

Berlin, den 18.5.2011

---

## **Bewertung des EnWG-Referentenentwurfs (Stand 13.5.2011) aus Handelssicht**

---

Der Energiehändlerverband EFET Deutschland, Tochter des europäischen Verbands EFET, begrüßt die Konsultation des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zum derzeitigen Entwurf einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWGÄndG).

Im folgenden Beitrag nimmt der Verband Bezug zu einzelnen Punkten im Strom-, Gas- und Transparenzbereich. Allgemein liegt ein besonderes Augenmerk auf dem Thema Rechtssicherheit; in der Novelle des EnWG sollte nicht die Chance vertan werden, Regelungslücken zu schließen, welche ansonsten im Anschluss durch mehrere Konsultationen zwischen Marktparteien und Behörden geheilt werden müssten.

## **1. Stromthemen**

### **1.1 Abschaltbare Lasten**

#### **§13 Abs. 1a**

- **Die Implementierung der neuen Redispatch-Regeln in das Energiewirtschaftsgesetz in Form des § 13 Absatz 1a lehnt EFET ab.**
- EFET befürwortet daher Festlegungen von der Bundesnetzagentur, die mit dem Markt ausreichend konsultiert werden, gegenüber einer auf lange Frist festgelegten gesetzlichen Regelung.

Unsere Position zu § 13 1a im Einzelnen:

1. EFET begrüßt es grundsätzlich, dass sich die Bundesnetzagentur des Themas Redispatch annimmt. Für die gegenwärtige Situation mit einer intransparenten Verfahrensweise der ÜNB ohne einen klaren rechtlichen Rahmen und uneinheitlichen Redispatch-Verträgen sehen wir Verbesserungspotential. EFET möchte gern in einen Dialog mit der Bundesnetzagentur und den anderen Stakeholdern treten, um mögliche Verbesserungen zu erörtern.
2. Allerdings bedauern wir es, dass nun ohne vorherige Diskussion mit den Marktparteien eine Änderung des EnWG vorgenommen soll und nun kurzfristig eine Festlegung erlassen werden soll. Die Bereitstellung von Flexibilität ist angesichts des mit einem steigenden EE-Anteil von derart grundsätzlicher Bedeutung, dass eventuellen Änderungen sorgfältige Untersuchungen über die Marktauswirkungen vorausgehen sollten. Im Übrigen steht läuft zurzeit noch das Atomkraft-Moratorium, ohne dass über die Zeit danach entschieden wurde. Damit stehen auch noch nicht die Auswirkungen auf die Netzsituation fest. BNetzA und BMWi sollten eine Klärung abwarten, bevor langfristig wirkende Maßnahmen getroffen werden.
3. EFET weist darauf hin, dass Redispatch-Anweisungen einen schwerwiegenden Eingriff in den Kraftwerksbetrieb darstellen, weil der Betreiber ab diesem Zeitpunkt die Möglichkeiten für einen flexiblen Einsatz verliert. Diese Flexibilität wird vorgehalten, um die Erfüllung vertraglicher Flexibilitätsverpflichtungen (Regelenergie und Versorgung) zu gewährleisten.
4. Redispatch-Maßnahmen müssen deswegen marktkompatibel ausgestaltet werden. Das deutsche Stromnetz ist darauf angewiesen, dass flexible Kraftwerke gebaut werden und durch Nachrüstungen die Flexibilität der bestehenden Kapazitäten verbessert wird. Redispatch darf nicht dazu führen, dass derartige Investitionen entwertet werden, Investitionen in Flexibilität dürfen nicht bestraft werden.
5. Gleichzeitig muss sichergestellt sein, dass Redispatch nicht den nötigen Netzausbau verzögert. Netzbetreiber müssen einen Anreiz erhalten, den Netzausbau so zügig wie möglich voranzutreiben. Redispatch darf keine Dauerlösung werden, um strukturelle Engpässe zu administrieren.
6. Es ist in erster Linie Aufgabe der ÜNB, den Flexibilitäts-Bedarf im Netz vorherzusehen und vorbeugende Maßnahmen zu ergreifen. Es kann nicht Aufgabe von Kraftwerksbetreibern/Händlern/Versorgern sein, soviel Flexibilität wie möglich vorzuhalten, um am Ende - nach Abschluss der Redispatch-Maßnahmen -

noch genügend Flexibilität für die Erfüllung der eigenen vertraglichen Verpflichtungen zur Verfügung zu haben.

7. EFET lehnt deswegen ein obligatorisches Redispatching durch Zwangsverträge bzw. sonstige Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 1a ab. EFET ist überzeugt, dass über die bestehende Regelung des § 13 EnWG ausreichend Redispatch-Kapazität bereitgestellt werden kann, auch wenn der Bedarf in Zukunft steigen wird.
8. Voraussetzung ist lediglich, dass die Redispatch-Vergütung nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG so bemessen wird, dass dem Kraftwerksbetreiber kein wirtschaftlicher Schaden (auch im Hinblick auf die Flexibilitätseinbuße) entsteht. EFET steht gerne bereit, ein einheitliches System für eine angemessene Vergütung zu entwickeln.
9. Es bestehen erhebliche Bedenken an der Verfassungsmäßigkeit eines Zwangsregimes. Der grundrechtlich verankerte Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gebietet es, dass zwangsweise Eingriffe in den Kraftwerksbetrieb nur zulässig sind, wenn netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen nicht ausreichen. Dem trägt § 13 Abs. 2 Satz 1 in seiner gegenwärtigen Fassung Rechnung, nicht aber der vorgeschlagene § 13 Abs. 1a.
10. Beim Thema Blindleistung sollte nach Abruf von Blindleistung "ohne Änderung der Wirkleistung" und "mit Änderung der Wirkleistung" unterschieden werden. Ersteres wird bereits heute zwischen dem Erzeuger und dem Anschlußnetzbetreiber im Netznutzungs- bzw. Netzanschlußvertrag vertraglich geregelt und vergütet. Erst seit dem Moratorium wurde das Zwangshochfahren von Kraftwerken und damit das Ändern der Wirkleistung zur Blindleistungsbereitstellung erforderlich. Dieser Abruf von Blindleistung sollte daher im Rahmen der Redispatchregelungen (siehe Punkt 1) deutschlandweit gültig vereinbart werden. Im Übrigen muß klargestellt werden, dass die ÜNB alle netztechnischen Maßnahmen wie z.B. den Einsatz von Kondensatorbänken/Drosselspulen zur Blindleistungsänderung/-bereitstellung ausschöpfen, bevor in die Erzeugung eingegriffen wird.
11. Abzulehnen ist der Vorschlag zur Verschiebung von Revisionen. Denn: Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten kann der Kraftwerksbetreiber in der Regel nicht einseitig verschieben, weil er von Fremdfirmen abhängig ist. Zudem verhindern Sicherheitsaspekte einen Weiterbetrieb nach Ablauf des Revisionsintervalls. Im Übrigen gibt es bereits eine erfolgreiche bilaterale Abstimmung mit den ÜNB.

12. Unverhältnismäßig ist auch die Befugnis, die Einspeisung von Kraftwerken zu erzwingen, die zu diesem Zeitpunkt nicht betriebsbereit sind und hierzu erst betriebsbereit gemacht werden müssen (insb. Anlagen in Kaltreserve). Wir weisen darauf hin, dass es nach dem Entflechtungsgrundsatz dem Markt (und nicht den ÜNB) obliegt, über den Einsatz von Kraftwerkskapazitäten zu bestimmen. Der Markt ist nach unserer Überzeugung am besten geeignet ist, um die notwendigen Erzeugungskapazitäten bereitzustellen.

### **§ 13 Abs. 4a EnWGÄndG-E**

Mit dem Vorschlag soll die bisher schon mögliche, aber tatsächlich nur geringfügig eingesetzte Nutzung von industriellen Lasten zur Netzstabilisierung gefördert werden. Grundsätzlich ist diese Zielsetzung zu begrüßen, um dadurch die Systemintegration der Erneuerbaren Energien zu verbessern.

Allerdings kann es nicht sinnvoll sein, dass die Übertragungsnetzbetreiber Sondervereinbarungen außerhalb des Reserve- und Regelenergiemarktes speziell für abschaltbare Lasten abschließen. Abschaltbare Lasten lassen sich diskriminierungsfrei in die bestehende Struktur der Reserve- und Regelenergiemärkte integrieren – zum Teil sind sie es bereits – und sorgen gerade hier für eine Erhöhung der Liquidität. Einheitliche und faire Bedingungen für jeden Anbieter von Flexibilität schließen die Teilnahme für Märkte unterschiedlicher Produkte wie Sekundärregelung, Primärregelung oder Minutenreserve nicht aus, im Gegenteil: nur die konsequente Teilnahme auch der abschaltbaren Lasten an diesen Märkten fördert die Transparenz und Liquidität auf diesen Märkten. Ansonsten steht der Netzbetreiber vor dem Dilemma, sich zwischen dem Einsatz konventioneller Minutenreserve und dem (zeitlich, qualitativ) anders strukturierten Produkt „abschaltbarer Lasten“ entscheiden zu müssen. Das Gesamtsystem verlöre an Effizienz und brächte den Netzbetreiber in eine Art Erzeugerposition.

Die vorgeschlagene Regelung sollte durch eine Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber ersetzt werden, Lastabsenkungs- oder Lastanhebungsangebote in die heute etablierten Reservemärkte diskriminierungsfrei zu integrieren. Netzbetreiber sollten zur Schaffung effizienterer Märkte bestehende Marktbarrieren beheben. Zu Marktbarrieren zählen unter anderem Behinderungen bei Reservelieferungen über die Landesgrenze oder auch deutsche Kernanteile bei den Reserven.

Die in der Gesetzesbegründung festgestellte bisherige Zurückhaltung der Übertragungsnetzbetreiber im Einsatz von marktorientierten Lastmaßnahmen deutet darauf hin, dass hier noch erheblicher technischer Klärungsbedarf besteht. Eine Größenbeschränkung von fünfzig Megawatt erscheint dabei nicht notwendig, vielmehr können ab

Ende Juni 2011 Lasten ab 1 MW im Primär- und ab 5 MW im Sekundärregelenergiemarkt teilnehmen. Mit der Integration in den Regelmarkt werden die Bedingungen für industrielle Lasten für die Teilnahme an den Zu- und Abschaltvereinbarungen transparenter gestaltet. Die Betreiber können ihre Lasten je nach Verfügbarkeit flexibel im Rahmen der Regelernergieausschreibungen anbieten (keine jährliche Verfügbarkeit erforderlich). Die Bundesnetzagentur soll dabei festlegen, nach welchen Bedingungen eine unentgeltliche Netznutzung bei Bezug (Zuschaltung) statt Eigenproduktion bei industriellen Stromerzeugungsanlagen erfolgt.

Im Übrigen ist bei der vorgeschlagenen Regelung die **Rechtsfolge** bei versäumten Lastvereinbarungen nicht sachgerecht:

- Es besteht regelmäßig kein Zusammenhang zwischen Netzausfällen und dem Fehlen von Lastvereinbarungen. Denn in jedem Fall hat der Netzbetreiber die Eingriffsmöglichkeiten nach § 13 Abs. 2 EnWG.
- Für die Haftung des Netzbetreibers ist es nicht erforderlich, dass die fehlende Lastvereinbarung kausal für den Netzstörung war. Eine derartige Haftung erscheint rechtsstaatlich bedenklich.
- Die vorgeschlagene Regelung würde dazu führen, dass Netzbetreiber zur Vorsorge im größtmöglichen Umfang Lastvereinbarungen schließen, nur um ihre Haftung sicher auszuschließen - selbst wenn dies technisch/wirtschaftlich nicht zweckmäßig ist.

**→ Vorschlag für eine Ergänzung in § 13 Abs. 4a EnWGändG:**

~~„Die Rechtsfolgen nach Absatz 4 treten nicht ein, soweit Betreiber von Übertragungsnetzen schließen technisch und wirtschaftlich sinnvolle Vereinbarungen für freiwillige Ab- und Zuschaltungen mit Lasten nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 ab. Die Beschaffung der zu- und abschaltbaren Leistungen erfolgt über den Regelergiemarkt im Rahmen von dessen Ausschreibungsbedingungen. Die BNetzA legt fest, nach welchen Bedingungen eine unentgeltliche Netznutzung bei Bezug (Zuschaltung) statt Eigenproduktion bei industriellen Stromerzeugungsanlagen erfolgt. ohne hinreichenden Grund im Vorfeld einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone nicht abgeschlossen oder eine abgeschlossene Vereinbarung ohne hinreichenden Grund im konkreten Fall nicht genutzt haben. Als wirtschaftlich sinnvoll gelten jeweils Vereinbarungen bis zur Dauer eines Jahres, bei denen die durch den Betreiber von Übertragungsnetzen zu zahlende Vergütung nicht die anteilig verhinderten potentiellen Kosten von Versorgungsunterbrechungen übersteigt. Als technisch sinnvoll gelten Vereinbarungen, bei denen Ab- und Zuschaltungen für eine Mindestlastgröße von 50 Megawatt unverzüglich herbeigeführt werden können, sicher verfügbar und geeignet sind, zur Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone beizutragen.“~~

## 1.2 Kurzfristige Regelenenergiemärkte

### **§ 22 Abs. 2 Satz 5 EnWGÄndG-E**

Neben der bisherigen Ausschreibung von Regelleistung können die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig Regelenenergie auch über andere transparente, diskriminierungsfreie und marktorientierte Verfahren beschaffen (eine Festlegung der Bundesnetzagentur vorausgesetzt). Mit dieser Regelung wird eine Beschaffung von Regelenenergie der Übertragungsnetzbetreiber über den Intraday-Markt denkbar, da es sich dabei laut Begründung um kurzfristige Angebote handeln kann, bei denen nur Energie vergütet wird, nicht die Leistungsbereithaltung.

Aus Sicht von EFET ist diese Neuregelung abzulehnen. Es besteht die Gefahr, dass die Schaffung eines gesonderten Kurzfristmarktes die Liquidität am Regelenenergiemarkt weiter reduziert. Regelenenergiemärkte weisen ohnehin nur eine verhältnismäßig geringe Liquidität auf. Eine derartige Liquiditätsspaltung verursacht an beiden Märkten höhere Preise und eine stärkere Marktkonzentration. Zudem ist es problematisch, wenn der Netzbetreiber verpflichtet wird, auf verschiedenen Märkten tätig zu werden, um seinen Regelenenergieaufwand zu reduzieren.

Konkret kann ein ÜNB bei einer kurzfristigen Beschaffungsstrategie nicht sicher sein, dass das benötigte Angebot zur Verfügung steht. Er ist deswegen weiterhin gezwungen, ein hohes Maß an konventioneller Regelleistung vorzuhalten. Bei einem geringeren Abruf dieser Regelkapazität (die ja durch den Kurzfristmarkt ersetzt wird) ist mit höheren Leistungspreisen zu rechnen. Insgesamt ist bei einem solchen System vollkommen offen, ob die Gesamtkosten der Übertragungsnetzbetreiber gesenkt werden können. Im Gegenteil besteht die Gefahr, dass Fehlspekulationen eines Übertragungsnetzbetreibers in seinen Optimierungsbemühungen Kostensteigerungen zulasten der Netznutzer verursachen. Im Übrigen droht eine Marktverzerrung, wenn der Übertragungsnetzbetreiber aus seinem umfangreichen Wissen zu Kapazitäten und Fahrplänen Vorteile gegenüber anderen Händlern auf dem untertägigen Markt hat.

→ **EFET Deutschland lehnt die Aufnahme des neuen Satzes in § 22 Absatz 2 ab.** Wir empfehlen, Änderungspunkt 28 zu streichen.

### **1.3 Nur 20% Netzentgelte für steuerbare Verteilnetzlasten**

#### **§ 14a EnWGÄndG-E**

Die Bestimmung geht aus Handelssicht in die falsche Richtung, da die Rollenverteilung der unterschiedlichen Stakeholder nicht klar abgegrenzt wird. Es besteht die Sorge, dass die Verteilnetzbetreiber auch die Kontrolle über Smart Meter und andere Steuereinrichtungen erhalten. Es kann nicht der Entscheidung des Netzbetreibers überlassen bleiben, ob der Lieferant (und damit der Markt) in die Steuerung einbezogen wird. Dies sollte dem Vertrieb/Handel vorbehalten sein: (Spot-)Marktpreise (und nicht die Netzoptimierung) sollten die Signale für die Laststeuerung geben, die VNB dürfen nicht verpflichtet sein, in die Tarifstrukturen der Vertriebe einzugreifen.

Es sollte eine Grundsatzentscheidung zugunsten des Marktes getroffen werden. Dies schließt nicht aus, dass Verteilnetzbetreiber im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG ausnahmsweise Zugriff auf die Steuerung von Letztverbrauchern nehmen, z. B. um Netzstörungen beim Laden von Elektrofahrzeugen zu vermeiden. Nur in Situationen, in denen das Netz sinnvoll entlastet wird und der Netzbetreiber damit andere Kosten (z. B. Investitionen in Netzertüchtigung) einsparen kann, soll der Verbraucher gesteuert werden dürfen. Die Netzentlastung mittels Verbrauchersteuerung durch den Verteilnetzbetreiber muss in jedem Fall wirtschaftlich gerechtfertigt sein.

## **2. Gasthemmen**

### **2.1 Kapazitätsmanagement**

#### **§ 115 EnWG – Bestehende Verträge**

EFET Deutschland erwartet von der anstehenden Novelle des EnWG eine Gesetzgebung aus einem Guss, das heißt, es müssen dieselben Spielregeln für alle Marktteilnehmer unabhängig von Größe und Historie gelten. Die neue Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) legt zwar bereits neue Maßstäbe für Engpassmanagementmaßnahmen fest und limitiert Laufzeiten von Kapazitätsverträgen. Aber: auf der Grundlage des derzeit noch gültigen EnWG ist es nicht möglich, alle Maßnahmen (z.B. §§ 14 und 16 GasNZV) gleichermaßen für alle Marktteilnehmer wirken zu lassen. EFET Deutschland erinnert daran, dass das BMWi – und ebenso das Bundeskartellamt in seiner Sektorenuntersuchung Gas - in diesem Zusammenhang bereits bei den Diskussionen um die GasNZV seine Aufmerksamkeit auf diese Thematik legte: „Die Begrenzung des langfristig buchbaren Kapazitätsanteils schafft daher einen angemessenen Ausgleich zwischen den Vertrauensschutzinteressen der gegenwärtigen Kapazitätsinhaber und den Interessen der neuen Marktteilnehmer [...]“ (Drucksache 312/10, S. 76).

Die Maßnahme, die Laufzeiten *aller* Kapazitätsverträge gemäß GasNZV an Ein- und Ausspeisepunkten gleich zu regeln (sofern nicht eine Ausnahme von Third Party Access gegeben ist), d.h. gegebenenfalls bestehende Verträge zu beschränken, kann grundsätzlich eine weitere Marktöffnung fördern. Dagegen müssen aber zugleich die Vertrauensschutzinteressen bestehender Kapazitätsvertragsinhaber genau abgewogen werden.

- Daher befürwortet EFET Deutschland, die **Behandlung der Altverträge** umgehend zu diskutieren und möglichst abschließend zu regeln.

## **2.2 Kooperationsvereinbarung (KoV)**

§ 20 EnWG – Zugang zu den Energieversorgungsnetzen – und dem untergeordnet § 8, Ziffer 6 GasNZV (Abwicklung des Netzzugangs)

Derzeit werden gemäß § 8, Absatz 6 der Gasnetzzugangsverordnung Vertragsstandards zum Netzzugang im Gas in der Kooperationsvereinbarung festgelegt. Dieses Dokument ist das Ergebnis der Arbeit der BDEW/VKU/Geode-Verhandlungsdelegation. Laut GasNZV (§8, Abs. 6) ist diese Kooperationsvereinbarung ein Vertragswerk zwischen Netzbetreibern. Die Praxis hat besonders stark bei der Erarbeitung zur aktuellen KoV IV gezeigt, dass diese Form der Governance für die Implementierung von Vorgaben aus der GasNZV den heutigen Anforderungen des wettbewerblich orientierten Marktes nicht gerecht wird. Tatsächlich verhandeln in der Verhandlungsdelegation nicht nur Netzbetreiber über KoV-Inhalte, auch einige Marktteilnehmer haben mittlerweile Zugang. Es ist jedoch nicht geregelt, welche Marktteilnehmer tatsächliche Zugang bekommen und welchen Einfluss ihre berechtigten Anliegen auf die Inhalte der KoV haben. Da es sich bei der KoV jedoch zumeist um Inhalte handelt, die Marktteilnehmer direkt betreffen (z.B. Auktionsdesign; Stichwort „Verträge zu Lasten Dritter“), ist eine verbindliche Einbeziehung aller interessierten Marktteilnehmer bei der Erarbeitung zukünftiger Regelwerke unbedingt notwendig. Daher sollte das EnWG die grundsätzliche Einbeziehung von Marktteilnehmer bei der Erarbeitung von Vertragsstandards festlegen. Die genaue Ausgestaltung einer neuen Governancestruktur ist dann Thema einer breiten Diskussion aller Stakeholder im Rahmen der anschließenden Novelle der GasNZV.

### **→ Formulierungsvorschlag**

§20

(1b) *Einfügen eine neuen Satzes nach Satz 7:* „(...) Sie haben gemeinsame Vertragsstandards für den Netzzugang zu entwickeln und unter Berücksichtigung von technischen Einschränkungen und wirtschaftlicher Zumutbarkeit alle Kooperationsmöglichkeiten mit anderen Netzbetreibern auszuschöpfen, mit dem Ziel, die Zahl der Netze oder Teilnetze sowie der Bilanzonen möglichst gering



zu halten. Bei der Erarbeitung der Vertragsstandards sind Netznutzer verbindlich mit einzubeziehen.  
(...)“

## **2.3 Zugang zu Speichieranlagen**

### **§ 28 EnWGÄndG-E**

Neben dem Aspekt der Versorgungssicherheit ist der Speichermarkt für den Marktzutritt von (neuen) Händlern insbesondere für die saisonale Strukturierung des Angebots entsprechend des tatsächlichen Bedarfs der Endabnehmer von großer Bedeutung. In der jüngeren Vergangenheit sind bereits Verbesserungen hinsichtlich der am Markt angebotenen Speicherkapazitäten und Speicherprodukte zu verzeichnen. EFET befürwortet weiterhin, dass der Speicherzugang nicht über regulierende Maßnahmen, sondern auf Verhandlungsbasis ermöglicht wird. In diesem Sinne unterstützt EFET selbstverständlich die Forderung des EnWG, Dritten den Zugang zu Speichern diskriminierungsfrei zu angemessenen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zu gewährleisten. Ausdrücklich begrüßt werden von EFET Deutschland in diesem Zusammenhang die ergänzenden Erläuterungen, welche Arten von Speichern für einen effizienten Netzzugang als technisch und wirtschaftlich erforderlich sind.

Hinsichtlich der Beteiligung der Speichernutzer bei der Ausarbeitung der Speichernutzungsbedingungen möchten wir auf unsere Ausführungen zur Beteiligung der Netznutzer bei der Verhandlung der Kooperationsvereinbarung verweisen und auch hier unsere Forderung nach echter Beteiligung bekräftigen.

## **3. Markttransparenz**

### **3.1 Monitoring durch Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt**

#### **§ 63 Absatz 3 EnWGÄndG-E**

Laut EnWG-Entwurf sollen Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt simultan ein Monitoring betreiben (§ 63 Absatz 3 EnWGÄndG). Eine umfassende und aussagefähige Aufsicht über den Energiehandel kann jedoch nur im Rahmen eines europäischen Ansatzes herbeigeführt werden, so wie dies auch im Rahmen der REMIT-Novelle vorgesehen ist (Regulation of the European Parliament and of the Council on Energy Market Integrity and Transparency, Kommissionsentwurf (2010) 726 vom 8.12.2010), Artikel 6 (Market Monitoring), Absatz 1: „The

*Agency (= ACER) shall monitor trading activity in wholesale energy products (...)*". Und weiter in Absatz 2: *"National regulatory authorities shall cooperate with the Agency"*.

Diese Regelung verdeutlicht, welche Behörde letztlich die Zuständigkeit für das Monitoring innehat: prinzipiell ACER allein. Weitergehende Maßnahmen auf nationaler Ebene sind nur auf Basis dieser Grundlage zusätzlich und in Kooperation vorgesehen. Wenn nämlich das Monitoring des Energiegroßhandelsmarktes durch unterschiedliche Behörden innerhalb eines Mitgliedsstaats autark und auf unterschiedliche Weise in verschiedenen Intervallen durchgeführt werden dürfte, wäre regulatorischer Arbitrage Tür und Tor geöffnet.

Das EnWG muss in § 63 Absatz 3 Klarheit schaffen. Es ist für den Markt und den Wettbewerb nicht förderlich, Behörden auf Bundesebene mit dem Monitoring eines grenzüberschreitenden Themas wie dem Energiegroßhandel zu beauftragen. Die Aufsicht des europäischen Energiehandels sollte europaweit einheitlich erfolgen; daher plädiert EFET für eine genaue Formulierung in diese Richtung.

→ **Formulierungsvorschlag:**

§ 63

(3) Die Bundesnetzagentur ~~veröffentlicht jährlich einen Bericht über ihre Tätigkeit sowie~~ **übernimmt gemäß Verordnung EC/2010/726 Artikel 6 (2) auf Anfrage der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) die Monitoring-Tätigkeit** im Einvernehmen mit dem Bundeskartellamt, soweit wettbewerbliche Aspekte betroffen sind, ~~über das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeit und legt ihn der Europäischen Kommission und der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vor.~~ **Das Ergebnis ihrer Monitoring-Tätigkeit legt sie der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden vor und veröffentlicht den Bericht.** In den Bericht ist der vom Bundeskartellamt im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur, ~~soweit Aspekte der Regulierung der Leitungsnetze betroffen sind, erstellte Bericht über das Ergebnis seiner Monitoring-Tätigkeit nach § 48 Absatz 3 in Verbindung mit § 53 Absatz 3 des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen aufzunehmen. In den Bericht sind allgemeine Weisungen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 61 aufzunehmen.~~