LichtBlick

Stellungnahme der LichtBlick SE zum Eckpunktepapier Regulierungsrahmen für ÜNB

Die GBK hat am 05.03.2025 ein Eckpunktepapier zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlicht. Am 10.04.2025 fand ein Workshop dazu statt. Zu den dort geführten Diskussionen nehmen wir wie folgt Stellung:

A. Antrag auf Beiladung

Wir beantragen,

> uns gemäß § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG zum Verfahren zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber (GBK-25-01-1#2) beizuladen.

Begründung:

Unsere Interessen werden durch die Entscheidung zur Festlegung eines Regulierungsrahmens für Übertragungsnetzbetreiber erheblich berührt i. S. v. § 66 Abs. 2 Nr. 3 EnWG.

1. Wirtschaftliche Tätigkeit

Wir sind ein bundesweit tätiger unabhängiger Strom- und Gasanbieter. Bundesweit versorgen wir rund 1 Million Kunden mit Strom und Gas bei einem jährlichen Gesamtumsatz von über 1,64 Mrd. EUR (2023/2024).

2. Erhebliche Interessensberührung

Unsere Interessen werden durch den Ausgang des Festlegungsverfahrens erheblich berührt.

Der Begriff der Interessen ist weit zu verstehen. Erfasst werden nicht nur rechtliche, sondern auch wirtschaftliche Interessen am Verfahrensausgang.

Ausreichend ist eine erhebliche, also spürbare mittelbare Interessenberührung, eine unmittelbare Betroffenheit ist nicht notwendig (OLG Düsseldorf, Urt. v. 02.10.2009, Az.: VI-3 Kart 6/08, Juris Rn. 42; OLG Düsseldorf, Urt. v. 07.04.2006, Az.: VI-3 Kart 161/06 (V), 3 Kart 161/06 (V), Juris Rn. 12). Insbesondere Nutzer und Kunden von Versorgungsnetzen sind durch Entscheidungen über die Höhe von Netznutzungsentgelten erheblich betroffen (OLG Düsseldorf, Beschl. v. 02.11.2006, Az.: VI-3 Kart 165/06 (V), 3 Kart 165/06 (V), Juris Rn. 12).

Der BGH hat bereits mit Beschluss vom 09.07.20219, EnVR 5/2018, entschieden, dass hinsichtlich der Unternehmen, die ein Stromnetz nutzen wollen, eine unmittelbare wirtschaftliche Betroffenheit besteht, soweit es um die Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes für eine Regulierungsperiode geht.

Dies gilt entsprechend auch für das vorliegende Festlegungsverfahren, welches den Regulierungsrahmen für Übertragungsnetzbetreiber betrifft.

Wir sind in erheblichem Umfang Kundin und Netznutzerin von Stromnetzen. Allein im Jahr 2023 haben wir Entgelte für die Nutzung der Elektrizitätsnetze in Höhe von ca. knapp [redacted] Mio. EUR gezahlt. Diese wirtschaftliche Belastung begründet die erhebliche Interessenberührung.

Wir haben bereits in diversen Festlegungsverfahren aus der Perspektive eines Netznutzers zu den verschiedenen Entwürfen Stellung genommen und können auch weiterhin einen sinnvollen Beitrag zur Entscheidungsfindung leisten.

Falls Sie weitere Informationen benötigen, lassen Sie uns dies bitte wissen.

Dieses Schreiben enthält Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Wir übermitteln gesondert eine um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereinigte Fassung.

B. Zum Eckpunktepapier

Nachfolgend nehmen wir zum Eckpunktepapier und den Diskussionen im Workshop vom 10.04.2025 Stellung. Soweit bereits weitere Workshops terminiert bzw. angekündigt wurden, behalten wir uns ausdrücklich weiteren Vortrag vor.

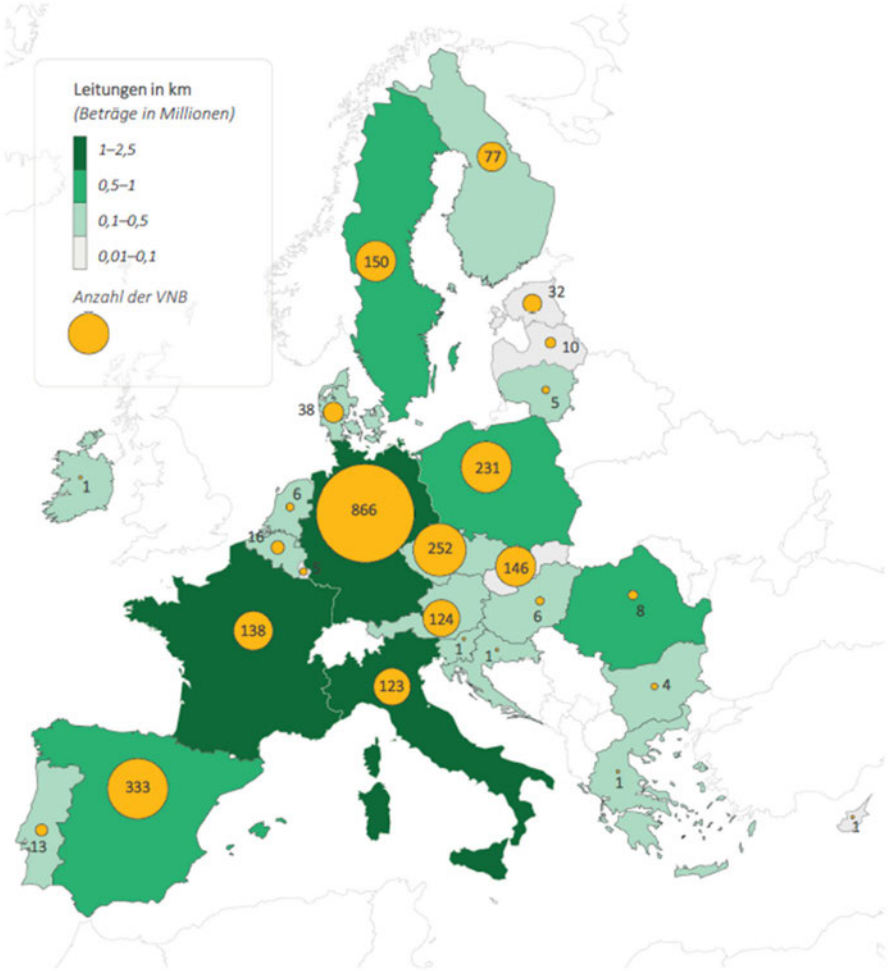
I. Gemeinsame Bewirtschaftung reduziert Netzkosten deutlich

Ein wesentliches Instrument zur Senkung der Netzkosten bleibt nach wie vor ungenutzt.

LichtBlick hat bereits vorgetragen, dass aufgrund der extremen Kleinteiligkeit der deutschen Verteilernetze enorme Ineffizienzen bestehen - ein Gutachten hat die Mehrkosten bereits im Jahr 2010 mit 5 Mrd. € pro Jahr beziffert, vgl. Stellungnahmen vom 29.02.2024 (NEST Eckpunkte, S. 1 ff.), 30.08.2024 (StromNEF, lfd. Nr. 4) und 28.03.2025 (RAMEN).

Wie absurd diese Kleinteiligkeit im europäischen Vergleich ist, zeigt die nachfolgende Grafik:

Abbildung 5 – Die größte EU-Infrastruktur: Stromnetze und Betreiber (2024)



Quelle: Europäischer Rechnungshof auf Grundlage von EU-VNBO, "Map the Green Deal's drivers: Distribution grids across the EU" (2024), sowie von Angaben der nationalen Regulierungsbehörden.

Von den insgesamt über 2.500 VNB in Europa sind allein ca. 33 % in Deutschland tätig.

Auch im Hinblick auf die Übertragungsnetze leistet sich Deutschland eine kleinteilige Netzstruktur mit vier Übertragungsnetzbetreibern. Dies ist im europäischen Vergleich ebenfalls einmalig:

In Europa gibt es in der Regel lediglich *einen* Übertragungsnetzbetreiber pro Land, lediglich in Österreich gibt es *zwei* Übertragungsnetzbetreiber.[1]

Kein anderes Land in Europa verfügt somit über eine derart ineffiziente Netzstruktur wie Deutschland. Dementsprechend ist es auch nicht verwunderlich, dass Deutschland regelmäßig die Rangliste der Länder mit den höchsten Strompreisen anführt.

Es ist schlicht nicht nachvollziehbar, weshalb es vier separater Übertragungsnetze und 866 VNB allein im Bereich Strom bedarf. Aufgrund der unterschiedlichen Standards verzögern sich z.B. regelmäßig Anschlüsse von EE-Anlagen. Die Kleinteiligkeit der deutschen Netze ist nicht nur mit überhöhten Kosten verbunden, sondern bremst auch den dringend erforderlichen Netzausbau, den Smart-Meter-Rollout sowie Innovation und Digitalisierung aus.

Fasst man die vier Übertragungsnetze zu einer einheitlichen Regelzone zusammen und steuert diese zentral mit einheitlichen Standards, würde dies massive Einsparungen bei Netzkosten ergeben.

Die Einsparpotentiale bei den Verteiler- und Übertragungsnetzen belaufen sich nach internen Berechnungen auf 8 - 10 Mrd. € pro Jahr[2].

Eine weitere Option für eine Reduzierung der Netzkosten wäre eine zeitliche Streckung der Netzkosten analog zur Wasserstoffinfrastruktur. Die Kosten würden in zeitlich spätere Phasen mit höherem Stromverbrauch verlagert.

II. Wechsel von Budget-Prinzip zu Cost-Plus-Regulierung

Der Wechsel vom Budget-Prinzip der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zur Cost-Plus-Regulierung ist aus Sicht der Netznutzer grundsätzlich kritisch zu bewerten. Dies liegt insbesondere daran, dass in diesem System keine Effizienzvorgaben mehr erfolgen und somit Anreize für Effizienzmaßnahmen fehlen. Dies wurde auch von der Vereinigung der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) im Workshop vom 10.04.2025 vorgetragen.

Es ist daher elementar, Effizienzanreize zu setzen.

Der Verzicht auf einen TOTEX-Effizienzvergleich ist nicht sachgerecht. Praktikabilitätserwägungen, wie etwa Schwierigkeiten bei der Kostenvergleichbarkeit sowie der Bewertung des Anlagevermögens, sind kein taugliches Kriterium für den Verzicht auf einen Effizienzvergleich.

Ein Effizienzvergleich ist sowohl für die Betriebskosten (OPEX) als auch für die Investitionskosten (CAPEX) durchzuführen und nicht nur in Bezug auf Teilkosten. Aufgrund europarechtlicher Vorgaben ist dies zwingend und kann nicht nach Gutdünken ausgesetzt werden.

Ungeachtet dessen sind Ermächtigungsgrundlagen für eine vertiefte Prüfung zur Gewährleistung der Effizienz im Interesse der Netznutzer zwingend geboten. Die GBK hat insoweit im Eckpunktepapier verschiedene Anreizelemente vorgeschlagen.

Ein Partialbenchmark ist zentral für die Begrenzung der Kosten auf ein effizientes Maß und daher entgegen der ÜNB auf jeden Fall anzuwenden. Es geht nach ständiger Rechtsprechung des BGH nicht darum, allein den Interessen der Netzbetreiber an einer möglichst hohen EOG nachzugeben.

[1] *Quelle: Liste der Mitglieder ENTSO-E, abrufbar unter https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/.*
[2] *https://www.lichtblick.de/energiepolitik/.*

Vielmehr sind auch die Interessen der Netznutzer an möglichst günstigen Netzentgelten zu berücksichtigen. Darüber hinaus ermöglicht der Partialbenchmark den ÜNB eine systematische Analyse der Kostenstruktur und deckt somit bestehende Ineffizienzen und Möglichkeiten der Prozessoptimierung auf.

Die Einführung einer Prozesskostenrechnung ist zu begrüßen, da sie die Analyse und Bewertung von Kosten im Kontext operativer Prozesse ermöglicht. Dies ermöglicht etwa die Identifikation von Kostentreibern und Effizienzpotentialen und wirkt tendenziell in die Zukunft.

Eine output-orientierte Regulierung für einzelne Sachverhalte ist ebenfalls sinnvoll, da sie Anreize für künftiges Verhalten setzt. Insbesondere werden eine dauerhafte Bestrebung nach Verbesserungen sowie Kosteneffizienz und ein beschleunigter Netzausbau angereizt. Nach zutreffender Feststellung der GBK ist die output-orientierte Regulierung am ehesten geeignet, Wettbewerb zu simulieren.

Im Interesse der Rechtsklarheit plädieren wir dafür, alle drei Instrumente nicht nur in die Methodenfestlegung, sondern schon in die Rahmenfestlegung für die ÜNB aufzunehmen und auch anzuwenden. Hierbei handelt es sich um ein wesentliches Element der künftigen Regulierung der ÜNB und sollte daher bereits in der Rahmenfestlegung verankert werden.

Die GBK plant, die Systemdienstleistungen mit Bonus-/Malus-Regelungen fortzuschreiben und weiterzuentwickeln, was zu begrüßen ist.

Eine Evaluierung des neuen Systems ist zwingend erforderlich. Diese sollte deutlich vor 2034 erfolgen, um etwaige Fehlanreize und Defizite frühzeitig aufzudecken und die Netzkosten im Rahmen zu halten. Zudem sollte das Abrücken von der Anreizregulierung auf einen möglichst kurzen Zeitraum begrenzt werden.

III. Jährlichkeitsprinzip

Der jährliche Plan-Kostenansatz ist aufgrund der hohen Anfälligkeit für Kostenüberhöhungen grundsätzlich kritisch zu bewerten. Der Ist-Kosten-Abgleich ist daher von besonderer Bedeutung und zwingend vorzunehmen.

Konkrete Vorgaben zur Bestimmung der Plankosten sind zu begrüßen. Damit diese jedoch kein zahnloser Papiertiger bleiben, bedarf es einer umfassenden Kostenprüfung. Die Netznutzer in Deutschland sind bereits überproportional belastet mit den höchsten Stromkosten in Europa.

Die Häufigkeit der Prüfung sollte sich an der Dauer der Regulierungsperiode für Verteilnetzbetreiber orientieren, also alle drei Jahre erfolgen.

Auf eine Genehmigungsfiktion sollte verzichtet werden. Eine solche macht nur dann Sinn, wenn die GBK plant, von der umfassenden Kostenprüfung „mindestens alle vier Jahre“ tatsächlich abzusehen. Wird eine solche Kostenprüfung vorgenommen, bedarf es keiner Genehmigungsfiktion, da dann die zulässigen Kosten bereits im Rahmen der sog. Betriebsprüfung innerhalb eines kürzeren Zeitraums als fünf Jahre festgesetzt werden.

Die Vermeidung von extremen Schwankungen bei Netznutzungsentgelten ist sinnvoll, jedoch ist die Art und Weise der von der GBK beabsichtigten Verstetigung aktuell unklar. Insoweit behalten wir uns weiteren Vortrag vor.

IV. Kapitalverzinsung

Die GBK verweist im Wesentlichen auf die Festlegungsverfahren zu den Verteilnetzbetreibern. Insoweit nehmen wir zur Vermeidung unnötiger Wiederholungen Bezug auf unseren dortigen Vortrag.

Wir haben bereits in den Stellungnahmen vom 29.02.2024 (NEST-Eckpunkte, S. 16) und 20.12.2024 (zum Workshop vom 21.10.2024, S. 1) vorgetragen, dass eine Eigenkapitalquote von 40% unangemessen hoch ist angesichts des nahezu risikolosen Netzbetriebs.

Im Hinblick auf die ÜNB-Spezifika behalten wir uns weiteren Vortrag vor, sobald die GBK das Vorgehen konkretisiert hat.

Die ÜNB wie auch die VNB bauen mit lautstarken Forderungen nach höheren Zinssätzen in sämtlichen Medien einen hohen Druck auf, dem die GBK jedoch nicht nachgeben sollte. Dies gilt auch angesichts der angedrohten Einstellung von Investitionen für den Fall, dass der EK-Zins nicht wunschgemäß ausfällt.

So hat etwa Amprion kürzlich bei der Bilanzpressekonferenz einen Zinssatz von 9% gefordert und dabei auf eine Analyse des Rechnungshofs der EU verwiesen, der Deutschlands EK-Zins im EU-Vergleich „als einen der schlechtesten“ ausweise.

Dazu ist zunächst richtig zu stellen, dass der Rechnungshof gerade keine Feststellungen zum EK-Zins in Deutschland getroffen hat. Lediglich im Anhang VI findet sich eine Auflistung der jeweiligen EK-Zinssätze. Diese sind aber bereits aufgrund unterschiedlicher Regelungen zur Regulierung nicht ohne weiteres vergleichbar, wie die GBK in verschiedenen Workshops ausgeführt hat.

Im Übrigen haben wir zur Höhe des Eigenkapitalzinssatzes und den jahrelang generierten Überrenditen in Milliardenhöhe in den Stellungnahmen vom 29.02.2024 (NEST-Eckpunkte, S. 17 ff.) und 20.12.2024 (zum Workshop vom 21.10.2024, S. 2 ff.) detailliert vorgetragen und nachgewiesen, dass die geltende Verzinsung von 5,07 % vor Steuern mehr als ausreichend ist, um Investitionen in die Stromnetze zu lenken. Zugleich werden jährlich neue Rekordgewinne in den Netzsparten generiert.

Wir begrüßen die Fixierung des EK-Zinses für die gesamte Regulierungsperiode im Interesse der besseren Planbarkeit und Verlässlichkeit.

Ebenfalls zu begrüßen ist, dass der FK-Zins sektorspezifisch und angepasst auf das individuelle Rating des ÜNB ermittelt werden soll.

Dass eine jährliche Anpassung des FK-Zinses nicht sachgerecht ist, haben wir bereits in unserer Stellungnahme vom 20.12.2024 (zum Workshop vom 21.10.2024, S. 5 ff.) und 26.03.2025 (Tenorierung Kapitalverzinsung, S. 4) ausgeführt.

V. Beschleunigungsanreize

Zum Thema Beschleunigungsanreize wurde bereits ein Workshop für den 28.04.2025 terminiert. Insoweit behalten wir uns weiteren Vortrag ausdrücklich vor.

1. Bonus-Regelung belastet einseitig Verbraucher und Wirtschaft

Zutreffend führt die BGK aus, dass die Beschleunigung des Ausbaus der Übertragungsnetze zentral ist, um die Redispatch-Kosten zu senken.

Die GBK meint weiter, die ÜNB könnten am besten einschätzen, an welcher Stelle mit welchen Maßnahmen Beschleunigungen sinnvoll seien. Die GBK will „substantielle“ Boni gewähren, wenn die Gesamtmenge des Redispatch nachweisbar sinkt. Neben den Netznutzern sollen auch die ÜNB profitieren, wenn sie einen volkswirtschaftlichen Nutzen erbringen. Die eingesparte Redispatch-Menge soll monetär bewertet und anteilig als einmaliger Bonus ausgezahlt werden, wobei es eine Deckelung des Betrages geben soll, der die Kosten für Netznutzer kalkulierbar mache. Dies soll die ÜNB dazu anreizen, die Projekte so zu steuern, dass die größten Effekte bei der Reduzierung der Redispatch-Mengen entstehen. Erfolgt keine Mengenreduzierung, soll es keinen Bonus geben.

Dies ist aus Sicht der Netznutzer bzw. der Verbraucher und Wirtschaft nicht sachgerecht.

Bisher ist in § 17 ARegV eine Bonus-/Malus-Regelung zu den Redispatch-Kosten enthalten. Danach werden die tatsächlichen Redispatch-Kosten mit einem Referenzwert abgeglichen und je nach Ergebnis Zu- oder Abschläge auf die EOG vorgenommen. Laut GBK habe dieses Instrument im Hinblick auf die Beschleunigung der Netzausbauprojekte bisher wenig bewirkt.

Insoweit ist es zu begrüßen, wenn die GBK einen anderen Weg sucht, um eine Beschleunigung anzureizen.

Allerdings geht die von der GBK geplante Änderung hin zu einer reinen Bonusregelung einseitig zulasten der Netznutzer und damit letztlich zulasten von Verbrauchern und Wirtschaft, deren Interessen erneut hinter den Interessen der ÜNB zurückstehen sollen.

Dabei wäre ein Anreiz zum beschleunigten Netzausbau auch möglich, ohne die Netznutzer einseitig zu belasten. Statt des geplanten Bonus müsste dafür ein *Malus* eingeführt werden. Wenn also keine Redispatch-Mengen eingespart werden, wäre ein Abschlag auf die EOG vorzunehmen.

Soweit die GBK im Workshop vom 09.04.2025 meinte, eine Malus-Regelung gehe zu schnell an die „Substanz“, ist das zunächst eine pauschale Behauptung ins Blaue hinein. Im Übrigen zeigt dies gerade, um wieviel wirkungsvoller eine Malus-Regelung wäre: Um eben eine Kürzung der EOG zu vermeiden, werden die ÜNB sehr stark angereizt, den Netzausbau so zu steuern, dass eine möglichst hohe Reduzierung der Redispatch-Kosten erreicht werden kann. Wenn hingegen bei fehlender steuernder Planung kein Abschlag auf die EOG droht, ist die Anreizwirkung vergleichsweise gering.

Ein Bonus ist auch deshalb nicht gerechtfertigt, weil die ÜNB gesetzlich verpflichtet sind zu einem effizienten Netzbetrieb, der selbstverständlich auch eine steuernde Planung des Ausbaus zur Kostenreduzierung erfordert. Die Erfüllung gesetzlicher Pflichten sollte eine Selbstverständlichkeit sein und nicht mit Boni angereizt werden müssen.

Eine Aufteilung des Malus könnte entsprechend der bisherigen Regelung in § 17 Abs. 2 ARegV nach einem Schlüssel erfolgen - bei einer einheitlichen Regelzone (s.o.) wäre dieser Aufwand entbehrlich.

2. Transparenz hinsichtlich Redispatch-Maßnahmen beschleunigt Netzausbau

Ein weiterer Hebel zur Beschleunigung der Netzausbauprojekte liegt darin, für alle Marktteilnehmer Transparenz in Bezug auf die ergriffenen Redispatch-Maßnahmen zu schaffen.

Dies würde dazu führen, dass eben nicht nur die ÜNB einschätzen können, wo welche Anlagen den größten Effekt auf die Redispatch-Mengen haben. Vielmehr können Projektierer dann bereits selbst bei ihren Planungen berücksichtigen, welche Anlagen wo am netzdienlichsten sind.

Sinnvollerweise sollte zudem eine einheitliche Definition zur Netzdienlichkeit erfolgen.

Dies würde die Planungen und somit auch die Fertigstellung des Ausbauprojekts deutlich beschleunigen. Zudem reduziert sich der Aufwand für Netzbetreiber, weil weniger Anträge zu „ungeeigneten“ Anlagen zu prüfen wären.

Die GBK könnte den betroffenen Netzbetreibern aufgeben, in regelmäßigen Abständen Details zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen (Ort des Netzengpasses, erforderliche Redispatch-Mengen u.ä.) zu veröffentlichen, etwa auf www.netztransparenz.de.

3. Einbindung von Batteriespeichern reduziert Ausbaubedarf

Netzbetreiber nutzen ihren Zugriff auf Anlagen aktuell primär zum Abregeln von EE-Anlagen. Dies liegt daran, dass sie die Kosten dafür einfach weitergeben können, weshalb sie wenig Anreiz haben, effizientere Lösungen wie Speicherintegration zu nutzen.

Dabei können Speicher durch ihre hohe Flexibilität auftretende Netzengpässe und somit auch den Netzausbaubedarf reduzieren. Die zwischengespeicherte Energie kann nach der Engpassbehebung - anders als bei der Abregelung von EE-Anlagen - zudem wieder ins Netz eingespeist und so genutzt werden.

Insoweit sollte die GBK Anreize dafür schaffen, dass in Fällen von Netzengpässen vorrangig Speicher in einem marktbasierten Verfahren mit überschüssigem Strom befüllt werden, anstatt Solar- oder Windenergieanlagen abzuregeln und den EEG-Strom damit zu entwerten.

VI. Sonstiges

a. Forschung und Entwicklung

Die GBK prüft, ob künftig ein Instrument zur Unterstützung und Anreizung von Forschungsvorhaben der ÜNB zu implementieren.

Wie wir bereits oben unter Ziffer V. 1. ausgeführt haben, kann es nicht Ziel der künftigen Regulierung sein, immer weitere Boni an die Netzbetreiber auszuschütten und damit die Netznutzer bzw. Verbraucher und Wirtschaft einseitig mit weiteren Kosten zu belasten.

Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Strompreise in Deutschland in Europa stets Spitzenplätze einnehmen. Aus diesem Grund will die künftige Bundesregierung die Stromkosten senken. Diese Maßnahmen dürfen nicht durch großzügige Bonusverteilung zugunsten der Netzbetreiber konterkariert werden.

Eine Malus-Regelung ist daher auch hier einer Bonus-Regelung vorzuziehen, um zu einem angemessenen Interessenausgleich zwischen Netzbetreiber und Netznutzer zu kommen.

b. Transparenz

Zusätzlich zu den unter Ziffer V. 2. dargestellten Maßnahmen zur Schaffung von Transparenz sollten auch weitere Daten zu den Redispatch-Kosten veröffentlicht werden. Soweit auf www.smard.de bereits Kosten und Mengen veröffentlicht sind, bleibt die Zusammensetzung dieser Kosten ebenso eine Black Box wie die Gründe für Kostensteigerungen.

Kontakt:

[redacted]

LichtBlick SE
Klostertor 1
20097 Hamburg