

Stellungnahme der ARGE Netz GmbH & Co. KG

zum Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus
(Stand: 28.01.2019)

ARGE Netz GmbH und Co. KG begrüßt den Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus im Grundsatz. Der beschleunigte Ausbau der Stromnetze auf allen Spannungsebenen ist unverzichtbar – aber eben nicht die einzige Option, den Strom aus erneuerbaren Energien nutzbar zu machen. Vielmehr ist es notwendig – auch um die gesteckten Klimaschutzziele in Verkehr, Gebäude und Industrie zu erreichen – den erzeugten regenerativen Strom vor Ort wirtschaftlich sinnvoll zu nutzen.

Wir weisen zudem darauf hin, dass die geplanten Änderungen im EnWG im Einklang mit dem EU Winterpaket („Clean energy package for all Europeans“) verabschiedet werden müssen. Ab 2020 gelten EU-weit einheitliche Regeln für Netzengpässe. Die Spielräume für ein nationales Redispatchsystem sind daher deutlich begrenzt, die Vereinbarkeit des Vorschlags im Gesetzentwurf ist daraufhin zu prüfen. Fraglich ist in diesem Zusammenhang die Bestimmung des Mindestfaktors. Eine Abregelung von erneuerbaren Energien (EE) vor konventionellen Kraftwerken ist nach dem Europarecht zukünftig nur zulässig, wenn andere Lösungen zu deutlich unverhältnismäßigeren Kosten führen würden. Es bestehen Zweifel, ob diese Anforderungen mit dem vorgelegten Vorschlag bereits gewahrt sind. Jedenfalls ist die Höhe der Entschädigung auf 100 % anzuheben, diesbezüglich besteht kein Ausgestaltungsspielraum für Deutschland.

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass hiermit eine einheitliche Regelung für ein Engpassmanagement geschaffen werden soll, wobei eine Gleichstellung von konventionellen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien gewahrt werden muss. Offene Fragen zur Abwicklung von Entschädigungsansprüchen bleiben dabei leider ungeklärt. Zum Beispiel die Frage, wie die finanzielle Entschädigung zukünftig ausgestaltet wird. Statt des bisherigen Leitfadens der BNetzA sieht der Gesetzesentwurf eine Ermächtigung vor, um eine Berechnungsgrundlage per Verordnung zu regeln. ARGE Netz unterstützt das Ziel, bestehende Rechtsunsicherheiten bei Einspeisemanagement-Maßnahmen aufzulösen. Dabei ist es von zentraler Bedeutung für die Effizienz im Gesamtsystem, die Transparenzanforderungen im Redispatch erheblich zu verbessern.

Insgesamt sehen wir an einigen zentralen Stellen noch dringlichen Nachbesserungsbedarf. ARGE Netz empfiehlt in diesem Zusammenhang ausdrücklich, dass:

- die **Transparenz** im gesamten Redispatchregime gesteigert wird, indem Erzeuger über geplante Redispatchmaßnahmen informiert oder besser noch mit eingebunden werden;
- die **Nutzung des Stroms vor Ort bzw. die Aktivierung** flexibler Lasten Priorität vor einer möglichen Abregelung von Erzeugungsanlagen hat;
- der **Informationsaustausch und die Datenverarbeitung** zwischen den Akteuren verstärkt und standardisiert wird;
- die **Entschädigung** im Falle eines Redispatch-Abrufs für alle Anlagen, egal welchen Typs, **100 %** der entgangenen Einnahmen betragen, wie es in der aktuellen Fassung der Strombinnenmarktverordnung des EU-Winterpakets vorgesehen ist.

Nachfolgend werden die einzelnen Punkte ausführlich erläutert.

1. Transparenz

Die Einbeziehung von EE-Anlagen ab einer Kapazität von 100 kW ist der richtige Schritt hin zu einer besseren Marktintegration erneuerbarer Energien und zur Übertragung von Systemverantwortung. Es besteht jedoch noch erheblicher Verbesserungs- und Konkretisierungsbedarf in Bezug auf die Transparenz im Gesamtsystem. ARGE Netz schlägt hierfür folgende Maßnahmen vor:

1.1 Weiterhin fehlende Konkretisierung der sog. Must-run-Kraftwerke

Während nach dem Regierungsvorschlag festgelegt wird, welche EE-Anlagen in den Redispatch einbezogen werden können – die Festlegung erfolgt durch den Schwellenwert von 100 kW installierter Leistung einerseits und den Mindestfaktor andererseits – fehlen klare Regelungen für konventionelle Anlagen. Daher ist davon auszugehen, dass hier keine von der bisherigen Praxis abweichenden Vorgaben getroffen werden sollen.

Auch bisher sind solche konventionellen Anlagen bzw. Anlagenscheiben nicht in den Redispatch einzubeziehen, die aus bestimmten Gründen nicht geregelt werden können, wie Regelenergiekraftwerke, Anlagen zur Besicherung der Regelenergie, Wärmeversorger etc. pp. Welche Anlagen genau zu diesen häufig als Must-run-Kraftwerke bezeichneten Anlagen gehören, ist auch heute nicht eindeutig geregelt.

Aktuell stellt sich das Problem des Verhältnisses dieser Anlagen zu vorrangig zu behandelnden EE-Anlagen im Rahmen des § 13 Abs. 2 EnWG und ist ein steter Stein des Anstoßes und der Mutmaßungen. In § 13 Abs. 2 werden diese Anlagen mit dem Tatbestandsmerkmal „netztechnisch erforderliches Minimum“ umschrieben, ohne eine abschließende Klarheit zu erreichen.

Diese Problemlage wird sich zukünftig auch weiterhin stellen. Ändern wird sich lediglich der Problembezugspunkt, der sich von den Notfallmaßnahmen des § 13 Abs. 2 EnWG in den Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG verschieben würde. Es wäre daher auch zukünftig aus Transparenzgründen angezeigt, genau zu definieren, welche konventionellen Kraftwerke unter welchen Bedingungen und in welchem Umfang nicht zum Redispatch herangezogen werden können, damit nicht zu Lasten der EE zu viele Kraftwerke als nicht regelbar ausgeklammert werden und unnötig viel EE-Anlagen abgeregelt werden müssen.

- ➔ *In der Neuregelung sollte eindeutig definiert werden, auf welche konventionellen Kraftwerke aus Gründen der Netz- und Systemsicherheit die Netzbetreiber im Rahmen des Redispatch nicht zugreifen können.*

1.2 Entfall der Meldepflichten bei Abweichung vom EE-Vorrang nicht sachgerecht

In diesem Zusammenhang erscheint nicht sachgerecht, dass die bestehende Meldepflicht nach § 13 Abs. 3 S. 6 EnWG abgeschafft werden soll. Dass diese bisher keine praktische Relevanz hat und die BNetzA nicht auf die Einhaltung dieser Pflicht geachtet hat, kann kein Argument für die Abschaffung sein. Vielmehr sollte dieses Transparenzdefizit behoben werden.

- ➔ *In der Neuregelung sollte eine Pflicht enthalten sein, der BNetzA zu melden, wenn von den Vorgaben der Abregelungsreihenfolge zu Lasten der EE abgewichen wird. Die BNetzA muss diese Meldungen einfordern und bei Fehlentwicklungen eingreifen. Diese Pflicht sollte neben die sich voraussichtlich aus der Strommarkt-VO ergebenden Berichtspflichten der Netzbetreiber treten, die sich allein auf aggregierte Informationen beschränken (Art. 12 Abs. 3 Entwurf Strommarkt-VO).*

1.3 Gründe für den Entfall der Verpflichtung zum Abruf der Ist-Daten nicht erkennbar

Bisher mussten die Netzbetreiber vor EinsMan-Maßnahmen die Ist-Daten der EE-Anlagen abrufen, um eine belastbare und konkrete Entscheidungsgrundlage zu haben. Diese Regelung spielt weder beim Redispatch noch bei den Notfallmaßnahmen zukünftig noch eine Rolle. Nach der Gesetzesbegründung soll zukünftig allein eine Prognose ausreichend sein, um Redispatch-Maßnahmen zu planen. Für die Prognose und damit deren Güte sind aber keinerlei Vorgaben getroffen, so dass zu befürchten ist, dass die Qualität deutlich hinter einer Entscheidungsgrundlage auf Basis von tatsächlichen Messwerten zurückbleiben dürfte.

- ➔ *In der Neuregelung sollte auch zukünftig verpflichtend geregelt sein, dass die Netzbetreiber vor Redispatch-Maßnahmen die Ist-Daten abrufen müssen, um mögliche Spielräume zu erkennen und die Maßnahmen auf das tatsächliche Minimum beschränken zu können.*

1.4 Entfall der Vorrangregelung im Rahmen der Notfallmaßnahmen nicht sachgerecht

Bisher fand das EinsMan ausschließlich im Rahmen der Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG statt. Für diese Anwendungsfälle waren spezielle Regelungen zur Beachtung und Durchsetzung sowie zur Transparenz enthalten. Diese in § 13 Abs. 3 EnWG enthaltenen Regelungen sollten sämtlich entfallen.

Dies überrascht, weil auch nach der Gesetzesbegründung die Bundesregierung weiterhin davon ausgeht, dass es auch für § 13 Abs. 2 EnWG Anwendungsfälle geben wird. Diese würden nur seltener auftreten, weil die allermeisten Netzengpässe bereits über das erweiterte Redispatch gelöst würden. Wenn dieses Argument zutreffend ist, kann die geringere Wahrscheinlichkeit einer Abregelung nach § 13 Abs. 2 EnWG kein Argument gegen eine spezifische Regelung für den Vorrang der Erneuerbaren dort sein. Eine Beibehaltung der bisherigen Regelungen schadet jedenfalls nicht, selbst wenn sie nur selten oder gar nicht zur Anwendung kämen. Wäre die Einschätzung dagegen zu positiv, würde eine Fortgeltung der bestehenden Regelungen verhindern, dass der Vorrang der Erneuerbaren stärker als bisher relativiert werden müsste oder sogar unterlaufen werden könnte.

Es ist nicht ersichtlich, warum die bestehenden klareren Regelungen zum Verhältnis von EE-Vorrang und sonstigen Anlagen im Fall von Notfallmaßnahmen nicht auch in Zukunft fortgeltend sollten. Statt einer Abschaffung wäre vielmehr eine stärkere Präzisierung angezeigt. Bei Streichung bliebe nur ein unklares Verhältnis von § 13 Abs. 2 EnWG zu dem ausdrücklich fortbestehenden Vorrang nach § 11 EEG 2017. Die Netzbetreiber hätten aber keinerlei Maßstäbe mehr im Gesetz an die Hand gegeben, wie diese Regeln im Konfliktfall aufzulösen wären.

- ➔ *Die bestehende Regelung zur Nachrangigkeit der EE im Rahmen der Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG können unverändert beibehalten bleiben.*

1.5 Fehlende Kostendefinition für den Redispatch bei konventionellen Anlagen

Im Rahmen des Redispatch soll in der Reihenfolge der Kosten erfolgen. Da die Kosten für den Redispatch konventioneller Kraftwerke nicht eindeutig definiert sind, können Intransparenz entstehen, ob EE-Anlagen gerechtfertigter Weise abgeregelt wurden. Maßgeblich ist stets der Kostenvergleich zwischen den individuellen Kosten konventioneller Kraftwerke und dem einheitlichen kalkulatorischen Preis der EE. Um dieses Problem zu beheben, sollten die entsprechenden Vorgaben für die Kosten und damit Entschädigung konventioneller Kraftwerke gesetzlich präziser definiert werden oder jedenfalls durch Verordnung oder Festlegung der BNetzA konkretisierbar sein.

Zudem muss Transparenz dadurch hergestellt werden, dass die entscheidungserheblichen Kosten im Nachgang veröffentlicht und der BNetzA im Detail zugänglich gemacht werden.

- ➔ *In der Neuregelung muss eindeutig definiert werden, wie die Kosten konventioneller Kraftwerke ermittelt werden müssen, um im Verhältnis zu den aus dem Mindestfaktor abgeleiteten einheitlichen Kosten der EE ein eindeutiges und transparentes Rangverhältnis ermitteln zu können.*

1.6 Unklare Regelungen zur Festlegung des Mindestfaktors

Maßgeblich für die Wirkung des Vorschlags ist der Mindestfaktor in §13 Absatz 1a. Seine Festlegung bestimmt die Wahrscheinlichkeit, wann EE vor konventionellen Kraftwerken abgeregelt werden. Im Vorschlag ist dafür nur ein Korridor zwischen der fünffachen und fünfzehnfachen Menge konventioneller Energie festgelegt, die durch die Abregelung von EE-Strom vermieden werden kann. Ein konkreter Wert ist im Gesetzentwurf nicht vorgesehen, auch weitere Parameter fehlen. Es ist nur vorgesehen, dass die Konkretisierung innerhalb dieser Bandbreite so erfolgen muss, dass der Mindestfaktor „in der Regel“ erreicht wird. Es kommt also nicht auf den konkreten Fall an, sondern eine pauschalierende Regelung reicht aus.

In diesem Zusammenhang sind verschiedene Fragen ungeklärt, u. a.:

- Offen, aber von erheblicher Bedeutung ist auch die Wirkung des „in der Regel“. Ist es ausreichend, für das ganze Jahr und alle Fallgestaltungen einen Mindestfaktor zu bestimmen oder müssen zeitliche, räumlich bzw. situativ differenzierte Werte bestimmt werden?
 - Unklar ist auch, wie das Verhältnis zwischen den Mindestfaktoren von EE zu KWK (Abs. 1b) ist. Nach den Vorgaben des Europarechts müssen KWK-Anlagen vor EE-Anlagen bei Netzengpässen herangezogen werden. Auch bei den Regelungen zur Netzreserve ist zumindest bestimmt, dass ihr Einsatz „in der Regel nicht zu einer höheren Reduzierung der Wirkleistungserzeugung der Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [...] als bei einer Auswahlentscheidung nach den tatsächlichen Kosten“ führen darf. Aber auch damit ist nicht geklärt, in welchem Umfang der EE-Vorrang eingeschränkt werden kann.
- ➔ *In der Neuregelung ist der Mindestfaktor konkret zu bestimmen und – in Abhängigkeit von einer Analyse der Konsequenzen – auch zu bestimmen, ob der Mindestfaktor differenziert oder einheitlich ausgestaltet werden muss. Die Wirkung des Mindestfaktors muss in engen Schleifen transparent evaluiert werden und Alternativen dargelegt werden.*

Die Regelung in § 13a Abs. 2 Nr. 5 EnWG-E ist nicht europarechtskonform. Die Strombinnenmarktverordnung sieht vor, dass EE im Falle einer netzbedingten Abregelung zu 100 % entschädigt werden müssen.

Ergänzend zu diesen Ausführungen sehen wir in der Änderung in § 13j EnWG (Artikel 1 Nr. 10) dringlichen Konkretisierungsbedarf: Es besteht ansonsten die Gefahr, dass durch eine Kann-Bestimmung oder durch unzureichende Konkretion vermieden wird, eine gesetzliche Vorgabe zu treffen, wie explizit und transparent die Informationspflichten des Netzbetreibers umzusetzen sind (harte Fristen, Verbindlichkeit der Auskunft, Informationsgehalt der Unterrichtung).

Zudem weisen wir darauf hin, dass die tatsächlichen Messwerte zur Planung von Redispatchmaßnahmen weiterhin benötigt werden, um Prognosen der Einspeisungen zu erstellen. Daher muss die Pflicht zur Verwendung von Ist-Daten beibehalten werden, um Abregelung auf ein Minimum zu beschränken. Daten zu vergangenen und prognostizierten Engpässen sollten den Anlagenbetreibern vor einer eventuellen Abregelung zur Verfügung gestellt werden um den Redispatch-Prozess effizient zu gestalten. Gleichzeitig sollte der Netzbetreiber Echtzeitdaten der Erzeugungsanlagen nutzen (Betreiber müssen bereits seit langem den jederzeitigen Abruf der Ist – Einspeisung ermöglichen). Dem Vorschlag des BDEW zur Anpassung des §13a Absatz 1a ist hierbei zuzustimmen wonach dieser durch folgenden Passus ergänzt würde:

*„(1a) Der Bilanzkreisverantwortliche der betroffenen Einspeise- oder Entnahme-stelle hat einen Anspruch auf einen bilanziellen Ausgleich der Maßnahme gegen den Übertragungsnetzbetreiber, der den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 zur Anpassung aufgefordert oder die Anpassung durchgeführt hat. Der Übertragungsnetz-betreiber hat einen Anspruch gegen den Bilanzkreisverantwortlichen auf Abnahme des bilanziellen Ausgleichs. Die Sätze 1 und 2 gelten nicht für den Fall, dass Übertragungsnetzbetreiber zur Erhöhung des Wirkleistungsbezugs aufgefordert hat. Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich **und vor dem Beginn der Anpassung** über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Anpassung unterrichten. Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen und den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung unterrichten und **auf Verlangen innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorlegen. Die Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Erforderlichkeit der Maßnahme vollständig nachvollziehen zu können; zu diesem Zweck sind im Fall eines entsprechenden Verlangens des Anlagenbetreibers die zuvor vom Netzbetreiber erhobenen Ist-Daten der Erzeugungsanlage und des Netzzustandes vorzulegen.***

Dies ist auch im Sinne der Strombinnenmarktverordnung aus dem EU-Winterpaket zu Berichterstattung aggregierter Informationen der Netzbetreiber (Art. 12 Abs. 3).

Grundsätzlich sind Regelungen aber nicht nur für den Übertragungsnetzbetreiber, sondern generell für den Netzbetreiber zu treffen, in dessen Netz die Ursache für die Maßnahme sitzt.

Anspruchsgegner für den Anlagenbetreiber sollte weiterhin der jeweilige Netzbetreiber oder sogar der Anschlussnetzbetreiber sein bzw. bleiben.

2. Nutzung vor Ort

Es ist sicherzustellen das erneuerbarer Strom im Engpassfall vorrangig vor Ort genutzt wird, statt abgeregelt zu werden. Dies kann mit Hilfe verschiedener Sektorkopplungs-Technologien geschehen. Power-to-X-Anlagen können den Strom vor dem Engpass in andere Energieträger und Energieformen umwandeln, sodass die Sektoren Wärme und Mobilität dekarbonisiert werden. Um dies wirtschaftlich darstellen zu können, müssen Abgaben und Umlagen auf den Strompreis im Engpassfall entfallen, da nur so die volkswirtschaftlich sinnvolle Einbindung des Stroms gewährleistet werden kann. Auch würden dadurch Redispatchkosten vermieden werden und im Gegenzug ein Mehrwert in anderen Sektoren geschaffen. Des Weiteren stehen Power-to-X-Anlagen immer in Konkurrenz mit anderen Energiemärkten, die oft geringere Belastungen aufweisen. ARGE Netz hat mit dem Transformationsmodell hier bereits ein Konzept vorgelegt wie dies erreicht werden kann.

3. Informationsaustausch

Der transparente Austausch von Daten in einem einheitlichen Format und/oder entsprechenden Schnittstellen stellt sicher, dass Engpassprognosen und Erzeugungsdaten effektiv genutzt werden können. Die unterschiedlichen Ansätze zum bilanziellen Ausgleich des Anlagenbetreibers bzw. Bilanzkreisverantwortlichen zeigen, dass für die Durchführbarkeit der Abrechnungsmethoden umfangreiche Informationen über die anstehenden Einspeisemanagementmaßnahmen bereitgestellt und genutzt werden müssen, damit ein schnelles oder sogar proaktives Handeln möglich wird. Insbesondere bei der Vorhersagbarkeit der Maßnahmen besteht derzeit ein enormer Verbesserungsbedarf, obwohl die für die Engpassprognosen erforderlichen Informationen in der Regel vom Anlagenbetreiber bzw. des Bilanzkreisverantwortlichen zur Verfügung gestellt werden können.

Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum Erwerb dieser Daten vom Anlagenbetreiber zur Nutzung und Einbeziehung dieser Daten in die Netzberechnung und Engpassprognose wäre daher notwendig. Entscheidend ist dabei, dass die Datenbereitstellung und Aggregation vergütet wird.

4. Entschädigung

Die Höhe der Entschädigung im Falle eines Redispatch oder der Abregelung ist im Einklang mit dem EU-Winterpaket zu gestalten. Eine nationale Regelung von kurzer Dauer, die zudem nur unwesentlich vom EU-Recht abweicht ergibt hier wenig Sinn. Es ist zudem entscheidend, dass die Entschädigungszahlungen auch bei Erneuerbaren - analog zu konventionellen Energien - 100 Prozent des Ausfalls ersetzen. Daher schlagen wir vor § 13a Absatz 2 Nr. 5, wie folgt zu ändern:

*„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~~ **100** Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen.“*

Damit entfielen auch der darauf folgende Passus:

~~„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 ein Prozent seiner Einnahmen dieses Jahres, ist er ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen.“~~

Zudem sollte eine Aufwandspauschale erstattet werden, die für zusätzlichen Ab- und Berechnungsaufwand von Ausfallenergie und die entsprechende Rechnungstellung entschädigt. (ergänzend zu § 13a Abs. 2 Nr. 1 bis 5 EnWG, bzw. Artikel 1 Nr. 8) Es ist zu den notwendigen Auslagen für die tatsächliche Anpassung der Erzeugung auch der erhöhte Strombezug aus dem Netz bei Anlagenabregelungen zu berücksichtigen. (§13a Abs. 2 Nr. 1 EnWG, s.o.)

Für die Möglichkeit zur Stellungnahme bedanken wir uns herzlich. Weitere Informationen stellen wir gerne zur Verfügung.

Björn Spiegel

Leiter Strategie und Politik

ARGE Netz GmbH & Co. KG

Husumer Straße 61, 25821 Breklum

Beisheim Center, Ebertstraße 2, 10117 Berlin

Tel.: +49 (0)30 - 915 605 98

Fax: +49 (0)30 - 864 583 88

Mob.: +49 (0)160 - 236 96 07

[spiegel\[at\]arge-netz.de](mailto:spiegel[at]arge-netz.de)

www.arge-netz.de

ARGE Netz gehört zu den führenden Unternehmensgruppen der erneuerbaren Energieversorgung. Wir bündeln rund 4.000 Megawatt installierte Leistung aus erneuerbaren Energien und bieten Lösungen zur Speicherung und Umwandlung.