



EFET Deutschland
Verband Deutscher Energiehändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 78 24
Fax: +49 30 2655 78 25
www.efet-d.org
de@efet.org

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Herrn Achim Zerres
Tulpenfeld 4
53113 Bonn**

Per E-Mail an: Achim.Zerres@BNetzA.de

26.07.2017

Stellungnahme von EFET Deutschland zum Diskussionspapier „Flexibilität im Stromversorgungssystem“

- Diskussionspapier der BNetzA -

EFET Deutschland begrüßt, dass die Bundesnetzagentur die Debatte um die Flexibilität im Stromversorgungssystem aufgegriffen und dazu Stellung bezogen hat. Als Verband der Energiehändler möchten wir uns aktiv in die Diskussion einbringen und diese weiter mitgestalten.

Aus unserer Sicht ist es zwingend notwendig, die unterschiedlichen Bedürfnisse an Flexibilität zu unterscheiden und darauf aufbauend Lösungsansätze zu entwickeln: Lastwechselraten im Strommarkt, Mindesterzeugung und Netzengpässe.

Flexibilität ist ein Merkmal von Kapazität (Erzeugung, Speicherung oder Nachfrage). Es ist die Möglichkeit, Kapazitäten nach Bedarf zu nutzen und elektrische Leistung zu steuern. Zu beachten ist, dass hinter „Flexibilität“ immer "flexible Kapazitäten" stehen. Flexible Kapazitäten werden auf allen Segmenten des Strommarktes (von Terminmärkten bis hin zu Day-Ahead, Intraday- und Regelenergiemärkten) eingesetzt. Dabei ist ein niedriger Strompreis für sich kein Indikator für das Vorhandensein von ausreichend Flexibilität, sondern vielmehr das Fehlen von Preisspitzen. Flexibilität ist kein separates Gut neben Strom. Sie hat jedoch einen Wert, der durch das Strompreissignal kosteneffizient gesteuert werden kann.

EFET Deutschland möchte unterstreichen, dass die kurzfristigen Flexibilitätsanforderungen durch den wachsenden Anteil von Erneuerbaren am Erzeugungsmix steigen werden. Um diese Herausforderungen erfolgreich bewältigen zu können, ist weniger der Regelenergiemarkt von Bedeutung, sondern vielmehr der Intraday Markt und die Terminmärkte. Wenn in Zukunft beispielsweise Erzeugungsüberschüsse im Sommer und mögliche Defizite im Winter auftreten, dann kann diese Herausforderung am effizientesten von den Marktteilnehmern selbst im Wettbewerb gelöst werden. Das Preissignal sorgt dabei kurzfristig für die

notwendige Flexibilität zur Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch und sendet langfristig die Signale für effiziente Investitionen in flexible Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Dies verlangt nicht nur eine freie Preisbildung ohne politische Eingriffe, sondern auch ein klares politisches Bekenntnis dazu, dass keine Subventionen zur Steigerung von Flexibilität notwendig sind. Zudem sollte sichergestellt werden, dass Netzbetreiber keine „Flexibilitätsanlagen“ errichten und betreiben dürfen.

Wir begrüßen, dass der Netzausbau weiterhin höchste Priorität hat und keinesfalls durch angeordnete Flexibilität substituiert werden soll. Richtig ist aber auch, dass ein 100-prozentiger Ausbau des Netzes in jeder untergelagerten Verästelung volkswirtschaftlich nicht sinnvoll sein kann. Mehr Synchronisierung zwischen Ausbau der Erzeugung und dem Netz ist jedoch notwendig. Zudem müssen geeignete Mechanismen implementiert werden, um die einheitliche Preiszone und eine sichere, preisgünstige Stromversorgung durch einen liquiden Markt zu gewährleisten.

EFET Deutschland unterstützt das Bekenntnis der Bundesnetzagentur zum Markt. Dieser leistet als Handelsplatz für Energie und Flexibilität einen zentralen Beitrag zu Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz. Entscheidend ist, wie bereits erwähnt, die freie Preisbildung an diesem Markt. Sowohl die Termin-, Spot- und Regenergiemärkte zeichnen sich durch hohe Liquidität und Verlässlichkeit aus. Eine weitere Optimierung durch die behördliche Klarstellung der Prozesse und Verantwortlichkeiten zwischen Lieferanten, Kunden und Aggregatoren ist hier hilfreich, darf den Markt aber nicht verzerren. Auch wird die weitere Harmonisierung mit den europäischen Nachbarländern zu einer weiteren Marktöffnung beitragen.

EFET Deutschland unterstützt die Positionen der BNetzA in den folgenden Punkten vollständig:

- Notwendigkeit von gestärkten Entflechtungsregeln und eine deutlich erhöhte Transparenz über die Netzsituationen, die besser darüber Auskunft gibt, ob die angeforderten und genutzten Flexibilitätsinstrumente tatsächlich erforderlich sind.
- Flexibilität wird auf Verteilnetzebene weiterhin lokal benötigt werden. Hier sind wettbewerbliche Ansätze für das Bereitstellen dieser auch im Verteilnetz vorzuziehen.
- Alle Anbieter von Flexibilität stehen auf dem Strommarkt im Wettbewerb miteinander. Die Regelungen für Einsatz von netzdienlicher Flexibilität dürfen den Wettbewerb am Strommarkt nicht verzerren - weder auf den Spot- noch auf den Terminmärkten.

Zu nachstehenden Schwerpunkten des Papiers möchte EFET Deutschland ausführlicher Stellung nehmen.

1. Hemmnisse aus der Gestaltung der Regelungen zum Stromhandel

Das Preissignal an den Strommärkten dient als zentrales Steuerungsinstrument für die Allokation von Erzeugung und Verbrauch. Es koordiniert kosteneffizient Investitionen in Flexibilität. Dabei ermöglichen Produktinnovationen am Strommarkt bereits heute die Bepreisung von Qualitätsmerkmalen wie die kurzfristige Verfügbarkeit, und zeigen, dass ausreichend Flexibilität im Markt vorhanden ist.

Die Aussagen zur Bilanzierungsperiode sowie zum Ausgleichsenergiepreis teilt EFET Deutschland. Allerdings schränken regulatorische Regelungen den Markt und insbesondere die freie und rationelle Preisbildung ein, zum Beispiel durch das implizite Markup-Verbot. Diese behindern zum einen den Wettbewerb und zum anderen eine effiziente und bedarfsgerechte Vorhaltung von Kapazität und Flexibilität. Daher würde EFET Deutschland erwarten, dass Maßnahmen ergriffen werden, die den Markt stärken und die Nachhaltigkeit des Energy-Only-Marktes sicherstellen.

Grundsätzlich wird der Abbau von Hürden zur effizienteren Nutzung vorhandener Potenziale der Lastflexibilität unterstützt. Allerdings muss bei der Weiterentwicklung gewährleistet werden, dass keine

regulierten Anreize geschaffen werden, wie beispielsweise dynamische Netzentgelte oder eine dynamische EEG-Umlage. Denn diese führen unweigerlich zu massiven Verzerrungen und somit großen Ineffizienzen am Markt. Auch werden dadurch Preisspitzen „künstlich“ geglättet, wodurch die Preissignale verzerrt und erforderliche Investitionen unter anderem auch in Flexibilität verzögert bzw. gehemmt werden. Aus EFET Deutschland-Sicht sollte der Strompreis das einzige Steuerungselement für Flexibilität am Markt sein.

Deshalb sollten u.a. folgende Punkte bei der Weiterentwicklung des Strommarktes berücksichtigt werden:

- Eine regelzonenübergreifende Bilanzierung
- Erhaltung der Möglichkeit nachträglich eine Fahrplananmeldung zu tätigen
- Vergrößerung der Preiszonen

Die Erfüllung erfolgt nicht nur im Day-Ahead Markt, sondern auch im Intraday Markt. Die Granularität am Day-Ahead Markt in Form stündlicher Produkte wird gegenwärtig als ausreichend betrachtet. Ein Wechsel auf 15min-Produkte, wie im Intraday Markt, würde zu keiner wesentlichen Verbesserung führen; insbesondere vor dem Hintergrund, dass der grenzüberschreitende Handel sowie das Market Coupling auf Stundenbasis erfolgen. Wesentlich relevanter ist, dass alle Marktteilnehmer (Erzeuger, Verbraucher und Netzbetreiber) die volle Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich haben müssen und sich rationell am Markt verhalten. Daher sollte der Fokus auf der Abschaffung der Vermarktung von Erneuerbaren durch den Netzbetreiber sowie auf der Überarbeitung des Marktprämienmodells liegen.

2. Hemmnisse aus der Gestaltung des Regelleistungsmarktes

Die Bundesnetzagentur führt an, dass die Vorhaltung von Regelenergie zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten must-run-Sockel führt. Diese Schlussfolgerung teilt EFET Deutschland nicht. Im Gegenteil: Dies ist das Marktergebnis einer Optimierung über die Strommärkte hinweg. Der Anbieter nimmt gerade nicht kostendeckende Betriebsstunden in Kauf und erlöst diese über den Regelenergiemarkt zurück. Damit ist das Konzept must-run-Sockel irreführend, da der Anbieter nicht gezwungen ist, eine Anlage am Netz zu halten, sondern das „Durchfahren“ das volkswirtschaftlich effizienteste Ergebnis widerspiegelt. Hätte eine kostengünstigere Flexibilität zur Verfügung gestanden, wäre diese im Regelenergiemarkt bezuschlagt worden.

Gerade das Argument der niedrigen bzw. negativen Strompreise durch unflexible bzw. nicht marktpreisorientierte Fahrweise wäre den nicht-strompreisgeführten Anlagen wie Erneuerbaren Energien (Flexibilität erst ab einem negativen Preis), Eigenerzeugern (Strombezug wird generell vermieden), stromintensiver Industrie (Vermeidung des Verlustes von Privilegien) oder KWK-Anlagen (wärmegeführte Fahrweise) zuzurechnen. Die BNetzA verweist auf die AbLaV, um große Lasten an den Regelenergiemarkt heranzuführen. Aus EFET Deutschland-Sicht ist es gerade die AbLaV, die den Strommarkt verzerrt, denn mit Inkrafttreten der AbLaV wurde ein neuer „Markt“ geschaffen. Dieser existiert parallel zum Regelleistungsmarkt. Vorzugswürdig wäre, wenn abschaltbare Lasten ihre Abschaltleistung regulär am Regelenergiemarkt anbieten würden.

3. Netzdienliche Flexibilität

Die BNetzA stellt dar, dass als Anbieter netzdienlicher Flexibilität derzeit praktisch ausschließlich die Erzeuger in Frage kommen und sich erst perspektivisch Lasten und Stromspeicher einbringen könnten. Hierbei wird übersehen, dass bereits heute bestehende Pumpspeicherkraftwerke im großen Stil netzdienliche Flexibilität bereitstellen. Auch industrielle Verbraucher sind bereits seit Jahren und Batteriespeicherbetreiber zunehmend an den Regelenergiemärkten aktiv.

4. Kostenersatz oder ausgehandelte Vergütung

EFET Deutschland ist der Auffassung, dass die Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität freiwillig und nicht verpflichtend erfolgen sollte. In jedem Fall muss der Kapazitätsanbieter finanziell entschädigt und so gestellt werden, als hätte der Eingriff nicht stattgefunden. Solche Vergütungen können kostenbasiert (reguliert) oder preisbasiert sein (eine verhandelte, vertragsbasierte Vergütung).

Grundsätzlich ist eine ausgehandelte, preisbasierte Vergütung zu befürworten, u.a. auch weil eine regulierte, kostenbasierte Vergütung beim Einsatz von Speichern und Nachfrageflexibilität nicht wirklich darstellbar ist. EFET Deutschland teilt die Einschätzung aus der Beschreibung der BNetzA zu den Nachteilen eines reinen Kostenersatzes. Ebenso sind auch die potentiellen Nachteile einer ausgehandelten Vergütung korrekt beschrieben. EFET Deutschland ist der Auffassung, dass hier die Vorteile klar gegenüber den Nachteilen überwiegen. Zentral ist der Grundsatz eines freiwilligen, transparenten und diskriminierungsfreien Beschaffungsverfahrens, z.B. über eine Plattform. So kann jeder interessierte Marktteilnehmer prüfen, ob eine Teilnahme für ihn sinnvoll ist und der Netzbetreiber signalisiert transparent, bis zu welchem Preis er bereit ist einen Vertrag abzuschließen.

Die BNetzA deutet an, dass eine ausgehandelte Vergütung eine zusätzliche Verdienstmöglichkeit eröffnet, so dass sich dadurch zusätzliche Flexibilitäten an der „richtigen Stelle“ entwickeln, wovon auch der Strommarkt profitieren könnte. Dieser Gedankengang wird von EFET Deutschland nicht geteilt. Im Gegenteil: Es werden keine zusätzlichen Verdienstmöglichkeiten erwartet. Wenn es diese gäbe und dadurch zusätzliche Flexibilitäten entstünden, dann würden solche Flexibilitäten andere bestehende flexible Kapazitäten vom Strommarkt verdrängen. Es lassen sich also keine Vorteile ableiten.

5. Verzerrungen des Strompreises durch Ausgestaltung von Förderungsregimen

Aus Sicht von EFET Deutschland sollte das EEG dahingehend überarbeitet werden, dass es ausreichende Anreize für alle Marktteilnehmer gibt, sich rationell zu verhalten. Richtig ist, dass im System der festen Einspeisevergütung und der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber keinerlei Reaktion der Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Preissignale stattfindet. Umso wichtiger ist es, dass die Vermarktung zukünftig nicht mehr durch die ÜNB, sondern ausschließlich durch Direktvermarkter erfolgt, die auf Preissignale des Marktes reagieren.

6. Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik

Eine geeignete Maßnahme zur Bereitstellung von Flexibilität ist der Netzausbau. Die Herausforderung liegt darin, das richtige Maß an Netzausbau zu finden. In diesem Zusammenhang teilt EFET Deutschland die Auffassung der BNetzA, dass ein 100%iger Netzausbau zu kostenintensiv sein würde und somit nicht das Ziel sein sollte.

Mit einem weiter steigenden Anteil an Erneuerbaren, die vor allem dargebotsabhängig Energie erzeugen (Wind+PV), müssen Potentiale aus Lastflexibilisierung aktiviert werden. Bei einer freien Preisbildung führt der Markt zu den richtigen Signalen und einem effizienten Ergebnis.

Hierzu ein Beispiel: Bei einer Wetterlage mit geringer Bewölkung in den Mittagsstunden erfolgt eine hohe Einspeisung durch PV. Der Markt berücksichtigt dies bei der Preisbildung vollständig, indem z.B. der Preis sinkt, und setzt dadurch entsprechende Anreize für die Nachfrage. Das Bestreben der Netzbetreiber liegt jedoch in einer Verstetigung der Last. Sie verfolgen das Ziel einer maximalen Netzauslastung. Demzufolge zielen alle Maßnahmen der Netznutzung, wie beispielsweise auch die atypische Netznutzung,

darauf ab. Mit zunehmender dargebotsabhängiger Einspeisung steigt der Bedarf an Netzausbau. Das führt zugleich dazu, dass die Effizienz des Netzes sinkt.

Bei einer Überarbeitung der Netzentgeltsystematik sollte die Prämisse sein, dass eine sachgerechte Verteilung der Kosten auf die Netznutzer erfolgt. Eine Möglichkeit wäre die Netzentgeltsystematik dahingehend zu überarbeiten, dass Verbraucher am Strommarkt sowie Regelleistungsmarkt direkt oder indirekt teilnehmen können, ohne das etwaige Entgelte und sonstige Abgaben dies behindern, indem sich diese durch beispielsweise eine Lastverschiebung negativ auswirken würden. Insbesondere in Bezug auf „besondere Netzentgelte“ könnte eine Entkopplung vorgesehen werden, die es den Netznutzern erlaubt in Bezug auf ihr Netzentgelt uneingeschränkt am Strommarkt sowie Regelleistungsmarkt teilzunehmen. Dies widerspricht auch nicht der Systematik, da beispielsweise die atypische Netznutzung auf Netznutzer abzielt, die ihre Spitzenlast gewöhnlich zu schwachen Nebenzeiten aufweisen. Sollte der Netznutzer gelegentlich sein Lastverhalten anpassen oder Regelleistung bereitstellen und somit netzdienliche Flexibilisierungspotential verfügbar machen, also flexibel auf den Markt reagieren, dann widerspricht dies nicht dem allgemeinen und gewöhnlichen Verhalten des Netznutzers. Wenn sich das Lastverhalten auf Grund des Marktes oder der Darbietung von Regelleistung grundsätzlich ändert, dann würde die atypische Netznutzung natürlich keine Anwendung mehr finden.

Abschließend weist EFET Deutschland nochmals ausdrücklich darauf hin, dass keine Anreize durch Netzentgelte oder sonstigen Kostenbestandteilen des Verbrauchers gesetzt werden sollten, da eine Verzerrung des Marktpreissignals nie vollständig ausgeschlossen werden kann und folglich Ineffizienzen entstehen. Zudem sollten alle Technologien am Markt im Wettbewerb stehen („level playing field“) und nicht durch etwaige „Sondereffekte“ ein Vorteil für einzelne Marktteilnehmer vorgesehen werden.

7. Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität und neue Organisationsformen des Engpassmanagements im Verteilernetz

Engpassmanagement beschreibt im Grundsatz Maßnahmen, die der Netzbetreiber ergreifen muss, um einen bestehenden Netzengpass aufzuheben, damit die Sicherheit des Netzes gewährleistet ist.

Dies erfolgt auf der Ebene des Übertragungsnetzes durch den sogenannten Redispatch. „Unter Redispatch sind Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken zu verstehen, um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen. Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln, während Anlagen jenseits des Engpasses ihre Einspeiseleistung erhöhen müssen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt.“¹ Folglich wird Redispatch mengenneutral mittels Fahrplangeschäften abgewickelt und beeinflusst weder den Strommarkt noch den Bedarf an Regelleistung. Diese Prämisse muss auch für die Bewältigung von Netzengpässen im Verteilernetz gelten, da nur so Verzerrung an den Strommärkten vermieden werden können.

Der energetische und bilanzielle Ausgleich kann bei einer durch den Netzbetreiber veranlassten Änderung des Verbrauchs oder der Einspeisung dementsprechend nicht durch Regelleistung oder durch eigenständige Kompensation des Flexibilitätsanbieters am Markt erfolgen. Dies sollte als Grundsatz bei der weiteren Ausgestaltung berücksichtigt werden.

1

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html

EFET Deutschland würde es begrüßen, wenn die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber ihr Engpassmanagement gemeinsam transparent koordinieren würden. So könnte die netzdienliche Flexibilität bzw. das Redispatch abgestimmt und am effizientesten eingesetzt werden und letztlich die Eingriffstiefe reduziert werden. Um die Gleichbehandlung zu gewährleisten und damit gleiche Wettbewerbsbedingungen sicher zu stellen sind gleiche Entschädigungs- bzw. Vergütungsprämien für flexible Kapazitäten notwendig, unabhängig davon an welcher Netzebene diese angeschlossen sind. Eine lokale Betrachtung innerhalb eines Verteilnetzes kann nicht effizient sein bzw. führt zu höheren Kosten. Die Synergien, die sich durch eine aggregierte Betrachtung auf Übertragungsnetzebene ergeben, müssen bei der Ausgestaltung berücksichtigt werden.

Folglich kann auf der Verteilnetzebene der Ausgleich nur durch den Verteilnetzbetreiber und am besten direkt in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Dessen ungeachtet sind die Kosten des Engpassmanagement entsprechend der StromNZV über die Netzentgelte zu wälzen. Diese strikte Trennung zwischen Engpassmanagement und Bilanzierung (Ausgleich von Prognosefehlern) verdeutlicht, dass eine direkte oder indirekte Inanspruchnahme von Regelenergie zur Engpassbewirtschaftung nicht zulässig sein kann.

Aus Sicht von EFET Deutschland sollte die Bilanzierung eines Flexibilitätsabrufes im Bilanzkreis des Netzbetreibers erfolgen. Ein bilanzieller Ausgleich, der durch deutschlandweite Flexibilitätsabrufe entstehenden Bilanzungleichgewichte, würde Portfolioeffekte ermöglichen, d.h. deutschlandweite Eingriffe würden aggregiert und gegenläufige Positionen zunächst genettet werden bevor der einzelne Netzbetreiber entsprechende Maßnahmen zum Ausgleich durchführt.

8. Besonders netzdienliche Erzeugungsanlagen

Abschließend soll die aktuelle Diskussion um „besondere netzdienliche Erzeugungsanlagen“ aufgegriffen werden, die die Grundsätze des Unbundlings bedrohen können. Grundsätzlich gilt es hier, eine Abwägung zwischen längerfristigen Verträgen mit Flexibilitätsanbietern, Netzausbau und dem Eigentum von Netzersatzanlagen beim Netzbetreiber zu treffen.

EFET Deutschland glaubt zum einen, dass Netzersatzanlagen normalerweise nicht notwendig sein werden, da die Flexibilität auch so vorhanden sein sollte. Zum anderen glaubt EFET Deutschland, dass Netzersatzanlagen letztlich Netzengpässe verfestigen und dies insbesondere mit Blick auf die Preiszonendiskussion die im Rahmen des CACM erfolgt problematisch wäre. Dies zeigt auch die Diskussion um Netzersatzanlagen auf Übertragungsnetzebene, die den Behörden keine Steuerungsmöglichkeit mehr einräumt und damit ordnungspolitisch schwierig ist. Dies spricht gegen Netzersatzanlagen. Längerfristige Verträge parallel zum Strommarkt bergen das Risiko einer Marktverzerrung, da die Flexibilität auch so vorhanden sein sollte. Dies trifft insbesondere die Ebene der Verteilnetze. Flexible Kapazitäten und Erzeugungsanlagen sollten niemals im Eigentum von Netzbetreibern stehen.

EFET Deutschland würde sich freuen, die weitere Diskussion konstruktiv mitzugestalten.

Für Rückfragen und weitere Erörterung steht EFET Deutschland selbstverständlich gerne zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org