

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

SPEICHERNETZENTGELTE

KONSULTATIONSBEITRAG DER 4ÜNB ZU DEN
ORIENTIERUNGSPUNKTEN DER BNETZA

STAND: MÄRZ 2026

GLIEDERUNG

1. BISHERIGE ENTWICKLUNGEN
2. DARSTELLUNG DES BNETZA-VORSCHLAGS
3. NOTWENDIGKEIT VON EINGRIFFSMÖGLICHKEITEN
4. FINANZIERUNGSBETEILIGUNG VON SPEICHERN
5. ANREIZWIRKUNG BEI SPEICHERN
6. UMSETZUNGSVORSCHLAG DER 4ÜNB FÜR DAS SPEICHERNETZENTGELT
7. FLEXIBILITÄTSTECHNOLOGIEN
8. BEANTWORTUNG DER FRAGEN AUS DEN ORIENTIERUNGSPUNKTEN

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Kurzzusammenfassung

Im Rahmen der Neufassung der Netzentgeltsystematik im Kontext von AgNes hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) in ihren Orientierungspunkten zu Speichern¹ konkrete Vorschläge für die Beteiligung von Speichern an der Finanzierung der Netzkosten und zur Setzung von Anreizen für ein netzdienliches Verhalten gemacht.

Folgendermaßen möchten die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu diesen Vorschlägen Stellung nehmen:

- **Finanzierungsbeteiligung gewünscht:** Angesichts des hohen Investitionsbedarfs in den deutschen Stromnetzen in den kommenden Jahrzehnten ist eine breitere Finanzierungsbasis durchaus richtig. Eine Beteiligung von Speichern an den Netzentgelten ist daher grundsätzlich sachgerecht. Für Speicher müssen, wie für andere Netzkunden auch, Netze und Netzanschlüsse vorgehalten und ausgebaut werden, was mit entsprechenden Kosten einhergeht. Aus diesem Grunde wurde bereits ein Baukostenzuschuss eingeführt. Vor diesem Hintergrund ist es zudem richtig, eine weitergehende finanzielle Beteiligung von Speichern an den Netzkosten zu diskutieren. Diese Finanzierungsbeteiligung sollte die durch Speicher entstandenen Netzkosten verursachergerecht bei den Betreibern allokalieren.
- **Sondernetzentgelt für Speicher angemessen:** Aus Sicht der ÜNB stellt die Einführung eines Sondernetzentgelts einen geeigneten Ansatz dar, um eine zukünftige Kostenbeteiligung von Speichern sicherzustellen. Dass der bisherige Befreiungstatbestand für Speicher mit Inbetriebnahme nach August 2029 nicht fortgeführt wird, unterstützen die ÜNB.
- **Sicherheit für laufende Investitionen:** Die ÜNB betonen, dass Batteriespeicherprojekte, denen bereits eine Netzanschlusszusage erteilt wurde, nun auch umgesetzt werden sollten. Das knappe Gut „Netzanschluss“ darf aus Sicht der ÜNB nicht mit weiteren Unsicherheiten belastet werden. Dies ginge nicht nur mit Risiken für die Speicherbetreiber, sondern auch für die Netzbetreiber einher. Diskussionen um die Beibehaltung des Befreiungstatbestandes für Anlagen mit Inbetriebnahme vor 4. August 2029 sollten diese Aspekte aufgreifen. Rahmenbedingungen zu Netzentgelten sollten für diese Speicher deshalb so gestaltet sein, dass bereits zugesagte Projekte verwirklicht werden und dass keine Risiken für ÜNB in Bezug auf bereits in der Umsetzung befindliche Anschlussprojekte entstehen. Speicher können anschließend nicht nur marktdienliche Flexibilität zur Verfügung stellen, sondern müssen darüber hinaus auch netz- und systemdienlich agieren.
- **Kostentragfähigkeit muss berücksichtigt werden:** Speicher spielen als Flexibilitätsanbieter eine zentrale Rolle in einem zunehmend von fluktuierenden erneuerbaren Energien geprägten Energiesystem. Die regulatorische Ausgestaltung von Netzentgelten muss deshalb so erfolgen, dass die Kostentragfähigkeit von Speichern weiterhin gegeben ist, Investitionen wirtschaftlich attraktiv bleiben und damit schlussendlich auch realisiert werden. Gleichmaßen sollte die Ausgestaltung des Netzentgelts für Speicher auch die Kostentragfähigkeit der übrigen Netznutzer und mögliche Umverteilungen von Kosten berücksichtigen.
- **Verzicht auf AP1 und AP2 bei Stand-Alone-Speichern:** Selbst die saldierte und somit verhältnismäßig geringe Belastung durch den Arbeitspreis 1 (AP1) und den Arbeitspreis 2 (AP2) wirkt als Betriebshemmnis, ohne dass dies eine ausreichende energiewirtschaftliche Wirkung entfaltet. Daraus kann perspektivisch ein Investitionshemmnis für Langfristspeicher mit geringen Wirkungsgraden entstehen, welches insbesondere vor

¹ [BNetzA: Speichernetzentgelte - Orientierungspunkte der BNetzA im Festlegungsverfahren AgNes \(Stand: Januar 2026\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

dem Hintergrund des Beitrags von Langzeitspeichern zur Versorgungssicherheit nicht erwünscht ist. Eine ähnliche Finanzierungsfunktion kann gleichermaßen über eine höhere verpflichtende Mindestkapazität beim Kapazitätspreis erreicht werden. Zudem wäre die Einführung der Saldierungslogik bei geringer Erlöswirkung mit erheblichen Umsetzungsaufwänden und neuen Prozessen verbunden, einschließlich der Notwendigkeit detaillierter Regelungen zum Umgang mit AP1 und AP2. Die 4ÜNB schlagen daher vor, bei Stand-Alone-Speichern künftig vollständig auf die Erhebung der Arbeitspreise AP1 und AP2 zu verzichten und die Finanzierung auf den Kapazitätspreis zu konzentrieren. Außerdem schlagen die 4ÜNB vor, diesen auf die gesamte vertraglich vereinbarte Netzanschlusskapazität zu beziehen.

- **Betriebseinschränkungen notwendig:** Speicher sind hochflexible Assets, die schnell und kurzfristig auf Marktpreise reagieren und damit wertvolle marktliche Flexibilität sowie Systemdienstleistungen erbringen können. Diese hochflexible und sich dementsprechend kurzfristig ändernde Fahrweise hat jedoch große Auswirkungen auf die Flüsse im Stromnetz. Daher benötigen Netzbetreiber gesicherte Eingriffsmöglichkeiten, um jederzeit einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Diese Eingriffe umfassen neben der Einbindung in bestehende Redispatch-Prozesse des Engpassmanagements auch Beschränkungen der Fahrweise. Diese Maßnahmen sind unabhängig davon nötig, ob und in welcher Form Speichernetzentgelte eingeführt werden.
- **Herausforderungen beim dynamischen Netzentgelt:** Ein dynamisches Netzentgelt (Arbeitspreis 3, AP3) soll nach den Orientierungspunkten der BNetzA bereits vor Day-Ahead-Marktschluss und vor Beginn von Redispatch-Maßnahmen netzdienliches Verhalten anreizen und damit den Eingriffsbedarf reduzieren. Einen echten marktlichen Ansatz stellt ein solches Signal nicht dar, da der Preis durch einen zentralen Akteur anhand von Planungsdaten festgelegt wird. Im Unterschied zu den oben beschriebenen Betriebsbeschränkungen kann dieses Signal nur zu einem Zeitpunkt gesetzt werden und nur die zu diesem Zeitpunkt erwartete Netzsituation berücksichtigen. Ob sich die gewünschte netzdienliche Reaktion einstellt, ist wegen der Prognoseunsicherheit der Engpässe zum Zeitpunkt der Signalerstellung wie auch der unsicheren Reaktion der Speicher aufgrund der Wechselwirkung mit konkurrierenden Preissignalen mit einer hohen Unsicherheit verbunden. Zudem sind Verlagerungs- und Nachholeffekte im täglichen Speicherbetrieb zu beachten, die Redispatch-Bedarfe verschieben können. Später gesetzte Signale könnten die Herausforderung bei der Engpassprognose reduzieren, jedoch würden Gaming-Anreize entstehen. Insgesamt ist der Nutzen eines dynamischen Netzentgelts für die Systemführung begrenzt und stellt sich in der aktuellen Erwartung zwar im Jahresmittel ein, kann aber in einzelnen Stunden negativ sein. Aus Sicht der 4ÜNB ist aktuell nicht abschätzbar, inwieweit ein dynamisches Netzentgelt für Speicher zu einer signifikanten Dämpfung der Kosten im Engpassmanagement führt.
- **Flexibilitätstechnologien:** Neben klassischen Stromspeichern ist in den kommenden Jahren auch mit einem Zubau von weiteren Flexibilitätstechnologien zu rechnen. Zu nennen sind dabei insbesondere Elektrolyseure zur Erzeugung von grünem Wasserstoff wie auch Power-to-Heat-Anlagen. Bei beiden Technologien ist mit einem hohen Flexibilitätspotenzial zu rechnen. Den 4ÜNB erscheint es sinnvoll, diese Technologien deshalb besonders zu betrachten und über die Einführung eines Sondernetzentgelts nachzudenken. Das Sondernetzentgelt sollte grundsätzlich technologieoffen gestaltet sein und ausschließlich gegen Gewährung von Flexibilitätsdienstleistungen gewährt werden. Konkret sollte eine netzdienliche Betriebsweise sichergestellt werden. Über die genaue Ausgestaltung sollte im weiteren AgNes-Prozess nachgedacht werden.

Aus Sicht der 4ÜNB ist eine Beteiligung von Speichern wie auch weiteren Flexibilitätstechnologien an den Netzentgelten grundsätzlich sachgerecht. Die Assets haben zudem das Potential sich netzdienlich zu verhalten. Dafür sollte eine Entlastung von Netzentgelten als Anreiz genutzt werden. Die Entwicklung einer deutschlandweiten Netzprognose mit

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Berücksichtigung regionaler netzspezifischer Gegebenheiten als Grundlage für dynamische Netzentgelte ist allerdings komplex.

Ein Sondernetzentgelt für Großspeicher könnte aus 4ÜNB-Sicht zukünftig wie folgt aussehen:

- Zahlung eines Kapazitätsentgelts durch Speicherbetreiber, gekoppelt an die vertragliche Netzanschlusskapazität.
- Verzicht auf AP1 und AP2, die zur Finanzierung dienen sollen, mit Blick auf die geringen Erlösanteile, damit einhergehende Fehlanreize und den bürokratischen Aufwand.
- AP3 als ergänzende Anreizkomponente denkbar für eine netzdienlichere Fahrweise von Großspeichern. Allerdings ist die Ausgestaltung mit Blick auf den erwarteten systemischen Nutzen und die Umsetzbarkeit zu prüfen. Dies sollte in einer mehrjährigen Erprobung erfolgen.
- Weitgehende Eingriffsmöglichkeiten für Anschlussnetzbetreiber und ÜNB in die Betriebsweise von Speichern, insbesondere für kurzfristige Herausforderungen.
- Reduktion des Kapazitätspreises als Gegenleistung für den Aufwand, den Speicherbetreiber durch die Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber haben. Dadurch entsteht ein Anreiz, Eingriffsmöglichkeiten zuzusichern.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

1. Bisherige Entwicklungen

Die im Rahmen der Energiewende stattfindende Verschiebung hin zu erneuerbaren Energien und dem daraus resultierenden Ausbau von Wind- und PV-Anlagen geht aufgrund der wetterbedingten, volatilen Erzeugung mit verschiedenen Herausforderungen für die Netzbetreiber einher. Dazu gehören beispielsweise die Zunahme an Zeitpunkten, in denen das erneuerbare Stromdargebot die Stromnachfrage übersteigt und niedrige Strompreise an den Spotmärkten induziert, steigende Spitzen-Redispatch-Bedarfe sowie steigende absolute Prognoseunsicherheiten und das damit einhergehende Risiko kurzfristiger Engpass-Befunde.

In den letzten Jahren kam es bei ÜNBs wie VNBs in Deutschland zu einer großen Anzahl an Anschlussanfragen von Batteriespeichern, ausgelöst durch die folgenden drei Faktoren:

- Erstens sind die Preise für Batteriespeicherzellen in den letzten Jahren deutlich gesunken.
- Zweitens sind Speicher derzeit mit Inbetriebnahme vor August 2029 für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit, sodass ein Bau bis dahin als besonders attraktiv galt.
- Zuletzt steigern die Preisvolatilitäten im deutschen Strommarkt die Erlösmöglichkeiten von Speichern im Arbitragehandel sowie auf den Regelreservemärkten.

Trotz der damit einhergehenden Herausforderungen können Speicher als hochflexible Assets einen wichtigen Beitrag für das Energiesystem leisten und den Netzbetrieb unterstützen. Folgende Fähigkeiten sind in diesem Kontext zu nennen:

- Speicher können die Tageszyklen bei Preisen glätten und EE-Überschuss hin zu Stunden mit Unterdeckung verschieben.
- Speicher können außerdem die Prognoseabweichungen von EE (intraday) ausgleichen.
- Auch Systemdienstleistungen wie Frequenzregelung (Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve), Spannungsregelung, Schwarzstartfähigkeit, Netzengpassmanagement und Momentanreserve können von Speichern erbracht werden.

In der bisherigen Netzentgeltlogik, wonach Speicher, die vor 2029 ans Netz gehen, nach § 118 Abs. 6 EnWG 20 Jahre lang als netzentgeltbefreit galten, optimieren sich Speicher ausschließlich entsprechend der Marktpreise (Strombörse, Systemdienstleistungen). Marktpreise reflektieren dabei zwar das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch in der Gebotszone, können jedoch Netzengpässe nicht abbilden. Dies hat zur Folge, dass Speicher (wie auch alle weiteren Marktakteure) nur in bestimmten Ausnahmesituationen und unter Zuhilfenahme zusätzlicher Instrumente dazu angereizt sind, sich gezielt netzdienlich zu verhalten (z.B. 13k EnWG). Zwar sind Speicher mit ihren spezifischen Eigenschaften prädestiniert dafür, wertvolle netzdienliche Flexibilität zu erbringen, jedoch fehlen hierfür bisher Anreize und Signale. Dies führt dazu, dass Speicher sich im Rahmen der heutigen Regulierung teils netzdienlich, teils netzschädlich verhalten, je nach Netzsituation. Jedoch muss sichergestellt werden, dass Speicher sich in ihrer Gesamtheit zu keinem Zeitpunkt so netzschädlich verhalten, dass die Netzstabilität gefährdet ist.

Außerdem gilt es zu prüfen, inwieweit Speicher zukünftig zur Finanzierung der Netze herangezogen werden können bzw. sollen. In Bezug auf diese Finanzierungsbeteiligung kann festgehalten werden, dass das Netz auch für Speicher vorgehalten und ausgebaut werden muss. Um den hohen Investitionsbedarf der nächsten Jahrzehnte in die deutschen Netze stemmen zu können, muss die Finanzierung auf breitere Beine gestellt werden. Eine gewisse finanzielle Beteiligung von Speichern an den Netzkosten ist daher in diesem Rahmen zu diskutieren.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Um die Netzstabilität langfristig sicherzustellen sind Instrumente nötig, die entsprechende Anreize für ein netzdienliches Verhalten von Speichern setzen. Hierbei können die von der BNetzA vorgeschlagenen dynamischen Netzentgelte zwar als ergänzende Anreize in Betracht gezogen werden, Systemsicherheit kann sich schlussendlich allerdings nur durch mit einer sicheren Reaktion verbundenen Einschränkungen der Aktivitäten zur Verhinderung von netzschädlichen Handlungen, insbesondere in der kurzen Frist, ergeben. Zudem müssen Batteriespeicher auch in die branchenweiten Prozesse des Redispatch integriert werden, sodass Anweisungen zu konkreten netzentlastenden Handlungen erfolgen können.

Heute ebenfalls netzentgeltbefreit sind Elektrolyseure. Auch hier ist in den kommenden Jahren ein Hochlauf zu erwarten. Analog zu den Speichern sollte hier ebenfalls die Finanzierungsbasis der Netzentgelte ausgeweitet werden. Wie bei den Speichern muss jedoch auch hier die Kostentragfähigkeit berücksichtigt werden. Ergänzend zu der Finanzierungsbeteiligung sind auch hier Signale zu betrachten, die eine Ansiedelung an netzdienlichen Standorten anreizen und zudem einen netzdienlichen Betrieb sicherstellen.

2. Darstellung des BNetzA-Vorschlags

Pauschalbefreiung endet: Während Speicher bisher nach § 118 Abs. 6 EnWG für 20 Jahre von der Zahlung von Netzentgelten befreit sind, beabsichtigt die BNetzA nun, diese vollständige Befreiung nicht fortzuführen. Die derzeitige Pauschalbefreiung bildet nach Auffassung der BNetzA die durch Batteriespeicher entstehenden Netzkosten nicht angemessen ab. Zusätzlich dazu geht die BNetzA davon aus, dass eine Vollbefreiung europarechtlich nicht darstellbar ist. Ohne ein Netzentgelt fehlen laut BNetzA zudem Anreize für ein netz- oder systemdienliches Verhalten.

Beteiligung auch von ursprünglich befreiten Speichern: Ursprünglich hatte das EnWG garantiert, dass alle Speicher mit Inbetriebnahme vor dem 4. August 2029 für 20 Jahre die entsprechende Befreiung erhalten. Die BNetzA sieht jedoch keinen rechtlich zwingenden Vertrauensschutz mehr und möchte ihre Abweichungskompetenz nutzen, um die bestehende Befreiung auch für Anlagen mit Errichtung vor dem 4. August 2029 aufheben. Welches alternative Datum als Ende des Vertrauensschutzes in Frage kommt, bleibt bisher offen.

Sondernetzentgelt für Speicher: An die Stelle der bisherigen Vollbefreiung soll in Zukunft ein Sondernetzentgelt für Speicher treten. Dieses Sondernetzentgelt soll die spezifischen Eigenschaften von Speichern berücksichtigen und muss entsprechend der EU-Regelungen für Sondernetzentgelte daran geknüpft sein, dass Speicher einen netz- oder systemdienlichen Beitrag leisten. Zusätzlich dazu muss das Diskriminierungsverbot gewahrt werden, wonach Netzentgelte die Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen und keine Negativanreize für Eigenerzeugung und Eigenverbrauch setzen dürfen. Ein Sondernetzentgelt soll dabei insbesondere Negativanreize, beispielsweise Fehlanreize für Eigenerzeugung und Eigenverbrauch, verhindern. Die 4ÜNB verstehen dies dahingehend, dass das Sondernetzentgelt insbesondere sicherstellen soll, dass Stand-Alone-Speicher nicht schlechter gestellt werden als co-located Speicher.

Orientierung an allgemeiner Netzentgeltsystematik: Das Sondernetzentgelt für Speicher soll sich grundsätzlich an den Mechanismen der allgemeinen Netzentgeltsystematik orientieren und sich somit ebenfalls aus einer Finanzierungs- und einer Anreizkomponente zusammensetzen. Gleichzeitig soll die Ausgestaltung so erfolgen bzw. spezifiziert werden, dass die Fahrweise von Speichern und damit ihr positiver Nutzen möglichst wenig beeinträchtigt wird, während dennoch eine angemessene Beteiligung an der Finanzierung der Netzkosten erreicht wird.

Saldierung von Arbeitspreisen: Generell sollen Speicher nicht doppelt durch Einspeise- und Ausspeiseentgelte mit Finanzierungsfunktion belastet werden. Für Arbeitspreise mit Finanzierungsfunktion schlägt die BNetzA deshalb vor, diese nur auf die Differenzmengen bzw. Salden zwischen Einspeisung und Ausspeisung zu beziehen. Bei diesen Differenzen handelt es sich klassisch um Wirkungsgradverluste, nur für diese fiele in Folge ein Arbeitspreis mit

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Finanzierungsfunktion an. Offen hält sich die BNetzA derzeit noch, ob diese Regelung nur für die Energiemenge unter der gewählten Kapazität gelten soll, welche klassisch mit dem niedrigeren AP1 abgerechnet wird oder ob sich die Saldierung auch auf die Energiemenge über der gewählten Kapazität erstrecken soll, für die der höhere AP2 gilt. Sollte ungeachtet von Kapazitätsüberschreitungen ein AP nur auf die saldierten Mengen bezahlt werden, schlägt die BNetzA folgende drei Varianten zur Preisermittlung vor: Die verbleibende Menge wird vollständig mit dem AP1 abgerechnet, die verbleibende Menge wird vollständig mit AP2 abgerechnet oder die verbleibende Menge wird mit einem ex-post ermittelten gewichteten durchschnittlichem AP bepreist.

Festlegung einer Mindestkapazität: Im Grundmodell der allgemeinen Netzentgeltsystematik soll sich im Rahmen der Finanzierungsfunktion eine rationale und individuell optimierbare Wahl der Kapazität durch das Zusammenspiel von AP1 und AP2 ergeben. Dieser Anreiz besteht für Speicher aufgrund des Ansatzes einer Saldierung jedoch nur sehr begrenzt. Daher schlägt die BNetzA für Speicher die Einführung einer Mindestkapazität (als Prozentsatz der Netzananschlusskapazität) vor. Konkrete Vorschläge für eine angemessene Höhe dieser Mindestkapazität bestehen aktuell noch nicht. Wir verstehen die BNetzA zudem dahingehend, dass der Kapazitätspreis zu keiner Doppelbelastung führen soll und gegebenenfalls nur für eine Richtung (entweder Einspeisung oder Ausspeisung) gelten soll. Unklar bleibt, ob das auch für den Baukostenzuschuss gilt.

Umgang mit Multi-Use-Speichern: Intensiv widmet sich die BNetzA auch der Frage, ob das Sondernetzentgelt auch für Multi-Use-Speicher gelten soll. Laut BNetzA müssen bei der Abwägung verschiedene Konstellationen berücksichtigt werden. Speicher, die zur Verbrauchsoptimierung eingesetzt werden und deren vorgelagerter Netzanschluss überwiegend für den Bezug genutzt wird, erfüllen laut BNetzA eher die Charakteristika eines Verbrauchers. In diesem Fall bedarf es keiner separaten Behandlung des Speichers. Bei mobilen Speichern wie Elektrofahrzeugen wäre im Niederspannungsbereich eine Saldierung grundsätzlich denkbar; hierbei ergeben sich jedoch mögliche Wechselwirkungen mit Modul 3 der Regelungen nach § 14a EnWG. Wird ein Speicher bei einer EE-Anlage angesiedelt, so scheint eine separate Behandlung der Netzbezüge durch Speicher sinnvoll, um Anreize zum Einsatz für Arbitrage oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu setzen. Für entsprechende Speicher, die mit EE-Anlagen gekoppelt sind, schlägt die BNetzA deshalb vor, dort ebenfalls auf das Modell von Stand-Alone-Speichern zu setzen.

Anreize über AP3: Ein netzdienlicher Einsatz von Speichern soll über den dynamischen Arbeitspreis (AP3) angereizt werden. Der dynamische Arbeitspreis, der perspektivisch für alle Erzeuger und Verbraucher geplant ist, soll zuerst für Speicher eingeführt werden. Als hochflexible Assets mit einer hohen Preissensitivität und geringen technischen Hürden sind Speicher in den Augen der BNetzA ein guter Startpunkt für die Umsetzung der dynamischen Komponente. Der AP3 soll sich dabei an der prognostizierten Netzsituation orientieren und symmetrisch-vorzeichengerecht ausgestaltet sein.

Damit folgt die BNetzA im Verständnis der 4ÜNB u.a. dem Vorschlag, der von Neon im Jahr 2025 eingebracht wurde². Anders als bei AP1 und AP2 stellt eine Doppelbelastung (Netzentgelt sowohl für Einspeise- als auch Entnahme) beim AP3 für Speicher kein Problem dar, da Speicher ihre Fahrweise auf das Netzentgeltsignal anpassen werden und sich hinsichtlich dieses Signals optimieren. Summarisch sind entsprechend Netto-Auszahlungen aus dem AP3 für Speicher zu erwarten. Aus Sicht der BNetzA sind solche Auszahlungen jedoch auch gerechtfertigt, wenn sich die Reaktion der Speicher auch kostensparend auf die Netze auswirkt (insbesondere Redispatch).

Netto-negative Entgelte: Offen ist für die BNetzA derzeit noch, ob Speicherbetreiber auch Netto-Einnahmen aus Netzentgelten erhalten können, falls die Rückzahlung aus der Anreizkomponente die Zahlung aus der

² [Neon Neue Energieökonomik: Netzentgelte für Großbatterien \(Juni 2025\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Finanzierungskomponente übersteigt. Grundsätzlich hält die BNetzA eine solche Konstellation zum aktuellen Zeitpunkt aufgrund des netzdienlichen Beitrags für sachgerecht und möglich.

Baukostenzuschüsse: Speicher sollen weiterhin Baukostenzuschüsse entrichten. Eine rückwirkende Erhebung für Bestandsspeicher ist weiterhin nicht vorgesehen. Die Baukostenzuschüsse sollen die durch den Netzanschluss unmittelbar ausgelösten Netzausbaukosten durch einmalige Zahlung internalisieren, Anreize für die Wahl eines netzdienlichen Standorts setzen und die Wahl von engpassbehafteten Standorten vermeiden. Offen bleibt, ob Baukostenzuschüsse sowohl für die Einspeise- als auch für die Verbrauchsrichtung erhoben werden sollen oder nur für eine der beiden Richtungen.

Regelungen für Elektrolyseure: Nach dem Verständnis der 4ÜNB möchte die BNetzA analog zu Speichern auch für Elektrolyseure die bisherige gesetzlich festgelegte Netzentgeltbefreiung für Anlagen, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb gehen, aufheben. Elektrolyseure können aus Sicht der BNetzA jedoch nicht nach der gleichen Methodik wie Speicher behandelt werden. Stattdessen müssen sie grundsätzlich als Verbraucher betrachtet werden, da eine Rückverstromung nicht zwingend erfolgen muss; eine Saldierung von Entnahme und Einspeisung analog zu Speichern ist deshalb nicht möglich. Für Elektrolyseure sollen ebenfalls Baukostenzuschüsse eingeführt werden, um eine sinnvolle Standortwahl anzureizen. Die Ausgestaltung der Finanzierungskomponente ist noch offen; die BNetzA kann sich Abweichungen von der allgemeinen Systematik vorstellen. Auch bei Elektrolyseuren sieht die BNetzA einen Bedarf für netzdienliches Verhalten und die Anwendung des dynamischen Arbeitspreises, der bei geeigneter Standort- und Lastallokation sogar positive Wirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben kann.

3. Notwendigkeit von Eingriffsmöglichkeiten

Speicher sind hochflexible Assets, die kurzfristig auf Marktsignale reagieren und zudem Systemdienstleistungen wie etwa Regelleistung erbringen können. Sie liefern damit für das Gesamtsystem nötige markt- und systemdienliche Flexibilität. Gleichzeitig muss jedoch die Transportierbarkeit innerhalb des Stromnetzes über mehrere Netzebenen hinweg, sowie die Reaktionsfähigkeit der Engpassmanagement-Prozesse, auch in der kurzen Frist, berücksichtigt werden. Mechanismen, die eine kurzfristige netzschädliche Fahrweise auch von Batteriespeichern verhindern können, sind daher mit Blick auf die Netzstabilität zwingend erforderlich. Zudem sind Einschränkungen insbesondere von Großspeichern zur Beherrschung von sich kurzfristig im System ergebender Engpassherausforderungen notwendig, auch wenn diese nicht durch Speicher, sondern durch andere Akteure ausgelöst werden.

Als Grundlage für die Bewertung der Netzsituation benötigen die Übertragungsnetzbetreiber die verlässliche Lieferung von plausiblen Planungsdaten im Verlauf des Handelstages. Bereits einzelne Großspeicher haben einen großen Impact auf einzelne Netzelemente. Wechseln beispielsweise Speicher von 1.000 MW aufgrund von marktlichen Signalen kurzfristig von Einspeisung zur Entnahme, so entsteht an dem entsprechenden Netzelement ein Delta von 2.000 MW.

Einerseits können kurzfristige Einschränkungen der Fahrweise situativ im Rahmen des Redispatch zum Zweck eines effizienten und sicheren Systembetriebs erfolgen. Andererseits sind aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber zudem pauschale Einschränkungen notwendig, die im sehr kurzfristigen Bereich vor Echtzeit übermäßige Änderungen der Fahrweise gegenüber der geplanten Fahrweise beschränken. Allerdings sollte das Flexibilitätspotential von Großspeichern nur soweit wie nötig eingeschränkt werden und damit grundsätzlich auch kurzfristig für Systemdienstleistungen und Bilanzkreisoptimierung zur Verfügung stehen.

Netzbetreiber benötigen das Recht zur effektiven Betriebsbeschränkung auch über mögliche Anreize durch ein dynamisches Netzentgelt (AP3) hinaus. Diese aus Netzsicht nötigen Beschränkungen hemmen zeitweise die Erbringung von marktdienlicher Flexibilität und reduzieren damit die Erlösmöglichkeiten von Speichern an den Strommärkten. Dementsprechend können die Beschränkungen direkt oder indirekte Kompensationen notwendig machen. Aufgrund der

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Tatsache, dass belastbare Erfahrungswerte derzeit fehlen, bestehen hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung solcher Einschränkungen bei den Netzbetreibern derzeit große Unsicherheiten. Es ist davon auszugehen, dass sich der Grad der nötigen Einschränkungen erst mit Erfahrungswerten über viele Jahre hinweg auf ein passendes Niveau einstellen wird.

Ein sinnvolles Entgeltsystem für Batteriespeicher sollte dies geeignet berücksichtigen. Für die Speicherbetreiber entsteht Investitionssicherheit, wenn sie die beiden relevanten Komponenten – vergütungsfreie Betriebseinschränkungen und Netzentgeltbelastungen – in ihrer Summe verlässlich abschätzen können, unabhängig davon, welchen Anteil jede einzelne Komponente daran hat.

4. Finanzierungsbeteiligung von Speichern

Die Beteiligung von Speichern an der Finanzierung der Stromnetze ist im Grundsatz sachgerecht. Für Speicher müssen Netzanschlüsse sowie Netzkapazität vorgehalten werden, die ansonsten anderweitig genutzt werden könnten. Nach ihrem Anschluss nutzen sie die bestehende Netzinfrastruktur in gleicher Weise wie alle anderen Netznutzer. Speicher optimieren sich vorwiegend an den Preisen der Strommärkte, somit ebenfalls ungeachtet und unabhängig der aktuellen Netzsituation. Hierbei verursachen sie sowohl Netzverluste als auch allgemeine Verwaltungskosten bei den Netzbetreibern. Zudem können Speicher mit ihrem Einspeise- und Ausspeiseverhalten gleichermaßen Netzengpässe erzeugen. Damit können sie in der kurzen Frist ebenfalls Redispatch-Maßnahmen notwendig machen, woraus längerfristig ein Bedarf für zusätzlichen Netzausbau entstehen kann. Daraus wiederum resultieren Kosten, die über die Netzentgelte auf alle Netzanschlusskunden gewälzt würden. Diese Effekte ließen sich durch eine konsequent netzdienliche Fahrweise zwar reduzieren, jedoch voraussichtlich nicht vollständig vermeiden.

Kostentragfähigkeit von Speichern

Gleichzeitig muss, wie auch bei anderen Technologien, die Kostentragfähigkeit von Speichern grundsätzlich berücksichtigt werden. Zu hoch angesetzte Netzentgelte reduzieren Investitionen in Speicher, sodass ein Finanzierungsbeitrag dann ebenfalls geschwächt wird. Wenn Netzentgelte die Investitionen in Speicher stark hemmen, wäre dies weder aus Sicht der Netzkostenfinanzierung noch im Hinblick auf den steigenden Flexibilitätsbedarf im Stromsystem wünschenswert.

Ohne Großbatteriespeicher müsste die erforderliche Flexibilität durch andere Akteure bereitgestellt werden, was volkswirtschaftlich voraussichtlich zu höheren Kosten führt. Zudem wäre eine Vielzahl kleinerer Flexibilitätsanbieter, die sich vordergründig in den Verteilnetzen ansiedeln, für die ÜNB deutlich schwieriger zu prognostizieren und in die Standardprozesse der Betriebsführung einzubinden, was negative Auswirkungen auf die Erbringung von netzdienlicher Flexibilität hätte. Die ÜNB sprechen sich daher für ein Netzentgeltregime aus, das Investitionen in große Speicher auch längerfristig ermöglicht.

Komponenten für Finanzierungsbeitrag

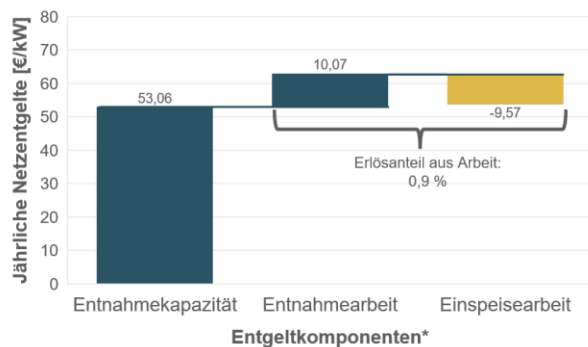
Der Finanzierungsbeitrag der Speicher wird – insbesondere aufgrund vergleichsweise geringer Volllaststunden – grundsätzlich über die Kapazitätskomponente vereinnahmt. Die ÜNB hatten sich in der Vergangenheit bereits sowohl für einen hohen Finanzierungsanteil aus dem Kapazitätspreis als auch für eine hohe Mindestkapazität bezogen auf die

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

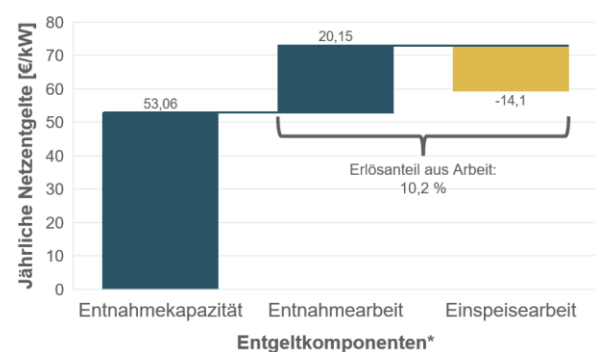
Netzanschlusskapazität ausgesprochen³. Dies würde den Finanzierungsbetrag über die Kapazitätskomponenten jeweils stärken.

Die nachfolgende Grafik zeigt exemplarisch für zwei Speicher, wie sich der Finanzierungsbeitrag bei einer Saldierung des Arbeitspreises (Arbeitspreis für ins Netz eingespeiste Energie abzüglich Arbeitspreis für ins Netz abgegebene Energie) auf die verschiedenen Komponenten verteilen würde:

Speicher 1: 1.460 Volllaststunden (2h-Speicher, 2 Zyklen pro Tag) mit 95 % Wirkungsgrad



Speicher 2: 2.920 Volllaststunden (4h-Speicher, 2 Zyklen pro Tag) mit 70 % Wirkungsgrad



* dynamische Komponente (AP3) nicht dargestellt

Annahme für Kapazitätspreis von 53,06 €/kW und für Arbeitspreis von 0,69 ct/kWh (ÜNB-Netzentgelt 2026 > 2.500 VBH, repräsentativ für hohen Kapazitätsanteil im zukünftigen System); Kapazitätspreis ausschließlich für Entnahme

Annahme von 100 % gebuchter Kapazität, Arbeitspreis 2 deshalb nicht berücksichtigt

Speicher 1 versucht, einen klassischen Großbatteriespeicher mit hohem Wirkungsgrad und doppelter Kapazität zur Leistung (2-Stunden-Speicher) abzubilden. Speicher 2 hingegen soll das Verhalten eines Pumpspeicherkraftwerks mit großem Speicherbecken (vierfaches Verhältnis von Kapazität zur Leistung) und einem geringeren Wirkungsgrad abbilden.

Daraus ergibt sich für den Speicher 2 eine höhere Anzahl an Volllaststunden, woraus auf Jahressicht auch insgesamt ein höheres Arbeitsentgelt resultiert. Gleichzeitig führt der im Vergleich zum Batteriespeicher geringere Wirkungsgrad dazu, dass der Speicher eine größere Lücke zwischen der ausgespeisten und eingespeisten Energie hat und somit prozentual einen geringeren Teil seines Arbeitspreises als Entgeltrückerstattung erhält als Speicher 1. Daraus ergibt sich für Speicher 2 nach Saldierung ein jährliches Arbeitsentgelt von 6 €/kW, während Speicher 1 lediglich 0,5 €/kW zahlt.

³ [Konsultationsbeitrag der 4ÜNB zum BNetzA-Sachstandspapier zu Netzentgeltkomponenten \(Januar 2026\)](#)

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Die beiden Speicher stellen damit die zu erwartenden Extremfälle an Erlösen aus der Arbeitskomponente im beschriebenen Szenario dar⁴. In beiden Fällen ist der Erlösanteil aus der saldierten Arbeitskomponente gegenüber den Erlösen aus den Kapazitätsentgelten gering: Er beträgt bei Speicher 1 rund 0,9 % und bei Speicher 2 etwa 10,2 %. Der Wegfall der Einnahmen aus der klassischen Arbeitspreiskomponente könnte durch die Kopplung der Kapazität an die vertragliche Netzanschlusskapazität kompensiert werden.

Bei zusätzlicher Einführung einer dynamischen Komponente (AP3) werden Speicher bei einer symmetrischen Ausgestaltung ihre Fahrweise an dieses Signal so anpassen, dass sich ein netto-negativer AP3 ergibt⁵. Die dynamische Komponente würde somit die insgesamt zu zahlenden Entgelte mindern bzw. könnte bei einer geringen Mindestkapazität sogar zu einer Netto-Auszahlung an die Speicherbetreiber führen.

Unerwünschte Effekte bei AP1 und AP2

Hemmnis für marktdienliche Flexibilität: Durch Einführung von AP1 und AP2 für Speicher wird jeder Zyklus des Speichers bepreist und dadurch der Einsatz von Speichern gehemmt. An Tagen mit geringen Marktpreisspreads (Spreads, die die erwarteten Verlustkosten nicht übertreffen) könnten Speicher dann auf den Betrieb und damit auf die Erbringung von marktdienlicher Flexibilität verzichten. Aus Systemsicht sind diese Stunden zwar unkritisch, dennoch würde ein solcher Mechanismus volkswirtschaftliche Ineffizienzen schaffen. Grund dafür ist, dass die benötigte Flexibilität dann entweder nicht von Speichern, sondern von anderen Assets erbracht würde, welche ohne Netzentgelte für Speicher höhere Grenzkosten hätten, oder die höheren Verlustkosten sich in den Marktpreisen widerspiegeln würde.

Hemmnis für Erbringung von Systemdienstleistungen: Analoge Hemmnisse ergeben sich zudem auch für die Erbringung von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen. Die Belastung mit AP1 und AP2 müsste in Gebote eingepreist werden, was die Kosten für die Beschaffung der Systemdienstleistungen erhöht. Da Erzeuger, welche derzeit den Großteil der Systemdienstleistungen erbringen, nach aktuellen Plänen der BNetzA auch zukünftig nicht mit einem Netzentgelt mit Finanzierungsfunktion (AP1, AP2) belastet werden sollen, wirkt dies diskriminierend für Speichertechnologien und kann zu einem ineffizienten Gebotsverhalten mit unangemessenen Profiten für Erzeuger führen.

Konsistenz mit Speichern in Co-Location: Stand-Alone-Speicher stehen in Konkurrenz mit Speichern in Co-Location. Diese können beim Verbraucher oder Erzeuger angesiedelt sein. Mit Blick auf die Netzanschluss Herausforderung im Übertragungsnetz kann ein Speicher in Co-Location vorteilhaft sein, da hierdurch eine Höherauslastung von Schaltfeldern erfolgt. Aus netzbetrieblicher Sicht können Speicher in Co-Location jedoch Komplexitäten erhöhen, insbesondere wenn eine Überbauung der Anschlusskapazität erfolgt. Aus ÜNB-Sicht wäre sicherzustellen, dass Stand-Alone-Speicher gegenüber Co-Located Speichern in der Entgeltsystematik nicht finanziell benachteiligt sind.

⁴ Bei Wahl einer geringeren Mindestkapazität würde aus Sicht des Netzbetreibers der Kapazitätsanteil zu Gunsten der Einnahmen aus dem AP2 sinken. Zudem würde der Finanzierungsbeitrag allgemein zurückgehen, woraus sich dann ein höherer Erlösanteil aus AP1 ergäbe. In diesem Fall wäre zwar der Anteil höher, jedoch der Finanzierungsbeitrag insgesamt geringer. Die Finanzierungsbeteiligung wird durch einen Verzicht auf den Arbeitspreis bei passender Wahl einer hohen Mindestkapazität bei den oben skizzierten Speichern maximal um durch die oben genannten Anteile reduziert.

⁵ Vgl. [Neon-Studie zur Netzdienlichkeit von Großbatterien](#)

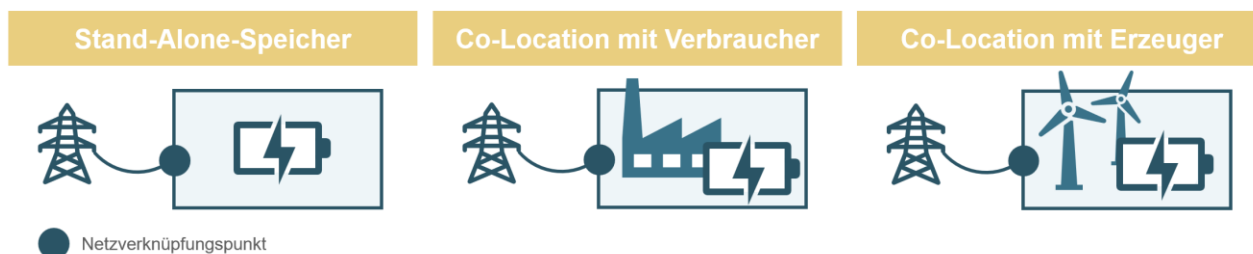
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Hemmnis für Speicher mit geringen Wirkungsgraden: Auswirkungen könnte die Einführung von AP1 und AP2 auch für Speicher mit technisch bedingt höheren Verlusten und somit geringen Wirkungsgraden haben. Diese werden dadurch stärker bestraft als Speicher mit höheren Wirkungsgraden. Bereits durch geringere Markterlöse werden diese Speicher jedoch bereits entsprechend ihres geringeren volkswirtschaftlichen Nutzens angemessen schlechter gestellt. Diese Speicher nun darüber hinaus noch mit Netzentgelten höher zu belasten als ihre effizienteren Konkurrenten erscheint den 4ÜNB nicht als sachgemäß. Kurzfristig könnte dies Investitionen in existierende Speichertechnologien mit geringeren Wirkungsgraden (z.B. Pumpspeicher) gefährden; längerfristig könnte dies zudem auch den Aufbau von Langfristspeichern mit traditionell eher geringen Wirkungsgraden hemmen.

Risiko einer Optimierung: Prinzipiell besteht zudem die Gefahr einer Optimierung zwischen dem AP1 und dem AP2. So könnten Speicher durch eine gezielte Kombination aus langsamer Netzentnahme im günstigen AP1 und schneller Netzeinspeisung oberhalb der gebuchten Kapazität – und damit im AP2 – die zu saldierende Differenz reduzieren. Betriebswirtschaftlich sinnvoll wäre dies nur bei einer großen Zahl an Stunden mit ähnlich niedrigen Stunden bei der Netzentnahme, jedoch dennoch denkbar. Ein entsprechendes Verhalten erzeugt jedoch keinen sinnvollen Anreiz für das Energiesystem und ist damit ein klarer Fehlanreiz.

Wechselwirkungen zwischen Stand-Alone- und Co-Location-Speichern

Speicher können generell als Stand-Alone-Speicher oder als Co-Location-Speicher angeschlossen werden. Während ein Stand-Alone über einen eigenen physikalischen Netzanschluss verfügen, teilen sich Co-Location Speicher ihren Netzanschluss mit Erzeugern oder Verbrauchern. Die nachfolgende Grafik visualisiert die verschiedenen Möglichkeiten:



Neben der Ansiedlung entweder bei einem Verbraucher oder einem Erzeuger findet teils auch eine Kombination von allen drei Akteuren statt.

Stand-Alone-Speicher werden als rein netzgekoppelte Speicher für Arbitragegeschäfte verwendet. Co-Location-Speicher können hingegen auch als Multi-Use-Speicher genutzt werden. Dies ist insbesondere im Falle einer Überbauung der Anschlusskapazität nötig. Über Arbitrage hinaus können diese auch zu einer Optimierung des gesamten Netzanschlusspunkts beitragen (z.B. Eigenverbrauchsoptimierung oder Optimierung der Vermarktung von erzeugtem Strom).

Aus Netzbetreibersicht ermöglicht einerseits Co-Location von Speichern eine effiziente Nutzung von knapper Netzanschlusskapazität und freien Schaltfeldern. Andererseits gehen mit der Co-Location von Speichern aufgrund der höheren Komplexität Herausforderungen in der Verhaltensprognose wie auch in der Steuerung einher.

Geschäftsmodelle dieser beiden Betriebsarten stehen grundsätzlich in einer gewissen Konkurrenz zueinander. Die Neugestaltung der Speichernetzentgelte beeinflusst die Wirtschaftlichkeit beider Modelle maßgeblich. Die 4ÜNB sprechen sich dafür aus, dass Speicher gezielte Anreize für einen netzdienlichen Einsatz erhalten – unabhängig davon, ob sie als Stand-Alone-Speicher oder als Co-Location-Speicher fungieren.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

5. Anreizwirkung bei Speichern

Speicher, insbesondere Batteriespeicher sind aus Sicht der 4ÜNB als hochflexible Assets zu verstehen, deren primäres Ziel darin besteht, ihr Ein- und Ausspeiseverhalten anhand von Preissignalen zu optimieren und durch die täglichen Spreads möglichst hohe Erlöse zu erzielen. Im Rahmen dieser Aktivitäten können sie auch frequenz- und nicht-frequenzgebundene Systemdienstleistungen (wie z.B. Regelleistung, Momentanreserve) erbringen. Für das Gesamtsystem liefern Speicher dadurch wertvolle Flexibilität. Allerdings stellen insbesondere potenzielle kurzfristige Verhaltensanpassungen die Netzbetreiber im Systembetrieb vor große Herausforderungen, vor allem da sie das Risiko für kurzfristige Engpass-Befunde erhöhen.

Speicher agieren in erster Linie marktpreisgetrieben und unterliegen, neben den technischen Restriktionen, in der Regel keinen weiteren Betriebsanforderungen. Daher können sie – anders als insbesondere Verbraucher – gut auf Netzentgeltanreize reagieren und damit grundsätzlich einen Beitrag zur Entlastung prognostizierter Engpässe leisten. Sofern ein dynamisches Netzentgelt bei Speichern auch zu Auszahlungen an die Betreiber führen darf, sind aufgrund ihrer flexiblen Anpassung an das Signal Netto-Auszahlungen grundsätzlich möglich. Entsprechend ist bei Speicherbetreibern – anders als bei Verbrauchern und Erzeugern – ein hohes Interesse an der Einführung von dynamischen Netzentgelten gegeben. Je höher das symmetrische Entgelt und je größer die Spreads auf Tagesebene, desto attraktiver wird ein solches Entgeltsystem für Speicherbetreiber und umso stärker richten sie sich an diesem Netzsignal aus.

Der durch das Entgeltsystem erzielbare Nutzen für das Stromnetz sollte zwei Perspektiven umfassen. Einerseits gesamtsystemische Effekte, andererseits Effekte in kritischen Situationen. Gesamtsystemische Effekte umfassen solche, die im Gesamtjahr aggregiert entstehen können. Aktuelle Studien⁶ weisen positive Gesamteffekte aus, die durch die Entlastung von bestehenden Engpässen durch ein netzdienlicheres Verhalten entstehen. Diese ex-post Betrachtungen basieren auf den Annahmen, dass sie eine Grenzbetrachtung vornehmen sowie ein sicheres Netzsignal voraussetzen.

Darüber hinaus sind die Effekte auf die Systemherausforderungen in kritischen Situationen zu betrachten. Von besonderer Bedeutung sind dabei Effekte auf den Spitzen-Redispatch-Bedarf sowie kurzfristige Engpass-Befunde aufgrund von kurzfristigem Betriebsverhalten. Batteriespeicher haben auf diese Herausforderung keine eindeutige und einseitige Wirkung. Vielmehr können sie Herausforderungen verstärken wie auch zur Lösung beitragen. Dies ist situativ abhängig und kann sich kurzfristig ergeben, sodass ein vortägliches dynamisches Entgelt dies nicht im notwendigen Maße adressieren kann. Aus Sicht der ÜNB sind daher in jedem Fall weitere Instrumente notwendig, um eine effektive Beherrschung der Herausforderungen sicherzustellen.

Wirkung von dynamischen Speichernetzentgelten

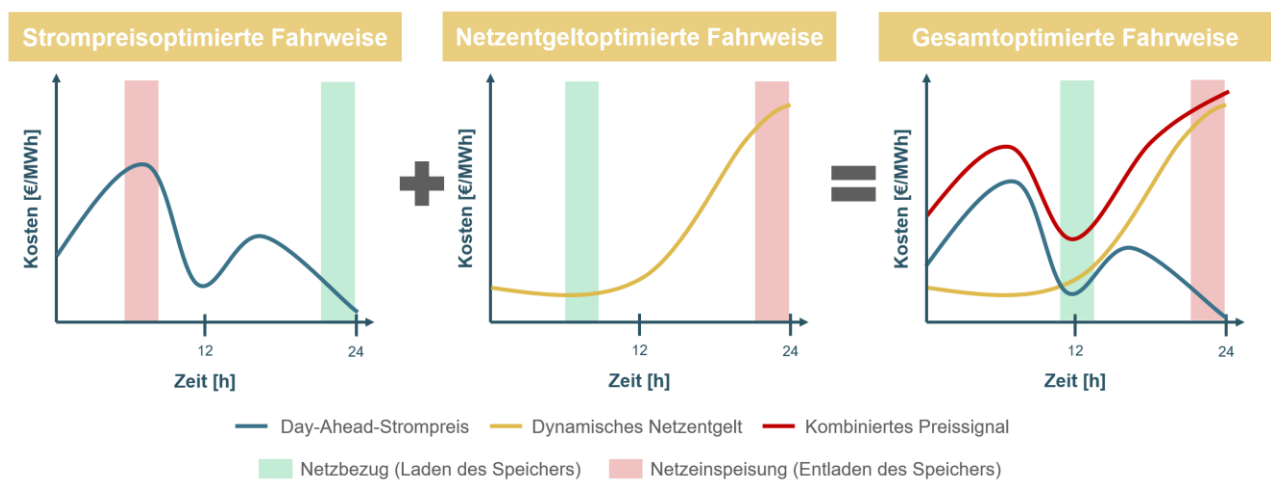
Dynamische Netzentgelte bewirken bei Speichern primär eine Verschiebung von Ein- und Ausspeisezeitpunkten auf Basis eines Signals, das die tatsächlich eintretenden Netzengpässe korrekt abschätzen soll. Großbatteriespeicher sind nach aktueller Einschätzung meist so ausgelegt, dass sie täglich ein bis zwei Zyklen durchlaufen. Dieses Betriebsverhalten wird sich im Grundsatz durch ein dynamisches Netzentgelt kaum verändern lassen. Verändert werden vor allem die Zeitpunkte, zu denen Ein- und Ausspeisung erfolgen. Anders als bei Erzeugern und Verbrauchern ist bei

⁶ U.a. [Neon \(2025\)](#), [FfE \(2026\)](#).

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Speichern daher vor allem eine Verschiebewirkung zu erwarten. Eine Mengenwirkung (z.B. Auslassen von Zyklen) stellt sich hingegen nur in einem sehr begrenzten Umfang ein.

Die nachfolgende Grafik stellt vereinfacht dar, wie sich Speicher nach Annahmen der 4ÜNB hinsichtlich eines Speichereutgelts optimieren werden. Anders als Verbraucher mit einer Verschiebewirkung sind Speicher neben der Wahl des optimalen Entnahmefensters (Stunden mit den niedrigsten Entnahmekosten) zusätzlich darauf angewiesen, ein geeignetes Einspeisefenster zu identifizieren (Stunden mit den niedrigsten Einspeisekosten).



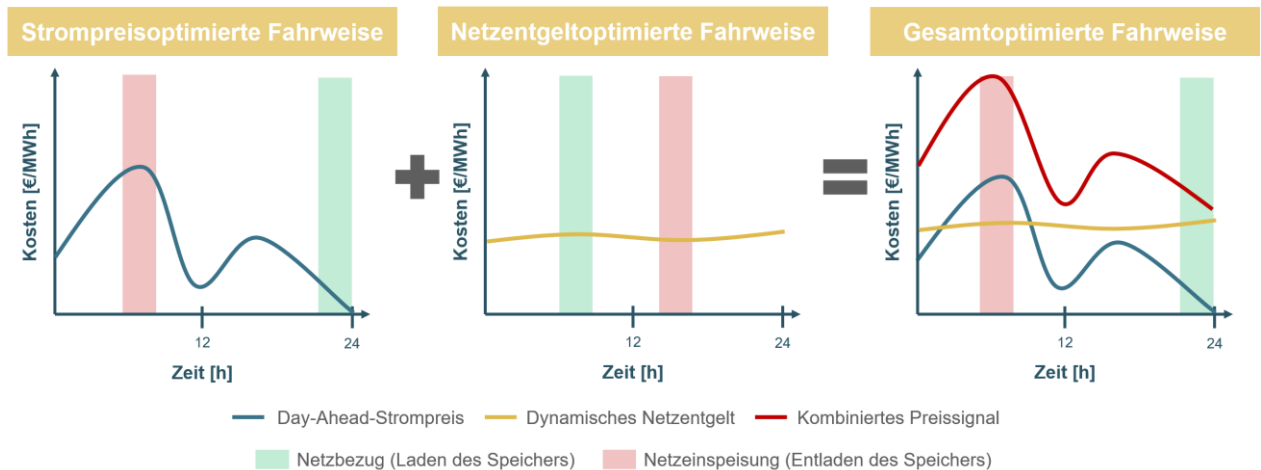
Aufgrund ihres wirtschaftlichen Verschiebepotenzials von lediglich wenigen Stunden können Speicher langanhaltende und großräumige Engpässe im Übertragungsnetz⁷ nur in den Randstunden wirksam lindern. In diesem Fall kann tatsächlich Redispatch-Bedarf verringert werden. Dieser Effekt ist jedoch abhängig von der zeitlichen Länge der Redispatch-Bedarfe im Vergleich zur Speicherdauer der Speicher.

Aktuell beobachten wir Redispatch-Bedarfe, die über mehrere Stunden, teils Tage, bestehen, sodass sie die derzeit erwartete Speicherdauern von zwei bis vier Stunden übersteigen und Speicher daher nur begrenzt zur Senkung von Redispatch-Mengen beitragen können. Dies beschränkt sich insbesondere auf Situationen zu Beginn oder auch Ende der Redispatch-Zeiten. Entscheidend für ihre Reaktion sind dabei die Spreads des zugrunde liegenden Signals. Bei über einen längeren Zeitraum anhaltenden, konstant hohen oder konstant niedrigen dynamischen Netzentgelten entfällt der steuernde Effekt größtenteils, da die Zyklen der Speicher kaum mehr beeinflusst werden⁸. Das zeigt auch die nachfolgende Grafik:

⁷ [4-ÜNB Konsultationsbeitrag Dynamische Netzentgelte \(Februar 2026\)](#), S.20

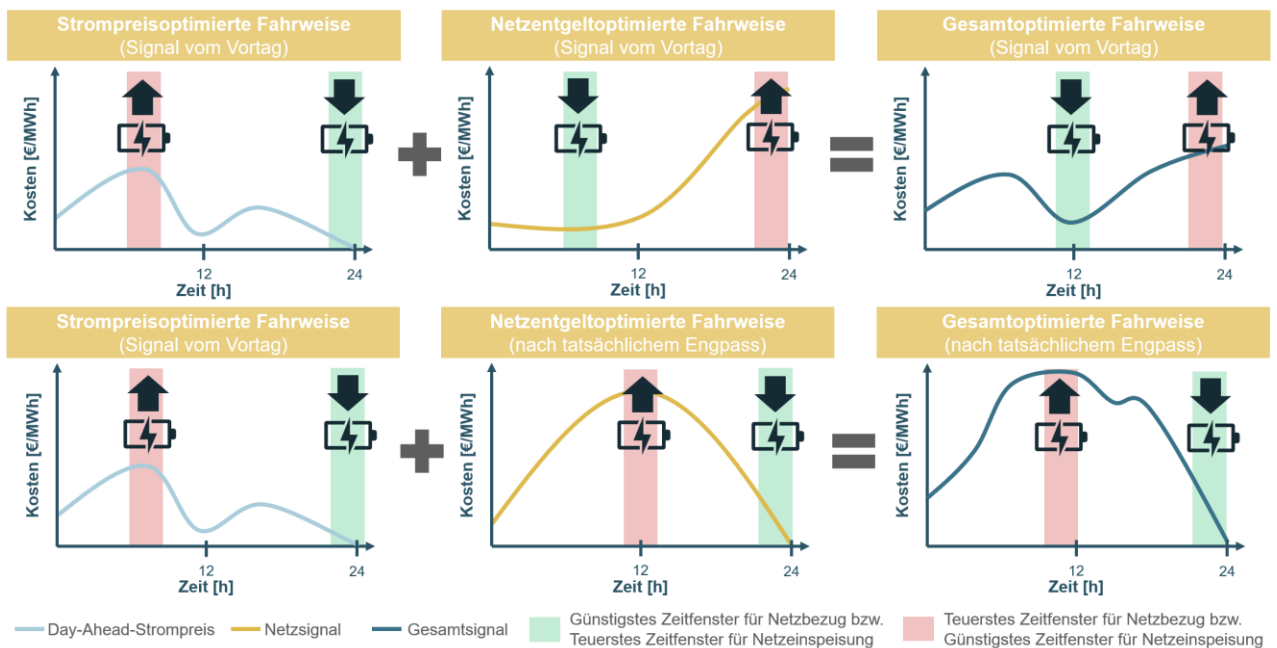
⁸ Begrenzt wird dieser Effekt ausschließlich durch die Speicherverluste, die bei entsprechend hohen Entgelten den Betrieb in Zeiten mit geringen Spreads hemmen können.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026



Herausforderungen bei Prognose von Netzengpässen

Für ein Speicherentgelt müssen idealerweise die Stunden mit dem höchsten bzw. niedrigsten Redispatch-Bedarf hinreichend zuverlässig prognostiziert werden, damit sich die oben dargestellten gewünschten Effekte auf die Netzengpässe in dieser Form einstellen können. Bei Fehlprognose der entsprechenden Stunden reagieren Speicher letztlich auf ein ungenaues Signal und verschieben ihr Verhalten in Stunden, in denen eine netzdienliche Reaktion gar nicht erforderlich ist. Dadurch verliert das Instrument an Effektivität. Hinzu kommt, dass es Zeiträume gibt, in denen ein vortägliches Netzsignal sogar invertiert zum tatsächlich eintretenden Redispatch-Bedarf ist, sodass Speicher in bestimmten Regionen durch eine Orientierung an diesem Netzsignal explizit netzschädlich wirken können. Die nachfolgende Grafik zeigt diesen Effekt für einen Speicher, der sich den ganzen Tag hinter einem Engpass befindet (ganztätig positives Entnahmeentgelt bzw. invers negatives Einspeiseentgelt):



Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Während vortägig der größte Engpass in den Abendstunden vorhergesehen wurde (erste Zeile Mitte), stellt sich der Engpass im Beispiel bereits in den Mittagstunden ein (siehe zweite Zeile Mitte). In diesem Fall stellt sich in Kombination mit dem Marktsignal jedoch eine Fahrweise ein, die Engpässe mittags verstärkt und abends entlastet (siehe erste Zeile rechts). Tatsächlich wäre umgedreht jedoch eine Fahrweise mit einer Entlastung mittags und einer Belastung abends netzdienlich gewesen⁹.

Dass solche Sachverhalte keineswegs nur ein theoretisches Problem darstellen, haben die 4ÜNB in ihrem Konsultationsbeitrag zu Dynamischen Netzentgelten bereits dargestellt¹⁰. Zudem wird die Prognostizierbarkeit von Engpässen bereits am Vortag in den kommenden Jahren aufgrund der zunehmenden Volatilität durch den Ausbau von wetterabhängigen Erneuerbaren Energien und dem Speicherausbau voraussichtlich weiter erschwert. Bereits in den letzten Jahren konnten die 4ÜNB beobachten, dass im Rahmen der Redispatch-Prozesse immer größere Mengen am Vortag auch nach Vorliegen des Day-Ahead-Marktergebnisses noch nicht prognostiziert wurden und folglich intraday angewiesen werden mussten. Somit wird auch zukünftig ein vortägliches Netzsignal allein aufgrund der zugrundeliegenden Unsicherheit in seiner Effektivität begrenzt sein.

Dies untermauert, dass für eine stabile Netzführung – unabhängig von der Einführung eines dynamischen Netzentgelts – Eingriffsrechte für die Netzbetreiber nötig sind, um netzschädlichen Effekte bei entsprechenden Fehlprognosen zu unterbinden. Dynamische Netzentgelte können jedoch einen Beitrag dazu leisten, dass diese harten Eingriffe und Beschränkungen seltener benötigt werden und ermöglichen den Speichern damit mehr Freiheitsgrade. Einschränkungen setzen den Fokus auf die Vermeidung eines netzschädlichen Verhaltens, während die 4ÜNB bei dynamischen Netzentgelten Potenziale für einen Beitrag zu einer netzdienlichen Fahrweise in einem Großteil der Stunden sehen.

Gaming-Anreiz bei kurzfristigen Signalen

In Anbetracht der geschilderten Prognoseherausforderungen ist es naheliegend, für Speicher über ein dynamisches Netzentgelt nachzudenken, das erst zu einem späteren Zeitpunkt mit genauerer Kenntnis über die Netzengpässe veröffentlicht wird oder einer untertägigen Aktualisierung unterzogen wird.

Ein späteres Signal birgt jedoch das Risiko von Gaming-Anreizen. Die nachfolgende Grafik stellt dieses Risiko dar:

⁹ Das gleiche Bild stellt sich analog zu diesem Beispiel auch für Speicher vor dem Engpass ein. Dort wäre das Netzsignal invertiert negativ (mittlere Spalte), auch in diesem Fall wären infolgedessen Ein- und Ausspeiseanreize vertauscht und somit netzschädlich.

¹⁰ [4-ÜNB Konsultationsbeitrag Dynamische Netzentgelte \(Februar 2026\)](#), S.16

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026



Das linke Diagramm zeigt dabei, wie das Engpassverhalten ohne Speicheraktivität ausgesehen hätte. In ein Signal nach Day-Ahead-Marktschluss gehen klassisch jedoch Meldungen von Kraftwerksbetreibern zu ihrer Fahrweise (in Form von KWEP-Daten) ein. Mit diesen Informationen lassen sich Engpässe entsprechend deutlich besser bestimmen. Auch Speicher werden solche Datenmeldungen in Zukunft abgeben müssen. Sofern diese Angaben in die Bestimmung der Netzentgelte einfließen, haben Speicherbetreiber einen Anreiz, bewusst falsche Fahrpläne zu melden, um das Netzentgeltsignal zu ihren Gunsten zu verändern.

Das mittlere Diagramm zeigt dabei, wie der Speicher eigentlich gefahren werden soll und welchen Impact eine korrekte Meldung auf das Netzentgelt des Speichers hätte. Durch die veränderte Meldung (siehe rechtes Diagramm) kann der Speicherbetreiber hingegen das Netzentgelt zu seinen Gunsten senken. Dies muss nicht mit einer Manipulationsabsicht einhergehen. Wenn ein Speicher mit seinem geplanten Verhalten die Engpassprognose signifikant beeinflusst, so ist es in der Folge schlüssig, dass der Speicher auf dieses Signal reagiert und sein geplantes Verhalten entsprechend dem Entgelt anpasst. Diese geänderte Meldung kann dann allerdings aufgrund der großen Ein- und Ausspeisekapazitäten von Speichern und ihrer hohen Wirkung auf Engpässe für neue Engpässe sorgen.

Entsprechende Effekte ließen sich nur verhindern, wenn die Fahrweise von Speichern aus der Entgeltberechnung herausgelassen würde. Dies hätte jedoch zur Folge, dass damit weite Teile des zukünftigen Dispatchs unbekannt wären. Zudem hätten Speicherbetreiber, die gleichzeitig noch andere, konventionelle Kraftwerke betreiben, weiterhin Spielräume, über die Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke manipulierte Meldungen abzugeben.

Bei einem später veröffentlichten Signal wären daher aufwendige Kontroll- und Überwachungsmechanismen erforderlich, die entsprechende Manipulationsversuche erschweren, aber nicht vollkommen verhindern können. Entsprechende Effekte würden zu erhöhten Auszahlungen an Speicherbetreiber führen, welche jedoch nicht durch eine tatsächliche Netzentlastungen gedeckt wären. Eine spätere Veröffentlichung eines Netzsignals ist deshalb sehr herausfordernd.

Fehlende gesicherte Reaktion

Darüber hinaus ist die Reaktion der Speicher nicht gesichert. Einerseits ist dies ein Charakteristikum des Netzsignals als finanzieller Anreiz. Andererseits verfolgen Speicher (insbesondere Batteriespeicher) eine Cross-Market-Optimierung und agieren auf unterschiedlichen Märkten mit verschiedenen Preishöhen und Spreads. Bei entsprechenden Intraday-Preisen könnten sie kurzfristig ihr Verhalten anpassen und von einer netzentlastenden zu einer netzbelastenden Fahrweise wechseln. Zudem könnte langfristig das Risiko einer Übersteuerung bestehen. Dies würde bedeuten, dass

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

so viele Speicher auf ein Signal reagieren, dass sich die Flussrichtung in bestimmten Netzelementen umdrehen könnte und das Netz schlussendlich in der gegengesetzten Richtung für kurze Zeiträume überlastet ist.

Systemische Kosteneffekte

Insgesamt ist bei Speichern von einem auf Jahressicht netto-negativen Entgelt aus dem AP3 auszugehen, gerade da Batteriespeicher eine hohe Sensitivität auf Marktpreise und Netzsignale aufweisen. Sofern dies tatsächlich an die Speicherbetreiber ausgeschüttet wird, besteht das Risiko, dass diesen Ausgaben auf Seiten der Netzbetreiber nur eine vergleichsweise geringe Wirkung auf die Engpässe im Übertragungsnetz gegenübersteht. Sollten die Engpassmanagementkosten nicht im gleichen Umfang sinken, wie Erlöse aus dem AP3 an Speicher ausgeschüttet werden, führt dies zu höheren Netzkosten. Diese müssten wiederum von den übrigen Netznutzern im Entgeltregime getragen werden. Das Instrument wäre dann in dieser Form nicht kostenreflexiv.

Zudem kann es, je nach Ausgestaltung der Finanzierungskomponente, insgesamt zu einem Gesamterlös für Batteriespeicher (also netto-negative Netzentgelte) an bestimmten Standorten und Jahren kommen. Dies kann die Attraktivität neuer Speicherinvestitionen fördern, jedoch gleichermaßen die Herausforderungen beim Netzanschluss erhöhen.

6. Umsetzungsvorschlag der 4ÜNB für das Speichernetzentgelt

Die 4ÜNB schlagen folgende Punkte für ein zukünftiges Sondernetzentgelt für Speicher vor:

- Vollständiger Verzicht auf AP1 und AP2: Die geringe Finanzierungswirkung aus AP1 und AP2 steht aus unserer Sicht nicht in einem angemessenen Verhältnis zu den damit einhergehenden Fehlanreizen und dem Umsetzungsaufwand für Netzbetreiber sowie Speicherbetreiber.
- Stärkung des Kapazitätspreises: Der gewünschte Finanzierungsbeitrag sollte ausschließlich über den Kapazitätspreis mit einer verbindlichen einheitlichen Mindestkapazität (bezogen auf die vertragliche Netzanschlusskapazität) erwirtschaftet werden. Ohne AP2, welcher ansonsten einen Anreiz für eine angemessene Wahl der Kapazität liefert, werden alle Speicherbetreiber die entsprechend vorgeschriebene Mindestkapazität als Kapazität buchen. Bereits über einen geringfügig höheren Kapazitätspreis könnten die entgangenen Erlöse durch den Verzicht auf AP1 und AP2 erwirtschaftet werden.
- Implementierung von klaren Vorgaben zu Netzbetreibereingriffen: Die kurzfristige Netzstabilität kann ausschließlich durch Eingriffsrechte von Netzbetreibern effektiv sichergestellt werden. Dynamische Netzentgelte als weiteres Werkzeug können in vielen Situationen zwar eine gewisse netzdienliche Vorsortierung durch den finanziellen Anreiz ermöglichen, in unerwarteten Netzsituationen können sie sich aber als ineffektiv erweisen oder sogar die Menge der kurzfristig notwendigen Eingriffe vergrößern. Deshalb sind solche effektiven Eingriffsmöglichkeiten für die kurzfristige Netzstabilität unabdingbar. Dafür müssen auch über den AgNes-Prozess hinaus klare Vorgaben festgelegt werden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

- Reduktion gegen Eingriffsrechte: Der Finanzierungsbeitrag über den Kapazitätspreis kann reduziert werden, sofern Speicher den Netzbetreibern entsprechende Eingriffsrechte und Einschränkungen zugestehen. Diese Eingriffe sorgen für eine Entlastung in Engpassmanagementprozessen und rechtfertigen damit ein Sondernetzentgelt. Dies gilt explizit auch für Bestandsspeicher und Speicher im Verteilnetz. Eine Absenkung ist prinzipiell auch bis zu einem Nullentgelt hin möglich und soll eine angemessene Kostentragfähigkeit garantieren.
- Dynamische Netzentgelte herausfordernd: Gerade aufgrund der insgesamt starken und kurzfristigen Reaktionsbereitschaft der Speicherbetreiber auf entsprechende Signale ist die Einführung eines dynamischen Netzentgelts aus Sicht der 4ÜNB mit Herausforderungen und Risiken für die Netzstabilität verbunden. Diese Aspekte sollten daher intensiv geprüft und diskutiert werden, bevor eine finale Festlegung durch die BNetzA erfolgt. Systemstabilität kann in bestimmten Netzsituationen ausschließlich durch die oben beschriebenen Eingriffe sichergestellt werden. Dynamische Netzentgelte als weiteres Werkzeug können in vielen Situationen jedoch eine gewisse netzdienliche Vorsortierung ermöglichen.
- Dynamische Netzentgelte erproben: Die 4ÜNB bieten an, die konkreten Potenziale von dynamischen Netzentgelten für Speicher in Pilotprojekten zu erproben. Dort ist die Ausgestaltung mit Blick auf den erwarteten systemischen Nutzen und die Umsetzbarkeit zu prüfen. Sofern die Ergebnisse positiv ausfallen, sollte anschließend das dynamische Netzentgelt für Speicher allgemein eingeführt werden. Freiheitsgrade für die ÜNB sind bei der Ausgestaltung explizit nötig und gewünscht. Während zu Beginn mit einem vortägigen Netzsignal gestartet werden muss, sollte die Möglichkeit bestehen, eine Aktualisierung des Signals zu einem späteren Zeitpunkt näher an der Erbringung vorzunehmen. Gaming-Effekte wären in diesem Fall näher zu untersuchen.
- Netto-negative Entgelte vermeiden: Mit dem dynamischen Netzentgelt (AP3) können Speicher Netto-Überschüsse generieren. Diese Überschüsse sollten in Relation zum reduzierten Redispatch-Bedarf stehen. Eine Netto-Auszahlung von Netzentgelten an Speicher sollte nicht per se limitiert werden (schafft Fehlanreize in der Reaktion auf Netzdienlichkeit), die Finanzierungskomponente sollte jedoch im Wechselspiel mit der Anreizkomponente so dimensioniert werden, dass Speicher netto zumindest einen geringen Finanzierungsbeitrag leisten und somit keine Auszahlung erfolgt.

7. Flexibilitätstechnologien

Neben klassischen Stromspeichern (v.a. Batteriespeicher, Pumpspeicher) gibt es im Energiesystem weitere Technologien, die in gewisser Weise als Speicher dienen und für die Erbringung von Flexibilität prädestiniert sind. Die 4ÜNB halten es für sinnvoll, auch diese Technologien hinsichtlich ihres Potenzials zur Erbringung von netzdienlicher Flexibilität im Rahmen von AgNes zu untersuchen und über ein Sondernetzentgelt nachzudenken, das gezielt eine netzdienliche Fahrweise sicherstellt und zugleich Investitionen in entsprechende Anlagen durch Marktakteure ermöglicht.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind insbesondere Elektrolyseure und Power-to-Heat-Anwendungen zu nennen, welche im Folgenden untersucht werden.

Elektrolyseure

Im zukünftigen Energiesystem werden Elektrolyseure einen zentralen Bestandteil zur Kopplung des Stromsektors mit anderen Sektoren darstellen, insbesondere im Bereich der energieintensiven Industrie. Elektrolyseure können

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Stromerzeugungsspitzen in Zeiten mit hohem Erneuerbaren-Energien-Dargebot aufnehmen und grünen Wasserstoff produzieren. Dieser Wasserstoff kann gespeichert, transportiert und bei Bedarf rückverstromt oder stofflich genutzt werden. Damit erfüllen Elektrolyseure in Kombination mit anderen Assets analog zu Batteriespeichern auch eine Speicherfunktion für das Stromsystem, allerdings mit deutlich längeren Speicherdauern (auch über Monate) und nahezu frei skalierbarer Kapazität (begrenzt nur durch Größe der Wasserstoffspeicher).

Die 4ÜNB gehen in ihrem Netzentwicklungsplan davon aus, dass Elektrolyseure künftig flexibel auf Signale reagieren und mit etwa 4.000 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden, sodass ausreichend Spielräume für ein flexibles Verhalten bestehen¹¹. Bereits in den nächsten zehn Jahren geht der Szenariorahmen von einem erheblichen Zubau von Elektrolyseuren aus: Für das Jahr 2037 werden in Deutschland installierte Kapazitäten zwischen 26 GW und 46 GW erwartet. Für das Jahr 2045 rechnet der Netzentwicklungsplan mit Elektrolyseleistung im Bereich von 46 GW bis 80 GW.

Sondernetzentgelt angemessen

Aus Sicht des Stromnetzes sind Elektrolyseure erstmal klassische Verbraucher und könnten damit wie andere Letztverbraucher behandelt werden. Eine vollständige Belastung mit regulären Netzentgelten könnte dazu führen, dass Projekte nur über einen Direktanschluss an einen erneuerbaren Erzeuger wettbewerbsfähig betrieben werden können¹².

Generell können auch Elektrolyseure einen wichtigen Beitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien leisten, indem sie Stromüberschüsse aufnehmen und in Wasserstoff umwandeln. Bei geeigneter Standortwahl und entsprechenden Betriebsanreizen können sie netzdienlich wirken, Abregelungen von erneuerbarer Erzeugung reduzieren und damit wertvolle Flexibilität bereitstellen.

Vor diesem Hintergrund erscheint aus Sicht der 4ÜNB ein Sondernetzentgelt als Gegenleistung für die Erbringung von netzdienlicher Flexibilität gerechtfertigt. Eine Fortführung der heutigen pauschalen Befreiungsregelung erachten die 4ÜNB hingegen nicht als angemessen, da Netzdienlichkeit nicht automatisch, sondern nur durch entsprechendes Betriebsverhalten erreicht wird, welches durch die Netzentgeltsystematik angereizt werden kann.

¹¹ [Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der ÜNB](#), S. 56, 57

¹² In diesem Fall wird das öffentliche Stromnetz nicht genutzt, sodass keine Netzentgelte fällig werden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

RFNBO als netzdienlicher Anreiz nicht ausreichend

Die RFNBO-Kriterien¹³ definieren, unter welchen Bedingungen die Produktion von Wasserstoff als „grün“ gilt. Dafür muss eine der folgenden Bedingungen erfüllt sein¹⁴:

1. Direktleitung zu einer Erneuerbaren Erzeugungsanlage (Inbetriebnahme des Erzeugers maximal 3 Jahre vor dem Elektrolyseur)
2. Netzbezug in einer Gebotszone mit > 90 % EE-Anteil im Jahresdurchschnitt
3. Netz- bzw. systemdienlicher Betrieb, z. B. wenn Elektrolyseure zur Vermeidung von EE-Abregelung beitragen
4. PPA¹⁵ mit einer Erneuerbaren Erzeugungsanlage (Inbetriebnahme des Erzeugers maximal 3 Jahre vor dem Elektrolyseur), verbunden mit stündlichem Erzeugungs-/ Verbrauchs-Matching ab 2030 (vor 2030 monatliches Matching)

Perspektivisch wird sämtlicher in Deutschland erzeugter Wasserstoff damit automatisch als grün gelten, sobald der EE-Anteil im Jahresmittel in der deutschen Gebotszone die Schwelle von 90 % übersteigt. Somit entfällt die Pflicht für die zeitliche Koppelung zwischen Stromerzeugung und Elektrolysebetrieb perspektivisch wieder; zu rechnen ist damit gegen Ende der 2030er-Jahre.

Bis dahin stellt das ab 2030 geltende stündliche Grünstrom-Matching zwar eine gewisse stromangebotsorientierte Fahrweise sicher, erzeugt aber allein keinen Anreiz für ein netzdienliches Verhalten. Die RFNBO-Regeln sind damit nicht geeignet, Elektrolyseure zu einem Verhalten zu bewegen, das Engpässe direkt berücksichtigt oder regionale Netzbelastungen reduziert.

Das folgende Beispiel verdeutlicht die Problematik: Bei starker PV-Einspeisung werden perspektivisch auch Süd-Nord-Engpässe im Übertragungsnetz entstehen. Ein Elektrolyseur an der Nordseeküste mit einem PV-PPA aus Bayern würde sich in diesem Fall zwar an die RFNBO-Kriterien halten, wäre allerdings netzbelastend und im Falle von Netzengpässen damit engpassverstärkend.

Wechselwirkungen mit Industrienetzentgelten

Sofern keine spezifischen Regelungen für Flexibilitätstechnologien geschaffen werden, werden Elektrolyseure voraussichtlich die Regelungen des zukünftigen Industrienetzentgelts in Anspruch zu nehmen. Die derzeitigen Überlegungen, den Industrierabatt an eine flexible Fahrweise zu knüpfen, kann von Elektrolyseuren voraussichtlich gut

¹³ RFNBO steht für „Renewable Fuels of Non-Biological Origin“ und beschreibt die Kriterien, die Wasserstoff entsprechend des Delegated Acts der EU-Kommission erfüllen muss, um als grün zu gelten. Dies ist insbesondere von Relevanz, da grauer Wasserstoff aus Elektrolyseuren voraussichtlich nicht zu angemessenen Preisen vermarktet werden kann.

¹⁴ [dena - Stellungnahme zum Entwurf der Strombezugskriterien für erneuerbaren Wasserstoff und dessen Derivate: Delegierter Rechtsakt zu Artikel 27 RED II](#)

¹⁵ Power Purchase Agreement, bilateraler Stromabnahmevertrag zwischen einer konkreten Erneuerbaren-Energien-Anlage und einem Elektrolyseur

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

erfüllt werden. Auch Mindestabnahmeschwellen wären für Elektrolyseure wohl erreichbar. In diesem Fall würde bei den bisher diskutierten Ausgestaltungen jedoch kein Anreiz für eine netzdienliche Ansiedlung entstehen.

Aus Stromnetz-sicht ist eine solche Standortlogik jedoch nicht effizient, da sie längere Stromtransportwege und damit höhere Stromnetz-kosten verursacht. Dies wird insbesondere relevant, wenn grundsätzlich kein dynamisches Netzentgelt eingeführt wird.

Die Überlegungen rund um ein Industrienetzentgelt haben zudem vergleichsweise geringe Flexibilitätsanforderungen entsprechend der Fähigkeiten der Bandlastindustrie. Für Elektrolyseure sollten jedoch ambitioniertere Vorgaben gelten und zudem auch eine netzdienliche Fahrweise sichergestellt werden. Um Fehlanreize aus der Nutzung der Industrienetzentgelte zu vermeiden, erscheint es deshalb sinnvoll, ein eigenes Sondernetzentgelt für Elektrolyseure einzuführen.

Dieses sollte unterhalb des Industrienetzentgelts liegen und sicherstellen, dass Anreize für eine netzdienliche Standortwahl und für einen netzdienlichen Betrieb entstehen.

Power-to-Heat-Anwendungen

Power-to-Heat-Anwendungen (P2H) stellen im weiteren Sinne ebenfalls Speichertechnologien dar. Entsprechende Anlagen wandeln Strom in Wärme um, wobei dieser Strom teils mittels Wärmespeichern zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt genutzt wird. Daher ist es aus Sicht der 4ÜNB sinnvoll, auch für diese Anlagengruppe Hinweise für eine sinnvolle Ausgestaltung der Netzentgelte zu geben.

P2H ist neben Elektrolyseuren eine wichtige Säule zur Kopplung der verschiedenen Energiesektoren. Konkret koppelt P2H den Stromsektor mit dem industriellen Wärmesektor (Prozesswärme) sowie dem Raumwärmebereich (insbesondere Fernwärme).

Dabei lässt sich insbesondere zwischen Elektrokesseln und Großwärmepumpen unterscheiden. Während Elektrokessel ausschließlich den eingesetzten Strom in Wärmeenergie umwandeln, nutzen Großwärmepumpen zusätzlich Umweltwärme und erzielen entsprechend deutlich bessere Wirkungsgrade.

Für die kommenden Jahrzehnte rechnen die 4ÜNB mit einem deutlichen Zubau entsprechender Assets. Im Bereich der Fernwärme sieht der Netzentwicklungsplan bis 2037 je nach Szenario eine Leistung zwischen 9,5 GW und 11,4 GW vor. Für das Jahr 2045 wird von einer Leistung zwischen 16,4 und 17,8 GW ausgegangen wovon ca. zwei Drittel dieser Leistung auf die weniger effizienten Elektrokessel¹⁶ entfallen.

Netzentgelte als Flexibilitätshemmnis

Grundsätzlich ist es aus volkswirtschaftlicher Sicht wünschenswert, wenn P2H die Marktpreissignale im Strommarkt möglichst unmittelbar aufnehmen kann. Insbesondere niedrige oder negative Strompreise spiegeln Phasen mit hohem

¹⁶ [Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der ÜNB](#), S. 26. Der Zubau von P2H im industriellen Bereich wird im Netzentwicklungsplan nicht separat vom sonstigen industriellen Stromverbrauch dargestellt.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

erneuerbarem Dargebot wider und zeigen an, dass zusätzlicher strombasierter Verbrauch, beispielsweise durch eine strombasierte Wärmeerzeugung, sinnvoll ist.

In der Praxis werden diese Anreize jedoch erheblich abgeschwächt. Je nach Netzanschlussituation wirken Netzentgelte, Steuern und Umlagen wie ein hoher, unveränderlicher Sockelbetrag auf den Strompreis und erschweren den wirtschaftlichen Zubau und Betrieb der entsprechenden Anlagen.

Da strombasierte Wärmeerzeugung in direkter Konkurrenz zur Wärmeerzeugung aus fossilen Energieträgern (insb. Gas oder kohlegefeuerte KWK) steht, führt diese Struktur dazu, dass P2H trotz einer hohen Stundenzahl mit günstigen Börsenpreisen häufig nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Die Folge ist, dass P2H-Potenziale ungenutzt bleiben, obwohl sie zur Integration erneuerbarer Energien beitragen und die Abregelung von EE-Strom verhindern könnten.

In der heutigen Praxis zielen die Nutzungsfälle von P2H-Anlagen auf eine Minimierung dieser Hemmnisse, indem sie bspw. direkt bei einem Stromerzeuger platziert werden, sodass ausschließlich eigenerzeugter Strom zur Wärmeerzeugung genutzt und somit die Netzentgeltzahlung vermieden wird. Zudem gibt es ergänzende Instrumente gem. § 13k EnWG oder § 13.6a EnWG, die eine netzdienliche Investition oder einen netzdienlichen Betrieb befördern sollen.

Im Rahmen der derzeitigen Netzentgeltsystematik wirkt insbesondere der Leistungspreis hemmend für P2H-Anlagen. Diese müssen aktuell abwägen, ob sich der Jahresleistungspreis wirtschaftlich trägt. Ausschlaggebend für entsprechende Entscheidungen ist, ob die P2H-Anlage gegenüber einer wärmegeführten KWK-Anlage in genügend Stunden kostengünstiger betrieben werden kann, dass sich der Initialaufwand für die Zahlung des hohen Leistungspreises lohnt. Auch bei wenigen Volllaststunden fällt eine Leistungspreiskomponente an. Die 4ÜNB begrüßen daher die Umstellung auf den Kapazitätspreis, der dieses Flexibilitätshemmnis deutlich reduziert.

Konkreter Vorschlag für ein Sondernetzentgelt

Ein Netzentgelt für Flexibilitätstechnologien (u.a. Elektrolyseure, P2H) sollte aus Sicht der 4ÜNB so ausgestaltet sein, dass es einerseits einen angemessenen Finanzierungsbeitrag liefert und andererseits netzdienliche Standortentscheidungen sowie eine netzdienliche Fahrweise fördert. Es sollte technologieneutral ausgestaltet sein und pauschal für alle Akteure gelten, die die entsprechenden strengen Kriterien erfüllen können.

1. Regional differenzierter Baukostenzuschuss (BKZ): Ein regional differenzierter Last-BKZ soll auch zukünftig neue Verbraucher gezielt in Regionen mit hoher Verfügbarkeit an erneuerbaren Erzeugungsüberschüssen lenken und damit dazu beitragen, dass sich im Betrieb Engpässe reduzieren und der zusätzliche Netzausbaubedarf reduziert wird. Dies gilt insbesondere für Flexibilitätstechnologien.

2. Gewährung eines Sondernetzentgelts: Ein Sondernetzentgelt sollte kostenreflexiv ausgestaltet sein und sich angemessen in die Landschaft der Sondernetzentgelte eingliedern. Mögliche Fehlanreize können so vermieden werden.

3. Gegenleistung: Steuerbarkeit durch die Netzbetreiber: Ein Sondernetzentgelt sollte nur gewährt werden, wenn Flexibilitätstechnologien Betriebseinschränkungen hinnehmen. Sie müssen sowohl in die bestehenden Redispatch-Prozesse eingebunden werden als auch Beschränkungen ihres Arbeitspunkts akzeptieren. Dadurch wird sichergestellt, dass diese Akteure tatsächlich einen netzdienlichen Beitrag leisten und das Sondernetzentgelt gerechtfertigt ist.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

4. Eignung für dynamische Netzentgelte: Falls die BNetzA dynamische Netzentgelte einführen möchte, wären Flexibilitätstechnologien aufgrund ihrer technischen Flexibilität eine geeignete Gruppe.

8. Beantwortung der Fragen aus den Orientierungspunkten

Frage 1: Sollte auf Mengen, die im Zuge einer Kapazitätsüberschreitung entnommen werden, der AP2 voll wirken oder sollte insgesamt nur auf die saldierten Mengen abgestellt werden?

Die 4ÜNB sprechen sich dafür aus, auf Arbeitspreise zur Finanzierung zu verzichten. Die Saldierung reduziert zwar die Entgeltbelastung, bestraft aber Speicher mit schlechteren Wirkungsgraden ohne Sachgrund. Zudem reduziert jedes statische Arbeitsentgelt grundsätzlich die Erbringung von Flexibilität. Ein Fokus auf einen Kapazitätsentgelt erscheint uns deshalb sinnvoller und reduziert die Komplexität in der zukünftigen Systematik.

Sollte die BNetzA das Modell einer Saldierung umsetzen wollen, empfehlen wir eine angemessen hohe Mindestkapazität für Speicher (entsprechend der Kostentragfähigkeit von Speichern). Daraus sollten die Erlöse zentral finanziert werden. Über die Arbeitspreiskomponente sollten nur geringere Erlösanteile erwirtschaftet werden. Wir empfehlen, dann ausschließlich auf einen AP1 zu setzen. Dies kann Fehlanreize, sich als Speicher zwischen AP1 und AP2 zu optimieren, vermeiden.

Frage 2: Wie hoch schätzen Sie das Potential von Speichern bei EE-Anlagen, auch für sonstige Zwecke eingesetzt zu werden?

Insbesondere im Zuge von MiSpeL (Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten der Bundesnetzagentur) wachsen die Einsatzmöglichkeiten von Speichern in Kombination mit EE-Anlagen. Durch die rechnerische Abgrenzung von Grün- und Graustrom ("Abgrenzungsoption") und die Saldierungsfähigkeit der Stromeinspeisung wächst insbesondere für größere Anlagenkonstellationen das Potenzial, sich an Großhandelsmärkten oder Systemdienstleistungen zu beteiligen. Auch wenn die Umsetzung von MiSpeL noch am Anfang steht, steigt perspektivisch die Diversität an Einnahmequellen für Speicher in Kombination mit EE-Anlagen.

Frage 3: Sollte ggf. auch der AP2 auf saldierte Mengen begrenzt werden oder sollte er stets wirken, wenn die gewählte Kapazität überschritten wird?

Die 4ÜNB sprechen sich allgemein dafür aus, auf den AP2 (wie auch den AP1) zu verzichten. Sofern diese Arbeitspreise zur Finanzierung herangezogen werden sollen, würde ein Verzicht auf eine Saldierung des AP2 (positive Netzentgelte auf Einspeisung wie Ausspeisung) die Wahl einer realistischeren Kapazität anreizen. Dies könnte eine gangbare Alternative zur Festsetzung einer Mindestkapazität sein. Sofern dies jedoch nicht dazu führt, dass Speicher eine Mindestkapazität nahe 100 % der vertraglichen Netzanschlusskapazität wählen, wirkt der AP2 voraussichtlich hemmend auf die Fahrweise – insbesondere falls dieser für Einspeisung wie Bezug bezahlt werden müsste.

Frage 4: Sollte ein negativer Saldo aus den Entgelten mit Finanzierungsfunktion und mit Anreizfunktion für Speicher möglich sein oder ist ein Mindestbeitrag zur Netzkostendeckung erforderlich?

Sofern sich die BNetzA für ein dynamisches Netzentgelt entscheidet, sollte das dynamische Entgelt nicht in seiner Wirkung begrenzt werden. Eine eventuelle Deckelung, dass aus Netzentgelten beispielsweise auf Jahresebene keine Rückzahlung erfolgen darf, hätte zur Folge, dass Speicherbetreiber in bestimmten Zeiten mit hohen Erlösmöglichkeiten

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

an anderen Märkten bewusst das Netzsignal außen vorlassen. Dies erschwert die Prognostizierbarkeit des Verhaltens der Speicher für die Netzbetreiber.

Gleichzeitig ist es aus Sicht der Netzbetreiber sachgemäß, wenn sich Speicher an der Netzfinanzierung beteiligen – eine Nettoauszahlung spräche diesem Ansatz entgegen.

Wir halten eine allgemeine Begrenzung deshalb für nicht sinnvoll und schlagen stattdessen vor, dass die die Finanzierungsponenten so hoch angesetzt werden sollten, dass sichergestellt ist, dass Rückzahlungen auf Jahresebene, bedingt durch den AP3, nicht entstehen können.

Frage 5: Wie schätzen Sie die Umsetzbarkeit der Einführung von dynamischen Entgelten für Speicher im Jahr 2029 ein? Welche Hürden sehen Sie?

Auf die Herausforderungen bei der Entwicklung einer deutschlandweiten Netzprognose mit Berücksichtigung regionaler netzspezifischer Gegebenheiten als Grundlage dynamischer Netzentgelte haben wir bereits hingewiesen. Sofern die BNetzA eine Umsetzung weiterhin erwägt, sollte sich dieser Frage in einer frühzeitigen Erprobung genähert werden. Dies trägt dazu bei, den systemischen Nutzen wie die Herausforderungen genauer zu evaluieren und nötigenfalls nachzusteuern. Im ersten Schritt sollte mit einem einfachen Modell gestartet werden. Dies könnte beispielsweise ausschließlich Speicher im Übertragungsnetz betreffen und die regionalen netzspezifischen Gegebenheiten sehr grob abbilden. Längerfristig müsste bei einer Entscheidung für eine breite Umsetzung das Signal weitergehend optimiert werden. Hierfür müssen ausreichende Umsetzungsfristen geplant werden.

Frage 6: Unter welchen Voraussetzungen sehen Sie im Einsatz von Elektrolyseuren netzdienliche Vorteile?

Elektrolyseure zeichnen sich aus Sicht der 4ÜNB durch einen hohen Netzbezug aus, der insbesondere durch die Kostenstruktur und die Anforderungen an die Produktion von grünem erneuerbarem Wasserstoff gemäß den RFNBO-Anforderungen des delegierter Rechtsakt zu RED II Art. 27 und der deutschen Umsetzung in der 37. BImSchV geprägt ist. Mit Blick auf das Übertragungsnetz ergibt sich in Regionen mit zeitlich und mengenmäßig hohen Volumina an Überschusserzeugung dadurch ein stromnetzdienlicher Vorteil. Dies sind derzeit insbesondere Standorte im Norden. Ein netzdienlicher Betrieb sollte durch die Netzentgeltregeln angereizt werden.

Frage 7: Welche Modifikationen der allgemeinen Netzentgeltsystematik könnten für Elektrolyseure gerechtfertigt werden?

Wie auch bei Speichern halten wir es auch bei Flexibilitätstechnologien wie Elektrolyseuren für angemessen, ein Sondernetzentgelt ausschließlich gegen Eingriffsmöglichkeiten durch den Netzbetreiber anzubieten.

Netzentgelte sollten, wie bei Speichern, nicht zur Subvention von Technologien/ Industriepolitik genutzt werden. Für Elektrolyseure sind Standortsignale von besonderer Relevanz. Diese Anreize sind im Last-BKZ zwar berücksichtigt, können allerdings durch die weitere Netzentgeltsystematik verstärkt werden.

Da Elektrolyseure spezifischen Anforderungen an den Strombezug unterliegen können, die in gewissen Situationen einen positiven Netznutzen für den Netzbetrieb bewirken können, kann überlegt werden, dies geeignet zu berücksichtigen. Offensichtlich ist dabei die Erbringung von Flexibilität im §13k EnWG-Instrument.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 13.03.2026

Frage 8: Wäre es vorstellbar, aus Gründen der Gleichbehandlung mit elektrischen Speichern bei Elektrolyseuren eine virtuelle Saldierung der entnommenen Strommengen in Höhe des typischen Wirkungsgrades der Prozesskette von der Elektrolyse über die Speicherung bis zur Rückverstromung anzuwenden?

Die 4ÜNB sprechen sich aus obengenannten Gründen gegen einen AP1 und AP2, und folglich eine Bepreisung der saldierten Mengen, aus. Somit könnte mit Blick auf die Gleichbehandlung auf die beschriebene Saldierung verzichtet werden.

Prinzipiell wäre ein entsprechendes Verfahren zwar umsetzbar. In Anbetracht der geringen Wirkungsgrade von Elektrolyseuren und Technologien zur anschließenden Rückverstromung wäre die Netzentgeltbelastung von Elektrolyseuren bei einem solchen Ansatz sehr hoch, gerade im Vergleich zu Batteriespeichern.

Bei einer solchen Umsetzung bestehen Risiken, dass die Kostentragfähigkeit von Elektrolyseuren überschritten wird und Investitionen in nötige Elektrolyseure ausbleiben oder ausschließlich Elektrolyseure mit direkter Kopplung an einen Erneuerbaren Erzeuger (Direktleitung) gebaut werden. Bei dieser Bauform entfällt jedoch auch die für das Gesamtsystem erwünschte Erbringung von Flexibilität.

Aus Sicht der 4ÜNB ist es deshalb sinnvoll, für Elektrolyseure und weitere Flexibilitätstechnologien ein eigenes Sondernetzentgelt aufzubauen, das explizit auf die Fähigkeiten und Anforderungen der Anlagen eingeht, anstatt diese mit der gleichen Logik wie klassische Stromspeicher zu behandeln.