

## Stellungnahme

# EU-Winterpaket: Umsetzungsbedarf in Sachen Strommarktdesign

Die neun wichtigsten Forderungen des BDEW zur Umsetzung der Binnenmarktverordnung Strom, der Binnenmarktrichtlinie Strom und zum konsistenten Zusammenspiel dieser beiden Rechtsakte mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Berlin, 7. April 2020



## **Kurzfassung**

Der Europäische Gesetzgeber hat mit der Strombinnenmarktverordnung (BMVO) und der Strombinnenmarktrichtlinie (BMRL) Regelungen geschaffen, die tief in das deutsche Energie- wirtschaftsrecht hineinwirken. Sie sind intensiv mit den anderen Teilen des Winterpakets/ Clean Energy Package verwoben, vor allem mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II). Mit dieser Stellungnahme greift der BDEW einige Anliegen auf, deren Umsetzung besondere Aufmerksamkeit geschenkt werden sollte.

## **Regelungen aus einem Guss**

Die Umsetzung in nationales Recht darf sich nicht darin erschöpfen, den bestehenden Regelungen des Energiewirtschaftsrechts neue Bestimmungen an die Seite zu stellen. Soweit Änderungsbedarf besteht, sollten die bestehenden einschlägigen Vorschriften des deutschen Energiechts und das zu übernehmende Unionsrecht jeweils so verschmolzen werden, dass ein stimmiges Ganzes entsteht.

## **Bürokratieabbau**

Der BDEW empfiehlt dringend, die mit der Umsetzung verbundene Chance zum Bürokratieabbau zu nutzen.

Die bürokratischen Belastungen steigen seit Jahren für Unternehmen der Energie- und Wasserversorgung. Gerade für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) haben diese mittlerweile einen Umfang erreicht, durch den die Unternehmen in der Erfüllung ihrer täglichen Arbeit gehemmt werden. Neben der reinen Anzahl an Vorschriften nimmt auch die Komplexität der gesetzlichen Regelungen stetig zu. Häufig führt die nationale Übererfüllung europäischer Regelungen und Vorgaben zu einer zunehmenden, teils unnötigen Mehrbelastung von Unternehmen. Aus diesem Grund fordern wir eine pragmatische, nicht über die Anforderungen der europäischen Regelungen hinausgehende nationale Umsetzung der Binnenmarktverordnung und der -Richtlinie Strom.

## **Konsistente Umsetzung mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und der Energieeffizienzrichtlinie**

Bei der Umsetzung müssen die Vorgaben der übrigen Vorschriften aus dem Clean Energy Package angemessen berücksichtigt werden. Insbesondere zur Erneuerbare-Energien-Richtlinie und zur Energieeffizienzrichtlinie gibt es Überschneidungen, wie etwa im Bereich Verbrauchserfassung und Verbrauchsinformation, die zu beachten sind.

## **Unverzüglicher Umsetzungsbeginn**

Die Erfahrung vorangegangener Gesetzespakte, wie z. B. des dritten Binnenmarktpakets, hat gezeigt, dass der erforderliche Anpassungsprozess komplex und zeitintensiv ist. Das Winterpaket ist der Schlüssel für eine Reihe neuer Geschäftsmodelle (z. B. für Bürgerenergiegemeinschaften und damit verbundene Kooperationen) und schafft Investitionssicherheit für den dezentralen Ausbau Erneuerbarer Energien. Der Umsetzungsprozess sollte deshalb so früh wie möglich aufgesetzt werden.

## **Angemessene Umsetzungszeiträume**

Um die an einigen Stellen möglicherweise weitergehenden Anpassungen in den derzeitigen Vorschriften der deutschen energiewirtschaftlichen Rahmengesetzgebung angemessen und ohne Abstriche bei der Funktion und Zuverlässigkeit des Systems umsetzen zu können, sind hinreichende Umsetzungszeiträume essenziell. Das gilt insbesondere mit Blick auf eine absehbar kurze Vorlaufzeit zwischen Gesetzgebung und vorgegebenem Inkrafttreten. Eine entsprechende Vorbereitungsphase für die energiewirtschaftlichen Akteure sollte 6 Monate keinesfalls unterschreiten, wobei beispielsweise notwendige Anpassungen im Bereich der Marktkommunikation gesondert zu berücksichtigen sind.

## **Zentrale Forderungen**

1. Vollständige Entschädigung abgeregelter EE-Anlagen – Art. 13 BMVO
2. Umsichtige Berechnung der durchschnittlichen Emissionen der Kapazitätsreserve – Art. 22 Abs. 4 BMVO
3. Benennung des BDEW als nationaler Verband, welcher Mitglieder der EU DSO Entity in deren Gremien, insbesondere in der Generalversammlung, vertreten darf – Art. 52 ff. BMVO
4. Aufnahme der Definition der Begriffe „Energiespeicherung“ und „Energiespeicheranlage“ der Binnenmarktrichtlinie in das EnWG und Beseitigung derzeitig bestehender Doppelbelastungen – Art. 2 Nr. 59 f. und Art. 15 Abs. 5 b BMRL
5. Konsolidierung der Markttrollen von Prosumern und Energiegemeinschaften in BMRL und RED II sowie neuer und alter Markttrollen – insbes. Art. 15 BMRL und Art. 21 RED II
6. Pragmatische Umsetzung der europäischen Vorschriften zu Smart Meters – Art. 19, 20, 21 BMRL und Anhang II
7. Nach Spannungsebenen differenzierte Regelungen für die Beschaffung von Flexibilität durch VNB – Art. 32 BMRL
8. Schaffung von Rechtssicherheit durch einen standardisierten Markttest für Speicher auf der Basis des BDEW-Vorschlags – Art. 36 und 54 BMRL
9. Schaffung von Planungssicherheit zum Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft

Der BDEW wird den Prozess der Umsetzung intensiv begleiten und steht für einen frühzeitigen politischen und fachlichen Austausch auf allen Ebenen zur Verfügung.

## Die drei wichtigsten Forderungen zur Einbettung der Binnenmarktverordnung Strom (BMVO) in nationales Recht

### 1. Redispatch (Art. 13 BMVO) – Vollständige Entschädigung abgeregelter EE- und KWK-Anlagen

#### Aufgabenstellung

Art. 13 Abs. 7 BMVO betrifft den finanziellen Ausgleich für erfolgte Redispatch-Maßnahmen. Ein solcher finanzieller Ausgleich erfolgt im Fall der Abregelung mindestens in Höhe „*der Nettoeinnahmen aus dem Verkauf von Elektrizität auf dem Day-Ahead-Markt, die die Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage ohne die Aufforderung zum Redispatch erzielt hätte. Erhält die Stromerzeugungs-, Energiespeicherungs- oder Laststeuerungsanlage eine finanzielle Unterstützung auf der Grundlage der erzeugten oder verbrauchten Strommenge, so gilt die finanzielle Unterstützung, die ohne die Aufforderung zum Redispatch erteilt worden wäre, als Teil der Nettoeinnahmen.*“

#### ➤ BDEW-Forderung:

Der BDEW fordert, die Beschränkung des Ausgleichs auf 95 Prozent der o. g. Nettoeinnahmen zu streichen. Deshalb schlägt der BDEW die in der **Anlage 1** enthaltene Änderung des § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 und des § 13a Abs. 2 Nr. 5 EnWG (neu) vor.

Außerdem erneuert der BDEW seine Kritik an der Bezugnahme auf die Day-ahead-Spotpreise. Stattdessen sollte die Logik aus dem Vergütungsleitfaden Redispatch („konventionell“) angewandt werden (d. h. insb. auch Kompensation Opportunitätskosten, etc.).

#### Begründung:

Die in § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 und in § 13a Abs. 2 Nr. 5 EnWG (neu) enthaltene Regelung, wonach zunächst lediglich „*95 Prozent der entgangenen Einnahmen*“ des Betreibers zu entschädigen sind, sofern die entgangenen Einnahmen ein Prozent der Einnahmen des Betreibers des betrachteten Jahres nicht übersteigen, steht im Widerspruch zu Art. 13 Abs. 7 Satz 2 lit. b BMVO.

Abgesehen vom Wortlaut der BMVO gibt es weitere Gründe für die Streichung der Beschränkung des Ausgleichs auf 95 Prozent:

- Die durch den Gesetzgeber intendierte geographische Lenkungswirkung hinsichtlich der Errichtung von EE-Anlagen durch die Benachteiligung von Anlagen in räumlicher Nähe von Netzengpassgebieten hat sich durch die Beschränkung der Entschädigungszahlung auf 95 Prozent nicht eingestellt. Bei der Projektierung von EE-Anlagen sind primär die Faktoren der Flächenerschließbarkeit sowie z. B. bei Windenergieanlagen die vorhandenen Windprofile von maßgeblicher Bedeutung.
- Die aktuelle Entschädigungsregelung führt bereits heute bei der Abrechnung von Einspeisemanagementmaßnahmen durch die durchzuführenden Prüfungen und Gegenprüfungen in Bezug auf die Überschreitung der Ein-Prozent-Marke und damit verbundenen

Gutschriftenverfahren zu erheblichem Aufwand, sowohl bei Anlagenbetreibern wie auch bei den jeweiligen Anschlussnetzbetreibern.

- Im Rahmen der Planung und Umsetzung des zukünftigen Redispatch-Regimes auf Basis der Änderungen des EnWG durch das NABEG 2.0 wird deutlich, dass die Ausgestaltung von schlanken und effizienten Prozessen eine notwendige Grundvoraussetzung für die Erfüllung der gesetzten Anforderungen darstellt. Der zusätzliche prozessuale Aufwand durch die nicht wirksame Regelung stellt sich vor diesem Hintergrund als wenig förderlich dar, um dem extrem hohen Aufwand im Zuge der ex-post Abrechnung zu begegnen und somit die Effizienz im Gesamtprozess zu erhöhen.

## **2. Berechnung der durchschnittlichen Emissionen der Kapazitätsreserve (Art. 22 Abs. 4 BMVO)**

### **Aufgabenstellung**

Die Binnenmarktverordnung Strom legt gemeinsame Grundsätze für Kapazitätsmechanismen fest, um erforderlichenfalls Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierzu zählt auch die Einhaltung der in Art. 22 Abs. 4 Unterabsatz 1 eingeführten Emissionsgrenzwerte.

In diesem Zusammenhang wurde ACER beauftragt, gemeinsame methodische Grundsätze auf europäischer Ebene zu entwickeln und in technische Leitlinien zu gießen, um sicherzustellen, dass die in Art. 22 Abs. 4 Unterabsatz 1 eingeführten Emissionsgrenzwerte eingehalten werden. Diese wurden am 17. Dezember 2019 von ACER veröffentlicht.

#### ➤ **BDEW-Forderung:**

Der BDEW empfiehlt, bei der Anwendung von Art. 22 Abs. 4 Unterabsatz 1 BMVO folgendes Verständnis zugrunde zu legen:

- Die von ACER vorgelegten Leitlinien bilden grundsätzlich eine sachgerechte Grundlage für die Umsetzung der Binnenmarktverordnung in Deutschland. An einigen Stellen bedarf es jedoch der Berücksichtigung nationaler Besonderheiten.
- Wie von ACER vorgeschlagen, sollten die Schwellenwerte nur auf verbrennungsbedingtes CO<sub>2</sub> abstellen. Andere Treibhausgase oder Treibhausgasäquivalente oder Vorkettenemissionen sind in diesem Zusammenhang irrelevant (*von Bedeutung für Kapazitätsmärkte und Strategische Reserven*).
- Bei der Umsetzung der von ACER entwickelten technischen Leitlinie<sup>1</sup> sollte abweichend von den Vorschlägen von ACER eine Emissionsgutschrift für die messbare Wärmeerzeugung im Einklang mit den Methoden und Ansätzen der bestehenden EU-Rechtsprechung für die Zuteilung von Emissionen zu verschiedenen Energieprodukten und den BVT-

<sup>1</sup> OPINION No 22/2019 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 17 December 2019 on the calculation of the values of CO<sub>2</sub> emission limits

Konstellationen für Großfeuerungsanlagen (Durchführungsbeschluss der Kommission (EU) 2017/1442) im Hinblick auf die Energieeffizienz berücksichtigt werden (*von Bedeutung für Kapazitätsmärkte*).

- Um Missverständnisse zu vermeiden, sollte die von ACER vorgeschlagene Größe „maximum full load hours“ anstelle der „Gesamtemissionen der Erzeugungskapazität“ verwendet werden (*von Bedeutung für Kapazitätsmärkte und Strategische Reserven*).
- Der von ACER gewählte Ansatz zur Berechnung des Emissionsgrenzwertes von 350 kg CO<sub>2</sub> pro Jahr und installierter kWe, die *ex ante* von der zuständigen Behörde festgelegte Größe „*maximum full load hours the generation unit is allowed to operate per calendar year, without exceeding the limit on the Annual Emissions*“ zu verwenden, erscheint praktikabel und sollte übernommen werden.

#### **Begründung:**

Art. 22 Abs. 4 bezieht sich eindeutig auf die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung.

Die Regeln und Verfahren für die Berechnung der Emissionsfaktoren und die Bewertung der entsprechenden Berechtigung für Kapazitätsmechanismen sollten hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf dem Strommarkt nicht diskriminieren.

Der in Art. 22 Abs. 4 Unterabsatz 1 eingeführte Emissionsgrenzwert „*mehr als 350 kg CO<sub>2</sub> fossilen Ursprungs im Jahresdurchschnitt pro installierter kWe*“ bezieht sich nicht auf die kommerzielle Nutzung eines Kraftwerks, sondern auf die Nutzung in einem Kapazitätsmechanismus. Es wird regelmäßig eine strategische Reserve sein. Eine solche zeichnet sich dadurch aus, dass sie außerhalb des Marktes gehalten wird.

Mit dem von ACER gewählten Ansatz entfällt die Frage, wie mit einem von der Planung abweichenden klimatischen Ausnahmejahr umzugehen ist. Auch hat ein potenzieller Bieter für die Kapazitätsreserve vor der Abgabe eines Gebots Klarheit, ob seine Anlage geeignet ist, um an der Auktion teilzunehmen.

### **3. Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber (Art. 52 ff. BMVO)**

#### **Aufgabenstellung**

Die Stromverteilernetzbetreiber in der EU sind gemäß Art. 52 BMVO aufgefordert, in einer neuen Vereinigung, der EU DSO Entity, zusammenzuarbeiten. Sie wird künftig v. a. für die Erarbeitung von Network Codes für VNB-relevante Themen zuständig sein, die nach Prüfung durch ACER und EU-Kommission verrechtlicht werden.

Der Beitritt zur EU DSO Entity erfolgt freiwillig und steht jedem VNB in der EU offen. Mitglieder haben die Möglichkeit, ihre Rechte selbst wahrzunehmen oder sich durch andere Mitglieder, durch europaweit tätige Verbände oder durch nationale Verbände vertreten zu lassen, die durch den nationalen Gesetzgeber dafür bestimmt wurden.

Die Regulierungsbehörden sollen die Kosten aus der Tätigkeit der EU DSO Entity anerkennen, wenn sie angemessen und verhältnismäßig sind.

➤ **BDEW-Forderung:**

Um der Stimme der deutschen VNB größeres Gewicht zu verleihen und eine wirksame Vertretung auch der VNB zu ermöglichen, die nicht über die notwendigen Ressourcen zur eigenen Teilnahme an den Gremiensitzungen verfügen, wird die Bundesregierung gebeten, den BDEW als nationalen Verband zu benennen, der Mitglieder der EU DSO Entity in deren Gremien, insbesondere in der Generalversammlung, vertreten darf.

Die Regulierungsbehörden sollen die Kosten, die bei den VNB aufgrund ihrer Mitgliedschaft und ihrer aktiven Mitwirkung in der EU DSO Entity entstehen, bei der Ermittlung der Erlösobergrenze vollständig anerkennen.

**Begründung:**

Mit der EU DSO Entity erhalten die VNB eine verfasste Stimme in Europa. Sie werden künftig neben den bei ENTSO-E organisierten Übertragungsnetzbetreibern für die Erstellung von Regelwerken (Network Codes) zuständig sein, die verbindliches europäisches Recht werden. Eine engagierte Mitwirkung der VNB in der Entity ist im Hinblick auf eine spätere aufwandsarme Umsetzung der Regelungen in den Unternehmen von großer Bedeutung.

Viele VNB werden nicht die notwendigen Ressourcen haben, um selbst die Vorgänge in der EU DSO Entity kontinuierlich zu verfolgen und in deren Arbeitsgruppen oder im Vorstand mitzuarbeiten. Damit diese VNB dennoch ihre Stimme einbringen können, sollten sie als Entity-Mitglieder die Möglichkeit erhalten, einen nationalen Verband mit der Wahrnehmung ihrer Interessen insbesondere in der Generalversammlung zu beauftragen.

Gemäß Art. 52 Abs. 1 Satz 2 BMVO kann die Vertretung entweder durch andere Entity-Mitglieder, durch europaweit tätige Verbände oder durch nationale Verbände erfolgen. Letztere müssen hierfür durch den jeweiligen Mitgliedstaat benannt werden. Von den etwa 880 deutschen Strom-VNB sind mehr als 600 als Mitglieder im BDEW oder seinen Landesverbänden organisiert, sie betreiben mehr als 95 % der Stromverteilernetze in Deutschland. Somit hat der BDEW die größte Abdeckung in Deutschland, auch bei kleineren Netzbetreibern. Ein Großteil der unverbindlich befragten BDEW-Mitglieder gab an, dass sie einen Beitritt zur EU DSO Entity beabsichtigen und sich durch den BDEW vertreten lassen möchten. Um dies zu ermöglichen, muss der BDEW durch die Bundesregierung entsprechend benannt werden.

Die Aktivitäten der EU DSO Entity werden durch ihre Mitglieder, also die europäischen VNB, finanziert. Gemäß Art. 53 Abs. 7 BMVO sind die Regulierungsbehörden aufgefordert, die Kosten, die durch die Aktivitäten der EU DSO Entity entstehen, bei der Ermittlung der Netzentgelte zu berücksichtigen, soweit sie angemessen und verhältnismäßig sind.

Die EU DSO Entity wird nach den aktuellen Plänen der VNB eine schlanke Organisation erhalten. Die Arbeit in den Gremien soll effizient organisiert werden. Die Beitragsordnung wird derzeit entwickelt. Geplant ist, die Mitgliedsbeiträge an der Anzahl der Anschlusskunden zu orientieren. Der BDEW hält es daher für sachgerecht, alle Kosten, die durch die Arbeit der EU

DSO Entity bei deutschen VNB entstehen, als angemessen und verhältnismäßig einzustufen und im Rahmen der Bestimmung der Erlösobergrenze des jeweiligen VNB in vollem Umfang zu berücksichtigen.

## Die sechs wichtigsten Forderungen zur Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom (BMRL) in nationales Recht

### 4. Definition Energiespeicherung und Energiespeicher / Art. 2 Nr. 59 f. BMRL

#### Aufgabenstellung

Die Binnenmarktrichtlinie Strom enthält in Art. 2 Nr. 59 f. BMRL Definitionen der Begriffe „Energiespeicherung“ und „Energiespeicheranlage“. Darüber hinaus wird in Art. 15 Abs. 5 b BMRL eine Beseitigung von Doppelbelastungen und in Art. 15 Abs. 5 c eine Vermeidung von unverhältnismäßig hohem administrativem Aufwand für aktive Kunden festgelegt.

#### ➤ BDEW-Forderung:

Der BDEW fordert, eine der Binnenmarktrichtlinie entsprechende Definition der Begriffe „Energiespeicherung“ und „Energiespeicheranlage“ in das EnWG und in andere Gesetze, wie dem EEG, aufzunehmen und damit die bislang bestehende Definitionslücke zu schließen<sup>2</sup>.

Weiter ist sicherzustellen, dass Abgaben, Entgelte und Umlagen (wie z. B. die § 19 Abs. 2 StromNEV- Umlage oder die Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV) nur einmal bei dem finalen Letztverbraucher – und nicht im Zuge der Zwischenspeicherung – anfallen. Entsprechende Belastungen für Speicher sind daher zu beseitigen.

Zudem ist dafür Sorge zu tragen, dass für aktive Kunden, in deren Besitz sich ein Speicher befindet, der administrative Aufwand an den technischen Fortschritt angepasst wird, um unverhältnismäßigen Aufwand aus der Erfassung und Abrechnung von Energieflüssen zu verhindern (siehe BDEW-Reparaturvorschlag zu § 61 k EEG in der BDEW-Stellungnahme zur BT-Drs. 19/5523).

#### Begründung:

Derzeit sind im EnWG die Begrifflichkeiten der „Energiespeicherung“ und der Begriff „Energiespeicher“ oder „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ weder eindeutig definiert noch geregelt.

Das EnWG und die weiteren energiewirtschaftlichen Gesetze und Verordnungen sind vor dem Hintergrund des Art. 15 Abs. 5 b BMRL und des Art. 18 Abs. 1 BMVO anzupassen. Eine Doppelbelastung von Speicherbetreibern ist danach zu verhindern.

Dies ist auch die Stoßrichtung der Maßnahme 50 in den Eckpunkten des Klimaschutzprogramms.

---

<sup>2</sup> Aus Gründen der Kohärenz sollte eine begriffliche Anlehnung an die Binnenmarktrichtlinie zumindest perspektivisch auch im Gassektor erfolgen.

## 5. Konsolidierung Prosumer/Bürgerenergiegemeinschaften/neue und alte Markttrollen

### Aufgabenstellung

Das Winterpaket enthält in der Binnenmarktrichtlinie und der neugefassten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) wesentliche Bausteine für dezentrales Erzeugen und Teilen von regenerativem und konventionellem Strom sowie von regenerativer Wärme.

#### ➤ **BDEW-Forderung:**

Der BDEW empfiehlt, die Begriffe „aktive Kunden“ nach der Strombinnenmarktrichtlinie und „Eigenversorger“ nach der RED II sollten in eine einheitliche Definition zusammengeführt und im EnWG niedergelegt werden – vorbehaltlich der Besonderheiten, die sich aus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und für die EEG-Umlage ergeben, welche wiederum im EEG abgebildet werden könnten.

Der BDEW schlägt vor, die allgemeinen Grundsätze für aktive Kunden (Art. 15 BMRL) und Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität (Art. 21 RED II) in einer einheitlichen Vorschrift im EnWG zu regeln. Hier sind auch die Grundsätze für diskriminierungsfreie, zwischen Ein- und Ausspeisung differenzierende und die Systemkosten angemessen und ausgewogen abbildende Netzentgelte zu regeln. Die Regelung sollte die Eigenversorgung im Grundsatz ermöglichen, um Art. 21 RED II rechtssicher umsetzen zu können. Hierzu hat der BDEW mit dem 3-Säulen-Modell einen Vorschlag für eine optionale Ausgestaltung unterbreitet<sup>3</sup>. Die Vorschrift sollte so unbürokratisch wie möglich ausgestaltet werden. Auch die Rechte von aktiven Kunden, z. B. auf Einschaltung eines Aggregators, können hier Aufnahme finden. Außerdem sollte deutlich werden, dass die Vorschrift nicht nur auf Eigenverbrauch, sondern auch auf die Veräußerung von selbsterzeugtem Strom Anwendung findet. Es sollte geprüft werden, wie sich die neuen Rollen gegenüber der bestehenden Rolle der „Kundenanlage“ (§ 3 Nr. 24a/b EnWG) verhalten, um eine klare Zuordnung neuer Akteure zu neuen und bestehenden Rollen zu gewährleisten und damit Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden.

Die Förder- und EEG-Umlage-Grundsätze sollten dagegen wie bisher auch im EEG niedergelegt werden. Zu den für die künftige Ausgestaltung der Förderung maßgeblichen Abwägungen verweist der BDEW auf sein „3-Säulen-Modell“. Leitbild sollte die explizite Förderung sein. Für Kleinstanlagen kommt neben der expliziten Förderung optional auch eine implizite Förderung in Betracht.

Die rechtliche Verankerung von Bürgerenergiegemeinschaften (Art. 16 BMRL) und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (Art. 22 RED II) sollte in gleicher Weise modular erfolgen. Im EnWG könnten die allgemeinen Rechte und Pflichten für Energiegemeinschaften verankert und eine Abgrenzung gegenüber Energieversorgungsunternehmen und im Falle der Über-

<sup>3</sup> BDEW-Positionspapier, Das „3-Säulen-Modell“ -Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare- Energien-Anlagen, Berlin, 31. Mai 2019

nahme des Netzbetriebs gegenüber „Energieversorgungsnetzen“ (§ 3 Nr. 16 EnWG) vorgenommen werden. Die Besonderheiten, die mit Erzeugung und Verbrauch Erneuerbarer Energien sowie der Belieferung Dritter mit Erneuerbaren Energien in Verbindung stehen, sollten dagegen in das EEG Eingang finden, das im Übrigen auf das EnWG verwiese.

Von der in der RED II enthaltenen Option, dass Mitgliedstaaten zwischen dem Eigenversorger als Einzelperson und gemeinsam handelnden Eigenversorgern unterscheiden, sollte bei der Umsetzung kein Gebrauch gemacht werden. Stattdessen sollte lediglich zwischen Eigenversorgern (Einzelpersonen) und Energiegemeinschaften unterschieden werden.

Auch beim Mieterstrommodell geht es um Prosuming. Der BDEW erarbeitet derzeit Vorschläge zur Überarbeitung des Mieterstrommodells. Mit einem dieser Vorschläge („transparente Refinanzierung“) könnte der Aufwand für neue Projekte erheblich vereinfacht werden und würde eine transparente, robuste und angemessene Refinanzierung von Erzeugungsanlagen auf Mietgebäuden ermöglicht. Darüber hinaus gewährleistet der Vorschlag eine finanzielle Teilhabe der Mieter an dem Projekt des Vermieters. Bei der Umsetzung der Strombinnenmarktrichtlinie sollte darauf geachtet werden, dass die Regelungen, die das Verhältnis Mieter / Vermieter betreffen, und die Regelungen zu Mehrheiten von aktiven Kunden bzw. Bürgerenergiegemeinschaften aufeinander abgestimmt sind.

#### **Begründung:**

Das Winterpaket enthält wesentliche Bausteine für dezentrales Erzeugen und Teilen von regenerativem und konventionellem Strom sowie von regenerativer Wärme. Die Beschreibung von Rollen gibt den Marktakteuren Sicherheit und verleiht darauf ausgelegten Geschäftsmodellen Auftrieb. Dies ist aus Sicht des BDEW ausdrücklich zu begrüßen.

Die Umsetzung darf sich nicht darin erschöpfen, den bestehenden Regelungen des Energiewirtschaftsrechts neue Bestimmungen an die Seite zu stellen. Ein konsistenter Rahmen für Dezentralität wird beispielsweise nicht dadurch geschaffen, dass den bestehenden Mieterstromregelungen ggf. neue, in nationales Recht zu überführende Regelungen zu aktiven Kunden an die Seite gestellt werden. Vielmehr ist eine Regelung aus einem Guss erforderlich, die alle möglichen Geschäfts- und Eigenversorgungsmodelle im Blick hat und Wechselwirkungen berücksichtigt. Die Umsetzung in nationales Recht sollte sich an den Vorschriften der Strombinnenmarkt-Richtlinie orientieren. Schließlich soll ein einziger europäischer Binnenmarkt mit deutlich dezentralem Einschlag entstehen. Gleichermaßen gilt für die Umsetzung der Regelungen zu Bürgerenergiegemeinschaften.

## **6. Pragmatische Umsetzung der Vorschriften zu Smart Meters (Art. 19, 20, 21 BMRL und Anhang II)**

### **Aufgabenstellung**

Art. 19 der Strombinnenmarktrichtlinie umfasst neben den bereits seit 2009 bestehenden, allgemeinen Vorgaben zur Einführung von intelligenten Messsystemen (inkl. der Möglichkeit,

den Roll-out unter den Vorbehalt einer Kosten-Nutzen-Analyse zu stellen) eine Übergangsregelung für bereits bestehende intelligente Messsysteme. Art. 20 beschreibt die funktionalen Anforderungen für Mitgliedstaaten mit systematischem Roll-out. Art. 21 gibt Kunden in Mitgliedstaaten ohne Roll-out das Recht, auf eigene Kosten einen Smart Meter installieren zu lassen. Anhang II regelt u. a., wie schnell der Roll-out vollzogen werden soll.

➤ **BDEW-Forderung:**

Der BDEW sieht keinen Änderungsbedarf an den nationalen Vorschriften zu intelligenten Messsystemen. Insbesondere wird dringend empfohlen, am bestehenden Roll-out-Fahrplan in Deutschland festzuhalten.

**Begründung:**

Die funktionalen Anforderungen an intelligente Messsysteme nach Art. 20 BMRL werden durch das Messstellenbetriebsgesetz bereits abgedeckt, somit ist diesbezüglich keine gesetzliche Anpassung notwendig.

Gemäß der Übergangsregelung in Art. 19 Abs. 6 BMRL dürfen bereits installierte intelligente Messsysteme, die die funktionalen Anforderungen nach Art. 20 und die Anforderungen nach Anhang II erfüllen, für die Zeit ihrer Lebensdauer in Betrieb bleiben. Bestehende intelligente Messsysteme, die diese Anforderungen nicht erfüllen, dürfen bis zum 5. Juli 2031 in Betrieb bleiben. Auf Basis dieser Regelungen sieht der BDEW keine Notwendigkeit, den bestehenden Roll-out-Fahrplan in Deutschland anzupassen.

## 7. Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität (Art. 32 BMRL)

### Aufgabenstellung

Art. 32 Abs. 1 Satz 1 der Strominnenmarktrichtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, „*den erforderlichen Regelungsrahmen, durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern ...*“ zu schaffen.

Der Einsatz von Flexibilität als Alternative zum Netzausbau oder zur Überbrückung eines geplanten, aber noch nicht realisierten Netzausbau stellt das Kernstück des Ampelkonzepts<sup>4</sup> des BDEW dar.

In Abs. 1 Satz 3 des o. g. Artikels heißt es weiter: „*Die Verteilernetzbetreiber beschaffen diese Leistungen gemäß transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren ...*“. Art. 32 Abs. 1 Satz 3 enthält einen einschränkenden 2. Halbsatz: „*.... es sei denn, die*

<sup>4</sup> Zuletzt BDEW-Diskussionspapier „Smart Grids Ampelkonzept / Smart Grid Traffic Light Concept“, 10. März 2015, „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, 10. Februar 2017.

*Regulierungsbehörden haben festgelegt, dass die Beschaffung dieser Leistungen wirtschaftlich nicht effizient ist oder dass eine solche Beschaffung zu schwerwiegenden Marktverzerrungen oder zu stärkeren Engpässen führen würde.“*

Ergänzend schreibt Art. 18 Abs. 1 BMVO vor, dass „*die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, einschließlich Entgelte für den Anschluss an die Netze, Entgelte für die Nutzung der Netze und etwaige Entgelte für den damit verbundenen Ausbau der Netze (...) der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen*“ müssen.

Neben den Ausführungen zur Beschaffung von Flexibilität durch VNB werden Anforderungen an die Netzplanung gemacht; Art. 32 BMRL verpflichtet zur Erstellung von Netzentwicklungsplänen auf Verteilnetzebene und einer Berücksichtigung von Netz- und Flexibilitätsoptionen bei der Weiterentwicklung der Netze.

Parallel leitet das BMWi derzeit einen umfassenden Diskussionsprozess mit der Branche zur Umsetzung der in § 14a EnWG (Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung) enthaltenen Verordnungsermächtigung.

➤ **BDEW-Forderung:**

Um Netzbetreiber in die Lage zu versetzen, netzdienliche Flexibilität zur Erbringung von Systemdienstleistungen aktiv zu nutzen, muss neben den technischen Voraussetzungen ein rechtlicher Rahmen geschaffen werden, der dies zulässt und entsprechende Entwicklungen fördert. Hierbei sollte ein möglichst marktwirtschaftlicher Mechanismus etabliert werden, der sowohl die regionale Netztopologie als auch die Flexibilität der Nachfrageseite einbezieht. Bereits begonnene Pilotprojekte zum Einsatz netzdienlicher Flexibilität sollten gefördert, ihre Praxistauglichkeit überprüft und weiterentwickelt werden. Dabei sollte ein Transfer der Erkenntnisse in den Regelungsrahmen sichergestellt werden. Zudem sollte für die Netzbetreiber eine unverzügliche Berücksichtigung der Kosten von netzdienlichem Flexibilitätseinsatz vorgesehen werden.

Bei der Umsetzung der europäischen Vorgaben muss die Verfügbarkeit von netzsicherheitsrelevanten Systemdienstleistungen für Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit in jedem Fall gewährleistet sein.

Der BDEW spricht sich insofern für ein differenzierendes Vorgehen aus:

- Wo die Voraussetzungen gegeben sind, sollte der Rahmen für marktbaserte Lösungen etabliert werden. Der Begriff „marktbaserte Lösungen“ umfasst dabei eine Vielzahl von unterschiedlichen Instrumenten und Mechanismen, denen gemein ist, dass sie Angebot und Nachfrage unter der Voraussetzung eines hinreichenden Wettbewerbs zusammenführen.

- Diese Instrumente und Mechanismen können beispielsweise Ausschreibungsverfahren, Auktionsmechanismen und daraus resultierende transparente bilaterale Verträge beinhalten. Unterschiedliche Marktformen können dabei für unterschiedliche Anwendungszwecke und Rahmenbedingungen unterschiedlich geeignet sein.
- Wo die technischen oder systemischen Voraussetzungen für eine marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen derzeit nicht gegeben sind, sollten regulatorische Instrumente geschaffen bzw. der derzeitige Status Quo vorerst aufrechterhalten werden. Dies gilt analog für den Fall perspektivisch mangelnder volkswirtschaftlicher Effizienz. So sprechen beispielsweise derzeit in der Niederspannungsebene viele sowohl technische als auch wirtschaftliche Argumente für einen regulatorischen Ansatz, da der Aufwand, die Niederspannung in ein marktbares System zu fassen, den Nutzen für das System übertreffen dürfte.

Feststellungen der Bundesnetzagentur, dass die nötigen Voraussetzungen einer Beschaffung auf Basis marktgestützter Verfahren nicht vorliegen, sollten hinsichtlich ihrer Begründung transparent gemacht werden. Dabei ist auch auf die drei in Art. 32 genannten Gründe – fehlende wirtschaftliche Effizienz, Gefahr einer schweren Marktverzerrung oder Verstärkung der Netzengpassproblematik – einzugehen. Um technischen Entwicklungen und regulatorischen Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen, sollte die Bundesnetzagentur dies in regelmäßigen Turnus neu evaluieren.

Wichtig ist dabei, dass angestrebte Lösungen stets entwicklungsoffen angelegt werden, so dass marktbares Lösungen oder Teillösungen perspektivisch nicht ausgeschlossen werden. Der BDEW unterstützt das BMWi, zeitnah Lösungen für eine netzdienliche Flexibilität in der Niederspannung zu etablieren und den Rahmen für perspektivische, marktbares Lösungen zu erarbeiten.

Unabhängig von der Ausgestaltung eines Flexibilitätsmechanismus wäre es wünschenswert, national möglichst einheitliche Prozesse und Standards zu etablieren.

### **Begründung:**

Aus Sicht des BDEW ist die Nutzung von Flexibilitätsprodukten für Systemdienstleistungen grundsätzlich vor dem Hintergrund volkswirtschaftlicher Effizienz zu bewerten. Wo technisch und anwendungsbedingt möglich, können beispielsweise überregionale bzw. europäische Handelsplattformen eine Grundlage für liquide Märkte bieten. Der BDEW befürwortet das umfassende Wirken von Marktmechanismen unter Einbeziehung aller Flexibilitätsoptionen.

Sofern auf Basis des wettbewerblich-marktlichen Ansatzes zum betreffenden Entscheidungszeitpunkt keine geeigneten marktlichen Lösungen zur Verfügung stehen, ist nach Auffassung des BDEW zur Sicherstellung der Aufgaben der Netzbetreiber zwingend der Rückgriff auf ein nicht-marktliches Instrument im regulierten Geschäft des Netzbetreibers erforderlich.

Die Umsetzung der Richtlinie sollte den Interessen aller Systemteilnehmer einschließlich des Endkunden angemessen Rechnung tragen und einen Beitrag zur sicheren, nachhaltigen und kosteneffizienten Energieversorgung leisten.

## 8. Markttest Speicher (Art. 36 / 54 BMRL)

### Aufgabenstellung

Art. 36 und 54 BMRL regeln u. a., unter welchen Bedingungen Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber über eine Ausnahmegenehmigung Eigentum an Energiespeicheranlagen erwerben und diese errichten, verwalten oder betreiben dürfen. Beide Vorschriften gehen davon aus, dass Netzbetreiber kein Eigentum an Energiespeicheranlagen erwerben und diese errichten, verwalten oder betreiben. Leitbild der Richtlinie ist die Bereitstellung der erforderlichen Leistung durch den Markt. Hiervon ausgenommen sind

- vollständig integrierte Netzkomponenten („FINC“) und
- Vorhaben, bei denen ein vorgeschaltetes Ausschreibungsverfahren negativ verlaufen ist.

Erst, wenn das Ausschreibungsverfahren negativ ist, darf der Netzbetreiber weitere Aktivität entfalten und insbesondere in Energiespeicher investieren.

### ➤ BDEW-Vorschlag:

Um die Umsetzung in deutsches Recht zu erleichtern und zu beschleunigen, hat der BDEW einen Prozessleitfaden (**Anlage 2**) erarbeitet und mit Erläuterungen (**Anlage 3**) unterlegt. Voran gegangen ist ein ausführlicher Diskussionsprozess, an dem sich die direkt und indirekt betroffenen Wertschöpfungsstufen beteiligt haben.

- Dem eigentlichen Verfahren stellt der Prozessleitfaden einen regelmäßigen unverbindlichen (technischen) Austausch zu innovativen Konzepten voran. Das Verfahren ist so ausgestaltet, dass der Lösungsraum nicht auf die Errichtung von Energiespeicheranlagen verengt wird, sondern alternative Lösungskonzepte zulässt.
- Die Binnenmarktrichtlinie gibt dem Netzbetreiber das Recht, eine vom Markt bereitgestellte Energiespeicherlösung vollständig für eigene Zwecke zu reservieren. Allerdings kann es für alle Parteien aus ökonomischen Gründen deutlich günstiger sein, dass der Marktteilnehmer mit der Energiespeicherlösung mehrere Dienstleistungen anbietet und am Markt einsetzen kann („multi-use“), solange die dem Netzbetreiber vertraglich zugesicherte Mindestverfügbarkeit dadurch nicht beeinträchtigt wird. Prozessleitfaden und Erläuterungen lassen diese Variante ausdrücklich zu. Der Teil der Energiespeicheranlage, dessen Nutzung dem Netzbetreiber nicht exklusiv zugesichert wird und dessen Errichtungskosten folglich nicht durch Beiträge der Netzbetreiber gedeckt wird, sollte frei am Markt eingesetzt werden dürfen.
- Insbesondere im Verteilernetz steht zu erwarten, dass eine Vielzahl gleichgelagerter Fälle zur Entscheidung ansteht. Aus Gründen der Verfahrensökonomie sollte es dem Netzbetreiber möglich sein, Ausschreibungen gebündelt für eine definierte Anzahl von Fällen innerhalb eines ebenfalls definierten Zeitraums zu beantragen.
- Prozessleitfaden und Erläuterungen zeigen mögliche Varianten des Zusammenspiels von Vergabe- und Energierecht auf. Ab einem gewissen Volumen muss die Vergabe von Bauleistungen durch Netzbetreiber in der Regel gem. Vergaberecht (§§ 94 ff. GWB) ausgeschrieben werden. Möchte der Netzbetreiber statt einer Anlage eine Dienstleistung

vergeben, so ist auch diese ggf. nach Vergaberecht auszuschreiben. Die Ausschreibungen gemäß Binnenmarktrichtlinie und gemäß Vergaberecht weisen funktionale Gemeinsamkeiten, aber auch große Unterschiede auf. Bei der Auswahl der verschiedenen Verfahrensoptionen sollte der Netzbetreiber als Antragsteller frei sein.

#### **Begründung:**

Ziel des Prozessleitfadens ist es, einen zügigen und rechtssicheren Verfahrensablauf zu ermöglichen. Damit die Innovationspotenziale des Verteilnetzes gehoben werden können, ist es wichtig, der Praxis den von der Binnenmarktrichtlinie vorgesehenen Markttest zügig an die Hand zu geben. Es wäre daher erfreulich, wenn die BNetzA den Vorschlag des BDEW zum Ausgangspunkt einer Konsultation machen könnte.

Frühzeitig sollte die Möglichkeit massentauglicher Verfahren bedacht werden. Derzeit erscheint es allerdings noch zu früh, um konkrete Anwendungsfälle für solche gebündelten Verfahren und die hierbei zu beachtenden Parameter zu benennen. Diese werden sich aus der künftigen Verfahrenspraxis entwickeln. Netzbetreiber sollten zudem in die Lage versetzt werden, Musterfälle mit einer generalisierungsfähigen Problembeschreibung zur Genehmigung zu stellen. Entsprechende Antragsformblätter könnten gemeinsam mit den Behörden zur weiteren Standardisierung entwickelt werden. Ebenso könnte ein Katalog von Prüfkriterien für die Regulierungsbehörden zu einer einheitlichen Prüfung im Bundesgebiet beitragen.

## **9. Schaffung der Rahmenbedingungen zum Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft**

### **Aufgabenstellung**

Für Wasserstoff sind im Zusammenhang mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) insbesondere deren Art. 25 – 27 von Bedeutung, die die Einbeziehung Erneuerbarer Energien im Verkehrssektor regeln. Die RED II eröffnet zudem die Möglichkeit, ein EU-weites Nachweissystem für die grüne Eigenschaft von Gasen zu installieren. Sie sieht zwei Formen von Nachweisen für gasförmige Energieträger vor: Nachhaltigkeitsnachweise (Sustainable Certificates), welche strenge Qualitätsanforderungen an die Herstellung und Treibhausgasinsparung von erneuerbaren gasförmigen Energieträgern stellen (Art. 26 ff.), sowie Herkunfts nachweise (HKN) gemäß Art. 19, welche der Kennzeichnung von Gasqualitäten gegenüber dem Endkunden dienen sollen.

Gesetzliche Regelungen hinsichtlich der verpflichtenden Einführung von HKN für gasförmige Energieträger existieren im Gegensatz zum Strombereich bisher nicht. Für gasförmige Energieträger werden Herkunfts nachweise bisher auf freiwilliger Basis ausgestellt.

#### ➤ **BDEW-Vorschlag:**

Damit sich Unternehmen baldmöglichst mit Pilotprojekten und Investitionen in die Erzeugung und Nutzung von Wasserstoff zur Dekarbonisierung engagieren, ist eine schnelle nationale

Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung Erneuerbarer Energien (RED II) in nationales Recht geboten. Der Umsetzungsprozess sollte deshalb so früh wie möglich aufgesetzt werden. Für den Hochlauf der Wasserstofferzeugung aus Elektrolyse müssen die Anrechnungsvoraussetzungen als „grüner Wasserstoff“ der 37. BImSchV für netzgekoppelte Anlagen zügig unter Berücksichtigung der neuen Anforderungen der RED II fortgeschrieben werden, um den Betreibern Planungssicherheit zu verschaffen. Der BDEW hat hierzu kürzlich Eckpunkte vorgelegt<sup>5</sup>.

Der BDEW spricht sich für ein einfaches, einheitlich europäisches und transparentes System für Herkunfts nachweise (HKN) im Gas aus. Dieses soll auch unterstützend für den grenzüberschreitenden Handel von grünen Gasen dienen.

Eine EU-weite Klassifizierung (Terminologie) stellt die Grundlage für einen einheitlichen europäischen Markt für HKN Gas dar. Eine solche einheitliche Klassifizierung sollte sowohl erneuerbare als auch dekarbonisierte Gase beinhalten.

Weiterhin bedarf es regulatorischer und ordnungspolitischer Anpassungen im deutschen und europäischen Recht, um eine Weiterentwicklung des Marktes für eine europäische Wasserstoffwirtschaft zu ermöglichen. Teilweise widersprechen bestehende Definitionen (z. B. im EnWG) dem Ziel eines Markthochlaufs. Der BDEW wird zeitnah entsprechende Vorschläge für eine Weiterentwicklung unterbreiten.

### **Begründung:**

Für die Entstehung eines liquiden europäischen Marktes für HKN ist die Anwendung des Prinzips „book & claim“ essenziell. Ohne dieses Prinzips ist die Commodity nur zusammen mit dem Nachweis handelbar. Dies würde für national abgegrenzte Gasmärkte sorgen, die zusätzlich noch in zwei Untermärkte für konventionelle Gase und erneuerbare/dekarbonisierte Gase getrennt wären. Ein liquider Handel wäre damit nicht erreichbar.

---

<sup>5</sup> BDEW-Stellungnahme: „Zehn Eckpunkte des BDEW für die Umsetzung der RED II im Verkehrssektor“, Berlin, 25. März 2020

**Ansprechpartner:**

Dr. Stephan Krieger  
Telefon: +49 30 300199-1060  
[stephan.krieger@bdew.de](mailto:stephan.krieger@bdew.de)

Geertje Stolzenburg  
Telefon: +49 30 300199-1513  
[geertje.stolzenburg@bdew.de](mailto:geertje.stolzenburg@bdew.de)

## **Anlage 1**

### **zur BDEW-Stellungnahme: EU-Winterpaket: Umsetzungsbedarf in Sachen Strommarktdesign**

**1.**

#### **Änderung im EEG 2017**

##### **§ 15 Härtefallregelung**

„(1) Wird die Einspeisung von Strom aus einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Absatz 1 reduziert, muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die von der Maßnahme betroffenen Betreiber abweichend von § 13 Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes für ~~95 Prozent der~~ die entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen entschädigen. Übersteigen ~~die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr~~ 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, ~~sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen.~~ Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 14 liegt, muss dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die Kosten für die Entschädigung ersetzen.“

**2.**

#### **Änderung im EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung – NABEG 2.0, BT-Drucksache 19/7375)**

##### **§ 13a Erzeugungsanpassung und ihr bilanzieller und finanzieller Ausgleich**

„[...]

(2) Eine nach Absatz 1 Satz 1 vorgenommene Anpassung ist zwischen dem Betreiber des Übertragungsnetzes und dem Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie angemessen finanziell auszugleichen. Der finanzielle Ausgleich ist angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Ein angemessener finanzieller Ausgleich nach Satz 1 umfasst folgende Bestandteile, wenn und soweit diese durch die jeweilige Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungs- erzeugung oder des Wirkleistungsbezugs auf Anforderung des Betreibers eines Übertragungsnetzes verursacht worden sind:

1. die notwendigen Auslagen für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung (Erzeugungsauslagen) oder des Bezugs,
2. den Werteverbrauch der Anlage für die tatsächlichen Anpassungen der Erzeugung oder des Bezugs (anteiligen Werteverbrauch),

3. die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten, wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen,
4. die notwendigen Auslagen für die Herstellung der Betriebsbereitschaft nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 oder die Verschiebung einer geplanten Revision nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 und
5. im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ~~95 Prozent der die entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen. Ersparte Aufwendungen erstattet der Anlagenbetreiber an den zuständigen Betreiber eines Übertragungsnetzes. Übersteigen die entgangenen Einnahmen eines Anlagenbetreibers nach Satz 3 Nummer 5 in einem Jahr 1 Prozent seiner Einnahmen dieses Jahres, ist er ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen.~~ Abweichend von Satz 2 ist der bilanzielle Ausgleich nach Absatz 1a nicht anzurechnen, wenn der Strom nach § 59 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vermarkten ist.“

### 3.

#### **Inkrafttreten**

„Die Änderung nach Nummer 1 gilt als zum 1. Januar 2020 in Kraft getreten.

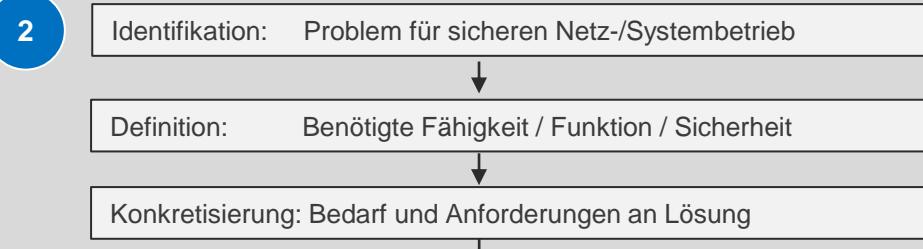
Die Änderung nach Nummer 2 tritt zum 1. Oktober 2021 in Kraft.“

# Prozessleitfaden

## Energiespeicheranlagen im Rahmen der Ausnahmegenehmigung (Logik: Binnenmarktrichtlinie Strom 2019)

Gemäß Art. 36 (1) bzw. Art. 54 (1) BMRL dürfen DSO/TSO nicht Eigentümer von Speichern sein oder Speicher besitzen, entwickeln und betreiben. Ausnahme bei grundsätzlicher Gestattung durch Mitgliedsstaat: vollständig integrierte Netzkomponenten (FINC) bzw. nach negativem Markttest

### TSO/DSO intern

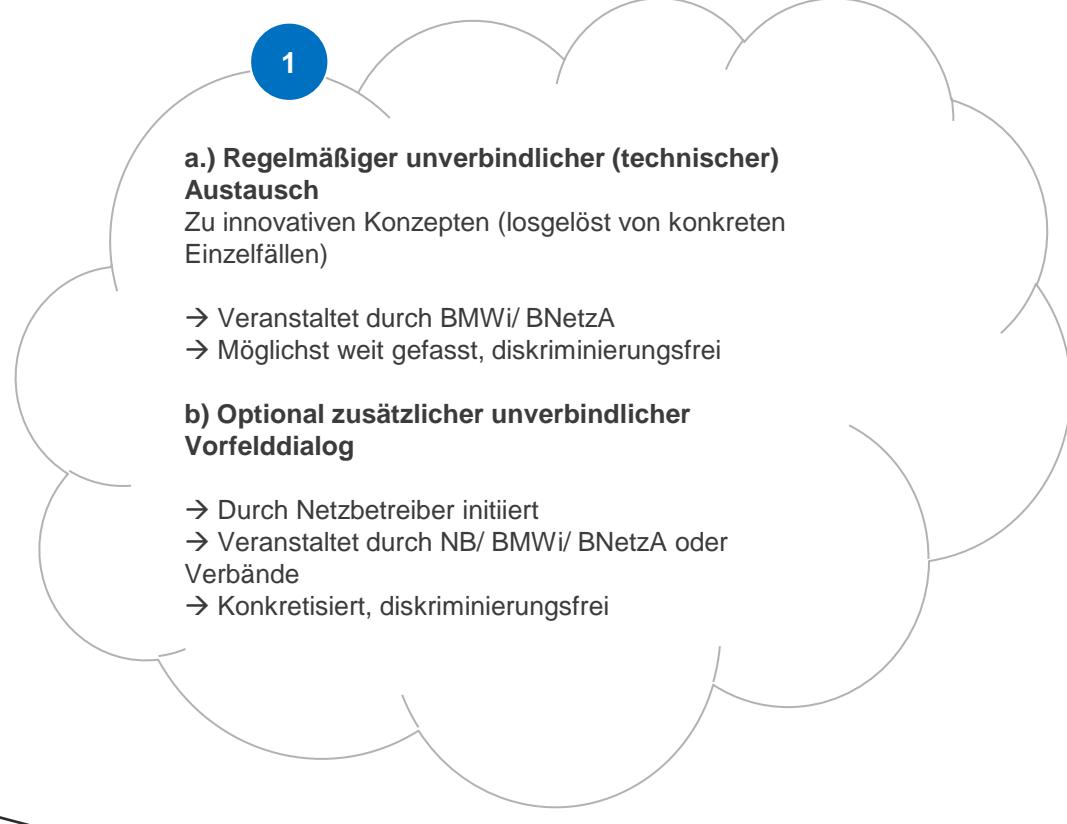


Antrag NB als FINC

**Genehmigungsverfahren FINC**  
ÜNB/NB begründet die Notwendigkeit einer Netzkomponente anhand eines konkreten Einsatzzweckes/ notwendiger technischer Parameter

nein  
Genehmigung RegB ?  
ja

Eigentum, Errichtung, Verwaltung oder Betrieb des FINC durch Netzbetreiber



Ausschreibung

Ggf. Ausschreibung einer Dienstleistung

**TSO/DSO interne Prüfung der Notwendigkeit eines Speichers / Alternativen zum Speicher (technologienutral)**

TSO/DSO (intern)  
2 Identifikation: Problem für sicheren Netz-/Systembetrieb  
3 Definition: Benötigte Fähigkeit / Funktion / Sicherheit  
4 Konkretisierung: Bedarf und Anforderungen an Lösung

**Problembeschreibung**  
→ NB beschreibt erforderliche Charakteristika:

- Risiko für System-/ Netzsicherheit
- Einsatzzweck
- Techn. Rahmendaten
- Dimensionierung
- Angaben zur Laufzeit
- Angaben zu möglichen Anlagestandorten
- Zeitlicher Rahmen
- ...

6 1. Notwendigkeit der Anlage?  
Prüfung durch RegB \*

nein

ja

7 **Vorbereitung Ausschreibungsverfahren**  
(NB konkretisiert unter Punkt 5 genannte Charakteristika)

8 2. Genehmigungsfähigkeit der Ausschreibungsbedingungen / Musterausschreibung? Festlegung Leitlinien?  
Prüfung durch RegB

nein

Optional: Anpassung des Antrags.

9 **Ausschreibungsverfahren im Sinne der Art. 36/54**  
Eigentliche Ausschreibung für Speicher, Durchführung durch NB  
(Kann u.U. direkt als Vergabeverfahren nach §§ 97 ff. GWB durchgeführt werden)

Marktl. Lösung existiert

Marktl. Lösung existiert nicht

10 3. RegB prüft Ergebnis der Ausschreibung bzw. des Vergabeverfahrens: Entscheidung über Genehmigung der Ausnahme nach Art. 54/36 Abs. 2

Eigentum, Errichtung, Verwaltung oder Betrieb durch Netzbetreiber

Wiederkehrende öffentliche Konsultation der RegB

\* kann der Bedarf auch durch eine (neue) Systemdienstleistung gedeckt werden?

### Art. 2 (51) BMRL

- Bspw.: Kondensatoren, Schwungradspeicher
- Einsatz zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs
- Kein Einsatz zum Systemausgleich/ Engpassmanagement
- Kein Markttest

### Art. 36 / 54 BMRL

- Wenn Alternativen vorliegen, dürfte die Anlage nicht erforderlich sein i.S.v. Art. 36 (2b) bzw. Art. 54 (2b) BMRL
- Nach Art. 36 (2b) müssen Speicher *notwendig* sein für einen leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Verteilernetze

### DSO: Art. 32 (1) BMRL

- Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistung einschließlich Engpassmanagement (dezentrale Erzeugung, Speicher, DSM) im Verteilnetz zur kosteneffizienten Reduktion von Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes bzw. Unterstützung eines effizienten und sicheren Netzbetriebs in einem marktgestützten Verfahren

# Erläuterung Prozessleitfaden

Berlin, 9. Dezember 2019

## Vorbemerkung

Die neugefasste Strombinnenmarktrichtlinie 2019<sup>1</sup> (BMRL) weist die Aufgabe der Errichtung und des Betriebs von Energiespeicheranlagen grundsätzlich dem Markt zu. Vor Durchführung des in diesem Papier beschriebenen Prozesses wird der Netzbetreiber versuchen, Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen gemäß Artikel 31, 32 und Artikel 40 BMRL marktlich zu beschaffen.

Artikel 36 und 54 der BMRL regeln, unter welchen Bedingungen Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreiber Eigentum an Energiespeicheranlagen erwerben und diese errichten, verwalten oder betreiben dürfen. Die Richtlinie verbietet den Netzbetreibern die genannten Aktivitäten und die damit in Verbindung stehenden Investitionen grundsätzlich. Hiervon ausgenommen sind:

- Vollständig integrierte Netzkomponenten („FINC“) und
- Vorhaben, bei denen ein vorgeschaltetes Ausschreibungsverfahren („Markttest“) negativ verlaufen ist. Erst, wenn das Ausschreibungsverfahren negativ ist, darf der Netzbetreiber die o. g. weitere Aktivität entfalten und insbesondere in Energiespeicher investieren.

Außerhalb dieser Ausnahme beschafft sich der Netzbetreiber die entsprechenden Leistungen am Markt. Für diesen Prozess sehen die Artikel 36 und 54 BMRL keine Regelungen vor.

Eine Energiespeicheranlage, die durch einen Netzbetreiber errichtet, verwaltet oder betrieben wird, darf durch ihn nicht am Markt eingesetzt werden.

Die Binnenmarktrichtlinie überlässt die Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens den Mitgliedstaaten. Um die nationale Umsetzung zu erleichtern und zu beschleunigen, hat der BDEW einen Prozessleitfaden erarbeitet und mit den vorliegenden Erläuterungen unterlegt. Vorangegangen ist ein ausführlicher Diskussionsprozess, an dem sich direkt und indirekt betroffene Wertschöpfungsstufen beteiligt haben.

Ziel des Prozessleitfadens ist es, einen zügigen und rechtssicheren Verfahrensablauf zu ermöglichen. Entsprechend ist der Prozessleitfaden als Vorschlag der Branche gegenüber den relevanten/durchführenden Ministerien und Behörden zu verstehen und soll als Diskussionsgrundlage herangezogen werden. Der BDEW erachtet eine Prüfung und ggf. Überarbeitung des Leitfadens nach einer zweijährigen Phase des Erfahrungsgewinns als sinnvoll.

Die Artikel 36 und 54 BMRL sind als Antragsverfahren ausgestaltet. Dementsprechend folgt die Prozessdarstellung der **Perspektive des Antragstellers**, also des VNB oder des ÜNB. Die Entscheidung über den Antrag liegt bei der zuständigen Regulierungsbehörde. Sie kann in jedem Verfahrensstadium ergänzende Auskünfte von Marktparteien einholen.

---

<sup>1</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. L 158/125 vom 19.06.2019

Insbesondere im Verteilernetz steht zu erwarten, dass eine Vielzahl gleichgelagerter Fälle zur Entscheidung ansteht. Aus Gründen der Verfahrensökonomie sollten Ausschreibungen gebündelt für eine definierte Anzahl von Fällen innerhalb eines ebenfalls definierten Zeitraums möglich sein. Auch könnten Netzbetreiber Musterfälle mit einer generalisierungsfähigen Problembeschreibung zur Genehmigung stellen (Musterausschreibung). Nach Ablauf des definierten Zeitraums müsste die Ausschreibung wiederholt werden.

Entsprechende Antragsformblätter könnten gemeinsam mit den Behörden zur weiteren Standardisierung entwickelt werden. Ebenso könnte ein Katalog von Prüfkriterien für die Regulierungsbehörden zu einer einheitlichen Prüfung im Bundesgebiet beitragen.

Ein vielfach diskutierter Anwendungsfall im Verteilernetzbereich ist beispielsweise die Errichtung temporärer mobiler Speicher, die bei einem sich abzeichnenden Netzengpass bspw. durch neue Anwendungen wie Elektromobilität die Zeit bis zum Ausbau des Netzes überbrücken können. Wenn sich ein multipler Bedarf an derartigen Speichern abzeichnet, erscheint ein individuelles Genehmigungsverfahren nicht massentauglich.

### **Begriff Energiespeicher**

Unter Energiespeicheranlagen ist folgendes zu verstehen:

***Art. 2 Nr. 59. „Energiespeicherung“***

*im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger.*

***Art. 2 Nr. 60. „Energiespeicheranlage“***

*im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.*

### **Ausschreibungsverfahren für Energiespeicheranlagen nach Art. 36/54 BMRL**

Die Artikel 36 und 54 BMRL beschreiben das Verfahren und die Voraussetzung für die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung. Die Richtlinie sieht in Artikel 36 und 54 zwei Modelle für die Genehmigung einer solchen Ausnahme vor:

Die Ausnahmegenehmigung kann sich auf den Betrieb der Energiespeicheranlage als FINC („fully integrated network component“ bzw. „vollständig integrierte Netzkomponente“) ohne Ausschreibungsverfahren oder nach erfolglosem Ausschreibungsverfahren als Energiespeicheranlage des Netzbetreibers beziehen. Beide sind in Artikel 36 und 54 BMRL erwähnt.

<p><b>Artikel 36 Eigentum von Verteilernetzbetreibern an Energiespeicheranlagen</b></p> <p>(1) Verteilernetzbetreibern wird es nicht gestattet, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben.</p> <p>(2) Abweichend von Absatz 1 können die Mitgliedstaaten den Verteilernetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen, wenn sie vollständig integrierte Netzkomponenten darstellen, zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, wenn die Regulierungsbehörde ihre Genehmigung erteilt hat, oder wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:</p> <p>[...]</p>	<p><b>Artikel 54 Eigentum von Übertragungsnetzbetreibern an Energiespeicheranlagen</b></p> <p>(1) Übertragungsnetzbetreiber dürfen nicht Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben.</p> <p>(2) Abweichend von Absatz 1 können die Mitgliedstaaten es den Übertragungsnetzbetreibern gestatten, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein bzw. diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, sofern es sich bei diesen Anlagen um vollständig integrierte Netzkomponenten handelt und die Regulierungsbehörde ihre Genehmigung erteilt hat, oder sofern alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:</p> <p>[...]</p>
---	--

### 1. a.) Regelmäßiger unverbindlicher (technischer) Austausch zu innovativen Konzepten

Es erscheint sinnvoll, dass das BMWi und/oder die BNetzA ggf. gemeinsam mit den Landesregulierungsbehörden regelmäßig Vertreter der Netzbetreiber und der Marktparteien einladen, die als mögliche Anbieter von Produkten und Leistungen in Betracht kommen, zur Diskussion aktueller und zukünftig antizipierter Netzsituationen sowie der möglichen Erörterung innovativer Netzausbau- und Netzführungskonzepte, die bspw. den Einsatz von Energiespeicheranlagen erforderlich machen könnten.

Ziele des Austausches, wie auch des Vorfelddialogs, sind die:

- Diskussion von volkswirtschaftlich effizienten Lösungsansätzen und Möglichkeiten zur Problembehebung
- Erörterung technischer und konzeptioneller Alternativen
- Beschreibung systemsicherheitsbedingter Anforderungen an Lösungsansätze
- Sicherstellung/Ermöglichung einer effizienten Vorbereitung des Ausschreibungsprozesses
- Schaffung von Transparenz

Die Teilnahme am Vorfelddialog ist freiwillig.

### **1. b.) Optional zusätzlicher unverbindlicher Vorfelddialog**

Einzelne Netzbetreiber oder die Verbände können darüber hinaus im Rahmen eines Vorfelddialogs konkrete Probleme für den sicheren Netz-/Systembetrieb adressieren. Ausgangspunkt kann dabei ein Einzelfall sein oder eine Vielzahl gleichgelagerter Fälle. Ein solcher Vorfelddialog kann von Netzbetreibern oder von Verbänden durchgeführt werden.

Sowohl die Teilnahme an dem unverbindlichen zusätzlichen Vorfelddialog als auch an dem regelmäßigen technischen Austausch ist optional und etwaige Ergebnisse sind nicht verbindlich.

### **2. Netzbetreiberinterne Problemidentifikation**

Wie oben dargestellt, wird ein Teil der netzbetreiberinternen Prüfung in Schritt 2 auch sein, ob sich das identifizierte Problem mit der Beschaffung von Flexibilitäts- und Systemdienstleistungen gemäß Artikel 31, 32 und Artikel 40 der Binnenmarktrichtlinie beheben lässt. Hier sollte der Lösungsraum nicht auf die Errichtung von Energiespeicheranlagen begrenzt sein, sondern technologieoffen auch alternative Ergebnisse zulassen. Dabei kann die Lösung des erkannten Problems ggf. auch in der Nutzung von Bestandsanlagen liegen. Voraussetzung für die Ausnahmegenehmigung für Netzbetreiber ist nach Art. 36, 54 Abs. 2 lit. a) unter anderem, dass die Errichtung einer Energiespeicheranlage notwendig ist. Nur dann kann die Regulierungsbehörde im Ergebnis eine Ausnahmegenehmigung erteilen und der Netzbetreiber unabhängig vom gewählten Verfahren die Kosten im Rahmen der Netzentgelte berücksichtigen.

Im zweiten Prozessschritt wird der Netzbetreiber daher:

- das konkrete Problem für den sicheren Netz- oder Systembetrieb identifizieren,
- eine entsprechend benötigte Fähigkeit oder Funktion zur Problemlösung definieren und
- daraus einen konkreten Bedarf bzw. Anforderungen an eine technische oder funktionale Lösung ableiten.

Ggf. identifiziert der Netzbetreiber eine Klasse von wiederkehrenden Verwendungszwecken.

### **3. Entscheidung durch den Netzbetreiber ob Speicher und über Verfahren**

Wenn nach erfolgter netzbetreiberinterner Prüfung in Schritt 2 die Errichtung einer Energiespeicheranlage als die am besten geeignete Lösungsmöglichkeit für das vom Netzbetreiber identifizierte Problem erachtet wird, stehen verschiedene Möglichkeiten offen.

Grundsätzlich sind Netzbetreiber verpflichtet, entsprechende Dienstleistungen am Markt zu beschaffen. Je nach beschaffter Dienstleistung oder beschafftem Produkt sind die vergaberechtlichen Vorgaben einzuhalten.

Die Richtlinie sieht in Artikel 36 und 54 BMRL aber auch die Möglichkeit vor, dass Netzbetreiber diese Aufgaben auf der Grundlage einer Ausnahmegenehmigung selbst übernehmen. In Abhängigkeit des Einsatzbereiches müssen folgende Optionen geprüft werden:

- Beantragung auf Genehmigung eines FINC (Schritt 4) oder

- Realisierung des Vorhabens im Wege des Ausschreibungsverfahrens nach Art. 36/54 BMRL (Schritt 5).

In beiden Fällen handelt es sich um Antragsverfahren. Das heißt, der Netzbetreiber entscheidet, welches der beiden Verfahren er wählt. Über den Antrag, einschließlich der Frage, ob es sich um einen FINC handelt oder nicht, entscheidet die zuständige Behörde auf Basis des Art. 2 Nr. 51 BMRL. Sollten die entsprechenden Voraussetzungen für die Ausnahmegenehmigung nicht vorliegen, wird die zuständige Regulierungsbehörde den Antrag ablehnen.

#### 4. Genehmigungsverfahren FINC

##### **Art. 2 Nr. 51 BMRL „vollständig integrierte Netzkomponenten“**

*Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen.*

Der in Art. 2 Nr. 51 BMRL verwandte Begriff des Systemausgleichs wird in **Art. 2 Nr. 10 BMRL** definiert:

##### **Art. 2 Nr. 10 BMRL „Systemausgleich“**

*bezeichnet alle Handlungen und Verfahren über alle Zeiträume hinweg, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber kontinuierlich dafür sorgen, dass die Netzfrequenz in einem vorbestimmten Stabilitätsbereich bleibt und die Menge der für die erforderliche Qualität benötigten Reserven eingehalten wird.*

Zwar wird der Begriff „Engpassmanagement“ weder in der Binnenmarktrichtlinie, noch in der Binnenmarktverordnung definiert, wohl aber der Begriff „Engpass“:

##### **Art. 2 Nr. 4 BMVO „Engpass“**

*bezeichnet eine Situation, in der nicht allen Ersuchen von Marktteilnehmern auf Handel zwischen Netzbereichen nachgekommen werden kann, weil sie erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in Netzelementen hätten, die diese Stromflüsse nicht bewältigen können.*

Aus dieser allgemeinen Formulierung und aus dem weiteren Kontext lässt sich entnehmen, dass der Begriff „Engpass“ weder auf Grenzkuppelstellen, noch auf Übertragungsnetze beschränkt ist.

Weitere Anhaltspunkte für die Auslegung des Begriffs „Vollständig integrierte Netzkomponente“ liefert der 2. Satz des Erwägungsgrunds 63 der BMRL:

##### **Erwägungsgrund (63) Satz 2 BMRL**

*[...] Zu den derart vollständig integrierten Netzkomponenten können Kondensatoren oder Schwungräder zählen, die in erheblichem Maße der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes dienen bzw. dazu beitragen können, die Synchronisierung unterschiedlicher Teile des Systems zu ermöglichen.*

Entscheidet sich der Netzbetreiber, eine Ausnahmegenehmigung für die Energiespeicheranlage als FINC zu beantragen, ist die Durchführung einer Ausschreibung nach Art. 36/54 BMRL nicht notwendig. Den Antrag hat der Netzbetreiber entsprechend zu begründen. So muss sich aus dem Antrag ergeben, dass die Energiespeicheranlage nach Art. 2 Nr. 51 BMRL

- vollständig in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert ist,
- ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und
- nicht dem Systemausgleich (siehe **Art. 2 Nr. 10 BMRL**) oder dem Engpassmanagement (siehe **Art. 2 Nr. 4 BMVO**) dient.

Daher sollten sich aus Sicht des BDEW zweckmäßigerweise u. a. folgende Punkte aus dem Antrag ergeben:

- welchem Einsatzzweck die Energiespeicheranlage dienen soll
- welche Fähigkeiten der Netzbetreiber benötigt (bspw. Spannungshaltung)
- die vorläufige Spezifikation der Energiespeicheranlage (bspw. Reaktionsfähigkeit, Verfügbarkeiten)
- Angaben zur erwarteten Einsatzhäufigkeit bzw. Einsatzdauer
- die vorläufige Dimensionierung der Energiespeicheranlage (bspw. Leistung)
- Laufzeit der Anlage
- mögliche Anlagenstandorte (bspw. räumliche Nähe zu bestimmten Netzknoten/Umspannwerken)

Die zuständige Regulierungsbehörde prüft den Antrag auf Genehmigung (§ 29 EnWG). Dabei gelten grundsätzlich die Verfahrensregelungen nach § 66 ff. EnWG und des VwVfG für das Verfahren und die Beteiligung. Aus diesen Regeln folgt, dass bei entsprechenden Verfahren die Beteiligten angehört werden.

Hat die Regulierungsbehörde Zweifel daran, dass die Energiespeicheranlage als FINC genehmigt werden kann, ist sie berechtigt, weitere Nachweise zu verlangen.

Gelangt die Regulierungsbehörde zu dem Schluss, dass es sich bei der Anlage um einen FINC handelt, erteilt sie die Genehmigung nach Artikel 36 Abs. 2 bzw. Artikel 54 Abs. 2. In der BMRL finden sich keine Regelungen über die etwaige Vergabe der Errichtung sowie die Kostenanerkennung. Daher erfolgt diese Entscheidung in einem gesonderten Verfahren.

Gelangt sie allerdings zu dem Schluss, dass es sich um eine Energiespeicheranlage handelt, die nicht als FINC genehmigungsfähig ist, so wird sie den Antrag auf Ausnahmegenehmigung ablehnen. Um das in Schritt 2 identifizierte Problem zu lösen, kann der Netzbetreiber auch nach der Ablehnung seines Antrags zur Genehmigung eines FINC eine marktliche Lösung anstreben oder unter Umständen den Weg zur Errichtung der Energiespeicheranlage über eine Ausschreibung nach Artikel 36 oder 54 BMRL beschreiten (Schritt 5 ff.).

## 5. TSO-/DSO-interne Prüfung der Notwendigkeit eines Speichers/Alternativen zum Speicher

Hat ein Netzbetreiber sich in Schritt 3 anhand der in der BMRL vorliegenden Kriterien dazu entschieden, zur Erfüllung der in Schritt 2 definierten Funktion zu beantragen, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein bzw. diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben und diese nicht als FINC zu beantragen, muss im nächsten Schritt ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren nach Art. 36/54 BMRL durchgeführt werden. Die Anlage muss außerdem notwendig sein, damit der Netzbetreiber seinen Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs erfüllen kann. Beides ist nach folgenden Vorgaben durch die zuständige Regulierungsbehörde zu genehmigen.

Vor dem Hintergrund der Notwendigkeitsprüfung kann ein unverbindlicher Austausch zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern, in dem die Marktteilnehmer potentielle Lösungen zu bestimmten Problemstellungen vorstellen, hilfreich sein. Dies kann im Rahmen des unverbindlichen Austauschs in Schritt 1 a.) wie auch des Vorfelddialogs in Schritt 1 b.) erfolgen.

Der Netzbetreiber prüft Alternativen, die der Notwendigkeit entgegenstehen könnten. Diese Prüfung umfasst, ob

- die Beschaffung von Flexibilitäten gemäß Artikel 32 BMRL im Markt ausreichend ist (gilt nur für VNB),
- Dritte vorhandene oder zu errichtende Energiespeicheranlagen für den Netzbetreiber verwalten oder betreiben können und
- die geplante Energiespeicheranlage exklusiv für den Netzbetrieb zur Verfügung stehen muss.

## 6. Notwendigkeit der Anlage – Prüfung durch Regulierungsbehörde

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens durch die Regulierungsbehörde bzgl. der Notwendigkeit des Baus einer Energiespeicheranlage gemäß Art. 36/54 BMRL für den Netzbetrieb prüft sie technologieoffen, ob Alternativen in Betracht kommen oder ob es ausreichend ist, auf im Markt vorhandene oder entstehende Anlagen durch die Ausschreibung einer Dienstleistung zurückzugreifen.

Auch wenn der Netzbetreiber sich bereits entschieden hat, die Anlage oder bestimmte Funktionen im Markt zu beschaffen, bedarf es einer Notwendigkeitsprüfung durch die Regulierungsbehörde. Der Wortlaut der Richtlinie würde die Prüfung der Notwendigkeit auch in einem späteren Schritt (bspw. im Rahmen der Entscheidung über die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung) zulassen. Allerdings würde in diesen Fällen das Risiko bestehen, dass sich das Vorhaben unabhängig vom gewählten Verfahren (Ausschreibung nach Art. 36/54 BMRL oder Vergabeverfahren) nicht realisieren ließe, weil die Regulierungsbehörde das Vorhaben nicht für notwendig hält. In einem solchen Fall hätten sowohl der Netzbetreiber als auch die Marktteilnehmern erheblichen finanziellen und zeitlichen Aufwand vergeblich investiert.

Der Netzbetreiber ist grundsätzlich Herr des Antragsverfahrens. Er bestimmt über Inhalt und Umfang des Antrags. Er hat das Recht, sich einen exklusiven Zugriff auf die Anlage sicherzustellen. Es kann aber aus ökonomischen Gründen sinnvoll sein, eine vom Markt bereitgestellte Energiespeicherlösung nicht nur für Netzdienstleistungen vollständig zu reservieren. Für alle Parteien kann es deutlich günstiger sein, dass der Marktteilnehmer mit der Energiespeicherlösung mehrere Dienstleistungen anbietet und am Markt einsetzen kann („multi-use“), so lange die dem Netzbetreiber vertraglich zugesicherte Mindestverfügbarkeit dadurch nicht beeinträchtigt wird.

Für den Fall, dass Errichtungskosten der Energiespeicheranlage bzw. ein Teil der Errichtungskosten vom Netzbetreiber getragen und der Marktteilnehmer den Zuschlag erhält, darf dieser Teil der Energiespeicheranlage nicht am Markt aktiv werden. Dies umfasst sowohl den Zeitraum, in dem der für diese Entscheidung relevante Markttest stattgefunden hat, als auch den Zeitraum, der darüber hinausgeht.

Der Teil der Energiespeicheranlage, an dem der Netzbetreiber an den Errichtungskosten nicht beteiligt ist, darf frei am Markt eingesetzt werden.

Der Netzbetreiber kann den Antrag zurücknehmen oder ändern. Die Regulierungsbehörde prüft den vorgelegten Antrag und entscheidet, ob er genehmigt wird. Auch hier gelten die unter Schritt 4 dargestellten Aussagen zum Verfahren vor der Regulierungsbehörde nach §§ 65 ff. EnWG. Für die Notwendigkeitsprüfung sind die folgenden Regelungen ausschlaggebend:

<b>Artikel 36 Eigentum von Verteiler- netzbetreibern an Energiespeicheranla- gen</b>	<b>Artikel 54 Eigentum von Übertra- gungsnetzbetreibern an Ener- giespeicheranlagen</b>
<p>[...]</p> <p>(2) Abweichend von Absatz 1 [...] wenn alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:</p> <p>a) Anderen Parteien wurde nach Durchführung eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf, nicht das Recht gewährt, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen weder zu angemessenen Kosten noch rechtzeitig erbringen.</p> <p>b) Solche Anlagen sind notwendig, damit Verteilernetzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung eines leis-</p>	<p>[...]</p> <p>(2) Abweichend von Absatz 1 [...] sofern alle folgenden Bedingungen erfüllt sind:</p> <p>a) Anderen Parteien, die ein offenes, transparentes und diskriminierungsfreies Ausschreibungsverfahren durchlaufen haben, das der Überprüfung und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde bedarf wurde nicht das Recht gewährt, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, oder sie konnten diese Leistungen nicht zu angemessenen Kosten und nicht rechtzeitig erbringen.</p> <p>b) Solche Anlagen oder nicht frequenzbezogene Systemdienstleistungen sind notwendig, damit Übertragungsnetzbetreiber ihre Verpflichtungen im Rahmen dieser Richtlinie zur Aufrechterhaltung</p>

<p>tungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Verteilernetze erfüllen können, und die Anlagen werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.</p> <p>c) Die Regulierungsbehörde hat geprüft, ob eine solche Ausnahme notwendig ist, eine Bewertung des Ausschreibungsverfahrens einschließlich seiner Bedingungen vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt. Die Regulierungsbehörden können Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln ausarbeiten, um den Verteilernetzbetreibern dabei zu helfen, für ein faires Ausschreibungsverfahren zu sorgen.</p> <p>[...]</p>	<p>eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Betriebs der Übertragungsnetze erfüllen, und solche Anlagen und Dienste werden nicht verwendet, um Elektrizität auf Strommärkten zu kaufen oder zu verkaufen.</p> <p>c) Die Regulierungsbehörde hat geprüft, ob eine solche Ausnahme notwendig ist, eine Ex-ante-Überprüfung der Anwendbarkeit eines Ausschreibungsverfahrens einschließlich der Bedingungen vorgenommen und ihre Genehmigung erteilt. Die Regulierungsbehörden können Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln ausarbeiten, um den Übertragungsnetzbetreibern dabei zu helfen, für ein faires Ausschreibungsverfahren zu sorgen.</p> <p>[...]</p>
--	---

Im Rahmen der Prüfung der Notwendigkeit sollten u. a. die nachfolgenden Punkte berücksichtigt werden:

- Welchem Einsatzzweck soll die Energiespeicheranlage dienen?
- Welche Fähigkeiten benötigt der Netzbetreiber (bspw. Spannungshaltung)?
- Die vorläufige Spezifikation/die technischen Rahmendaten der Energiespeicheranlage (bspw. Reaktionsfähigkeit, Verfügbarkeiten)
- Angaben zum erwarteten Einsatz (bspw. Häufigkeit, Einsatzdauer, Laufzeit insgesamt, stationärer oder mobiler Einsatz)
- Die vorläufige (Mindest-)Dimensionierung der Energiespeicheranlage (bspw. Leistung)
- Angaben zu möglichen Anlagestandorten (bspw. Räumliche Nähe zu bestimmten Netz-knoten/Umspannwerken).

Bei ihrer Entscheidung sollte die Behörde berücksichtigen in welcher Zeit die Anlage errichtet werden müsste, um den Bedarf zu decken, zu welchen Kosten dies erfolgen kann und ob vergleichbare Alternativen zur Erfüllung des Bedarfs bestehen. Dabei ist zwischen den Kosten zu unterscheiden, die für die Notwendigkeit der Anlage maßgeblich sind und den Kosten, die im Rahmen der Ausnahmegenehmigung nach Art. 36/54 BMRL angemessen bzw. nicht mehr angemessen sind. Die Notwendigkeit lässt sich als Abhängigkeit bzw. Funktion der Kosten und der Zeit für die Lösung des Problems (z.B. Netzausbau und Speichererrichtung) darstellen.

### - Gebündeltes Verfahren -

Ein Netzbetreiber kann beantragen, dass der Bau eines Typs einer Energiespeicheranlage in einer Anzahl von definierten Standardfällen innerhalb eines definierten Zeitraums notwendig ist und diese Fälle in einem Verfahren bündeln. Auch hier prüft er zuvor intern Alternativen zum Bau von Energiespeicheranlagen.

## 7. Vorbereitung Ausschreibungsverfahren

Sofern die Regulierungsbehörde die Notwendigkeit bestätigt, kann der Netzbetreiber die Ausschreibungsunterlagen vorbereiten. Dabei werden die in den Schritten 2 bzw. 6 genannten Charakteristika konkretisiert.

Der Netzbetreiber muss hinsichtlich des Inhalts des Ausschreibungsverfahrens nun entscheiden, welches Verfahren er wählt und welche Leistungen er konkret ausschreiben will.

Das Ausschreibungsverfahren nach Art. 36/54 BMRL ist grundsätzlich kein Vergabeverfahren gemäß §§ 94 ff. GWB<sup>2</sup>. Unter Umständen kann das Verfahren aber direkt als Vergabeverfahren nach §§ 94 ff. GWB durchgeführt werden. Der Netzbetreiber wird dieses Verfahren wählen, wenn er sich hierdurch eine Beschleunigung erhofft und davon ausgeht, dass er Angebote am Markt erhalten wird.

Wenn im Rahmen des vergaberechtlichen Verfahrens kein Zuschlag erteilt wird und der Netzbetreiber die Schritte 2, 3, 5 und 6 erfolgreich durchlaufen hat, kann er eine Ausnahmegenehmigung nach Art. 36/54 Abs. 2 BMRL beantragen.

Insbesondere müssen die Vergabebedingungen für die Übertragungsnetzbetreiber vorab genehmigt worden sein.

Zur möglichen Beschleunigung können Ausschreibungen

- für eine definierte Anzahl von Fällen
- innerhalb eines definierten Zeitraums

beantragt werden. Dies kann auch in der Weise erfolgen, dass ein Musterfall zur Genehmigung gestellt und die Strukturen für gleichgelagerte Fälle und die Dauer der angestrebten Ausnahme hinreichend charakterisiert werden.

## 8. Genehmigungsfähigkeit der Ausschreibungsbedingungen

Nach Art. 36/54 BMRL ist die Genehmigung des Ausschreibungsverfahrens durch die Regulierungsbehörde eine Voraussetzung für dessen Verwendung für den Markttest. Die Prüfung der Ausschreibungsbedingungen durch die Regulierungsbehörde kann sich je nach Antrag

---

<sup>2</sup> Die Ausnahme nach Art. 36/54 BMRL setzt voraus, dass sich keine Interessenten am Markt gefunden haben. Ein solches Vorgehen ist dem Vergaberecht grundsätzlich fremd. Es geht davon aus, dass es Interessenten gibt und ein Bieter den Zuschlag erhalten wird.

des Netzbetreibers auf das Ausschreibungsverfahren nach Art. 36/54 BMRL oder ein vergaberechtliches Verfahren beziehen. Netzbetreiber können den Prozess dadurch beschleunigen, dass sie sämtliche Genehmigungen am Ende des Prozesses beantragen. Dies erhöht jedoch potenziell das Risiko für den Netzbetreiber.

Die Regulierungsbehörde sollte Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln ausarbeiten, um den Netzbetreibern dabei zu helfen, für ein faires Ausschreibungsverfahren zu sorgen. Insbesondere bei einer Vielzahl von gleichgelagerten Fällen könnte dies ggf. einen Verfahrensschritt einsparen. Potenzielle Anbieter sollten schon bei der Entwicklung der Leitlinien angehört werden. Die Leitlinien sollten sich dabei inhaltlich am vorliegenden Prozessleitfaden und den dazugehörigen Erläuterungen des BDEW orientieren. Auch hier gelten grundsätzlich die Verfahrensregelungen nach § 66 ff. EnWG und des VwVfG für das Verfahren und die Beteiligung. Dabei ist sicherzustellen, dass dem Markttest verbindliche Bedingungen zugrunde gelegt werden, die sowohl durch den Netzbetreiber als auch durch die Marktseite einzuhalten sind.

Der Netzbetreiber kann unabhängig vom gewählten Verfahren beispielsweise fordern, dass

- Anbieter sich erfolgreich einer Präqualifikation unterzogen haben,
- die Erprobtheit der verwendeten Technologie nachgewiesen wird,
- die Anlage in einem von ihm festgelegten angemessenen Zeitraum lieferbar ist.

Die Regulierungsbehörde entscheidet im Rahmen des ihr zustehenden Ermessens über die Genehmigung der Ausschreibungsbedingungen. Auch hier kann die Regulierungsbehörde Hinweise geben und es gelten die in Schritt 4 dargestellten Verfahrensregelungen des EnWG. Lehnt die Regulierungsbehörde den Antrag ab, kann der Netzbetreiber ggf. einen geänderten Antrag zur Genehmigung vorlegen.

## **9. Ausschreibungsverfahren im Sinne der Art. 36/54 BMRL**

Anhand der bereits erteilten Genehmigungen und der weiteren Vorüberlegungen führt der Netzbetreiber ein Ausschreibungsverfahren nach Art. 36/54 BMRL durch. Dieses könnte als Interessenbekundungsverfahren im Sinne des Vergaberechts genutzt werden, soweit alle vergaberechtlichen Vorgaben eingehalten sind.

Soll im Ergebnis des Ausschreibungsverfahrens ein konkreter Zuschlag erteilt werden, handelt es sich grundsätzlich um ein Vergabeverfahren im Sinne der vergaberechtlichen Vorschriften (nach §§ 94 ff. GWB), die für diese Verfahren einzuhalten sind. Netzbetreiber mit öffentlich-rechtlicher Beteiligung haben bei jeglicher Beschaffung die vergaberechtlichen Vorgaben zu beachten. Rein private Netzbetreiber müssen die Vorgaben erst bei Erreichen der einschlägigen Schwellenwerte einhalten. Soweit die EU-Schwellenwerte nicht überschritten sind, ist der rein private Netzbetreiber grundsätzlich nicht an das Vergaberecht gebunden und kann die Ausführung der Leistung frei an Dritte vergeben. Das Verfahren muss dennoch diskriminierungsfrei, offen und transparent erfolgen.

Gehen innerhalb der Frist beim Ausschreibungsverfahren nach Art. 36/54 BMRL keine Interessenbekundungen ein oder kann beim Vergabeverfahren kein Zuschlag erteilt werden, so gilt das Ausschreibungsverfahren als erfolglos.

Der Maßstab für die Angemessenheit der Kosten für das Ausschreibungsverfahren ergibt sich nicht aus Art. 36/54 BMRL. Bei der Prüfung der Angemessenheit sind verschiedene Gesichtspunkte nebeneinander zu berücksichtigen.

Für die Angemessenheitsprüfung sollten aus Sicht des BDEW bezüglich der Gebote der Marktteilnehmer unter anderem nachfolgende Kriterien bewertet werden:

- Investitionskosten
- Betriebskosten
- Errichtungszeitraum

Einen reinen Kostenwettbewerb zwischen Netzbetreibern und der Marktseite sieht die BMRL nicht vor. Die Kosten des Netzbetreibers, die er für Errichtung, Betrieb usw. ansetzt, sind nur bedingt mit dem Preis, den der Marktteilnehmer anbietet, vergleichbar. Zum einen wird eine Indikation mit einem realen Gebot verglichen und zum anderen unterliegt der regulierte Bereich anderen Grundvoraussetzungen für Investitionstätigkeiten als der nicht-regulierte Bereich. Diese umfassen zum Beispiel Voraussetzungen zur Fremdkapitalbeschaffung, zur möglichen Wälzung von Kosten, zur Berücksichtigung von Opportunitätskosten und dem Einpreisen von Risikoprämien.

Des Weiteren darf es keine starre Obergrenze für Gebote geben, die als Grundlage für die Ablehnung der Gebote herangezogen wird.

Nur wenn der Netzbetreiber bei seiner Prüfung zu dem Ergebnis gelangt, die Kosten seien unangemessen, wird er von der Beschaffung im Markt absehen und die Ausnahmegenehmigung beantragen.

## **10. Prüfung des Antrags auf Ausnahmegenehmigung nach Art. 36/54 BMRL durch Regulierungsbehörde**

Der Antrag auf die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung ist grundsätzlich nur erfolgversprechend, wenn kein Zuschlag erteilt werden konnte oder kein Marktteilnehmer sein Interesse bekundet hat und die Behörde das Ausschreibungsverfahren genehmigt hat.

Hat ein Bieter in dem Vergabeverfahren einen Zuschlag erhalten und hat der Netzbetreiber die einschlägigen vergaberechtlichen Voraussetzungen eingehalten, bedarf es keines weiteren Verfahrens. Der Netzbetreiber wird in diesem Fall keinen Antrag auf Ausnahmegenehmigung stellen.

Bekundet nur *ein* Anbieter Interesse bzw. legt ein einziger Bieter im Vergabeverfahren ein zuschlagsfähiges Angebot vor, das den Zuschlag erhält, ist das Ausschreibungsverfahren im

Sinne der Artikel. 36/54 BMRL nicht schon deswegen erfolglos. Vielmehr kann der Netzbetreiber auch einem alleinigen Anbieter den Zuschlag erteilen und auch dann endet das Antragsverfahren auf Erteilung einer Ausnahmegenehmigung automatisch.

Hat der Netzbetreiber jedoch keinen Zuschlag erteilt und die Behörde das Ausschreibungsverfahren genehmigt, kann die zuständige Regulierungsbehörde zu dem Ergebnis gelangen, dass die Anzahl der Teilnehmer unzureichend war. Der Antrag auf die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung ist dann erfolgreich. Auch wenn mehrere Anbieter ihr Interesse bekannt haben, können sowohl das Ausschreibungsverfahren nach Art. 36/54 BMRL, als auch das Vergabeverfahren dann erfolglos sein, wenn zwar verschiedene Marktteilnehmer teilgenommen haben, diese die Leistungen aber weder zu angemessenen Kosten noch rechtzeitig erbringen konnten.

Vor dem Hintergrund der Art. 36/54 Abs. 3 wird der Netzbetreiber in dem Verfahren auf Antrag für eine Ausnahmegenehmigung daher folgende Punkte darzulegen haben:

- das Ergebnis eines erfolglosen Ausschreibungsverfahrens:
  - keine Teilnehmer,
  - kein passendes Gebot,
  - andere Parteien konnten die Leistungen weder zu angemessenen Kosten noch rechtzeitig erbringen.

Im Zuge der Überprüfung des Ausschreibungsverfahrens durch die Regulierungsbehörde legt der Netzbetreiber die Gebote des Marktes zur Errichtung einer Energiespeicheranlage der Regulierungsbehörde vor. Diese entscheidet dann in einer Einzelfallprüfung, ob sie die Gebotskosten als angemessen erachtet. Orientierung bieten ihr dabei unter anderem die folgenden Kriterien zur Bewertung der Gebote:

- Investitionskosten
- Betriebskosten
- Errichtungszeitraum

Die zuständige Regulierungsbehörde kann, wie in jedem Verfahren, weitere Unterlagen und ergänzende Auskünfte verlangen. Auch in diesem Genehmigungsverfahren gelten die bereits erwähnten Verfahrensgrundsätze. Die Regulierungsbehörde entscheidet nach pflichtgemäßem Ermessen, ob eine Ausnahmegenehmigung zu erteilen ist und begründet ihre Entscheidung.

## Wiederkehrende öffentliche Konsultation bei Regulierungsbehörde

Haben Netzbetreiber im Rahmen einer Ausnahmegenehmigung nach Artikel 36/54 Abs. 2 BMRL nach erfolglosem Ausschreibungsverfahren Eigentum an Energiespeicheranlagen begründet oder verwalten oder betreiben sie diese, muss die zuständige Regulierungsbehörde alle fünf Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage im Rahmen einer öffentlichen Konsultation erkunden, ob Dritte bereit sind, diese Funktionen ganz oder teilweise zu übernehmen und zu welchen Konditionen dies der Fall sein würde<sup>3</sup>. Der Netzbetreiber ist entsprechend zu entschädigen. Die Richtlinie sieht hier eine Entschädigung anhand des Restwerts ihrer Investitionen in Energiespeicheranlagen vor. Diese Regelungen sind ebenfalls in das nationale Recht aufzunehmen, aber nicht Gegenstand dieses Papiers.

<i><b>Artikel 36 Eigentum von Verteilernetzbetreibern an Energiespeicheranlagen</b></i>	<i><b>Artikel 54 Eigentum von Übertragungsnetzbetreibern an Energiespeicheranlagen</b></i>
<p>[...]</p> <p>(3) Die Regulierungsbehörden führen in regelmäßigen Abständen oder mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht. Deutet die öffentliche Konsultation — gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde — darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellen die Regulierungsbehörden sicher, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteilernetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen dieses Verfahrens können die Regulierungsbehörden es den Verteilernetzbetreibern gestatten, einen angemessenen Ausgleich zu erhalten, insbesondere sich den Restwert ihrer Investitionen in Energiespeicheranlagen erstatten zu lassen.</p>	<p>[...]</p> <p>(4) Die Regulierungsbehörden führen in regelmäßigen Abständen oder mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen durch, um das mögliche Interesse Dritter und die mögliche Verfügbarkeit an Investitionen in solche Anlagen zu prüfen. Deutet die öffentliche Konsultation gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellen die Regulierungsbehörden sicher, dass die darauf bezogenen Tätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen für dieses Verfahren können die Regulierungsbehörden es den Übertragungsnetzbetreibern gestatten, einen angemessenen Ausgleich zu erhalten, insbesondere um den Restwert ihrer Investitionen in Energiespeicheranlagen zu decken.</p>

<sup>3</sup> Abweichend entfällt eine wiederkehrende Marktkonsultation

- Bei DSO: Investitionsentscheidung bis Inkrafttreten der BMRL und Inbetriebnahme innerhalb von zwei Jahren
- Bei TSO: Investitionsentscheidung bis zum 31.12.2024 und Inbetriebnahme innerhalb von zwei Jahren

**Ansprechpartner:**

Dr. Patrick Fekete  
Erzeugung und Systemintegration  
Telefon: +49 30 300199-1313  
[Patrick.Fekete@bdew.de](mailto:Patrick.Fekete@bdew.de)

Florian Krüger  
Energienetze, Regulierung und Mobilität  
Telefon: +49 30 300199-1114  
[Florian.Krueger@bdew.de](mailto:Florian.Krueger@bdew.de)