

**Stellungnahme des Konsortiums Nord-
deutsche EnergieWende
(NEW 4.0)**

zum Verordnungsentwurf der Bundesregierung

**Verordnung zur Sammlung von Erfahrungen im Förderpro-
gramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda
für die Energiewende“**

Stand: 28.02.2017

Nachfolgend nimmt das Konsortium NEW 4.0 zum Verordnungsentwurf der Bundesregierung für eine Verordnung zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ gemeinsam Stellung.

Dabei werden unter A. grundsätzliche Bemerkungen zum Verordnungsentwurf vorangestellt und unter B. entlang der Normstruktur der SINTEG-VO die einzelnen Regelungen kommentiert und, soweit möglich und sachgerecht, konkrete Formulierungsvorschläge für Anpassungen und Ergänzungen unterbreitet. Unter C. wird ferner eine über den Verordnungstext hinausgehende Forderung formuliert.

In Anbetracht der umfangreichen Änderungsvorschläge und Anmerkungen halten wir es für zielführend, dass im Anschluss an die Einreichung der Stellungnahmen ein gemeinsamer Erörterungstermin beim BMWi stattfindet. Wir halten dies für unerlässlich, um eine Durchführung der Projekte sicherzustellen. Bei der derzeitigen Fassung der Verordnung wird die Durchführung einer Vielzahl der NEW 4.0-Projekte massiv in Frage gestellt.

A. Grundsätzliche Bemerkungen

Bei der Prüfung des Entwurfs sind einige grundsätzliche Einwände der Projektpartner festgestellt worden, die sich nicht an einzelnen Regelungen festmachen lassen, sondern prinzipiell die im Entwurf der Verordnung festgelegte Verfahrensweise betreffen und dbzgl. Veränderungen, Eingriffe bzw. Neuregelungen erfordern. Diese Bemerkungen werden daher vorangestellt.

I. Minimierung der wirtschaftlichen Nachteile

Die geplanten Projektaktivitäten im Rahmen des SINTEG Projektes können maßgeblich Einfluss auf die jährliche vertikale Netznutzung nehmen und damit die vorgelagerten Netzkosten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) beeinflussen. Hierbei ist grundsätzlich zu hinterfragen, ob tatsächlich im Rahmen der Projektaktivität zusätzliche Kosten durch Netzausbaumaßnahmen beim ÜNB oder Verteilnetzbetreiber (VNB) entstehen, die höhere Kosten der vertikalen Netznutzung rechtfertigen. Für das Projekt sollte dies nicht zutreffend sein, weswegen die höheren Kosten der vertikalen Netznutzung nicht auftreten dürften.

Es ist weiter zu beachten, dass die Rechtsverordnung zur Absicht hat, dass die teilnehmenden Demonstratoren die Möglichkeit zur Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen durch bspw. höhere Netzentgelte durch die Projektaktivität erhalten. In einigen Fällen wird dies durch den Wegfall von Sonderstellungen (z.B. § 19 Abs. 2 StromNEV Kunden) zu höheren Kosten bei den Netzentgelten von bis zu zweistelligen Millionenbeträgen pro Jahr für einzelne Verbraucher führen. Für TRIMET Aluminium SE errechnet sich bspw. ein nicht tragbarer Betrag von ca. 32 Mio. EUR.

Gemäß § 7 muss der teilnehmende Demonstrator solche erhöhten Netzentgelte in einem ersten Schritt an den zuständigen Netzbetreiber (NB) in dem jeweiligen Jahr entrichten und bekommt seine wirtschaftlichen Nachteile frühestens im Folgejahr zurück erstattet. Der Teilnehmer ist deshalb gezwungen, den kompletten Erstattungsbetrag für ein Jahr vorzufinanzieren. Einzelne Unternehmen kämen hier an eine nicht tragbare Belastungsgrenze (da keine freie Liquidität in solcher Höhe vorhanden ist). Darüber hinaus führt dies unterjährig zu einer deutlich erhöhten Verschuldung und damit zu einer massiven Verschlechterung des Unternehmens-Ratings bei den finanzierenden Banken.

Eine volle Vorverauslagung ist für viele Teilnehmer finanziell eine erhebliche Belastung. Die sich ergebenden notwendigen Rückerstattungen führen zudem zu einem unnötig hohen Transaktionsaufwand.

Eine weitere Problematik der ex post Erstattung ergibt sich aus den Erfordernissen der Vorlage eines Ergebnisausweises: Aufgrund von Bilanzierungsvorschriften müssen die Netzentgelte mit ihrem vollen Betrag in der GuV gezeigt werden. Die erwarteten Erstattungen sind nach HGB, zukünftige, noch nicht realisierte Erlöse. Aufgrund der erstmaligen Anwendung des § 119 EnWG und (noch) fehlender Stellungnahmen vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IdW) hierzu erscheint es mehr als fraglich, ob diese in der GuV angesetzt werden dürfen. Damit wäre der Ergebnisausweis der Unternehmen bei Quartals- und Jahresabschluss erheblich negativ belastet.

Weiter lässt die Rechtsverordnung die Frage offen, ob die Beträge aus der § 19 Absatz 2 StromNEV Reduzierung auch weiterhin der zuständige NB an die ÜNBs gewälzt werden können, auch wenn die Teilnehmer nur noch unter fiktiven Bedingungen (nämlich bei Anwendung von um die SINTEG Aktivitäten bereinigten Lastprofilen) die Anforderungen an § 19 Absatz 2 StromNEV erfüllen. Wäre diese Auslegung richtig, würde die Erstattung der fiktiven Netzentgelte zu einer Mehrbelastung der Netzkunden des jeweiligen Netzgebietes führen, da das Absinken der bundesweiten Umlage durch die herausfallenden Teilnehmer niedriger ist, als der Anstieg der Netzentgelte um den Betrag der Erstattung der Teilnehmer des Netzgebietes. Diese Problematik verschärft sich, je höher die § 19 Absatz 2 StromNEV-Umlage des Teilnehmers zuvor war/ist.

Vor diesem Hintergrund regen wir dringend an, zu überprüfen, ob eine prinzipielle Veränderung der notwendigen Abrechnungen hin zu einer Kombination aus ex ante und ex post Verfahren nicht sachgerechter wäre. So könnten alle durch SINTEG Maßnahmen veränderten Lastgänge vor einer Berechnung von Umlagen und Entgelten um die Wirkung der SINTEG Maßnahmen bereinigt werden (ex ante). Mit Ablauf der Projekte wird dann die Abrechnung einmal in toto für alle Partner endabgerechnet (ex post).

Deswegen wird die Einfügung eines neuen Paragraphen mit dem nachstehenden Formulierungsvorschlag empfohlen, um die Rechtsverordnung bezüglich der Berücksichtigung der wirtschaftlichen Nachteile durch die vertikale Netznutzung zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, bezüglich der Auswirkung auf die Höhe der Netzentgelte bei Teilnehmern

zu minimieren und bezüglich des Belastungsausgleich im Fall des § 19 Absatz 2 Satz 13 StromNEV zu neutralisieren:

§ (NEU) Grundsätzliche Minimierung von wirtschaftlichen Nachteilen

(1) Jeder Teilnehmer hat dem zuständigen Netzbetreiber die dokumentierten Projektaktivitäten gemäß § 12 Absatz 2 bis zum 15. eines Folgemonates für den vorangegangenen Monat zu übermitteln.

(2) Jeder vorgelagerte NB hat die Zeiträume für die gemäß § 6 Absatz 2 abgerufenen Projektaktivitäten dem Netzbetreiber für das jeweilige Netzgebiet bis zum 15. eines Folgemonats für den vorangegangenen Monat zu übermitteln.

(3) Jeder Netzbetreiber entrichtet gemäß § 17 StromNEV die vorgelagerten Netzentgelte und ermittelt die maximale Bezugslast gemäß § 18 StromNEV unter Berücksichtigung der nicht heranzuziehenden Erhöhung oder Verringerung der Parameter gemäß § 7 Absatz 2 im Fall der identischen Zeiträume aus Absatz 1 und Absatz 2.

(4) Jeder Netzbetreiber erhebt gegenüber den Teilnehmer das Netzentgelt gemäß §§ 17 bis 19 StromNEV unter Berücksichtigung der nicht heranzuziehenden Erhöhung oder Verringerung der Parameter nach § 7 Absatz 2 im Fall der identischen Zeiträume nach Absatz 1 und Absatz 2.

(5) Die Anwendung des §19 Absatz 2 Satz 13 StromNEV erfolgt unter Berücksichtigung der nicht heranzuziehenden Erhöhung oder Verringerung der Parameter nach § 7 Absatz 2 im Fall der identischen Zeiträume nach Absatz 1 und Absatz 2.

§ (7) Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei Letztverbrauchern mit Lastverlagerung

Soweit eine Neutralisierung von wirtschaftlichen Nachteilen gemäß § (NEU) nicht bereits erfolgt ist, ist ein Teilnehmer, der Letztverbraucher mit Lastverlagerung ist, auch im Rahmen der Projektaktivität verpflichtet, [...]

(vgl. Hierzu auch die Ausführungen in Teil B VII. Zu §7)

II. Regulatorische Einordnung der Erstattungskosten in das System der Anreizregulierung

Aufgrund von Wechselwirkungen zwischen NEW 4.0 und der Beantragung von Erlösberggrenzen (Photojahr) bspw. durch Rückstellungsbildungen, Vorteilerstattungen und der Nutzung des Regulierungskontos können in dem System der Anreizregulierung hohe regulatorische Risiken ausgelöst werden. Wechselwirkungen müssen daher in der Ermittlung der Erlösberggrenze vollständig eliminiert werden.

Die Rückerstattungen müssen laut Verordnung von demjenigen NB erfolgen, der für die Vereinnahmung der Netzentgelte oder der Umlagen zuständig ist. Es ist hier sicherzustellen, dass die Rückerstattung an den verantwortlichen/verursachenden NB weiterverrechnet werden darf. Dies heißt zum Beispiel, dass bei ÜNB-Engpässen auch der ÜNB die Kosten für die Erstattung zu tragen hat.

Der Verordnungsentwurf muss deswegen dahingehend angepasst werden, dass die Rechtsverordnung klarstellt, dass Erstattung gemäß § 12 und sich ergebene wirtschaftlichen Nachteile (bspw. Bildung von Rückstellungen) von den teilnehmenden und auch von nicht-teilnehmenden NB in der StromNEV und ARegV sachgerecht berücksichtigt wird. Dies könnte gewährleistet werden, indem die Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen und Vorteilen durch eine Einstufung als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten umgesetzt werden. Bei einer Einstufung gemäß § 11 Absatz 2 Nr. 1 ARegV könnten alle Zahlungen nach § 12 i.V.m. § 11 mit einem Zeitverzug von zwei Jahren durch den VNB verdient werden. Hinzukommend muss gewährleistet werden, dass der NB jegliche Wechselwirkungen im Zusammenhang mit der Erstattung sachgerecht berücksichtigen kann.

Hierfür wird die Einfügung eines neuen Paragraphen mit dem nachstehenden Formulierungsvorschlag empfohlen:

§ (NEU) Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen eines Netzbetreibers

(1) Erstattung gemäß § 12 i.V.m. 11 sind als gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten gemäß § 11 Absatz 2 Nr. 1 ARegV zu behandeln.

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet alle Rückstellungen im Zusammenhang mit § 12 gegenüber der Bundesnetzagentur bei der Ermittlung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze gemäß § 6 ARegV anzuzeigen. Die Bundesnetzagentur ist verpflichtet diese Rückstellungen unberücksichtigt zu lassen.

(3) Die Erstattung von Netzentgelten gemäß § 8 Ziffer 1 bei Maßnahmen aus § 6 Absatz 2 Ziffer 1 sind verursachungsgerecht an den für die Maßnahme verantwortlichen Netzbetreiber weiter zu verrechnen.

III. Transaktionsaufwand (Inanspruchnahme und Abrechnung)

Der erwartete Transaktionsaufwand gerade für kleine Projektpartner steht außer Verhältnis zu den in Aussicht gestellten Befreiungen. Hier sollten Ausnahmen zu den Anforderungen an die Inanspruchnahme und die Abrechnung von Erstattungen in Form von Bagatellgrenzen ergänzt werden (vgl. hierzu auch die Ausführungen in Teil B XI. Zu §12).

Die Beauftragung eines Wirtschaftsprüfers sollte nicht zwingend für alle Teilnehmer vorgesehen werden, sondern könnte analog den Regelungen zur § 19 Abs. 2-Umlage der NB untereinander für *Einzelfälle* auf Verlangen der NB oder der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausgelöst werden.

IV. Anzeigepflicht der Teilnehmer gegenüber den VNB und vorgelagerten ÜNB über geplante Maßnahmen

Im Hinblick auf Transparenz der Erprobungen der Teilnehmer wünschen die NB eine grundsätzliche Informationspflicht, um über in ihrem Netzgebiet und unmittelbar betroffenen Netzgebieten zu erwartende, koordiniert auftretende Lastveränderungen und deren zu erwartende

tende Höhe unterrichtet zu sein. Dies ist notwendig, um auch im Rahmen der geplanten Maßnahmen die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können und über mögliche Risiken frühzeitig unterrichtet zu sein. Dies soll insbesondere die Abschätzung der Netzbelastung auch bei nicht beteiligten Anschluss-NB dienen.

B. Zu den Regelungen im Einzelnen

Nachstehend werden Anmerkungen zu den einzelnen Regelungen gemacht.

I. Zu § 1

In § 1 ist es erforderlich, dass auch Anschluss-NB, die keine Teilnehmer im Sinne des § 2 Abs. 2 Nr. 4 sind, in den Anwendungsbereich der Verordnung aufzunehmen.

II. Zu § 2

In § 2 Abs. 2 Nr. 1 sollte die Frist für die Teilnahmemöglichkeit von assoziierten Partnern mindestens um eineinhalb Jahre verlängert werden, um Externen längerfristig die Möglichkeit zu eröffnen, sich an den SINTEG-Vorhaben zu beteiligen. Im Rahmen eines Ersatzes wegfallender Partner könnte sogar eine noch längere Frist sachgerecht sein.

In § 2 Abs. 2 Nr. 3 sind zur Klarstellung zwei Projektstätigkeiten zu ergänzen. Die Nr. 3 könnte dann lauten:

§ 2 Begriffsbestimmungen

*(2) Nr. 3 Projektstätigkeit die Erzeugung von Strom, die Verteilung **und Übertragung** von Strom, der Verbrauch **und die Zwischenspeicherung** von Strom, die Einspeisung von Strom in das Netz und die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger,[...]*

In § 2 Abs. 2 Nr. 4 sind die von Projektstätigkeiten betroffenen **NB, die weder Förderpartner noch assoziierte Partner sind**, als weitere Teilnehmer zu ergänzen.

III. Zu § 3

In § 3 Abs. 1 ist ggf. fraglich, unter welche Kategorie Power-to-Heat-Anlagen bei der Anmeldung zur Teilnahme an SINTEG anzuzeigen sind. Nach unserer Interpretation wären es Betreiber technischer Anlagen zur Stromspeicherung oder zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger (wie bspw. Wärme). Hier sollte ggf. eine eindeutige Zuordnung erfolgen, da ansonsten keine korrekte Anzeige der Teilnahme erfolgen kann und der Ausgleich wirtschaftlicher Nachteile nicht eindeutig durchzuführen ist. Wir bitten um Anhang einer tabellenartigen Übersicht der Letztverbraucher und Betreiber technischer Anlagen zur Stromspeicherung oder zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger.

Die Pflicht zur Anzeige der Projektaktivitäten in § 3 Abs. 3 Nr. 3 an die BNetzA führt zu unnötigen Einschränkungen, da Projektpartner erst im Laufe des Projektes Klarheit gewinnen mit welchen Anlagen für welche Anwendungsfälle ihre jeweiligen Flexibilität am besten einzusetzen sind. Die Anforderung sollte daher gestrichen werden.

Die Anzeigepflichten in § 3 Abs. 3 Nr. 5-7 sind verzichtbar, da die Betreiber hierzu ohnehin verpflichtet sind. Zur Lösung könnte für die Anzeigepflichten der Nr. 5-7 die Meldung analog der notwendigen Angaben für § 19 Abs. 2 StromNEV erfolgen, um den bürokratischen Aufwand für alle Teilnehmer gering zu halten.

IV. Zu § 4

Zu § 4 Abs. 1: Das Erlöschen der Teilnehmereigenschaft kann unter Umständen mit der rückwirkenden Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen konfliktieren. Es muss sichergestellt sein, dass bis zum Ende des Bewilligungsbescheids oder ggf. darüber hinaus die Rückerstattungen abgewickelt werden können.

Um dies zu ermöglichen könnte ein neuer Absatz 3 ergänzt werden

§ 4 Erlöschen der Teilnehmereigenschaft

(3) (NEU) Ansprüche die im Rahmen der Teilnahme entstanden sind, sind ohne Befristung zu erstatten.

Ferner enden Teilvorhaben voraussichtlich und erfahrungsgemäß nicht alle zum gleichen Zeitpunkt, wenn bspw. einzelne Projektlaufzeiten kostenneutral auf Antrag verlängert werden. Die Eigenschaft als Teilnehmer sollte daher für alle auf den Projektzeitraum (Gesamtvorhaben) bezogen sein, wie es § 4 Abs. 2 Nr. 2 für assoziierte Partnern vorsieht. Dort sind assoziierte Partner bei der derzeitigen Regelung bessergestellt, da ihre Teilnehmereigenschaft stets bis zum Ende des Gesamtvorhabens gelten würde.

Zu § 4 Abs. 2: Das Erlöschen der Teilnehmerschaft bedarf nach § 4 Abs. 2 einer Anzeige bei der BNetzA, obwohl zum Zeitpunkt der Anzeige der Teilnehmerschaft die ordentliche Endschaft der Teilnahme zum Ende des Bewilligungszeitraumes des Zuwendungsbescheides bereits fest steht. Der Absatz 2 sollte aus Gründen der Aufwandsreduzierung diesbezüglich ergänzt werden, dass eine ordentliche Endschaft der Teilnahme an SINTEG keiner Anzeige bedarf, sondern automatisch zum Ende des Bewilligungszeitraumes des Zuwendungsbescheides erfolgt.

V. Zu § 5

Die ÜNB sind bei dieser Regelung exkludiert. Der Begriff Verteilnetzbetreiber sollten auf **Netzbetreiber** erweitert werden, da auch alle Netzbetreiber von der Regelung betroffen sind.

VI. Zu § 6

1. „Erweiterung des Anlageneinsatzes für Inbetriebnahmezeiträume und wirtschaftliche Nachteile der NB für nachfolgende Regulierungsperioden Erweiterung des Anlageneinsatzes auf Inbetriebnahmetests

Die Verknüpfung der wirtschaftlichen Nachteile an definierte Zeiträume gemäß § 6 ist sachgerecht und für die wirtschaftlichen Teilnehmer ausreichend.

NB können jedoch nicht nur in den definierten Zeiträumen gemäß § 6 wirtschaftliche Nachteile erleiden, sondern auch in den fünf Jahren der nachfolgenden Regulierungsperiode, wenn das betrachtete Jahr mit einem Basisjahr gemäß § 6 ARegV zusammenfällt. Dieser Fall liegt beispielsweise im Jahr 2021 vor, wenn der NB aufgrund der zu erwartenden Rückerstattung gemäß § 12 zur Einhaltung der kaufmännischen Sorgfaltspflicht eine Rückstellung bildet, die aus bilanzieller Sicht mindestens im Jahresanfangsbestand festzustellen ist.

Des Weiteren decken die genannten Zeiträume keine Testphasen von Teilnehmern ab, die zu Forschungs- und Entwicklungsprozessen oder zur Inbetriebnahme notwendig sind, um entsprechende Erfahrungen außerhalb netzkritischer Situationen zu sammeln.

Der Verordnungsentwurf muss deswegen dahingehend angepasst werden, dass die Zeiträume für wirtschaftliche Nachteile an die ursprüngliche Regelung der Rechtsverordnung in § 119 EnWG angeglichen werden und sich ergebende Vor- und Nachteile aus diesen Zeiträumen für NB ergänzende Berücksichtigung finden:

Hierfür werden die nachstehenden Anpassungen des § 6 Abs. 2 und die Einfügung eines neuen Absatz 3 empfohlen (Teilnehmer, sowie weitere Netzbetreiber, die nicht zugleich Förder- oder assoziierter Partner sind):

§ 6 Ansprüche eines Teilnehmers und weitere Netzbetreibern auf Erstattung wirtschaftlicher Nachteile

(2) Wirtschaftliche Nachteile **von Teilnehmern und Netzbetreibern** im Sinne von Absatz 1 sind nur solche Nachteile, die

1. **aufgrund von** Maßnahmen zur Verhinderung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystem nach § 13 Absatz 1 und § 14 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch den Netzbetreiber ergriffen werden müssen,
 2. **im Zeitraum bei den** Werten der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse im Sinn des § 3 Nummer 43a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der Auktion des Vortages oder des laufenden Tages null oder negativ ist und
 3. **(NEU) in maximal 100 Stunden im Jahr außerhalb der Zeiträume nach Nr. 1 und Nr. 2, nach Rücksprache mit dem Anschlussnetzbetreiber notwendig für die Inbetriebnahme oder Anlagenerprobung benötigt werden und nach Rücksprache mit den Netzbetreibern entstehen.**
- (3) **(NEU) Wirtschaftliche Nachteile eines Netzbetreibers sind neben den Zeiträumen aus Absatz 2 Nr. 1 bis Nr. 3 auch solche, die aufgrund von Zeiträumen aus Absatz 2 Nr. 1 und Nr. 3 zu wirtschaftlichen Nachteilen zu einem späteren Zeitpunkt beim Netzbetreiber führen.**

2. Weitere Einzelregelungen

Hinsichtlich der Anzeigepflicht in § 6 Abs. 3 des Verordnungsentwurfs ist anzumerken, dass nicht alle Teilnehmer sämtliche Zeiträume kennen, um diese zu dokumentieren und vorzulegen. Empfehlenswert wäre daher, die Zeiträume der Systemdienstleistungen durch den NB zu dokumentieren und für die Nachweiserbringungen den Teilnehmern bereitzustellen. Marktbedingte Aufrufe könnten dagegen auf Basis der EEX Daten nachzuweisen.

Zu § 6 Abs. 4 des Verordnungsentwurfs ist anzumerken, dass ggf. nicht nur von einem NB alle Netzentgelte, Netzentgeltzuschläge und Umlagen abgerechnet werden (z. B. besondere Ausgleichregelung KWKG: Abrechnung durch den ÜNB). Hier wäre zu klären, wie verfahren werden soll.

Zu § 6 Abs. 5 des Verordnungsentwurfs: Da ein möglichst effektiver Einsatz von Flexibilitäten im Rahmen der SINTEG Projekte erfolgen soll und der Einsatz der Flexibilitäten im Rahmen und Verlauf der SINTEG Projekte u. U. Veränderungen und Erweiterungen unterworfen ist, erscheint es nicht sachgerecht, die Art des Einsatzes der Flexibilität jeweils zuvor bei der BNetzA anzeigen zu müssen. Wir schlagen vor, § 6 Abs. 5 sachgerechter zu fassen und weniger spezifisch lediglich die „allg. **Aktivitäten**“ im Rahmen des jeweiligen SINTEG Projekts anzeigen zu lassen.

VII. Zu § 7

In § 7 ist der Adressatenkreis durch Verwendung des weiten Begriffes „Letztverbraucher“ nicht eindeutig, da Anlagen im Sinne des § 8 ebenfalls Letztverbraucher sind. Aus diesem Grunde ist die Zuordnung von bspw. Power-to-Heat-Anlagen nicht mit der erforderlichen Rechtssicherheit möglich. Auch die Begriffsbestimmungen in § 2 definieren den Begriff „Letztverbraucher“ nicht näher. Aus der Systematik der §§ 7-9 ist jedoch ableitbar, dass mit § 7 lediglich die Letztverbraucher mit einer Lastverlagerung erfasst werden sollen.

Zur Klarstellung wird daher eine Ergänzung sowohl der Überschrift des § 7 als auch des § 7 Abs. 1 Satz 1 dahingehend empfohlen, dass einschränkend nur Letztverbraucher mit einer Lastverlagerung unter § 7 zu subsumieren sind.

Daher schlagen wir folgende Ergänzung des § 7 vor:

§ 7 Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei Letztverbrauchern mit Lastverlagerung

(1) Ein Teilnehmer, der Letztverbraucher mit Lastverlagerung ist, [...]

Ergänzend zu unseren Ausführungen in Teil A I. weisen wir hier nochmals auf die Anpassung des § 7 im Sinne der Bezugnahme auf den von uns vorgeschlagenen § (NEU) Grundsätzliche Minimierung von wirtschaftlichen Nachteilen hin:

§ (7) Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei Letztverbrauchern mit Lastverlagerung

Soweit eine Neutralisierung von wirtschaftlichen Nachteilen gemäß § (NEU) nicht bereits erfolgt ist, ist ein Teilnehmer, der Letztverbraucher mit Lastverlagerung ist, auch im Rahmen der Projektstätigkeit verpflichtet, [...]

VIII. Zu § 8

1. Klarstellung des Adressatenkreises

Aus den zu § 7 genannten Gründen ist nach Auffassung des Konsortiums auch in § 8 der Adressatenkreis eindeutiger zu formulieren, um die Abgrenzung zwischen den Anwendungsbereichen von § 7 und § 8 zu schärfen.

Der Anwendungsbereich sollte zum einen dahingehend ergänzt werden, dass er neben den bereits genannten Anlagentypen Letztverbraucher mit zusätzlichen Lasten adressiert, soweit diese die Nutzung fossiler Energieträger mit den zusätzlichen elektrischen Lasten substituieren.

Zum anderen sollte klargestellt werden, dass Teilnehmer, die Letztverbraucher sind und durch die Substitution von fossilen Energieträgern Power-to-Product Verfahren (bspw. zur Knüppelvorwärmung) betreiben, ebenfalls von der Regelung erfasst werden.

Daher schlagen wir folgende Ergänzungen des § 8 vor:

§ 8 Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei **Letztverbrauchern mit zusätzlichen Lasten** sowie bei Stromspeichern und Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger

*Ein Teilnehmer, der **als Letztverbraucher mit zusätzlichen elektrischen Lasten die Nutzung fossiler Energieträger substituiert**, einen Stromspeicher oder eine Anlage zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger betreibt, ist auch im Rahmen der Projektstätigkeit verpflichtet, Netzentgelte und Umlagen nach Maßgabe der bestehenden Gesetze und Verordnungen zu entrichten.*

2. Sicherstellung der bestehenden Wälzung-Systematik

Der in Abschnitt A.I. „Minimierung der wirtschaftlichen Nachteile“ beschriebene Sachverhalt hinsichtlich der Sicherstellung der in § 19 Absatz 2 bestehenden Wälzung-Systematik ist auch bei den Rückerstattungen aus § 8 zu finden. Hier werden verschiedene Umlagen (wie beispielsweise die EEG und KWKG), die im normalen Prozess über eine bestehende Systematik weiterverrechnet werden, an den Endkunden zurückerstattet. Wenn diese Systematik bei den in § 8 beschriebenen Rückerstattungen ausgehebelt wird, würde das bedeuten, dass die Erstattung zu einer Mehrbelastung der Netzkunden des jeweiligen Netzgebietes führen würde. Die bestehenden Systematiken sollten daher weiter gelten.

Der Verordnungsentwurf muss deswegen dahingehend angepasst werden, dass die Netzbetreiber weiterhin die Möglichkeit haben, für die Teilnehmer eine §19 Absatz 2 Umlage zu beziehen, auch wenn Anforderungen nur unter fiktiven Bedingungen erfüllt sind.

Hierfür wird die Ergänzung des § 8 um einen neuen Absatz 2 empfohlen:

§ 8 Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei *Letztverbrauchern mit zusätzlichen Lasten sowie bei Stromspeichern und Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger*

(2) Die nach Absatz 1 Satz 2 Nr. 1 vorzunehmende Erstattungen von Aufschlägen auf Netzentgelte nach § 26 Absatz 1 Satz 1 des KWKG, nach § 17 Absatz 1, § 19 Absatz 2 Satz 15 und Absatz 4 der StromNEV, nach § 18 Absatz 1 Satz 2 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten und Absatz 2 Nr. 2 werden entsprechend den dort geltenden Regelungen von den Netzbetreibern umgelegt.

Die nach Absatz 1 Satz 2 Nr. 1 vorzunehmende Erstattung von Aufschlägen auf Netzentgelte nach § 17f Absatz 5 Satz 1 des EnWG sind an den Übertragungsnetzbetreiber zu verrechnen.

IX. Zu § 9

Die Regelung des § 9 sollte in Absatz 1 zum einen eine Klarstellung dahingehend erfahren, dass sie für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Anlagen vor der Einspeisung in den Netzverknüpfungspunkt gilt. Zum anderen sollte ergänzt werden, dass die Regelung auch Anwendung erfährt, wenn die erzeugten Strommengen nicht vom Anlagenbetreiber selbst, sondern von einem Direktvermarkter vermarktet werden.

Hierzu empfehlen wir eine Anpassung des § 9 Abs. 1:

§ 9 Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien

(1) Ein Teilnehmer, der eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor der Einspeisung in den Netzverknüpfungspunkt betreibt, die nach § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom Netzbetreiber geregelt werden soll, [...]

Satz 2 (NEU): Absatz 1 gilt auch in den Fällen, in denen der Anlagenbetreiber für die Vermarktung des Stroms aus erneuerbaren Energien einen Direktvermarkter beauftragt hat.

X. Zu § 10

Zu § 10 Abs. 3 ist anzumerken, dass Power-to-Heat-Anlagen zur Produktion von Fernwärme regelmäßig eine anderweitige Wärmeerzeugung z.B. aus einer KWK-Anlage ersetzen. Einnah-

men aus dem Verkauf der (Fern-)Wärme sind daher keine Mehrerlöse und deshalb als wirtschaftlicher Vorteil nicht anzurechnen. Diese Einnahmen sind denen von Gütern im Sinne des § 10 Abs. 3 gleichzustellen.

Auch wenn der Wortlaut des § 10 Abs. 3 durch die Verwendung von „insbesondere“ ausdrückt, dass die dort genannten Güter keine abschließende Aufzählung darstellen, sollte die (Fern-)Wärme als weiteres Beispiel zur Klarstellung mit aufgenommen werden, da hiervon eine Vielzahl von Projektpartnern betroffen sind.

XI. Zu § 12

1. Ergänzung von Fristen bei der Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen von Teilnehmern

Die vorgesehene ex post Erstattung gemäß § 12 i.V.m. § 11 der höheren Netzentgelte durch den NB an den Teilnehmer kann frühestens im nachfolgenden Jahr der definierten Zeiträume nach § 6 Absatz 2 umgesetzt werden.

Das Risiko für eine spätere Erstattung der Differenz zwischen gezahlten und fiktiven Netzentgelten ist gegeben, da die Rechtsverordnung keine zeitlichen Fristen bzgl. Antragsstellung durch den Teilnehmer, nicht die Bearbeitungszeiten seitens der BNetzA und auch nicht die Rückerstattungsfrist durch den NB regelt.

Der Verordnungsentwurf muss dahingehend angepasst werden, dass in den § 12 relevante Fristen ergänzt werden, damit die Verbindlichkeit für eine Antragsstellung, Bearbeitung und Rückerstattung i.S. von Abschnitt 2 für alle Beteiligten gewährleistet ist.

Es sollte zudem ein einfacher und transparenter Prozess sichergestellt werden. Zur Nachweiserbringung der wirtschaftlichen Nach-/Vorteile sollten durch die BNetzA Vorlagen/Formulare zur Verfügung gestellt werden.

§ 12 Feststellung der Ansprüche; Beweislast

(1) [...] Der Antrag ist bis spätestens zum 15.02. eines jeden Kalenderjahres für wirtschaftliche Nachteile des vorangegangenen Kalenderjahres zu stellen.

(2) [...] Die Bundesnetzagentur bescheidet auf Basis der Antragsdokumente bis zum 30.03. des Folgejahres.

(5) Die Feststellung nach Absatz 1 ist vom erstattungsberechtigten Teilnehmer dem nach § 6 Absatz 4 zuständigen Netzbetreiber vorzulegen. Verbleiben nach Anrechnung gemäß § 10 Absatz 1 wirtschaftliche Nachteile beim Teilnehmer, ist der Netzbetreiber verpflichtet, den festgestellten Betrag an den erstattungsberechtigten Teilnehmer zu entrichten. Die Erstattung durch den Netzbetreiber hat binnen zwei Monate nach Vorlage der Feststellung beim Netzbetreiber zu erfolgen. ~~Verbliebene wirtschaftliche Vorteile gemäß § 11 sind zwei Monate nach Bescheidung durch die Bundesnetzagentur nach Absatz 2. an den Netzbetreiber auszahlen. Der nach § 11 ausgezahlte Betrag ist für die Senkung der Netzentgelte des nachfolgenden Jahres zu verwenden. Der nach § 11 ausgezahlte Betrag ist zur Senkung der Netzentgelte zu verwenden.~~

2. Anpassungen an die Pflicht zur Testierung der Angaben, § 12 Abs. 4

Aus Praktikabilitäts- und Kostengründen sollte die in § 12 Abs. 4 geregelte Pflicht zur Testierung mit Ausnahmen eingeschränkt werden.

Dies könnte dadurch erfolgen, dass das Testat nur auf Verlangen der BNetzA oder bei Überschreitung einer Bagatellgrenze bei einer zu erwartenden Erstattung von bspw. 250.000 €/a erforderlich ist.

Der Verordnungsentwurf sollte dahingehend angepasst werden, dass in § 12 Abs. 4 die Ausnahmen von der Testierungspflicht in einem neuen Satz 2 geregelt werden.

§ 12 Feststellung der Ansprüche; Beweislast

(4) Die Richtigkeit der Angaben nach Absatz 2 muss durch einen Wirtschaftsprüfer, eine Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einen vereidigten Buchprüfer oder eine Buchprüfungsgesellschaft testiert werden, sofern ausdrücklich durch die Bundesnetzagentur erwünscht.

Satz 2 (NEU) Von dem Erfordernis des Satzes 1 ist abzusehen, wenn die zu erwartende Erstattung geringer als 250.000 € pro Jahr ist.

Ferner lässt die Regelung offen, gegen welche Richtlinie der Wirtschaftsprüfer, etc. testieren sollen. Hierzu existiert derzeit keine Richtlinie, sodass nur die Plausibilität der Abrechnung überprüfbar ist.

Schließlich sollte klargestellt werden, wann für eine dass Testierung der Einbau geeichter Zähler erforderlich ist. Da insbesondere für geeichte Zähler bei kleinen Anlagen, die durch den Einbau der geeichten Zähler entstehenden Kosten in keinem Verhältnis zu den sonstigen Kosten der Anlage stehen, muss klar gestellt sein, dass der Einbau geeichter Zähler in jedem Falle als anrechenbare Kosten im Sinne des § 10 Abs. 2 gelten.

XII. Zu § 13

Aufgrund der Projektlaufzeit von vier Jahren und zur Nachjustierung vor allem des Rechtsrahmens zur Ermöglichung von regulatorischen Innovationszonen erscheint es angebracht, nicht nur einen abschließende Bericht zu erstatten, sondern eine Zwischenevaluierung und ggf. Verordnungsanpassung ohne Schlechterstellung der Teilnehmer etwa zur Mitte der Gesamtvorbereitungszeit durchzuführen.

C. Weitere Forderung

Über den Kontext des Verordnungsentwurfs hinaus soll das grundsätzliche Problem bei Power-to-Heat im Zusammenhang mit der höheren Reduzierung der EEG-Umlage adressiert werden.

Die nicht vollumfängliche Befreiung von der EEG-Umlage, die jedoch so auch in den Verordnungsermächtigungen in § 119 EnWG und § 95 Nr. 6 EEG 2017 vorgegeben ist, bereitet allen Partnern, die Anlagen im Sinne des § 8 mit zusätzlichen Energiemengen betreiben, erhebliche wirtschaftliche Probleme bzw. macht den Einsatz dieser Anlagen wirtschaftlich unattraktiv.

Bspw. wird seitens der Power-to-Heat-Betreiber eine Reduzierung der EEG-Umlage um nur 60 % für nicht ausreichend gehalten. Dies würde im Fall der Stadtwerke Flensburg GmbH dazu führen, dass der Elektrokessel nur mit seiner halben Last betrieben werden dürfte. Das dort vorhandene BHKW 3 (Erdgasbetrieb) soll lt. Projektplan mit einer elektrischen/thermischen Leistung von jeweils 800 kW abgeschaltet und durch einen Elektroheizer mit 800 kW substituiert werden. Die resultierende wirksame Lastveränderung wäre 1,6 MW (800 kW vermiedene Einspeisung plus 800 kW erhöhter Strombezug). Im Falle einer EEG-Umlage in Höhe von 2,752 ct/kWh (40 % EEG-Umlage) ist es für die Stadtwerke Flensburg GmbH wirtschaftlich vorteilhafter das BHKW 3 lediglich auf 400 kW zu drosseln und einen Elektrokessel mit ebenfalls 400 kW zu betreiben, um einen Netzbezug zu vermeiden. Die netzseitig wirksame Leistung wäre dann nur halb so groß. Um solche Fehlplanungen zu vermeiden und die aufzubauenden Flexibilitäten voll nutzbar machen zu können, wäre eine Kostenentlastung in voller Höhe der EEG-Umlage erforderlich, so wie sie im Übrigen auch im Rahmen der zuschaltbaren Lasten gemäß § 13 Absatz 6a EnWG geregelt ist.

Bei einem Strombezugspreis von 0 ct/kWh ergeben sich nach vorliegender Reglung für die Substitution von Gas als fossilen Brennstoff bei EEG-Umlage in Höhe von 2,752 ct/kWh sowie Stromsteuer in Höhe von 2,05 ct/kWh in Summe Kosten von rd. 4,8 ct/kWh. Bei Vergleich mit gaserzeugter Wärme – Gasbezugskosten in Höhe von 1,5 - 2 ct/kWh, Steuern in Höhe von 0,55 ct/kWh, keine EEG-Umlage sowie Netznutzungsentgelt in Höhe von rd. 0,5 ct/kWh – ergibt sich in Summe ein Wert von rd. 3 ct/kWh. Somit wird selbst durch eine Reduzierung der EEG-Umlage um 60% der wirtschaftliche Nachteil weder kompensiert noch wird eine Wettbewerbsfähigkeit zum substituierten Gas geschaffen.