

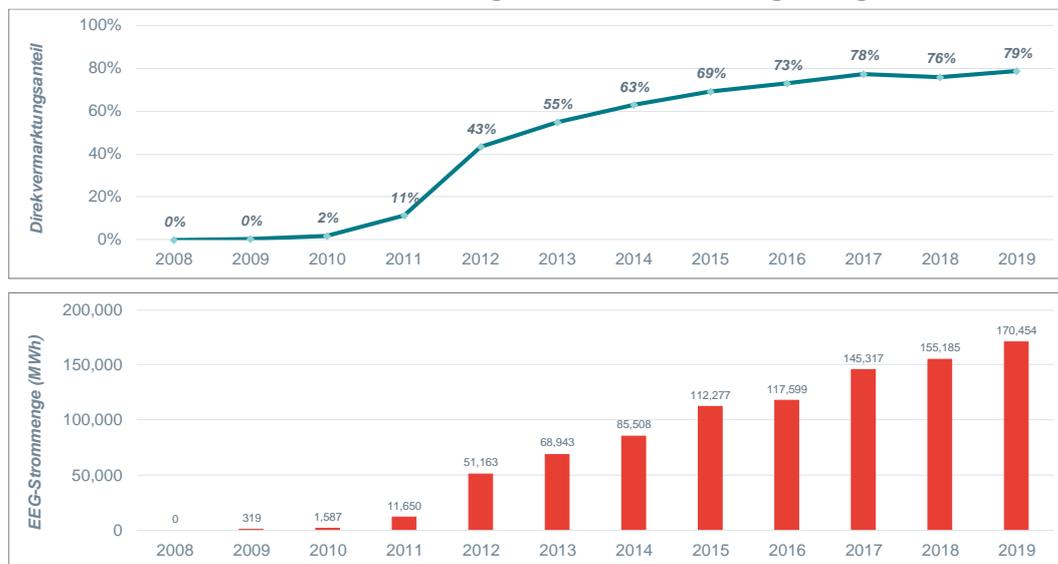
	Zum Zeitpunkt der Sektoruntersuchung 2011	Stand heute
<b>Förderberechtigung</b>	<b>Kein Wettbewerb</b> – alle Anlagen, die die Vorgaben im EEG erfüllen, werden gefördert	<b>Wettbewerb</b> – Neuanlagen (ab Anlagengröße von 750 kW bei Wind und PV) benötigen einen Zuschlag in einer öffentlichen Ausschreibung und erhalten dann eine Marktprämie (in Ergänzung zum Erlös aus Direktvermarktung)
<b>Vermarktung des EEG-Stroms</b>	<b>ÜNB</b> verantwortlich für Vermarktung	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Verpflichtende</b> Direktvermarktung für <b>Neuanlagen</b> (im EEG 2017 ab Anlagengröße von 100 kW)</li> <li>▪ <b>Optionale</b> (freiwillige) Direktvermarktung für <b>Altanlagen</b></li> </ul>
<b>Pflichten des Anlagenbetreibers</b>	<b>Keine</b> – Prognose und Bilanzierung erfolgt durch ÜNB („produce and forget“ aus Sicht der Anlagenbetreiber)	<b>Prognose und Bilanzierung</b> (wie konventionelle Anlagenbetreiber) für alle Anlagen in der Direktvermarktung
<b>Einfluss des Großhandelspreises</b>	Anlagenbetreiber erhalten eine festgelegte Einspeisevergütung, unabhängig vom Stromgroßhandelspreis.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <b>Kurzfristig:</b> Die Förderung wird bei 6 aufeinander folgenden Stunden mit negativen Preisen ausgesetzt („6-Stunden-Regel“).</li> <li>▪ <b>Langfristig:</b> Anlagenbetreiber müssen bei der Gebotsabgabe für die Förderung berücksichtigen, welche Markterlöse sie zukünftig (zusätzlich zur Marktprämie) erzielen können.</li> </ul>

Quelle: Frontier Economics

Hinweis: ÜNB = Übertragungsnetzbetreiber, Bestandsanlagen können in das für Neuanlagen geltende Regime wechseln („freiwillige Direktvermarktung“).

- 28 Die Veränderung der Marktbedingungen für Erneuerbare seit der Sektoruntersuchung 2011 zeigt sich am deutlichsten mit Blick auf den Anteil des Stroms, der von Anlagenbetreibern (oder durch von ihnen beauftragte Dienstleister) direkt im Großhandel vermarktet wird. Während bis zum Jahr 2010 weniger als 2% der EEG-Stroms direktvermarktet wurde, liegt der Anteil heute bei fast 80% (Abbildung 1).
- 29 Die EEG-Förderung spielt somit vornehmlich für die Investitionsentscheidung eine Rolle, da sich Erneuerbare Energien heute noch nicht alleine aus Markterlösen refinanzieren können. Ist die Investitionsentscheidung getroffen, erfolgen die Vermarktung des Stroms am Großhandel und der Einsatz der Anlagen weitestgehend analog zu einer konventionellen Anlage mit vergleichbarer Kostenstruktur.

**Abbildung 1 Der Anteil der Direktvermarktung ist seit der Sektoruntersuchung 2011 auf fast 80% gestiegen**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von BMWi (2018), EEG in Zahlen, Stand: 15. Oktober 2018.

Hinweis: Direktvermarktete EEG-Mengen beinhalten folgende Förderarten: Marktprämie (§ 20 EEG), sonstige Direktvermarktung (§ 21a EEG) und "Grünstromprivileg" (§ 39 EEG 2012). Die Jahre 2018 und 2019 sind Prognosewerte.

## 2.2 Internationale Kopplung der Stromhandelsmärkte

- 30 Obwohl die Sektoruntersuchung 2011 den Stromimporten eine bis dato „*eher untergeordnete Rolle*“<sup>14</sup> im deutschen Strommarkt zuwies, erwartete das BKartA bereits damals, dass Importe „*mit dem Ausbau der Grenzkuppelstellen, der Weiterentwicklung des Engpassmanagements und verbesserten Auktionsverfahren wie z.B. Market Coupling voraussichtlich immer wichtiger werden*“.<sup>15</sup>
- 31 In der Tat wurde das System der Marktkopplung seit der Sektoruntersuchung 2011 maßgeblich weiterentwickelt und geographisch ausgeweitet (Tabelle 2).

<sup>14</sup> Sektoruntersuchung 2011, S. 75.

<sup>15</sup> Sektoruntersuchung 2011, S. 75.

**Tabelle 2 Maßgebliche Erweiterungen der Kopplung der europäischen Strommärkte seit der Sektoruntersuchung 2011**

<b>Erweiterung der Kopplung der kurzfristigen Strommärkte</b>	
<b>Stand 2011</b>	Kopplung der Day-Ahead-Märkte in „Central West Europe“ (CWE) bestehend aus Deutschland, Österreich, Frankreich und den Beneluxstaaten
<b>Feb 2014</b>	Erweiterung der Marktkopplung auf „North West Europe“ (NWE) bestehend aus den CWE-Staaten, Großbritannien, sowie den nordischen und den baltischen Staaten
<b>Mai 2014</b>	Spanien und Portugal schließen sich der Kopplung an
<b>Feb 2015</b>	Italien und Slowenien schließen sich der Kopplung an
<b>Mai 2015</b>	Einführung der <b>lastflussbasierten Marktkopplung</b> in der CWE-Region
<b>2018, 2019</b>	Bulgarien, Griechenland, Kroatien und Irland schließen sich der Kopplung an
<b>Juni 2018</b>	Kopplung der <b>Intraday-Märkte</b> in Deutschland, Belgien, Dänemark, Estland, Finnland, Frankreich, Lettland, Litauen, Niederlande, Norwegen, Österreich, Portugal, Schweden und Spanien
<b>geplant für Okt 2020</b>	Inkrafttreten der <b>lastflussbasierten Marktkopplung</b> der Day-Ahead-Märkte der „Core capacity calculation region“ bestehend aus den CWE-Staaten plus Kroatien, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien, Ungarn.

Quelle: Frontier Economics auf Basis von Informationen von Europex und dessen Mitgliedern.

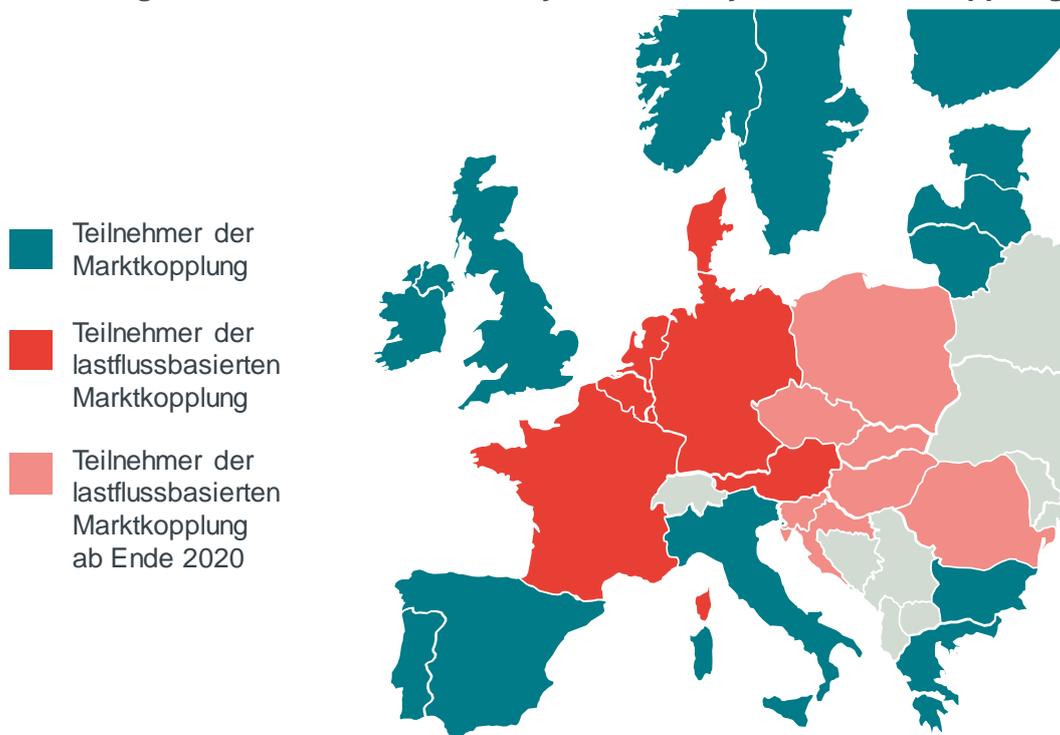
32 Dies hat weitreichende Konsequenzen für den grenzüberschreitenden Stromaustausch:

- **Praktisch automatisierte Nutzung von Übertragungskapazitäten** – Die Marktkopplung kurzfristiger Strommärkte (Day-Ahead und Intraday) erfolgt durch automatisierte Algorithmen auf Basis von Preisunterschieden zwischen den größtenteils nationalen Gebotszonen. Wenn es z.B. zu einer Verknappung der Stromangebots in Deutschland kommt, sodass die Preise in der deutschen Gebotszone kurzfristig im Vergleich zu anderen gekoppelten Gebotszonen steigt, dann führt die Marktkopplung unmittelbar zu einem erhöhten Stromimport aus Nachbarländern (unter Berücksichtigung von technischen Restriktionen). Durch diese Stromzufuhr wird sowohl die Verknappung des Angebots als auch der Preisanstieg in Deutschland gedämpft. Für den grenzüberschreitenden Handel bedarf es bei Marktkopplung keines gesonderten Erwerbs von Transportrechten (man spricht daher auch von einer impliziten Allokation von Übertragungskapazitäten) oder einer bewussten Exportentscheidung von Erzeugungsunternehmen. Die Zuteilung der Transportrechte geschieht automatisch durch den Marktkopplung-Algorithmus unter Berücksichtigung der Preisunterschiede zwischen den beteiligten Märkte und technischer Restriktionen.
- **Bedarfsgerechte Bereitstellung von Übertragungskapazitäten** – Die Möglichkeit des internationalen Stromaustauschs im Day-Ahead-Markt wurde durch ein bedarfsabhängiges Management der Übertragungskapazitäten („lastflussbasierte Marktkopplung“) weiterentwickelt. Bei dieser Form von Marktkopplung werden die vorhandenen Stromübertragungskapazitäten

zwischen den beteiligten Ländern nicht im Voraus fest zugeteilt, sondern durch einen wohlfahrtsoptimierenden Algorithmus, der unmittelbar auf internationale Preisunterschiede reagiert. Steigen in einem Land die Day-Ahead-Preise durch eine Verknappung des Angebots an, wird mehr Importkapazität (unter Berücksichtigung technischer Restriktionen in den gekoppelten Regionen) zur Verfügung gestellt. Die „lastflussbasierte Marktkopplung“ für die Region Zentralwesteuropa (CWE) wurde unter deutscher Beteiligung im Jahr 2015 eingeführt.

- 33 Im Ergebnis sind der Day-Ahead- und Intraday-Handel in Europa heute flächendeckend gekoppelt (siehe Abbildung 2 für den Day-Ahead-Markt). Eine intensivere lastflussbasierte Marktkopplung besteht bereits mit sechs Nachbarstaaten und soll bis zum Jahr 2020 auf alle EU-Nachbarländer Deutschlands ausgeweitet werden.

**Abbildung 2 Teilnehmerländer am System der Day-Ahead-Marktkopplung**



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Informationen von Europex und dessen Mitgliedern.

### 3 MARKTABGRENZUNG

- 34 Durch die Marktabgrenzung wird der Rahmen abgesteckt, innerhalb dessen eine mögliche marktbeherrschende Stellung und Marktmissbrauch untersucht werden kann.
- 35 Die Abgrenzung des relevanten Marktes ist ein analytisches Hilfsmittel, welches systematisiert, bis zu welchen Grenzen Unternehmen (sowohl hinsichtlich der von ihnen angebotenen Produkte, als auch in geographischer Hinsicht) miteinander im Wettbewerb stehen.

*„Denn die Definition des relevanten Marktes bedeutet die Abgrenzung des Rahmens, in dem die Wettbewerbsvorschriften in Bezug auf Kartelle und den Missbrauch einer beherrschenden Stellung [...] gelten. [...] Anhand dieser Analyse, die sowohl die sachliche als auch die räumliche Dimension des betroffenen Marktes berücksichtigt, kann bestimmt werden, welche konkurrierenden Unternehmen tatsächlich in der Lage sind, dem Verhalten des beteiligten Unternehmens Schranken zu setzen.“<sup>16</sup>*

- 36 Im Folgenden

- stellen wir zuerst die Position im Konsultationsentwurf zur Marktabgrenzung vor (Abschnitt 3.1);
- nehmen zur Produktmarktabgrenzung (Abschnitt 3.2) und geographischer Marktabgrenzung (Abschnitt 3.3) Stellung; und
- sprechen abschließend eine Empfehlung für die Weiterentwicklung des Leitfadens aus (Abschnitt 3.4).

#### 3.1 Position im Konsultationsentwurf

- 37 Im Konsultationsentwurf grenzt das BKartA den relevanten Markt wie folgt ab:

- **Produktmarktabgrenzung** – Das BKartA grenzt einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom ab („Erstabsatzmarkt“). Das BKartA grenzt einen separaten Erstabsatzmarkt für konventionell erzeugten Strom ab, ohne Berücksichtigung von über das EEG gefördertem Strom aus erneuerbaren Energieträgern.<sup>17</sup>
- **Geographische Marktabgrenzung** – Das BKartA lässt offen (mit Verweis auf eine Bewertung im Rahmen zukünftiger Marktmachtberichte), ob es nach der Trennung Österreichs von der gemeinsamen Gebotszone zukünftig einen quasi-nationalen deutschen Markt abgrenzen wird.<sup>18</sup>

- 38 Im Kern geht der Konsultationsentwurf hinsichtlich Marktabgrenzung also von einem (zukünftig möglicherweise nationalen) Erstabsatzmarkt für Strom aus, in

---

<sup>16</sup> Bekanntmachung der EU Kommission zur Marktabgrenzung, Auszug der Website der Europäischen Kommission vom 17.04.2019: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=URISERV:l26073>

<sup>17</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 40: „Das Bundeskartellamt grenzt einen sachlich relevanten Markt für die Erzeugung und den erstmaligen Absatz von Strom ab (Stromerstabsatzmarkt). Dieser Markt umfasst den erstmaligen Absatz aller Elektrizitätsversorger aus eigener, nicht nach dem EEG vergüteter Erzeugung.“

<sup>18</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 44.

dem sich auf der Angebotsseite z.B. die Anbieter von Strom aus Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken bewegen, die aber keiner wettbewerblichen Disziplinierung durch (geförderten) Strom aus erneuerbaren Energien ausgesetzt sind.

## 3.2 Produktmarktabgrenzung

39 Wir nehmen im Folgenden eine Marktabgrenzung auf Basis etablierter wettbewerbsökonomischer Methoden vor und gehen auf dieser Basis kritisch auf die Ausführungen des Amtes ein.

### 3.2.1 Abgrenzung auf Basis etablierte Methoden

40 In der Wettbewerbspraxis sind verschiedene methodische Ansätze etabliert:

- **Bedarfsmarktansatz** – Unter Anwendung des vom BGH bestätigten „Bedarfsmarktconceptes“ sind dem relevanten Markt alle Produkte zuzurechnen, die „aus Sicht der Nachfrager nach Eigenschaft, Verwendungszweck und Preislage zur Deckung einer bestimmten Nachfrage austauschbar sind“<sup>19</sup>. Hierbei wird also untersucht, ob Produkte aus Sicht der Nachfrager als austauschbar angesehen werden. Trifft dies zu, werden zwei Marktsegmente als Teile eines gleichen sachlich relevanten Marktes angesehen. Das Bedarfsmarktconcept wurde traditionell von deutschen Wettbewerbsbehörden und den deutschen Gerichten verwendet.
- **Angebotssubstitution** – Alternativ oder ergänzend kann auf die Disziplinierungswirkung durch Angebotssubstitution abgestellt werden (auch „Angebotsumstellungsflexibilität“): Hierbei wird untersucht, ob es Anbieter in einem Teilmarkt (B) gibt, die im Fall einer hypothetischen Preisanhebung in einem eng abgegrenzten Teilmarkt (A), in diesen Markt (A) „einsteigen“ würden, und zwar in einer Weise, welche die hypothetische Preisanhebung unrentabel macht. In diesem Fall würde man sagen, dass Teilmarkt B Teil des Marktes A ist. Aspekte dieser beiden Ansätze, aber auch weitere Überlegungen, lassen sich (auch) im Rahmen des sogenannten SSNIP-Test analysieren (siehe nachfolgende Textbox).

---

<sup>19</sup> BGH, Beschl. v. 16.01.2007, Az. KVR 12/06 – *National Geographic II*, juris-Rn. 14; BGH, Beschl. v. 05.10.2004, Az. KVR 14/03 – *Staubsaugerbeutelmarkt*, juris-Rn. 18.

## SSNIP-TEST ZUR MARKTABGRENZUNG

SSNIP steht für „small but significant non-transitory increase in price“. Dieser Test ist auch als „hypothetischer Monopolistentest“ bekannt.

Vereinfacht gesprochen beginnt der Test mit einer engen Marktabgrenzung. Es wird angenommen, innerhalb dieses Marktes gäbe es einen hypothetischen Monopolisten. Dann wird gefragt: Wäre es für den hypothetischen Monopolisten – ausgehend von einem wettbewerblichen Preisniveau – profitabel, den Preis um 5-10% für einen Zeitraum von z.B. 12 Monaten zu erhöhen? Wäre eine solche Preiserhöhung profitabel, beschränkte sich der relevante Markt auf die enge Marktabgrenzung. Ansonsten müsste der Markt weiter abgegrenzt werden. Die EU Kommission bezieht sich in ihrer Bekanntmachung zur Definition des relevanten Marktes (97/C 372 / 03) in Rz. 18 auf den SSNIP-Test.

- 41 Wir zeigen nachfolgend, dass beide Methoden zu der Schlussfolgerung führen, dass Erneuerbare Energien, und auch solche, die nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, ein essentieller Bestandteil des Erstabatzmarkts für Strom sind.
- 42 Daher ist die im Konsultationsentwurf propagierte Trennung zwischen EEG-Strommengen und konventionell erzeugtem Strom nicht zu rechtfertigen. Sie widerspricht zudem der Praxis der EU-Kommission, die nicht zwischen separaten Produktmärkten für erneuerbare und konventionelle Energien unterscheidet:

*“The Commission has consistently defined a relevant product market encompassing both the generation and wholesale supply of electricity, irrespective of the generation sources and trading channels.”<sup>20</sup>*

### Strom ist ein homogenes Gut – aus Nachfragersicht ist EEG-Strom nicht von konventionellem Strom zu unterscheiden

- 43 Strom ist ein homogenes Gut. Ein Nachfrager auf dem Großhandelsmarkt, z.B. ein Vertriebsunternehmen oder ein Stromhändler, kann beim Kauf eines standardisierten Produkts an den Strombörsen EPEX Spot (kurzfristiger Handel) und EEX (langfristiger Handel) nicht unterscheiden, ob der kontrahierte Strom in einem konventionellen Kraftwerk oder einer EEG-Anlage erzeugt wurde. Die „grüne“ Eigenschaft von erneuerbar erzeugtem Strom kann über einen separaten Zertifikate-Markt (sogenannte „Herkunftsnachweise“<sup>21</sup>) gehandelt werden. Für EEG-Anlagen ist eine solche zusätzliche Zertifikate-Vermarktung allerdings untersagt („Doppelvermarktungsverbot“<sup>22</sup>). Auch physisch lässt sich Strom, der einmal in ein allgemeines Versorgungsnetz eingespeist wurde, nicht mehr einer bestimmten Erzeugungsquelle zuordnen.
- 44 Nach dem Konzept der Nachfragesubstituierbarkeit (Bedarfsmarktkonzept) spricht die Austauschbarkeit von Strom aus regenerativen und konventionellen Energiequellen daher klar für einen einheitlichen Stromerstabatzmarkt,

<sup>20</sup> Entscheidung M.8660 - FORTUM / UNIPER, Rz. 18, Hervorhebung ergänzt.

<sup>21</sup> <http://www.umweltbundesamt.de/tags/herkunftsnachweis>

<sup>22</sup> §80 EEG 2017.

unabhängig von der Frage, in welcher Anlage der Strom erzeugt wurde, oder ob der Anlagenbetreiber eine öffentliche Förderung genießt.

### EEG-Strom und konventionelle Stromerzeugung stehen im Wettbewerb in ein und demselben Markt

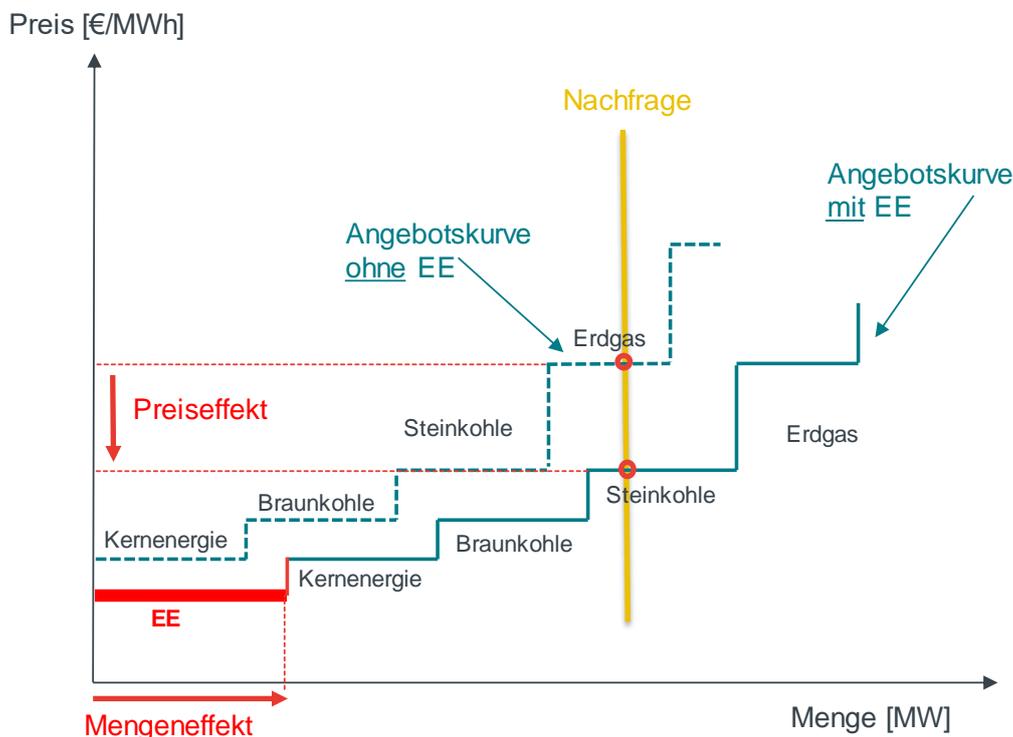
- 45 EEG-Strom und konventioneller Strom stehen aus Anbietersicht im Wettbewerb zueinander:
- **Strom aus EEG-Anlagen hat einen Einfluss auf den (einheitlichen) Marktpreis** und damit auf die Erlöse, die Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen erzielen können. Anlagenbetreiber von Wind- und Solarstrom (oder ÜNB für nicht direkt vermarktete Strommengen) haben Anreize, den EEG-Strom zu sehr niedrigen variablen Erzeugungskosten an der Strombörse anzubieten. Wird viel entsprechende Energie angeboten, fällt in der Regel der markträumende Einheitspreis („Mengeneffekt“ in Abbildung 3). Dieser Einfluss der Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf den Stromgroßhandelspreis wird auch als „Merit Order Effekt“ bezeichnet:
  - **Strom aus EEG-Anlagen verdrängt konventionell erzeugten Strom** – Aufgrund des „Merit Order Effekts“ (Abbildung 3) kommen konventionelle Kraftwerke mit höheren variablen Erzeugungskosten im Rahmen der Versteigerung von Strommengen an der Strombörse in geringerem Umfang zum Zug, wenn ihre in die Auktion eingestellten Angebote zu variablen Erzeugungskosten über dem markträumenden Einheitsbörsenpreis liegen. In der Folge werden konventionelle Kraftwerke im Umfang des vermarkteten EEG-Stroms aus der Merit Order verdrängt. Bereits heute decken die Erneuerbaren über diesen Marktzusammenhang bereits deutlich mehr als ein Drittel des deutschen Stromverbrauchs.<sup>23</sup>
- 46 Ein Reihe wissenschaftlicher Studien hat diesen Zusammenhang von erneuerbarer Stromerzeugung und dem Strompreis empirisch nachgewiesen.<sup>24</sup>

---

<sup>23</sup> <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>; [https://www.energy-charts.de/ren\\_share\\_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all](https://www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all).

<sup>24</sup> Siehe z.B. Sensfuß (2011), Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien, Update für das Jahr 2010, und weitere dort in Kapitel 5.1 genannten Studien; ISI, DIW, GWS, IZES (2014), Monitoring der Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Jahr 2013.

**Abbildung 3 Schematische Darstellung des Merit Order Effekt von Erneuerbaren im Großhandel Strom**



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: EE = Erneuerbare Energien

- 47 Das Angebot an EEG-Strom schränkt die Preissetzungsspielräume für konventionelle Stromanbieter ein und diszipliniert deren Wettbewerbsverhalten. Preissetzungsspielräume sind dadurch gekennzeichnet, dass Anbieter bei einem leicht höheren Verkaufsgebot (beispielsweise auf der Day-Ahead Auktion der Strombörse) nur mit relativ geringer Wahrscheinlichkeit befürchten muss, von einem günstigeren Gebot verdrängt zu werden. Im Strommarkt bieten sich solche Preissetzungsspielräume tendenziell bei höherer Stromnachfrage, da die Angebotskurve (auch Merit Order genannt) dann besonders steil ist (rechte Seite in Abbildung 3).<sup>25</sup> Das zusätzliche Angebot an EEG-Strom verstärkt den Wettbewerb im Strommarkt (d.h. in Abbildung 3 wird die Angebotskurve bei einem Stromnachfrageniveau „flacher“) und diszipliniert somit das Preissetzungsverhalten konventioneller Anbieter.
- 48 Diese Disziplinierung des Marktverhaltens ist Ausdruck von Wettbewerb innerhalb ein und desselben Marktes. Die engen Interdependenzen zwischen Strom aus EEG-Anlagen und ihre Wirkung auf die Vermarktung von Strom aus konventionellen Kraftwerken sprechen daher klar für einen einheitlichen Erstabsatzmarkt für Strom.

<sup>25</sup> In der Realität besteht die Merit Order im Strommarkt aus mehreren, weniger stark ausgeprägten Stufen als in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

### 3.2.2 Auseinandersetzung mit den Argumenten des Amtes

#### Entwicklung der Erneuerbaren-Förderung sind ein weiteres Indiz für einen gemeinsamen Erstabsatzmarkt

- 49 Das BKartA verweist im Konsultationsentwurf auf die geänderte Rolle von EEG-Strom im Zuge der Marktänderungen der letzten Jahre:

*„Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen Stromerzeugung. Erst seit der Einführung der Direktvermarktung und von Wettbewerb um Förderhöhen bei Neubauprojekten beginnt sich deren Vergütung dem Großhandelspreisverlauf bzw. -niveau anzunähern.“  
(Konsultationsentwurf, Rz. 41)*

- 50 Die Förderung und Vermarktung von EEG-Strom hat sich maßgeblich gewandelt: Heute werden fast 80 % des Strom direkt auf dem Großhandelsmarkt vermarktet und Neuanlagen konkurrieren in wettbewerblichen Ausschreibungen um Förderrechte (siehe Abb. 1 und Tab. 1).
- 51 In der Konsequenz bedeutet das, dass das BKartA auf Basis der vom BKartA selbst festgestellten jüngsten Marktentwicklungen die Produktmarktabgrenzung weiterentwickeln sollte: EEG-Strom muss nach dieser Logik in den Erstabsatzmarkt einbezogen werden.

#### Fehlende Reaktion auf Preissignale ist kein hinreichendes Indiz für einen separaten Produktmarkt – zudem reagieren Erneuerbare heute auf (kurz- und langfristige) Preissignale

Das BKartA verweist bei seiner Marktabgrenzung (mit getrennten Märkten für EEG-Strom und konventionellen Strom) auf eine fehlende Reaktion der Erneuerbaren auf Preissignale aus dem Strommarkt:

*„Die Erzeugung und Einspeisung von EEG-Strom erfolgt weitgehend losgelöst von der Nachfragesituation und den Stromgroßhandelspreisen. Die EEG-Anlagenbetreiber unterliegen nicht dem Wettbewerb der übrigen Stromerzeugung.“ (Rz. 41)*

Die vermeintlich fehlende Reaktion auf Preissignale ist aus mehreren Gründen kein hinreichendes Indiz dafür, dass Strom aus Erneuerbaren Energien nicht Teil des Erstabsatzmarktes für Strom ist:

- **Eine (scheinbar) fehlende Reaktion auf Preissignale ist kein hinreichendes Indiz für einen separaten Produktmarkt** – Die vom BKartA unterstellte vermeintliche Besonderheit, dass EEG-Anlagen nicht auf Preissignale aus dem Stromgroßhandelsmarkt reagieren und damit nicht als wettbewerblicher Akteur im Stromerstabsatzmarkt anzusehen seien, beruht nur vordergründig auf der EEG-Förderung. Tatsächlich wäre das Angebot an EEG-Strom auch ohne Förderung durch das EEG praktisch gleich hoch. Die variablen Stromerzeugungskosten der meisten EEG-Anlagen liegen bei null, weil die Energieträger Wind, Wasser und Sonne kostenlos zur Verfügung stehen. Diese Anlagen würden aktuell in mehr als 98% der Stunden eines

Jahres mit positiven Großhandelspreisen eingesetzt.<sup>26</sup> In Stunden mit Kapazitätsknappheit und entsprechend hohen Preisen, wie sie für Wettbewerbsanalysen von Hauptinteresse sind, würden diese Anlagen immer eingesetzt, unabhängig davon ob sie über das EEG gefördert werden oder nicht.

Geringe variable Stromerzeugungskosten sind zudem kein Alleinstellungsmerkmal von EEG-Anlagen. Ähnliche Kostenstrukturen gelten auch für bestimmte konventionelle Anlagen, z.B. wärmegeführte KWK<sup>27</sup>-Anlagen und Kernkraftwerke. Führt man den Gedanken des BKartA weiter, würden letztendlich alle Kraftwerke mit ähnlichen Grenzkosten in jeweils separaten Produktmärkten agieren. Das würde aber in eine fragmentierte Marktabgrenzung münden, die auch das BKartA bisher nicht propagiert hat. Damit ist aber nicht nachvollziehbar, weshalb das BKartA verschiedene konventionelle Erzeugungstechnologien mit sehr niedrigen sowie auch mit sehr hohen variablen Kosten als Teil ein und desselben Erstabsatzmarktes ansieht, geförderten Strom aus erneuerbaren Energien mit ebenfalls geringen variablen Kosten hingegen nicht.

- **Man kann aus einer fehlenden Preisreaktion allenfalls schließen, dass konventionelle Energien nicht Teil eines hypothetischen Marktes für Erneuerbare Energien sind** – Das BKartA schlussfolgert aus der scheinbar fehlenden Reaktion von Erneuerbaren auf Strompreissignale, die (mutmaßlich) aus einem separaten Markt für konventionelle Erzeugung kommen, dass Erneuerbare nicht Teil eines Marktes mit konventionellen Erzeugern sind. Aus dieser Beobachtung des BKartA könnte man allenfalls schließen, dass konventionelle Stromerzeugung nicht Teil eines (hypothetischen) Marktes für Erneuerbare Energie ist. Daraus lässt sich aber keineswegs umgekehrt folgern, dass Erneuerbare Energien nicht Teil des Erstabsatzmarktes für Strom sind.
- **Zudem reagieren Erneuerbare bereits heute auf Preissignale** – Die Förderung und Vermarktung von Erneuerbaren hat sich seit der Sektoruntersuchung 2011 maßgeblich geändert (Tabelle 1). In Folge dessen reagieren auch Erneuerbare auf Preissignale:
  - **Kurzfristig – Aufgrund der 6-Stunden-Regel<sup>28</sup>** im EEG 2017 wird die Marktprämie auf null abgesenkt, wenn der kurzfristige Strompreis an der Strombörse in sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. In diesem Fall senken EEG-Anlagen ihre Erzeugung soweit technisch möglich ab, da sie anderenfalls negative Markterlöse erzielen würden.
  - **Langfristig** – Die meisten Neuanlagen nehmen heute an wettbewerblichen Ausschreibungen teil, um eine Förderung zu erhalten. Bei der Gebotsabgabe um die Förderprämie berücksichtigen Anlagenbetreiber die langfristigen erzielbaren Markterlöse. Dies hat z.B. dazu beigetragen, dass

---

<sup>26</sup> Negative Preise traten an der Strompreise EPEX Spot (Day-ahead Auktion) nur im Jahr 2017 in 146 Stunden (1,7%) und im Jahr 2018 in 134 Stunden (1,5%) auf.

<sup>27</sup> Kraft-Wärme-Kopplung.

<sup>28</sup> §51 EEG 2017.

Bieter in den Ausschreibungen für Offshore-Windparks Null-Gebote (d.h. keine EEG-Förderung) abgegeben haben.<sup>29</sup>

- 52 Daher ist eine Trennung in separate Produktmärkte für konventionell und erneuerbar erzeugten Strom aus heutiger Sicht nicht mehr zu rechtfertigen.

### 3.3 Geographische Marktabgrenzung

- 53 Bisher grenzte das BKartA einen gemeinsamen räumlichen Markt für Deutschland, Österreich und Luxemburg ab. Im Konsultationsentwurf wird die Auswirkung der Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze im Oktober 2018 auf die zukünftige geographische Marktabgrenzung offen gelassen.<sup>30</sup>
- 54 Die Aufspaltung der gemeinsamen Gebotszone zwischen Deutschland und Österreich ist kein ausreichendes Indiz dafür, dass beide Länder zukünftig unterschiedlichen geographischen Märkten zuzurechnen sind. Um zu prüfen, ob Deutschland und Österreich tatsächlich als unterschiedliche Märkte betrachtet werden können, ist eine systematische Untersuchung auf Basis etablierter Verfahren wie dem SSNIP-Test (siehe Rz. 40) notwendig.
- 55 Mit einem solchen Test könnte untersucht werden, wie unabhängig die Marktergebnisse in den beiden Gebotszonen tatsächlich sind. Damit zwei Gebotszonen Teil eines gemeinsamen geographischen Marktes sind, ist es nicht notwendig, dass Preisgleichheit zu allen Zeiten besteht. Hierfür kann es schon ausreichen, dass die Preise hinreichend nahe aneinander liegen, so dass ein hypothetischer Monopolist in der deutschen Gebotszonen keinen Anreiz hat, den Preis anzuheben, da dann inländische Erzeugung durch Importe aus dem Ausland im erheblichen Umfang ersetzt würde. Dies gilt es empirisch zu prüfen.
- 56 Wie in Abschnitt 2.2. erläutert, wurde die internationale Kopplung der Stromhandelsmärkte seit der Sektoruntersuchung 2011 ausgeweitet und weiterentwickelt. Dieser Entwicklung muss bei der geografischen Abgrenzung des Marktes Rechnung getragen werden.
- 57 Auch die EU-Kommission hat in einer aktuellen Entscheidung betont, dass internationale Übertragungskapazitäten und Preisbildungsmechanismus eine Rolle in der geographischen Marktabgrenzung spielt:

*„The Commission has historically defined the market for the generation and wholesale supply of electricity at national level. However, the Commission has also recognised the relevance of interconnection capacity between Member States and of pricing relationships across interconnection points.”<sup>31</sup>*

- 58 In seiner Abgrenzung des deutschen Strommarktes von anderen europäischen Märkten beruft sich der Konsultationsentwurf auf das Vorliegen einheitlicher Preise.<sup>32</sup> Einheitliche Preise sind jedoch ein unangemessen strenges Kriterium zur Abgrenzung von Märkten. Wenn sich in den verschiedenen europäischen

---

<sup>29</sup>[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180427\\_Offshore.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180427_Offshore.html)

<sup>30</sup> Vgl. Rz. 44 im Konsultationsentwurf

<sup>31</sup> Entscheidung M.8660 - FORTUM / UNIPER, Rz. 26, Hervorhebung ergänzt.

<sup>32</sup> Vgl. Rz. 44 im Konsultationsentwurf

Gebotszonen unterschiedliche Preise herausbilden, bedeutet dies lediglich, dass der Strom zwischen den unterschiedlichen Zonen aufgrund beschränkter Übertragungskapazitäten nicht substituierbar ist. Aber auch wenn Güter nur bis zu einem gewissen Maße substituierbar sind, wirkt sich das Angebot des einen Guts auf die Preisbildung des jeweils anderen Guts aus. Bezogen auf den Strommarkt bedeutet dies, dass die Stromerzeugung in den europäischen Nachbarländern das Stromangebot und die Preisbildung innerhalb Deutschlands signifikant beeinflussen kann. Um diesen Einfluss zu quantifizieren und um zu einer Abgrenzung des relevanten Marktes zu gelangen, ist die Verwendung von etablierten Verfahren wie dem SSNIP-Test zu empfehlen, welcher die potentielle Substitution von zurückgehaltenen Gütern durch Importe berücksichtigt. Bei der Verwendung dieser Verfahren ist zu beachten, dass sich die Importkapazitäten in den letzten Jahren durch die (lastflussbasierten) Kopplung signifikant verbessert haben.<sup>33</sup>

### 3.4 Empfehlung für den Leitfaden

59 Auf Basis der Marktentwicklungen seit der Sektoruntersuchung 2011 empfehlen wir folgende Weiterentwicklung der Marktabgrenzung für den Stromerstabsatzmarkt:

- Die Produktmarktabgrenzung muss weiterentwickelt und EEG-Strom in den Erstabsatzmarkt einbezogen werden.
- Die zukünftige geographische Marktabgrenzung sollte auf Basis etablierter wettbewerbsökonomischer Methoden, wie z.B. dem SSNIP-Test (Hypothetischer Monopolisten Test) durchgeführt werden.

---

<sup>33</sup> ACER/CEER (2017), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016, Electricity Wholesale Markets Volume, Rz. 17: „Thanks to the DA market coupling of two thirds of the European borders, covering 22 European countries by the end of 2016, the level of efficiency in the use of the interconnectors in this timeframe increased from approximately 60% in 2010 to 86% in 2016.”

## 4 MARKTBEHERRSCHUNG

- 60 Das BKartA stellt in der kartellrechtlichen Bewertung von Preisspitzen im Konsultationsentwurf auf marktbeherrschende Unternehmen als Normadressaten ab.<sup>34</sup> Ein kartellrechtliches Verbot zur Kapazitätszurückhaltung, die Preisspitzen verursachen oder verstärken kann, gilt somit nur für Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung.
- 61 Im Folgenden wird wie folgt vorgegangen:
- In Abschnitt 4.1 werden die Position im Konsultationsentwurf zur Feststellung einer marktbeherrschenden Stellung dargestellt;
  - In Abschnitt 4.2 werden methodische Grundsätze der Pivotanalyse, die das BKartA zur Prüfung einer möglichen marktbeherrschenden Stellung im Stromer Absatzmarkt heranzieht;
  - In Abschnitten 4.3 werden Importkapazitäten als wichtige Eingangsgrößen in die Pivotanalyse einbezogen; und
  - In Abschnitt 4.4 werden basierend auf diesen Überlegungen eine Empfehlung für den Leitfadens ausgearbeitet.

### 4.1 Position im Konsultationsentwurf

- 62 Das BKartA hält im Konsultationsentwurf an der Pivotanalyse (und dem zugehörigen Indikator *Residual Supply Index*, RSI) auf Jahresbasis als Prüfansatz für eine Marktbeherrschung fest, die bereits in der Sektoruntersuchung 2011 angewandt wurde.
- 63 Es wird eine Marktbeherrschung vermutet, wenn ein Unternehmen in mindestens 5% der Stunden eines Jahres unverzichtbar zur Deckung der Stromnachfrage war (d.h.  $RSI < 1$ ).<sup>35</sup>
- 64 Bei den methodischen Ausführungen zur Berechnung des RSI verweist das BKartA ebenfalls auf die Sektoruntersuchung 2011. Importkapazitäten sollen in Höhe der tatsächlich beobachteten maximalen Nettoimporte (in der Sektoruntersuchung zwei Jahre) berücksichtigt werden.<sup>36</sup> Wie wir in Abschnitt 4.2 zeigen, stellt die vom BKartA verwendete Pivotanalyse jedoch auf den potenziellen Wettbewerb bei hypothetischem Missbrauch ab.

### 4.2 Methode für Vermutung einer marktherrschenden Stellung – die Pivotanalyse

- 65 Das BKartA prüft eine mögliche marktbeherrschende Stellung im Rahmen der Pivotanalyse (siehe nachfolgende Textbox). Liegt der stündlich bestimmte

---

<sup>34</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 33.

<sup>35</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 49.

<sup>36</sup> Konsultationsentwurf, Rz. 47: „Der im zweijährigen Berichtszeitraum beobachtete Höchstwert der Nettoimporte wurde dem Markt kapazitätsseitig zugerechnet. Dieser Ansatz scheint unverändert zielführend.“

Indikator RSI in mehr als 5% der Stunden eines Jahres unter 1, vermutet das Amt eine marktbeherrschende Stellung.<sup>37</sup>

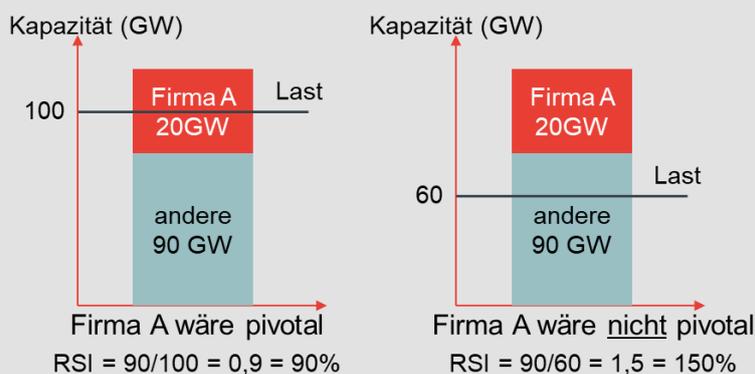
### PIVOTANALYSE UND RESIDUAL SUPPLY INDEX (RSI)

Das BKartA stellt in der Pivotanalyse insbesondere auf den Residual Supply Index (RSI) ab. Dieses Maß für Pivotalität ist wie folgt definiert:<sup>38</sup>

$$RSI_i = \frac{\text{Gesamtkapazität}_t - \text{Kapazität}_i}{\text{Gesamtnachfrage} / \text{Zeiteinheit}}$$

Der RSI gibt an, ob und in welchem Maß ein Anbieter i zu einem Zeitpunkt pivotal ist, d.h. seine Kapazität unabdingbar für die Deckung der Gesamtnachfrage im Markt ist. Ein Indexwert von

- **kleiner 1** bedeutet, dass Anbieter i zu einem Zeitpunkt **pivotal** ist, d.h. die Überhangkapazität im Markt ist kleiner als die Kapazität des Anbieters i.;
- **größer 1** bedeutet, dass Anbieter i zu diesem Zeitpunkt **nicht pivotal** ist und die Überhangkapazität die Kapazität des Anbieters i übersteigt.



Quelle: Frontier Economics

- 66 Die Pivotanalyse prüft – basierend auf einer hypothetischen Zurückhaltung aller Erzeugungskapazitäten eines Anbieters – ob dieser Anbieter zu einem Zeitpunkt ein „unvermeidbarer Handelspartner“ ist oder ob er alternativ durch die Erzeugung der anderen Wettbewerber ersetzt werden kann.
- 67 Die Pivotanalyse stellt (im Gegensatz zu Marktanteilen) auf den **potenziellen Wettbewerb** in einer hypothetischen Situation ab, in der ein großer Anbieter alle oder einen erheblichen Teil seiner Erzeugungskapazitäten vom Markt nimmt. Das BKartA stellte in der Sektoruntersuchung 2011 bei wichtigen Eingangsgrößen (wie etwa Kraftwerksverfügbarkeiten und Importkapazitäten) auf beobachtete historische Marktergebnisse ab. Diese Größen waren jedoch selbst das Ergebnis eines funktionierenden Wettbewerbs (wie das BKartA in der Sektoruntersuchung 2011 festgestellt hat). Eine hypothetische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten in bedeutendem Umfang (wie in der Pivotanalyse unterstellt) würde zu einem erheblichen Anstieg der Marktpreise führen. Dies hat Auswirkungen auf die kommerziellen Anreiz im Vergleich zum funktionierenden

<sup>37</sup> Vgl. Rz. 49 im Konsultationsentwurf

<sup>38</sup> Vgl. BKartA (2011), Sektoruntersuchung Stromerzeugung / Stromgroßhandel, S. 98.

Wettbewerb. Die Vernachlässigung zusätzlicher potenziell verfügbarer Kapazitäten aus dem In- und Ausland unterschätzt systematisch den (potenziellen) Wettbewerbsdruck, bzw. überschätzt systematisch die Stärke der Marktposition der größten Akteure. Dies führen wir im folgenden Abschnitt für die Berücksichtigung von Importkapazitäten in der Pivotanalyse weiter aus.

### 4.3 Berücksichtigung von Importkapazitäten in der Pivotanalyse

- 68 Der Konsultationsentwurf stellt<sup>39</sup> (wie bereits die Sektoruntersuchung 2011) auf maximale, historische Nettoimporte ab, um den maximalen Beitrag des Auslands in einer deutschen Knappheitssituation (wenn ein großer deutscher Erzeugungen hypothetisch alle Kapazitäten vom Markt nimmt) abzubilden. Dies unterschätzt den potenziellen Wettbewerbsdruck aus dem Ausland systematisch und erheblich.

#### Historische Nettoimporte sind das Marktergebnis bei funktionierendem Wettbewerb

- 69 Das BKartA beabsichtigt zur Ermittlung des Wettbewerbsdrucks aus dem europäischen Ausland auf historische Nettoimporte abstellen. Dieses Vorgehen unterschätzt den potentiellen Wettbewerbsdruck auf deutsche Stromerzeugungsunternehmen aber erheblich, denn die beobachteten Nettoimporte beruhen auf einem kompetitiven, von niedrigen inländischen Stromgroßhandelspreisen geprägten Markt. Im Falle eines unterstellten, hypothetischen Marktmachtmissbrauchs in Deutschland stiegen die Preise in Deutschland und damit zugleich der Anreiz zu Stromimporten aus den benachbarten Strommärkten.
- 70 Importe und Exporte reagieren sehr sensibel auf Preisunterschiede zwischen Ländern (insbesondere innerhalb des *Market Coupling*, siehe unten). Ein Anstieg des deutschen Strompreises würde Exporte verdrängen und zu höheren Importen aus dem Ausland führen. Dies zeigt, dass die tatsächlichen, beobachteten Importe das wettbewerbliche Potential ausländischer Stromerzeugungsunternehmen systematisch unterschätzen, da ausländische Stromerzeugungsunternehmen in Knappheitssituationen erheblich mehr Strom nach Deutschland exportieren würden als die historischen Nettoimporte bei funktionierendem Wettbewerb nahelegen.
- 71 Die deutsche Politik (siehe Weißbuch zum Strommarkt der Zukunft<sup>40</sup>) hat diesen wichtigen Beitrag des Auslands in Knappheitssituation mehrfach betont. Die Bedeutung wird mit dem von nationaler und europäischer Energiepolitik vorangetriebenen Ausbau der Verbindungen zukünftig weiter steigen.

---

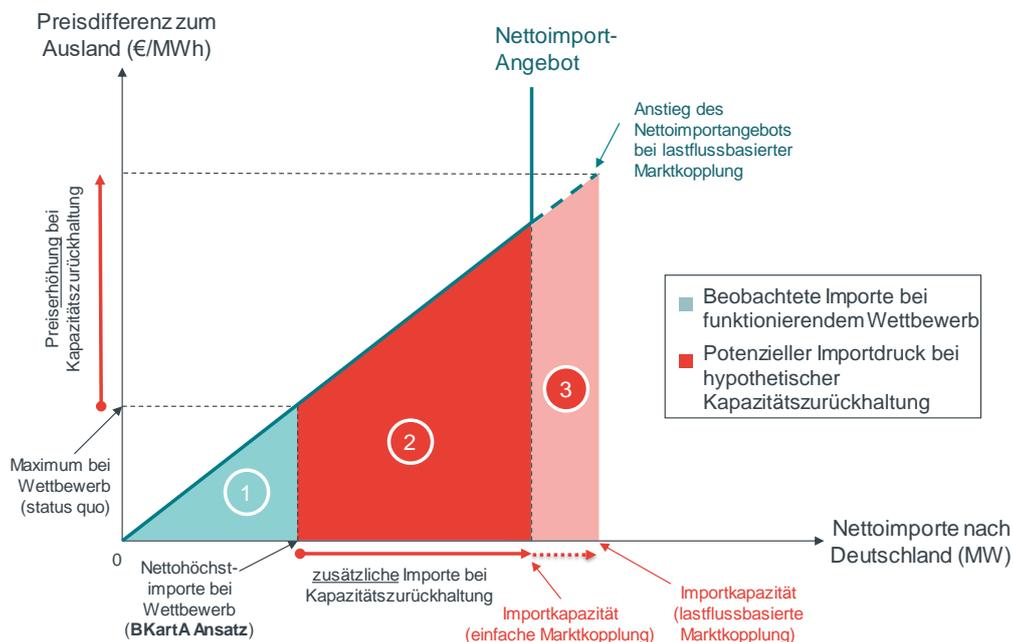
<sup>39</sup> Konsultationsentwurf, Rn. 47: „Der im zweijährigen Berichtszeitraum beobachtete Höchstwert der Nettoimporte wurde dem Markt kapazitätsseitig zugerechnet. Dieser Ansatz scheint unverändert zielführend.“

<sup>40</sup> BMWi (2015), „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Weißbuch, S. 34: „Versorgungssicherheit muss europäisch gedacht werden. Deutschland liegt geographisch in der Mitte Europas. Bereits heute ist der deutsche Strommarkt eng mit den Strommärkten seiner Nachbarländer verbunden (siehe Abbildung 7). Die derzeit nutzbaren Transportkapazitäten liegen bei ungefähr 20 GW und ermöglichen den grenzüberschreitenden Stromhandel (r2b 2014).“

### Aufgrund des internationalen Marktkopplung reagieren Importe unmittelbar auf eine hypothetische Kapazitätszurückhaltung

- 72 Wie in Abschnitt 2.2. dargestellt führt die Kopplung der europäischen Kurzfristhandelsmärkte für Strom dazu, dass durch eine (in der Pivotanalyse unterstellte) massive Kapazitätszurückhaltung inländischer Erzeugungskapazitäten zu einer automatischen Reaktion des internationalen Handels (siehe Abbildung 4 für eine schematische Darstellung):
- **Anstieg der Nutzung verfügbarer Importkapazitäten** – Durch den Preisanstieg in Folge einer inländischen Kapazitätszurückhaltung werden Exporte verdrängt und verfügbare Importkapazitäten für mehr Importe nach Deutschland genutzt (über das heute beobachtete Marktergebnis ohne eine inländische Kapazitätszurückhaltung); und
  - **Zusätzlich Anstieg der verfügbaren Importkapazitäten** – In der lastflussbasierten Marktkopplung werden keine festen Übertragungskapazitäten vergeben, sondern durch einen Algorithmus unter Berücksichtigung nationaler Preisunterschiede bestimmt. Der deutsche Großhandelspreis würde in Folge einer hypothetischen Kapazitätszurückhaltung ansteigen. Der Marktkopplungsalgorithmus würde als Reaktion höhere Importkapazitäten nach Deutschland bereitstellen (unter Berücksichtigung technischer Restriktionen). Daher sind im hypothetischen Fall massiver Kapazitätszurückhaltungen sogar Importflüsse über das heute beobachtete Niveau der verfügbaren Importkapazitäten möglich.
- 73 Abbildung 4 vergleicht diese Auswirkungen einer inländischen Kapazitätszurückhaltung auf den internationalen Handelsmärkten mit dem Ansatz des BKartA:
- Das BKartA berücksichtigt nur die maximalen beobachteten Nettoimporte bei funktionierendem Wettbewerb (Fläche 1); während
  - Bei einer (hypothetischen) Kapazitätszurückhaltung besteht zusätzlicher Wettbewerbsdruck durch die stärkere Nutzung verfügbarer Kapazitäten (Fläche 2) und zusätzlich zur Verfügung gestellter Importkapazitäten im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung (Fläche 3).

**Abbildung 4 Schematische Darstellung der Reaktion der Importe auf eine hypothetische Kapazitätszurückhaltung**



Quelle: Frontier Economics

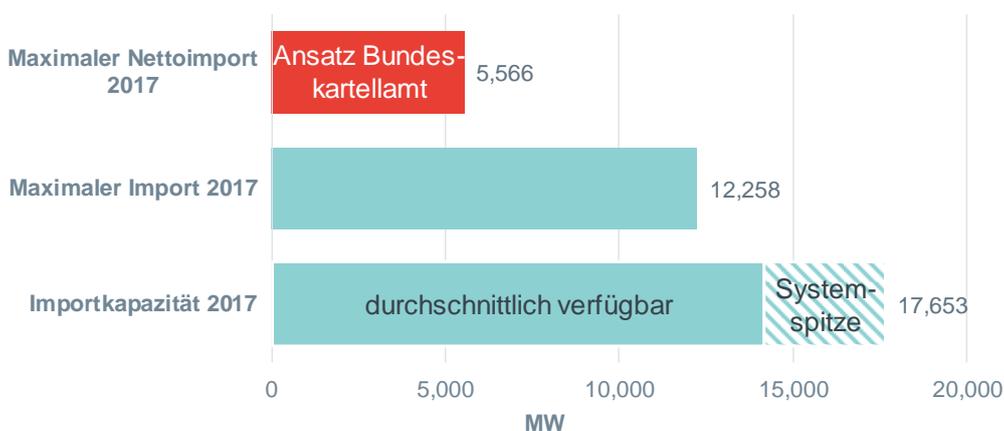
Hinweis: Diese Abbildung ist schematisch. In der Realität können Preisdifferenzen an den verschiedenen Grenzkuppelstellen unterschiedliche Vorzeichen haben. Die Preiserhöhung hängt von der Menge an zurückgehaltenen Kapazitäten ab, die in der Pivotanalyse unterstellt wird.

- 74 Diese Anpassungsprozesse des internationalen Handels geschehen parallel und weitgehend automatisch. Sie bedürfen somit keiner Antizipation durch die übrigen Marktteilnehmer.

### Der Ansatz des BKartA berücksichtigt nur rund ein Drittel der verfügbaren Importkapazitäten nach Deutschland

- 75 Abbildung 5 vergleicht den im Konsultationsentwurf vom BKartA vorgeschlagenen Ansatz (Höchstwert historischer Nettoimporte im Jahr 2017) mit Angaben zu Importkapazitäten nach Deutschland.

**Abbildung 5 Der Ansatz des BKartA unterschätzt die potenziellen Importmöglichkeiten bei Kapazitätszurückhaltung**



Quelle: Frontier Economics basierend auf ENTSO-E Winter Outlook 2017-18, BNetzA/BKartA, Monitoring Report 2018, S. 210, geplante stündliche grenzüberschreitende Austausch (scheduled commercial flows) von ENTSO-E Transparency Website.

76 Der Vergleich zeigt deutlich, dass ein Abstellen auf historische Nettoimporte den potenziellen Wettbewerbsdruck aus dem Ausland massiv unterschätzt:

- Der Konsultationsentwurf berücksichtigt **nur 1/3 der Importkapazitäten** – Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) führen jährlich eine Versorgungssicherheitsanalyse des europäischen Stromsystems durch.<sup>41</sup> Aufgrund der höheren Stromnachfrage ist das Winterhalbjahr hier von besonderer Relevanz. Die Fragestellung im Winter Outlook ist vergleichbar mit der Pivotanalyse: Es geht darum, ob die Nachfrage in einer besonderen Knappheitssituation (ENTSO-E: Peak-Stunde im Winter, Pivotanalyse: volle hypothetische Kapazitätszurückhaltung eines großen Anbieters) noch gedeckt werden kann. Bei dem im Konsultationsentwurf vorgeschlagenen Vorgehen des BKartA würde nur rund ein Drittel der Importkapazität (Datenbasis: 2017) berücksichtigt, welche ENTSO-E als relevant erachtet. Der disziplinierende Wettbewerbsdruck aus dem Ausland wird somit systematisch und maßgeblich erheblich unterschätzt.
- Der Konsultationsentwurf berücksichtigt **weniger als die Hälfte der durchschnittlich verfügbaren Importkapazitäten** – Die BNetzA veröffentlicht im Rahmen des Energie-Monitorings die jährlichen Importkapazitäten, die dem Stromhandel durchschnittlich zur Verfügung standen. Auf Basis der Daten für 2017 (aus dem Monitoring Bericht 2018) berücksichtigt der Konsultationsentwurf deutlich weniger als die Hälfte (~40%) dieses ohnehin konservativen Ansatzes für die Ermittlung von Importmöglichkeiten in einer (regional auf Deutschland begrenzten) Knappheitssituation. Dies gilt selbst dann noch, wenn man nur die maximalen stündlichen Importe nach Deutschland berücksichtigen würde, die sich bisher bei funktionierendem Wettbewerb tatsächlich ergeben haben. Im Falle einer massiven Kapazitätszurückhaltung, wie in der Pivotanalyse unterstellt, dürften die aus

<sup>41</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>

dem Preisanstieg in Deutschland resultierenden Importflüsse deutlich höher ausfallen.

- 77 Der RSI sollte daher nicht auf Basis historischer Nettoimporte bestimmt werden, sondern unter Berücksichtigung der vorhandenen Importkapazitäten. Dies steht zudem im Einklang mit der aktuellen wissenschaftlichen Literatur.<sup>42</sup>

## 4.4 Empfehlung für den Leitfaden

- 78 Der Konsultationsentwurf stellt<sup>43</sup> (wie bereits die Sektoruntersuchung 2011) bei wichtigen Inputgrößen für die Pivotanalyse (Importkapazitäten, Kraftwerksverfügbarkeiten) auf beobachtete Marktergebnisse bei funktionierendem Wettbewerb ab. Bei einer hypothetischen massiven Kapazitätszurückhaltung eines großen Anbieters, wie sie in der Pivotanalyse unterstellt wird, würde der inländische Großhandelspreis über das kompetitive Niveau steigen. Dies hätte deutlich höhere Importe nach Deutschland und höhere Kraftwerksverfügbarkeiten der Konkurrenten zur Folge. Mit dem vorgeschlagenen Ansatz unterschätzt das BKartA den potenziellen Wettbewerbsdruck aus dem In- und Ausland damit systematisch und erheblich.

Auf Basis unserer Analysen und der Vorüberlegungen zur Marktabgrenzung in Abschnitt 3 sprechen wir für den Leitfaden folgende Empfehlungen aus: In der Pivotanalyse müssen mindestens die tatsächlich verfügbaren Importkapazitäten in voller Höhe berücksichtigt werden, und nicht nur die viel zu geringen (historisch beobachteten) Nettoimporte. Dieser Wert ist aufgrund der lastflussbasierten Marktkopplung konservativ, da keine Erhöhungen der verfügbaren Importkapazitäten berücksichtigt werden.

---

<sup>42</sup> Vgl. Mulder & Schoonbeek (2017), "Decomposing changes in competition in the Dutch electricity market through the residual supply index", Energy Economics 39.

<sup>43</sup> Konsultationsentwurf, Rn. 47: „Der im zweijährigen Berichtszeitraum beobachtete Höchstwert der Nettoimporte wurde dem Markt kapazitätsseitig zugerechnet. Dieser Ansatz scheint unverändert zielführend.“

