



75 Jahre
Demokratie
lebendig
20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz
und Energie

Ausschussdrucksache **20(25) 477**

25. September 2023

Stellungnahme

Consentec GmbH

zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften

– BT-Drucksachen 20/7310, 20/8165 –

sowie zu der

Formulierungshilfe der Bundesregierung für einen Änderungsantrag der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP zu diesem Gesetzentwurf

– Ausschussdrucksache 20(25)470 –

Siehe Anlage



**Kurzstellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur
Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an
unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer
energierechtlicher Vorschriften BT Drs. 20/7310
sowie A-Drs. 20(25)470**

Stellungnahme für den Ausschuss für Klimaschutz und Energie des Deutschen Bundestages
zur öffentlichen Anhörung am 27. September 2023

Dr. Christoph Maurer

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

25. September 2023

1 Hintergrund

Die deutsche Bundesregierung hat einen Gesetzentwurf zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtlichen Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vorgelegt (Drucksache 20/7310). Zu diesem Gesetzentwurf liegt als Ausschussdrucksache 20(25)470 eine Formulierungshilfe der Bundesregierung für einen Änderungsantrag der Fraktionen SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP vor. Gesetzentwurf und Änderungsantrag werden in einer öffentlichen Anhörung am 27. September 2023 behandelt.

Teil der Formulierungshilfe ist auch eine Änderung der § 13 Absatz 6a und 6b des Energiewirtschaftsgesetzes, die auf die Reduzierung der Abregelung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zielen, indem ansonsten abzuregelnde Strommengen in zusätzlichen zuschaltbaren Lasten nutzbar gemacht werden.

Der Autor ist energiewirtschaftlicher Fachberater und Geschäftsführer des Beratungsunternehmens Consentec GmbH. Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz beauftragten Beratungsprojektes „Wissenschaftliches Begleitvorhaben für die Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS)“ hat er zur Erarbeitung eines Instrumentenvorschlags¹ zu diesem Sachverhalt beigetragen. Der Vorschlag wurde in der Sitzung vom 27. und 28. Juni 2023 der AG Lokale Signale der PKNS vorgestellt und von den Stakeholdern grundsätzlich begrüßt.

Nachfolgende Stellungnahme konzentriert sich auf die Regelungen zur Vermeidung der Abregelung von erneuerbarem Strom durch zuschaltbare Lasten in Gesetzentwurf und Formulierungshilfe.

2 Motivation und Regelungsbedarf

Die netzbedingte Abregelung erneuerbarer Energien lag in 2022 gemäß Bericht der Bundesnetzagentur bei ca. 8 TWh und damit nicht nur weiterhin auf einem sehr hohen Niveau, sondern sogar über den Werten der Vorjahre. Damit können bereits heute erhebliche Teile des Potenzials zur Erzeugung erneuerbaren Stroms in bestehenden Erzeugungsanlagen nicht genutzt werden. Auch wenn aktuell Fortschritte beim Netzausbau erkennbar sind, ist zu befürchten, dass die Abregelung angesichts des ambitionierten Ausbaus erneuerbarer Energien in den kommenden Jahren noch zunehmen wird. Dabei tritt die Abregelung konzentriert in den Regionen/Bundesländern mit besonders hohem Anteil an erneuerbaren Energien auf.

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive wäre es vorzuzugswürdig, wenn möglichst große Anteile der von Netzengpässen betroffenen EE-Strommengen nicht abgeregelt, sondern in der Nähe der Erzeugungsstandorte durch zusätzlichen Stromverbrauch sinnvoll genutzt würden. Netztechnisch hat eine zeitlich mit der Einspeisung synchronisierte Nutzung am Erzeugungsstandort eine weitgehend identische Wirkung wie die heute praktizierte Abregelung.² Wird durch die Nutzung des Stroms, dessen Produktion in Windenergie- und Solaranlagen zu vernachlässigbaren variablen Kosten erfolgt, ein ökonomischer Wert geschaffen, entsteht somit im Vergleich zur Abregelung ein positiver Wohlfahrtseffekt.

¹ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/inputpapier-versteigerung-ueberschussstrom-ag4-27062023.html>

² Erfolgt die Nutzung unmittelbar am Erzeugungsstandort, ist die netztechnische Wirkung vollständig identisch. Andernfalls ist die Lage der Standorte von Erzeugung und Verbrauch zum Netzengpass für die netztechnische Wirkung entscheidend. Insbesondere mit Blick auf die dominierenden Nord-Süd-Engpässe auf der Übertragungsebene ist in der Regel davon auszugehen, dass eine geographische/netztopologische Nähe zum Erzeugungsstandort für die Erzielung einer netztechnisch weitgehend äquivalenten Wirkung ausreichend ist.

Diese volkswirtschaftlich sinnvolle Nutzung ansonsten abzuregelnden Stroms scheitert jedoch vielfach daran, dass sie für die in Frage kommenden, flexibel zuschaltbaren Lasten betriebswirtschaftlich unattraktiv ist, wenn sie den Strom zum allgemeinen Strompreis beziehen müssen. Denn dieser allgemeine Strompreis reflektiert auch bei Verbrauchern mit grundsätzlich zeitvariablen Tarifen aus unterschiedlichen Gründen nicht die lokalen Gegebenheiten und gibt damit auch keine effizienten Signale zur Behebung von Netzengpässen:

- Deutschland und Luxemburg bilden am Strommarkt eine gemeinsame Gebotszone³ mit einem einheitlichen Preis. Dieser Preis bildet sich als Gleichgewichtspreis zwischen Stromangebot und Nachfrage in der gesamten, als engpassfrei angenommenen Gebotszone. Er reflektiert damit nicht die lokale Situation in Regionen mit begrenzten Stromexportkapazitäten und einem daraus resultierenden Überschuss an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Liegt der Gleichgewichtspreis in der Gebotszone oberhalb der (gleichwohl positiven und damit eine ökonomisch nutzenstiftende Verwendungsmöglichkeit anzeigenden) Zahlungsbereitschaft von Verbrauchern in der Überschussregion, verzichten diese Verbraucher auf Strombezug, obwohl der in der konkreten Situation engpassverringern und wohlfahrtssteigernd wirken würde.
- Verstärkt wird dieser Mechanismus noch durch die auf den Stromverbrauch zu zahlenden Netzentgelte. Aus Sicht der Verbraucher stellen arbeitsabhängige Netzentgelte einen Aufschlag auf den Strompreis an Großhandelsmärkten dar, der, je nach Anschlussspannungsebene, Einsatzentscheidungen erheblich verzerren kann. Gerade für sehr flexible Verbraucher wie z. B. Elektroheizkessel/Power-To-Heat-Anlagen, die für die Nutzung ansonsten abzuregelnden Stroms technisch besonders gut geeignet sind, spielen zudem die Leistungspreisanteile des Netzentgelts eine erhebliche Rolle. Aufgrund der geringen Einsatzstunden solcher Anlagen verteilt sich das Leistungsentgelt nur auf eine geringe bezogene Energiemenge und führt daher zu einer enormen Grenzbelastung des Strombezugs.

Der Gesetzgeber hat diese Problematik im Grundsatz bereits in der Vergangenheit erkannt und mit § 13 Abs. 6a und 6b EnWG gezielte Instrumente für die Beanreizung zusätzlichen Stromverbrauchs in Regionen mit einem Überschuss an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geschaffen. Diese Instrumente haben sich jedoch bisher als begrenzt wirksam erwiesen.

§ 13 Abs. 6a EnWG ermöglicht den Übertragungsnetzbetreibern, mit Anlagenbetreibern Verträge über die netzdienliche Reduzierung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen und die gleichzeitige bilanzielle Bereitstellung von Strom für den Betrieb elektrischer Wärmeerzeugungsanlagen (Power-To-Heat-Anlagen) zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung zu schließen. Die Anlagenbetreiber können dafür die Investitionskosten für die notwendigen Power-to-Heat-Anlagen erstattet bekommen.

Diese Regelung wird bisher allerdings nur in einer limitierten Anzahl von Fällen genutzt, u. a., weil der Anwendungsbereich geografisch und zeitlich beschränkt und sie für die Anlagenbetreiber begrenzt attraktiv ist. Während der Laufzeit der Verträge, die mindestens fünf Jahre betragen soll, werden Anlagenbetreiber bestimmungsgemäß nicht besser oder schlechter gestellt als bei Einsatz der KWK-Anlage. Die wirtschaftliche Attraktivität des Modells hängt demnach davon ab, ob nach Ende des Vertrages eine strombasierte Wärmeerzeugung Vorteile gegenüber einer KWK-basierten Erzeugung verspricht. Dies erscheint aktuell unsicher. Da die Gesamtlaufzeit der

³ Nachfolgende Ausführungen sind auf die konkreten Wirkungen der einheitlichen Gebotszone für potenziell zusätzliche Verbraucher in Regionen mit hohem Anteil erneuerbarer Erzeugung fokussiert. Sie sind keinesfalls als eine umfassende Diskussion des Für und Wider einer einheitlichen Gebotszone zu verstehen.

Verträge bis Ende 2028 begrenzt ist, wäre zudem ab Ende 2023 der Abschluss neuer, mindestens fünfjähriger Verträge nicht mehr möglich. Die mit der Formulierungshilfe vorgeschlagene Änderung der maximalen Vertragslaufzeit bis Ende 2033 ist vor diesem Hintergrund zu begrüßen. Denn trotz des begrenzten Anwendungsbereichs kann die Regelung zur volkswirtschaftlich sinnvollen Vermeidung von Abregelungen zumindest einen Beitrag leisten.

§ 13 Abs. 6b EnWG soll ergänzend für zuschaltbare Lasten unter eng gefassten Voraussetzungen die Entkopplung der Bezugspreise vom deutschlandweiten Großhandelspreis über eine gezielte Ausschreibung für den Strombezug ermöglichen. Die Ausschreibung sollte von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam durchgeführt werden und ursprünglich zum 1. Juli 2023 starten. Aufgrund energiekrisenbedingter Umsetzungsengpässe konnte diese Frist jedoch nicht eingehalten werden. Die Formulierungshilfe schlägt deshalb eine Anpassung der Frist auf den 1. Juli 2024 vor.

Seitens des Autors dieser Stellungnahme wird, soweit ihm bekannt in Übereinstimmung mit vielen Fachexperten aus Wissenschaft und Energieversorgung, allerdings die gesamte Regelung des § 13 Abs. 6b EnWG als für zuschaltbare Lasten wenig attraktiv und damit nicht zielführend angesehen.

Hintergrund der geringen Attraktivität sind – grundsätzlich notwendige – Regelungen zur Sicherstellung der Zusätzlichkeit des geförderten Verbrauchs und zur Vermeidung von Fehlanreizen. Dies betrifft insbesondere die Anforderung, dass zuschaltbare Lasten nur dann teilnahmeberechtigt sind, wenn während des Ausschreibungszeitraums kein Strombezug an Strommärkten erfolgt und auch in den letzten 12 Monaten vor Beginn des Ausschreibungszeitraums nicht erfolgt ist.

Auf derartige Regelungen und Zugangsvoraussetzungen kann nicht einfach verzichtet werden. Wenn ein Instrument einen gegenüber dem allgemeinen Preis vergünstigten Strombezug ermöglicht, bestünde ansonsten für alle Verbraucher ein Anreiz, auf regulären Strombezug am Strommarkt zu verzichten und die eigene Nachfrage über das Instrument zu decken. Damit gingen unterschiedliche negative Wirkungen einher:

- Soweit es sich nur um eine Verlagerung des Beschaffungsweges, nicht um zusätzlichen Stromverbrauch handelt, ist eine netzentlastende Wirkung nicht zu erwarten. Insbesondere resultiert aus einer solchen Verlagerung auch keine Verringerung der Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien.
- Für lediglich verlagerten Stromverbrauch stellte eine Vergünstigung der Strombezugskonditionen somit eine gegenleistungslose Subvention dar, deren Kosten von den Netzentgeltzahlern zu tragen wäre.
- Zudem würde die Verlagerung aus der Beschaffung am regulären Strommarkt Netzplanungs- und -betriebsführungsprozesse negativ beeinträchtigen und das notwendige Redispatchvolumen erhöhen. Denn der fehlenden verbrauchsseitigen Beschaffung stünde auch ein geringeres Volumen zugeschlagener Erzeugungseinheiten am Strommarkt gegenüber, ohne dass der tatsächlich zu erwartende Verbrauch sich verändert hätte. Damit verlören einerseits die für diverse Netzbetreiberprozesse wie die Engpassprognose genutzten Strommarktergebnisse an Aussagekraft. Andererseits müssten die Netzbetreiber zur Wahrung des Gleichgewichts von Last und Erzeugung die fehlende Beschaffung am Strommarkt durch zusätzliche Aktivierung positiver Redispatchleistung ausgleichen. Das erhöht nicht nur Volumen und Kosten des Redispatch, sondern kann angesichts knapper Redispatchpotenziale,

gerade in Situationen mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, auch ein Netzsicherheitsproblem darstellen.

Da eine wirksame Begrenzung der Abregelung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch die Regelung in § 13 Abs. 6b EnWG nicht zu erwarten ist, wird vorgeschlagen, statt einer Verlängerung der Umsetzungsfrist die Regelung durch das o. g. in der PKNS vorgestellte Instrument zu ersetzen. Der Vorschlag verfolgt einen neuen Ansatz zur Auflösung des Zielkonflikts zwischen effektiver Beanreizung zusätzlichen Stromverbrauchs, in Regionen mit einem Überschuss an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Vermeidung von Fehlanreizen für sonstige Verbraucher.

3 Vorgeschlagene Lösung

Kernelemente der Regelung

Vorgeschlagen wird, den bisherigen § 13 Abs. 6b EnWG durch eine Regelung zu ersetzen, bei der die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes, die zu erwartende Menge an abzuregelndem Strom aus erneuerbaren Energien prognostizieren und an berechnete Stromverbraucher in vorher bestimmten, klar definierten Entlastungsregionen ver steigern.

Anders als in der bisherigen Regelung, sind teilnahmeberechtigte Stromverbraucher nicht grundsätzlich von der Teilnahme am regulären Strommarkt auszuschließen. Allerdings ist die Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs zu gewährleisten. Hierfür sind hohe Anforderungen vorzusehen. Der Autor schlägt eine Begrenzung des Zugangs zum Instrument auf bestimmte, für die Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems essentielle Technologien vor, bei denen Zusätzlichkeit mit hoher Wahrscheinlichkeit gegeben ist.

Wirkungen und Erfolgsvoraussetzungen

Der Vorschlag ist geeignet, einen Beitrag zur volkswirtschaftlich sinnvollen Verwendung ansonsten abzuregelnden Stroms aus erneuerbaren Energien zu leisten. Er stellt eine deutliche Verbesserung gegenüber den bestehenden Regelungen dar.

Bei sachgerechter Umsetzung kann, mit dem vorgeschlagenen Instrument, eine Verringerung der Abregelung von erneuerbaren Energien sowie von Redispatchvolumina und Engpassmanagementkosten erreicht werden. Das würde volkswirtschaftliche Wohlfahrtseffekte erschließen und die Belastung der Netzkunden durch Netzentgelte verringern.

Von überragender Bedeutung für die positiven Wirkungen, ist die tatsächliche Zusätzlichkeit des beanreizten Stromverbrauchs. Sofern die Zusätzlichkeit nicht sichergestellt ist, kann das Instrument zu Kostensteigerungen für die Stromverbraucher und zu steigenden Redispatchvolumina und damit zu erhöhten Herausforderungen für die Systemführung führen. Hierauf ist bei der Umsetzung besonderer Wert zu legen.

Damit das Instrument positive Wirkungen entfalten kann, sollte jedoch bei der Umsetzung zudem darauf geachtet werden, dass die Wirksamkeit nicht durch die oben angesprochenen, in der Netzentgeltsystematik begründeten, Hemmnisse verringert oder sogar aufgehoben wird. Sinnvoll wäre eine Nichtberücksichtigung bezogener Abregelungsstrommengen.

Alternativen

Verschiedentlich werden lokale Flexibilitäts- oder Redispatchmärkte als Alternative zu den bisherigen Regelungen des § 13 Abs. 6a und 6b sowie generell als sinnvolle Weiterentwicklung des Engpassmanagements vorgeschlagen. Aus Sicht des Autors ist die hier vorgeschlagene Regelung gegenüber solchen lokalen Flexibilitätsmärkten jedoch eindeutig vorzugswürdig. Denn

Flexibilitätsmärkte bergen designinhärent die Gefahr, dass darüber nicht nur zusätzliche engpassentlastende Flexibilität beschafft wird, sondern dass Marktteilnehmer diese zur Optimierung ihrer Handelsposition nutzen und dabei gleichzeitig die Engpasslage und Engpasskosten nicht nur nicht verringern, sondern sogar signifikant nach oben treiben. Überzeugende Abhilfen für dieses, unter dem Begriff Inc-Dec-Gaming diskutierte Verhalten, liegen bisher nicht vor.

Abgrenzung zur Debatte um lokale Signale

Es wird darauf hingewiesen, dass die vorgeschlagene Regelung, u. a. aufgrund der hohen Anforderungen an die Vermeidung unerwünschter Anreize, für bestehenden Stromverbrauch keine umfassende Lösung der Engpassproblematik im deutschen Stromnetz darstellen kann und insbesondere kein Ersatz für eine umfassende Debatte um die Notwendigkeit und Ausgestaltung lokaler Anreize und Preissignale sein kann. Beispielsweise würden lokale Preise, die die Netzengpasssituation in der Preisbildung am Strommarkt berücksichtigen, auf der gesamten Zeitschiene von Forward-Märkten über Day-Ahead bis hin zu Echtzeitpreisen, ein konsistentes Preisgerüst bilden und könnten dadurch von allen Marktparteien (Angebot, Speicher und Nachfrage) bereits in der Planung und Betriebsführung berücksichtigt werden.

4 Konkrete Hinweise zur Umsetzung

Ob die angestrebten Wirkungen des vorgeschlagenen Instruments erreicht werden können, ist von der Umsetzung im Detail abhängig. Nachfolgend wird auf verschiedene, aus Sicht des Autors besonders wichtige, Umsetzungsfragen eingegangen:

- Wie bereits geschildert, ist die Gewährleistung der tatsächlichen Zusätzlichkeit des beanreizten Stromverbrauchs der für die Wirkung des Instruments wichtigste Parameter. Dabei kann Zusätzlichkeit sowohl operativ (Stromverbrauch in bestehenden Verbrauchsanlagen, der ansonsten nicht stattgefunden hätte) wie investiv (Stromverbrauch in Verbrauchsanlagen, die ohne das Instrument überhaupt nicht bestünden) gegeben sein. Um negative Wirkungen zu vermeiden, die das Instrument diskreditieren könnten, sind die Teilnahmevoraussetzungen eng zu definieren und in Zweifelsfällen eher restriktiv zu gestalten. Bei Bestandsanlagen mit regelmäßigem Strombezug am Markt, ist in der Regel weder investive noch operative Zusätzlichkeit gegeben. Ein Ausschluss von der Teilnahme wäre deshalb wünschenswert. Als vergleichsweise einfaches und treffsicheres Kriterium, erschiene die Fokussierung auf Technologien, die die Transformation zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem unterstützen und mit hoher Wahrscheinlichkeit zusätzlich wirken. Operative Zusätzlichkeit ist insbesondere bei Elektroheizkesseln zu erwarten. Diese haben eine niedrige Zahlungsbereitschaft für Strom, so dass sie in der Regel erst durch eine Vergünstigung des Strompreises zur Nachfrage angeregt werden. Auf investiver Ebene und bezüglich Standortwahl ist eine Zusätzlichkeit auch bei anderen Wärmetechnologien plausibel. Bei Großwärmepumpen könnte eine Aufnahme in den Teilnehmerkreis den Ausbau der Technologie, der ohnehin zu erwarten ist, beschleunigen. Sie wären daher auf investiver Ebene in dem Maße zusätzlich, wie das Instrument eine Beschleunigung ihres Ausbaus bewirkt. Wenn Elektroheizkessel in den Teilnehmerkreis aufgenommen werden, ist eine Aufnahme von Großwärmepumpen auch deshalb anzuraten, um die Technologieentscheidung zwischen den beiden Wärmetechnologien nicht zugunsten von Elektroheizkesseln (und gegen Großwärmepumpen) zu verzerren. In dem Maße, in dem Wärmelasten im Überschussgebiet aufgrund des Instruments strombasiert versorgt werden, kann zudem die fossile KWK-Einspeisung verringert werden. Das verringert die Netzbelastung noch einmal zusätzlich und erspart Treibhausgasemissionen. Bei Elektrolyseuren sind zwei Dimensionen der Zusätzlichkeit plausibel: Zum einen ist das eine Beschleunigung des Ausbaus aufgrund des Instruments. Zum anderen

wirkt das Instrument als Signal zur Standortsteuerung. Wird ein Elektrolyseur aufgrund des Instruments in einer Überschussregion angeschlossen, wäre er regional zusätzlich. Standortreize für eine systemdienliche Standortwahl von Elektrolyseuren sind ohnehin wichtig und notwendig.

- Die Prognose und Zuteilung der Abregelungsstrommengen sollte zeitlich vorgelagert zum vortägigen Strommarkt stattfinden. Damit kann eine Berücksichtigung des Stromverbrauchs der zuschaltbaren Lasten in der regulären Betriebsplanung erfolgen und ein bilanzieller Ausgleich über normale Stromhandelsprozesse ermöglicht werden. Das verbessert die Informationslage der Übertragungsnetzbetreiber und limitiert die Inanspruchnahme knapper positiver Redispatchleistung.
- Die Nichtnutzung zugeteilten Abregelungsstroms durch die zuschaltbaren Lasten ist zu pönalisieren, um unerwünschtes Verhalten wie z. B. einen vergünstigten Erwerb und teuren Weiterverkauf von Abregelungsstrom am Intra-Day-Markt zu vermeiden. Eine sinnvolle Pönalisierung sollte dabei dazu führen, dass ein solches Verhalten sicher nachteilig gegenüber einem regulären Agieren am Strommarkt wäre. Hierfür müsste die Pönale den Preisunterschied zwischen dem Preis für Abregelungsstrom und normalem Day-Ahead-Preis übersteigen. Gleichzeitig sollte sie nicht prohibitiv hoch sein, um z. B. die Risiken eines Anlagenausfalls nach Zuteilung beherrschbar bleiben zu lassen.
- Die Beschaffung des notwendigen energetischen und bilanziellen Ausgleichs sollte über die regulären Strommärkte und nicht etwa über den Redispatchprozess erfolgen. Eine solche Beschaffung über die regulären Strommärkte vermeidet eine Verzerrung des Börsenpreissignals und entlastet die knappen Potenziale für positiven Redispatch.
- Das Instrument erscheint besonders geeignet für übertragungsnetzbedingte Engpässe. Entlastungsregionen, in denen die zuschaltbaren Lasten positioniert sind, können hier relativ groß gewählt werden, ohne die Effektivität des Instruments zu schwächen. Gleichzeitig ermöglichen große Entlastungsregionen einen wirksamen Preiswettbewerb zwischen verschiedenen zuschaltbaren Lasten. Damit wird sichergestellt, dass Abregelungsstrom nicht über das notwendige Maß hinaus vergünstigt wird und Stromverbraucher/Netzkunden maximal entlastet werden. Die Ausweitung des Instruments auf Verteilernetze stößt auf verschiedene Herausforderungen. So müssten Entlastungsregionen in Verteilernetzen deutlich kleinteiliger festgelegt werden, was einerseits die Transaktionskosten des Instruments erhöht, andererseits die Gefahr einer marktbeherrschenden Stellung einzelner Nachfrager und damit einer nicht wettbewerblichen Preisbildung erhöht. Zudem könnte sich die notwendige Sicherstellung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs für die Verteilernetzbetreiber als problematisch erweisen, wie die aktuellen Umsetzungsprobleme beim Redispatch 2.0 zeigen. Schließlich ist die Entflechtung auf der Verteilernetzebene weniger strikt, als auf der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber. Der Anschein von Interessenskonflikten für Netzbetreiber, z. B., weil verbundene Unternehmen von dem Instrument besonders profitieren könnten, sollte jedoch unbedingt vermieden werden. Deshalb sollte eine Ausweitung der Anwendung auf die Verteilernetzebene nur auf Grundlage einer detaillierten Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen.