



# Kommentierung: Spitzenlastglättung nach § 14 a EnWG

Digitalisierung der Energiewende - Thema 2: Regulierung, Flexibilisierung  
und Sektorenkopplung

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (RAP)

The Regulatory Assistance Project (RAP)  
Andreas Jahn  
ajahn@raponline.org

Agora Energiewende  
Alexandra Langenheld,  
alexandra.langenheld@agora-energiewende.de,  
Thorsten Lenk,  
thorsten.lenk@agora.energiewende.de

Agora Verkehrswende  
Dr. Urs Maier  
urs.maier@agora-verkehrswende.de

## 1. Hintergrund

Für die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors bei den privaten Verbrauchern werden neue, aber auch flexible Lasten im Verteilnetz angeschlossen. Um den Ausbau und die dadurch entstehenden Kosten begrenzen zu können, hat das Bundeswirtschaftsministerium Gutachten unter dem Titel „Digitalisierung der Energiewende“ vergeben. Die Ausarbeitung von BET, Ernst & Young und WIK<sup>1</sup> favorisiert dabei eine Spitzenlastglättung des privaten Verbrauchs durch eine Aufteilung der genutzten Anschlusskapazität von Haushaltskunden in so genannte bedingte und unterbrechbare Leistungsanteile. Dieser Ansatz wird derzeit mit Stakeholdern diskutiert, um die ordnungsrechtliche Umsetzung vorzubereiten. Allerdings wurden bisher weder die Kritik daran, noch die Alternativen dazu hinreichend berücksichtigt.

## 2. Zusammenfassung

### a. Positiv zu bewerten ist die Adressierung

- von neuen **Netzplanungsinstrumenten** wie zeitreihenbasierte Lastflussrechnungen, so dass mittelfristig die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen zuverlässig ermittelt werden kann,
- der **Netzzustandsüberwachung** durch funktionale Erweiterung bestehender IT-Systeme sowie die Ergänzung von Messtechnik und deren Anbindung über sichere Kommunikationswege
- und des Aufbaus von Energie-Management-Systemen bei Verbrauchern mit neuen Flexibilitäten.

### b. Kritisch ist hingegen:

- Bei dem Modell handelt es sich um einen rein kurativen Ansatz in der sogenannten „roten

Phase“. Dieser lässt keinen Spielraum für die Entstehung von Geschäftsmodellen in der „gelben Phase“ für einen netzdienlichen Flexibilitätseinsatz, beispielsweise von potenzielle Marktakteure wie Aggregatoren oder Lieferanten durch zeitliche Preisanreize. Somit können zukünftig etwaige wertvolle Flexibilitätspotenziale nicht gehoben werden (etwa durch *Smart Charging*).

- Der Hauptansatzpunkt der **Spitzenglättung** setzt nur beim Verbrauch an. Die **Erzeugungseite** und das (mögliche) Wechselspiel von Erzeugung und Verbrauch, also der Flexibilisierung bleiben unberücksichtigt.
- **Der Netzausbaubedarf** kann trotzdem hoch ausfallen, falls die zugewiesene unbedingte Leistung zu hoch gewählt wird.
- Systemdienliche Lasterhöhung wird beschränkt auch wenn Erneuerbaren-Stromerzeugung verfügbar und das Netz frei ist. Statt größere Mengen **Erneuerbarer Energie zu integrieren**, erfolgt deren Abregelung.
- Der Umgang mit entstehenden **Bilanzkreisabweichungen** ist NICHT ausformuliert. Sofern keine Bilanzkreis Korrektur vorgesehen ist, entstehen hier (unkalkulierbar hohe) **Ausgleichsenergie Risiken**, die einem höheren Bedarf an Regelleistung nach sich ziehen.

Da die Unklarheiten und Risiken in Summe groß sind und der mögliche Mehrwert mit hohen Transaktionskosten erkaufte werden muss, sollte der Vorschlag nicht umgesetzt werden. Ein späteres Umschwenken würde wesentlich teurer und aufwändiger. Beschädigungen des Marktmodells müssen korrigiert werden. Auch die darauf basierenden Kosten von zu korrigierenden Produktentwicklungen und Geschäftsmodellen müssten von den Verbrauchern getragen werden.

---

<sup>1</sup> <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html>

Dem Gutachten muss leider schon im Analyseteil eine Fehlleistung attestiert werden, die im Weiteren zu grundlegend falschen Schlussfolgerungen und ineffizienten Vorschlägen führt. Es wird behauptet, „angeschlossene[n] Verbraucher haben die Gemeinsamkeit, dass der Einsatz wenig flexibel ausgestaltet ist. Ihr Energiebezug ist nutzungsgetrieben, d. h., ihr Abnahmeverhalten wird von den momentanen Nutzungsbedürfnissen dominiert. Eine Verschiebung von Verbrauch würde oftmals zu unmittelbar spürbaren Komforteinbußen [führen]. ... Kunden agieren somit weitgehend passiv und reagieren nicht auf Preissignale. Dass kein Lastverschiebepotenzial existiert, hat auch zur Folge, dass die zugesicherte Kapazität zur Netznutzung stets garantiert werden muss, da der Kunde seinen Verbrauch nicht flexibel reduzieren kann.“ (Seite 20). Internationale Erfahrungen<sup>2</sup> zeigen, dass dies schon für traditionelle Lasten nicht zutrifft, jedoch umso weniger für die im Gutachten besonders adressierte Elektromobilität. In Folge dessen werden in dem Gutachten sehr komplexe Lösungsansätze skizziert, die mit Unsicherheiten in ihrer Wirkung, der Akzeptanz der Verbraucher und den Implikationen für bestehende Marktstrukturen einhergehen. Naheliegende Lösungsansätze, wie zeitvariable Tarife, werden durch den Zirkelschluss – keine Preisunterschiede, keine Flexibilität – grundsätzlich ausgeschlossen und als Argument für die Legitimierung der netzhoheitlichen Schaltungen von Verbrauchern genutzt.

Weiterhin basiert der Vorschlag auf der Annahme, dass Fixkosten der Infrastruktur auch als fixe (Leistungs-) Preise allokiert werden müssen. Da die Engpässe der Netzinfrastruktur jedoch die zukünftigen Investitionen darstellen, können mit angemessenen Bepreisungen die Engpässe erheblich vermindert werden. Ökonomisch betrachtet sind damit auch sogenannte Fixkosten langfristig variabel und als solche adressierbar – vergleichbar mit dem Energy-Only-Markt, der auch Investitionsbeiträge für Kraftwerke liefert.

Die daraus folgenden Unsicherheiten und möglichen Auswirkungen seien anhand einiger Aspekte im Folgenden näher beleuchtet:

### 3. Die maßgebliche inhaltliche Kritik:

#### a. Verfehlung der Systemdienlichkeit

Die Lasten der Kunden sollen (und dürfen) vom Netzbetreiber nur im Sinne der Netzoptimierung geschaltet werden. Vermutlich kann dies beim skizzierten Vorschlag auch bei Netzengpässen durch Einspeisungen erfolgen. Jedoch werden dem Markt und dem Kunden die Möglichkeit genommen, diese lokalen Erneuerbaren-Energien-Überschüsse zu konsumieren beziehungsweise zu adressieren. Die netzoptimierte Erneuerbaren-Energien-Einspeisung mittels Redispatch und die Kappung der Einspeisespitzen (§ 6 EEG) erfolgt davon getrennt durch den beziehungsweise die Netzbetreiber, so dass Verbraucher nicht auf diese Überschussmengen reagieren können. Marktliche Lösungen, basierend auf Preisanreizen, können jedoch auch lokale Überschüsse für die Verbraucher kostengünstig verfügbar machen<sup>3</sup> und Abregelungen für Einspeiser und Verbraucher folglich vermindern.

#### b. Eingriff in Marktrollen und Verantwortlichkeiten

Der Eingriff der Netzbetreiber in den Bezug der Verbraucher bedeutet einen eklatanten Eingriff in das bisherige Marktmodell der Bilanzierungsverantwortung. Es ist nicht vorgesehen, dass ex-ante Informationen bereitgestellt werden, die eine Korrektur der Marktergebnisse erlauben. Ein im Gutachten unterstellter Netzeingriff (im Sinne der Optimierung der Netzkapazitäten) von 1,7 Stunden täglich (7 Prozent der Tagesstunden) ist signifikant. Wahrscheinlich findet dieser Eingriff insbesondere dann statt, wenn Kunden günstige Großhandelspreise nutzen möchten, also dann, wenn der wettbewerbliche Markt seine Potenziale ausspielt. Folglich ist mit diesem

---

<sup>2</sup> Farqui, Ahmad, 2019, *The Transformative Power of Time-Varying Rates* <https://www.energycentral.com/c/em/transformative-power-time-varying-rates>

<sup>3</sup> Pilotprojekt MITNETZ, zeitvariable Arbeitspreise je nach Last und Einspeisung durch Erneuerbaren Energien: [https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/emw\\_19-1\\_EI\\_Zeitvariable-Netztarife-f%C3%BCr-flexible-Kunden\\_E-Bridge.pdf](https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/02/emw_19-1_EI_Zeitvariable-Netztarife-f%C3%BCr-flexible-Kunden_E-Bridge.pdf)

sieben Prozent Netzeingriff der Grundstein gelegt, eine effektive, wettbewerbliche Belieferung von flexiblen Haushaltskunden zu konterkarieren. (Wie weit die Vorschläge mit den EU-Richtlinien, insbesondere dem Clean-Energy Package vereinbar ist, wäre zu prüfen.)

Da solche Netzeingriffe in die Marktergebnisse auf Großhandelsebene nicht kompensationslos zulässig sind, wird im Redispatch der Eingriff entsprechend entschädigt, sowohl für Erzeuger als auch Verbraucher. Daraus resultierende Bilanzkreisabweichungen müssen entsprechend behandelt werden. Für eine Redispatch-Regelung im Verteilnetz, wie von BET vorgeschlagen, müssen folglich die gleichen Kriterien gelten. Welche Kosten und Aufwände dies auf Netzseite verursacht, wäre zu prüfen; die Transaktionskosten dafür dürften im Vergleich zum Redispatch im Übertragungsnetz hoch ausfallen aufgrund der viel größeren Zahl von Betroffenen.

**c. Komplexität überfordert Verbraucher**

In der Bewertung der Vorschläge wird die bedingte Bestellleistung als mäßig komplex eingestuft. Das ist soweit schlüssig, wenn die Vergleichsoptionen maßgeblich auf der Kombination von weiteren Maßnahmen beruhen und daher entsprechend komplexer ausfallen müssen. Im Detail wird jedoch von den Kunden verlangt, dass sie Flexibilitäten (es ist noch nicht definiert, was alles dazu gehört) melden müssen. In der Folge müssen deren Anschlussverträge geändert werden und der Kunde muss seine bedingte und unbedingte Leistung bestellen. Es ist klar, dass dies keinen Anreiz für die Verbraucher darstellt, wenn damit maximal die Aussicht verbunden ist, keine höheren Netzkosten tragen zu müssen. Entsprechend ist hier mit großen Verzögerungen bei der flächendeckenden Umsetzung, zusätzlichem Kontrollaufwand und öffentlichem Widerspruch zu rechnen, so dass auch Auswirkungen auf den Rückhalt in der Bevölkerung für die

Energiewende nicht ausgeschlossen werden können. Auch bei weniger komplexen Ansätzen, wie den zeitvariablen Tarifen gibt es eine Diskussion der Verbraucherakzeptanz. Entsprechend werden hier Umfragen<sup>4</sup> getätigt, um adäquate Lösungen zu kreieren. Für die hier unterbreiteten komplexen Vorschläge ist dies offensichtlich nicht erfolgt.

**d. Kostenaufwand und Wirkungen unsicher**

Die im Vorschlag durchgeführten Berechnungen beziehen sich auf eine individuell zugestandene, unbedingte Bestellleistung von 5 Kilowatt (kW) je Verbraucher. Historisch sind Verteilnetze jedoch für eine Gleichzeitigkeit der Haushaltsverbraucher von etwa 1,5<sup>°</sup>kW ausgelegt worden. Um eine Verdreifachung der Verteilnetzkapazitäten mit entsprechenden Kosten tatsächlich einschränken zu können, müsste die unbedingte Leistung also wesentlich stärker begrenzt werden. Zwei bis maximal drei kW wären entsprechend zu diskutieren, die jedoch eine wesentlich stärkere Beeinträchtigung der Verbraucher gegenüber dem Status quo von bis zu 30 kW bedeuten. Zudem könnte es passieren, dass Verbraucher versuchen unter Einsatz ihrer Flexibilitätsoptionen unterhalb der vorgeschlagenen 5 kW (oder auch niedriger) zu bleiben, wenn damit eine entsprechende Kostenersparnis einhergeht (dies kann auch ein Geschäftsmodell bedeuten). In der Berechnung werden aber nur von diesen Kunden zusätzliche Einnahmen für den Netzausbau generiert, die folglich unsicher sind. Parallel wird jedoch der zeitgleiche Strombezug steigen (da diese Kunden ihre Lasten gleichmäßiger verteilen), und einen entsprechenden Netzausbau verursacht, da keine Anreize zur Verlagerung in Schwachlastzeiten oder Erneuerbare-Energien-Überhangszeiten besteht. Folglich ist die Wirkung des Vorschlags abhängig vom Wechselspiel der Leistungsgrößen und Bepreisungen. Die tatsächlichen Auswirkungen sind somit unsicher,

---

<sup>4</sup> SEPA, 2019, *Residential Electric Vehicle Time-Varying Rates That Work: Attributes That Increase Enrollment*, <https://sepa-power.org/resource/residential-electric-vehicle-time-varying-rates-that-work-attributes-that-increase-enrollment/>

wie auch die daraus folgenden langfristigen Systemkosten. Da die Wirksamkeit des Vorschlages und der gewählten Parametrisierung sowieso erst nach vollständiger Implementierung sichtbar würde, resultiert aus einer Einführung ein „Blindflug“ während der veranschlagten (mindestens) fünfjährigen Startphase.

e. **Für den Hochlauf der Elektromobilität ungeeignet**

Die Elektromobilität lief bisher schleppend an. Entsprechend versucht die Bundesregierung nun den Weg für einen schnelleren Hochlauf mit Kaufprämien und Fördermitteln für den Bau von Ladesäulen zu ebnen. Bei der Kaufentscheidung stellt der Verbraucher die Weichen, nicht immer nur rational für seine Mobilität, sondern auch entsprechend seines Lebensgefühls. Vertreter der Automobilbranche haben dabei zu erkennen gegeben, dass man für mehrere zehntausend Euro kein Wohlfühlprodukt vermarkten kann und will, bei dem die Frage der Nutzung durch die Schaltung eines Dritten (dem Netzbetreibers) beeinflusst wird. Preisliche Ansätze finden größeres Wohlwollen, da diese auch die kurzfristige Entscheidung beim Verbraucher belassen. Dem Netzbetreiber wäre damit trotzdem eine präventive Netzbewirtschaftung auf Basis bekannter Engpässe gestattet, ein direkter Eingriff aber auf verbleibende Notmaßnahmen beschränkt.

alternativer Maßnahmen und einer verbesserten Datengrundlage über die Verteilnetzauslastung, die auch im Gutachten als Sowieso-Maßnahme definiert ist.

Die bisher bekannte und bewährte **alternative Maßnahme** besteht insbesondere in der **zeitlichen Be- preisung** von (Netz-) Knappheiten für bestimmte Verbrauchergruppe oder auch für alle Kleinverbraucher. Erfahrungen<sup>5</sup> aus **Kalifornien** zeigen, dass dies auch für eine weitreichendere Elektrifizierung des Straßenverkehrs ein geeignetes Mittel ist, um Erneuerbaren Energien im Einklang mit den bestehenden Netzen sicher nutzbar zu machen.

#### 4. Resümee

Der Vorschlag ist für die Ziele und den veranschlagten Zeitplan nicht geeignet. Vielmehr würden mit seiner Umsetzung Chancen vergeben sowie unnötige Kosten mindestens durch Unsicherheit und Zeitverzug verursacht. Der vorgeschlagene Ansatz ist jedoch durchaus als weiterführendes Forschungsprojekt zu empfehlen, im Anschluss an die Umsetzung

---

<sup>5</sup> RAP; 2019; Elektrofahrzeuge, Ladeinfrastruktur und das Stromsystem in Kalifornien <https://www.raonline.org/knowledge-center/elektrofahrzeuge-ladeinfrastruktur-kalifornisches-stromsystem/>



The Regulatory Assistance Project  
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin  
P +49 (0) 30.7001435-000  
[www.raponline.org](http://www.raponline.org)  
[info@raponline.org](mailto:info@raponline.org)

Agora Verkehrswende  
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin  
P +49. (0) 30. 7001435-000  
F +49. (0) 30. 7001435-129  
[www.agora-verkehrswende.de](http://www.agora-verkehrswende.de)  
[info@agora-verkehrswende.de](mailto:info@agora-verkehrswende.de)

Agora Energiewende  
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin  
P +49. (0) 30. 7001435-000  
F +49. (0) 30. 7001435-129  
[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)  
[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)