

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

GEODE
Magazinstraße 15-16
10179 Berlin

**VKU Verband kommunaler
Unternehmen e.V.**
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Stellungnahme

Zum Entwurf einer Methodenfestlegung Effizienzvergleich Strom/Gas vom 30. Juni 2025

Berlin, 18. August 2025

Inhaltsverzeichnis

1. VORBEMERKUNGEN.....	3
2. ZUSAMMENFASSUNG DER KERNFORDERUNGEN	4
3. BESONDERHEITEN EFFIZIENZVERGLEICH GAS	8
3.1 BESONDERHEITEN METHODENFESTLEGUNG GAS	8
3.2 EINORDNUNG DES GUTACHTENS DURCH DIE BRANCHE	10
4. DURCHFÜHRUNG DES EFFIZIENZVERGLEICHES (TENORZIFFER 2).....	12
5. DATENGRUNDLAGE (TENORZIFFER 3 UND 4).....	13
6. AUFWANDSPARAMETER (TENORZIFFER 6).....	15
7. VERGLEICHSPARAMETER (TENORZIFFER 8).....	17
8. METHODEN (TENORZIFFER 9)	20
9. ABRECHNUNGSMETHODE (TENORZIFFER 12).....	21
10. AUSREIßERANALYSEN.....	23
10.1 AUSREIßERANALYSE IN DER DEA	23
10.2 AUSREIßERANALYSE IN DER SFA	23
11. MINDESTEFFIZIENZWERT (TENORZIFFER 14).....	26
12. EFFIZIENZWERT (TENORZIFFER 15).....	27
13. BESONDERHEITEN DER VERSORGUNGSAUFGABE (TENORZIFFER 16)	30
14. ERMITTLUNG VON INEFFIZIENZEN (TENORZIFFER 17)	31
15. INDIVIDUELLE EFFIZIENZVORGABE (TENORZIFFER 18)	32

1. Vorbemerkungen

Im Rahmen ihres Zwischenstandes des NEST-Prozesses zum Sommer 2025 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Juni 2025 Entwürfe zu zentralen Bausteinen der künftigen Anreizregulierung veröffentlicht. Die am 30. Juni 2025 veröffentlichten Methodenfestlegungen [Effizienzvergleich Strom](#) und [Effizienzvergleich Gas](#) beinhalten dabei konkrete Ausgestaltungsinhalte für die Methodik des Effizienzvergleichs, während in den am 18. Juni 2025 veröffentlichten Festlegungsentwürfen für [RAMEN Strom](#) und [RAMEN Gas](#) der Effizienzvergleich nur als Ansatz in der Regulierungssystematik angelegt wird.

Die Branche ist weiterhin der Auffassung, dass Grundsätze, die die gesetzlichen Anforderungen der Sachgerechtigkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sicherstellen, bereits in der Rahmenfestlegung [RAMEN Strom](#) und [RAMEN Gas](#) der Anreizregulierung Anwendung finden müssen und verweist hier auf die am 30. Juli 2025 eingereichten Stellungnahmen des [BDEW](#), [VKU](#) und [GEODE](#). Es muss sichergestellt sein, dass die Methodik zur Ermittlung der Effizienzvorgaben die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben gewährleistet. Der Grundsatz, dass ein effizienter und strukturell vergleichbarer Netzbetreiber 100% in jeder Berechnungsart erhalten kann, muss in RAMEN verankert werden, ebenso wie geeignete Sicherheitsmechanismen, zu denen auch der Abbaupfad für Ineffizienzen, die Mindesteffizienz oder die Best-of-Four Methode zählen.

Aufbauend auf der [Stellungnahme](#) der Branche zum am 16. Januar 2025 veröffentlichten [Sachstandspapier Effizienzvergleich](#) der BNetzA, enthält die folgende Stellungnahme Schlussfolgerungen, die sich aus der Gesamtbetrachtung der angekündigten Änderungen im Rahmen des NEST-Prozesses ergeben. Weiterführende Erkenntnisse, die das Vereinfachte Verfahren betreffen, werden dabei in den Branchen-Stellungnahmen zu RAMEN adressiert.

Der Effizienzvergleich ist methodisch eines der schwierigsten aber zugleich auch wertwichtigsten Instrumente der Anreizregulierung. Der Effizienzvergleich hat zudem auf die Netzbetreiber die größten Auswirkungen. Es ist daher grundsätzlich zu begrüßen, dass am 14. Juli 2025 ein [BNetzA-Expertenaustausch](#) zu den Methodenfestlegungen des Effizienzvergleiches durchgeführt wurde. Es ist aber auch darauf hinzuweisen, dass im Sinne einer objektiven Meinungsbildung, die Durchführung des Expertenaustausches vor der Veröffentlichung eines Festlegungsentwurfs vorzuziehen wäre. In diesem Austausch hat die Branche dargelegt, dass eine isolierte Betrachtung der geplanten Anpassungen im Effizienzvergleich zu starken individuellen Betroffenheiten der Netzbetreiber führt, sich die Negativwirkung der Kürzung von Sicherheitsmechanismen gegenseitig verstärkt und die Effekte der Anpassungen im Vereinfachten Verfahren durch die BNetzA nicht in ausreichendem Maße bedacht wurden. Es fehlt somit an einer umfassenden Folgenabschätzung.

Die ermittelten Effizienzwerte im Effizienzvergleich sind für die Netzbetreiber von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung. Sie sind rahmengebend sowohl für den Abbau von ineffizienten Kosten als auch für die Tötigung von Investitionen in die Zukunft. Umso mehr führt die von der BNetzA geplante Kürzung von Sicherheitsmechanismen für die Effizienzwertermittlung zu einer starken Besorgnis der Branche. **Für die Netzbetreiber stellen die Anpassungen im Effizienzvergleich weiterhin die größte materielle Verschlechterung im NEST-Prozess dar.** Eine inhaltliche Anpassung des Methodenfestlegungsentwurfes ist zwischen dem [Sachstandspapier](#) vom 16. Januar 2025 und nach den Austauschformaten zur [BDEW- und BNetzA-Grobabschätzung](#) der NEST-Effekte bedauerlicherweise nicht erfolgt.

Die geplanten Änderungen führen vor dem Hintergrund stark gestiegener und massiver Ausbaubedarfe für die Verteilernetze (Strom) und einer weitestgehend offenen Transformationsregulierung Gas für VNB und FNB zu systemimmanenter Unsicherheit. VNB und FNB haben bereits in der Vergangenheit ihren Beitrag zur Energie-, Wärme- und Verkehrswende geleistet und werden sich auch in der Zukunft den Herausforderungen stellen. Durch die Maßnahmen werden die Mittelrückflüsse der Netzbetreiber jedoch massiv gekappt – mit direkten Auswirkungen auf die Fähigkeit der Netzbetreiber, in die Transformation der Netze zu investieren.

Das Kürzen von Sicherheitsmechanismen senkt die Robustheit des Effizienzvergleiches herab und hat langfristig unkalkulierbare Finanzierungsrisiken für Netzbetreiber zur Folge. Bei gleichzeitig großen individuellen Betroffenheiten in Form von stark gesunkenen Effizienzwerten nach den (ausschließlich methodischen!) Anpassungen sollen die so ermittelten Ineffizienzen bereits zu 1/3 im ersten Jahr und vollständig im dritten Jahr abgebaut sein. In der Gesamtwirkung lassen die vorgesehenen Anpassungen infrage stellen, ob die Erreichbarkeit der Effizienzvorgaben insgesamt für alle Netzbetreiber überhaupt noch weiterhin gewährleistet ist.

Fundamentale regulatorische Eingriffe, wie die Neuausrichtung des Effizienzvergleichs als zentrales Instrument der Anreizregulierung, müssen unter Berücksichtigung der Investitionsrealitäten, der administrativen Umsetzbarkeit und nach sorgfältiger Abwägung der Folgen geschehen. Aufgrund zahlreicher Querbezüge und sich verstärkender Effekte durch die Kombination einzelner angedachter Maßnahmen ist es unbedingt geboten, das neue Regulierungssystem gesamthaft zu betrachten. **Hierfür sollte die 5. Regulierungsperiode in vielerlei Hinsicht eine Übergangsperiode sein.** Weitreichende Änderungen wie im Effizienzvergleich sollten, wenn, erst nach vollumfassender Quantifizierung der NEST-Änderungen und nach einer Übergangszeit mit anschließender Prüfung erfolgen.

Der BDEW, VKU und GEODE nehmen zu den von der BNetzA veröffentlichen Festlegungsentwürfen zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich Strom und Effizienzvergleich Gas nachfolgend Stellung.

2. Zusammenfassung der Kernforderungen

Die BNetzA plant für den Effizienzvergleich der Strom- und Gasnetzbetreiber weitreichende Änderungen gegenüber dem Status Quo der Anreizregulierung vorzunehmen. Die Entwürfe der Methodenfestlegung Effizienzvergleich Strom und Gas beinhalten unter anderem die Verkürzung des bisherigen Abbaupfades zum Abbau von Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre (Tenorziffer 18), das Streichen der Hochskalierung von Effizienzwerten auf 100 Prozent in der Stochastic Frontier Analysis (SFA) zur Ermittlung der Effizienzwerte (Tenorziffer 15) sowie eine modifizierte Best-Abrechnung, welche anstelle des besten Effizienzwertes (Best-Of-Four) ein Best-of der Methoden und den Mittelwert der Kostenbasen einführt (Tenorziffer 12). Der Effizienzbonus soll entfallen. Andere Elemente bleiben unverändert, so zum Beispiel die Mindesteffizienz von 60 Prozent, auch bleiben Methoden und Modellfindung weitestgehend erhalten. Gegenüber dem Sachstandspapier vom 16. Januar 2025 beinhalten die Entwürfe eine Konkretisierung in Tenorziffer 8, wie mit Heterogenität im Datensatz (vorrangig Stufe 1) umgegangen werden kann.

Die Bewältigung der bevorstehenden finanziellen Herausforderungen erfordert aus Sicht der Branche nicht nur eine behutsame Weiterentwicklung des Effizienzvergleiches. Ein Aufsetzen auf die bis-

herige Vorgehensweise erhöht auch die Rechtssicherheit. Gleichzeitig müssen zukünftige Effizienzvergleiche flexibel genug sein, um neuen Entwicklungen Rechnung tragen zu können. **Die Erzielung von erreichbaren, übertreffbaren und unverzerrten Effizienzwerten muss weiterhin das oberste Ziel eines Effizienzvergleiches darstellen.** Hierzu bedarf es an vielen Stellen Konkretisierungen in der Methoden-bzw. Rahmenfestlegung.

Diese Anforderung stellt sich mit besonderer Dringlichkeit für den **Gasbereich**, in dem der regulatorische Rahmen derzeit auf eine **sich stark differenzierende Transformationsrealität** trifft. Infolge von Stilllegungen, Rückbauverpflichtungen, Wasserstoffumwidmungen oder exogenen politischen und regulatorischen Vorgaben wie der kommunalen Wärmeplanung und den Netzentwicklungsplänen ist die Kostenentwicklung der Gasnetzbetreiber immer stärker von externen Faktoren geprägt. Diese lassen sich durch das regulierte Unternehmen weder steuern noch vermeiden, führen aber zu erheblichen Unterschieden in den Aufwandsparametern – und damit auch zu verzerrten Effizienzbewertungen.

Hieraus resultieren folgende Forderungen der Verbände für eine sachgerechte Ausgestaltung der Methoden zum Effizienzvergleich:

1. Sicherstellung einer vergleichbaren Datenbasis

Für die Ermittlung unverzerrter Effizienzwerte auf Basis eines Effizienzvergleichs ist eine **vergleichbare Datenbasis** zentral. Die Vergleichbarkeit bezieht sich dabei sowohl in Bezug auf die im Datensatz vertretenen Unternehmen als auch in Bezug auf den Umfang des Datensatzes. Bevor mit der Kostentreiberanalyse begonnen wird, ist sicherzustellen, dass **Unternehmen der Heterogenitätsstufe 1 nicht für die Kostentreiberanalyse berücksichtigt** werden.

Sollten erste Analysen auf einem noch nicht finalen Datensatz durchgeführt werden, ist zu **definieren, ab wann eine «belastbare Datenbasis»** besteht. Zudem müssen die finalen Schritte zur Modellfindung und Effizienzwertberechnung auf dem finalen Datensatz erfolgen.

Schließlich ist zu beachten bei der Behandlung von falschen oder fehlenden Daten oberste Priorität hat, dass damit anderen Unternehmen infolge der Unzulänglichkeit kein oder allenfalls ein vernachlässigbar geringer wirtschaftlicher Schaden entsteht.

In Bezug auf eine vergleichbare Datenbasis sei an dieser Stelle auch noch einmal ausdrücklich auf die am 14. Juli 2025 im [Expertenaustausch zur Methodenfestlegung Effizienzvergleich](#) der BNetzA vorgestellten verzerrenden Wirkungen aufgrund der geplanten Anpassungen des Schwellenwertes für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren hingewiesen. Aus Sicht der Verbände ist es zwingend, dass solche Anpassungen im Vorfeld hinreichend auf mögliche Wirkungen im Effizienzvergleich untersucht werden müssen. Der Vortrag der Branche aus dem Expertenaustausch wird ausdrücklich in diese Stellungnahme einbezogen.

Ein wichtiger Aspekt für die Ermittlung erreichbarer und übertreffbarer Effizienzwerte kommt der **Berücksichtigung von standardisierten Kosten** zu. Die stOTEX müssen weiterhin sowohl der Herstellung von Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Altersstruktur der Netze als auch der unterschiedlichen Nutzungsdauern dienen. Grade vor dem Hintergrund der unterschiedlichen KANU 2.0-Umsetzung sind unabhängig der gewählten Bestabrechnung die verzerrenden Effekte dieser Umsetzung zu bereinigen.

Die Verbände teilen grundsätzlich die Absicht der BNetzA in Bezug auf den Effizienzvergleich der Gasverteilnetzbetreiber jeweils in Kenntnis der Datenlage und des Ausmaßes an Heterogenität aufgrund des Transformationsprozesses zu entscheiden, ob ein Effizienzvergleich überhaupt noch sachgerecht ist. Dabei darf diese Entscheidung aber nicht nur auf der vorgelagerten Analyse in Bezug auf strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber basieren. Der zunehmenden Heterogenität innerhalb von Netzgebieten ist ebenfalls adäquat Rechnung zu tragen. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass der unternehmerische Spielraum für die Gas-VNB zunehmend kleiner wird (kommunale Wärmeplanung). Zudem muss auch die Option zugelassen werden, dass der Effizienzvergleich ersatzlos entfällt, sofern sich keine sachgerechten alternativen Methoden anbieten.

2. Umsetzung des Effizienzvergleiches

Aufgrund der erwarteten Zunahme der Heterogenität der Stufen 2 und 3 kann es zielführend sein, auch alternative Methoden zu testen. Die bisherigen Methoden SFA und DEA erscheinen zum jetzigen Zeitpunkt sachgerecht. Sofern zusätzliche Methoden in Betracht gezogen werden, sollten hierfür jedoch nicht nur praktische Erfahrungen vorliegen. Die neuen Methoden sollten auch zweifelsfrei besser in der Lage sein, mit dem zukünftig heterogeneren Datensatz umzugehen.

Flexibilisierung bei der Parametrierung der Methoden. Bei der Parameterwahl ist zu berücksichtigen, dass die Unterscheidung zwischen endogenen und exogenen Parametern sich im Vergleich zur Vergangenheit aufgrund des zunehmenden Einflusses der Transformation verschiebt. Zudem ist dem Kriterium der sich wiederholenden Wirkung von Parametern weniger Gewicht beizumessen. Des Weiteren muss die Möglichkeit gegeben werden, sowohl die Kostentreiberanalyse als auch die Auswahl der Parameter für die Modelle mit verschiedenen Parametern pro Methode durchzuführen, um deren Stärken zu nutzen und eine genügende Flexibilität im Hinblick auf mögliche alternative zukünftige Methoden zu erhalten. Lediglich eine andere Spezifikation der gleichen Parameter reicht nicht aus. Schließlich ist bei der Berücksichtigung der Heterogenität auch der Heterogenität zwischen Netzgebieten Rechnung zu tragen.

Anpassungen bei den Ausreißeranalysen: Grundsätzlich müssen strukturell nicht vergleichbare Unternehmen bereits vor der Ausreißeranalyse bei der Modellfindung identifiziert und ausgeschlossen werden, um einen verzerrenden Einfluss auf die Modellfindung zu verhindern. Die Korrektur um diese Unternehmen ist nicht Aufgabe der Ausreißeranalyse. Zudem ist die Ausreißeranalyse in der SFA in zweierlei Hinsicht anzupassen, um analog der DEA den Einfluss von einzelnen Netzbetreibern oder Gruppen von Netzbetreibern auf den Effizienzwert der übrigen Netzbetreiber zu verhindern. Neu in den Datensatz hinzukommende Netzbetreiber sollen für eine bestimmte Zeit nicht Bestandteil der Effizienzberechnungen sein. Ihr Effizienzwert wird isoliert auf Basis des finalen Modells nachträglich ermittelt. Zudem soll analog zum Dominanztest in der DEA in der SFA ein angepasster DFBETA-Test durchgeführt werden, damit der Einfluss von Netzbetreiber auf den Effizienzwert der übrigen Netzbetreiber identifiziert werden kann.

Die Sicherheitsmechanismen müssen nicht nur beibehalten, sondern entlang der steigenden Heterogenität und Unsicherheit in der Versorgungsaufgabe ausgeweitet werden

Sicherheitsmechanismen tragen entscheidend dazu bei, den Effizienzvergleich gegen kleinere Veränderungen in der Grundgesamtheit und gegen systemimmanente Schwächen des Verfahrens abzusichern. Die Bestimmung von Effizienzwerten (insbesondere anhand einer effizienten Grenze der besten Netzbetreiber) ist mit einer Reihe von Unsicherheiten (strukturelle Unsicherheit in Bezug auf

die Korrektheit des Effizienzvergleichsmodells, strukturelle Unsicherheit bei der Auswahl der Methode, statistische Unsicherheit und Unsicherheit durch Datenfehler) behaftet.

Um die gesetzlich vorgeschriebene Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzziele zu gewährleisten, müssen Unsicherheiten zulasten der Netzbetreiber reduziert werden. Diesem Zweck dienen die verschiedenen in der Regulierung angewandten Sicherheitsmechanismen. Eine teilweise Abschaffung dieser Sicherheitsmechanismen geht mit zum Teil erheblichen Betroffenheiten individueller Netzbetreiber einher und senkt die Durchschnittseffizienz sowie die Robustheit des Verfahrens sachgrundlos herab. Die Effekte wirken nicht isoliert, sondern verstärken sich in ihrer Wirkung wechselseitig.

Zudem sind zusätzliche heute noch nicht festgelegte Sicherheitsmechanismen denkbar, wie beispielsweise die Bestimmung von Effizienzwerten relativ zu einer Durchschnittseffizienz anstatt zu einer effizienten Grenze. Dies hätte zur Folge, dass die Effizienzwerte weniger anfällig auf Extremwerte reagieren und damit die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit besser sichergestellt werden kann.

In der Methodenfestlegung muss klar adressiert werden, wie die gewählten Sicherheitsmechanismen die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit garantieren.

- **Die bisherige Bestabrechnung muss zwingend beibehalten werden.** Die ursprünglich für die Bestabrechnung verwendete Argumente haben weiterhin Bestand und werden auch durch die Wissenschaft gestützt. Die von der BNetzA vorgenommenen Szenarienanalysen sind ungeeignet, einen Wechsel der Bestabrechnung zu begründen, handelt es sich dabei doch lediglich um längst bekannte methodenimmanente Effekte, welche sowohl bei Kostenerhöhungen als auch bei Kostensenkungen gleichermaßen wirken. Die verwendete Durchschnittsbetrachtung ignoriert dabei, dass individuelle Betroffenheiten besonders stark ausfallen können.
- **Erreichbarkeit von 100% in jeder der angewandten Methoden (z.B. Skalierung SFA).** Durch den Entfall der SFA-Skalierung ist es nicht mehr möglich, einen 100% Effizienzwert aus der SFA zu erhalten. Dies widerspricht sowohl dem Kriterium der Erreichbarkeit als auch der bisherigen BGH-Rechtsprechung. Insofern ist auch in der Zukunft eine Skalierung der SFA-Werte anzuwenden.
- **Der Effizienzbonus sollte als zentrales Instrument zur Sicherstellung der Übertreffbarkeit von Effizienzzielen beibehalten werden.** Ohne diesen Bonus entfällt ein wesentlicher Anreizmechanismus, der über die bloße Einhaltung von Effizienzzielen hinaus zu kontinuierlicher Verbesserung motiviert. Insbesondere in einem Umfeld, das durch steigende Anforderungen an Digitalisierung, Dekarbonisierung und Netzausbau geprägt ist, benötigen Netzbetreiber verlässliche und differenzierte Anreizsysteme. Der Effizienzbonus hat in der Vergangenheit dazu beigetragen, dass auch in einem regulierten Monopolmarkt Wettbewerbsselemente wirksam wurden.
- **Die Mindesteffizienz von 60% muss angehoben werden.** Mit der anstehenden Transformation und der geplanten Änderung der Teilnahme für das reguläre Verfahren erhöhen sich die Risiken für den Effizienzvergleich. Wie erste Berechnungen gezeigt haben, wird sich damit auch die Streuung der Effizienzwerte zwischen den Netzbetreibern erhöhen. Sollte zu-

dem der Abbaupfad wie geplant auf drei Jahre verkürzt werden, führt die bisherige Mindesteffizienz von 60% zu nicht erreichbaren und nicht übertreffbaren Vorgaben. Aus diesen Gründen ist die Mindesteffizienz anzuheben.

3. Überführung des Effizienzvergleichs

Im Netzinfrastukturgeschäft ist ein Abbau von Ineffizienzen über einen Zeitraum von drei Jahren nicht realisierbar. Die angedachte Verkürzung des Effizienzpfads auf drei Jahre stellt gegenüber der aktuellen Regulierungspraxis eine deutliche Verschärfung dar und führt zu erheblichen wirtschaftlichen Einbußen. Die Verbände fordern daher mit Nachdruck, den Effizienzpfad nicht zu verkürzen, sondern ihn als essenzielle Absicherung gegen Daten- und Modellunsicherheiten im Effizienzvergleich zu verlängern. Angesichts der wachsenden Heterogenität der Versorgungsaufgaben ist eine Verlängerung auf 7,5 Jahre angebracht – analog zur [Entscheidung der österreichischen Regulierungsbehörde](#) für die fünfte Regulierungsperiode. Um die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sicherzustellen ist zudem die Effizienzvorgabe auf die OPEX anstelle der TOTEX anzuwenden.

Die Beibehaltung der Berücksichtigung struktureller Besonderheiten ist grundsätzlich zu begrüßen. Die aktuelle Regelung ist in der Praxis jedoch kaum anwendbar, da die Erheblichkeitsschwelle von 5 % zu hoch angesetzt ist. Durch die notwendigen Investitionen für die Energiewende wird diese Schwelle absolut gesehen weiter steigen und damit für viele Betreiber unerreichbar bleiben. Unterschiede in der Geschwindigkeit der Netztransformation erhöhen zudem die Heterogenität, was eine sachgerechte Anerkennung solcher Kosten erfordert. Daher wird gefordert, den Schwellenwert auf etwa 2 % zu senken, um die Transformation der Verteilnetze zu erleichtern und Planungssicherheit zu schaffen.

3. Besonderheiten Effizienzvergleich Gas

3.1 Besonderheiten Methodenfestlegung Gas

In weiten Teilen entsprechen sich die Entwürfe der Methodenfestlegungen zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Strom-VNB sowie für Gas-VNB/ FNB. Gemäß Tenorziffer (Tz.) 2.2 des Festlegungsentwurfes für Gas-VNB/FNB können alternativ zum Effizienzvergleich Gas abweichende Methoden zur Anwendung kommen, wenn der Effizienzvergleich nicht durchführbar ist. So ist jeweils vor Beginn der jeweiligen Regulierungsperiode die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs zu prüfen. Eine weitere Abweichung findet sich in Tz. 8.4, in welcher beschrieben wird, dass künftig Unterschiede zwischen Gasversorgungsnetzen zu berücksichtigen sind, insbesondere der unterschiedliche Erschließungsgrad und Anschlussgrad dieser Versorgungsnetze.

Darüber hinaus wird in Tz. 12 für die Bestimmung des finalen Effizienzwertes eine abweichende Formulierung verwendet. Die für die Strom-VNB vorgesehene Abkehr von der bisherigen Best-of-four-Abrechnung ist zwar auch für Gas-VNB „grundsätzlich“ vorgesehen. Davon kann aber abgewichen werden, wenn durch diese neue Art der Bestabrechnung Herausforderungen, die infolge des Transformationsprozesses entstehen, nicht hinreichend Rechnung getragen wird. In diesem Zusammenhang verweisen wir auf die Ausführungen in Abschnitt 9 zur Bestabrechnung. Die dort für die

Strom-VNB vorgebrachten Argumente für eine Beibehaltung der bisherigen Best-of-four-Abrechnung gelten unverändert auch für den Effizienzvergleich für die Gasnetzbetreiber. Schließlich wird in Tz. 20 der Methodenfestlegung Gas auch auf die besondere Situation der FNB eingegangen. Die dort aufgezeigten Optionen werden im Rahmen dieser Stellungnahme nicht adressiert.

Effizienzvergleich Gas für die 5. RP und ab der 6. RP

Im Hinblick auf den Effizienzvergleich Gas besteht die Möglichkeit, jeweils vor dem Beginn einer Regulierungsperiode zu entscheiden, ob ein Effizienzvergleich durchführbar ist. Dieses Vorgehen leitet sich aus einem Gutachten der BNetzA zur Zukunft des Effizienzvergleich ab, welches im Vorfeld der Methodenfestlegung durch Frontier Economics durchgeführt wurde.

Für die Durchführung des Effizienzvergleichs für die Gasverteilnetzbetreiber für die 5. Regulierungsperiode sehen die Gutachter keinen großen Handlungsbedarf den Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber anzupassen oder gar auszusetzen. Aus ihrer Sicht ist die strukturelle Vergleichbarkeit im Jahr 2025 weiterhin gewährleistet. Auszuschließen sind gemäß Gutachter höchstens die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche. Weitere nicht vergleichbare Gruppen können die Gutachter nicht erkennen. Handlungsbedarf identifizieren die Gutachter bei den potenziell verzerrenden Effekten von KANU 2.0. Hier diskutieren sie verschiedene Lösungsmöglichkeiten, wobei sie die offensichtlichste Variante, nämlich die Korrektur der TOTEX um den KANU-2.0-Effekt bei Beibehaltung der aktuellen Bestabrechnung, nicht thematisieren. Konkret sehen sie die folgenden Optionen:

- Bei modifizierter Bestabrechnung: Vereinheitlichung der TOTEX durch einheitlich lineare Abschreibungen oder individuelles Herausrechnen der KANU-2.0-Abschreibungen
- Beibehaltung der «verzerrten» TOTEX und Best-of-four-Abrechnung oder MoBo
- Effizienzvergleich nur noch mit sTOTEX und Best-of-two

Die Berater erwarten im Jahr 2025 noch keine Rückstellungen für Stilllegungen in namhaftem Umfang. Sollten solche dennoch zu beobachten sein, könnten sie aus der Kostenbasis für den Effizienzvergleich herausgerechnet oder über Ausnahmeregelungen in Analogie zum § 15 ARegV erfasst werden.

Deutlich mehr Handlungsbedarf verorten die Berater für die Effizienzvergleiche ab der 6. Regulierungsperiode. Sie empfehlen vor jedem Effizienzvergleich ein dreistufiges Prüfschema anzuwenden:

1. **Vergleichbarkeit Kosten und Strukturparameter:** Auf Basis von Kennzahlen und ggf. Clusteranalysen soll zunächst untersucht werden, ob alle Netzbetreiber im Datensatz belassen werden können, oder ob Gruppen von Netzbetreibern auszuschließen sind.
2. **Methodische Umsetzbarkeit:** Auf der zweiten Stufe soll für die resultierenden Stichproben untersucht werden, ob ein Effizienzvergleich mit den bisherigen Methoden oder ggf. mit alternativen Methoden umsetzbar ist. Kriterien sind Stichprobengröße und Angemessenheit der Umsetzung.

- 3. Anwendung in der Regulierung:** Zuletzt soll geprüft werden, ob das geplante Vorgehen konsistent mit der Effizienzvorgabe, der EOG und ganz grundsätzlich mit dem Regulierungsansatz ist.

Ist die Kostenvergleichbarkeit nicht mehr gegeben, sehen die Berater der BNetzA verschiedene mögliche Lösungsoptionen. Diese reichen von der Korrektur der sTOTEX bis zur Durchführung eines Betriebskostenvergleichs. In Bezug auf Alternativen zum heutigen Effizienzvergleich können sich die Gutachter Methoden Anpassungen vorstellen (z.B.: MOLS anstelle SFA oder „Bias-corrected DEA“ mit Bootstrapping als Alternative zur DEA), aber auch den Einsatz neuerer Methoden wie STONED oder das Setzen von partiellen Effizienzvorgaben auf OPEX und CAPEX. Sind solche Anreize außerhalb des «klassischen Effizienzvergleichs» nicht mehr möglich, können Vorgaben beispielsweise für Stilllegungskosten auf Basis von Referenzwerten abgeleitet werden, die auf technischen Studien oder IST-Vergleichswerten basieren. Bei der Vorgabe sind zudem verschiedene „Spielarten“ denkbar, von Sharing-Mechanismen über symmetrische/asymmetrische Ausgestaltungen bis zu Abstufungen und «Totbänder».

3.2 Einordnung des Gutachtens durch die Branche

Die Branche sieht die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich mit Blick auf die notwendige Transformation in Richtung Dekarbonisierung bereits für die 5. Regulierungsperiode sehr kritisch.

Es ist grundsätzlich zielführend jeweils in Kenntnis der Datenlage und des Ausmaßes an Heterogenität aufgrund des Transformationsprozesses zu entscheiden, ob ein Effizienzvergleich überhaupt noch sachgerecht ist. Dabei darf diese Entscheidung aber nicht nur auf der vorgelagerten Analyse in Bezug auf strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber basieren. Der zunehmenden Heterogenität innerhalb von Netzgebieten ist ebenfalls adäquat Rechnung zu tragen. Zudem muss auch die Option zugelassen werden, dass der Effizienzvergleich ersatzlos entfällt, sofern sich keine sachgerechten alternativen Methoden anbieten.

Die Gasnetzbetreiber werden sich zukünftig in verschiedene Richtungen entwickeln (Stilllegungen, Umbau z. B. in Richtung Wasserstoff und Sicherstellung der Versorgungssicherheit), was einen Effizienzvergleich an dieser Stelle nur schwerlich möglich macht.

Es ist zwingend erforderlich, dass ein Effizienzvergleich kein Transformationshemmnis für die Gasnetze darstellt. Hierbei ist zu beachten, dass eine Unsicherheit über die zukünftige Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs an sich bereits ein Transformationshemmnis darstellt, da es Entscheidungen erschwert und verlangsamt. Vor diesem Hintergrund kann die Abschaffung des Effizienzvergleichs im Gas auch aus diesem Grund zielführend sein.

Die mit der Transformation verbundene zunehmende Beeinflussung des Netzbetriebs durch exogene Faktoren (z. B. kommunale Wärmeplanung) und die unterschiedlichen Betroffenheiten und Umsetzungsgeschwindigkeiten (Heterogenität) verzerren zunehmend den Effizienzvergleich und erschweren die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber untereinander zusätzlich.

Mit Blick auf die bisherigen Verfahrensdauern ist schwer vorstellbar, dass selbst bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode, insbesondere aber bei einer verkürzten Regulierungsperiode, jeweils eine sorgfältige Prüfung der Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs erfolgen kann.

Die erfolgreiche Transformation der Gasnetze erfordert Verlässlichkeit im regulatorischen Rahmen: Die angedachte Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre mit einem Effizienzvergleich, dessen Ergebnis und Auswirkungen nicht planbar ist, zwingt zu konservativem kaufmännischem Handeln und behindert damit eine schnelle Transformation. Insbesondere eine Verzögerung in der Festlegung der EOG – wie sie heute bereits bei einer fünfjährigen Regulierungsperiode eintritt – schafft Unsicherheit.

Der Effizienzvergleich kann vor dem Hintergrund der Herausforderungen für Gasnetze und den damit verbundenen Auswirkungen nicht wie bisher weitergeführt werden. Die Geschwindigkeit und Intensität des Transformationsprozesses werden sich in Deutschland regional stark unterscheiden. Die Gasnetzbetreiber werden also weder mengenmäßig noch zeitlich in gleichem Ausmaß von diesen Prozessen betroffen sein und die Heterogenität zwischen ihnen wird weiter zunehmen. Für den Effizienzvergleich bedeutet das, dass sich die in der Vergangenheit verwendeten Output-Parameter in Abhängigkeit der regional unterschiedlichen politischen Vorgaben und Nachfragestrukturen verändern werden.

Eine weitere Heterogenität trifft auch die Entwicklung der Kosten. Die Verkürzung von Nutzungsdauern bei Neuinvestitionen (KANU) sowie die Verkürzung der Nutzungsdauern bei Bestandsanlagen (KANU 2.0) führen gemeinsam mit der Bildung von Rückstellungen für die Stilllegung von Gasversorgungsnetzen im Zusammenhang mit der Gasnetztransformation zu einer Erhöhung der Aufwandsparemeter bei den anwendenden Netzbetreibern, was nachteilige Effekte im Effizienzvergleich haben kann. Dieses kann Fehlanreize setzen, sinnvolle Anpassungen zu unterlassen oder zu verzögern.

Sollte ein Effizienzvergleich im Gas weiterhin Anwendung finden, müsste insbesondere die individuelle Effizienzvorgabe auf die CAPEX überdacht werden. Um evtl. sunk costs oder auch höhere Abschreibungen über KANU im Rahmen der Gasnetztransformation auch vollständig vereinnahmen zu können, sollte die individuelle Effizienzvorgabe im Gassektor nicht mehr auf die CAPEX wirken und ausschließlich auf die OPEX angewendet werden.

Folgende Punkte haben die Gutachter nicht oder aus Sicht der Branche zu wenig vertieft behandelt:

- Es ist zu erwarten, dass sich einzelne Teilbereiche eines Netzbetreibers zunehmend unterschiedlich entwickeln können. Daraus resultierende Auswirkungen auf den Effizienzvergleich sprechen die Gutachter nicht vertieft an. Die angestiegene Heterogenität zwischen Netzgebieten eines Netzbetreibers spricht gegen die im Gutachten vorgesehene Identifikation von «ganzen» Netzbetreibern durch Kennzahlen. Es entsteht die Gefahr, dass Netzbetreiber im Datensatz bleiben, die zwar im Durchschnitt nicht auffällig sind, deren einzelne Netzgebiete aber bereits unterschiedlich stark von der Transformation betroffen sind. Damit steigt das Risiko, dass nicht vergleichbare Netzbetreiber nicht vom Effizienzvergleich ausgeschlossen werden. Dies ist besonders relevant, da die Gutachter die Hürden für den Ausschluss von Netzbetreibern hoch ansetzen möchten, um nicht „zu viel und zu kleine“ Gruppen auszuschließen.
- Im Rahmen der Transformation wird sich die Frage, was aus Sicht des Netzbetreibers endogen und was exogen ist, zunehmend verändern und präsentiert sich auch zwischen den Netzbetreibern unterschiedlich. So können die Netzbetreiber in unterschiedlichem Ausmaß auf die grundsätzlich exogene Wärmeplanung der Kommunen Einfluss nehmen. Auch hängt

die Geschwindigkeit und das Ausmaß der Zielnetzerreichung vom Ausgangsniveau ab und ist somit pfadabhängig. Solche Aspekte sind bei der Durchführung eines Effizienzvergleichs zu beachten.

- Schließlich bestehen potenziell verzerrende Einflussfaktoren für den Effizienzvergleich, die vertiefter hätten analysiert werden müssen. Zu nennen ist zum Beispiel der Vorschlag, die Effekte von KANU 2.0 nicht zu beseitigen, wenn an der bisherigen Best-of-four-Abrechnung festgehalten wird. Des Weiteren ist bei der Gruppenbildung auf Basis von Indikatoren das Problem von Unternehmen an der Gruppengrenze zu berücksichtigen.

Forderung:

Es ist grundsätzlich zielführend jeweils in Kenntnis der Datenlage und des Ausmaßes an Heterogenität aufgrund des Transformationsprozesses zu entscheiden, ob ein Effizienzvergleich überhaupt noch sachgerecht ist. Dabei darf diese Entscheidung aber nicht nur auf der vorgelagerten Analyse in Bezug auf strukturell nicht vergleichbare Netzbetreiber basieren. Der zunehmenden Heterogenität innerhalb von Netzgebieten ist ebenfalls adäquat Rechnung zu tragen. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass der unternehmerische Spielraum für die Gas-VNB zunehmend kleiner wird (kommunale Wärmeplanung). Zudem muss auch die Option zugelassen werden, dass der Effizienzvergleich ersatzlos entfällt, sofern sich keine sachgerechten alternativen Methoden anbieten.

4. Durchführung des Effizienzvergleiches (Tenorziffer 2)

Wie bereits in den Stellungnahmen zu RAMEN erwähnt, befürwortet die Branche grundsätzlich die Weiterführung und Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs beim Strom mit den bestehenden Methoden und Systematiken unter Berücksichtigung der aktuellen BGH-Rechtsprechung. Die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs im Gasbereich wird hingegen mit Blick auf die notwendige Transformation und Dekarbonisierung weiterhin sehr kritisch bewertet (vgl. Abschnitt 3).

Die Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sind dabei weiterhin zwingende gesetzliche Anforderungen, die sich unmittelbar aus dem geltenden Art. 18 der Verordnungen EU 2019/943 und 2021/804 ergeben. Kosten und Effekte, die vom Netzbetreiber nicht beeinflussbar sind, sollten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen und keinen Effizienzvorgaben unterworfen werden. Danach müssen die Netzentgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen (Erreichbarkeit), wobei durch die regulierungsbehördlichen Tarifmethoden langfristig angemessene Anreize zur Steigerung von Effizienz gesetzt werden müssen (Übertreffbarkeit).

Dabei ist der Maßstab der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit keine durch Abwägung der Zielsetzungen des § 1 EnWG zu bestimmende Größe. Vielmehr ist mit der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben der Grad an Zumutbarkeit adressiert, dessen Überschreitung als Gefährdung der Netzsicherheit (Art. 18 Strommarkt- und GasVO) bzw. Lebensfähigkeit der Netze (§ 1 EnWG) gewertet werden und daher zwingend vermieden werden muss.

Die Sicherstellung der Kriterien Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit gilt es auf allen Stufen des Effizienzvergleichs Rechnung zu tragen. Wie bereits in der Stellungnahme zu den Festlegungsentwürfen RAMEN Strom und RAMEN Gas aufgezeigt, gilt dies nicht zuletzt bei der bewussten Veränderung des für den Effizienzvergleich relevanten Datensatzes.

Mit der geplanten Einführung eines neuen Schwellenwertes sollen neue Netzbetreiber in das reguläre Verfahren wechseln. Wie die Analysen, die am Expertenworkshop vom 14. Juli 2025 der Bundesnetzagentur vorgestellt wurden, gezeigt haben, besteht dadurch ein großes Risiko, dass sich die Effizienzwerte aller Netzbetreiber im regulären Verfahren reduzieren. Hintergrund sind zwei Effekte, welche die BNetzA bei der Änderung des Schwellenwertes nicht bedacht hat. Zum einen waren die neu ins reguläre Verfahren kommenden Netzbetreiber seit Beginn der Anreizregulierung nicht den gleichen individuellen Effizienzvorgaben unterstellt, wie dies für die Netzbetreiber im regulären Verfahren der Fall war. Dadurch erfolgte eine geringere Effizienzsteigerung und die neu in das reguläre Verfahren kommenden Netzbetreiber zeichnen sich im Vergleich zu den übrigen Netzbetreibern durch eine niedrigere individuelle Effizienz aus. Dazu kommt eine methodische Komponente der Stochastic Frontier Analysis (SFA). Da die Bestimmung der individuellen Effizienzwerte in der SFA vom Durchschnittswert über alle Netzbetreiber abhängt, führt die gesunkene Durchschnittseffizienz aufgrund der neuen Netzbetreiber für alle Netzbetreiber zu niedrigeren Effizienzwerten.

Die angedachte Lösung dieses Problems durch die BNetzA, indem der Schwellenwert erhöht wird, löst dieses strukturelle Problem nicht. Gerade vor dem Hintergrund, dass weitere Anpassungen im Regulierungsrahmen das vereinfachte Verfahren eher unattraktiv machen, erhöht sich die Gefahr, dass auch Netzbetreiber, die den Schwellenwert nicht überschreiten, freiwillig in das reguläre Verfahren wechseln und den beschriebenen Effekt auslösen. In Abschnitt 10 diskutieren wir mögliche Lösungen, um dieses strukturelle und methodische Problem zu beheben.

Forderung:

Die Kriterien der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sind zentrale Anforderungen an den Effizienzvergleich, um die bevorstehende Transformation nicht zu gefährden. Dabei ist diesen Kriterien auf allen Stufen des Effizienzvergleichs Rechnung zu tragen, insbesondere in Bezug auf die Teilnahme zum regulären Verfahren.

5. Datengrundlage (Tenorziffer 3 und 4)

Wir begrüßen grundsätzlich die Möglichkeit, mit der Modellbildung zu beginnen, sobald eine belastbare Datengrundlage vorliegt. In diesem Zusammenhang halten wir jedoch mehrere Punkte für klärungs- und ergänzungsbedürftig.

Zunächst ist der Begriff der „statistischen Belastbarkeit“ nicht eindeutig definiert. Um Transparenz und Nachvollziehbarkeit im Verfahren sicherzustellen, sollten die **Kriterien, anhand derer die Bundesnetzagentur die Belastbarkeit der Kostentreiberanalyse beurteilt, klar formuliert und offengelegt werden**. Zudem ist zu betonen, dass die angestrebte Modellbildung – insbesondere die Identifikation von Zusammenhängen zwischen Input- und Outputparametern – nur auf Basis vollständiger und qualitätsgesicherter Daten aller Netzbetreiber erfolgen kann. Unvollständige Kostendaten einzelner Netzbetreiber sind ebenso auszuschließen wie lückenhafte Strukturdaten, da solche Datenlücken

cken den Erklärungsgehalt des Modells verzerren und zu methodisch fragwürdigen Ergebnissen führen können. Sollten erste Berechnungen mit einem unvollständigen oder vorläufigen Datensatz vorgenommen werden, ist es zwingend erforderlich, dass diese Berechnungen mit dem finalen, vollständigen Datensatz aller Netzbetreiber wiederholt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Modellierung den tatsächlichen Kostenstrukturen der Netzbetreiber gerecht wird und eine faire und sachgerechte Regulierung gewährleistet ist.

Die in Tenorziffer 4.1 vorgesehene Möglichkeit, nach einem verwaltungsinternen Stichtag eingereichte Datenkorrekturen bei der Modellbildung unberücksichtigt zu lassen, wird von der Branche kritisch bewertet. Problematisch ist dabei insbesondere, dass fehlerhafte oder unvollständige Daten in die Modellbildung einfließen können, während spätere Korrekturen – selbst wenn sie sachlich gerechtfertigt und relevant sind – nicht mehr berücksichtigt werden. Dies kann zu einer verzerrten Datengrundlage führen und sich zum unrechtmäßigen wirtschaftlichen Nachteil der betroffenen Netzbetreiber auswirken. Um sachgerechte und faire Ergebnisse zu ermöglichen, sollte auch nach dem Stichtag die Möglichkeit bestehen, wesentliche und nachvollziehbar begründete Korrekturen in die Modellbildung einfließen zu lassen. Es ist zentral, dass die BNetzA bei den Datenveröffentlichungen aufzeigt, welche Daten nachträglich geändert oder angepasst wurden.

Die in Tenorziffer 4.2 vorgesehene Möglichkeit, bei fehlenden oder unzutreffenden Daten auf das letzte verfügbare Kalenderjahr zurückzugreifen oder Schätzungen vorzunehmen, kann in Ausnahmefällen erforderlich sein. Dabei ist jedoch sicherzustellen, dass sämtliche getroffenen Annahmen sowie die Verwendung vergangenheitsbezogener Daten bei der Datenveröffentlichung klar und eindeutig kenntlich gemacht werden. Zudem ist sicherzustellen, dass Netzbetreiber, für die Daten aus dem letzten verfügbaren Kalenderjahr verwendet wurden, die Effizienzwerte der übrigen Netzbetreiber nicht verzerren.

Die Regelung, wonach rechtskräftige gerichtliche Entscheidungen mit Auswirkungen auf die zugrundeliegende Datenbasis keine nachträgliche Anpassung des Effizienzvergleichs auslösen, ist grundsätzlich problematisch (Tenorziffer 4.3). Datenfehler bei einzelnen Netzbetreibern können dazu führen, dass andere Unternehmen im Vergleich unverschuldet niedrigere Effizienzwertzuweisungen erhalten. Dies gefährdet die Prinzipien der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit im Effizienzvergleich. Um eine faire Behandlung aller Netzbetreiber sicherzustellen, sollte im Einzelfall geprüft werden, wer von den nachträglichen Datenänderungen besonders negativ betroffen ist. Für diese Fälle müssen Korrekturen der Effizienzwerte vorgesehen werden.

Forderung:

Es ist zu definieren, was die BNetzA unter dem Begriff einer «belastbaren» Datenbasis versteht. Zudem ist sicherzustellen, dass die finalen Analysen - seien dies in Bezug auf die Modellfindung oder im Hinblick auf die Berechnung der Effizienzwerte - auf den finalen Daten durchgeführt werden. Grundsätzlich hat bei der Behandlung von falschen oder fehlenden Daten oberste Priorität, dass anderen Unternehmen infolge der Unzulänglichkeit kein oder allenfalls ein vernachlässigbar geringer wirtschaftlicher Schaden entsteht. Kann dies nicht gewährleistet werden, so ist ein Ausschluss des Unternehmens aus dem Effizienzvergleich zu erwägen.

6. Aufwandsparameter (Tenorziffer 6)

Die Bundesnetzagentur begründet die Durchführung des Effizienzvergleichs auf Basis der Gesamtkosten mit unionsrechtlichen Vorgaben in Art. 18 Abs. 2 lit. a), Abs. 8 Strom-VO, wonach die Tarifmethodik die Fixkosten der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber widerspiegele und sowohl Kapital- als auch Betriebskosten, einschließlich antizipatorischer Investitionen berücksichtige (vgl. Randziffer 186).

Ebenso sprächen auch ökonomische Erwägungen für eine Zugrundelegung der Gesamtkosten, da dadurch keine falschen Anreize für eine suboptimale Kapitalintensität gesetzt würden, da eine Substitution von Betriebs- durch Kapitalkosten grundsätzlich keine Änderung der Effizienzwerte bedinge. Die Feststellung der Effizienz dürfe sich nicht auf eine bestimmte Kostenart beschränken (vgl. Randziffer 187).

Die Durchführung einer Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten für den Effizienzvergleich diene dazu, Verzerrungen zu berücksichtigen, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen und Abschreibungspraktiken entstehen können (vgl. Randziffer 188). Mit der Standardisierung der Kapitalkosten solle sichergestellt werden, dass die Durchführung effizienter Ersatzinvestitionen nicht zu einer verschlechterten Effizienzbewertung des betreffenden Netzbetreibers führt. Dies diene der Vermeidung von Investitionshemmnissen. Es sei zu erwarten, dass die Verwendung standardisierter Kapitalkosten noch an Bedeutung gewinnen werde, je unterschiedlicher die Abschreibungs- und Investitionsmodelle der Netzbetreiber würden (vgl. Randziffer 189).

Auch nicht standardisierte Gesamtkosten sollten dem Effizienzvergleich zugrunde gelegt werden, da sTOTEX zwar Unterschiede bei den Abschreibungsdauern und dem Anlagenalter auffangen könnten, nicht jedoch Unterschiede auf Grund verschiedener Aktivierungspraktiken seitens der Netzbetreiber. Würden daher nur die sTOTEX dem Effizienzvergleich zugrunde gelegt und würde die Effizienzgrenze durch Unternehmen auf die Weise gebildet, dass diese kurze Abschreibungszeiten haben, ihr Anlagevermögen ein hohes Alter aufweist und sie sich durch eine zurückhaltende Aktivierungspraxis auszeichnen, könne dies andernfalls zu unerreichbaren Effizienzzielen für andere Netzbetreiber führen (vgl. Randziffer 193).

Die Durchführung einer Vergleichbarkeitsrechnung und somit die Verwendung von sTOTEX halten wir ebenso wie die Bundesnetzagentur weiterhin für notwendig. Die sTOTEX müssen weiterhin sowohl der Herstellung von Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Altersstruktur der Netze als auch der unterschiedlichen Nutzungsdauern dienen. Die Bedeutung der sTotex wird umso wichtiger, da Netzbetreiber, die energiewendebedingt viel in ihr Netz investieren müssen, hohe Totex erhalten und somit bei einem Totex-Benchmark benachteiligt sind gegenüber denjenigen, die wenig investieren müssen. Die sTotex korrigieren dies. Eine Mittelwertbildung aus Totex und sTotex Effizienzwert führt jedoch dazu, dass die stark investierenden Netzbetreiber hier strukturell benachteiligt werden. Verstärkt wird das noch durch KANU 2.0 im Gas, wodurch schneller abschreibende Netzbetreiber hohe Totex bekommen (vgl. hierzu Abschnitt 9).

Bei den sTotex benachteiligt sind hingegen solche VNB, die wenig investieren müssen und viel über OPEX lösen. In den sTotex hätten diese vergleichbar gerechnete (und somit höhere) CAPEX und zusätzlich ihre hohen OPEX und somit hier einen Nachteil. Für diese VNB ist eine Mittelwertbildung ebenfalls eine strukturelle Benachteiligung

Die Argumentation der Bundesnetzagentur, dass die Totex notwendig seien, um für unterschiedliche Aktivierungspraktiken zu korrigieren, können wir nicht nachvollziehen.

Kosten für Redispatch

Vor dem Hintergrund der bereits in den Stellungnahmen zur RAMEN thematisierten Ausführungen sehen es die Verbände als zwingend an, die Anforderungen, die sich aus den Regelungen der ARegV ergeben, im Vorfeld zur Einbeziehung der Redispatchkosten in den Effizienzvergleich zu erfüllen.

Ebenso sehen die Verbände es als zwingend an zu prüfen, inwieweit der Einbezug oder Nichteinbezug von Redispatchkosten zu Verzerrungen im Benchmark führt.

„(...) Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 hervorruft und auf Gründen außerhalb der Einflussphäre von Verteilernetzbetreibern beruht.“ (§ 32 Abs. 2 S. 2 ARegV).

Diese Voraussetzung macht schließlich auch die Regelung des § 34 Abs. 8 ARegV zur Bedingung für eine Einbeziehung von Redispatch-Kosten in den *Effizienzvergleich* „erst dann und frühestens ab 2026 (...) wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 ARegV getroffen hat“. Eine Konsultation und inhaltlich tiefe Befassung mit der Frage der angemessenen Berücksichtigung war somit vom Verordnungsgeber bereits frühzeitig angelegt worden und daher nicht als optional, sondern als Grundbedingung für eine Entscheidung in dieser Sache vorausgesetzt worden. Aufgrund der vorangehend dargestellten Diskussionspunkte sowie der starken wirtschaftlichen Betroffenheit einzelner Netzbetreiber ist bei Veränderung der aktuellen Einordnung der Redispatch-Kosten gegenüber dem Status Quo eine angemessene Anhörung in Form einer eigenen Konsultation zu gewährleisten. Unter Berücksichtigung der energiepolitischen EE-Ausbauziele und dem damit einhergehenden Transformationsprozess der originären Verteilernetzfunktion, der regional stark unterschiedlich ausfällt, muss die BNetzA prüfen und mit der Branche diskutieren, ob bzw. wie die Kosten aus Redispatch in den Effizienzbenchmark einbezogen werden dürfen. Der Prüfauftrag muss auch umfassen, inwieweit der Einbezug oder Nichteinbezug von Redispatchkosten zu Verzerrungen im Benchmark führt.

Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten, die sich bei den Aufwendungen für Redispatch ergeben, beabsichtigt die BNetzA, eine Vergleichsmäßigung vorzunehmen. Wie diese ausgestaltet werden soll, bleibt einer separaten Festlegung vorbehalten.

Vor dem Hintergrund der vorstehend beschriebenen durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Sachverhalte ist eine Einbeziehung der Aufwendungen für den Redispatch ohne Berücksichtigung der durch den betroffenen Netzbetreiber nicht zu beeinflussenden Kostenanteile nicht sachgerecht und wird den Netzbetreiber, die von den umfangreichen Herausforderungen der Integration von volatilen Erzeugungsanlagen betroffen sind, nicht gerecht.

Forderung:

Eine Standardisierung der TOTEX ist zwingend notwendig, damit der unterschiedlichen Altersstruktur der Netze als auch der unterschiedlichen Nutzungsdauern Rechnung getragen werden kann. Gerade vor dem Hintergrund der unterschiedlichen KANU 2.0-Umsetzung sind unabhängig der gewählten Bestabrechnung die verzerrenden Effekte dieser Umsetzung zu bereinigen. In Bezug auf die Redispatch-Kosten ist zwingend zu prüfen, inwieweit der Einbezug oder Nichtbezug dieser Kostenposition zu Verzerrungen im Benchmark führt.

7. Vergleichsparameter (Tenorziffer 8)

Wir begrüßen es, dass in der Methodenfestlegung in Tenorziffer 8.1. weiterhin explizit die Forderung enthalten ist, dass der Effizienzvergleich die geografischen, geologischen oder topografischen Merkmale und strukturellen Besonderheiten der Versorgungsaufgabe berücksichtigen muss und in Tenorziffer 8.4 explizit auf die Berücksichtigung der Heterogenität hingewiesen wird. Kritisch sehen wir gewisse Anforderungen an die zu berücksichtigen Parameter. Konkret erachten wir die Bedingungen, dass die Parameter nicht durch Entscheidungen des Netzbetreibers bestimmbar und nicht in ihrer Wirkung ganz oder teilweise wiederholend sein dürfen als problematisch. Grundsätzlich ist es zielführend, dass in einem Effizienzvergleich versucht wird, nur Parameter zu erfassen, die sogenannte exogen sind, das heißt, von den Netzbetreiber nicht im Hinblick auf den Effizienzvergleich beeinflussbar sind. Die Grenze, inwieweit ein Parameter exogen oder endogen ist, war bereits bei früheren Effizienzvergleichen oft schwer zu ziehen. Diese Trennschärfe nimmt mit der Transformation noch weiter ab. Vor allem bei den Gasverteilnetzbetreibern aber auch bei Stromverteilnetzbetreibern wird die unternehmerische Entscheidungsfreiheit immer stärker durch regulatorische oder politische Vorgaben eingeschränkt. Dadurch werden zunehmend bisher endogene Parameter aus Sicht des Netzbetreibers zu exogenen Parametern. Insofern darf dieser Unterscheidung bei der Parameterwahl kein allzu hohes Gewicht beigemessen werden. Auch die Anforderungen der „nicht Wiederholbarkeit“ an die Parameter engt den Spielraum für das Finden eines geeigneten Effizienzmodells unnötigerweise ein. Es ist bekannt und auch von den Gutachtern der BNetzA bestätigt, dass die Multikollinearität, welche das Ergebnis von sich in der Wirkung wiederholenden Parameter ist, im Effizienzvergleich kein Problem darstellt. Insofern darf auch diesem Kriterium bei der Modellbestimmung keine große Rolle zukommen.

Die in Tenorziffer 8.2 thematisierte Kostentreiberanalyse sollte in geeigneter Weise für die Ermittlung geeigneter Vergleichsparameter umgesetzt werden; nicht nur aus statistischer, sondern auch aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht, um die Heterogenität adäquat abzubilden. Die bisherigen Effizienzvergleichsverfahren haben ein gewisses Grundsetting an Vergleichsparametern erkennen lassen, das einen wesentlichen Beitrag für die Kostenerklärung geleistet und zu statistisch guten Ergebnissen und robusten Modellen in den Effizienzvergleichsverfahren geführt hat. Die Konstanz der Parameterwahl hat wesentlich zu einer Verlässlichkeit und Stetigkeit im Effizienzvergleichsverfahren beigetragen und zu weniger Rechtsstreitigkeiten geführt. Mit Blick auf die zukünftigen Herausforderungen der Netzbetreiber wird dieses Parametersetting aber voraussichtlich nicht ausreichen, um die heterogenen Entwicklungen vollständig und sachgerecht abzubilden.

In Bezug auf die Parametrierung der Methoden hat die Branche zur Kenntnis genommen, dass die BNetzA in Tenorziffer 8.3 zwar zur Abbildung der Versorgungsaufgaben die gleichen Parameter in den Methoden verwenden will, bei der Umsetzung dieser Parameter jedoch neu eine gewisse Flexibilität vorsieht. So kann sie die Parameter so definieren, dass sie in den einzelnen Methoden unterschiedlich verwendet werden können (z.B. Wachstumsraten, Verhältniszahlen o.ä.). Diesen ersten Schritt zur Flexibilisierung der Parametrisierung begrüßt die Branche, obgleich dieses Vorgehen nicht dem Verständnis der Branche bezüglich einer differenzierten Parametrierung der Modelle für SFA und DEA entspricht. Die Branche weist zudem darauf hin, dass diese Flexibilität nicht bei allen Parametern umgesetzt werden kann. Insofern muss die geplante Flexibilisierung die Möglichkeit zulassen, dass die Versorgungsaufgabe durch ähnliche, aber nicht identische Parameter je nach Methode beschrieben werden kann. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund der vorgängig erwähnten Möglichkeit, dass zukünftig auch andere Effizienzvergleichsmethoden geprüft und eingesetzt werden könnten. Wie bereits im [Workshop vom 15. November 2024](#) ausgeführt, ist die Branche der Meinung, dass die Umsetzung der Methoden den jeweiligen Stärken Rechnung tragen muss. Hierzu gehört auch der Umstand, dass eine Parametrierung der Methoden an diese Stärken angepasst werden muss.

So geht z.B. die SFA-Methode zwar von einer funktionalen Formannahme für den Zusammenhang zwischen Kosten und Vergleichsparametern aus, hat aber den Vorteil, dass sie Datenfehler und zu einem bestimmten Maß auch fehlende Vergleichsparameter verkraften kann, denn Fehler (in Form von stochastischem Rauschen) werden ausdrücklich zugelassen. Die SFA steht in der praktischen Anwendung aber häufig vor der Herausforderung, ein konvergierendes Modell zu finden. Die DEA hingegen setzt keine funktionalen Formannahmen voraus. Allerdings können hier nicht alle Datentypen (wie Dummy-Variablen, Kategorien, Anteile) verwendet werden, welche in der SFA problemlos anwendbar wären und zu einer geeigneten Spezifizierung des Modells führen könnten. Zudem lässt die DEA keinerlei Daten- oder Modellfehler zu. Dies bedeutet in der praktischen Anwendung: Entweder müssten Unternehmen in der DEA bereits vergleichbar sein oder sie müssen durch die Wahl geeigneter Vergleichsparameter vergleichbar gemacht werden. Dies setzt voraus, dass das Modell vollständig spezifiziert ist. Aufgrund der großen Heterogenität der Netzbetreiber im Effizienzvergleich entstehen daher vollkommen andere Anforderungen an die DEA-Methode: Bei großer Heterogenität braucht es eine wesentlich größere Anzahl von Vergleichsparametern, um diese Heterogenität geeignet abzubilden. Diesen Kriterien muss bei der Umsetzung Rechnung getragen werden. Dadurch können die jeweiligen Stärken genutzt werden (z.B. unterschiedliche Parametrierung in den Methoden zulassen).

Gemäß Ziffer 8.4 soll durch die Auswahl der Vergleichsparameter die strukturelle Vergleichbarkeit möglichst weitgehend gewährleistet sein und die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber angemessen abgebildet werden. Es ist zu begrüßen, dass die Anregungen der Branche, der erwarteten zukünftig steigenden Heterogenität stärker Rechnung zu tragen, aufgenommen wurden. Im Fokus der BNetzA stehen zu Recht Netzbetreiber, die eine andere Versorgungsaufgabe erfüllen und wie bereits der BGH in seinem Urteil zum Effizienzvergleich Gas der 3. Regulierungsperiode ausgeführt hat, den Effizienzwert der übrigen Netzbetreiber unsachgemäß verzerren. Im Hinblick auf die Umsetzung der kommenden Effizienzvergleiche sieht die Branche aber zwei Aspekte, die es zu konkretisieren gilt.

1. Zum einen ist unklar, welche Kriterien seitens der BNetzA verwendet werden, um zu beurteilen, ob die Versorgungsaufgabe unterschiedlich ist. Dies ist zu konkretisieren. Vor allem

reicht es nicht aus, dieses Anliegen als Sollvorschrift zu fassen. Die strukturelle Vergleichbarkeit (Heterogenitätsstufe 1) und eine angemessene Berücksichtigung der Heterogenität (Heterogenitätsstufe 2 und 3) **müssen** gewährleistet sein. Sowohl die BNetzA in der Methodenfestlegung als auch das Gutachten von Frontier Economics fokussieren vor allem auf die Heterogenitätsstufe 1. Dabei handelt es sich um strukturell nicht vergleichbare Unternehmen. Da diese aus dem Effizienzvergleich ausgeschlossen werden, liegt die große Herausforderung für den Effizienzvergleich in der adäquaten Abbildung der Heterogenitätsstufen 2 und 3. Die Heterogenitätsstufe 2 beschreibt die bekannten Unterschiede zwischen den VNB, wie z.B. städtische und ländliche Strukturen, gebietsstrukturelle Besonderheiten usw. Somit adressiert die Heterogenitätsstufe 2 eine Heterogenität der Versorgungsaufgaben, die auf nicht oder nur langsam veränderlichen Strukturunterschieden beruht. Diese Heterogenität wurde in den bisherigen Modellen durch ausgewählten Parameter und vorgeschaltete Kostentreiberanalyse abgebildet. Im Zuge der Transformation wird aber die Heterogenitätsstufe 3 an Bedeutung gewinnen. Dabei handelt es sich um eine Heterogenität von Versorgungsaufgaben, die auf dynamisch veränderlichen Strukturunterschieden infolge der Transformation beruht. Hier geht es um die unterschiedliche Betroffenheit der VNB von der Transformation der Energienetze/-versorgung. In den nächsten Jahren ist die allgemeine Entwicklung im Strombereich durch Zubau von EE, Anstieg der Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur, usw. mit regional stark unterschiedlichen Ausprägungen gekennzeichnet. Aber auch bei der Gasversorgung wird die Erreichung des Klimaziels 2045 zu unterschiedlichen Entwicklungen zwischen den Netzbetreibern führen, was die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber erschwert. Damit geht eine «neue» Heterogenität einher, bei der Netzbetreiber mit der gleichen Versorgungsaufgabe (keine Heterogenität des Typs 1) und vergleichbaren gebietsstrukturellen Besonderheiten (keine Heterogenität des Typs 2) dennoch sehr unterschiedliche Kosten- und Outputentwicklungen verzeichnen, die in einem Effizienzmodell abgebildet werden müssen. Erschwerend kommt dazu, dass die Kosten in einem Basisjahr nicht mit der Veränderung der Strukturparameter einhergehen müssen, sondern dass die Veränderungen der Strukturparameter oft erst später anfallen. Diese neue Heterogenität tritt dabei nicht nur zwischen den VNB, sondern auch innerhalb eines Netzgebietes auf. Werden diese Aspekte nicht adäquat im Modell berücksichtigt, ist die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nicht gegeben.

2. Schließlich ist in Bezug auf die beiden in Ziffer 8.4. genannten Lösungsmöglichkeiten klar festzuhalten, dass die Berücksichtigung der strukturell nicht vergleichbaren Netzbetreiber bei der Modellierung und des anschließenden Ausschlusses über eine Ausreißeranalyse (wie das mit der Gruppendominanzanalyse im vierten Effizienzvergleich für die Gasverteilnetzbetreiber vorgenommen wurde) nicht sachgerecht ist. Es ist offensichtlich, dass bei diesem Lösungsansatz die strukturell nicht vergleichbaren Netzbetreiber die Ergebnisse der Modellfindung beeinflussen, obwohl sie nicht im Effizienzvergleich sein dürften. Die einzig sachgerechte Lösung besteht im a priori Ausschluss der strukturell nicht vergleichbaren Netzbetreiber bevor mit der Kostentreiberanalyse und der Modellfindung begonnen wird. Für die zuvor ausgeschlossenen Netzbetreiber der Heterogenitätsstufe 1 empfiehlt sich aus Branchensicht eine nachgelagerte Effizienzwertberechnung auf Basis des zuvor für die strukturell vergleichbaren Netzbetreiber ermittelten Effizienzvergleichsmodells.

Forderung:

Bei der Parameterwahl ist zu berücksichtigen, dass sich die Unterscheidung zwischen endogenen und exogenen Parametern verschiebt. Zudem ist dem Kriterium der sich wiederholenden Wirkung von Parametern weniger Gewicht beizumessen. Zudem muss die Möglichkeit gegeben werden, sowohl die Kostentreiberanalyse als auch die Auswahl der Parameter für die Modelle mit verschiedenen Parametern pro Methode durchzuführen, um deren Stärken zu nutzen und eine genügende Flexibilität im Hinblick auf mögliche alternative zukünftige Methoden zu erhalten. Lediglich eine andere Spezifikation der gleichen Parameter reicht nicht aus. Schließlich ist bei der Berücksichtigung der Heterogenität zum einen auch der Heterogenität zwischen Netzgebieten Rechnung zu tragen. Des Weiteren ist zu definieren, was unter einer nicht vergleichbaren Versorgungsaufgabe zu verstehen ist. Die strukturell nicht vergleichbaren Unternehmen sind a priori vor der Kostentreiberanalyse und der Modellfindung auszuschließen, damit diese die Modellwahl nicht mehr beeinflussen.

8. Methoden (Tenorziffer 9)

Die Festlegung, bei der Durchführung des Effizienzvergleichs auf die Methoden der Data Envelopment Analysis (DEA) und der Stochastic Frontier Analysis (SFA) abzustellen, ist aus Konsistenz- und Rechtssicherheitsgründen grundsätzlich zu begrüßen (Tenorziffer 9.1). Beide Verfahren haben sich bei vergleichbarer Datenlage in der Vergangenheit als geeignete Benchmarkingmethoden zur Bestimmung individueller Effizienzen bewährt und ermöglichen im Zusammenspiel eine methodische Absicherung der Ergebnisse. Durch die Anwendung beider Ansätze wird zudem eine gewisse Kontinuität im Verfahren gewahrt, was im Sinne der Verlässlichkeit für die regulierten Unternehmen positiv zu werten ist.

Ferner kann der Einsatz grundlegend anderer Methoden insbesondere dann in Erwägung gezogen werden, wenn sich zeigt, dass DEA und SFA in ihrer bisherigen Umsetzung die verbleibende Heterogenität nicht mehr sachgerecht abbilden kann. Im Zuge dieser Entwicklungen kann es sinnvoll sein, alternative Methoden zu testen. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass für solche alternative Methoden zu den heute eingesetzten Methoden der DEA und SFA praktische Erfahrungen vorliegen sollten. Der Einsatz von «neuen» Methoden wie LatentClass, StoNED, Quantilsregressionen oder Varianten der DEA-Umsetzung ist nur dann gerechtfertigt, wenn sie im Vergleich zu den heute eingesetzten Methoden zweifelsfrei besser in der Lage sind, mit dem zukünftig heterogeneren Datensatz umzugehen. Dabei ist auch ein Abwägen in Bezug auf die Sicherstellung der Rechts- und Planungssicherheit wichtig.

Forderung:

Das Festhalten an den bisherigen Methoden SFA und DEA erscheint zum jetzigen Zeitpunkt sachgerecht, da dadurch eine gewisse Kontinuität und Rechtssicherheit gewährt wird. Aufgrund der erwarteten Zunahme der Heterogenität der Stufen 2 und 3 kann es zielführend sein, auch alternative Methoden zu testen. Für solche Alternativen sollten jedoch praktische Erfahrungen vorliegen und diese Methoden müssen besser als die heute eingesetzten DEA und SFA in der Lage sein, mit den zukünftig heterogeneren Daten umzugehen.

9. Abrechnungsmethode (Tenorziffer 12)

Die BNetzA beabsichtigt gemäß Tenorziffer 12 eine modifizierte Bestabrechnung zur Ermittlung der Effizienzwerte anzuwenden. Demnach soll eine Mittelwertbildung der beiden berechneten DEA-Effizienzwerte mit den tatsächlichen (TOTEX) und standardisierten (sTOTEX) Kosten sowie eine Mittelwertbildung der beiden berechneten SFA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kosten erfolgen. Begründet wird die Entscheidung damit, dass die ursprünglichen Argumente für die Best-of-Four Abrechnung durch eine Durchschnittsbildung ebenso erfüllt werden. Zusätzlich solle ein Durchschnitt vor überzogenen Effizienzvorgaben schützen.

Als Argument für den Wechsel wurde im Expertenworkshop vom 14. Juli 2025 von der BNetzA auf durchgeführte Szenarienrechnungen hingewiesen. Dabei habe die BNetzA die TOTEX und sTOTEX jedes einzelnen Netzbetreibers um 1%, 5% und 10% erhöht und den damit verbundenen bestabgerechneten Effizienzwert über die bisherige Art der Bestabrechnung (Best-of-four) sowie die neue Art der Bestabrechnung (BoMo) ermittelt. Diese Analysen wurden ceteris paribus durchgeführt, was bedeutet, dass jeweils nur die Daten eines Netzbetreibers geändert wurden. Die Berechnungen erfolgten für alle Netzbetreiber sowie für Strom und Gas. Als Ergebnis kommt die BNetzA zu Schluss, dass die Veränderung der bestabgerechneten Effizienzwerte (skalierter Bo4) durchgängig deutlich unterhalb der individuellen Kostenerhöhung der einzelnen Netzbetreiber liegt. Zudem wird erwähnt, dass der Effekt auch bei Effizienzwerten nach der vorgeschlagenen modifizierten Bestabrechnung (BoMo) zu beobachten ist, wenngleich etwas abgeschwächt.

Diese durchgeführte Analyse und die Ergebnisse sind zum einen trivial und hängen mit der Funktionsweise der Methoden zusammen. Zum anderen sind sie ungeeignet, einen Wechsel der Bestabrechnung zu begründen. Im Einzelnen:

- Eine Orientierung am Durchschnitt der Branche ist nicht zielführend. Wie auch die Analysen der Branche am 14. Juli 2025 gezeigt haben, wirken sich die Veränderung der Bestabrechnung sehr unterschiedlich auf die Netzbetreiber aus.,
- Des Weiteren gilt die von der BNetzA beschriebene Wirkung auch in der Gegenrichtung. Somit können die Netzbetreiber bei einer Senkung ihrer Kosten, was das Ziel der Anreizregulierung und der Effizienzvorgabe ist, nur unterdurchschnittlich in Bezug auf den Effizienzwert profitieren.
- Zudem ist seit Beginn der Anreizregulierung bekannt, dass eine Veränderung der Kosten in der SFA zu keiner gleichen Veränderung des Effizienzwertes führt. Dies liegt bei der SFA methodenimmanent vor allem an zwei Effekten: Erstens wird in der SFA die „Effizienz“ eines Netzbetreibers nicht einfach als unmittelbares Verhältnis von Beobachtung zu beobachtetem „Frontier-Wert“ gemessen, sondern über das bedingte Erwartungsmaß des Ineffizienzterms. Bei der Schätzung dieses Maßes erfolgt dabei eine Orientierung am Durchschnitt, womit keine 1:1-Übertragung der Kostenveränderung auf den Effizienzwert erfolgt. Zum anderen hängt die Frontier von allen Beobachtungen ab. Die Veränderung einer Beobachtung hat damit nur einen geringen Einfluss auf die Verschiebung der Frontier. Insgesamt führen diese Effekte zu einem unterdurchschnittlichen Zusammenhang zwischen Kostenveränderung und Effizienzwertveränderung. Bei der DEA liegt keine solche unterdurchschnittliche Veränderung vor. Hier kann in der Regel bei Effizienzwerten <100% eine direkte

Übertragung von Kostenveränderungen und Veränderungen der Effizienzwerte erwartet werden.

Gegeben diesen methodischen Eigenschaften ist es völlig klar, dass bei der Bestabrechnung, welcher Art auch immer, ein unterdurchschnittlicher Zusammenhang zwischen Kostenänderung und Effizienzwertänderung besteht. So bekommen die Mehrheit der Netzbetreiber ihren Effizienzwert aus der SFA und unterliegen damit dem geschilderten Methodeneffekt. Bei der DEA gibt es einige Netzbetreiber mit einem Supereffizienzwert, womit eine Kostenerhöhung sich nicht in jedem Fall in einer Veränderung der Effizienzwerte widerspiegelt.

Zusammenfassend kann somit festgehalten werden, dass die vorgenommenen Szenarienanalysen lediglich bekannte Methodeneffekte dokumentieren und nicht geeignet sind, einen Wechsel der Bestabrechnung zu begründen. Die ursprünglichen Argumente, dass mit einer Bestabrechnung den methodischen Risiken und den unterschiedlichen Auswirkungen in Bezug auf die Kapitalkosten Rechnung getragen werden muss, sind nach wie vor gültig.

So haben sowohl Professor Per J. Agrell während des Wissenschaftsdialogs vom 24.09.2024 sowie Professor Mark A. Andor und Professor Christopher F. Parmeter im Rahmen verschiedener Veröffentlichungen dargelegt, dass eine Bestabrechnung zwischen den Ergebnissen der DEA und SFA zwingend notwendig ist, um einerseits bestehende Verzerrungen der Ergebnisse beider Methoden auszugleichen und andererseits sicherzustellen, dass die spezifischen methodischen Vorgehensweisen bei der Bestimmung berücksichtigt werden. Eine Durchschnittsbildung würde zu einer Verwässerung der verschiedenen methodischen Vorgehensweisen führen, was wissenschaftlich nicht haltbar wäre. Besonders bei einem etwaigen Wechsel der Benchmarkingmethoden ist sicherzustellen, dass damit nicht die Bestabrechnung gefährdet wird.

Ebenfalls wird die Erkenntnis geteilt, dass neben dem Effizienzvergleich mit TOTEX auch ein Effizienzvergleich auf standardisierten Kosten notwendig ist. Diese Standardisierung ist wichtig, da ansonsten die Gefahr besteht, dass nicht Kostenunterschiede, sondern unterschiedliche Bestimmung der Kapitalkosten oder eine abweichende Altersstruktur der Netzanlagen den Effizienzwert beeinflussen. Bei einer Durchschnittsbildung über die Kostenbasen kann ein potenziell verzerrter Effizienzwert aus einer der beiden Kostenbasen weiterhin den finalen Effizienzwert beeinflussen und kann somit betroffene VNB benachteiligen. Würde die von der BNetzA favorisierte BoMo angewendet und auf die SFA-Skalierung verzichtet, wäre außerdem das Erreichen eines Effizienzwerts von 100 % rechnerisch nur noch möglich, wenn ein Netzbetreiber in beiden DEA-Effizienzwerten 100 % erreicht.

Forderung:

Die bisherige Bestabrechnung muss zwingend beibehalten werden. Die ursprünglich für die Bestabrechnung verwendeten Argumente haben weiterhin Bestand und werden auch durch die Wissenschaft gestützt. Die von der BNetzA vorgenommenen Szenarienanalysen sind ungeeignet, einen Wechsel der Bestabrechnung zu begründen, handelt es sich dabei doch lediglich um längst bekannte methodenimmanente Effekte, welche sowohl bei Kostenerhöhungen als auch bei Kostensenkungen gleichermaßen wirken. Die verwendete Durchschnittsbetrachtung ignoriert dabei, dass individuelle Betroffenheiten besonders stark ausfallen können.

10. Ausreißeranalysen

Aus Sicht der Branche eignen sich die bisher vorgesehenen Ausreißeranalysen nicht, Heterogenität im Datensatz zu erkennen. Die Branche teilt daher die Einschätzung der BNetzA, dass Anpassungen bei der Umsetzung der bestehenden Ausreißeranalysen notwendig sind.

Allgemein sollten die folgenden Aspekte Beachtung finden:

- Strukturell generell nicht vergleichbare Unternehmen müssen bereits vor der Ausreißeranalyse bei der Modellfindung identifiziert und ausgeschlossen werden, um einen verzerrenden Einfluss auf die Modellfindung zu verhindern. Die Korrektur um diese Unternehmen ist nicht Aufgabe der Ausreißeranalyse.
- Zu den bestehenden Heterogenitäten stellt die „neue“ Heterogenität mit sich stark unterschiedlich entwickelten Netzen eine zusätzliche Herausforderung für die Ausreißeranalyse dar.

10.1 Ausreißeranalyse in der DEA

Insbesondere in der DEA sind mehrstufige Analysen durchzuführen, um verdeckte Ausreißer zu identifizieren.

Der Dominanztest sollte als Bootstrap-Test durchgeführt werden, da der bislang verwendete Banker-F-Test Annahmen benötigt, die mit der nichtparametrischen Natur der DEA nicht vereinbar sind.

Die neu eingeräumte Möglichkeit strukturell grundsätzlich nicht vergleichbare Netzbetreiber auch über die Ausreißeranalyse zu identifizieren und entsprechend auszuschließen, halten wir für die falsche Methode. Nicht vergleichbare Netzbetreiber sollten erst gar nicht in die Modellbildung einfließen, sondern vorab ausgeschlossen werden, um das resultierende Modell nicht zu verzerren.

Aus Sicht der Verbände war die Gruppendominanzanalyse in der DEA im Effizienzvergleich Gas lediglich ein Hilfskonstrukt vor dem Hintergrund der Vorgaben der ARegV und des betreffenden BGH-Urteils und ist in der „neuen Welt“ nicht mehr notwendig, da Netzbetreiber mit unterschiedlicher Versorgungsaufgabe vorab ausgeschlossen werden können.

10.2 Ausreißeranalyse in der SFA

Die bislang angewandte und im Festlegungsentwurf weiterhin vorgeschriebene Ausreißeranalyse in der SFA bezieht sich nur auf den deterministischen Teil der Schätzung - die Regressionsgerade - und wird im Rahmen einer OLS-Schätzung durchgeführt. Hierbei wird untersucht, inwiefern die einzelnen Netzbetreiber die Lage der Regressionsgerade beeinflussen. Damit kann - wie von der Bundesnetzagentur in ihrer Begründung (Randziffer 298) beschrieben - der Einfluss der Ausreißer auf die geschätzten effizienten Kosten identifiziert werden. Dies ist jedoch nicht gleichzusetzen mit dem Einfluss auf die Effizienzwerte, da diese maßgeblich durch die Zerlegung des zusammengesetzten Fehlerterms in Störterm und Ineffizienzterm beeinflusst werden. Genau diesen Aspekt deckt die bislang aufgeführte Ausreißeranalyse jedoch nicht ab.

Aus diesem Grund schlagen die Verbände vor dieser Ausreißeranalyse eine zweite anzuschließen, die – ähnlich der Dominanzanalyse in der DEA – den Einfluss einzelner Beobachtungen auf die Effizienzwerte testet. Hier bietet sich ein Vorgehen analog dem DFBETA-Test an, der den Einfluss einzelner Beobachtungen auf die Schätzparameter einer Regression testet¹. Um den Einfluss einzelner Beobachtungen auf den für die Ermittlung der Ineffizienz relevanten Parameter „Standardabweichung des Ineffizienzterms“ zu bestimmen, wird das Modell jeweils einmal mit und einmal ohne jede einzelne Beobachtung geschätzt. Die Differenz der zwei geschätzten Parameter „Standardabweichung des Ineffizienzterms“ wird mit dem Standardfehler des Parameters im vollen Modell standardisiert und der resultierende Wert mit dem für den DFBETA-Test üblichen Grenzwert von $|2/(N^{0.5})|$ abgeglichen. Netzbetreiber, deren Wert den Grenzwert übersteigt, sind als Ausreißer zu entfernen. Dieser Test schließt diejenigen VNB aus, die die Effizienzwerte aller deutlich nach oben oder unten verändern, und verhindert somit einen zu starken Einfluss einzelner VNB.

Der vorgeschlagene Test eignet sich auch, um die im Rahmen des Expertengesprächs vom 14.07.25 thematisierte „Sogwirkung“ von ineffizienten Beobachtungen in der SFA zu adressieren. Aus diesem Grund erläutern wir an diesem Punkt der Stellungnahme zunächst die Problematik und stellen zwei mögliche Lösungsansätze vor.

Es besteht die begründete Möglichkeit, dass durch die geplante Umstellung des vereinfachten Verfahrens oder die unterschiedliche Behandlung der Unternehmen im vereinfachten Verfahren (z.B. Verzicht auf den Betriebskostenfaktor) eine größere Anzahl im Vergleich eher ineffizienterer VNB in den Effizienzvergleich miteinbezogen wird. In der SFA führt dies aus folgenden Gründen zu einer kontraintuitiven Wirkung auf alle bisher im Effizienzvergleich berücksichtigten Netzbetreiber.

Die Stochastic Frontier Analysis (SFA) ist ein ökonometrisches Verfahren zur Effizienzmessung. Ziel ist es, zwischen ineffizientem Verhalten und Zufallseinflüssen in den beobachteten Kosten zu unterscheiden.

Das klassische SFA-Modell bei Kostenfunktionen basiert auf folgender Struktur:

$$(1) \quad y_i = x_i\beta + v_i + u_i$$

wobei y_i die beobachteten Kosten darstellt, x_i die Kostentreiber und β die Koeffizienten der Kostentreiber. v_i ist der symmetrisch verteilte Störterm, u_i ist der positiv verteilte Ineffizienzterm (in unserer Anwendung Exponentialverteilung). Ein vollkommen effizientes Unternehmen hat $u_i = 0$; ein höherer Wert steht für höhere (vermeidbare) Kosten.

Mittels Maximum Likelihood, wird nun geschätzt, welche Parameterwerte für die Koeffizienten sowie welche Verteilungsparameter (Varianz und Standardabweichung) von v_i und u_i die gegebenen Daten am besten erklären.

Die Ineffizienz u_i jedes einzelnen Netzbetreibers kann nicht direkt geschätzt werden, weil sie im beobachteten Fehler $\varepsilon_i = v_i + u_i$ zusammen mit dem Zufall steckt. Erst durch Annahmen über die Verteilungen von v_i und u_i kann man den Fehler statistisch trennen – und so den Erwartungswert von u_i berechnen. Die relevante Formel zur Schätzung (siehe z.B. Stata Manual zu Befehl frontier) zeigt,

¹ Belsley, D., Kuh, E., and Welsch, R. (1980), Regression diagnostics: Identifying influential data and sources of collinearity. John Wiley & Sons, pp. 11–14.

dass der Erwartungswert von u_i direkt von der mittels Maximum Likelihood geschätzten Standardabweichung des Ineffizienzterms σ_u abhängt.

$$(2) \quad E(u_i | \varepsilon_i) = \mu_i^* + \sigma^* \frac{\phi\left(-\frac{\mu_i^*}{\sigma^*}\right)}{\phi\left(\frac{\mu_i^*}{\sigma^*}\right)}$$

Mit (bei normalverteiltem Störterm und exponentialverteilter Ineffizienz):

$$(3) \quad \mu_i^* = \varepsilon_i - \frac{\sigma_v^2}{\sigma_u}$$

$$(4) \quad \sigma^* = \sigma_v$$

Diese Formel ist recht komplex, wichtig ist vor allem: Die geschätzten Ineffizienzterme der Unternehmen (also die Effizienzwerte) werden direkt durch die geschätzte Standardabweichung des Ineffizienzterms beeinflusst.

Wenn viele stark ineffiziente Unternehmen (mit hohen Kosten) in den Datensatz aufgenommen werden, erhöht sich die geschätzte Standardabweichung des Ineffizienzterms σ_u . Um die beobachteten Abweichungen zwischen tatsächlichen und minimalen Kosten zu erklären, schätzt das Modell eine größere Streuung der Ineffizienzkomponente σ_u .

Da σ_u direkt in die Formel für den geschätzten Ineffizienzterm $E(u_i | \varepsilon_i)$ eingeht, erhöht ein Steigen des σ_u , auch bei gleichem beobachtetem Fehler ε_i die Ineffizienzschatzung für jedes Unternehmen.

Selbst Unternehmen, deren Kosten sich nicht geändert haben, erscheinen im Vergleich weniger effizient, weil das Modell nun höhere Ineffizienzen für wahrscheinlicher hält. Diese Eigenschaft der SFA („Sogwirkung“) besteht methodenimmanent, ist jedoch äußerst kontraintuitiv und führt zu einer in der Wirkung nicht nachvollziehbaren Schlechterstellung der bislang im Effizienzvergleich vorhandenen Unternehmen.

Sollte die BNetzA an der geplanten Umstellung des Schwellenwertes festhalten, muss diese aus unserer Sicht notwendigerweise flankiert werden. Hierzu sind Absicherungsmechanismen notwendig, die verhindern, dass die Effizienzwerte – wenn in die Vergleichsgruppe ineffizientere VNB dazukommen – nicht nach unten absinken. Gerade die Tatsache, dass es sich um einen relativen Vergleich handelt, führt nämlich in der SFA zu paradoxen Ergebnissen.

Wir sehen nach ersten Überlegungen zwei Möglichkeiten, die kombiniert werden sollten:

1. Durchführung des Effizienzvergleichs ohne die „neu hinzukommenden VNB“ und anschließend eine nachgelagerte Effizienzwertberechnung auf Basis des zuvor für die „alten“ Netzbetreiber ermittelten Effizienzvergleichsmodells. Somit würden die „neu hinzukommenden VNB“ den Effizienzvergleich nicht verzerren, könnten aber trotzdem Effizienzvorgaben erhalten und so ihre Effizienzlücke aufholen. Nach Aufholung der Effizienzlücke können sie dann regulär die Modellbildung aufgenommen werden.
2. Durch die oben vorgeschlagene Erweiterung der Ausreißeranalyse in der SFA können zusätzlich zur bisher verwendeten Cook's Distance ein Großteil der „neuen“ Netzbetreiber als Ausreißer erkannt werden – mit dem Ergebnis, dass die Effizienzwerte der „alten“ VNB

deutlich weniger absinken im Vergleich zum Status quo. Dieser Test schließt im Übrigen diejenigen VNB aus, die die Effizienzwerte aller deutlich nach oben oder nach unten verändern.

Wir weisen darauf hin, dass auch im Nachgang zum Expertengespräch kommunizierte mögliche Änderungen der Grenzwerte für das vereinfachte Verfahren die hier dargelegte Problematik nicht ausräumen können. Zwar führt eine Änderung des Grenzwertes möglicherweise zu einer geringeren Anzahl von Netzbetreibern, die unter das Regelverfahren fallen. Es sollte jedoch berücksichtigt werden, dass durch die Anreize für einen freiwilligen Wechsel ins Regelverfahren weitere ineffiziente Netzbetreiber in den Effizienzvergleich einbezogen werden könnten. Um einer kontraintuitiven Wirkung des Effizienzvergleichs zu verhindern, sollte daher bereits in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich dargelegt werden, wie diese adressiert wird.

Die Anwendung des an den DFBETA-Test angelehnten Ausreißertests halten wir unabhängig davon für grundsätzlich notwendig, da es immer Unternehmen gibt, die die Effizienzwerte aller anderen stark nach unten oder oben verzerren.

Forderung:

Die Ausreißeranalysen dürfen nicht zur Identifikation von Netzbetreibern mit unterschiedlicher Versorgungsstruktur verwendet werden. Dies bedeutet, dass anstelle einer Gruppendominanzanalyse die entsprechenden Unternehmen a priori aus dem Effizienzvergleich ausgeschlossen werden, um die Modellwahl nicht zu verzerren.

Die Ausreißeranalyse in der SFA ist in zweierlei Hinsicht anzupassen, um analog der DEA den Einfluss von einzelnen Netzbetreibern oder Gruppen von Netzbetreibern auf den Effizienzwert der übrigen Netzbetreiber zu verhindern.

Neu in den Datensatz hinzukommende Netzbetreiber sollen für eine bestimmte Zeit nicht Bestandteil der Effizienzberechnungen sein. Ihr Effizienzwert wird isoliert auf Basis des finalen Modells nachträglich ermittelt. Zudem soll analog dem Dominanztest in der DEA in der SFA ein angepasster DFBETA-Test durchgeführt werden, damit der Einfluss von Netzbetreiber auf den Effizienzwert der übrigen Netzbetreiber identifiziert werden kann.

11. Mindesteffizienzwert (Tenorziffer 14)

Die Branche teilt die Einschätzung der BNetzA, dass es eine Mindesteffizienz als Sicherheit braucht. Mindesteffizienz ist ein Instrument, um den Risiken des Effizienzvergleichs Rechnung zu tragen. Die Risiken nehmen mit der steigenden Heterogenität zu. Die Mindesteffizienz ist zum Schutz der Netzbetreiber im regulären Verfahren zwingend so auszugestalten, dass die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit sichergestellt ist; dies gilt vor allem dann, wenn mehr Unternehmen, die bislang im vereinfachten Verfahren sind, ins Regelverfahren wechseln. Wir verweisen in diesem Zusammenhang auch auf die Ausführungen zur Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit in den Abschnitten 1 und 4.

Durch die geplante Veränderung des Datensatzes wird – wie unsere Analysen am 14. Juli 2025 klar gezeigt haben, die Streuung der individuellen Effizienzwerte zunehmen. Es werden im Vergleich zur

Vergangenheit mehr Unternehmen auf die Festlegung einer realistischen Mindesteffizienz angewiesen sein.

Bereits im aktuellen Regime kann ein Effizienzwert von 60%, der sowohl auf OPEX wie auf CAPEX wirkt, schon über einen 5-jährigen Abbaupfad seitens eines Unternehmens, welches Verantwortung für seine Kunden und Mitarbeiter trägt, nicht erreicht werden. Dies wird deutlich, wenn man sich beispielhaft vor Augen führt, welche Auswirkungen ein solcher Effizienzwert auf einen Netzbetreiber hat, dessen Kosten beispielhaft zu 1/3 aus CAPEX bestehen. Eine Kostenreduktion in den CAPEX ist ad hoc nicht möglich, so dass der komplette Effizienzpfad kurz- und mittelfristig bei den OPEX realisiert werden muss. Wenn die OPEX einen Anteil von 2/3 an den Gesamtkosten haben, dann führt ein Effizienzwert von 60% dazu, dass hier zur Erreichung des Effizienzziels nur 40% der OPEX bestehen bleiben können, also 60% der OPEX hier abgebaut werden müssten. Dies ist unternehmerisch unmöglich. Dieser Effekt verstärkt sich bei der geplanten Verkürzung des Abbaupfads. So erhöht sich schon allein aus der Verkürzung bei gleichzeitiger Beibehaltung der aktuellen Mindesteffizienz die jährlich Erlösreduktion von 8 Prozentpunkten auf $(40\% / 5)$ auf 13.3 Prozentpunkte $(40/3)$. Würde die gleiche maximale Erlösreduktion wie heute unterstellt (8 Prozentpunkte), müsste allein aufgrund der Verkürzung des Abbaupfads die Mindesteffizienz auf 76 Prozent erhöht werden.

Für die meisten Unternehmen hat die Mindesteffizienz keine Relevanz. Diejenigen Unternehmen jedoch, die zukünftig von erheblichen Ineffizienzen auf Basis der statistischen Messung, welche mit Unsicherheiten behaftet ist, betroffen sind, müssen zwingend in die Lage versetzt werden, diese Effizienzziele durch unternehmerisches Handeln auch zu erreichen. Somit ist die dargestellte Anhebung der Mindesteffizienz ein elementarer Sicherheitsmechanismus, um auch den Unternehmen mit niedrigen gemessenen Effizienzen eine praktische Umsetzungsperspektive zu geben. Andernfalls drohen erhebliche, punktuelle Verschleppungen bei der Umsetzung der Energiewende durch Personalmangel und fehlende Finanzmittel zum Ausbau der Stromnetze und zur Transformation der Gasnetze. Wie erwähnt ist aufgrund der größeren Risiken im Effizienzvergleich (Transformation) sowie der erwarteten niedrigeren Effizienzwerte der neu in den Effizienzvergleich aufgenommenen Netzbetreiber die Streuung zwischen den Netzbetreibern zunehmen. Dies wiederum bedeutet, dass die Mindesteffizienz für mehr Netzbetreiber von Bedeutung wird.

Forderung:

Die Anhebung der Mindesteffizienz ist vor dem Hintergrund der zunehmenden Unsicherheiten im Effizienzvergleich aufgrund der Transformation, der erwarteten Zunahme der Streuung der individuellen Effizienzwerte nicht zuletzt aufgrund der geplanten Änderung des Schwellenwertes für die Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren sowie der geplanten Verkürzung des Abbaupfads zwingend notwendig.

12. Effizienzwert (Tenorziffer 15)

Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben

An mehreren Stellen der Festlegung spielt die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben eine wichtige Rolle in der Ausgestaltung. Die Ausführungen der Bundesnetzagentur lassen erkennen, dass es unterschiedliche Auffassungen zum Grundverständnis dieser Maßgabe gibt.

Kostenorientierung

Die Einhaltung der Maßgabe ist gegeben, wenn der Netzbetreiber mit seinen Kosten unter Zugrundelegung üblicher unternehmerischer Maßnahmen die Erlösvorgabe nicht überschreiten muss und somit die regulatorisch zugestandene Verzinsung des betriebsnotwendigen Kapitals erwirtschaften kann.

Will man diskutieren, ob das möglich ist, muss man sich damit befassen, wie schnell ein Netzbetreiber Kosten anpassen kann. Dabei muss nach Kostenart differenziert werden. Beispielsweise sind kalkulatorische Abschreibungen nicht beeinflussbar. Sie ändern sich erst, wenn eine Anlage vollständig abgeschrieben ist. Kosten aus Fremdleistungen sind grundsätzlich schnell änderbar, wobei sicherzustellen ist, dass die damit abgedeckten betriebsnotwendigen Aktivitäten anderweitig erbracht werden und dann ebenfalls Kosten verursachen.

Dem muss sich die Bundesnetzagentur stellen. Es reicht nicht aus, über die Maßgabe anhand der Anzahl von Sicherungsmechanismen zu entscheiden, die dem Netzbetreiber (noch) eingeräumt werden. Das schon allein deshalb, weil die Sicherungsmechanismen unterschiedlich mächtig sind und bei den einzelnen Netzbetreibern unterschiedlich stark wirken. Die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit muss aber grundsätzlich für alle Netzbetreiber gewährleistet sein.

Entfall der SFA-Skalierung verwehrt die Möglichkeit von 100% Effizienz

Aus der zwingenden Vorgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit folgt weiterhin, dass effiziente, strukturell vergleichbare Netzbetreiber einen Effizienzwert von 100 % nicht nur in einem Zwischenschritt eines Effizienzvergleichs, sondern ergebniswirksam, d.h. nach einer etwaigen Abrechnung der Ergebnisse mehrerer verwendeter Einzelmethoden, in der erlösrelevanten Effizienzvorgabe erhalten. Dies muss die Methodik, in welcher die erlösrelevanten Effizienzvorgaben ermittelt werden, generell-abstrakt gewährleisten. Das heißt, auch ohne die Berücksichtigung konkreter Datengrundlagen müssen zumindest ein oder mehrere Unternehmen nach der gewählten Methode 100 % Effizienzwerte zugewiesen erhalten. Andernfalls ist der Methode ein Verstoß gegen das in Art. 18 StrommarktVO enthaltene Prinzip der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit zu attestieren.

Der Entfall der SFA-Skalierung und damit auch Begründung der Bundesnetzagentur sind juristisch nicht tragfähig. Die Begrifflichkeit „Soll“ in der Neufassung des Gesetzes ist rein der EuGH-Rechtsprechung zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde geschuldet und vorsichtshalber seitens des Gesetzgebers an allen betroffenen Stellen im EnWG gewählt worden. Sie ändert jedoch nichts an dem materiellen Grundsatz, dass die Erreichung einer 100%igen Effizienz in einem Anreizregulierungsregime prinzipiell möglich sein „muss“ und nicht schon methodenimmanent ausgeschlossen sein darf. Dies verletzt den im Rahmen von Festlegungen nach § 21a EnWG seitens der Bundesnetzagentur zu beachtenden Stand der Wissenschaft. Im vorliegenden Fall ist es jedoch ausgeschlossen, dass Netzbetreiber, welche ihren Effizienzwert aus der SFA erhalten, einen Effizienzwert von 100% erreichen können. Die statistische Grenze liegt hier auf Grund des Abzuges der Störtermkomponente bei 97-98% für Gas bzw. Strom.

Nach unserer Überzeugung ist die Abkehr von den bislang getroffenen normativen Vorgaben der ARegV (Nr. 2 Satz 2 Anlage 3 zu § 12 ARegV), zu denen sich auch der BGH klar geäußert hat, im Ergebnis ermessensfehlerhaft und materiell unangemessen. Die sachlichen Gründe, weshalb der Effizienzwert der relativ effizientesten Netzbetreiber in der SFA auf 100% nachjustiert werden müssen, sind durch eine Verschiebung der formalen Zuständigkeiten inhaltlich nicht entfallen. Die Bundesnetzagentur führt allerdings solche rein formalen Gründe zur Begründung an. Dass es in jedem Falle

ausreichend sein soll, dass nach einer der beiden Methoden die Möglichkeit besteht, einen Effizienzwert von 100% zu erreichen, bleibt eine reine Behauptung ohne tragfähige Begründung oder detaillierte Auseinandersetzung mit den branchenseitig bereits formulierten Bedenken. Letztlich gibt auch der Effizienzmaßstab des Unionsrechts (an den die Bundesnetzagentur weiterhin gebunden ist) vor, dass die Effizienzvorgaben nur angemessen sind, wenn sie seitens des betroffenen Netzbetreibers unter Nutzung der ihm oder ihnen möglichen und zumutbaren Maßnahmen erreicht und übertroffen werden können.

Unerreichbare Zielvorgaben verletzen die unionsrechtlich vorgegebenen Anforderungen an die Angemessenheit der Regulierung. Ungeachtet der Formulierung des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG ist dies also eine „Muss“-Vorgabe. Der Verweis auf „hinreichende weitere Sicherungsmechanismen“ kann diesen systemimmanenten Mangel nicht heilen. Vielmehr deutet der Hinweis darauf, dass die Interessen der Netznutzer „mindestens [sic!] den gleichen Stellenwert haben sollten“, darauf hin, dass die Bundesnetzagentur an der Stelle gezielt niedrigere Effizienzwerte für eine Vielzahl von Netzbetreibern herbeiführen will.

Wir teilen die Aussage der Bundesnetzagentur in der Begründung nicht, wonach ein effizienter Netzbetreiber nicht zwingend einen Effizienzwert von 100 Prozent erhalten muss. Ein effizienter Netzbetreiber ist schon per Definition zu 100% effizient. Erhielte er einen Effizienzwert unterhalb 100% (z.B. 98%), müsste er einen Teil seiner Kosten abbauen, und würde somit faktisch als ineffizient behandelt. Solch eine Behandlung wäre jedoch offenkundig unzulässig. Eine Einstufung als effizient wäre höchstens dann gerechtfertigt, wenn der höchste erreichbare Effizienzwert statt 100% auf 98% herabgesetzt würde und gefordert würde, nur die Lücke bis zu 98% zu erreichen. In dem Fall würde aber genau das stattfinden, was wir fordern: Eine Skalierung der Effizienzwerte, so dass der höchste erreichte Effizienzwert die maximal erreichbare Effizienz darstellt.

Die Betonung der Bundesnetzagentur auch die maximalen Effizienzwerte der 4. RP von 98 Prozent seien eine erreichbare und übertreffbare Vorgabe, legt nahe, dass sie ein Erreichen dieser 98 Prozent als Effizienzziel ansieht. Dies würde jedoch bedeuten, dass Netzbetreiber mit weniger als dem maximalen Effizienzwert von 98 Prozent die Lücke zu diesen 98 Prozent schließen müssen, und nicht wie vorgesehen die Lücke zu den 100%.

Die Argumentation der BNetzA all dies könne dahinstehen, da immer noch die Möglichkeit bestehe, 100 Prozent über die DEA zu erreichen, geht aus unserer Sicht ins Leere, da viele Netzbetreiber aufgrund ihrer Netzeigenschaften keine Möglichkeit haben ihren bestabgerechneten Effizienzwert aus der DEA zu erreichen.

Nichtverankerung des Effizienzbonus verwehrt Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben

Die Bundesnetzagentur verweist in Tenorziffer 10.3 der RAMEN-Festlegung auf die Methodenfestlegung Effizienzvergleich bezüglich der Verankerung deines Effizienzbonus. In der Methodenfestlegung selbst erläutert die Behörde, warum eine Nichtverankerung gerechtfertigt ist und verweist dabei darauf, dass die Regulierungsperioden nicht auf ein bis zwei Jahre verkürzt worden sind. Diese kurzen Zeiträume sind aus Ihrer Sicht erforderlich, um zusätzliche Anreize für Effizienzsteigerung zu schaffen.

Wir weisen darauf hin, dass die Nichtverankerung des Effizienzbonus aus Sicht der Verteilnetzbetreiber eine erhebliche Schwächung der Anreizregulierung darstellt. Der bisher in § 12a ARegV ver-

ankerte Effizienzbonus diene nicht nur als Belohnung für besonders effiziente Netzbetreiber, sondern auch als zentrales Instrument zur Sicherstellung der Übertreffbarkeit von Effizienzzielen im Sinne des § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG. Ohne diesen Bonus entfällt ein wesentlicher Anreizmechanismus, der über die bloße Einhaltung von Effizienzzielen hinaus zu kontinuierlicher Verbesserung motiviert.

Insbesondere in einem Umfeld, das durch steigende Anforderungen an Digitalisierung, Dekarbonisierung und Netzausbau geprägt ist, benötigen Netzbetreiber verlässliche und differenzierte Anreizsysteme. Der Effizienzbonus hat in der Vergangenheit dazu beigetragen, dass auch in einem regulierten Monopolmarkt Wettbewerbselemente wirksam wurden. Der Effizienzbonus ermöglichte eine differenzierte Bewertung besonders leistungsfähiger Unternehmen. Die pauschale Streichung dieses Instruments ignoriert die Tatsache, dass sich die Effizienzwerte in vielen Fällen bereits stark angenähert haben und zusätzliche Anreize notwendig sind, um weitere Optimierungspotenziale zu heben.

Zudem ist fraglich in Anlehnung an den Entfall der SFA-Skalierung, inwieweit die gesetzlichen Anforderungen an die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgaben nach § 21a Abs. 1 Satz 5 EnWG ohne einen Effizienzbonus noch erfüllt werden können. Die Methodenfestlegung sieht zwar weiterhin Sicherungsmechanismen wie Mindesteffizienzwert und Bestabrechnung vor, doch diese dienen primär dem Schutz ineffizienter Netzbetreiber. Ein gezielter Anreiz für besonders effizientes Verhalten fehlt hingegen vollständig.

Daher fordern wir ebenfalls den Effizienzbonus beizubehalten analog der SFA-Skalierung, um weiterhin einen funktionierenden Anreizmechanismus zu bieten, welcher die Erreichbarkeit bzw. die Übertreffbarkeit von Effizienzborgaben gemäß den juristisch geforderten Angaben aus dem EnWG sicherstellt.

Forderung:

Durch den Entfall der SFA-Skalierung ist es nicht mehr möglich, einen 100% Effizienzwert aus der SFA zu erhalten. Dies widerspricht sowohl dem Kriterium der Erreichbarkeit als auch der bisherigen BGH-Rechtsprechung. Insofern ist auch in der Zukunft eine Skalierung der SFA-Werte anzuwenden. Ebenfalls hat die BNetzA nicht aufzeigen können, warum auf den bisher ermittelten Effizienzbonus verzichtet werden sollte. Im Gegenteil führen steigende Anforderungen im Zuge der Transformation zu verstärkter Unsicherheit. In diesem Umfeld dürfen bisher etablierte Sicherheitsmechanismen wie der Effizienzbonus nicht abgeschafft werden.

13. Besonderheiten der Versorgungsaufgabe (Tenorziffer 16)

Grundsätzlich ist eine Regelung, die die Besonderheiten der Versorgungsaufgabe von Netzbetreibern berücksichtigt, zu begrüßen.

In der Praxis zeigt sich jedoch, dass die Anforderungen an eine solche Erhöhung, auch bereits in der ARegV, §15, viel zu hoch angesetzt sind. Kaum ein Netzbetreiber hat diesen Ansprüchen genügt und

von der Regelung profitiert – selbst, wenn er alle Kriterien (außergewöhnlichen strukturellen Umständen, nahezu Alleinstellungsmerkmal, messbarer oder mengenmäßig erfassbarer Effekte) für den Antrag erfüllt hatte.

Die relevanten, zusätzlichen Kosten müssen, analog zur Regelung in der ARegV, mindestens 5 % der dem Benchmark zu Grunde liegenden Kosten betragen, um überhaupt als erheblich im Sinne des Festlegungsentwurfes zu gelten. Auch zukünftig wird es kaum ein Netzbetreiber schaffen, dieses Kriterium zu erfüllen.

Die Energiewende stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen: Sie müssen ihre Infrastrukturen modernisieren, digitalisieren und erweitern.

Alle Netzbetreiber haben in der Zukunft enorme Investitionen für den Netzausbau zu tätigen. Der damit verbundene massive Anstieg der Kosten wird dazu führen, dass die 5%-Hürde absolut gesehen immer höher wird. Diese Investitionen sind jedoch durch gesetzliche Vorgaben alternativlos.

Die unterschiedliche Geschwindigkeit bei der Transformation der Netze wird zur Folge haben, dass die Heterogenität unter den Netzbetreibern weiterhin zunimmt. Die Nutzung der Tenorziffer 16 soll nach BNetzA als Ergänzung in Ausnahmefällen erfolgen. Nur wenn auch dieser Aspekt hinreichend im Effizienzvergleich der BNetzA berücksichtigt wird (bspw. stufenweises Vorgehen bei der Identifikation von heterogenen Strukturen sowie durch die Nutzung von geeigneten Kapazitätsparametern), wäre es sachgerecht, die Anerkennung der Kosten aufgrund struktureller Besonderheiten einer Ausnahmeregelung zu unterwerfen.

Mit Einführung der Anreizregulierung wurde als Sicherheitsmechanismus das Best-of-4 eingeführt und damit die Berücksichtigung struktureller Besonderheiten als Ausnahmeregelung begründet. Im Regierungsentwurf wurde zunächst ein Erheblichkeitsschwellenwert von 1% angesetzt. Dem Bericht des Bundesrates war dann zu entnehmen, dass der Wert auf 3% angehoben wurde, um die Anzahl der Fälle zu begrenzen.

Forderung:

Eine Absenkung des Schwellenwertes auf einen realitätsnäheren Wert von etwa 2 % wäre ein sinnvoller Schritt, um den Transformationsprozess der Verteilnetze nicht unnötig zu behindern, die Anwendbarkeit der Tenorziffer 16 für Netzbetreiber mit besonderen strukturellen Gegebenheiten zu gewährleisten und den Netzbetreibern Planungssicherheit zu geben.

14. Ermittlung von Ineffizienzen (Tenorziffer 17)

Die Verbände sehen die Notwendigkeit eines Gesamtkostenbenchmarks aufgrund unionsrechtlicher Vorgaben nicht, da die Tarifmethodik nicht nur die im Effizienzvergleich einbezogenen Kosten beinhaltet, sondern sämtliche Elemente der Regulierungsformel betrifft und hier Kapitalkosten auch gesondert adressiert werden könnten. Die Bestimmung eines Effizienzwerts basierend auf den Gesamtkosten abzüglich KAnEu halten wir dennoch für sachgerecht.

Es ist vor dem Hintergrund der Energiewende (im Gegensatz zum Steady-State) grundsätzlich empfehlenswert OPEX und CAPEX getrennt zu betrachten und CAPEX in ein vollständiges Cost-Plus Re-

gime zu überführen. Dies würde bedeuten, dass Investitionen nicht nur während der laufenden Regulierungsperiode, sondern auch darüber hinaus vollständig vergütet würden und man das Risiko vermeiden würde, dass notwendige Investitionen ex-post nicht finanziert wären.

Gleichzeitig ist eine getrennte Modellierung von OPEX und CAPEX im Effizienzvergleich sehr komplex und müsste die Interdependenzen zwischen den beiden Kostenarten berücksichtigen. Eine gangbare [angewandte Alternative](#) wäre den etablierten TOTEX-Modellierungsansatz zu wählen und den resultierenden Effizienzwert nur auf OPEX anzuwenden. Neben der einfachen Umsetzbarkeit hat dieser Ansatz den Vorteil, dass er den Netzbetreibern einen gewissen Anreiz bietet, effizient zu investieren, während gleichzeitig das Risiko einer nicht-vollständigen Refinanzierung von Investitionen reduziert wird. Die höheren TOTEX eines ineffizient investierenden Netzbetreibers schlagen sich hier in einem c.p. schlechteren Effizienzwert nieder, der dementsprechend die OPEX, nicht aber die versunkenen CAPEX schmälern würde.

Somit sind die Verbände weiterhin der Auffassung, dass wie bereits in den Stellungnahmen der Verbände zur RAMEN-Tenorierung beschrieben, die **Anwendung des Effizienzwertes auf Kapitalkosten und volatile Kosten** zu Verzerrungen führt und entfallen sollte. Da sowohl bei volatilen Kosten als auch bei Kapitalkosten eine jährliche Anpassung an die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers erfolgt, führt die Anwendung des Effizienzwertes auf diese Kostenkategorien dazu, dass die Erlösobergrenze nur durch überproportionale Absenkung der Betriebskosten (abzüglich der volatilen Kosten) erreicht werden kann. Ein Netzbetreiber mit einem Effizienzwert von 90%, dessen Basisjahrkosten sich zu 50% aus Betriebskosten, zu 40% aus Kapitalkosten und zu 10% aus volatilen Kosten zusammensetzen, kann seinen Erlöspfad nur einhalten, wenn er seine Betriebskosten um 20% (trotz 10%iger Ineffizienz) absenkt. Die geplante Verkürzung des Abbaupfades verschärft dieses Problem noch zusätzlich.

Forderung:

Aufgrund der geplanten Verkürzung des Abbaupfades sowie der in der Praxis nicht vorhandenen Möglichkeit, Kostenkürzungen auf den CAPEX vorzunehmen, führt die Anwendung der Effizienzvorgabe auf den TOTEX zu unerreichbaren und nicht übertreffbaren Vorgaben. Somit ist zwingend eine Anwendung der Effizienzvorgaben des auf TOTEX ermittelten Effizienzwertes auf die OPEX anstelle der TOTEX vorzusehen.

15. Individuelle Effizienzvorgabe (Tenorziffer 18)

Die Bundesnetzagentur plant die Verkürzung des Abbaupfades von Ineffizienzen auf 3 Jahre. Dies ist bereits für die anstehende 5. Regulierungsperiode angelegt, welche einmalig noch 5 Jahre dauern soll und führt damit zu einem Auseinanderlaufen von Regulierungsperiode und Abbaupfad.

Wir verweisen darauf, dass die Bundesnetzagentur die Verkürzung des Abbaupfades unter anderem dadurch begründet und aufwiegt, dass die Netzbetreiber auf der anderen Seite von einem OPEX-Aufschlag profitieren würden. Eben jener OPEX-Aufschlag ist jedoch nicht für alle Verteilnetzbetreiber vorgesehen. Eine Aufrechnung solcher Effekte miteinander ist somit unbedingt zu vermeiden und verzerrt die Tatsache, dass die Netzbetreiber nach Berechnungen des BDEW in Summe deutliche finanzielle Nachteile aus dem NEST-Prozess erleiden. Weiterhin ist ein verringerter Abbaupfad gleichzusetzen mit nicht erreichbaren Vorgaben zu einem Abbau von Ineffizienzen. Netzbetreiber

mit Effizienzwerten um die 70%, welche nach Berechnungen des BDEW ebenfalls nicht unrealistisch sind, müssten entsprechend 10% ineffiziente Kosten pro Jahr abbauen und können damit die Vorgaben schon gar nicht übertreffen.

Zudem ist es ebenso Zielsetzung des § 1 Abs. 1 EnWG, die Versorgung mit Elektrizität und Gas verbraucherfreundlich zu gestalten. Die Begründung der Bundesnetzagentur ist einseitig auf den Kostenaspekt bei den Netznutzern ausgerichtet. Was jedoch hierbei verkannt wird ist, dass z.B. durch die Verkürzung des Abbaupfades die finanziellen Mittel der Netzbetreiber entzogen werden, welche dringend für den Hochlauf von Erneuerbaren Energien, Wärmepumpen oder auch Elektrofahrzeugen benötigt werden. Dies stellt ebenso eine Form der verbraucherfreundlichen Versorgung mit Elektrizität dar, welche jedoch mit hohen Investitionen in die Verteilnetze verbunden ist.

Auf der anderen Seite wird alles dafür getan, dass die Netzbetreiber als wirtschaftliche Unternehmen ihre Kosten regulatorisch bedingt stark senken müssen. Dies führt dazu, dass die Investoren, welche den Netzbetreibern Geld zur Verfügung stellen, ihre finanziellen Mittel nicht mehr für das unrentable und stark regulierte Netzgeschäft bereitstellen.

Dies steht jedoch im Widerspruch dazu, dass die Netzbetreiber, welche die Grundpfeiler der Energiewende sind, den Verteilnetzausbau treiben müssen. Bereits heute müssen Netzbetreiber Vereinbarungen mit Betreibern von Stromerzeugungsanlagen schließen, dass die Anlagen zwar ans Netz gehen können, aber für eine gewisse Zeit nicht mit voller Leistung einspeisen können. Wir plädieren daher für eine Beibehaltung eines 5-jährigen Abbaupfades.

Die Bundesnetzagentur führt in der Begründung aus, dass die Verkürzung des Abbaupfades auch europarechtlich begründet sei, weil demnach Kosten nur insoweit anerkennungsfähig seien, als sie den Kosten eines effizienten, vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

- Nach der Logik dürfte es keinen Abbaupfad geben. Die BNetzA unterstellt damit dem Gesetzgeber, dass vier Regulierungsperioden lang gegen Europarecht verstoßen worden ist.
- Nach 17 Jahren Regulierung hätte diese Auslegung längst höchstrichterlich bestätigt sein können. Schon deshalb überzeugt sie nicht.
- Diese Auslegung des Europarechts kollidiert auch mit der gesetzlichen Maßgabe der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Erlösvorgaben, denn diese Maßgabe begrenzt schlagartige Absenkungen der Erlösobergrenze.
- In der Regulierungspraxis ist der Abbaupfad ein etabliertes Kernelement der Anreizregulierung. Er wird nicht grundsätzlich in Frage gestellt.

Zudem argumentiert die Bundesnetzagentur, der Abbaupfad sei schon einmal von 10 auf 5 Jahre verkürzt worden. Nun sei es angemessen, ihn weiter zu verkürzen. Dem ist entgegenzuhalten, dass die betriebswirtschaftliche Realität genau die umgekehrte Entwicklung nahelegt: Zu Beginn der Regulierung bestehen noch Monopolrenditen, es gibt größere, leicht zu erschließende Kostensenkungspotenziale. Nach vier Regulierungsperioden sind diese Potenziale längst ausgeschöpft, was man auch an der inzwischen recht geringen Bandbreite der Effizienzwerte sehen kann. Nun ist es viel schwieriger, die Kosten weiter zu senken. Die Senkungsrate der Erlösobergrenze muss abnehmen, was einen verlängerten Abbaupfad nahelegt.

Die BNetzA befasst sich mit dem Einwand, ein verkürzter Abbaupfad entziehe dem Netzbetreiber erforderliche finanzielle Mittel. Sie argumentiert, diese Mittel erhalte der Netzbetreiber durch den Kapitalkosten- und den OPEX-Aufschlag. Diese Argumentation ist nicht schlüssig.

Der Netzbetreiber benötigt die finanziellen Mittel über die gesamte Nutzungsdauer der Anlagen hinweg. Insoweit spielt die Behandlung der Bestandsanlagen eine viel größere Rolle als die der seit dem Basisjahr investierten Neuanlagen. Der verkürzte Abbaupfad kürzt unmittelbar die Mittel für alle Bestandsanlagen. Er spart nur wenige Anlagen aus (nur die im KKauf erfassten Anlagen für die Zeit ihrer Erfassung im KKauf). Diese Wirkung kann der KKauf bei weitem nicht ausgleichen. Und der OPEX-Faktor greift ohnehin nur für Stromnetzbetreiber in der fünften Periode im regulären Verfahren. Ihn hier anzurechnen wäre schon deshalb unsystematisch, weil er andere Kostensteigerungen kompensieren und nicht der Anlagenfinanzierung dienen soll.

Ebenso hält es die Bundesnetzagentur für fraglich, warum die Netznutzer "länger als notwendig ineffiziente Kosten finanzieren sollen". Dem ist entgegengehalten, dass eine Finanzierung eines Betriebsmittels mit 40 Jahren Nutzungsdauer grundsätzlich auch 40 Jahre und nicht 3 oder 5 Jahre zu gewährleisten ist, selbst wenn diese Betriebsmittel im Effizienzvergleich implizit als ineffizient eingestuft wurden. Unter anderem davon hängt ab, ob die Erlösvorgabe erreichbar und übertreffbar ist.

Vor dem Hintergrund der aktuellen Herausforderungen sollte sogar geprüft werden, ob die sich aus dem Effizienzvergleich ergebenden Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden abgebaut werden müssen, analog zur Einführung der Anreizregulierung 2009. Auch die österreichische Regulierungsbehörde E-Control hat den Abbaupfad auf 7,5 Jahre gestreckt, um den wachsenden Unsicherheiten im Benchmark in der Transformationsphase Rechnung zu tragen. Im Wachstumspfad würde hierdurch der Effizienzdruck auf die OPEX etwas verringert werden.

Forderung:

Die vorgesehene Reduktion des Abbaupfads von fünf auf drei Jahren führt zu unerreichbaren Vorgaben für die Netzbetreiber und widerspricht folglich den eigenen Vorgaben in der Methodenfestlegung. Es ist weiterhin von einem Abbaupfad von mindestens fünf Jahren auszugehen.