

# Versteigerung von Überschussstrom Ein präventives Nutzen-statt-Abregeln-Instrument für Wärmelasten und Elektrolyseure

## Konzeptpapier

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Juni 2023

neon neue  
energieökonomik consentec

---

## 1. Motivation für und Anforderungen an das Instrument

Angesichts der hohen und perspektivisch steigenden Mengen von EE-Abregelungen aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz wird politisch bereits seit einigen Jahren ein wirksames Instrumentarium gefordert, um den ansonsten abgeregelten Strom einer sinnvollen Verwendung zuzuführen. Insbesondere sollen durch die Verdrängung von Graustrom oder fossilen Energieträgern in anderen Sektoren Treibhausgasemissionen eingespart werden. Derartige Ansätze werden im politischen Raum unter dem Begriff *Nutzen-statt-Abregeln* diskutiert.

Bislang wurde jedoch kein überzeugender Ansatz entwickelt, der sowohl die EE-Abregelung effektiv reduzieren kann als auch frei von Fehlanreizen und damit kompatibel mit dem bestehenden Strommarktdesign ist. Im Gegenteil: Es wurden verschiedene Ansätze vorgelegt, die in der Praxis zu einer problematischen, möglicherweise sogar engpassverschärfenden Interaktion mit dem Strommarkt geführt hätten.

Das hier vorgestellte im Auftrag des BMWK entwickelte Konzept überwindet diese Problematik. Als Leitplanken für die Entwicklung wurde gefordert, dass

- es sich um echtes „Nutzen-statt-Abregeln“ handelt, das heißt, dass eine operative oder investive<sup>1</sup> Zusatzlichkeit des Stromverbrauchs vorliegt,
- in nachweisbarem Umfang Netzengpässe verhindert bzw. präventiv behoben werden,
- aus Systemsicht unerwünschtes Verhalten der teilnehmenden Verbrauchseinrichtungen, insbesondere "Increase-Decrease-Gaming" (siehe Box unten) oder andere Verhaltensweisen, welche die Systemsicherheit beeinträchtigen könnten, vermieden werden,
- der Nutzen die insbesondere beim ÜNB entstehenden Transaktionskosten regelmäßig übersteigt,
- (finanzielle) Mitnahmeeffekte der teilnehmenden Verbrauchseinrichtungen möglichst vermieden werden sowie

---

<sup>1</sup> Investive Zusatzlichkeit ist dann gegeben, wenn die Investition in eine Verbrauchsanlage ursächlich auf das Instrument zurückzuführen ist und damit erst die Voraussetzungen für Stromverbrauch geschaffen wurden.

- volkswirtschaftliche Wohlfahrtsgewinne gehoben werden und die Gesamtkostenkosten des Engpassmanagements (als Teil der Netzentgelte) sinken.

Der Fokus des vorgeschlagenen Konzepts für ein Instrument soll primär auf der Vermeidung von Abregelung von Windenergie in Norddeutschland liegen. Windkraftanlagen machen zurzeit mit circa 95 % des abgeregelten Stroms den Großteil der Abregelungen aus (Monitoringbericht 2022, BNetzA). Die Abregelung findet ganz überwiegend aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz statt. Ausschlaggebend sollen daher Engpässe im Übertragungsnetz sein. Mittelfristig ist es jedoch zumindest denkbar, dass auch Engpässe an anderen Stellen im Übertragungsnetz oder im Verteilernetz adressiert werden.

## 2. Grundsätzliches Konzept und Ausgestaltung des Instrumentes

Um Überschussstrom zu nutzen, wird vorgeschlagen, dass der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zwei Tage im Voraus die Menge des - ohne das Instrument - im Übertragungsnetz abzuregelnden erneuerbaren Stroms prognostiziert. Diese Menge wird von den ÜNB vor Handelsschluss des Day-Ahead-Marktes an teilnehmende Stromverbraucher versteigert. Durch die Versteigerung des Überschussstroms im Voraus können Risiken für die sichere Netzbetriebsführung durch ein angepassten Gebotsverhalten an regulären Strommärkten, das bei alternativen Instrumenten wie lokalen Flexibilitätsmärkten auftreten würde, vermieden werden (siehe Box „Increase-Decrease-Gaming“ unten).

Der Teilnehmerkreis ist auf Wärme- und Elektrolyselasten beschränkt, die mit ausreichend hoher Wahrscheinlichkeit ohne das Instrument keinen Strom während der Überschusstunden der erneuerbaren Energien nachgefragt hätten, entweder, weil dieser Strom zu teuer gewesen wäre oder entsprechende Verbrauchsanlagen in der Engpassregion gar nicht bestanden hätten. Durch diese Zusätzlichkeit wird sichergestellt, dass tatsächlich eine Veränderung der Netznutzung erfolgt, damit echte "Nutzen-statt-Abregeln"-Effekte erzielt werden und Mitnahmeeffekte reduziert werden.

Reine Mitnahmeeffekte durch fehlende Zusätzlichkeit z. B. bei Bestandslasten, die Strom auch ohne ein solches Instrument nachgefragt hätten, sind zu vermeiden. Sie würden die Gesamtkosten für Stromverbraucher erhöhen, ohne dabei EE-Abregelung und Redispatchkosten zu reduzieren. Würden solche Lasten am Instrument teilnehmen, könnte es zu einer Aufwärtsspirale aus Mitnahmeeffekten, Mehrbedarf von Hochfahr-Redispatch mit ohnehin knapper werdenden Kraftwerksressourcen hinter den Engpässen und insgesamt erhöhten Engpassmanagement-Kosten kommen. Das wäre nicht tragbar.

## 3. Wirkungsanalyse des vorgeschlagenen Instrumentes

### i. Vermeidung von Antäuschen und „Inc-Dec“

Durch Auktionierung zwei Tage im Voraus können Lasten bereits im Day-Ahead-Planungsprozess die Nutzung des Überschussstroms in ihre Fahrpläne integrieren. Sie brauchen kein Nicht-Laufen anzutauschen, um von einem vergünstigten Strompreis zu profitieren und können von vornherein die wahre Verbrauchsabsicht in den Planungsprozessen darlegen. Ohne die frühzeitige Auktionierung könnten Lasten durch ein „Nutzen-Statt-Abregeln-Konzept“ einen Anreiz erhalten, sich im Day-Ahead-Handel hingegen zunächst nicht einzudecken, um den gewünschten Strom dann über die Nutzen-statt-Abregeln-Auktion zu beziehen (siehe Box „Increase-Decrease-Gaming“). Die Netzbetreiber erhielten in diesem Fall unvollständige oder fehlerhafte

Fahrplaninformationen, die höhere Netzengpässe signalisieren als ohne das Instrument. Der hier vorlegte Vorschlag vermeidet dieses Problem.

## ii. Verringerung von Netzengpässen

Bei geeigneter Ausgestaltung des Instruments kann nicht nur EE-Abregelung vermieden werden, sondern es kann auch zu einer Verringerung von Netzengpässen kommen. Dabei ist entscheidend, dass tatsächlich zusätzlicher Stromverbrauch in der Engpassregion angereizt wird. Wenn Lasten das Instrument als alternative Beschaffungsoption nutzen (reiner Mitnahmeeffekt), kann keine Abregelung verhindert werden.

## iii. Volkswirtschaftlicher Nutzen

Das Instrument kann volkswirtschaftliche Wohlfahrtsgewinne heben und die Kosten des Engpassmanagements senken. Das ist dann der Fall, wenn das Instrument auf solche Lasten beschränkt ist, die nur aufgrund des Instruments während Netzengpässen und in der Überschussregion *zusätzlich* Strom verbrauchen. Dabei ergibt sich der Wohlfahrtsgewinn daraus, dass ansonsten abgeregelter Strom einer nutzenstiftenden Verwendung zugeführt wird. Der ÜNB erlangt durch Versteigerung des Überschussstroms Einnahmen und kann das Abregeln der Erneuerbaren reduzieren. Auch letzteres gilt nur für den Fall, das tatsächlich zusätzliche Nachfrage durch das Instrument bedient wird.

## iv. Mitnahmeeffekte

Ein Instrument würde dann zu unerwünschten Mitnahmeeffekten führen, wenn der Verbrauch nicht zusätzlich ist und damit keine Engpassentlastung bewirkt wird. Mitnahmeeffekte ohne investive Zusätzlichkeit wären insbesondere zu erwarten, wenn das Instrument für bestehende Lasten geöffnet würde. Dann entstünde folgende Aufwärtsspirale: Die bereits bestehenden Lasten beschaffen aufgrund von Mitnahmeeffekten in den relevanten Situationen ihren geplanten Stromverbrauch nicht mehr am Strommarkt. Dadurch entsteht keine zusätzliche netzentlastende Nachfrage in der Überschussregion, vielmehr wird lediglich bereits bestehende Nachfrage aus dem Strommarkt in das neue Instrument verlagert. Damit entstehen Kosten, ohne dass EE-Abregelung vermieden werden kann, weil kein zusätzlicher Verbrauch in der Überschussregion vorliegt und sich damit auch keine veränderte Netznutzung ergibt. Hinzu kommt, dass durch die sinkende Nachfrage im Strommarkt die Strompreise sinken und Kraftwerke in Süddeutschland aus dem Markt fallen. Sie müssen dann im Redispatch wieder hochgeregelt werden. Durch die Verlagerung der Nachfrage aus einer bestehenden Last in das Instrument würden somit die Nord-Süd-Engpässe vor dem Redispatch sogar noch verschärft. Um dennoch einen Effekt zu erreichen, müssten die Netzbetreiber die Auktionsmenge ausweiten, wobei wiederum die Gefahr einer Verstärkung der Mitnahmeeffekte besteht. Eine solches Hochschaukeln der versteigerten Überschussstrommengen ginge allein auf Kosten der Netzentgeltzahler. Solange ein durch das Instrument angereizter Stromverbrauch nicht wirklich zusätzlich ist, ändert sich die EE-Abregelung nicht, es entstehen aber zusätzliche Redispatchbedarfe und Kosten durch die Subventionierung des Stromverbrauchs der teilnehmenden Lasten.

## v. Operative Mitnahme in Grenzen akzeptabel

Mitnahmeeffekte durch Verlagerung der Beschaffung am Strommarkt sind nicht schädlich, wenn sie einer investiven Zusätzlichkeit dienen. Investiv zusätzliche Anlagen, die nur aufgrund des Instruments und in Erwartung der vergünstigten Strompreise neu errichtet werden, sind auch dann sinnvoll und bezüglich des regionalen Stromverbrauchs zusätzlich, wenn sie, sobald

sie gebaut sind, im Strommarkt eine hohe Zahlungsbereitschaft haben und damit selten operativ zusätzlich sind.

#### vi. Kein Substitut für Diskussion um lokale Preissignale

Das Instrument ist ein Beitrag um die Abregelung von Überschussstrom zu begrenzen. Es kann aber nicht die systematische Diskussion um lokale Preise ersetzen.

Beispielsweise würden lokale Preise, die die Netzengpasssituation in der Preisbildung am Strommarkt berücksichtigen auf der gesamten Zeitschiene von Forward-Märkten über Day-Ahead bis Echtzeitpreisen ein konsistentes Preisgerüst bilden und könnten dadurch von allen Marktparteien (Angebot, Speicher und Nachfrage) bereits in der Planung und Betriebsführung berücksichtigt werden. Damit würde auch die Problematik von lediglich kostentreibenden, aber nicht zur Problemlösung beitragenden Mitnahmeeffekten, die beim vorgeschlagenen Instrument nicht vollständig ausgeräumt werden kann, entschärft.

### 4. Ausgestaltungsvorschlag

Bei einer Umsetzung des Instruments stellen sich eine Reihe von Ausgestaltungsfragen. Im Folgenden wird ein erstes Konzept für die Ausgestaltung des Instruments vorgeschlagen und zur Diskussion gestellt.

#### i. Teilnehmerkreis

Der Teilnehmerkreis muss auf solche Lasten beschränkt sein, die mit hoher Wahrscheinlichkeit ansonsten keinen Strom in der Überschussregion nachgefragt hätten. Dadurch wird sichergestellt, dass echtes „Nutzen-statt-Abregeln“ stattfindet (Zusätzlichkeit), und Mitnahmeeffekte werden reduziert.

- Auf operativer Ebene ist insbesondere bei Elektro-Heizkesseln eine Zusätzlichkeit anzunehmen. Diese haben eine tiefe Zahlungsbereitschaft für Strom, sodass 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 E-Kessel in den Teilnehmerkreis aufgenommen werden, ist eine Aufnahme von Großwärmepumpen auch deshalb anzuraten, um die Technologieentscheidung zwischen den beiden Wärmetechnologien nicht zugunsten von E-Kesseln (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 („doppelte Dividende“).
- Bei Elektrolyseuren sind zwei Dimensionen der Zusätzlichkeit plausibel: Zum einen eine Beschleunigung des Ausbaus aufgrund des Instruments. Zum anderen hinsichtlich der Standortsteuerung. Wird ein Elektrolyseur aufgrund des Instruments in einer Überschussregion angeschlossen, wäre er regional zusätzlich. Standortanreize für eine systemdienliche Standortwahl von Elektrolyseuren sind ohnehin wichtig und notwendig.

Bei anderen Lasten ist eine Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs unwahrscheinlich bzw. nicht hinreichend sicher zu gewährleisten, so dass die Nachteile die Vorteile überwiegen würden. Die Teilnahme am Instrument umfasst deshalb **ausschließlich Wärmelasten und Elektrolyseure**.

## ii. Betrachte Engpässe

Eine Abregelung erfolgt entweder wegen Engpässen im Verteil- oder im Übertragungsnetz. Das vorgeschlagene Instrument zielt primär auf Engpässe im Übertragungsnetz ab, die einen Großteil der Abregelung verursachen (73 % im Jahr 2021, Monitoringbericht der BNetzA 2022). Nach Einführung und Evaluierung des Instrumentes kann untersucht werden, ob das Instrument ggf. auch bei Verteilnetzengpässen hilfreich sein könnte. Dies würde jedoch eine Anpassung des Instrumentes in verschiedenen Dimensionen erfordern. Verteilnetzengpässe sind regelmäßig sehr kleinteilig und es konkurrieren weniger Nachfrager miteinander, sodass viele Aspekte überdacht werden müssten.

## iii. Regionale Granularität des Instrumentes

Bei der Ausgestaltung des Instrumentes muss festgelegt werden, in welchen Regionen Überschussstrom versteigert wird. Wirksam reduziert die Abregelung nur dann, wenn die zusätzliche Stromnachfrage den Lastfluss auf den überlasteten Netzelementen reduziert. Die geographische Auflösung der Regionen ist daher vor allem an der Lage der Netzengpässe orientiert. Es besteht ein Zielkonflikt zwischen der Genauigkeit der Anreize und der Komplexität des Instrumentes. Eine Möglichkeit ist der Zuschnitt der Regionen anhand bestehender geographischer Einheiten, z.B. ein Zuschnitt entlang von Netzregionen. Zur konkreten Festlegung des Zuschnitts einzelner Regionen, in denen Überschussstrom versteigert werden könnte, scheint eine (regelmäßige) Analyse der aktuellen und prognostizierten Netzengpässe erforderlich.

## iv. Bilanzieller Ausgleich

Der ÜNB liefert den ersteigerten Strom bilanziell. Dies ermöglicht, frühzeitig zu planen, reguläre Fahrplanprozesse zu verwenden und bei Bedarf den Strom auch wieder zu verkaufen. Die Lieferung erfolgt immer für eine spezifische Verbrauchseinrichtung bzw. spezifischen Zählpunkt und in den Bilanzkreis, dem der Zählpunkt zugeordnet ist. Die Verbrauchseinrichtung muss für die Teilnahme mit einem separaten Zähler ausgestattet sein.

## v. Beschaffung der gelieferten Energiemengen

Für die Vermarktung des Stroms aus EE-Anlagen ändert sich durch das Instrument nichts. Sie vermarkten unverändert ihren Strom am Markt. Die ÜNB müssen deshalb die an die teilnehmenden Verbrauchseinrichtungen gelieferten Strommengen zusätzlich bilanziell beschaffen.

Den Kosten für diese Beschaffung steht gegenüber, dass zusätzlicher Verbrauch in der Region mit EE-Überschuss eine engpasslindernde Wirkung hat. Damit kann auf EE-Abregelung und damit auch auf die in diesem Fall notwendige Beschaffung von positiver Redispatchenergie verzichtet werden. Für die Beschaffung der über das Instrument gelieferten Strommengen stehen grundsätzlich zwei denkbare Wege zur Verfügung: eine Beschaffung über den Spotmarkt oder über die etablierten Prozesse durch Hochfahren eines Kraftwerks im Rahmen des Redispatch.

Anders als beim regulären Redispatch sollte die Beschaffung der Energiemengen für das Instrument primär am Spotmarkt erfolgen. Der ÜNB beschafft die gleiche Menge an Strom, die er zwei Tage vor Lieferung als Überschussstrom vergünstigt an Lasten versteigert hat, um den bilanziellen Ausgleich am Day-Ahead-Markt sicherzustellen. Dies verringert Netzengpässe sowie die Menge an im Süden im verbleibenden Redispatch hochzufahrenden Erzeugungsmengen und

trägt zur Kosteneffizienz des Instruments bei. Im Kern macht dieser Ansatz die Nutzen-statt-Abregeln-Nachfrage am Markt sichtbar und verbleibender Redispatch könnte noch weiter verringert werden.

Bei einer Beschaffung über den regulären Redispatchprozess, die erst nach dem Day-Ahead-Markt stattfinden könnte, wäre hingegen zu befürchten, dass – insbesondere im Fall von nicht vollständig vermeidbaren Mitnahmeeffekten – einerseits zusätzliche Redispatchmengen benötigt würden. Andererseits könnte das bereits heute knappe positive Redispatchpotenzial in Deutschland weiter verringert werden. Grund dafür ist die fehlende „Sichtbarkeit“ der Nutzen-statt-Abregeln-Nachfrage am Markt. Ab moderaten Strompreisen aufwärts stehen die preissetzenden Kraftwerke oftmals hinter den großräumigen Engpässen im Übertragungsnetz. Durch eine reduzierte Stromnachfrage im deutschen Strommarkt könnten diese Kraftwerke aus dem Markt fallen und die Engpasssituation tendenziell verschärfen. Alternativ könnte es auch zu erhöhten Exporten kommen, in welchem Fall Kraftwerke hinter den Engpässen ebenfalls gebunden wären und für den notwendigen Redispatch nicht mehr zur Verfügung ständen.

#### **vi. Mindest- und Festpreis ausgestalten**

Zumindest in der Anfangsphase des Instruments ist davon auszugehen, dass hohe Engpassmengen auf wenige Nutzen-statt-Abregeln-Lasten treffen, sodass in den Auktionen keine Konkurrenz in der Nutzung des Überschussstroms bestünde und – ohne einen Mindestpreis – voraussichtlich regelmäßig zunächst ein Preis von Null resultieren würde. Vor dem Hintergrund, dass eine Senkung der Kosten des Engpassmanagements für die Netzentgeltzahler durch das Instrument überhaupt nur dann denkbar ist, wenn durch die Versteigerung des Überschussstroms Einnahmen generiert würden, ist die Einführung eines Mindestpreises sinnvoll. Ein Mindestpreis sorgt dafür, dass zumindest bei „Zusätzlichkeit“ der Lasten ein geringer positiver Preis und damit eine Entlastung für die Netzentgeltzahler resultiert, selbst wenn die Auktion unterzeichnet ist. Ein Mindestpreis in moderater Höhe von z.B. 20 €/MWh scheint bei aktuellen Strompreisen angemessen. Wenn insbesondere in der Einführungsphase noch mit wenigen Verbrauchern zu rechnen ist und Überschussstrom somit in den meisten Stunden mit EE-Abregelung nicht knapp ist, könnte es zudem erwägenswert sein, für eine begrenzte Zeit einen Festpreis einzuführen statt eine wettbewerbliche Preisfindung anzustreben.

#### **vii. Netzentgelte flankierend angehen**

Ein bedeutendes Hemmnis für die Bereitstellung von lastseitiger Flexibilität stellen die Leistungspreise von Netzentgelten dar. Wenn beispielsweise auch selten eingesetzte Elektroheizkessel bei einer Nutzung im Rahmen des Instruments in voller Höhe Netzentgelt-Leistungspreise zahlen müssten, würden diese den Betrieb als Nutzen-statt-Abregeln-Last in manchen Fällen gänzlich unrentabel werden lassen. Es scheint daher ratsam, die Verbräuche im Rahmen des Instruments bei der Berechnung des Leistungspreises herauszurechnen, sodass dieses Flexibilitätshemmnis einem Mehrverbrauch nicht im Wege steht.

#### **viii. Pönale bei Nicht-Verbrauch**

Falls eine Last Überschussstrom ersteigert, anschließend jedoch weniger Strom, als ersteigert auf Basis von tatsächlichen Messdaten verbraucht, sollte sie nachträglich einen höheren Preis für den ersteigerten Strom entrichten. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass der bilanziell gelieferte Strom auch dann beim Bilanzkreis verbleibt, wenn er nicht lokal genutzt wird und die Pönale fällig wird. Der Bilanzkreis muss also den in der Auktion beschafften Überschussstrom in jedem Fall bewirtschaften. Die Höhe der Pönale sollte dabei in einem Bereich liegen,

der es unattraktiv macht, den Strom unabhängig davon zu ersteigern, ob die Last ihn wirklich nutzen möchte und nicht so hoch sein, dass aus ihm ein hohes finanzielles Risiko bei Nichtnutzung erwächst. Ein Zuschlag auf den Day-Ahead-Preis in Höhe von 50 €/MWh scheint angemessen.

### **Increase-Decrease-Gaming („Inc-Dec“)**

**Abrufbasierte Redispatchmärkte:** Ein abrufbasierter Redispatchmarkt zeichnet sich dadurch aus, dass die Teilnahme für Marktakteure freiwillig ist und die Kompensation für den Abruf (in MWh) und auf Basis von Geboten eben dieser Marktteilnehmer erfolgt. Solche abrufbasierten Redispatchmärkte wurden in vorherigen Untersuchungen als problematisch eingeschätzt, da sie Anreize für strategisches Gebotsverhalten der Marktakteure setzen (Neon & Consentec 2019).

**Lasten in Überschussregionen:** Im Kern setzt ein abrufbasierter Redispatchmarkt folgende Anreize: Lasten in Überschussregionen können Profite erwirtschaften, indem sie sich über den Redispatch-Markt statt über den normalen Stromhandel eindecken. Um dies zu ermöglichen, geben sie auf dem Strommarkt niedrigere Gebote ab und bieten sich so aus dem Markt. Im Redispatchmarkt werden sie hingegen zu den niedrigeren Preisen bezuschlagt, weil ihr Verbrauch hilft, Engpässe zu reduzieren. Für Verbraucher besteht dieser Anreiz analog spiegelverkehrt.

**Konsequenzen:** Dieses strategische Verhalten von Marktteilnehmern führt zu einer Verschärfung der Engpässe, Windfall-Profits, Problemen für finanzielle Sicherungsgeschäfte, falschen Investitionsanreizen und birgt operative Risiken für die Netzbetreiber.