

## **Webex-Chatverlauf vom 14.01. zum Expertenworkshop dynamische Netzentgelte**

Volker Wiegand AllgäuNetz 14.01.2026 10:15 • Folie 25 - Aufgrund der BESS Anfragen hier bitte unbedingt auch die Ebene 4 berücksichtigen

Jan Peter Grigat (IHK Flensburg) 14.01.2026 10:15 • Hinweis und Frage zu dynamischen Arbeitsentgelten: wenn wir wirklich "Dynamik" entfesseln wollen und gleichzeitig die Volatilität gering halten wollen wäre es dann nicht konsequent sinnvoll wirklich alle Netzkunden daran zu beteiligen, d.h. vor allem auch Ausnahmen von den AP-Netzentgelten deutlich zu reduzieren oder gar abzuschaffen?

Nik Krämer (German Datacenter Association) 14.01.2026 10:21 • Wenn das Ziel wirklich netzdienliche „Dynamik“ bei zugleich begrenzter Volatilität ist, spricht viel dafür, dynamische Arbeitsentgelte dort einzusetzen, wo Flexibilität realistisch mobilisierbar ist – nicht pauschal bei allen. Eine flächendeckende Einbeziehung aller Netzkunden würde bei wenig oder nicht flexibilisierbaren Verbrauchern (u. a. kritische digitale Infrastrukturen wie Rechenzentren mit 24/7-Lastprofil) vor allem Kostenvolatilität und Verteilungseffekte erzeugen, ohne zusätzlichen Systemnutzen.

Yannick Fromlowitz | BET 14.01.2026 10:21 • Frage zu dynamischen Netzentgelten und Industrieentgelten: Wie abgestimmt sind die beiden Festlegungsverfahren aufeinander? Wenn eines der avisierten Modelle für Sondertatbestände Flexibilität der Industriekunden erfordert, könnte dies mit der Fähigkeit auf dynNE zu reagieren korrelieren?

Henrik Hauptmeier | ENERGYMOVE GmbH 14.01.2026 10:23 • Batteriespeicher bei Verbrauchern führen derzeit oftmals dazu, dass eine atypische Netznutzung nach §19 StromNEV entsteht. Daher sollten diese Verbraucher auf jeden Fall das Wahlrecht haben in die dynamischen Entgelte zu kommen. Ansonsten entfällt ein Flexibilitätspotenzial für das Netz und ein Erlösstrom beim Kunden.

Elina Aksionava - Stadt.Energie.Speicher GmbH 14.01.2026 10:24 • Hinweis zu Folie 26: Es ist wichtig, elektrische Großwärmepumpen frühzeitig auch auf der Mittelspannungsebene in dynamische Netzentgelte einzubeziehen. Gerade große Wärmepumpenanlagen in Kombination mit thermischen bzw. elektrischen Speichern verfügen über erhebliche Flexibilitäten und Lastverschiebungspotenziale, die ohne netzseitige Preissignale bislang nicht netzdienlich erschlossen werden können. Übergangsweise wären zeitvariable Netzentgelte auch für MS- und NS-RLM-Kunden ein sinnvoller Zwischenschritt.

Sebastian Schönberg, MVV 14.01.2026 10:25 • Zu Folie 29: Spricht sich die BNetzA damit für ein Einspeiseentgelt für alle Einspeiser aus?

Johanna Otting, BWP 14.01.2026 10:25 • Wie ist das Verhältnis zwischen der dynamischen Komponente in der Niederspannung und zeitvariablen Netzentgelten nach Modul 3 des §14a EnWG? Wird das Modul 3 dadurch abgelöst?

Andreas Schnauß Berliner Energie und Wärme 14.01.2026 10:25 • Neben großen Batterien sollten dynamische Netzentgelte auch gleich großen Power2Heat Anlagen in der Fernwärme und in der Industrie zugänglich gemacht werden

Enpal - Constantin Scheller 14.01.2026 10:27 • Bei Folie 29 wurde gerade von Anreizen "auch" für "neue Anlagen" gesprochen hinsichtlich der Standortwahl. Soll ein dyn. Einspeise-Netzentgelt damit grundsätzlich auch alle Bestandsanlagen umfassen?

Samuel Kramann 14.01.2026 10:30 •

Andreas Schnauß Berliner Energie und Wärme  
Neben großen Batterien sollten dynamische Netzentgelte auch gleich großen Power2Heat Anlagen in der Fernwärme und in der Industrie zugänglich gemacht werden

Auf der Bezugsseite definitiv.

Ob Entgelte für Einspeisungen sinnvoll sind weiß ich nicht.

Ich denke allenfalls in regelmäßig überspeisten Netzen (wenig Last, viel Einspeisung und dadurch entstehenden lokalen Engpässen)

Ralf Friedinger 14.01.2026 10:36 • täglich für Folgetag für Produktionsplanung ggf. zu knapp. Dann zumindest Prognose mind. am Vor-Vor-Tag erforderlich

Anders Schneider 14.01.2026 10:38 • Es wäre für die weitere Diskussion hilfreich, wenn die Engpassproblematik für alle Beteiligten schematisch in einer Übersicht dargestellt/mitgeführt werden könnte. Insbesondere auch der Zusammenhang mit dem Thema Regelenergiemarkt (der davon ja getrennt betrachtet werden soll) sowie die erwartete/gewünschte Reaktion von LV-Kunden, Erzeugern und Speichern "vor" einem und "hinter" einem Engpass.

Stefan Lochmüller, N-ERGIE 14.01.2026 10:48 • Folien 30-32: Die Herausforderung erscheint mir die Prognose der NB untereinander und die Koordination durch den Regionalverantwortlichen als auch die Transparenz (verbindliche Netzarbeitspreisinformation) in Richtung der Netznutzer in den Regionen und darunter liegenden VNB. Hier sehe ich noch massiven (Er-)Klärungsbedarf.

Daniel Hölder, BayWa r.e. 14.01.2026 10:48 • Bestandsspeicher sollten freiwillig in das neue System wechseln können. Wie gesagt kann das System auch ein zusätzliches Erlösmodell für Speicher sein.

Dr. Michael Bombeck - CDW 14.01.2026 10:49 • Mit den Erläuterungen zur angestrebten Symmetrie der Preissignale erscheint es sehr fraglich, dass eine Symmetrie erreicht werden kann, da eine Mehrzahl der Engpässe gerade im Verteilnetz eine Abregelung und damit Pönalisierung verlangt.

Micha Ries 14.01.2026 11:01 • Wir sollten das Regulierungskonto nicht überfordern, schauen wir uns einmal den Werdegang der EHB's und deren Bearbeitungsaufwand

beim VNB und bei den Behörden an. Auch wenn die Ressourcen der BNetzA ausreichen, so haben wir heute bereits teilweise lange Wartezeiten bei den Ländern, bis die RK geprüft sind.

Stefan Lochmüller, N-ERGIE 14.01.2026 11:08 • Gibt es eine (grobe) Plankalkulation welche Volumina hier pro Anno entstehen und umverteilt werden können und auf wie hoch hier der Reduktionsanteil der Engpasskosten (Redispatchkosten auf allen Netzebenen?) sein soll damit Aufwand zur Nutzen für dieses nicht triviale Modell in positiven Verhältnis steht.

Ist es so wie Andreas Jahn gerade in seiner persönlichen Frage angenommen hat das es sich die Kostenreduktion „nur“ um die aktuellen 3,7 Mrd Euro RD Kosten beziehen soll?

Kerstin Meißner SN 14.01.2026 11:13 • Die Definition des Engpasses ist Grundvoraussetzung (wer, Wann, Wo, Wie lange) und wichtig in diesem Prozess herauszustellen.

Samuel Kramann 14.01.2026 11:35 •

Eine zentrale Herausforderung wird sein, dass sich **dynamische Netzentgelte** und **Spot- bzw. Intradaypreise** künftig **gegenseitig beeinflussen**.

Das gilt insbesondere, weil **das eine Signal jeweils vor dem anderen festgelegt werden muss**, zugleich aber **neue Rückkopplungseffekte entstehen**, die aus historischen Daten **nicht bekannt** sind und daher **nur schwer antizipiert werden können**.

Besonders anspruchsvoll wird das für die **Day-Ahead-Prognosen der Netzbetreiber** ebenso wie für die **Spotpreisprognosen**.

Im ungünstigen Fall drohen **Anlageneinsätze ohne netz- oder systemdienliche Wirkung**, ausgelöst durch überlagerte und schwer antizipierbare Preissignale.

Samuel Kramann 14.01.2026 11:38 • Andererseits würden dann Intradayprozesse noch wertvoller durch steigende Preisunterschiede zwischen DA und Intraday (Ergänzung Nachricht oben)

Stefan Lochmüller, N-ERGIE 14.01.2026 11:43 • Frage zu Vortrag ÜNB (Folie 11 Zusammenfassung): RD Prozess ist weiter (dauerhaft) notwendig und dynamische Netzentgelte werden nur einen Teil der RD Kosten vermeiden können - wie hoch ist die Erwartung aus Sicht der ÜNB was hier ab 2029 ff „Eingespart“ werden könnte (in Euro / Anno oder in % der gesamten RD Kosten)?

Konrad Keyserlingk, RWE S&T 14.01.2026 11:44 • Wenn das Ziel sein soll, marktliche Preissignale mit dynamisierten Netzentgelten zu kompensieren, würde das eine preisliche Absicherung durch Verbraucher oder Erzeuger (wenn sie überhaupt netzentgeltspflichtig werden sollten) massiver Unsicherheit aussetzen.

Haben TSOs und BNetzA diese Schwächung von Terminmärkten und (falls Entgelte erst nach der DA-Auktion bestimmt werden) Day-Ahead Märkten auf dem Schirm?

Frank Schnellhardt | AreaCharge GmbH 14.01.2026 11:45 • Die Aussage "je höher der Preis desto größer die Wirkung" sollte eher durch eine Trade-off Betrachtung zwischen Ertrag und Kosten der Steuerung ersetzt werden.

Daniel Hölder, BayWa r.e. 14.01.2026 11:59 • Das zielgenaue Beseitigen einer speziellen Redispatch-Maßnahme mit dem exakt richtigen Signal ist sehr akademisch. Wir sollten uns darauf fokussieren, fundamental richtige Signale zu setzen und dann die Stärke dieser Signale sukzessive hochfahren und Erfahrung gewinnen, wie die Reaktion darauf ist.

Anders Schneider 14.01.2026 13:15 • Um ein Gefühl für die Höhe eines [dyn.NE](#) zu bekommen, wäre evtl. eine Rechensimulation hilfreich. Könnten hierzu die 3...4 Mrd€ auf die von den ÜNB genannten 22 Engpassregionen aufgeteilt werden (anhand realer Engpassituationen aus den Vorjahren), die entsprechenden Energieflüsse aus Kunden, Erzeugern und Speichern würden dann die Bezugskomponente der zu tragenden Kosten darstellen. Lässt sich hieraus ein entsprechendes [dyn.NE](#) in €/kWh ermitteln? Es bliebe dann ein "Restkostenbetrag" übrig, der nicht durch [dyn.NE](#) (auch weil Teilnehmer nicht auf Netzsignale reagieren (können, wollen) gedeckt werden kann. Eine sehr unterschiedliche Höhe des [dyn.NE](#) je Engpassregion wäre zu erwarten.

herrmann tbw 14.01.2026 13:22 • Warum monatweise statisch und/Oder nicht auch statisch stundenweise wie in NL angedacht. Zumindest für PV ist doch das Problem eher stunden als tagesweise?

Samuel Kramann 14.01.2026 13:30 •

Ich verstehe den Ansatz von Bayernwerk Netz als **pragmatischen Einstieg** in dynamische Netzentgelte. Er erlaubt ein **Herantasten mit geringerer Komplexität und langsameren Prozessen** und bietet den Vorteil, **erste Erfahrungen zu Prognosen** zu sammeln – etwa dazu, **wie stark Erzeuger und Verbraucher auf die Dynamik reagieren** und **wie Netzentgelte und Stromhandelspreise zusammenwirken**.

Dabei geht es **weniger um ein Entweder-oder**, sondern um **einen Entwicklungspfad**, der perspektivisch **zu hochdynamischen Netzentgelten führen kann**.

Daniel Hölder, BayWa r.e. 14.01.2026 13:34 • Es sind unterschiedliche Zielstellungen: Spitzenglättung mit Fokus auf PV-Erzeugung vs. Redispatch-Reduktion (derzeit noch Wind-dominiert).

Elina Aksionava - Stadt.Energie.Speicher GmbH 14.01.2026 13:34 • Ergänzend: Für eine Übergangsregelung mit zeitvariablen Netzentgelten sehen wir derzeit eine regulatorische Lücke. Die Systematik des § 14a EnWG adressiert bislang v. a. kleine Haushaltswärmepumpen in der Niederspannung, während elektrische Großwärmepumpen in der Mittelspannung – trotz deutlich höherer Flexibilitäts- und Lastverschiebungspotenziale – noch nicht erfasst sind. Aus unserer Sicht wäre daher eine Weiterentwicklung bzw. Erweiterung der Systematik des § 14a EnWG sinnvoll.

Holger Brezski - Evonik 14.01.2026 13:47 • Auch day-ahead können – wenn vielleicht auch sehr selten - Prognosefehler der ÜNB auftreten. Wie soll - insbesondere in diesen Situationen - ausgeschlossen werden, dass hochdynamische Netzentgelte mit signifikanten Beträgen (die ggf. v.a. in der Startphase zu schwer vorhersehbare dynamischen Lastflussänderungen mit den entsprechend steile Leistungsänderungsgradienten von Speicher führen könnten) zu einer Überschwingung des Systems führen könnte. Denn dies unterscheidet sich vom RD 1.0/2.0, bei dem direkt Anlagen zeitgleich adressiert werden. Können schädliche Auswirkungen auf die Systemsicherheit/Versorgungssicherheit in solchen Situationen verlässlich ausgeschlossen werden? Gibt es bereits Simulationen zur Versorgungssicherheit?

Enpal - Constantin Scheller 14.01.2026 13:52 • Frage an den Referenten: Weshalb wurde bei der Abbildung der Marktprozesse TAF7 (im Gegensatz zu TAF2) gewählt?

Jan Peter Grigat (IHK Flensburg) 14.01.2026 14:00 •

Holger Brezski - Evonik  
Auch day-ahead können - wenn vielleicht auch sehr selten - Prognosefehler der ÜNB auftreten. Wie soll - insbesondere in diesen Situationen - ausgeschlossen werden, dass hochdynamische Netzentgelte mit signifikanten Beträgen (die ggf. v.a. in der Startphase zu schwer vorhersehbare dynamischen Lastflussänderungen mit den entsprechend steile Leistungsänderungsgradienten von Speicher führen könnten) zu einer Überschwingung des Systems führen könnte. Denn dies unterscheidet sich vom RD 1.0/2.0, bei dem direkt Anlagen zeitgleich adressiert werden. Können schädliche Auswirkungen auf die Systemsicherheit/Versorgungssicherheit in solchen Situationen verlässlich ausgeschlossen werden? Gibt es bereits Simulationen zur Versorgungssicherheit?

Guter Hinweis, wie oft und in welcher Höhe können wir uns zeitgleiche steile Stunden-basierte Ein-Ausschaltflanken leisten (Vergleich Earth-hour nur einmal im Jahr) und hilft es dem System wenn zeitgleich enorme Lastmengen rein oder rausgehen die Preissignale für die Kunden ausreichend sind? Systemstabilität?

Veronika Brandmeier 14.01.2026 14:04 • Auch in den Online-Raum die herzliche Einladung zu unserem Abschlussevent am 29.01. in München.  
Hier geht es zur Anmeldung (aktuell auf die Warteliste), wir sorgen für ausreichend Kapazitäten!  
<https://www.eventbrite.de/e/dynamische-netzentgelte-im-realist-tickets-1972592604581>

Frank Schnellhardt | AreaCharge GmbH 14.01.2026 14:25 • Essentiell für die Wirkung anreizsetzender Netzentgelte ist die Fähigkeit der Netznutzer, die Information über das Entgelt rechtzeitig zu erhalten und dieses automatisiert zur Steuerung seiner Verbraucher zu nutzen. Daher sind hochdynamische Netzentgelte grundsätzlich

schwieriger zu nutzen als statische variable Entgeltpläne. Die Wirkung statischer Entgeltpläne kann daher gerade im Niederspannungsbereich als höher eingeschätzt werden. Zudem sind die Transaktionskosten für die Nutzung statischer variabler Pläne wesentlich geringer als für hochdynamische Netzentgelte.

Michael Bettermann (Universität Passau) 14.01.2026 14:38 • Wurden diese Simulationen auch in anderen Regionen durchgeführt?

Gerne wird dieses Nord-Süd Gefälle der erneuerbaren Energieversorgung angesprochen.

Wurde es auch für beispielsweise Bayern getestet?

Nele Maas 14.01.2026 14:43 •

Im Rahmen der gezeigten Arbeiten, haben wir nur zwei Standorte betrachtet. Im Rahmen der Elia Viewpoint Study on Energy Storage [Issuu Reader](#) haben wir ähnliche Analysen mit drei weiteren/anderen Regionen betrachtet (eine davon in Bayern).

Georg Gallmetzer 14.01.2026 14:40 • Die Simulation für Bayern kann man der Studie von NEON entnehmen, in der bei vergleichbarer Methodik die Sensitivität eines Speichers am Standort Plattling in Niederbayern einem Speicher am Standort Bollingstedt in Schleswig-Holstein gegenübergestellt wurde.

<https://neon.energy/Neon-Netzdienlichkeit-Gro%C3%9Fbatterien.pdf>

Georg Gallmetzer 14.01.2026 14:44 • Hinweis zur Frage potenzieller "Übererlöse" der Speicher bei positivem Saldo aus dynamischen Netzentgelten: Ob sich ein "Übererlös" einstellt, hängt nicht nur von den Unsicherheiten (Prognosefehler, Höhe der dyn APs) ab, sondern auch von der Höhe eventueller Kapazitätspreise, die eventuell für Speicher erhoben werden könnten. Der Kapazitätspreis könnte bei angemessener Dimensionierung ein adäquates Instrument zur "Abschöpfung" der Netzentgelt-Einnahmen des Speichers sein um einen für das Speichergeschäftsmodell tragfähigen Finanzierungsbeitrag des Netzes darzustellen

Sebastian Schönberg, MVV 14.01.2026 15:31 • Also ein zeitvariables Entgelt mit statischen Zeiträumen? Befürworten Sie nur eine Flexibilisierung von AP oder auch KP und LP?

\*und/oder

Michael Lechl (Uni Passau) 14.01.2026 15:41 • Hinweis: Zur Thematik dynamischer Netzentgelte startete im Oktober 2025 das BMW-Verbundprojekt FlexNet Haßfurt. Im Rahmen dieses Projekts untersucht die Universität Passau (Prof. Dr.-Ing. Hermann de Meer) zusammen mit weiteren Partnern aus Wissenschaft und Praxis, wie dynamische Netzentgelte zur effizienten Nutzung des Stromnetzes anregen können. Im Fokus stehen dabei unter anderem die Modellierung und Optimierung gesicherter und ungesicherter Flexibilitätspotentiale:

[https://www.fim.uni-passau.de/rechnernetze-rechnerkommunikation/forschung/projekte/projektetails/research\\_project/flexnethassfurt](https://www.fim.uni-passau.de/rechnernetze-rechnerkommunikation/forschung/projekte/projektetails/research_project/flexnethassfurt)

Christian Marcks, GLS Bank 14.01.2026 16:07 • Grundsätzliche Anmerkung aus Finanzierersicht: Um das kosteneffiziente Instrument der standardisierten Projektfinanzierung für den Ausbau von Erneuerbarer Energien und inzwischen auch Großbatteriespeichern nicht unangemessen einzuschränken oder gar zu gefährden, sollte bei den angestrebten Maßnahmen immer die Verständlichkeit und Berechenbarkeit nicht nur für Vermarkter und Netzbetreiber, sondern auch für Betreiber und Banken mitgedacht werden!

Laura Vogel 14.01.2026 16:09 • Eine Überlegung zur Diskussion: Anstelle einer Einführung von dynamischen Tarifen über 800 Netzbetreiber, könnte man auch eine Umlage einführen und diejenigen die sich flexibel steuern lassen, könnten hierfür eine Reduzierung (ganz oder teilweise) von der Umlage erhalten. Aus der Umlage könnten die Kosten für den Redispatch gedeckt werden.

Henrik Hauptmeier | ENERGYMOVE GmbH 14.01.2026 16:14 • Speicher am Produktionsstandort (Behind the meter) können Flexibilität bereitstellen, die im System gewürdigt werden muss.

Kerstin Meißner SN 14.01.2026 16:35 • Einführung über REAL-Labore erwägen. Dort mit einzelnen Regionen (ÜNB und VNB) testen.

Andreas Gerbrand (EWE AG) 14.01.2026 16:36 • Könnte bitte die Folie mit den Fristen zur Rückmeldung zu den Konsultationsfragen nochmal zum Abschluss gezeigt werden?

Sie 14.01.2026 16:38 • •16.01. Netzentgeltkomponenten oberhalb der Niederspannung

•30.01. Netzentgeltkomponenten für die Niederspannung

•27.02. Dynamisierung von Netzentgelten

Die Folien werden auch noch veröffentlicht.