



Stellungnahme

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

(SINTEG-Verordnung)

Februar 2017

Einleitung

Die Partner des SINTEG-Schaufensters enera begrüßen die zügige Umsetzung der Ermächtigung des § 119 EnWG durch die vorliegende Verordnung. Die SINTEG-Ausschreibung hat den Auftrag erteilt, „unter realen Bedingungen Lösungen zu entwickeln, die maßgebliche Hinweise darauf geben, wie bundesweit die Rahmenbedingungen für intelligente Netze und Märkte auszugestalten sind, um die zunehmende dezentrale und fluktuierende Stromerzeugung sowie bidirektionale Lastflüsse zwischen den Spannungsebenen zu ermöglichen und gleichzeitig die Systemsicherheit und Wirtschaftlichkeit leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zu gewährleisten“.

Diesem Auftrag entsprechend haben die Verbundpartner ein inhaltliches Konzept entwickelt, das in den jeweiligen Zuwendungsbescheiden des BMWi Zustimmung gefunden hat. Um die Zukunft eines funktionierenden Energiewende-Systems zu demonstrieren, bedarf es des finanziellen Ausgleichs der an der Energiewende Mitwirkenden, sofern sie durch ihre Unterstützung an SINTEG bzw. enera wirtschaftliche Schäden im Hinblick auf die aktuelle Gesetzeslage erleiden.

Der aktuelle Verordnungsentwurf greift dem Grund nach diese Problematik auf, geht aber nicht ausreichend auf die konkret bewilligten Maßnahmen des Projektes enera ein, um dem Anspruch der SINTEG-Ausschreibung gerecht zu werden sowie die Realisierung von enera zu ermöglichen. Dies gilt insbesondere hinsichtlich

- des Teilnehmerkreises der Anspruchsberechtigten,
- der in § 119 Abs. 1 Nr. 2 ausdrücklich aufgeführten Maßnahmen zur Vermeidung des Entstehens von Netzengpässen, sog. gelbe Ampelphase sowie
- der fehlenden Kostentragungsregelung des Antragsgegners, also der Netzbetreiber.

Im Einzelnen nimmt das enera-Konsortium zum Verordnungsentwurf wie folgt Stellung:

§ 2 – Begriffsbestimmungen

1. § 2 Abs. 2 Nr. 4 begrenzt die Teilnehmerdefinition auf Zuwendungsempfänger, Unterauftragnehmer und **assoziierte Partner**. Letztere wiederum müssen gemäß **§ 2 Abs. 2 Nr. 1** in der Kooperationsvereinbarung genannt sein.

Diese Regelung verkennt, dass entsprechend den Zuwendungsbescheiden betreffender Konsortialpartner von enera die Akquise von Flexibilitätsanbietern auf Seiten von Einspeisern und Verbrauchern erst im Rahmen der Projektumsetzung erfolgt. Dies kann auch erst dann erfolgen, wenn die einzelnen Demonstrationsmaßnahmen eine gewisse Umsetzungsreife erlangt haben. Aus diesem Grund sind diese nicht im Kooperationsvertrag von enera als assoziierte Partner im Sinne von § 2 Abs. 2 Nr. 1 genannt.

Hintergrund dieses in den Projektanträgen dargestellten und bewilligten Prozesses ist, dass eben die Entschädigungsmöglichkeiten der vorliegenden Verordnung als Argument für eine Teilnahme an SINTEG, hier enera, dienen sollen. Gerade die in der Modellregion von enera vor allem vorkommenden kleineren und mittleren Anlagenbetreiber kamen als Konsortialpartner nicht in Betracht und werden auch nicht

als Unterauftragnehmer zum Einsatz kommen. Eine Begrenzung der Teilnehmer auf den im Entwurf genannten Kreis führt also insbesondere zu einem Ausschluss von KMU, (privaten) Betreibern von PV-Anlagen, Hausspeichern, Wärmepumpen etc. Dies sind aber auch genau die Adressaten von SINTEG, die dem Anspruch der Ausschreibung, für mehr Akzeptanz der Energiewende auf breiter Fläche zu sorgen, gerecht werden könnten.

Die Regelung in § 2 Abs. 2 Nr. 4 in Verbindung mit § 2 Abs. 2 Nr. 1 macht in enera daher die Demonstration

- des Einsatzes von kleinen wie großen Flexibilitäten zur Schaffung von Netzstabilität (Arbeitspaket 5),
- der Entwicklung und Erprobung von regionalisierten Produkten (Arbeitspaket 6),
- einer marktbasieren Flexibilitätsplattform (Arbeitspaket 7),
- der juristischen und ökonomischen Beurteilung dieser Ergebnisse (Arbeitspaket 8),
- der Berücksichtigung dieser Zielgruppe bei der Bewertung der Frage, welchen Beitrag und Wert vor allem auch kleinere Verbraucher und Prosumer im Energiewende-System leisten können (Arbeitspaket 11) sowie
- die Berücksichtigung der o.g. Arbeitspakete bei der Erstellung einer Blaupause für die Energiewende, die übertragbare Ergebnisse liefert (Arbeitspaket 13)

unmöglich und stellt damit das Projekt insbesondere hinsichtlich seines Beitrags zum Thema "Flexibilisierung des Energiesystems" in Frage.

Aus diesem Grund ist für die Demonstration von enera unerlässlich, den **Teilnehmerkreis im Sinne von § 2 Abs. 2 Nr. 4 dergestalt zu erweitern**, dass auch solche natürlichen Personen, juristischen Personen oder Personengesellschaften, die mit einem Zuwendungsempfänger oder dessen Unterauftragnehmer zur Umsetzung des Vorhabens entsprechende vertragliche Vereinbarungen für die Dauer der Projektlaufzeit schließen, in die Definition der assoziierten Partner in § 2 Abs. 2 Nr. 1 aufgenommen werden.

2. Die in **§ 2 Abs. 2 Nr. 1** angeführte Zeitfrist bis zum 1. Juni 2017 für den Beitritt assoziierter Partner als ungeförderter Partner ist zu kurz, da diese – aus den oben angeführten Gründen – über die komplette Projektlaufzeit für einzelne Demonstratoren gewonnen werden sollen. Daher schlagen wir eine **Frist bis zum 31.12.2019** vor.
3. **§ 2 Abs. 2 Nr. 3** listet die Projektaktivitäten auf. Neben der Verteilung von Strom muss **auch die Übertragung und Speicherung von Strom** mit aufgenommen werden. Viele Tätigkeiten im Schaufensterprojekt können nur durch Einbeziehung der Übertragungsnetzebene umgesetzt bzw. sichergestellt werden. Die Einbeziehung eines Übertragungsnetzbetreibers war auch zwingende Ausschreibungsbedingung bei den SINTEG-Projekten. Dies gilt ebenso für die Speicherung von Strom, auf die in den weiteren Paragraphen darüber hinaus Bezug genommen wird.

§ 3 – Anzeige der Teilnahme an SINTEG

Grundsätzlich führt die Regelung zu hohen zusätzlichen bürokratischen Aufwänden, die insbesondere bei der Akquise von kleineren Flexibilitätsanbietern (siehe Anmerkungen zu § 2) abschreckend wirken und dem Ziel, für mehr Akzeptanz in der Bevölkerung für die Energiewende zu sorgen, entgegenstehen.

Konkret die in **§ 3 Abs. 3** aufgeführten Angaben sollten auf zwingende Notwendigkeit, Praktikabilität und minimal bürokratischen Aufwand überprüft werden.

Eine praxiserprobte Alternative wäre z.B. ein Anzeigeverfahren in Anlehnung an das Verfahren bei Sonderentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV.

Bei „kleineren“ Einspeisern und Entnahmestellen könnte auch ein Dritter (z.B. ein Direktvermarkter bzw. ein Aggregator) die Anzeigen übernehmen.

§ 4 – Erlöschen der Teilnehmereigenschaft

§ 4 Abs. 1 Nr. 2 gilt als lex generalis für alle Teilnehmer interessengerecht. Daher sollte § 4 Abs. 1 Nr. 1 gestrichen werden.

§ 5 – Ausnahmen von der Pflicht zur Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform

Die Regelung wird ausdrücklich begrüßt. Da Teilnehmer der Schaufenster entsprechend der Ausschreibung Netzbetreiber aller Spannungsebenen sind, sollte hier allerdings nicht eingrenzend auf Verteilnetzbetreiber, sondern allgemein auf Netzbetreiber abgestellt werden.

§ 6 – Ansprüche eines Teilnehmers auf Erstattung wirtschaftlicher Nachteile

1. Der Erstattungsanspruch des § 6 darf sich nicht nur auf den – aktuell beschriebenen – Anwendungsfall beschränken, in dem bereits ein EinsMan-Signal gesendet wurde. Um das Demonstrationspotenzial von SINTEG auszuschöpfen, sollten **auch Maßnahmen in der sog. gelben Ampelphase** erstattungsfähig sein, d.h. dass gerade bei **prognostiziertem** Netzengpass schon im Vorfeld erstattungsfähige Maßnahmen ergriffen werden können, um gerade nicht das EinsMan-Signal auslösen zu müssen.

Im Zusammenspiel mit dem bestehenden § 9 sind nach aktueller Fassung keine Erstattungen wirtschaftlicher Nachteile für marktbasierende Lösungsansätze in der gelben Ampelphase möglich. Dies würde dazu führen, dass die zu demonstrierenden Lösungen der enera-Arbeitspakete 5, 6 und 7 hinfällig wären. In diesen Arbeitspaketen liegt der inhaltliche Fokus klar auf der proaktiven Vermeidung von Engpasssituationen, bevor ein EinsMan-Signal gesendet werden muss.

§ 6 Abs. 2 Nr. 1 sollte daher dahingehend angepasst werden, dass die Netz-Ampelphasen besser abgrenzbar sind, also klar erkennbar wird, dass die Regelungen **vor und nach einem EinsMan-Signal** gelten müssen bzw. die §§ 13, 14 Abs. 1 EnWG dem Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit einräumen, prognostizierte Engpässe durch Marktmechanismen aufzulösen. Ansonsten würde der in § 119 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ausdrücklich aufgeführte Anwendungsfall in der Verordnung nicht vorkommen.

Die aktuelle Formulierung lässt des Weiteren keine Möglichkeit der Einführung regionaler Systemdienstleistungen abseits von EinsMan-Fällen und negativen Strompreisen durch Übertragung von Aufgaben der Systemführung von Übertragungsnetzbetreiber auf Verteilnetzbetreiber zu, z.B. durch die Ermöglichung dezentralen Versorgungswiederaufbaus, Blindleistungsbereitstellung oder Kurzschlussleistung.

Insofern sollte die Möglichkeit der Einführung regionaler Systemdienstleistungen in Absprache mit dem Übertragungsnetzbetreiber für die Projektlaufzeit aufgenommen werden. Andernfalls sind auch keine Lerneffekte möglich hinsichtlich einer zukünftigen Systemführung mit stärkerer Systemverantwortung der Verteilnetzbetreiber.

2. **§ 6 Abs. 3** ist in der Praxis schwer bis unmöglich umsetzbar, da der Teilnehmer in der Regel keine Kenntnis über „sämtliche Zeiträume“ im Sinne von Abs. 3 hat, sondern nur der Netzbetreiber.

Es wird daher vorgeschlagen, dass der Teilnehmer lediglich die Zeiträume dokumentiert, in denen dieser nach Abs. 2 Maßnahmen ergriffen hat.

§ 7 – Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei Letztverbrauchern

enera begrüßt, dass eine Differenzierung nach unterschiedlichen Letztverbrauchergruppen erfolgt. In § 7 wird nach unserem Verständnis der Erstattungsanspruch für Letztverbraucher mit Lastverlagerung geregelt. Somit ist es folgerichtig, dass nur der zusätzliche Leistungsanteil kompensiert werden muss und keine Umlagen oder Arbeitsentgelte. Dies sollte auch eindeutig in Abgrenzung zu § 8 hervorgehoben und klargestellt werden. Wir schlagen daher eine Konkretisierung der Überschrift vor: „Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei **Letztverbrauchern mit Lastverlagerung**“ sowie im ersten Satz: „Ein Teilnehmer, der **Letztverbraucher mit Lastverlagerung** ist,...“.

§ 8 – Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei Stromspeichern und Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieträger

Nach unserem Verständnis berücksichtigt § 8 Letztverbraucher, die eine zusätzliche Last darstellen, dies sind – wie bereits in der Verordnung abschließend aufgezählt – Stromspeicher und Power-to-X-Anlagen. Diese Beschränkung schließt aber alle sonstigen Formen von zusätzlichen Lasten aus, wie z.B. das Absenken von

Eigenerzeugungsanlagen. Um auch diesem erheblichen Potenzial gerecht zu werden, schlagen wir folgende Anpassung in der Überschrift vor: „Erstattung des wirtschaftlichen Nachteils bei **Letztverbrauchern mit zusätzlichen Lasten, die den Strombezug nicht nur verlagern, sowie Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieformen**“ sowie im ersten Satz „Ein Teilnehmer, der **Letztverbraucher mit zusätzlichen Lasten ist, die den Strombezug nicht nur verlagert**, sowie Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in andere Energieformen betreibt ...“.

Darüber hinaus wird es Teilnehmer geben, die sowohl unter § 7 mit einer Lastverlagerung fallen und unter § 8 mit einer zusätzlichen Last. Um auch diesen Teilnehmern gerecht zu werden, muss hier ein **separater Nachweis** erfolgen, wann die Maßnahme eine zusätzliche Last war oder nur eine Verlagerung des Strombezugs, um die richtige Höhe der Erstattung ermitteln zu können.

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

§ 9 ist in der aktuellen Fassung missverständlich bzw. widersprüchlich, da dem Einspeiser erneuerbarer Energien durch die zuschaltbare Last keine Entschädigungen entgehen, sondern er vielmehr weiterhin die Marktprämie bzw. EEG-Vergütung erhält. Somit wäre dann noch zu regeln, worüber die Mehrkosten für die zuschaltbare Last zu vergüten sind.

Trotzdem ist es für die Umsetzung von enera unverzichtbar, dass im Rahmen der Verordnung eine Option geregelt wird, nach der Einspeiser erneuerbarer Energien ihre Erzeugung reduzieren, ohne dass diese unter das Regime des § 13 Abs. 2 EnWG fallen. In einem solchen Fall sind die Nachteile des Erzeugers bis zur Höhe der EinsMan-Vergütung auszugleichen. Hier ist zu beachten, dass in der Regel nicht der Anlagenbetreiber, sondern ein Direktvermarkter den Strom aus der Anlage vermarktet.

Unter Berücksichtigung dieser Interessenlage schlagen wir **folgende konkrete Neufassung** vor:

(1) Ein Teilnehmer, der eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 3 EEG betreibt, die nach § 14 Abs. 1 EEG vom Netzbetreiber geregelt werden soll, oder dessen Vermarkter darf im Rahmen der Projektstätigkeit deren Einspeiseflexibilität auch auf regional gestalteten Marktplätzen des entsprechenden Projektes anbieten.

(2) Bei Anwendung von Absatz 1 wird ggf. die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien reduziert, ohne dass eine Entschädigung nach § 15 EEG erfolgen muss. In diesem Fall ist der Netzbetreiber jedoch verpflichtet, dem Teilnehmer den entstandenen wirtschaftlichen Nachteil zu erstatten.

(3) Der nach Absatz 2 Satz 2 zu erstattende wirtschaftliche Nachteil errechnet sich aus der Differenz zwischen einem fiktiven Erlös nach den aktuell gültigen gesetzlichen

Regelungen und den tatsächlich erzielten Erlösen. Der fiktive Erlös umfasst die folgenden Komponenten:

- a) die am Spotmarkt bei der geplanten Einspeisung erzielbaren Erlöse*
- b) die Erlöse aus der Marktprämie bei Direktvermarktung bzw. aus der Einspeisevergütung nach EEG*
- c) die Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG für die Differenz zwischen der geplanten Erzeugungsmenge und der tatsächlich produzierten Menge*

(4) Der Netzbetreiber und die Anlagenbetreiber verständigen sich vor Beginn der Demonstrationsphase auf die genaue Ausgestaltung der Berechnungsvorschrift nach Absatz 3 und legen diese der Bundesnetzagentur vor. Für die Ermittlung der Differenz zwischen der geplanten Erzeugungsmenge und der tatsächlich produzierten Menge nach Absatz 3 Ziffer c) ist so vorzugehen wie bei der Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des sog. Spitzabrechnungsverfahrens (entsprechend Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur).

§ 10 – Anrechnung wirtschaftlicher Vorteile

Die Regelung des § 10 ist unter Beachtung der europäischen Bestimmungen zu Beihilfen konsequent und insbesondere Absatz 3 interessengerecht. In Absatz 2 wäre es wünschenswert, den Begriff der „operativen Kosten“ durch „Kosten aufgrund der Projektstätigkeit“ auszutauschen, da dies dem Charakter der Anrechnung von durch die Teilnahme an SINTEG verursachten Aufwendungen eher entspricht.

§ 12 – Feststellung der Ansprüche; Beweislast

§ 12 Abs. 4 stellt für „kleinere“ Teilnehmer wie KMU und Einzelkunden eine aufwändige und kostenintensive Zusatzbelastung dar und wird diese von der aktiven Mitarbeit an einem Schaufenster abschrecken. Somit wäre aber auch dem Vorhaben die Möglichkeit genommen, Lösungen zur Akzeptanz der Energiewende zu demonstrieren, da neben Großverbrauchern den kleinen Verbrauchern bzw. Flexibilitätsanbietern (Stichwort: Breitenwirksamkeit) kein Nutzen der Energiewende dargestellt werden kann bzw. nur noch mehr bürokratische und kostenauslösende Aufwände entstehen. Aus diesem Grund schlagen wir eine Bagatellgrenze für Testierung durch einen Wirtschaftsprüfer in Höhe eines Erstattungsanspruchs von 250.000 € / Jahr vor.

Regelung für Kosten der Netzbetreiber erforderlich

Der Entwurf der SINTEG-Verordnung sieht in den §§ 6 bis 12 bisher nicht vor, wie Netzbetreiber mit wirtschaftlichen Vor- und Nachteilen umgehen sollen.

Für Netzbetreiber ist es wesentlich, dass im Rahmen der Experimentierklausel tatsächlich entstandene Kosten, die nicht von Erlösen gedeckt wurden, nicht zu einer Belastung ihres EBIT führen. Verbleibende Überschüsse der Kosten über die Erlöse, die nicht vom

Projektträger erstattet werden, sollten entweder über eine bundesweite Umlage gemäß § 24 S. 2 Ziffer 4 EnWG verteilt oder zumindest in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden können. Ziel ist es, den Netzbetreiber im Ergebnis neutral zu stellen. Hier sollte eine Regelung in der SINTEG-VO ergänzt werden.

Informations- und Transparenzpflichten

Darüber hinaus können durch die Erprobung und das Experimentieren im Rahmen von SINTEG gegebenenfalls unvorhergesehene Situationen im Netz entstehen, die Auswirkungen auf die Systemsteuerung haben könnten. Eine Informationspflicht gegenüber den Netzbetreibern und insbesondere gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber ist geboten, damit diese sich auf beabsichtigte Maßnahmen, deren Zeitraum sowie mögliche Risiken vorbereiten können.

Erfüllungsaufwand

In den Ausführungen zum Erfüllungsaufwand geht der Verordnungsgeber von jährlich ca. 40 Fällen aus. Im Projekt enera ist beantragt und bewilligt, dass allein der Konsortialpartner EWE AG bis Frühjahr 2018 über seinen Unterauftragnehmer EWE VERTRIEB GmbH über 300 Flexibilitätsanbieter akquirieren wird. Die Einschätzung der Gesetzesfolgen sollte sich stärker an den bewilligten Projektanträgen orientieren und die Einschätzung der Belastungen für die Wirtschaft nochmals einer Überprüfung unterzogen werden.

Zwischenevaluierung und Anhörung

Um der Komplexität und Vielfalt der einzelnen Maßnahmen in den Schaufenstern gerecht zu werden und ein gemeinsames Verständnis zwischen dem BMWi und den Projektkonsortien zu erlangen, halten wir es für dringend angeraten, zeitnah einen Anhörungstermin für persönliche Erläuterungen und Rückfragen anzuberaumen.

Des Weiteren erfordert der Charakter des SINTEG-Programms als Demonstrationsvorhaben eine regelmäßige Evaluation im Hinblick auf Nutzen, Umfang und Umsetzbarkeit dieser Verordnung. Aus diesem Grund schlagen wir die Aufnahme einer entsprechenden Regelung vor.

Zentrale Ansprechpartnerin:

Fabiane Buchheister
EWE AG
Tirpitzstraße 39
26122 Oldenburg
Telefon: 0441 / 4805 – 5115
E-Mail: fabiane.buchheister@ewe.de