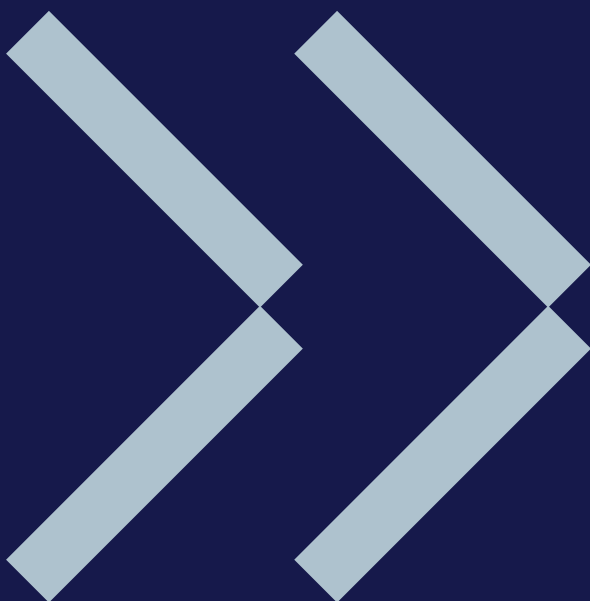


BVES STELLUNGNAHME

**ZUM DISKUSSIONSPAPIER
ENTGELTE FÜR INDUSTRIE UND
GEWERBE**

OKTOBER 2025



BVES STELLUNGNAHME ZUM DISKUSSIONSPAPIER ENTGELTE FÜR INDUSTRIE UND GEWERBE

Als Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V. (BVES) repräsentieren wir die Speicherbranche in ihrer technologischen Breite und entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Mit über 430 Mitgliedern verzeichnen wir aktuell ein starkes Wachstum und decken die große Bandbreite der 4. Säule des Energiesystems, d.h. der Energiespeicherung, ab: vom Haushaltsspeicher über die verschiedenen Strom- und Wärmespeichertechnologien für industrielle Anwendungen bis zum Pumpspeicherkraftwerk. Auch zählen wir die gesamte Wertschöpfungskette vom Forschungsinstitut über Technologieanbieter, Projektierer, Finanzierer, Versicherer bis zu auf Energierecht spezialisierten Kanzleien zu unserer Mitgliedschaft.

Der BVES dankt für die Möglichkeit zur Abgabe einer Stellungnahme zum vorliegenden Diskussionspapier. Im vergangenen Jahr hatten wir den Vorstoß der Bundesnetzagentur zur Einführung von Flexibilitätsanforderungen sehr gelobt. Auch das neuerliche Diskussionspapier begrüßen wir deutlich. Aus unserer Perspektive sind die relevanten Faktoren bei der Neuordnung der individuellen Netzentgelte erkannt. Die Systemkosten werden sinken, wenn Flexibilität richtig angereizt wird.

Wir stimmen auch darin zu, dass es weiterhin Sondertatbestände braucht. Auch den Ansatz, Flexibilität an der Abnahmestelle zu bemessen, halten wir für richtig. So ist es den Unternehmerinnen und Unternehmern möglich, die für sie optimale Strategie zur Erfüllung der Anforderungen festzulegen. Ein dezentrales Energiesystem erfordert die individuelle Optimierung von Energiesystemen in Anlagen hinter dem Zähler.

Das ist für industrielle Unternehmen nicht neu. Viele kümmern sich seit 100 Jahren um ihre eigene Energieversorgung mit KWK, Öl, Benzin, Gas, Kohle. Neu ist jetzt, dass Strom zum Hauptenergieträger wird. Diese Transformation können Unternehmen schaffen. Die Technologien für die vielfältigen Anwendungen und Anforderungen stehen zur Verfügung. Es braucht jedoch weiterhin Aufklärung, um Verunsicherung in der Industrie zu beseitigen.

Für ein Gelingen der Reform ist es zentral, die Herausforderungen in der Umsetzung möglichst gering zu halten. Nur dann können die Regelungen ihre wichtige Wirkung auf die Stromnetze sowie das Energiesystem und den Verlauf der Energiewende entfalten.

Wir diskutieren zunächst allgemeine Aspekte wie die Frage, ob Unternehmen in der Lage sein werden, die Anforderungen zu erfüllen, die Betroffenheit von Pumpspeichern, die es zu berücksichtigen gilt, sowie die Punkte Benchmark elektrifizierte Prozesswärme, Eigenerzeugung und die Zukunft der atypischen Netznutzung.

INHALT

1.	Allgemeine Bemerkungen	4
1.1.	Unternehmen werden in der Lage sein, die Anforderungen zu erfüllen	4
1.2.	Pumpspeicher – Wichtiges Flexibilitätasset von Reform des § 19 (2) StromNEV betroffen	5
1.3.	Benchmark Elektrifizierung der Prozesswärme im Blick behalten	5
1.4.	Netzbetreiber als Bottleneck? – Vorschlag Nr. 3 darf keine Option sein, wenn die Umsetzung der Massnahmen nicht gefährdet werden soll	6
1.5.	Zukunft der Atypischen Netznutzung klären – Systemrelevante Flexibilität findet auch im kleineren Massstab statt	6
1.6.	Eigenerzeugung muss in Lastgang einpreist werden, um den positiven Anreiz zur Eigenerzeugung nicht zu torpedieren	7
2.	Diskussion der drei Vorschläge	7
2.1.	Spotmarktorientierung	7
	❖ Fragen zur Konsultation	8
2.2.	Netzdienliche Flexibilisierung	10
	❖ Wie hoch sollten die Lastabweichungen sein?	11
	❖ Fragen für die Konsultation	11
2.3.	Netzdienliche Anforderungen des Flexibilitätseinsatzes durch Netzbetreiber	12
	❖ Fragen für die Konsultation	12

1. ALLGEMEINE BEMERKUNGEN

1.1. UNTERNEHMEN WERDEN IN DER LAGE SEIN, DIE ANFORDERUNGEN ZU ERFÜLLEN

Industrieunternehmen sind in der Lage, die im Diskussionspapier ins Spiel gebrachten Anforderungen zu erfüllen. Im BVES sind solche Unternehmen Mitglied, die mit Industriebetrieben als ihren Kunden im Austausch sind. Das immer wiederkehrende Feedback dabei lautet, dass Industriebetriebe ihre Produktion noch nicht oder nur sehr unzureichend auf Flexibilisierungspotenziale hin betrachtet haben. Auch die Erwägung von Energiespeichern, ob thermischen Speichern oder Stromspeichern wurde zumeist nicht unter Einbeziehung aller möglichen Vorteile der Speicher betrachtet. Dies schlicht deshalb, weil es solche Anforderungen bislang nicht gab.

Die im Diskussionspapier ins Spiel gebrachten Anforderungen von 3%-5% sind grundsätzlich als sehr gering zu betrachten. Dies zeigt eine Beispielrechnung (ausführlich unten auf S. 9): Derzeit beträgt die Schwelle der Jahresarbeit 10 GWh. Ab 7000 Volllaststunden erhält man die Möglichkeit, im Rahmen des Bandlastregimes Netzentgeltrabatte zu erhalten. Bei 10 GWh liegt dem ein kontinuierlicher Verbrauch von 1,43 MW zugrunde. Besteht die Anforderung diese Abnahmeleistung um 3% zu erhöhen, braucht es dazu eine Lasterhöhung von 43 kW. Selbst ein kleiner Industriespeicher in Form einer Batterie kann eine solche Lasterhöhung über mehrere Stunden darstellen ohne großen Platzbedarf.

Es braucht Flexibilität auch am Verbrauch. Energiewende auch in der Industrie als Elektrifizierung bedeutet, dass die Strominfrastruktur künftig die maßgebliche Infrastruktur sein muss und das Gasnetz als parallele Infrastruktur Stück für Stück an Bedeutung verliert. Dies bringt eine veränderte Rolle der Stromnetze mit sich. Im Rahmen dieser grundlegenden Transformation spielen Flexibilitäten eine maßgebliche Rolle. Dabei reicht es nicht, die Flexibilitäten nur an der Erzeugung, nur am Netz oder nur am Verbrauch zu installieren. Es braucht Flexibilität überall.

Das oft verlautbarte Mantra, dass die Produktion in Industriebetrieben allein im Fokus steht, diese deshalb keine Energieversorger seien und darum Energie weiter je nach Bedarf aus Steckdose oder Gashahn kommen müsse, passt nicht mehr. Jede resilient aufgestellte Produktion wird künftig die in einem erneuerbaren Energiesystem kostenoptimierte Energieversorgung als wichtigen Faktor einzupreisen haben. Dies umso stärker, je höher die Auswirkung des Energiepreises auf das Endprodukt ist.

1.2. PUMPSPEICHER – WICHTIGES FLEXIBILITÄTASSET VON REFORM DES § 19 (2) STROMNEV BETROFFEN

Pumpspeicher sind derzeit wirtschaftlich betreibbar, wenn sie nicht nur unter die Regelung für Stromspeicher nach § 19 (4) fallen, sondern auch im Rahmen von § 19 (2) als atypische Netznutzer klassifiziert werden können. Mit fast 10 GW installierter Leistung spielen sie eine wichtige Rolle im Stromsystem und sind als sehr langfristig ausgelegte Speicher ein wichtiger Baustein der Energiewende.

Einige PSW profitieren noch von den Regelungen nach § 118 Abs 6 EnWG, diese sind bekanntlich jedoch stärker befristet als für andere Stromspeicher. Viele Anlagen erhalten jedoch Rabattierungen durch die Kombination von § 19 (2) + (4).

Wir möchten auf die Relevanz der aktuellen Reform für die Betreiber aufmerksam machen und bitten dringend um Berücksichtigung dieser Betroffenheit im Rahmen der allgemeinen Reform. Es braucht hier zukunftsweisende und verlässliche Rahmenbedingungen.

1.3. BENCHMARK ELEKTRIFIZIERUNG DER PROZESSWÄRME IM BLICK BEHALTEN

Alle Szenarien der Energiewende sehen eine maßgebliche Elektrifizierung von Prozesswärmeanwendungen vor. Die Transformation fossiler Brennstoffe hin zu Strom ist jedoch kein Selbstläufer. Es braucht die richtigen Rahmenbedingungen, die es Unternehmen erlauben, auf Basis betriebswirtschaftlicher Entscheidungen den Umstieg von Gas auf Strom in Angriff zu nehmen. Dabei ist die preisliche Benchmark der Gaspreis inklusive CO₂-Kosten und Gas-Netzentgelten.¹

Liegt der Preis pro kWh Strom darunter, kann ein Unternehmen betriebswirtschaftlich den Umstieg forcieren. Dabei spielen die Netzentgelte eine entscheidende Rolle. Bislang pönalisieren die Netzentgeltregimes eine hohe Leistungsaufnahme, die sich auf Stunden günstiger Strompreise fokussiert. Entfällt eine solche Pönalisierung im Rahmen eines individuellen Industrienetzentgeltes, würde dies der Transformation erheblichen Vorschub leisten. Aufgrund der hohen benötigten Energiemengen hat strombasierte Prozesswärme ein hohes Potenzial für preisliche Stabilität an den Strommärkten zu sorgen und damit der Integration erneuerbarer Energien Vorschub zu leisten.

Die EU hat erkannt, dass die Mitgliedsstaaten die Elektrifizierung in der Industrie nicht angehen und deshalb eigene Programme aufgesetzt. So zuletzt die EU-Heat Auction,² die bereits im kommenden Jahr erste Projekte anreizen wird. In Planung ist derzeit zusätzlich der EU Electrification Plan sowie die Heating and Cooling Strategy.³

¹ Vgl. dazu das BVES-Positionspapier: Strom – der erneuerbare Energieträger für die Industrie. Netzentgelte als Schlüssel zum wirtschaftlichen Einsatz strombasierter Prozesswärme und thermischer Speicher in Industrie und Gewerbe, 2025. Abrufbar unter: [20250410_BVES-Positionspapier_Strom-Der-erneuerbare-Energietraeger-fuer-die-Industrie.pdf](#).

² [Competitive bidding - Climate Action - European Commission](#)

³ [Have your say on the EU's Electrification Action Plan and the Heating and Cooling Strategy](#).

1.4. NETZBETREIBER ALS BOTTLENECK? – VORSCHLAG NR. 3 DARF KEINE OPTION SEIN, WENN DIE UMSETZUNG DER MASSNAHMEN NICHT GEFÄHRDET WERDEN SOLL

Die drei Vorschläge des Diskussionspapiers zielen auf unterschiedlich starke Mitsprachemöglichkeiten bei den Netzbetreibern ab und können sogar als zwei extreme, sowie ein vermittelnder Vorschlag beschrieben werden. Während Vorschlag Nr. 1 keine Rücksicht auf Netzbelange, lediglich auf Systembelange nehmen würde, würde Vorschlag Nr. 3 allein individuelle Anforderungen unterschiedlicher Netzbetreiber einpreisen. Vorschlag Nr. 2 könnte bei einer sinnvollen Ausgestaltung sowohl die Netzseite berücksichtigen, als auch der Systemdienlichkeit ausreichend Raum geben.

Viele Netzbetreiber haben bis heute keine Echtzeitdaten über den Netzzustand. Weiterhin wird viel zu oft mit Erfahrungswerten und Standardlastprofilen in Bezug auf viele Kunden gearbeitet. Ohne Kenntnis des Netzzustands ist jedoch keine präzise Angabe über nützliches Verhalten möglich.

Dabei besteht ein Unterschied zwischen den ÜNB und den VNB, was den Grad an Digitalisierung einerseits, Netzanforderungen andererseits betrifft. Die Bandlastkunden sind in der Höchst-, Hoch- oder Mittelspannung angeschlossen. Hier ist der Digitalisierungsgrad grundsätzlich als höher einzustufen als in der Niederspannung. Dennoch braucht es flankierende Maßnahmen, welche die Digitalisierung und Einbeziehung von Echtzeitdaten vorantreiben, um die sinnvolle Reform auch wirkungsvoll zu gestalten.

1.5. ZUKUNFT DER ATYPISCHEN NETZNUTZUNG KLÄREN – SYSTEMRELEVANTE FLEXIBILITÄT FINDET AUCH IM KLEINEREN MASSSTAB STATT

Das Diskussionspapier setzt den Fokus auf eine Reform der Bandlast. § 19 (2) regelt jedoch auch die atypische Netznutzung. Der zweite Vorschlag des Diskussionspapiers klingt zugleich fast wie eine atypische Netznutzung für große, wobei die Größe durch die Eintrittskarte der zu überspringenden Schwelle der Jahresarbeit bestimmt wird.

Die Bemerkung zur Zukunft der atypischen Nutzung, dass diese in dynamischen allgemeinen Netzentgelten aufgehen würde, betrachten wir als kritisch. Auch für kleinere Unternehmen sah die StromNEV bislang die Möglichkeit von Rabattierungen vor. Dies auf Basis der Annahme, dass auch deren Flexibilisierung entscheidend für die Vermeidung von Netzengpässen ist. Dies gilt auch weiterhin. Die Begründung, dass atypische Netznutzer künftig einfach mehr Entgelte zahlen sollen, um den künftigen Netzausbaubedarf und die Mittel zur Finanzierung zu sichern, halten wir für nicht stichfest.

1.6. EIGENERZEUGUNG MUSS IN LASTGANG EINPREIST WERDEN, UM DEN POSITIVEN ANREIZ ZUR EIGENERZEUGUNG NICHT ZU TORPEDIEREN

Auch bei Großverbrauchern spielt das Thema Eigenversorgung zunehmend eine Rolle. Ohne Eigenerzeugung kann die Elektrifizierung der Industrie in der Breite nicht gelingen. Deshalb muss jede Diskussion um Flexibilisierung von Lastverhalten auch den Eigenverbrauch berücksichtigen.

Als Beispiel für die Relevanz von Eigenversorgung in der Großindustrie kann die Versorgung eines Werks von thyssenkrupp Steel mit 55 GWh jährlich aus mehreren Windrädern dienen.⁴

Für den Gang der Elektrifizierung auch in der Wärme- und Mobilitätsversorgung ist jede kWh, die nicht über das Netz fließen muss ein Gewinn, ohne den die Chance auf eine ausreichend schnelle Umstellung auf Strom im Wärme- und Mobilitätssektor gar nicht möglich ist.

Insbesondere sofern Eigenverbrauch durch PV-Strom vorhanden ist, können Unternehmen Nachteile entstehen: eine geforderte Lasterhöhung umfasst mit hoher Wahrscheinlichkeit die Zeiten hoher PV-Produktion. Die Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms wäre dann nachteilig, weil die Lasterhöhung zusätzlich zur Eigennutzung geleistet werden müsste. Die Erfüllung der Anforderungen würde somit deutlich schwieriger. Zugleich verringert die Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms die Netzbelastung in den relevanten Stunden. Das Einbeziehen der Eigenerzeugung wäre somit nur folgerichtig.

2. DISKUSSION DER DREI VORSCHLÄGE

Die drei Vorschläge lassen sich danach kategorisieren, wie viel die Netzbetreiber mitzureden haben. Grundsätzlich scheint es aus unserer Perspektive, dass eine Umsetzung sich desto schneller, effektiver und leichter für die Unternehmen gestaltet, je weniger die Netzbetreiber individuelle Einschränkungen treffen können und je standardisierter die Vorgaben sind. Dies sollte auch für die Bundesnetzagentur die Richtschnur bilden.

2.1. SPOTMARKTORIENTIERUNG

Aus Sicht der Unternehmen wäre eine Spotmarktorientierung die am leichtesten umzusetzende Variante, da die relevanten Signale deutschlandweit identisch sind und es nicht der Aushandlung individueller Bedingungen mit den Netzbetreibern bedarf. Die systemdienlichen Signale aus dem Strommarkt werden durch die Netzentgelte verstärkt; somit wird ein klarer Anreiz für Flexibilität geschaffen.

⁴ [Grüner Windstrom für die Stahlproduktion: Pionierprojekt von thyssenkrupp Steel und SL NaturEnergie versorgt Hagener Stahlstandort mit Erneuerbarer Energie aus nahegelegenem Windpark](#)

Für die Integration von EE-Strom braucht es den Mehrverbrauch in Zeiten hoher EE-Erzeugung. Dies zeigen immer mehr Stunden mit Preisen von 0€ oder sogar negativer Preise sehr deutlich.

❖ FRAGEN ZUR KONSULTATION

- **Wäre in dem Modell eine eigenständige „Beschaffung“ der Preisprognosen sinnvoll oder sollten zentrale Prognosen veröffentlicht werden?**

Eine zentrale Prognose würde die Beschaffung vereinfachen. Erstellt ein Unternehmen die Prognose selbst, müsste die Treffergenauigkeit zum tatsächlichen Eintreffen zum Maßstab werden. Bei einer zentralen Prognose wäre es möglich, dass sich die Unternehmen allein nach der zentralen Prognose richten.

Eine solche zentrale Prognose hätte jedoch wiederum Einfluss auf die Marktsituation, weil an der Börse die zu erwartenden Lastgangverschiebungen bereits eingepreist werden würden. Hier könnte es zu Marktverschiebungen, ggf. zu Verzerrungen kommen.

Individuelle Prognosen in Unternehmen würden das Risiko in Richtung der Unternehmen verschieben, welche die Kosten im Fall der Abweichung von Prognose und realer Entwicklung zu tragen hätten. Hier bräuchte es größere Toleranzen, welche das Risiko des Verlusts der Rabatte ausreichend minimieren könnten.

Sind Energiespeicher installiert, könnten Unternehmen aber auch kurzfristig ihre Beschaffung an die reale Entwicklung in Echtzeit anpassen, da Speicher sehr schnell reagieren können. Diese Möglichkeit könnte Prognoseunsicherheiten durch eine Echtzeitreaktion abfangen. Dies wäre ein Argument für individuelle Prognosen, da dann auch eine Anpassung in Echtzeit möglich und gefordert wäre.

Eine zentrale Prognose hätte zur Folge, dass nur auf die Prognose reagiert wird und Abweichungen zur tatsächlichen Entwicklung nicht korrigiert werden.

Entsprechend tendieren wir zu individuellen Prognosen, die auch die Möglichkeit kurzfristigen Reagierens auf die realen Preisentwicklungen berücksichtigen können.

- **Würden Sie die Kritik teilen, die Bemessung des Rabatts an einer Abweichung von einem zuvor definierten Lastgang zu messen, setze ihrerseits wieder einen flexibilitätshemmenden Anreiz, zunächst einen solchen Standardlastgang zu realisieren, um dann die Abweichung nachzuweisen?**

Ja, wir würden diese Kritik teilen. Wenn, dann sollte die Jahresarbeit maßgeblich sein und die Verteilung des Verbrauchs auf die relevanten Stunden: Wurde in den Stunden, in denen die Lastaufnahme zu erhöhen war, eine erhöhte Arbeit bezogen und umgekehrt, dann sollte der Rabatt gewährt werden.

- **Welche Anforderungen stellt die Erreichung von Lastflexibilität von z.B. 3% bis 5% durch (zusätzlichen) Einsatz von Speichern (Lieferzeit, notwendige Fläche, Netzanschluss etc.)?**

Der Einsatz von Speichern würde es industriellen Verbrauchern effizient und kosteneffektiv ermöglichen, 3 % bis 5 % Flexibilität zu erreichen.

Als Beispiel: Ein Industriebetrieb mit einer Bandlast von 10 GWh jährlich würde zwischen 1,25 MW und 1,4 MW verbrauchen (jeweils bei 8.000 bzw. 7.000 Benutzungsstunden). Die erforderliche Flexibilität liegt deshalb bei 0,0375 MW bis 0,07 MW. Somit sind Speicher ein prädestinierter Partner, um diese Flexibilität erreichen zu können.

Die Energiedichte bei thermischen Speichern mit hoher Speichertemperatur ist extrem hoch und benötigt dadurch wenig Platz. Auch bei Batteriespeichern steigt die Energiedichte und ist bei neuen Modellen im Bereich von 5 MWh pro 20 Fuß-Container.

Projektierung und Anlagenbau können je nach Größe und involvierter Projektpartner zu einer Projektlaufzeit von mehreren Jahren führen. Es kommt auch darauf an, wie stark ein Speicher in die Energieinfrastruktur des Unternehmens zu integrieren ist.

Genehmigungsprozesse können ebenfalls zu Verzögerungen führen. Lieferkettenprobleme sind bei Batteriespeichern derzeit anzutreffen und haben in der Praxis bereits zu Verzögerungen von bis zu 6 Monaten geführt.

Jedoch ist klar zu berücksichtigen: oftmals sind die benötigten Speicherkapazitäten nicht groß und können entsprechend schnell installiert werden, wie in der beispielhaften Rechnung oben gezeigt wurde.

Es braucht ausreichende Planungs- und Vorlaufzeiten. Je nach Beschluss der Festlegung bleiben bis Inkrafttreten lediglich 2,5 Jahre Zeit. Karenzzeiten scheinen deshalb angemessen, jedoch sollte auch die Möglichkeit eines direkten Einstiegs in ein neues Regime gegeben sein, um die möglichen Vorteile auch direkt nutzen zu können.

Bedarf es eines neuen Netzanschlusses, so sind mehrere Jahre Vorlaufzeit nötig, insbesondere auf der Höchstspannung.

- **Wie verändern sich in den nächsten Jahren Lasten und Flexibilitätspotentiale durch die geplante Elektrifizierung von weiteren Prozessen in verschiedenen Branchen?**

Das Potenzial für die Elektrifizierung ist signifikant, da die Prozesswärme etwa 25 % des Primärenergieverbrauchs Deutschlands beträgt. Immer mehr Unternehmen wollen Wärmeanwendungen elektrifizieren. Branchen, die in den letzten Jahren noch auf Wasserstoff als Lösung zur Dekarbonisierung gehofft haben, sehen nun im Strom die kurzfristige und kosteneffiziente Lösung. Beim Umstieg von Gas auf Strom sind fast immer zusätzliche Kapazitäten am Netzanschluss nötig. Dies verzögert Projekte leider oftmals stark.

Übergangslösungen können darin bestehen, vorhandene Überkapazitäten am Netzanschluss durch eine Hybridisierung des Prozesswärmestroms zu nutzen und nur einen Teil der Wärmeversorgung elektrisch darzustellen. Schon durch eine solche Hybridisierung können Flexibilitäten dargestellt werden. In Kombination mit einem thermischen Speicher auch symmetrisch.

Eigenversorgung kann zusätzliches Elektrifizierungspotenzial bieten, ohne, dass dafür Strom übers Netz fließen muss. Dies gilt es stark anzureizen. Hier liegen auch für große Unternehmen bedeutende Chancen in der Kombination von z. B. Windrädern und Direktleitungen zum Unternehmen. Für die Integration zusätzlicher EE-Erzeugung ist dies zentral.

Elektrifizierung erfolgt grundsätzlich in allen Branchen, jedoch mit unterschiedlichen Herausforderungen je nach Lage der Betriebe. Lebensmittel, Glas, Asphalt, Papier sind nur eine kleine Auswahl der Industrien, die sich immer entschiedener auf den Pfad der Elektrifizierung begeben.

2.2. NETZDIENLICHE FLEXIBILISIERUNG

Wir halten das Modell der netzdienlichen Flexibilisierung für sinnvoll. Wir stimmen Ihnen zu, dass hier sowohl netz- als auch systemdienliche Anreize gesetzt werden können. Granularere Hoch- und Niedriglastzeitfenster erscheinen als sinnvolles Mittel.

Damit haben Netzbetreiber ein wirksames Mittel in der Hand, notwendigen Netzausbau zu begrenzen und Lasten effizient zu verschieben. Um der Systemdienlichkeit Vorschub zu leisten, ist es jedoch notwendig, die Entscheidungen der Netzbetreiber zu validieren und die Prognosen von Hoch- und Niedriglastzeitfenstern mit den tatsächlichen Entwicklungen abzugleichen.

Wird durch Datentransparenz ein Lernprozess angestoßen, kann dies zusätzliche systemdienliche Effekte haben.

❖ WIE HOCH SOLLTEN DIE LASTABWEICHUNGEN SEIN?

Wir halten die in die Diskussion gebrachten 3-5% für sinnvolle Werte. Diese sollten jedoch Mindestanforderungen sein. Werden Prozesswärmeanwendungen elektrifiziert, können deutlich höhere Flexibilitäten notwendig sein, um die Anwendung wirtschaftlich elektrifizieren zu können. Denn nur dann können die Stunden mit günstigen Strompreisen ausreichend genutzt werden.

❖ FRAGEN FÜR DIE KONSULTATION

- **Sind aus Sicht der Netzbetreiber einheitliche Vorgaben an die Mindestdauer von Lastabweichungen innerhalb der Zeitfenster zweckdienlich? Falls ja, in welchem Bereich sollten sich diese bewegen?**

- **Welche minimale Vorlaufzeit benötigen die Letztverbraucher, um Verbrauchsänderungen umzusetzen?**

Werden thermische Speicher oder Stromspeicher eingesetzt, benötigen diese grundsätzlich keine Vorlaufzeit. Die Speicherkapazitäten müssen jedoch so geplant werden, dass zum Beginn einer Anpassung ausreichende Energie bzw. Kapazität stets angeboten werden kann.

Andere Flexibilitätsoptionen, wie z. B. das Einschalten von Elektrokesseln können sehr kurzfristig erfolgen. Über Anforderungen der Produktionsprozesse selbst können wir als BVES keine Angaben machen.

- **Welche maximalen Vorlaufzeiten zur Veröffentlichung der Zeitfenster sind aus Sicht der Netzbetreiber vertretbar, damit die Netzzustände tatsächlich abgebildet werden können?**

- **Gibt es ein Rampenproblem und wie löst man es?**

Beim Einsatz von Speichern gibt es grundsätzlich kein Rampenproblem.

- **Welcher Referenzzeitraum erscheint Netzbetreibern und Letztverbrauchern geeignet, die durchschnittliche Last des gesamten Vorjahres oder die Last im Vorjahreszeitraum des jeweiligen Zeitfensters?**

- **Ist für die Letztverbraucher eine ansteigende Anforderung an die Flexibilität hilfreich, die neuen Anforderungen besser erfüllen zu können?**

Ansteigende Anforderungen können ein gutes Mittel sein, um die neuen Rahmenbedingungen einzuführen. Diese sollten dabei stets Mindestanforderungen sein, um die marktliche Optimierung nicht einzuschränken.

2.3. NETZDIENLICHE ANFORDERUNGEN DES FLEXIBILITÄTSEINSATZES DURCH NETZBETREIBER

Das Ziel des erneuerbaren Energiesystems sollte sein, die Rahmenbedingungen so zu setzen, dass Systemkosten mit möglichst geringen Anlageneingriffen optimiert werden.

Dezentrale Energiesysteme in Unternehmen können nur dann intelligent verknüpft werden, wenn hinter der Abnahmestelle optimiert werden kann, ohne Anlageneingriffe. Anlageneingriffe erhöhen zudem unnötig die Komplexität für Netzbetreiber. Unternehmen können sich auch heute schon für die Erbringung von Systemdienstleistungen qualifizieren und an den entsprechenden Märkten teilnehmen. Die Koppelung von Rabattierungen bei den Netzentgelten an die Erbringung von SDL und damit die Vermischung des Marktes für SDL mit den individuellen Netzentgelten halten wir nicht für zielführend.

❖ FRAGEN FÜR DIE KONSULTATION

- **Für welche Zeiträume müsste eine Anforderung durch den Netzbetreiber am Stück möglich sein, um Wirkung entfalten zu können? Welche Zeiträume wären aus Sicht der Verbraucher vertretbar?**
- **Gibt es hinsichtlich des Referenzwertes besondere Anforderungen? Würden etwa saisonal unterschiedliche Referenzwerte benötigt?**

- **Wie hoch müsste die Vorlaufzeit aus Sicht der Netzbetreiber sein, um die Anforderung bestmöglich in den bestehenden Engpassmanagementprozessen berücksichtigen zu können? Welche Vorlaufzeiten sind für die Verbraucher mindestens notwendig?**

- **Wie werden die Anforderungen durch die Anschlussnetzbetreiber im Rahmen der Netzbetreiberkoordination mit den vorgelagerten Netzbetreibern berücksichtigt?**

Die Koordination zwischen den Netzbetreibern unterschiedlicher Netzebenen ist eine sehr wichtige Frage, deren Relevanz sich künftig noch verschärfen wird. Wir haben es bereits gesehen, dass Stand-Alone Speicher in Verteilnetzen deshalb zu höheren Kosten für den VNB geführt haben, weil der ÜNB einen unvorhergesehenen Regelenergieabruf getätigt

hat. Dies führt zur absurden Situation eines explizit netzdienlichen Verhaltens, das zugleich finanziell problematisch für den VNB ist.

Solche Effekte sind Ausweis struktureller Probleme der Wende hin zu dezentralen Assets, die zunehmend in den Verteilernetzen anzutreffen sind. Solche Effekte gilt es für die Neuordnung der Netzentgelte zu vermeiden.