Positionspapier

BWE
Bundesverband WindEnergie

Electrification Action Plan Vorschlag zur Änderung der EBM-Verordnung

Erste Bewertung des BWE

August
2026

Inhalt

1 Einleitung 3

2 Das Wichtigste in Kürze 4

3 Vorschlag zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/943 (EBM-VO)..... 6

1 Einleitung

Um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern, die Elektrifizierung der europäischen Wirtschaft voranzutreiben und ihre Wettbewerbsfähigkeit zu stärken, hat die Europäische Kommission am 17. Juli 2026 den sogenannten Aktionsplan zur Elektrifizierung[1] (Electrification Action Plan) vorgelegt. Der Aktionsplan formuliert das indikative Ziel, den Anteil von Strom am Endenergieverbrauch bis 2040 auf 46 Prozent zu steigern. Eine zentrale Voraussetzung hierfür ist die Senkung der Stromkosten, unter anderem durch ein Strom-Gas-Preisverhältnis von 2,5 für private Haushalte beziehungsweise 2,0 für die Industrie bis 2030.

Um dieses Ziel zu erreichen, hat die Kommission neben dem Aktionsplan zur Elektrifizierung einen **Vorschlag zur Änderung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung[2] (Verordnung (EU) 2019/943)**[3] vorgelegt. Der Vorschlag der Kommission enthält Änderungen an der Ausgestaltung von Netzentgelten, Regelungen zu Smart Metern und Änderungen der Energiebesteuerung. Der Vorschlag präzisiert zudem die Rolle der nationalen Regulierungsbehörden bei der Gewährleistung eines effizienten, transparenten und diskriminierungsfreien Zugangs zu Übertragungs- und Verteilungsnetzen, auch in Situationen von Netzengpässen. In solchen Situationen können Maßnahmen erforderlich sein, um die Bearbeitung und den Fortschritt von Netzanschlussanträgen sicherzustellen und Priorisierungsbedingungen festzulegen. **Der BWE begrüßt den Verordnungsvorschlag ausdrücklich, sieht bei einzelnen Vorschlägen, insbesondere bei dem Vorschlag zur Priorisierung von Netzanschlüssen, jedoch noch Nachbesserungsbedarf.**

[1] Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Electrification Action Plan COM(2026) 595 final.

[2] Proposal for a regulation amending Regulation (EU) 2019/943, as regards future-proofing electricity bills in the Union, through reducing system costs and fostering electrification and digitalisation, COM(2026) 600 final.

[3] Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.

2 Das Wichtigste in Kürze

Wir begrüßen:

- die stärkere Ausrichtung der Netzentgeltsystematik in Art. 18 auf einen kosteneffizienten Betrieb und Ausbau der Netze. Besonders positiv bewerten wir die Neueinbeziehung gemeinsamer Leistungsindikatoren (Abs. 2 (a)) und Anreize zur Optimierung der Netze auf allen Spannungsebenen (Abs. 2 (c)).
- die Klarstellung in Art. 18 Abs. 2 (j), dass regionaler Stromverbrauch und Konzepte wie Energy Sharing durch die Netzentgeltsystematik nicht behindert werden dürfen.
- die Konkretisierung in Art. 18 Abs. 2 (k) gegenüber der bisherigen Vorgabe, indem Flexibilitäten, Laststeuerung und Speicher als Mittel der Integration benannt werden.
- die Vorgabe in Art. 18 Abs. 2 (l), dass die Nutzung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCAs) nicht gleichzeitig die Anreize zum Netzausbau beseitigen darf.
- die Klarstellung in Art. 18 Abs. 2 (n), dass keine Überbelastung von Speichern erfolgen darf.
- die in Art. 18 Abs. 3 vorgesehene Möglichkeit, besondere Netzentgeltregelungen für bestimmte Verbraucherkategorien einzuführen.
- die in Art. 18 Abs. 4 vorgesehene Möglichkeit, Netzkosten teilweise aus staatlichen Mitteln zu finanzieren, sowie die Klarstellung, dass Mitgliedstaaten darüber hinaus weitere Entlastungen, sofern beihilferechtlich genehmigt, für bestimmte Nutzergruppen vorsehen können.
- die erweiterten Transparenzpflichten für die BNetzA und Netzbetreiber in Art. 18 Abs. 5.
- die Vorgabe in Art. 18a Abs. 1, dass die BNetzA den Einsatz von non-wire, intelligenten und digitalen Lösungen (sog. NOXVA-Prinzip) durch regulatorische Anreize und durch die vorrangige Berücksichtigung dieser Lösungen in Netzentwicklungsplänen fördern soll.
- die in Art. 18b festgelegten Quoten für den Einbau von Smart Metern bis Ende 2030 bzw. 2033.
- die Vorgabe in Art. 18c, wonach die Mitgliedstaaten Strom steuerlich nicht stärker als Erdgas belasten dürfen.

Wir kritisieren:

- die in Art. 18c Abs. 2 vorgesehene Ausnahmemöglichkeit, wonach die Kommission Mitgliedstaaten zeitweise von der Vorgabe ausnehmen kann, Strom steuerlich nicht stärker als Erdgas zu belasten.
- das Versäumnis, ausreichenden Bestandsschutz für die Einführung neuer Netzentgelte vorzusehen.
- den in Art. 18d vorgesehenen Reservierungs- und Priorisierungsmechanismus bei Netzengpässen, der nicht ausreichend nach Netznutzung und Netzebenen differenziert.

Wir regen an:

- bei der Ausgestaltung der Netzentgelte in Art. 18 technologiespezifisch zu differenzieren und die besonderen Eigenschaften der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien, insbesondere dargebotsabhängiger Technologien wie der Windenergie, angemessen zu berücksichtigen.
- auf die in Art. 18 Abs. 2 (h) vorgesehene verpflichtende Einführung zeitvariabler Netzentgelte zu verzichten, da bessere Alternativen verfügbar sind. Im Fall der Einführung regen wir an, sie jedenfalls technologiespezifisch auszugestalten und unter den Vorbehalt eines systemischen Mehrwerts zu stellen.
- ausreichenden Bestandsschutz als ausdrückliche Bedingung für neue Netzentgelte vorzusehen.
- die in einer inoffiziellen Vorfassung enthaltene Regelung des Art. 18 Abs. 2 (o) wieder aufzunehmen.
- die in Art. 18 Abs. 4 (b) vorgesehene Förderung an ambitioniertere Bedingungen zu knüpfen.
- in Art. 18d die Erneuerbaren Energien als weitere Kategorie der priorisierten Nutzer aufzunehmen und die Netztransparenz durch eine digitale Auskunft zu verbessern. Erst darauf aufbauend sollte ein Reservierungsmechanismus nach dem Reifegradprinzip eingeführt werden. Weiterhin sollte bei Netzengpässen notwendigerweise zwischen den verschiedenen Spannungsebenen differenziert werden, da die netztechnischen Herausforderungen selbst, und damit die nötigen Lösungen, je nach Spannungsebene variieren.

3 Vorschlag zur Änderung der Verordnung (EU) 2019/943 (EBM-VO)

Blau = Normvorschläge des BWE

Vorschlag der EU-Kommission	BWE-Einschätzung/Forderung
Article 18 Network charges 1. Network charges shall be cost-reflective, transparent and non-discriminatory, shall provide incentives to system operators to develop and operate the transmission and distribution networks in a cost-efficient way, and shall provide incentives to system users to adjust their use of the electricity system to support its cost-efficient functioning. **The revision of network charges and tariff methodology shall not undermine the economic viability of existing renewable electricity generation installations, irrespective of whether such installations receive financial support in accordance with Directive (EU) 2018/2001.**	Die Änderung des bisherigen Art. 18 sieht zahlreiche Nachschärfungen vor, die eine steuernde Rolle der Netzentgelte fördern sollen, um einer Überlastung der Netze entgegenzuwirken. Dadurch rücken die Systemkosten mehr in den Blick, was flexiblere Designs bei Anlagen und Betriebsweisen begünstigt. **Grundsätzlich positiv zu bewerten** ist die Anreizwirkung für Kosteneffizienz beim Netzbetrieb und -ausbau durch die Netzbetreiber. Netzentgelte für Bestandsanlagen und geplante Anlagen ohne ausreichenden Übergangszeitraum gefährden Investitionen. Deshalb regt der BWE dringend an, **Übergangsregelungen** zu ermöglichen, um den **Vertrauensschutz** zu gewährleisten (siehe Normvorschlag). Wir verweisen auf Art. 6 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED), der vorschreibt, dass Fördersysteme für erneuerbare Energien (EE) *„nicht in einer Weise überarbeitet werden, die sich negativ auf die daraus erwachsenden Rechte auswirkt und die Rentabilität von Projekten, denen bereits Förderung zugute kommt“.* Wenn das EU-Recht dem Staat verbietet, in eine entsprechende Zusage nachträglich durch Änderungen im Fördersystem einzugreifen, muss dies sachlogisch auch für Änderungen der Netzentgeltsystematik gelten. Dass diese Änderungen durch eine unabhängige Behörde und nicht durch den Gesetzgeber vorgenommen werden, sollte keinen Unterschied machen, da man sich als Rechteinhaber in jedem Fall dem Staat gegenübersieht.

	Hierbei sollten auch nicht geförderte Anlagen berücksichtigt werden, um den Hochlauf von Grünstrom-PPAs nicht zu gefährden.
2. Tariff methodologies shall include the design of network charges applied to system users and the determination of the remuneration that transmission and distribution system operators receive through those network charges. **Member States shall apply the methodologies set out in points (a) to (p), as appropriate, taking into account the specific circumstances of their national energy systems. Member States shall apply those methodologies, where appropriate, and shall ensure that the methodologies applied are mutually compatible.** The~~y~~**se tariff methodologies** shall:	Beim vorliegenden Entwurf besteht die **Gefahr für die Windenergie** darin, dass ihre Eigenschaft als nicht steuerbare Einspeisung mit langfristigen Finanzierungszeiträumen nicht angemessen berücksichtigt wird und sie Anreizen ausgesetzt wird, auf die die Branche nicht sinnvoll reagieren kann. Wenn man von (möglicherweise auch Bestands-) WEA verlangt, einen Speicher zu bauen, dann entstehen dadurch zusätzliche Systemkosten. Der BWE sieht keinen sachgerechten Anlass für detaillierte Vorgaben bezüglich nationaler Netzentgelte auf EU-Ebene. **Es besteht die Gefahr, dass landesspezifische Unterschiede unberücksichtigt bleiben müssen.** Diese Unterschiede ergeben sich allein schon durch verschiedene geografische Gegebenheiten, die wiederum die Netznutzung und -bedarfe bestimmen. Hier sollte den jeweiligen Regulierungsbehörden in den Mitgliedstaaten mehr Spielraum gelassen werden (siehe Normvorschlag). Zudem **regt der BWE an,** eine Differenzierung nach Technologien vorzunehmen, wie im **Normvorschlag** für Art. 18 Abs. 2 lit. (h) vorgeschlagen.
(a) reflect the costs of transmission and distribution system operators, insofar as those costs correspond to those of an efficient and structurally comparable system operator, considering both capital and operational expenditure, including costs related to anticipatory investment, but not costs supporting unrelated policy objectives. Regulatory authorities shall set common performance indicators as regards the efficient operation and development of the network, including smart electricity grid indicators in accordance with Article 18a;	(a) Der BWE versteht den Vorschlag so, dass ineffiziente Ausgaben für die Berechnung der Netzentgelte nicht einbezogen werden sollen. Das ist **positiv zu bewerten**. In Deutschland ist dies mit dem Effizienzvergleich bereits umgesetzt. Der **BWE begrüßt** die Pflicht der Regulierungsbehörden, gemeinsame „performance indicators“ zu setzen.
(b) take account of the payments and receipts resulting from the inter-transmission system operator compensation mechanism, including actual payments	

made and received as well as payments expected for future periods, estimated on the basis of previous periods;	
(c) provide appropriate incentives to transmission and distribution system operators for the cost-efficient operation and development of the network over both the short and long term and for the optimisation of the existing grids across all voltage levels, inter alia through the use of flexibility services, the deployment of non-wire and digital solutions, smart electricity grids and smart metering systems, including incentives to reach the minimum levels of available capacity for cross-zonal trades set out in Article 16(8);	(c) Der **BWE begrüßt**, dass angemessene Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber geschaffen werden sollen, um den kosteneffizienten Betrieb und den Ausbau des Netzes sowie für die Optimierung bestehender Netze auf allen Spannungsebenen zu fördern.
(d) reflect the costs created by system users which withdraw electricity from and inject electricity into the transmission or distribution networks; (e) provide appropriate incentives to system users to withdraw electricity from and inject electricity into the transmission or distribution networks in a way which supports the efficient functioning of these networks;	(d) Der BWE versteht den Vorschlag so, dass eine **Arbeitspreiskomponente** im Netzentgelt eingeführt werden soll. Dies ist **abzulehnen**. Ein kostenreflexiver Beitrag kann bei Erzeugern bereits über den Baukostenzuschuss erzielt werden. Bei Speichersystemen sind Arbeitspreise ein erheblicher Eingriff in die Fahrweise, da dann jede Entscheidung über Ein- und Ausspeisung bepreist wird. Dies hemmt die Flexibilität des Speichers. Seine Möglichkeiten, asynchron zur Einspeisung zu reagieren, werden eingeschränkt. Genau diese Fähigkeit zur Einspeiseverschiebung macht Speicher jedoch so wertvoll für das Energiesystem. Dies hat auch die BNetzA erkannt und im aktuell laufenden AgNes-Prozess die vormals angedachten Arbeitspreise aus dem Grundmodell für Erzeuger und Speicher gestrichen.
(f) provide locational investment signals; (g) provide appropriate incentives to system users for the reduction of peak load consumption, including through adding a capacity element to the tariff structure;	(f) Instrumente, mit denen im Rahmen der Netzentgelte lokale Anreize gesetzt werden können, sind zum einen der regionaldifferenzierte Baukostenzuschuss (BKZ) und zum anderen dynamische, regionale Netzentgelte. Letztere sind aus den oben genannten Gründen für Windenergie nicht sinnvoll. **Hingegen begrüßt der BWE die Möglichkeit, Netzentgelte als BKZ auszugestalten.** Dabei handelt

	es sich um ein einfach umzusetzendes Instrument mit wenigen Finanzierungsrisiken. Im Vergleich zu den anderen hier vorgeschlagenen Netzentgeltkomponenten birgt diese die geringsten Risiken für die Projektfinanzierung. Jedoch muss sichergestellt werden, dass die Ausgestaltung der Netzentgelte tatsächlich kostenreflexiv ist und keine Mehrfachbelastungen durch verschiedene Instrumente entstehen. Positiv formuliert: Ein Instrument sollte als ausreichend gelten, wenn damit Kostenreflexivität erzielt wird. Nur so wird eine maßvolle, sachgerechte Bepreisung erreicht.
(h) contain time-of-use elements to reflect the use of the network **for types of network use for which a cost-benefit analysis has demonstrated that such elements would significantly improve cost-efficiency, facilitate renewable energy generation and storage, and reduce greenhouse gas emissions;**	(h) Die verpflichtende Einführung von dynamischen Netzentgelten **bewertet der BWE klar negativ**. „Time-of-use elements“ können im Fall von Windenergie nachteilig sein, da diese, wie oben ausgeführt, dargebotsabhängig ist. Zusätzliche, nicht vorab planbare finanzielle Belastungen wirken sich sehr negativ auf die Finanzierbarkeit und die Finanzierungskosten aus. Diese Effekte wirken stärker negativ, als es eine damit erzeugte Steuerungswirkung positiv wirken könnte. Insbesondere sind dynamische Netzentgelte nur eines von mehreren verfügbaren Mitteln, um einen Anreiz zu netzdienlichem Verhalten zu setzen. Neben der Nutzung von Stromgebotszonen, die viele Mitgliedstaaten betreiben, stehen auch der marktbasierte Redispatch und lokale Kapazitätsmärkte als Instrumente zur Verfügung bzw. sind unionsrechtlich sogar vorgesehen, um marktbasierte Anreize zu netzdienlichem Verhalten zu setzen. Dynamische Netzentgelte sind ein vergleichsweise planwirtschaftliches und wenig präzises Instrument mit erheblicher, marktverzerrender Streuwirkung. Eine verpflichtende Nutzung dieses Instruments ist daher abzulehnen. Mit Blick auf Großbatteriespeicher sind Anreize zur netzneutralen Nutzung, wie sie dynamische Arbeitspreise vermitteln können, hingegen nicht von vornherein abzulehnen. Sie sollten jedoch unbedingt, wie im vorliegenden Entwurf teilweise vorgeschlagen, von
(i) not discriminate between system users connected at the distribution level and system users connected at the transmission level;	

	Verpflichtungen der Netzbetreiber in den Bereichen Digitalisierung und Netzausbau flankiert werden. Andernfalls besteht das Risiko, dass BESS-Betreibende übermäßig in die Pflicht genommen werden, einen sicheren, stabilen Netzbetrieb sicherzustellen, was Aufgabe der Netzbetreiber ist. Der **BWE regt daher die Streichung des Erfordernisses an** und schlägt als absolutes Minimum vor, den Normtext um ein Gebot zur Differenzierung zu erweitern (siehe Normvorschlag). Der BWE unterstützt hingegen dynamische Netzentgelte für Verbraucher, da sie Flexibilität anreizen. Sie können jedoch auch dann eingeführt werden, wenn keine undifferenzierte und allgemeine Verpflichtung des EU-Rechts dies erzwingt.
(j) not disincentivise effective and timely third-party access, aggregation, energy communities, self-generation, self-consumption, storage or the participation in demand response; (k) enable the integration of renewable energy through the development and facilitation of non-fossil-flexibility such as storage and demand response, as well as innovation, non-wire solutions, smart electricity grids and digitalisation;	(j) Der **BWE begrüßt** die Klarstellung, dass regionaler Verbrauch und Konzepte wie Energy Sharing nicht durch Netzentgelte behindert werden sollen. Diese können positive Auswirkungen auf das Netz entfalten. (k) Der **BWE begrüßt** die Konkretisierung in lit. k) gegenüber der bisherigen Vorgabe in lit. c), indem Flexibilitäten, Laststeuerung und Speicher als Mittel der Integration benannt werden. Das Ziel, mehr Erneuerbare Energien in das Netz zu integrieren, wird deutlich klarer widergespiegelt und zeigt, was tatsächlich nötig ist, um höhere EE-Quoten zu erreichen.
(l) enable the use of flexible connections, while ensuring this does not delay needed network reinforcements; (m) not impose specific network charges on individual transactions for cross-zonal trading of electricity;	(l) Der **BWE begrüßt**, dass die Nutzung von FCAs nicht gleichzeitig die Anreize zum Netzausbau beseitigen darf.

(n) ensure that network charges applicable to storage installations reflect any benefits created for the network and are limited to the costs that these installations create for the transmission or distribution networks**; and** **(o) ensure that the connection and system integration of data centres does not result in higher network charges for other system users.**	(n) Der **BWE begrüßt**, dass keine Überbelastung von Speichern erfolgen darf. (o) Der **BWE regt an**, den aus einer inoffiziellen Vorversion bekannten Buchstaben (o) wieder aufzunehmen. Auch wenn Rechenzentren grundsätzlich Verbraucher wie Industrie oder Gewerbe sind, können sie doch zu erheblichen Mehrkosten führen. Dies liegt an ihrem (hohen) Strombedarf, den damit verbundenen Investitionskosten und ihrer (geringen) Standortbezogenheit. Damit stellen Rechenzentren eine Sonderkategorie dar, die es rechtfertigt, Anreize zur Nutzung besonderer Opportunitäten (z. B. Ansiedlung von der Einspeisung geprägter Netzstränge, Nutzung von physischer Direktbelieferung) zu setzen.
(p) ensure sufficient grandfathering for renewable energy installations to ensure predictable conditions from an early project stage until at least the end of the typical refinancing period for such installations, which should not exceed 20 years.	(p) Der **BWE regt an**, eine Regelung zum Bestandsschutz aufzunehmen. Insbesondere bei Erneuerbarer Stromerzeugung sorgen gleichbleibende Investitionsbedingungen dafür, dass keine teuren Risikoaufschläge erforderlich sind, die die Systemkosten erheblich steigern können. Angesichts der anstehenden Investitionen in Milliardenhöhe in EE-Anlagen und Netze ist ein günstiger Investitionsrahmen zentral für die Wirtschaftlichkeit des Energiesystems. Er stellt zudem einen zentralen Standortvorteil Deutschlands und der Europäischen Union dar, der in Form des ohnehin grundrechtlich gebotenen Bestandsschutzes hier als verbindliches Kriterium Niederschlag finden sollte. Eine Anlehnung an den Refinanzierungszeitraum und ein Höchstmaß von 20 Jahren sichern den Bestandsschutz dagegen ab, übermäßige Vorteile zu gewähren.

3. Special tariff regimes may apply to specific categories of system users, such as energy-intensive industries or data centres and energy communities, provided that the regulatory authorities can demonstrate that the consumption profile of the users in question has a proportionally lower or higher impact on the overall cost of the transmission or distribution network and that the principle of cost-reflectivity is respected.	3. Der **BWE begrüßt**, dass Sonderregelungen für bestimmte Verbraucherkategorien möglich sind. Wenn die Datenlage Netzentlastung anzeigt, sollten darunter auch Direktbelieferungskonstellationen und Kundenanlagen fallen. Wenn die Anforderung unter (o) nicht wieder aufgenommen wird, dürfte die Differenzierung nach Lastprofil aber nicht ausreichen, um zwischen Datenzentren und anderen Verbrauchern zu differenzieren, da Datenzentren hier keine großen Auffälligkeiten zeigen dürften. Hoher absoluter Strombedarf und geringe Standortgebundenheit dürften brauchbarere Kriterien sein. Die vom Ergebnis her geregelte gestrichene Anforderung (o) war hierbei durchaus elegant, da sie offenließ, wie dieses Ziel erreicht wird.
4. Member States may partially cover network costs through State funds to lower the overall amount of network charges billed to system users provided that the following requirements are met: (a) the State funds to transmission or distribution system operators are provided in a non-discriminatory manner, without selectively favouring, directly or indirectly, specific categories of system users; (b) the provision of State funds **~~does not undermine any~~ provides additional** incentives to system operators for the efficient operation and development of the network and to system users to adjust their consumption to lower the overall costs of the transmission and distribution systems; (c) the State funds are temporary, and cover only the additional costs resulting from measures to accelerate decarbonisation, electrification of production processes and market integration; (d) the provision of State funds is not to the detriment of competition or the effective functioning of the internal market for electricity.	4. Der **BWE begrüßt** die staatliche Förderung von Netzentgelten, da dies eine schnellere Elektrifizierung unterstützen kann. Allerdings fördert eine staatliche Fördermöglichkeit nicht die Planungssicherheit für Vorhabenträger, denn zur Vorhersehbarkeit der Netzentgelte trägt die Möglichkeit der Zuschüsse nicht generell bei. (b) Der **BWE regt an**, die Anreize für eine staatliche Förderung noch ambitionierter auszugestalten. Fördermittel sollten nur fließen dürfen, wenn es dafür tatsächliche Verbesserungen gibt.

This paragraph is without prejudice to the right of Member States to notify under applicable State aid rules measures aimed to reduce energy costs, including network charges, for specific categories of users while preserving incentives provided to system users to choose their location and adjust their consumption to lower the overall costs of the transmission and distribution systems.	Der **BWE begrüßt** die Klarstellung, dass Mitgliedstaaten neben den Vorgaben in Absatz 4 UAbs. 1 noch weitere Fördermöglichkeiten für bestimmte Nutzerkategorien vorsehen und beihilferechtlich genehmigen lassen können. Die Kriterien der Standortwahlfreiheit und Verbrauchssenkung, um Kosten insgesamt zu senken, sind sinnvoll und angemessen. Mitgliedstaaten sind angehalten diese Spielräume sinnvoll zu nutzen.
5. From *[first day of the month of entry into force plus 13 months]*, regulatory authorities shall ensure the transparency of the methodologies, parameters and values used to determine or approve the costs that are to be recovered by transmission and distribution system operators. From that date, regulatory authorities shall publish, or require that the relevant transmission system operators or distribution system operator publishes **annually**, at least the following information:	5. Der **BWE begrüßt** die erweiterten Transparenzpflichten für die BNetzA und Netzbetreiber. Allerdings sollten die Informationen jährlich veröffentlicht und um weitere Daten, wie Aufschlüsselung der reinvestierten Gewinne und ausgeschüttete Gewinne, ergänzt werden.
(a) transmission infrastructure costs, such as capital expenditure, including return on capital and depreciation, and operational expenditure;	
(b) distribution infrastructure costs, such as capital expenditure, including, return on capital and depreciation, and operational expenditure;	
(c) costs of transmission losses **and their projected development over the following 5, 10, 15 and 20 years**;	(c)/(d) Diese Informationen über einen Zeitraum von 20 Jahren sind für Projektierer wichtig für die Finanzierung der Projekte, da diese Vorhersage analog zur Laufzeit der EEG-Förderung erfolgen würde. Die im AgNes-Zwischenstand angekündigten Kapazitätsentgelte beziehen sich (aufgrund europäischer Vorgaben) insbesondere auf die Kosten der Netzbetreiber für Regel- und Verlustenergie. Deren Höhe ist somit entscheidend für die Wirtschafltichkeitsberechnung von EE-Anlagen, sodass ein gewichtiger Grund für die Veröffentlichung dieser Prognosedaten gegeben ist.
(d) costs of distribution losses **and their projected development over the following 5, 10, 15 and 20 years**;	
(e) costs of metering services;	
(f) costs of withdrawing or injecting reactive power outside the allowed limits; and	

(g) costs of system operators purchases of ancillary services and congestion management services, including re-dispatching costs~~,~~; **(h) earnings reinvested in grid assets, research and development, and the operation, maintenance and expansion of the grid;** **(i) earnings distributed to the grid operator's shareholder or of affiliated undertakings in the form of dividends or other profit distributions;** **(j) newly installed and total installed renewable energy generation capacity;** **(k) newly installed and total installed energy storage capacity.** **(l) the cost of redispatch measures, the network elements at which such measures were carried out, and the amount and share of total electricity generation affected by such measures. This information should be provided separately for each type of electricity generation and consumption, including wind and solar generation.**	(h)/(i) Die Erlösobergrenze der Netzbetreiber ist gesetzlich festgelegt, da es sich bei den Netzen um natürliche Monopole handelt und übermäßige Gewinne, insbesondere solche, die nicht in den Netzbetrieb reinvestiert werden, eine ineffiziente Verwendung der staatlich erhobenen Netzentgelte bedeuten. Zur Sicherstellung der Effektivität der eingesetzten Netzentgelte kann eine Aufschlüsselung der Gewinne in reinvestierte vs. ausgeschüttete Gewinne sinnvoll sein. An der Effektivität der Anreizregulierung und der Angemessenheit der im Netzbetrieb erzielten Gewinne bestehen nämlich starke Zweifel, wie der Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. (BNE) in seiner Studie zur Eigenkapitalrendite der Verteilnetzbetreiber dargestellt hat.[4] Dass die Studie mit dem Argument kritisiert wurde, die tatsächlich relevanten Daten würden nicht öffentlich vorliegen, spricht dabei eine besorgniserregende Sprache. Die Veröffentlichungspflichten können dazu beitragen, dass die Öffentlichkeit in Zukunft besser über die Verwendung ihrer Abgaben informiert ist. (j) Die EE-Integrationsleistung ist eine wichtige Kennzahl, um die regional ungleiche Herausforderung der Netzbetreiber mit der Anbindung neuer EE-Kapazitäten abzubilden. (k) Die Ausführungen unter (j) gelten auch für die Energiespeicher. (l) Redispatch-Maßnahmen betreffen einen immer größeren Teil der Erneuerbaren-Erzeugung. Zum Ziel einer besseren Synchronisierung von EE- und Netzausbau kann eine umfassende Transparenz über das Redispatch-Geschehen einen Beitrag leisten.

[4] BNE (2026): Verteilnetzbetreiber im Renditehoch: Warum das deutsche Netzentgeltregime Stromkunden Milliarden kostet

Regulatory authorities shall furthermore publish **annually** at least the following information, or shall require its publication by the relevant transmission or distribution system operator: (a) the assessment underlying the detailed transmission and distribution tariff methodologies; (b) the cost categories and the amounts of such costs recovered by each type of tariff they apply; (c) where applicable, the amount of network charges covered through State funds or other public funds pursuant to paragraph 4 and their share of the total network charges; (d) the annual transmission and distribution tariff values for each system user group; (e) any studies relied upon for the available choices for tariff design; (f) any special tariff regimes provided to system users together with a justification for those regimes; (g) the performance indicators as regards the efficient operation and development of the network referred to in paragraph 2, point (a). The information referred to in this paragraph shall be made available in a freely accessible, downloadable and read-only format and, to the extent possible, in one or more commonly understood languages, while preserving the confidentiality of commercially sensitive information.	Wie bei den Transparenzpflichten in Abs. 5 ausgeführt, sollten auch diese Informationen jährlich veröffentlicht werden.

6. Prior to fixing or approving the applicable tariff methodologies in accordance with Article 59(1), point (a), of Directive (EU) 2019/944, regulatory authorities shall carry out one or more public consultations on the relevant draft methodologies.	6. Der **BWE begrüßt**, dass die betroffene Öffentlichkeit der Netzentgelte mindestens einmal beteiligt werden muss. In Deutschland wird dies im AgNes-Prozess bereits erfolgreich praktiziert.
7. ACER shall assist regulatory authorities in determining performance indicators in accordance with paragraph 2, point a), and shall carry out an efficiency comparison among transmission system operators, and their costs, considering those indicators. The regulatory authorities and the transmission system operators shall provide ACER with all the data necessary for that comparison. By *[first day of the month of entry into force plus 25 months]* and every four years thereafter, ACER shall publish a report with the efficiency comparison among transmission system operators and their costs set out, while protecting commercially sensitive data. Regulatory authorities shall carry out the efficiency comparison among distribution system operators in their respective jurisdictions, and their costs, insofar as there is more than one distribution system operator and taking into account national specificities. The relevant distribution system operators shall provide regulatory authorities with all the data necessary for that comparison. By *[first day of the month of entry into force plus 37 months]* and every four years thereafter, regulatory authorities shall publish a report building on the results of national efficiency comparison among distribution system operators and their costs.	7. Der **BWE begrüßt**, dass die BNetzA nun einen Vergleichsbericht zur Effizienz von Verteilnetzbetreiber veröffentlichen soll.
8. ACER shall by *[first day of the month of the entry into force plus 25 months]* provide a best practice report on transmission and distribution tariff methodologies while taking account of national specificities. That best practice report shall address at least the following:	

(a) the ratio of tariffs applied to producers and tariffs applied to final customers; (b) the costs to be recovered by tariffs; (c) time-differentiated network tariffs; (d) locational signals; (e) the relationship between transmission tariffs and distribution tariffs; (f) methods, to be determined after consulting relevant stakeholders, to ensure transparency in the setting and structure of tariffs, including anticipatory investment, that are in line with relevant Union and national energy objectives and taking into account the acceleration areas as established in accordance with Directive (EU) 2018/2001; (g) groups of network users subject to tariffs including, where applicable, the characteristics of those groups, forms of consumption, and any tariff exemptions; (h) losses in high, medium and low-voltage grids; (i) incentives for efficient investment in networks, and for efficient use of the existing network, including resources providing flexibility and flexible connection agreements, and use of non-wire, digital and smart solutions. ACER shall update the best practice report at least once every two years. 9. Regulatory authorities shall duly take the best practice report into consideration when fixing or approving transmission tariffs and distribution tariffs or their methodologies in accordance with Article 59 of Directive (EU) 2019/944.’;	

Article 18a Smart electricity grid indicators and innovation 1. Regulatory authorities shall promote the deployment of non-wire, smart and digital solutions, whenever such technologies and solutions efficiently enhance the usable capacity, flexibility and reliability of electricity transmission and distribution networks, via regulatory incentives pursuant to Article 18 as well as by considering those solutions with priority under the network development plans pursuant to Articles 32 and 51 of Directive (EU) 2019/944. 2. By [*first day of the month following 12 months after the date of entry into force of this Regulation*], ACER shall, in close cooperation with the Commission, the ENTSO for Electricity, the EU DSO entity and relevant stakeholders, issue a recommendation addressed to regulatory authorities on smart electricity grid indicators to measure the uptake and performance of smart and innovative grid technologies and digital solutions in transmission and distribution networks. Transmission system operators and distribution system operators shall provide, or ensure the provision of, the data requested for that purpose to the regulatory authorities and to ACER. This data shall not include any personal data. 3. At least every three years after the publication of ACER's recommendation referred to in paragraph 2, ACER shall publish a Union-level progress report assessing the development and uptake of smart electricity grid solutions and the efficient use of electricity infrastructure, based on the indicators referred to in paragraph 2 of this Article and on national reports under Article 59(l) of Directive (EU) 2019/944. ACER's report shall identify best practices and, where	Der **BWE begrüßt**, dass die BNetzA den Einsatz von non-wire, intelligenten und digitalen Lösungen (sog. NOXVA-Prinzip) durch regulatorische Anreize gemäß Artikel 18 sowie durch die vorrangige Berücksichtigung dieser Lösungen in den Netzentwicklungsplanen fördern soll. Dadurch können Netzkapazitäten besser genutzt werden, ohne dass ein zusätzlicher Ausbau erforderlich ist. Insbesondere kann so Energie aus Erneuerbaren Energiequellen vollständig eingespeist werden. Dies ist auch eine Forderung aus der BWE-Beschleunigungsagenda.[5]

[5] BWE Beschleunigungsagenda 03/2026

appropriate, recommend further measures to the regulatory authorities and the Commission. 4. Transmission system operators and distribution system operators shall manage and exchange grid data to enable the development, deployment and effective use of smart electricity grids in order to ensure the efficient, secure and flexible operation of the electricity system. For that purpose, they shall cooperate, including via establishing data sharing agreements, to make use of electricity grid data in a harmonised manner. They shall do so in compliance with chapter III of Regulation (EU) 2023/2854 of the European Parliament and of the Council*. Where electricity grid data falls within the scope of Chapter II of Regulation (EU) 2023/2854 of the European Parliament and of the Council*, that Chapter shall apply. They shall also develop and operate state-of-the arts digital data-driven solutions to support the monitoring, optimisation and coordination of network operation, including the integration of demand response, renewable energy sources and non-fossil flexibility. Personal data shall be shared only when anonymised data are not sufficient for the objective pursued. 5. By [*first day of the month following 12 months after the date of entry into force of this Regulation*] transmission system operators and distribution system operators shall, in cooperation with other system operators through a coordinated arrangement jointly facilitated by the ENTSO for Electricity and the EU DSO entity, establish a voluntary secure electricity grid data exchange framework. That framework shall enable the lawful, secure and controlled reuse of data for research and innovation public-interest purposes of developing, testing, integration and deployment of state-of-the arts technologies support-	Der **BWE begrüßt** die Standardisierung und Anwendung des NOXVA-Prinzips.

ing the efficient and safe grid operation and optimisation. In applying the provisions in this paragraph, the transmission system operators and distribution system operators shall: (a) ensure compliance with confidentiality and security requirements; (b) cooperate with relevant European stakeholders, including research and technology organisations and industrial solutions providers to consolidate in expertise, data and digital resources; (c) allow the use of the developed state-of-the arts solutions, by all European transmission and distribution system operators filing a request via the coordinated arrangement of the ENTSO for Electricity and the EU DSO entity; The ENTSO for Electricity and the EU DSO entity shall, in close cooperation with those transmission system operators and distribution system operators wishing to establish the coordinated arrangement, draw up, and communicate to the Commission, the following: (a) governance, decision-making rules and rules of participation of transmission system operators and distribution system operators, including those joining at a later stage, the allocation of roles and responsibilities, intellectual property management and the means of accessing the developed state-of-the arts solutions; (b) technical and operational measures to comply with relevant energy, cybersecurity and data legislation, in particular Regulation (EU) 2023/2854 , Regulation (EU) 2016/679 and Regulation (EU) 2024/1689 of the European Parliament and of the Council**;	

(c) safety and cybersecurity measures to ensure the safe integration of developed solutions within the internal processes and operations of transmission and distribution system operators; (d) technical and operational measures to ensure the operation, maintenance and updates of the digital tools resulting from the data exchange framework throughout their overall lifecycles towards deployment and operational integration into the grid; (e) common frameworks for testing, benchmarking and validation of outputs. The Commission shall deliver an opinion on the elements communicated pursuant to points (a) to (e) within six months from the day of the receipt of the information. Where these elements concern processing of personal data, the Commission shall consult the European Data Protection Supervisor. The ENTSO for Electricity, the EU DSO entity and the transmission system operators and distribution system operators concerned shall take utmost account of that opinion when establishing and implementing the coordinated arrangement. The ENTSO for Electricity and the EU DSO entity shall inform the Commission how that opinion has been taken into account. All transmission system operators and distribution system operators engaged in the coordinated arrangement shall, upon the adoption of implementing acts by the Commission pursuant to Article 61(5), point (b), fully comply with the technical, operational, cybersecurity, and transparency requirements set out therein. This requirement does not affect the voluntary nature of participation.	
Article 18b Smart metering systems 1. Member States shall ensure the deployment in their territories of smart metering systems covering at least 50 % of all final customers by 31 December	Der **BWE begrüßt** die festen Quoten für den Einbau von Smart Metern bis Ende 2030 bzw. 2033.

2030 and 75 % of all final customers by 31 December 2033. Where a Member State's deployment level is below 30 % at the date of entry into force of this Regulation, the deadline for the 50 % target shall be 31 December 2031 and the deadline for the 75% target shall be 31 December 2034. The functionalities of these smart metering systems shall meet the requirements set out in Article 20 of Directive (EU) 2019/944. 2. For the purposes of Directive (EU) 2019/944, any reference to a cost-benefit assessment in relation to the deployment of smart metering systems shall be understood as applying exclusively to deployment beyond the 75 % coverage level referred to in paragraph 1 of this Article.	
Article 18c Electricity taxation 1. Member States shall promote the uptake of electricity as an energy source by adopting a supporting taxation framework. 2. Member States shall apply a tax differential on the excise duties regulated under Council Directive 2003/96/EC*** between electricity and natural gas, such that electricity is taxed at a rate that is not higher than the rate applied to natural gas, in accordance with the principle set forth in paragraph 1. ~~The Commission may, upon a duly justified request from a Member State, based on specific national circumstances, including in view of the fiscal situation of the Member State, authorise that Member State, by means of an implementing act, to defer the application of the first subparagraph until a point in time which strikes a balance between the specific national circumstances concerned and the need to reach the Union's electrification objectives.~~	Der **BWE begrüßt** die differenzierte Besteuerung von Strom und Gas, sodass Strom nicht mehr stärker besteuert wird als Gas. Dies unterstützt Mitgliedsstaaten bei der Elektrifizierung weiterer Sektoren (Wärme, Energie) und trägt zum erklärten Ziel der EU bei, Verbrauchende von hohen Stromkosten zu entlasten. Der **BWE kritisiert** die Möglichkeit, von dieser Regel abzuweichen. Auch wenn die Ausnahme durch die Kommission genehmigt werden muss, enthalten die Voraussetzungen unbestimmte Rechtsbegriffe, die der Kommission viel Auslegungsspielraum geben. Satz 2 sollte daher gestrichen werden.

3. Electricity supplied to energy intensive businesses as defined in Article 17)1), point (a), of Directive 2003/96/EC shall be deemed to meet the requirements in paragraph 4 of that Article.	
Article 18d Grid connection measures in case of network congestion 1. In order to provide market participants with access to the transmission and distribution networks pursuant to Article 3, point (q), in case of scarcity in the available grid capacity, regulatory authorities may approve measures to ~~deter speculative requests for connection to the grid~~, ensure sufficient maturity of projects requesting grid connection and prioritise categories of system users such as public sector, social services, energy communities, households, small and medium enterprises, data centres**, renewable energy installations**, energy intensive industries or market participants in the transport sector as well as set conditions to allow prioritising users within a specific category as necessary, based on objective, transparent and non-discriminatory criteria. These criteria may consider the impact of potential projects on solving network congestion as well as economic, environmental and social benefits.	Der **BWE begrüßt grundsätzlich** die in Artikel 18d gezeigte Absicht, die Netzauslastung zu verbessern. Die Rolle der Netzanschlüsse sollte dabei nicht überschätzt werden, da Einschränkungen hier bisher eher gering waren. In privaten und öffentlichen Planungsvorhaben werden sie daher bisher nicht in dem Maß ihrer neuen Bedeutung berücksichtigt. Dies kann, angesichts der geringen Rechtsförmlichkeit der zahlreichen Netzanschlussverfahren, zu erheblichen Auswirkungen auf die Investitionsbedingungen und Kosten für Vorhaben in und außerhalb der Energiewirtschaft führen. Gleichzeitig müssen knappe Ressourcen auch auf dieser Ebene verteilt werden. Wichtig ist das Bewusstsein, dass mangelnde Anschlusskapazität nicht dasselbe ist wie mangelnde Transportkapazität. Zudem wurden zahlreiche „low-hanging-fruits“ im Bereich der Modernisierung des Netzmanagements von vielen Netzbetreibern noch nicht umgesetzt. Der **BWE übt starke Kritik** an der Ausgestaltung des Vorschlags zum Reservierungsmechanismus der Kommission. Zum einen ist unklar, was unter „speculative requests for connection to the grid” zu verstehen ist. Zum anderen ist fraglich, welche Maßnahmen für das Ziel hinreichender Projektreife als verhältnismäßig zu bewerten wären. Die Formulierung verursacht Unsicherheit, was darunter zu verstehen ist und wirkt eher wie ein Drohinstrument. Eine solche Vorgabe würde Netzbetreibern großen Spielraum für Missbrauch geben, gerade weil sie in Deutschland finanzielle Anreize haben, EE-Anschlüsse in „vollen“ Netzen auszubremsen. Gleichzeitig verfügen regelmäßig nur sie über die Daten, auf

When applying the measures pursuant to the first subparagraph, regulatory authorities shall consider the differences between different voltage levels and the nature of the use of the network, such as electricity injection or withdrawal. They may approve or implement additional incentives for renewable generation capacity or energy storage facilities located at points in the network where such capacities or facilities are expected to reduce network congestion, including locations in proximity to centres of electricity demand.	deren Grundlage die BNetzA eine Maßnahme genehmigen oder verweigern kann, sodass eine regulatorische Kontrolle nur eingeschränkt möglich ist. Der **BWE regt an,** die Erneuerbaren Energien als Kategorie der zu priorisierenden Nutzer aufzunehmen. Um die Energie- und Klima- sowie nun auch die neuen Elektrifizierungsziele zu erreichen, müssen EE-Anlagen priorisiert ans Netz angeschlossen werden. In § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG wird dieser Vorrang national bereits abgebildet und ist essenziell. **Der BWE schlägt vor,** die Netztransparenz und eine unverbindliche, digitale Auskunft über vorhandene, reservierte und geplante (Netzausbau-) Kapazitäten zu fördern. Erst dann kann ein Reservierungsmechanismus mit Reifegradprinzip greifen und spekulative bzw. Mehrfachanfragen obsolet machen. Zudem **schlägt der BWE vor,** einen Unterabsatz in Absatz 1 zu ergänzen (siehe linke Spalte). Bei Netzengpässen ist es notwendig, zwischen den verschiedenen Spannungsebenen zu differenzieren, da die netztechnischen Herausforderungen selbst, und damit die nötigen Lösungen, je nach Spannungsebene variieren. So sind lastdominierte Engpässe häufig auf niedrigeren Netzebenen relevant, während große Erzeuger die mittleren Netzebenen prägen und überregionale Effekte sowie Offshore Erzeugung die höchste Spannungsebene besonders betreffen. Weiterhin sollte differenziert werden, ob in Netzengpassgebieten eingespeist oder aus dem Strom bezogen wird, weil Strombezug Erzeugungsspitzen abfängt und umgekehrt Einspeisung lastdominierte Engpässe entschärft. Die Herausforderungen liegen also im Allgemeinen darin, beide Aspekte zusammenzubringen. Ohne Differenzierung zwischen den verschiedenen Netznutzungen kann dies jedoch nicht angereizt werden. Darüber hinaus sollten Regulierungsbehörden Anreize schaffen, damit Netzengpässe durch den Einsatz Erneuerbarer Energien oder Speicherkapazitäten an bestimmten Orten reduziert werden. So können Netzengpässe beseitigt und Signale zur netzdienlichen Ansiedlung

	von Erneuerbaren gesetzt werden. Negativanreize beeinträchtigen häufig die Planbarkeit und erhöhen über Risikoaufschläge die EE-Förderbedarfe unverhältnismäßig. Positivsignale können dagegen leichter integriert werden und haben trotzdem die Chance, über sinkende Förderbedarfe und damit Zuschläge, letztlich aus staatlicher Sicht kostenneutral zu sein. Positivanreize für Erzeuger und Speicher können somit helfen, lastdominierte Netze zu entlasten.
2. Member States and regulatory authorities shall ensure that other relevant measures to address insufficient grid capacity are applied, including use of non-wire, smart and digital solutions pursuant to Article 18a, flexible connection agreements pursuant to Article 6a of Directive (EU) 2019/944, ~~**and**~~ cross-sectorial network planning with involvement of stakeholders pursuant to Article 55 of Regulation (EU) 2024/1788 and Article 51 of Directive (EU) 2019/944**, and reinforcement of the grid in line with current and anticipated overall demand.**	Der **BWE begrüßt**, dass die Mitgliedstaaten und die Regulierungsbehörden aufgefordert sind, andere Maßnahmen zu ergreifen, um die unzureichende Netzkapazität zu beheben. Der **BWE regt an,** die Ertüchtigung des Netzes als weitere zu ergreifende Maßnahme zu ergänzen. Eine entsprechende Formulierung findet sich bereits in der Position des Europäischen Parlaments zu Artikel 17 der Richtlinie (EU) 2018/2001 im „Grids Package“. Ertüchtigungen des Netzes können Netzengpässe beseitigen, sodass Anlagen vollständig einspeisen können und FCAs obsolet werden.

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

iStock, carolecastelli

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Der Bundesverband WindEnergie e. V. ist als registrierter Interessenvertreter im Transparenzregister der Europäischen Union unter der Registernummer REG 554370792670-41 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie hier.

Der Bundesverband WindEnergie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002154 eingetragen.
Den Eintrag des BWE finden Sie hier.

Ansprechpersonen

Quintus von Roedern | Referent Europapolitik | q.vonroedern@wind-energie.de

Autor*innen in alphabethischer Reihenfolge

Laura Sophie Hemper | Justiziarin
Janna Hilger | Fachreferentin Speicher und Flexibilitäten
Hannes Moser | Justiziar
Quintus von Roedern | Referent Europapolitik
Tristan Stengel | Fachreferent Netze

Datum

18. August 2026