

Webex-Chat AgNes Expertenaustausch Speichernetzentgelte 30.01.2026

Jakob Schieder-Hestermann (dena) 30.01.2026 10:01 • Wie sehen Sie die Wechselwirkung der Netzentgeltsystematik für Speichern mit FCAs? Welche Kapazität sollte hier zu Grunde gelegt werden? Könnte es sinnvoll sein, einen Rabatt auf den Kapazitätspreis zu gewähren, wenn der Speicher einen FCA hat, ähnlich wie beim 14a?

Philipp Ginsberg, Uniper SE 30.01.2026 10:08 • Wie blickt die BNetzA auf Pumpspeicherkraftwerke, die sich durch atypische Fahrweise schon heute netz- bzw. systemdienlich (Arbitrage, Erbringung SDL) verhalten und dafür ein individuelles Netzentgelt erhalten? Wie wird sichergestellt, dass sich der Business Case für diese Anlagen, die von den Netzbetreibern dezidiert nicht als problematisch sondern als notwendig betrachtet werden, ab 2029 nicht drastisch verschlechtert?

Fabian Hafner (1KOMMA5°) 30.01.2026 10:09 • Guten Morgen, wie sieht die Timeline der BNetzA für die Umsetzung von §118 Abs 6 EnWG für multi-use Speicher aus? Soll es noch eine Einbindung in die "alte" §14a Logik geben? Wird es diese Anpassungen noch im Rahmen der MisPeL Festlegung geben?

Thomas Moskal (Mercedes-Benz) 30.01.2026 10:17 •

Fabian genau das braucht die Branche der Multi-use Speicher. Die gesetzliche Grundlage ist gegeben. Nun brauchen wir Anwendungsregeln, wenn die Marktintegration von kleinen Speichern erfolgen soll!

Fabian Hafner (1KOMMA5°) 30.01.2026 10:18 • 100% - es wäre sehr schade, wenn wir hier bis 2029 warten würden.

Marcel Linnemann (Enervie Vernetzt) 30.01.2026 10:17 • Gelten die Vorschläge nur für die Großbatterien auf den höheren Spannungsebenen oder wie ist das Wechselspiel zwischen den Vorschlägen des Orientierungspapier und der 14a-Regelung auf der Niederspannungsebene?

Christian Marcks, GLS Bank 30.01.2026 10:17 • Eine unechte Rückwirkung würde auch alle vor 2029 zugesagten Projektfinanzierungen für Speicher betreffen! Wenn dies ernsthaft erwogen würde, müssten bereits heutige Finanzierungsentscheidungen überdacht und vermutlich eingeschränkt werden, weil künftige Netzentgelte zu erwarten, aber nicht einschätzbar sind!

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 10:18 • Was hat die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur mit Wahrung des Vertrauens- und Investitionsschutzes zu tun? Dieser ist vom Verfassungsgericht grundgesetzlich zu garantieren. Ich verstehe nicht, inwiefern die "Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur" hier das "Recht" ableitet, rückwirkend gravierende Änderungen an Regelungen durchzuführen, die den Vertrauens- und Investitionsschutz konterkarieren? Das ist ein großer volkswirtschaftlicher Schaden.

Henrike Sommer Nascimento, Shell 30.01.2026 10:18 • Wird auch für Elektrolyseure eine rückwirkende Einführung von Netzentgelten wie für Speicher diskutiert?

Constantin Scheller (Enpal) 30.01.2026 10:18 •

Fabian Hafner (1KOMMA5°)

Guten Morgen, wie sieht die Timeline der BNetzA für die Umsetzung von §118 Abs 6 EnWG für multi-use Speicher aus? Soll es noch eine Einbindung in die "alte" §14a Logik geben? Wird es diese Anpassungen noch im Rahmen der MisPeL Festlegung geben?

Auch mich würde diese Frage interessieren.

Leonard van den Hoek 30.01.2026 10:18 • Wann werden Sie entscheiden, wie die vollständige Netzentgeltbefreiung in das neue Netzentgeltsystem überführt wird? Ohne diese Klarheit wird es keine Investitionen geben.

Gundula Konrad 30.01.2026 10:21 • ja, Investitionen brauchen Klarheit. Aber nicht nur zur Systematik und Zeitleiste, sondern auch zur Höhe der allf. künftigen Belastung für den Betrieb des Speichers über die Lebensdauer.

Holger Loew FA Wind & Solar 30.01.2026 10:21 • Wäre es denkbar das der Arbeitspreis II vom Netzbetreiber in Engpasssituationen ausgesetzt werden kann.

Thomas König 30.01.2026 10:21 • Soll auch afrr mit Arbeitspreis belegt werden, bzw. in die Saldierung einbezogen werden

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 10:22 • Ich habe das Gefühl, dass der BNetzA die Tragweite diese Diskussion um "unechte Rückwirkung" gar nicht klar ist: Alleine die Diskussion darüber wird den Markt abrupt ausbremsen. Und damit die ausgelöste Unsicherheit einen großen volkswirtschaftlichen Schaden und für die Energiewende anrichten. Oder ist ihnen das sogar bewusst?

Jakob Gemassmer 30.01.2026 10:24 • Gibt es bereits eine zeitliche Planung für die niederen Spannungsebenen? Wie lange soll §14a laufen bzw. soll oder ab wann kann dieser durch AgNes abgelöst werden?

David Bill | BBH Consulting AG 30.01.2026 10:24 • Wie steht die Bundesnetzagentur dazu Speicher für die Vermeidung von vorgelagertem Bezug im lokalen Verteilnetz zu belohnen (nach Vorbild des §18 StromNEV)? Volkswirtschaftlich ist die Kappung der Lastspitzen doch höchst relevant.

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 10:24 • Wird es Einspeisenetzentgelte dann diskriminierungsfrei für alle Einspeiser und Kraftwerke geben? Also wirklich alle? Auch für neue Gaskraftwerke? Oder nur für EE und Speicher? Letzteres wäre grundgesetzwidrig (Gleichbehandlung).

Simon Groneberg MWS 30.01.2026 10:25 • Eine Frage zur Abweichungskompetenz der BNetzA nach § 118 Abs. 6 Satz 12 EnWG. Können Sie noch nähere Ausführungen

zu den gegenwärtigen Planungen etwaiger Abweichungen machen: Ist geplant, das Datum des 4. August 2029 zu verändern / verschieben oder gehen die Planungen eher in die Richtung einer Verkürzung des 20-jährigen Befreiungszeitraums? Falls letzteres der Fall sein soll, was sind dann grundlegende Gedanken für eine etwaige Anpassung und soll überhaupt ein gewisser Zeitraum der Befreiung verbleiben?

Irina Blümel 30.01.2026 10:27 • Guten Tag, gibt es eine netzwirtschaftliche Definition für statische bzw. mobile Speicher? In § 21 EnFG erfolgt die Gleichstellung von „Ladepunkten für Elektromobile“ als Speicher bei bidirektionalem Laden, wodurch der statische Aspekt für die E-Fahrzeuggatterie vermittelt wird; die E-Fahrzeuggatterie wirkt nur über den statischen Ladepunkt und nicht als "mobiler Speicher". Daher noch einmal die Frage, ob wir derzeit überhaupt über "mobile Speicher" netzwirtschaftlich sprechen dürfen?

Peter Eckerle 30.01.2026 10:27 • Im Rahmen eines PPA besteht doch eine Lieferverpflichtung. Entsprechend kann die EE-Anlage doch nicht aufgrund eines Einspeiseentgelts abgeregelt werden.

Jakob Neumaier, InfraserV Höchst 30.01.2026 10:28 • PPAs stellen definitiv keine "seltene Konstellation" dar, sondern wurden jahrelang ausdrücklich gefördert um den EE eine Perspektive ohne staatliche Förderung zu geben. Die Systemdienlichkeit solcher Konstellationen sollte dringend beachtet werden.

Sven Jahnke 30.01.2026 10:29 • Welche Auswirkungen sind für die Regelenergiemärkte vorgesehen (FCR, affr)?

Dr. Annegret Mordhorst 30.01.2026 10:32 • Wie sind Elektrofahrzeuge, die in der Modellierung als mobile Stromspeicher eingesetzt werden, entgeltlich zu behandeln – insbesondere im Hinblick auf Netzentgelte, Umlagen und mögliche Doppelbelastungen beim Be- und Entladen?“

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 10:33 • Was ist mit Kapazitätspreis gemeint: Ein Preis für die real netzwirksame Leistung eines Speichers oder die installierte Leistung des Speichers? Beispiel: Speicher hat eine Lade-/Entladeleistung von 100 kW, lädt aber aus dem Netz mit maximal 50 kW in einem Jahr aus dem Netz. Muss dann ein KP-Entgelt für 50 kW geleistet werden (netzwirksam) oder für die maximal entnehmbare Leistung aus dem Netz?

Holger Loew FA Wind & Solar 30.01.2026 10:33 • Gibt es Überlegungen wie die Kapazitätsentgelte auf die Verschiedenen Anlagen an einem Netzanschluss mit FCA, aufgeteilt werden könnte ohne damit die Flexibilität dieser Lösung einzuschränken bsw, das finanzielle Risiko zu erhöhen?

Zielke LichtBlick SE 30.01.2026 10:34 • Es braucht sehr kurzfristig eine Klärung zum Thema Vollbefreiung/Vertrauensschutz, da anderenfalls keine Investitionsentscheidungen getroffen werden angesichts der Unsicherheiten.

Christian Marcks, GLS Bank 30.01.2026 10:40 • Wenn das so offen gehandhabt wird, müssen wir als Finanzierer mindestens bis zum Festlegungsentwurf im Mai alle Kreditentscheidungen zurückstellen und danach sehen, auf welcher Grundlage wir evtl. weiter (eingeschränkt) finanzieren können!

Elias Schiafone, dena 30.01.2026 10:35 • Fällt das dynamische Anreizenetzentgelt (AP3) sowohl auf den Netzbezug als auch auf die Einspeisung (also zweimal) für die elektischen Speicher an?

Justin Krome (Flexa) 30.01.2026 10:37 • AP3 soll sowohl für den Netzbezug als auch für die Einspeisung gelten

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 10:40 • Damit sind wir wieder bei einer Doppelbelastung. Der vom Speicher eingespeiste Strom wird doch an einem Verbrauchspunkt wieder mit Netzentgelten beaufschlagt. Dann haben wir eine 3-fach Belastung. Wie ist dafür die Begründung?

Marcus Helfer (SWM Infrastruktur) 30.01.2026 10:39 • Das Modell (egal wie es am Ende aussieht) sollte in Bezug auf Speicher maximal eine Trennung zwischen netzgekoppelte Speicher und Multi-Use- bzw. Co-Located Speicher machen. Dabei könnte noch die Möglichkeit bestehen, dass ein Multi-Use-Speicher per kaufmännisch-bilanzieller Abgrenzung (und entsprechender messtechnischer Abgrenzung) sich für einen "virtuellen" netzgekoppelten Speicher entscheiden kann. Nur netzgekoppelte Speicher haben dann Sonderregelungen. Alle anderen Speicher werden (hinter der Verbrauchsanlage) nicht separat betrachtet und werden dort auch dann zur Optimierung des Netzbezuges benutzt.

Henrike Sommer Nascimento, Shell 30.01.2026 10:41 • Das sehen wir anders - wir begrüßen die Abgrenzung bei Co-Location (EE-Anlage + Speicher), da so der Speicher von der Sonderregelung profitieren kann und auch für Arbitrage und Regelleistungsmärkte eingesetzt werden kann.

Marcus Helfer (SWM Infrastruktur) 30.01.2026 10:48 • Das kommt etwas darauf an, ob und wie Einspeiserentgelte vorgesehen sind. Grundsätzlich bedarf es jeder Differenzierung komplexer Kriterien, die auch immer zu Optimierungsanreizen führen. Daher sollte es aus Netzbetreibersicht so wenig wie möglich Unterscheidungen geben.

Henrike Sommer Nascimento, Shell 30.01.2026 10:53 • Genau diese Optimierungsanreize sind aber ja gewünscht - ansonsten verhindern Netzentgelte in diesem Fall systemdienliches Verhalten.

Zielke LichtBlick SE 30.01.2026 10:42 • Die Annüpfungspunkte für das Erschüttern des Vertrauensschutz sind viel zu früh gewählt. Abweichungskompetenz ist nicht gleichzusetzen mit Aufhebung der Vollbefreiung!

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 10:42 • Das ist doch keine rein juristische Frage!!! Im Gegenteil. Das ist eine volkswirtschaftliche Frage! Und hat reale wirtschaftliche Konsequenzen!

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 10:47 • Kann nur unterstützen, was Lichtblick SE sagt: "Abweichungskompetenz ist nicht gleichzusetzen mit Aufhebung der Vollbefreiung!"

Holger Brezski - Evonik 30.01.2026 10:53 • Es wirkt befremdlich, wenn die BNetzA aufgrund einer „weitreichenden Abweichungskompetenz“ einen Vertrauensschutz streicht und auf der anderen Seite der Vertrauensschutz über 20 Jahre für geförderte EE-Anlagen erhalten bleibt. Unabhängig davon, dass die BNetzA nur für einen Aspekt der Energiewende zuständig ist (Netzregulierung), ist beides für das Gelingen der Energiewende unerlässlich und eine gesamtdeutsche Aufgabe. Das einseitige Streichen des Vertrauensschutzes durch die BNetzA würde insofern ein fatales Signal aussenden.

Christian Marcks, GLS Bank 30.01.2026 11:07 • Leider scheinen Einspeisernetzentgelte für Bestandsanlagen im EEG auch nicht ausgeschlossen - das wird am 20.02. Thema sein...

Elias Schiafone, dena 30.01.2026 10:54 • Im Rahmen der letzten Novelle des EnWG wurde vom Gesetzgeber die Netzentgeltebefreiung im § 118 VI (für BiDi etc.) für behind-the-meter-Speicher beschlossen. Für die Umsetzung dieser Netzentgeltebefreiung benötigt es nach meiner Einschätzung eine Festlegung der BNetzA. Im welchen Rahmen soll hier die Regelung aufgegriffen werden? Ist es angedacht die Netzentgeltebefreiung im Rahmen der Saldierung im MiSpeL-Prozess mit zu integrieren oder ist eine separate Festlegung dafür geplant?

Es wurde von der BNetzA angekündigt, dass die MiSpeL-Festlegung mit den Ergebnissen des AgNes-Prozesses harmonisiert werden soll. Ist grundsätzlich eine Festlegung zur Umsetzung der Netzentgeltebefreiung vor Einführung möglicher Speichernetzentgelte im Rahmen der AgNes-Regelung angedacht?

Daniel Hölder, BayWa r.e. 30.01.2026 10:55 • Bei der potenziellen Abweichung von § 118 (6) ist es auch denkbar, zwischen den Finanzierungs- und Anreizkomponenten zu unterscheiden. Also: Bestandsschutz für die Befreiung von den Finanzierungskomponenten aber Anwendung der Anreizkomponente (dyn. AP).

Leonard van den Hoek 30.01.2026 10:58 • Es ist außerdem unfair, dass die CAPEX-Kosten für zukünftige BESS-Projekte deutlich niedriger sein werden als heute. Vor diesem Hintergrund führt die Einführung identischer Netzentgelte für BESS jetzt und in der Zukunft dazu, dass sämtliche Investitionsanreize für aktuelle BESS-Projekte verloren gehen. Der Rollout von BESS wird sich dadurch erheblich verzögern – und dies wird die Netzentgelte erneut in die Höhe treiben.

Peter Eckerle 30.01.2026 11:03 • Auf welcher Netzebene soll die Festlegung eines dynamischen Arbeitspreises erfolgen? Gibt es ggf. Preiskomponenten pro Netzebene? Hintergrund ist, dass eine überregionale Netzsituation nicht unbedingt einer lokalen Netzsituation entspricht und ein fehlgerichteter Anreiz vermieden werden sollte. So gesehen müsste der lokale VNB den dynamischen Arbeitspreis festlegen.

Yannick Fromlowitz | BET 30.01.2026 11:18 • Ebenen 1-3, ggf. Ebene 4

Andre Herrmann 30.01.2026 11:23 • Wenn Marktteilnehmer die Fähigkeit haben sollten INC/DEC-Gaming verlässlich und gewinnbringend machen zu können, würde dies erfordern, dass sie eine verlässliche Engpassprognose haben.

Gleichzeitig argumentieren Sie, dass die ÜNBs diese Prognosegüte nicht verlässlich vorliegen haben könnten.

Letztendlich würde dies bedeuten, dass Marktteilnehmer den Engpass mit einer besseren Sicherheit vorhersagen könnten als die Netzbetreiber selbst?

Oder habe ich da einen Gedankendreher drin?

Michael Bettermann (Universität Passau) 30.01.2026 11:25 • Ist es theoretisch möglich, dass Marktteilnehmer ein Engpass selber hervorzurufen? Ohne dem Zutun anderer Marktteilnehmer

Andre Herrmann 30.01.2026 11:26 • Auch dafür müssten die Marktteilnehmer die Fähigkeiten haben, das mögliche Engpassproblem vorhersehen zu können, um dieses Engpassproblem dann zu verstärken

Michael Bettermann (Universität Passau) 30.01.2026 11:28 • Das Engpassproblem nicht verstärken, sondern selber hervorrufen.
Das ist ein Unterschied.

Mal abgesehen davon sind ja strukturelle potentielle Engpässe bekannt.
Nicht umsonst sprechen wir immer vom Nord-Süd Gefälle unseres Stromsystems

Michael Bettermann (Universität Passau) 30.01.2026 11:41 • Mich beschäftigt die Frage, wann diese dynamischen Netzentgelte veröffentlicht werden sollen (täglich? Wenn ja zur welcher Uhrzeit).

Sollen sie vor oder nach der Festlegung der Fahrpläne (14:30 täglich) veröffentlicht werden?

Weil dann sehe ich folgende Probleme:

Davor:

Wie wirksam sind diese dynamischen Netzentgelte dann?

Auf welcher Basis sollen diese Netzentgelte entstehen? Die Fahrpläne sind ja noch nicht festgelegt.

Danach:

Die neu-information der Netzentgelte verfälscht nun die Prognosen auf dessen Basis die Energy Versorger den Strom besorgt haben.

Das bedeutet die prognostizierten angegebenen Fahrpläne sind nun mit höherer Wahrscheinlichkeit falsch mit vermutlich höherer Abweichung (vielleicht kann über den Intraday-Markt dies noch reduziert werden).

Dies führt zu höheren Offsets in den Bilanzkreisen und es wird mehr Ausgleichsenergie benötigt.

Marcus Helfer (SWM Infrastruktur) 30.01.2026 11:51 • FCA sind (aktuell) dazu da, dass Speicher (oder auch andere Verbraucher) überhaupt an das Netz gehen können. Gleichwohl nutzen sie das Netz und sollten daher beteiligt werden bzw. angereizt werden sich netzdienlich zu verhalten, um das Netz nicht noch weiter zu belasten.

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 12:04 • Es ist doch unstrittig, dass die laut FCA angeschlossenen Speicher nicht zwingend eine Belastung darstellen. FCR, AffR, und Redispatch, alles kann mit Speichern technisch erledigt werden. Und wird marktlich auch bereits gemacht. Und haben damit schon eine systemdienliche Wirkung. Im Rahmen der FCA wird ausgeschlossen, dass die Speicher zu weiterem Engpass beitragen. Es ist nicht zielführend, einen der zentralen Lösungsbausteine immer zum "Problem" und zur "Belastung" zu erklären. Lediglich rein marktorientierte Speicher, die sich nur am Spread orientieren, können zu gewissen Zeiten zur Belastung des Netzes werden. Deswegen die FCA, um das auszuschließen. Gegen Anreize ist nichts zu sagen. Gegen eine "Finanzierung" muss man entschlossen widersprechen, solange die Speicher systemdienlich betrieben werden, und den komplett eingespeicherten Strom wieder ins Netz verzögert rückspeisen.

Marcus Helfer (SWM Infrastruktur) 30.01.2026 12:24 • Es geht nicht um eine (zusätzliche) Belastung sondern um die Nutzung des Netzes. Warum soll ein Speicher mit FCA einem flexiblen Verbraucher mit FCA besser gestellt werden? Aus meiner Sicht muss am Ende das Modell so gestaltet sein, dass flexible/netzdienliche Verbraucher (inkl. Speicher) weniger zahlen (auch bis Null oder vielleicht sogar negativ) im Vergleich zu vergleichbaren unflexiblen Verbrauchern. Dies leistet leider das BNetzA-Modell aus diversen Gründen nicht.

Guest 30.01.2026 11:57 • Ist die "AgNes" Lücke "politisch", seitens der fossilen Erzeuger vielleicht sogar gewollt, resp. gewünscht.

Thomas Moskal (Mercedes-Benz) 30.01.2026 12:14 • es ist unerlässlich, dass Mischstromspeicher spätestens mit der MisPeL-Festlegung den "Dornröschenschlaf" verlassen. Vehicle-to-Grid steht in den Startlöchern. Hier brauchen wir den Markthochlauf

Guest 30.01.2026 12:20 • Wenn MB ein echtes Interesse an der BiDi Technik hat, dann bitte die CCS/DC-BiDi-Schnittstelle für alle MB eAuto's freigeben. Die Anwendung V2H ist für PV Dacheigner wesentlich interessanter als V2G.

Thomas Moskal (Mercedes-Benz) 30.01.2026 12:21 • das ist leider weniger eine Frage des Willens, sondern unterliegt technischen Limitierungen

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 12:23 • Welche technischen Limitierungen meinen Sie genau?

Thomas Moskal (Mercedes-Benz) 30.01.2026 12:39 • nicht jedes EV ist bidirektional fähig.

Guest 30.01.2026 12:44 • Bezogen auf die CCS/DC-Schützschiene ist dies ein reines Softwarethema, die HW kann das.

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 14:00 • Das betrifft im Prinzip hauptsächlich das Bidi-AC Laden. Beim Bidi-DC Laden ist, wie schon richtig gesagt wurde, muss nur das Schalten des CCS-DC-Schützes von ihrer Seite freigegeben werden (Autohersteller). Alles andere (Ladung / Entladung) läuft dann über die DC-Bidi-Wallbox. Es ging doch genau darum, dass MB als Hersteller durch eine einfache Maßnahme (wie jeder andere Hersteller auch) das DC-Bidi-Laden (Vehilce to home) zulassen kann.

Guest 30.01.2026 12:14 • MiSpeL ist außerdem nicht für PV Eigner mit laufender EEG Vergütung geplant. Ein klarer Widerspruch zum sog. SolarSpitzenGesetz.

Henrike Sommer Nascimento, Shell 30.01.2026 12:25 • Und leider auch nicht für marktbasierter EE + Speicher zur Ausstellung von HKN, sondern limitiert auf direktvermarktete, geförderte Assets.

Guest 30.01.2026 12:23 •

Thomas : Als da wären ?

Alexander Funke (BMW Group) 30.01.2026 12:30 • Um ein Beispiel zu nennen: <https://www.pv-magazine.de/2025/09/10/bmw-und-eon-praesentieren-bidirektionales-kundenangebot-auf-iaa/>

Guest 30.01.2026 12:53 • Der Artikel geht aber nicht auf die "technischen Limitierungen" bei der CCS/DC-Schützschnittstelle ein. Die gibt es nicht, da HW seitig alles vorhanden ist (auch bei "alt" eAuto's). Es ist ein SW Thema: Gib mir ein "Bit" !

Henrike Sommer Nascimento, Shell 30.01.2026 12:38 • Zum EWE-Vorschlag: Für Elektrolyseure außerhalb der 13k Region besteht aber doch auch die Problematik, dass der Verbrauch dem PPA folgen muss und daher Flexibilität eingeschränkt ist?

Holger Loew FA Wind & Solar 30.01.2026 14:03 • Die Fachagentur Wind und Solar erarbeitet gerade einen Branchenübergreifend abgestimmten Mustervertrag, wartet aber unter anderem noch auf Antworten der BnetzA zu einigen Themen

R. Mrose LEAG 30.01.2026 14:08 • Nach der gerade erwähnten Sichtweise von Hr. Zerres endet dann auch mit EEG 2027 die Förderung von 20J, damit ein gleicher Konsens ab 01.01. vorliegt...?

(Elli) Johanna Kardel 30.01.2026 14:11 • In der Zusammenfassung der Fragen aus dem Chat fehlte mir noch die mehrfach gestellte Frage zur Umsetzung der Neuerungen von §118 Abs 6 EnWG mit §21 EnFG (Saldierung der Netzentgelte für Speicher und bidirektionale Ladepunkte). Soll dies mit der MisPeL oder mit AgNES passieren? Wie sieht dafür der Zetplan aus? Gern noch mal für die Diskussion im Raum mitnehmen.

Eckhard Wolf 30.01.2026 14:11 • Oder im Klartext: Speicher sind eine echte Gefahr für fossile GAS-Kraftwerke !

Kraftanlagen E&S - Schrüfer 30.01.2026 14:12 • Stimme ich zu: Das Thema Power-to-Heat & Power-to-Heat mit thermischen Speicher erfordert tatsächlich und dringend eine separate Betrachtung als zweite Säule der Sektorenkopplung neben Wasserstoff aufgrund günstiger Gesamtsystemkosten & Wohlfahrtsgewinne, v.a. zur Wettbewerbsfähigkeit & Dekarbonisierung der industriellen Wärme; auch wenn diese bisher anscheinend noch unbekannt sind

Christian Marcks, GLS Bank 30.01.2026 14:20 • Es wäre der erste Fall substanzieller (unechter) Rückwirkung, der sich auf bereits ausgezahlte Finanzierungen auswirken würde, seit wir in der Energieprojektfinanzierung engagiert sind (1987). Hier geht es um mehrstellige Millionenbeträge, die zudem im vollen Marktpreisrisiko stehen, im Gegensatz zu klassischen EEG-Finanzierungen! Und dies gilt auch für weit größere Banken und Finanzierungen, die den Speicherausbau voranbringen woll(t)en.

Thomas Moskal (Mercedes-Benz) 30.01.2026 14:21 •

ich stimme (Elli) zu: Wie und wann wird die NNE-Befreiung via §118 EnWG durch die BNetzA umgesetzt? MisPeL?

Die Automobilindustrie steht in den Startlöchern und bringt Vehicle-to-Grid in 2026 auf den Markt. Es braucht dafür nur die Umsetzung der Gesetzesnovelle. BNetzA

Britta Wißmann 30.01.2026 14:22 • Der Unterschied ist, dass die Investitionsentscheidungen auf Basis eines anderen regulatorischen Rahmens getroffen wurden.

Britta Wißmann 30.01.2026 14:26 • Dann wäre es schön, wenn die BNetzA erläutern würde warum sie das Thema nicht bereits seit 2021 und spätestens 2023 aufgegriffen hat - wenn doch so klar war, dass die Regelung im Gesetz keinen Bestand haben kann.

Leonard van den Hoek 30.01.2026 14:30 • Es wirkt ausgesprochen zynisch, dass die deutsche Regierung zunächst eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten zusagt und dann plötzlich – durch die Einführung einer Hintertür – diese Zusage faktisch zurücknimmt. Auf Basis dieses Versprechens haben Investoren Projekte entwickelt und realisiert, die nun auf einmal erheblich an Wert verlieren. Gleichzeitig werden diese Anlagen dennoch versuchen müssen, zumindest einen Teil der Investitionen wieder einzuspielen. Auf diese Weise hat die Regierung bzw. die BNetzA im Ergebnis sehr günstige BESS-Anlagen erhalten. Allerdings nur vorerst, denn

aufgrund des vollständig erschütterten Vertrauens in die Investitionssicherheit wird künftig niemand mehr investieren.

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 14:32 • Je mehr Aussagen seitens der BNetzA zum Thema Vertrauens- und Investitionsschutz kommen, desto mehr Zweifel, dass das Thema begriffen ist und wurde: Das Thema ist nicht, dass Speicher zukünftig einen Beitrag leisten wollen und sollen! Wir reden über 3 GW, die rein privatwirtschaftlich finanziert sind, im vollen Marktrisiko. In Planung Umsetzung sind weitere 20-30 GW bis 2029. Wenn die damaligen Investitionsbedingungen nun rückwirkend in Frage gestellt werden, dann entzieht man die Grundlage für zukünftige Projekte! Also nochmals: Wir brauchen 90+ GW an Speicherprojekten, und privatwirtschaftliche Investitionen. Und dafür soll der Vertrauensschutz für wenige GW gekippt werden? Das hat doch hinten und vorne keinen Sinn! Und zeigt einmal mehr, wie wenig hier die Zusammenhänge verstanden werden. Oder den Unwillen, diese zu verstehen.

Jakob Neumaier, InfraserV Höchst 30.01.2026 14:33 • "ein bisschen Netznutzung", die bisher keiner quantifiziert...

Dietmar Geckeler (denersol) 30.01.2026 14:34 • Eco Stor, Hr. Gallmetzer hat es ja klar gesagt: Es wäre ein leichtes, rückwirkende Änderungen zeitnah auszuschließen und klar zu kommunizieren, dass hier keine Gefahr droht. Und an der zukünftigen Ausgestaltung der Netzentgelte ab 2029 zu arbeiten. Genauso. Alles andere ist Gift für den Markt und wird volkswirtschaftlich hohen Schaden erzeugen.

Dr. Sebastian Schnur (AÜW) 30.01.2026 14:44 • Nur der Netzbetreiber kennt die Engpässe in seinem Netz und deren volle Dynamik. Niemand sonst! Daher muss der Netzbetreiber einen Instrumentenkasten, FCA, Dyn. NNE, etc haben, seine Aufgabe wahrzunehmen. Das darf natürlich nicht beliebig sein, aber der NB braucht Handlungsraum.