WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM

EVALUATION DER BESTABRECHNUNG BEI UNTERSCHIEDLICHEN KOSTENARTEN

Kurzgutachten für die Bundesnetzagentur

30. OKTOBER 2025

Inhaltsverzeichnis

1 Hintergrund und Auftrag 3

1.1 Reform der Anreizregulierung im Rahmen des NEST-Prozesses 3

1.2 Unser Auftrag 3

2 Bestabrechnung als Sicherheitsmaßstab in der Anreizregulierung 4

2.1 Ziele der Bestabrechnung beim Effizienzvergleich 4

2.2 Abrechnungsmethoden 5

2.3 Stellungnahme der Branche 6

3 Diskussion der Abrechnungsmethoden 9

3.1 Wissenschaftliche Auseinandersetzung mit der Bestabrechnung 9

3.2 Simulation der Abrechnungsmethoden (4. Regulierungsperiode) 12

3.3 Abbildung der methodenimmanenten Unsicherheit 14

3.4 Einfluss der Altersstruktur der Sachanlagen auf die Effizienzwerte 15

3.5 Anreizwirkung hinsichtlich Investitionen und Abschreibungen nach KANU 2.0 17

3.6 Verteilungswirkung zwischen Netzbetreibern und Netznutzern 19

4 Zusammenfassung 22

1 Hintergrund und Auftrag

1.1 Reform der Anreizregulierung im Rahmen des NEST-Prozesses

Der NEST-Prozess („Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“) der Bundesnetzagentur ist die grundlegende Reform der deutschen Anreizregulierung für Strom- und Gasnetze. Auslöser war ein Urteil des Europäischen Gerichtshofs (EuGH) von 2021, das Deutschland verpflichtete, der Bundesnetzagentur mehr Unabhängigkeit bei der Regulierung einzuräumen. Bislang waren zentrale Elemente wie die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) oder die Netzentgeltverordnungen (StromNEV, GasNEV) gesetzlich vorgegeben. Künftig kann die Bundesnetzagentur diese eigenständig festlegen. Damit reagiert der Prozess zugleich auf die Herausforderungen der Energiewende und die steigenden Anforderungen an Effizienz, Investitionen und Transformation der Netze.

Der NEST-Prozess ist mehrstufig angelegt: Zunächst werden über sogenannte Rahmen- und Methodenfestlegungen die Grundprinzipien und Berechnungsmethoden (z. B. Kapitalkosten, Effizienzvergleich, Produktivitätsfaktor) definiert. Anschließend folgen konkrete Festlegungen in den Regulierungsperioden.

1.2 Unser Auftrag

Im NEST-Prozess ist vorgesehen, von der bisherigen Bestabrechnung („Best-of-Four“) abzuweichen und stattdessen eine Mittelwertbildung über die Kosten (hinsichtlich der Kostendifferenzierungen TOTEX und sTOTEX) einzuführen. In den Stellungnahmen der Branche wird kritisiert, dass dadurch methodische Schwächen von DEA und SFA direkt in die Regulierung eingehen und die Effizienzwerte tendenziell zu niedrig ausfallen würden, weshalb eine Bestabrechnung vorzuziehen sei. Zudem müsse der Effizienzvergleich sowohl mit TOTEX als auch mit sTOTEX erfolgen, um strukturelle Unterschiede etwa beim Alter des Anlagevermögens und bei Abschreibungsmethoden zu berücksichtigen. Eine reine Mittelwertbildung berge das Risiko, Netzbetreiber mit hohen Investitionen durch die Energiewende oder Betreiber mit hohen Betriebskosten strukturell zu benachteiligen.

Die Bundesnetzagentur hat Frontier Economics damit beauftragt, die Methoden der Bestabrechnung zu diskutieren und sich mit den Stellungnahmen der Branche auseinanderzusetzen.

2 Bestabrechnung als Sicherheitsmaßstab in der Anreizregulierung

In diesem Kapitel beschreiben wir die Ziele der Bestabrechnung (**Abschnitt 2.1**) und erläutern die Vorschläge der Bundesnetzagentur (**Abschnitt 2.2**).

2.1 Ziele der Bestabrechnung beim Effizienzvergleich

Im Zuge der derzeit anvisierten Überarbeitung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber sieht die Bundesnetzagentur u.a. bezüglich des **Effizienzvergleichs** einige Anpassungen vor (Strom: GBK-25-02-1#2; Gas: GBK-25-02-2#1):

- **Keine Hochskalierung der SFA-Effizienzwerte**: Die Bundesnetzagentur stellt fest, dass nach der neuen Rechtslage nicht zwingend erforderlich sei, dass für Netzbetreiber, die in beiden Methoden (DEA und SFA) als effizient ausgewiesen werden, nach beiden Methoden ein Effizienzwert von 100 % gelten muss. Die Bundesnetzagentur verzichtet deshalb auf die Hochskalierung der SFA Effizienzwerte auf 100 %.
- **Nichtverankerung des Effizienzbonus:** Die RAMEN-Festlegung sieht im Entwurf[1] in der Regulierungsformel grundsätzlich die Möglichkeit eines Effizienzbonus vor. Die etwaige Festlegung und nähere Bestimmung wird in der Methodenfestlegung zum Effizienzvergleich vorgenommen. Die Bundesnetzagentur hat sich in den Methodenfestlegungen zum Effizienzvergleich für Strom (GBK-25-02-1#2) und Gas (GBK-25-02-2#1) für eine Nichtverankerung des Effizienzbonus entschieden.
- **Bestabrechnung**: Die Bundesnetzagentur sieht eine Anpassung der Bestabrechnung weg von Best-of-Four vor. Dadurch kommt es konzeptionell zu einer Erhöhung der ermittelten Ineffizienzen. Im Gasbereich ist eine Abweichungsmöglichkeit vorgesehen, wenn den Herausforderungen infolge des Transformationsprozesses der Gasnetze über diese Anpassung der Bestabrechnung nicht hinreichend Rechnung getragen wird.

Im Folgenden liegt der Fokus auf der Anpassung bei der Bestabrechnung.

Die Bestimmung der individuellen Effizienzvorgabe erfolgt auf Grundlage von zwei Methoden (DEA und SFA), mit jeweils spezifischen Vor- und Nachteilen. Während die DEA als parametrische Methode einen klaren Zusammenhang zwischen den Inputs (Kosten) und Outputs (Leistungsparameter) herstellt, berücksichtigt die SFA stochastische Einschlüsse und separiert die Ineffizienz von „weißen Rauschen“ in den Daten.

Beide Methoden werden jeweils mit zwei unterschiedlichen Definitionen der Aufwandsparameter (Kosten) berechnet. Der Effizienzvergleich erfolgt grundsätzlich auf Basis der

[1] Festlegungsverfahren der Großen Beschlusskammer Energie zu „Regulierungsrahmen und Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom)“ [GBK-25-01-1#1] sowie „Regulierungsrahmen und Methode der Anreizregulierung für Gasverteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber (RAMEN Gas)“ [GBK-25-01-2#1].

Gesamtkosten (TOTEX), um Fehlanreize hinsichtlich der Substitution von OPEX und CAPEX zu vermeiden. Neben den genehmigten TOTEX auf Basis der durch die Netzbetreiber gewählten Abschreibungspraxis kommt eine Vergleichbarkeitsrechnung (Standardisierung) zum Einsatz. Diese Standardisierung auf Grundlage einheitlicher Nutzungsdauern und Annuitäten soll die Vergleichbarkeit der Kapitalkosten gewährleisten und Verzerrungen, die aus unterschiedlichen Altersstrukturen resultieren, vorbeugen.

Da es a-priori unklar war, welche Methode oder welche Definition der Aufwandsparameter die „wahre Effizienz" der Netzbetreiber am besten beschreibt, hatte sich der Gesetzgeber mit der Einführung der ARegV für die Best-of-Four (Bo4) Abrechnung, also eine Maximum-Betrachtung, entschieden: Aus den zwei Kostenarten (sTOTEX, TOTEX) und zwei Effizienzvergleichsmethoden (SFA, DEA) wurde der maximale Effizienzwert gewählt und in der Regulierungsformel verwendet.[2]

$$EW_{Bo4} = MAX\ [DEA; sDEA; SFA; sSFA]$$

Mit dieser Abrechnungsmethode wurde die für die Netzbetreiber bestmögliche Kombination gewählt und Unsicherheiten, die hinsichtlich der angewendeten Methoden oder verwendeten Kosten bestehen, minimiert. Die hiermit verbundenen Implikationen für die Netzkunden mit der Zahlung möglicherweise ineffizienter Kosten wurden nicht weiter thematisiert.

2.2 Abrechnungsmethoden

Im Entwurf des Beschlusses zum Verfahren zur Festlegung der Methoden zur Durchführung der Effizienzvergleiche für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (GBK-25-02-1#2) und Gasverteilernetzbetreiber sowie Fernleitungsnetzbetreiber (GBK-25-02-2#1) spricht sich die Beschlusskammer weiterhin grundsätzlich für die Durchführung eines Effizienzvergleichs auf Basis der zwei Methoden (DEA und SFA) sowie der zwei Kostenarten (sTOTEX, TOTEX) aus.

Als wesentliche Änderung wird eine modifizierte Bestabrechnung der zur Anwendung kommenden Effizienzwerte sowie eine Verkürzung des Abbaupfads für Ineffizienzen von fünf auf drei Jahre vorgesehen. Im Beschlussentwurf zum Effizienzvergleich spricht sich die Beschlusskammer für eine Methode der Durchschnittsbildung aus, die als Best-of-Mean-of (BoMo) beschrieben werden kann. Eine alternative Durchschnittbetrachtung (Mean-of-Best-of, MoBo) wurde vorab auch in Erwägung gezogen, allerdings verworfen.

Best-of-Mean-of (BoMo, Vorschlag der Bundesnetzagentur)

Zunächst werden analog zur derzeitigen Systematik vier Effizienzwerte einzeln berechnet (DEA, sDEA, SFA, sSFA). In einem zweiten Schritt erfolgt eine Mittelwertbildung der DEA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (DEA, sDEA) sowie der SFA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (SFA, sSFA). Im

[2] sDEA und sSFA steht für die DEA / SFA auf Basis standardisierter TOTEX (sTOTEX).

finalen Schritt wird von diesen beiden methodenspezifischen Mittelwerten der individuell beste Wert für den Netzbetreiber angesetzt.

$$EW_{BoMo} = MAX\ [\frac{DEA + sDEA}{2}; \frac{SFA + sSFA}{2}]$$

Mean-of-Best-of (MoBo)

Auch hier werden die vier Effizienzwerte (DEA, sDEA, SFA, sSFA) zunächst separat ermittelt. Im zweiten Schritt erfolgt eine Best-of-Bildung über die DEA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (DEA, sDEA) sowie eine Best-of-Bildung über die SFA-Effizienzwerte mit tatsächlichen und standardisierten Kapitalkosten (SFA, sSFA). Der finale Effizienzwert für den Netzbetreiber entspricht dem Mittelwert dieser beiden Best-of-Werte.

$$EW_{MoBo} = \frac{MAX[DEA; sDEA] + MAX[SFA; sSFA]}{2}$$

Mean-of-Four (Mo4)

Es kommen weitere mögliche Abrechnungsmethoden in Frage, beispielsweise eine Durchschnittsbildung über alle Effizienzwerte. Diese werden nicht im Beschlussentwurf zum Effizienzvergleich der Bundesnetzagentur genannt, wären aber grundsätzlich möglich. Die Durchschnittsbildung über alle Effizienzwerte wurde zum Beispiel im Bericht über die Einführung der Anreizregulierung genannt.[3]

$$EW_{Mo4} = \frac{DEA + sDEA + SFA + sSFA}{4}$$

Auch eine Gewichtung von Best-of und Mean-of-Abrechnung wäre grundsätzlich denkbar, wird aber im Folgenden nicht weiter aufgegriffen.

2.3 Stellungnahme der Branche

Die Netzbetreiber sehen in der modifizierten Bestabrechnung eine methodisch und rechtlich problematische Verschlechterung gegenüber dem bisherigen System. Hauptkritikpunkte sind die fehlende Erreichbarkeit der effizienten Kosten, die Verzerrungen durch Mittelwertbildung, negative Investitionsanreize und eine mangelnde Vereinbarkeit mit Art. 18 Strom-VO[4]. Die Netzbetreiber fordern daher überwiegend, die Best-of-Four-Abrechnung beizubehalten oder sie – bei veränderten Datengrundlagen – sachgerecht zu erweitern.

Die Rückmeldungen lassen sich in folgende Themenbereiche gruppieren:

---

3 Vgl. Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG, 30.06.2006, S. 78

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

Methodische und rechtliche Bedenken (Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit)

Die methodischen und rechtlichen Bedenken betreffen die Erreichbarkeit, Übertreffbarkeit und EU-Rechtskonformität. Die Netzbetreiber kritisieren, dass bei der Kombination aus der modifizierten Bestabrechnung und dem Wegfall der Hochskalierung der SFA-Werte kein Netzbetreiber mehr einen Effizienzwert von 100 % erreichen könne. Dadurch würden effiziente Unternehmen an einem fiktiven, über-effizienten Referenzunternehmen gemessen.

Die Abrechnungsmethode müsse sicherstellen, dass in jedem Fall ein effizienter Netzbetreiber einen Wert von 100 % erzielen kann – abstrakt-generell, also unabhängig von Datenlage und Zufällen. Der Verweis der Beschlusskammer auf andere Sicherungsmechanismen wird in diesem Zusammenhang als nicht nachvollziehbar bezeichnet.

Aus Art. 18 Strom-VO leiten die Unternehmen eine Verpflichtung der Regulierungsbehörde zur Auswahl von Methoden ab, die gewährleisten, dass die Kosten eines effizienten Betreibers vollständig erlöst werden können. Diese Voraussetzung sehen sie durch die modifizierte Bestabrechnung verletzt.

Kritik an der Kombination von Methoden (DEA/SFA) und Kostenarten (TOTEX/sTOTEX)

Die Netzbetreiber betonen die Notwendigkeit eines komplementären Einsatzes von DEA und SFA. Beide Methoden hätten unterschiedliche Stärken und Schwächen; ihre getrennte Bewertung ermögliche Robustheit und wissenschaftliche Validität gemäß § 21a EnWG. Eine Mittelwertbildung führe dagegen dazu, dass methodenimmanente Schwächen (z. B. Ausreißer, Datenunsicherheiten) direkt in die Regulierung eingehen.

Ähnlich argumentieren die Netzbetreiber für die Kostenbasen TOTEX und sTOTEX: Nur durch die getrennte Betrachtung beider Basen könne die strukturelle Vergleichbarkeit von Netzbetreibern (z. B. unterschiedliches Anlagenalter, Abschreibungsmethoden) sichergestellt werden. Eine Durchschnittsbildung zwischen TOTEX und sTOTEX verwässere diese Korrekturmechanismen und könne systematische Verzerrungen zulasten einzelner Unternehmen erzeugen.

Ökonomische und investitionsbezogene Auswirkungen

Die Branche fordert überwiegend die Beibehaltung der bisherigen Best-of-Four-Abrechnung zumindest für die fünfte Regulierungsperiode. Zusätzlich wurde in einigen Stellungnahme eine anschließende Evaluation gefordert. Mehrere Stellungnahmen heben hervor, dass die neue Methode zu einer strukturellen Schlechterstellung insbesondere jener Netzbetreiber führe, die hohe Investitionen im Zuge der Energiewende tätigen müssen.

Die Mittelwertbildung könne dazu führen, dass kapitalintensive Unternehmen (mit hohen Investitionskosten) systematisch niedrigere Effizienzwerte erhielten und dadurch in ihrer Investitionsfähigkeit eingeschränkt würden. Umgekehrt würden Betreiber mit geringer

Investitionstätigkeit und hohen Betriebskosten ebenfalls benachteiligt, da auch für sie die weniger geeignete Kostenbasis in die Mittelwertbildung einfließe.

Für den Gasbereich wird argumentiert, dass die Best-of-Four-Abrechnung notwendig bleibe, um Effekte der Festlegung KANU 2.0 (unterschiedliche Kapitalkostenansätze) auszugleichen. Die modifizierte Bestabrechnung führe dort zu einer Benachteiligung von Netzbetreibern mit höheren Kapitalkosten. Zudem solle die Standardisierung der TOTEX verpflichtend erfolgen, um Verzerrungen zu vermeiden. Teilweise wird eine Erweiterung auf eine Best-of-Six-Abrechnung vorgeschlagen, falls zusätzliche standardisierte TOTEX nach Tenorziffer 12.1 berücksichtigt werden.

Insgesamt befürchten die Netzbetreiber Investitionshemmnisse und negative Folgen für Versorgungssicherheit und Transformation.

Kritik an der Datengrundlage und den Begründungen der Bundesnetzagentur

Die von der Bundesnetzagentur durchgeführten Szenariorechnungen werden als ungeeignet bezeichnet, da sie methodische Effekte (insbesondere der SFA) nicht adäquat abbildeten. Kostenänderungen würden sich in der SFA naturgemäß nur unterproportional auf Effizienzwerte auswirken. Zudem vernachlässige die Bundesnetzagentur die individuelle Heterogenität der Netzbetreiber, wodurch Durchschnittsanalysen verzerrt seien.

Position der Verbrauchervertreter

Einige Verbrauchervertreter sehen die modifizierte Bestabrechnung als Verbesserung gegenüber dem Status Quo, fordern jedoch eine noch weitergehende Mittelwertbildung auch über die Methoden (DEA/SFA), um sicherzustellen, dass methodische Unsicherheiten nicht zulasten der Netznutzer gehen.

Position des Wissenschaftlichen Arbeitskreises für Regulierungsfragen

In seiner Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland kritisiert der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen die Best-of-Four-Abrechnung und setzt diese mit einer „Worst-of-Abrechnung“, aus Sicht der Netznutzer, gleich.[5]

[5] Vgl. Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland; 23. Juli 2025; S. 15.

3 Diskussion der Abrechnungsmethoden

In diesem Abschnitt diskutieren wir den Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur vor dem Hintergrund der Rückmeldungen der Branche. Dabei konzentrieren wir uns in erster Linie auf die bisher verwendete Methode Best-of-Four (Bo4) und die Methode Best-of-Mean-of (BoMo).

Dabei gehen wir wie folgt vor:

- **Wissenschaftliche Diskussion** – In **Abschnitt 3.1** fassen wir die wissenschaftlichen Auseinandersetzungen mit dem Thema zusammen.
- **Analyse der Bestabrechnungsmethoden** – Wir analysieren in **Abschnitt 3.2**, wie die verschiedenen Bestabrechnungsmethoden in der vierten Regulierungsperiode für Gas- und Stromverteilernetzbetreiber gewirkt hätten.
- **Abbildung Methoden-immanenter Unsicherheit** – Die Effizienzvergleichsmethoden haben ihre Stärken und Schwächen, die über die Abrechnungsmethode bestmöglich ausgeglichen werden können. Wir diskutieren die Abbildung der Methoden-immanenten Unsicherheiten in den verschiedenen Ansätzen in **Abschnitt 3.3**.
- **Einfluss der Altersstruktur der Sachanlagen auf die Effizienzwerte** – In **Abschnitt 3.4** illustrieren wir anhand eines Beispiels den Einfluss unterschiedlicher Altersstrukturen auf die Effizienzwerte ansonsten identischer Netzbetreiber und die Rückwirkung der Bestabrechnungsmethoden.
- **Anreizwirkung hinsichtlich Investitionen und Abschreibungen** – Die Best-of-Abrechnungsmethode sollte effiziente Investitionsentscheidungen beanreizen und soweit möglich eine Verzerrung durch unterschiedliche Abschreibungspraxen vermeiden. Wir diskutieren die Auswirkung der unterschiedlichen Bestabrechnungsmethoden in **Abschnitt 3.4**.
- **Verteilungswirkung zwischen Netzbetreibern und Netznutzern** – Die Best-of-Abrechnungsmethode sollte weder die Netzbetreiber übermäßig bevorteilen noch unrealistische Vorgaben machen und damit den Prinzipien der Zumutbarkeit, Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Effizienzvorgabe widersprechen. Wir diskutieren diese Verteilungseffekte in **Abschnitt 3.6**.

3.1 Wissenschaftliche Auseinandersetzung mit der Bestabrechnung

Aus der wissenschaftlicher Literatur sind eine Vielzahl an Methoden bekannt, die zu Effizienzvergleichen von Strom- und Gasnetzen genutzt werden können. Es besteht breiter Konsens darüber, dass keine dieser Methoden den anderen eindeutig überlegen ist, sondern diese jeweils spezifische Stärken und Schwächen aufweisen. Die wissenschaftliche Diskussion befasst sich dabei mit der Kombination verschiedener methodischer Ausgestaltungen und nicht mit der Kombination unterschiedlicher Kostenarten als Eingangsparameter für den Effizienzvergleich. Vor diesem Hintergrund gilt die Kombination mehrerer Ansätze in der

akademischen Literatur als grundsätzlich sinnvoller Weg, um Effizienzvergleiche in der Praxis durchzuführen.[6]

Trotz dieser grundsätzlich positiven Einschätzung der Kombination unterschiedlicher Ansätze existiert bislang nur eine geringe Anzahl an wissenschaftlichen Publikationen, welche die Vor- und Nachteile verschiedener Kombinationsmethoden systematisch untersuchen. Entsprechend fehlt eine klare Orientierung für die praktische Ausgestaltung von Kombinationsverfahren.[7]

Vor diesem Hintergrund ist nachvollziehbar, dass Ansätze zur Kombination mehrerer Modelle in verschiedenen europäischen Ländern bislang eher *ad hoc* und ohne fundierte theoretische oder empirische Grundlage entwickelt wurden. Als wesentliche Motivation sind vielmehr verschiedene grundsätzliche Überlegungen erkennbar:

- **Mittelwertbildung über verschiedene Ansätze:** Durch die Bildung eines Durchschnittswerts sollen die Ergebnisse mehrerer Modelle in den finalen Effizienzwert einfließen. Dadurch wirken sich Schwächen einzelner Ansätze weniger stark auf das Gesamtergebnis aus, da alternative Modelle korrigierend eingreifen können. In den bisher angewandten regulatorischen Verfahren erfolgt diese Mittelwertbildung teils ungewichtet und teils gewichtet[8]. Damit wird konstruktionsbedingt nie ausschließlich „das geeignetste“ Modell herangezogen. Zudem können Schwächen eines Modells durch eine Mittelwertbildung nur dann ausgeglichen werden, wenn andere Modelle nicht von denselben Mängeln betroffen sind.
- **Wahl des höchsten Effizienzwertes:** Durch diese Vorgehensweise soll eine aus Sicht der Unternehmen konservative Festlegung erreicht werden, die sicherstellt, dass unter allen Methoden das Ergebnis gewählt wird, welches für die regulierten Unternehmen am vorteilhaftesten ist. So wird vermieden, dass etwaige methodische Schwächen einzelner Modelle zu Lasten der Netzbetreiber gehen und im Extremfall unverschuldete

6 Siehe zum Beispiel Diskussion in Andor, M. A., Parmeter, C., & Sommer, S. (2019). Combining uncertainty with uncertainty to get certainty? Efficiency analysis for regulation purposes. European Journal of Operational Research, 274(1), 240-252. oder Parmeter, C. F., & Zelenyuk, V. (2019). Combining the virtues of stochastic frontier and data envelopment analysis. Operations Research, 67(6), 1628-1658.

7 Demgegenüber gibt es eine umfangreiche Literatur, die versucht, Stärken insbesondere der SFA und DEA in die jeweils andere Methode zu überführen. Auf diese wird hier nicht weiter eingegangen. Eine umfassende Literaturübersicht findet sich jedoch beispielsweise in Parmeter, C. F., & Zelenyuk, V. (2019). Combining the virtues of stochastic frontier and data envelopment analysis. Operations Research, 67(6), 1628-1658.

8 E-Control (3. Regulierungsperiode Stromverteilernetzbetreiber: 2014-2018) verwendet für die Bestimmung des finalen Effizienzwertes einen gewichteten Durchschnitt aus zwei DEA (15 %, 40 %) und einer MOLS (45 %) Modellspezifikationen. In Summe wurden dabei die MOLS Effizienzwerte geringer gewichtet als die DEA Effizienzwerte. Für die Ermittlung der jeweiligen DEA/MOLS Effizienzwerte wird jeweils eine Variante mit nicht-standardisierten und standardisierten Kapitalkosten berechnet, wobei für die Kapitalkosten eine Best-of Abrechnung gewählt wird (https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf/d767e56c-b835-a138-bd56-096f4cb4dccf?t=1712833913208). Ab der 4.Regulierungsperiode verwendet E-Control für die Stromverteilernetzbetreiber einen gewichteten Durchschnitt aus zwei DEA (25 %, 25 %) und einer MOLS (50 %) Modellspezifikationen. In Summe werden dadurch die MOLS Effizienzwerte gleich mit den DEA Effizienzwerten gewichtet. Für die Ermittlung der jeweiligen DEA/MOLS Effizienzwerte wird eine Kostenvariante (standardisierte Kapitalkosten) herangezogen (https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik_4_Periode_STROM_Dez+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156).

wirtschaftliche Schieflagen verursachen. Allerdings führt dieses vorsichtige Vorgehen auch dazu, dass Netznutzer potenziell höhere Kosten tragen müssen, wenn die Modelle mit niedrigeren Effizienzwerten die tatsächliche Effizienz präziser abbilden.

Eine wesentliche Ergänzung zu diesen allgemeinen Überlegungen finden sich in der Veröffentlichung von Andor et al. (2019).[9] Die Autoren zeigen anhand von Simulationsstudien, dass die „wahre" Effizienz der simulierten Unternehmen bei der Wahl des Maximums aus vier, mittels SFA und DEA geschätzten Effizienzwerten präziser erfasst wird, als dies in den jeweiligen Einzelschätzungen möglich ist. Die Autoren betrachten hierbei zwei unterschiedliche funktionale Formen bei der SFA (Cobb-Douglas und Translog) sowie zwei unterschiedliche Annahmen bezüglichen der DEA (constant returns to scale und variable returns to scale), Variationen in der Kostendefinition werden nicht betrachtet. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass in den Einzelschätzungen für die untersuchte Simulationsumgebung der wahre Effizienzwert unterschätzt wird.[10] Durch die Bildung des Maximums über die Einzelergebnisse kann dieser Effekt in der diskutierten Simulationsstudie ausgeglichen werden. In der wissenschaftlichen Literatur ist auch bekannt, dass die DEA die wahre Effizienz von Unternehmen systematisch überschätzen kann.[11] Dieser Effekt dominiert in der diskutierten Simulationsstudie jedoch nicht.

Die Studie zeigt auch, dass die Anwendung einer ungewichteten Durchschnittbildung über DEA und SFA Einzelergebnisse keine Vorteile erbringt. Vielmehr können (innerhalb der untersuchten Simulationsumgebung) deutliche Unterschätzungen in einzelnen Modellen den Durchschnittswert weit von der tatsächlichen Effizienz wegführen. Die schlechtere Performance der Durchschnittsbildung gegenüber der Maximalwertbetrachtung erklärt sich vor allem daraus, dass die Mittelwertbildung ungewichtet erfolgt und „schwache" Modelle daher gleichberechtigt in den Durchschnitt eingehen. Ansätze zur systematischen Gewichtung von Modellergebnissen wurden beispielsweise von Tsionas (2021)[12] entwickelt.

Die Simulationsergebnisse von Andor et al. (2019) geben hilfreiche Hinweise. Jedoch ist zu beachten, dass die Ergebnisse in den Rahmen der untersuchten Simulationsumgebung eingeordnet werden müssen. Andor (2024)[13] schlägt dazu einen Prozess vor, bei dem zunächst die Zielsetzung des Effizienzvergleichs definiert wird, unterschiedliche

---

9 Andor, M. A., Parmeter, C., & Sommer, S. (2019). Combining uncertainty with uncertainty to get certainty? Efficiency analysis for regulation purposes. European Journal of Operational Research, 274(1), 240-252

10 Dies ist konsistent mit bekannten Ergebnissen aus der Literatur, die zeigen, dass SFA und DEA in der Regel aufgrund modellinhärenter Schwächen (z.B. der Vorgabe einer spezifischen funktionalen Form in der SFA bzw. der Abwesenheit eines Störterms in der DEA) die wahre Effizienz eher unterschätzen. Siehe zum Beispiel Badunenko, O., Henderson, D. J., & Kumbhakar, S. C. (2012). When, where and how to perform efficiency estimation. Journal of the Royal Statistical Society Series A: Statistics in Society, 175(4), 863-892..

11 Bogetoft, P., & Otto, L. (2010). Benchmarking with dea, sfa, and r (Vol. 157). Springer Science & Business Media, siehe S. 173.

12 Tsionas, M.G. (2021), Optimal combinations of stochastic frontier and data envelopment analysis models, European Journal of Operational Research, 294 (2), 790-800.

13 https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2024/09_2024/20240924_S3-2_Andor-New_development_bm_techniques.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Effizienzvergleichsmethoden sowie Kombinationen von diesen bestimmt werden und anschließend auf Grundlage von Monte Carlo Simulationen der für den konkreten Kontext geeignete Ansatz identifiziert wird. Im Effizienzvergleich der Gasverteilernetzbetreiber der vierten Regulierungsperiode kamen Monte Carlo Simulationen zur Diskussion von Annahmen zur funktionalen Form zum Einsatz. Darüber hinaus sind jedoch keine praktischen Anwendungen bekannt und die Übertragbarkeit auf einen regulatorischen Kontext sollte daher vor der Implementierung überprüft werden. Hierzu kann abgeglichen werden, inwieweit die Annahmen der Studien mit dem jeweiligen regulatorischen Kontext übereinstimmen oder alternativ eine eigene, auf den spezifischen Regulierungsrahmen zugeschnittene, Simulationsanalyse durchgeführt werden sollte.

3.2 Simulation der Abrechnungsmethoden (4. Regulierungsperiode)

Ausgehend von den vier Effizienzwerten der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber berechnen wir die drei oben beschriebenen Abrechnungsmethoden und vergleichen das Ergebnis mit dem bisher zu Anwendung gekommenen Best-of-Ansatz. Die entsprechenden Daten wurden uns von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellt. Dabei verwenden wir die SFA-Effizienzwerte ohne 100 %-Skalierung[14], da dies das im Beschlussentwurf intendierte Vorgehen darstellt. Für die Gasverteilernetzbetreiber verwenden wir die DEA-Ergebnisse nach Durchführung der Gruppendominanzanalyse.

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse für Strom-VNB und **Tabelle 2** Gas-VNB:

- **BoMo-Effizienzwerte:** Für beide Netzbetreibergruppen fällt auf, dass die Durchschnittseffizienz im **BoMo-Verfahren** gegenüber dem Bo4-Ansatz leicht sinkt: um 0,3 %-Punkte bei Strom-VNB und um 0,6 %-Punkte für Gas-VNB. Auch die übrigen Verteilungsmaße weichen nur geringfügig vom Bo4 Ansatz ab. Die Anzahl der 100 %-effizienten Netzbetreiber sinkt um 21 % (Strom) bzw. 15 % (Gas). Die Korrelation zu den Best-of-Four Effizienzwerten liegt bei über 99 %.
- **MoBo-Effizienzwerte**: Im Vergleich zu den Bo4- und BoMo-Effizienzwerten fallen die Effizienzwerte im MoBo-Verfahren deutlich niedriger aus: Für Strom-VNB sinkt die Durchschnittseffizienz um 4,6 %-Punkte (gegenüber Bo4), für Gas-VNB um 6,2 %. In dieser Abrechnungsmethode wird kein Netzbetreiber als 100 %-effizient ausgewiesen. Die Korrelation zu den Bo4-Effizienzwerten liegt bei 95 % (Strom-VNB) bzw. 90 % (Gas-VNB).
- **Mo4-Effizienzwerte:** Die einfache Durchschnittsbildung über alle Effizienzwerte stellt den niedrigsten hier betrachteten Effizienzmaßstab dar. Die Verteilungsmaße liegen dabei sehr nahe am Ergebnis der MoBo-Abrechnung.

[14] Die Verwendung von skalierten SFA-Werten ändert die Ergebnisse und Aussagen in den nachfolgenden Abschnitten nicht. Durch die Skalierung der SFA-Effizienzwerte steigen die Durchschnitte und übrigen Verteilungsmaße, die Korrelation zu den Best-of-Four-Ergebnissen sinkt jedoch.

Tabelle 1 Bestabrechnungsmethoden 4. Regulierungsperiode Strom-VNB

	Bo4	BoMo	MoBo	Mo4
Durchschnitt	94,8 %	94,5 %	90,3 %	89,7 %
25 %-Quantil	92,6 %	92,2 %	85,7 %	84,9 %
Median	94,4 %	94,2 %	89,8 %	89,4 %
75 %-Quantil	100,0 %	99,1 %	97,7 %	97,0 %
Anzahl 100 %	52	41	0	0
Korrelation zu Bo4		99,3 %	95,0 %	95,0 %

Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von BNetzA-Daten

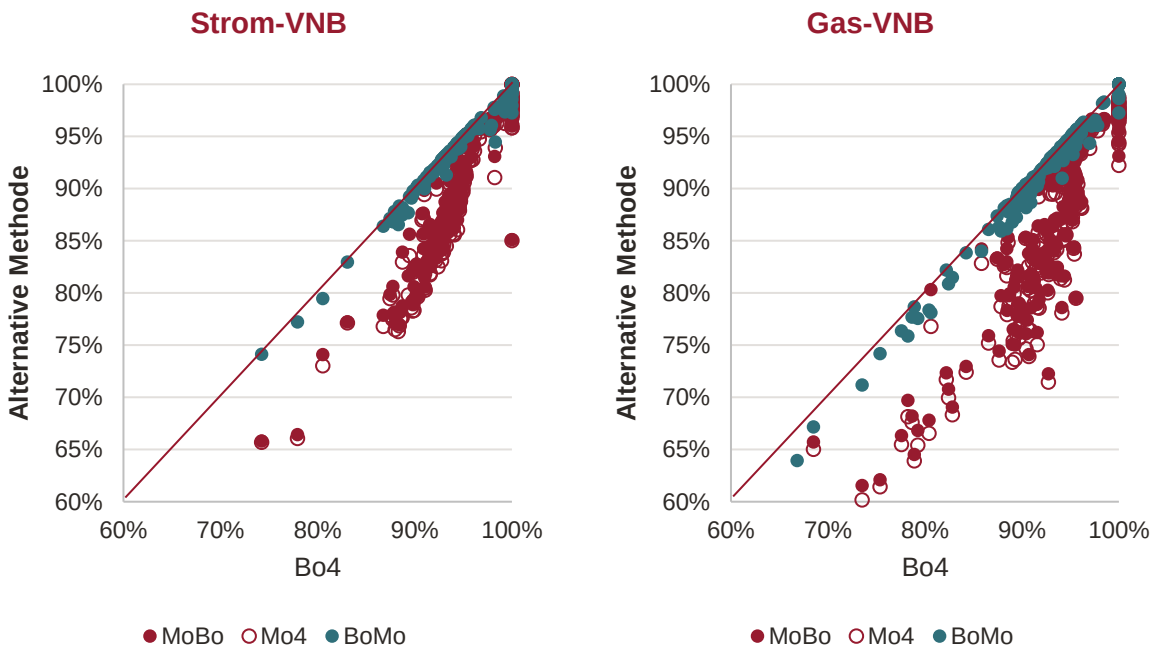
Tabelle 2 Bestabrechnungsmethoden 4. Regulierungsperiode Gas-VNB

	Bo4	BoMo	MoBo	Mo4
Durchschnitt	93,1 %	92,5 %	86,8 %	86,2 %
25 %-Quantil	90,9 %	90,3 %	81,6 %	81,1 %
Median	94,1 %	93,6 %	88,3 %	87,4 %
75 %-Quantil	96,0 %	95,7 %	94,5 %	94,0 %
Anzahl 100 %	33	28	0	0
Korrelation zu Bo4		99,5 %	90,5 %	90,9 %

Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von BNetzA-Daten

Abbildung 1 veranschaulicht den Vergleich der Abrechnungsmethoden grafisch: Die **Bo4**-Ergebnisse sind auf der X-Achse abgetragen, die Ergebnisse nach den alternativen Methoden auf der Y-Achse. Punkte unterhalb der Winkelhalbierenden stellen eine Verschlechterung gegenüber dem **Bo4**-Ergebnis dar. Auch hier wird ersichtlich, dass die **BoMo**-Ergebnisse den **Bo4**-Ergebnissen sehr ähnlich sind, die Methoden **MoBo** und **Mo4** jedoch stärker abweichen.

Abbildung 1 Grafischer Vergleich der Abrechnungsmethoden



Quelle: Frontier Economics auf Grundlage von BNetzA-Daten

Die Unterschiede sind in der Korrelation der zugrundeliegenden Einzel-Effizienzwerte begründet. Dabei gilt, dass die SFA- und DEA-Effizienzwerte einer geringeren Korrelation als die TOTEX bzw. sTOTEX Effizienzwerte unterliegen:

- Die DEA-SFA-Korrelation liegt bei den Strom-VNB bei 74,2 % (TOTEX) bzw. 78,6 % (sTOTEX) und bei den Gas-VNB bei 66 % (TOTEX) bzw. 64,5 % (sTOTEX).
- Die TOTEX-sTOTEX-Korrelation beträgt für die Strom-VNB hingegen 97,9 % (DEA) bzw. 97 % (SFA) und für die Gas-VNB 98,7 % (DEA) bzw. 97,3 % (SFA).

Ausgehend von der oben dargestellten Simulation der Abrechnungsmethoden auf Grundlage der Ergebnisse für die vierte Regulierungsperiode wird ersichtlich, dass die **BoMo-**Methode aufgrund der den **Bo4**-Ergebnissen ähnlichen Verteilung in den aktuellen Regulierungsperioden keine wesentliche Verschlechterung der Effizienzwerte im Vergleich zu Best-of-Four Methodik dargestellt hätte. Dies gilt sowohl für die durchschnittlichen Effizienzwerte als auch für die Anzahl der Unternehmen, die Effizienzwerte von 100 % erhalten. Wir weisen in dem Zusammenhang darauf hin, dass eine Verschlechterung der Effizienzwerte aus wissenschaftlicher Sicht per se kein Kriterium für oder gegen eine Abrechnungsmethode ist.

3.3 Abbildung der methodenimmanenten Unsicherheit

Aus wissenschaftlicher Sicht gilt eine Kombination verschiedener Benchmarkingmethoden (hier SFA und DEA) grundsätzlich als vorteilhaft, da jede Methode spezifische Vor- und Nachteile mit sich bringt. Studien, die davon ausgehen, dass Effizienzvergleichsmethoden die Effizienz grundsätzlich unterschätzen, beurteilen eine Best-of-Abrechnung zwischen den

Methoden als besser geeignet als eine Durchschnittsbildung. Da sowohl **Bo4** als auch **BoMo** eine Best-of-Abrechnung über die Methoden (SFA und DEA) beinhalten, ist der Kritik der Branche, dass methodenimmanente Schwächen direkt Eingang in die Regulierung fänden, nicht zu folgen.

Im Ergebnis unterscheiden sich **BoMo** und **Bo4** nicht, um methodenimmanente Unsicherheiten zwischen SFA und DEA im Effizienzvergleich abzumildern.

3.4 Einfluss der Altersstruktur der Sachanlagen auf die Effizienzwerte

Die Wahl der Kosten zur Effizienzwertbestimmung hat wesentliche Auswirkungen auf die Zuordnung der Effizienzwerte der Netzbetreiber. Dies sei an dem folgenden Beispiel illustriert:

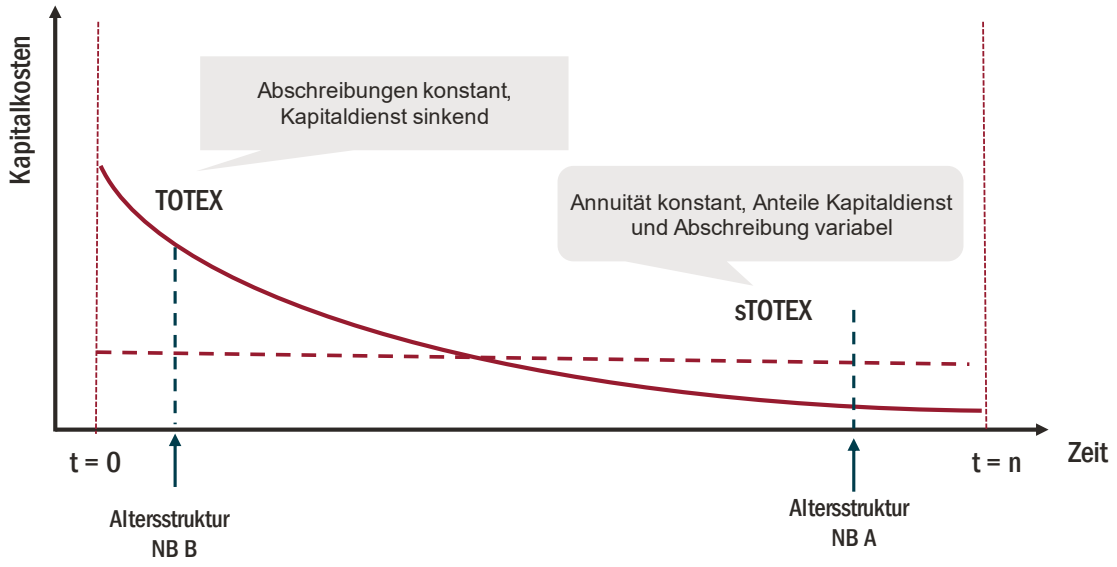
Gegeben seien zwei identische Netzbetreiber mit identischer Kundenstruktur, Netzcharakteristik, Kostenstruktur etc. – mit der Ausnahme einer unterschiedlichen Altersstruktur des Anlagenparks: Zum Basisjahr der Kostenermittlung (t_0) verfüge Netzbetreiber A über einen alten, weitestgehend abgeschriebenen Anlagenpark kurz vor Ende der Lebensdauer, Netzbetreiber B verfüge über einen neuen Anlagenpark. Die technischen Kosten der Anlagen (Investitionskosten) seien in beiden Fällen gleich, d.h. beide Unternehmen haben kostenseitig gleich effizient investiert. Die Leistungsparameter seien bei beiden Unternehmen identisch. Die Kostenbasis der Netzbetreiber ändert sich wie folgt:

- **TOTEX:** Investitionen erhöhen die TOTEX im Basisjahr durch einen Anstieg der Abschreibungen sowie der Finanzierungskosten in der frühen Phase des Investitionszyklus. Im Zeitverlauf nehmen die Finanzierungskosten allerdings ab und die Kostenbasis sinkt.
- **sTOTEX:** Bei sTOTEX werden anstatt der Abschreibungen und Finanzierungskosten im Rahmen der Vergleichbarkeitsrechnung Annuitäten ermittelt, welche über den Zeitverlauf einen konstanten Wert aufweisen. Die Kapitalkosten des investierenden Unternehmens nehmen also auch bei sTOTEX zu, aufgrund der implizit in den Annuitäten enthaltenden geringeren Finanzierungskosten zu Beginn des Abschreibungszeitraums allerdings in geringerem Maße als bei TOTEX.

  Dies bedeutet, dass in Bezug auf die getätigten Investitionen am Beginn des Investitionszyklus die TOTEX über den sTOTEX liegen und sich dieses Verhältnis im Zeitverlauf umkehrt. Sowohl bei TOTEX als auch bei sTOTEX steigen also die Kapitalkosten am Beginn eines Investitionszyklus an, nur wird der Anstieg bei sTOTEX durch die Berechnung von Annuitäten gedämpft.

Abbildung 2 zeigt illustrativ den Verlauf der Kapitalkosten, die Auswirkungen auf den Effizienzvergleich diskutieren wir untenstehend.

Abbildung 2 Illustrativer Verlauf der Kapitalkosten über die Zeit unter TOTEX und sTOTEX



Quelle: Frontier
Hinweis: n = Lebensdauer der Anlagen:

Im Effizienzvergleich ergeben sich daraus die folgenden Auswirkungen unterschiedlicher Altersstrukturen:

- **Effizienzvergleich auf Basis TOTEX:** Im TOTEX Effizienzvergleich erscheint Netzbetreiber A effizienter als Netzbetreiber B. Dies ist ausschließlich auf die unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen zurückzuführen, nicht auf einen Unterschied im Einsatz volkswirtschaftlicher Mittel zur Erbringung der Leistung.
- **Effizienzvergleich auf Basis sTOTEX:** Im sTOTEX Effizienzvergleich erscheinen beide Unternehmen gleich effizient. Dies ist auf die intertemporale Glättung der Kapitalkosten durch die Berechnung von Annuitäten zurückzuführen.

In Hinblick auf die Abrechnungsmethoden ergibt sich dann:

- **Best-of-Effizienzwerte aus TOTEX und sTOTEX (analog Bo4):** Der Effekt auf die Effizienzwerte, der durch die unterschiedlichen Altersstrukturen der Anlagen entsteht, wird gedämpft, aber nicht vollständig beseitigt: Netzbetreiber B erhält den Effizienzwert aus den sTOTEX, Netzbetreiber A aus den niedrigeren TOTEX. Der Effekt aus der unterschiedlichen Altersstruktur bleibt also in Teilen bestehen, wird aber gedämpft.
- **Mean-of TOTEX und sTOTEX (analog BoMo):** Der Effekt auf die Effizienzwerte, der durch die unterschiedlichen Altersstrukturen der Anlagen entsteht, wird ebenfalls gedämpft. Die Effizienzwerte für beide Netzbetreiber sind allerdings niedriger als bei der Best-of Methodik: Der Effizienzwert des Netzbetreibers A wird durch den Einfluss der sTOTEX, der Effizienzwert des Netzbetreibers B durch den Einfluss der TOTEX verringert.

Der durch die unterschiedlichen Altersstrukturen entstehende Effekt würde also nur dann vollständig eliminiert, wenn ausschließlich Effizienzwerte auf Basis der sTOTEX ermittelt würden. Dies hätte allerdings den Nachteil, dass bei Netzbetreibern mit alten Sachanlagen vergleichsweise hohe Effizienzvorgaben entstehen könnten, obwohl die Kostenbasis nach TOTEX sehr gering ist.[15] Die ausschließliche Verwendung von sTOTEX steht zudem hier nicht zur Debatte.

Weiterhin werden Effizienzvergleiche nicht nur einmalig, sondern regelmäßig jeweils vor Beginn der Regulierungsperioden durchgeführt, d.h. derzeit alle 5 Jahre, zukünftig alle 3 Jahre. Dies bedeutet, dass sich über den Lebenszyklus der Sachanlagen die Position der betroffenen Netzbetreiber in Bezug auf die Kapitalkosten und damit auf die relativen Effizienzwerte ändert: Netzbetreiber, die zu Beginn eines Investitionszyklus durch einen Effizienzvergleich auf Basis von TOTEX oder **BoMo** scheinbar benachteiligt werden, profitieren in späteren Perioden von sinkenden Kapitalkosten im Effizienzvergleich. Im illustrativen Beispiel heißt dies, dass sich Netzbetreiber vom Typ B über die Zeit in Richtung Netzbetreiber vom Typ A entwickeln werden. Zu einem bestimmten Zeitpunkt aus Investitionszyklen aufscheinende Vor- und Nachteile in Effizienzvergleichen auf Basis von TOTEX oder **BoMo** können sich somit (zumindest teilweise) über die Zeit ausgleichen, wenn auch die intertemporale Wirkungen von vielfältigen Faktoren abhängen und Zinseffekte den Vergleich erschweren.

3.5 Anreizwirkung hinsichtlich Investitionen und Abschreibungen nach KANU 2.0

Die hohe Korrelation zwischen den Aufwandsparametern TOTEX und sTOTEX und dadurch auch zwischen den Effizienzwerten nach TOTEX oder sTOTEX deutet darauf hin, dass in der Historie keine wesentlichen Verzerrungen durch unterschiedliche Altersstrukturen oder Anwendung von Abschreibungsregeln auf die Gesamtkosten und als Folge auf die Effizienzwerte zu beobachten waren (siehe **Abschnitt 3.2**). Dies gilt, obwohl Netzbetreiber auch in der Vergangenheit sich in unterschiedlichen Phasen des Investitionszyklus befunden haben.

Künftig kann es jedoch durch unterschiedliche Anforderungen im Rahmen der Energiewende und Transformation potenziell zu solchen Verzerrungen kommen:

- **Stromverteilernetze**: In der StromNEF werden für die Abschreibungsdauern keine Bandbreiten mehr, sondern für Neuinvestitionen ab der 5. Regulierungsperiode mit Beginn am 01.01.2029 fixe Werte vorgesehen. Die potenzielle Verzerrung der Kapitalkosten für den Effizienzvergleich durch die Anwendung unterschiedlicher Abschreibungsdauern verliert damit an Bedeutung. Somit verbleibt als potenziell verzerrender Effekt die Altersstruktur der Anlagen oder anders ausgedrückt, in welcher Phase des Investitionszyklus sich die Unternehmen befinden: Im Bereich der Stromverteilnetze wird mit einem starken Anstieg der Investitionserfordernisse gerechnet. Dies führt dazu, dass bei Netzbetreibern, die in besonderem Maße – oder zumindest stärker als ihre jeweiligen Peer-Unternehmen –

[15] Dieser Effekt tritt auch bei BoMo auf, allerdings durch den anteiligen Einfluss der TOTEX in gedämpfter Form.

investieren müssen, mit höheren Kapitalkosten zu Beginn des Transformationszeitraums (bzw. des Investitionszyklus) gerechnet werden muss.

Der Effizienzvergleich ist als relativer Vergleich von Input/Output-Verhältnissen zu verstehen. Derjenige Netzbetreiber erhält den höchsten Effizienzwert, der im Verhältnis zu seinen Peers mit dem geringsten Input (Kosten) die exogen gegebene Versorgungsaufgabe (Output) leisten kann.[16] Demnach ist für die Wirkung der höheren Kapitalkosten relevant, ob dem gestiegenen Input ein messbarer Output als Vergleichsparameter gegenüber steht. Handelt es sich (zum Teil) um Ersatzinvestitionen, ist dies tendenziell nicht der Fall, da der Output in der Regel gleich bleibt. Bei Erweiterungs- oder Neuinvestitionen ist dagegen damit zu rechnen, dass diese sich auch in einem Anstieg der Versorgungsaufgabe (Output) widerspiegeln. Zu Beginn des Investitionszyklus ist der Anstieg bei TOTEX systematisch höher als bei sTOTEX (siehe oben), was sich *ceteris paribus* auch auf die Input/Output Relationen auswirken dürfte. Für die Bestabrechnung bedeutet dies:

- **Bo4:** Netzbetreiber mit hohen Investitionen erhalten ihren Effizienzwert tendenziell über die sTOTEX, wodurch der unmittelbare kostensteigende Effekt durch Investitionen gedämpft wird. Diese Dämpfung kann sich ggf. im Vergleich zur Verwendung von TOTEX negativ auf den Effizienzanreiz hinsichtlich der Investitionen auswirken, da ineffiziente Kosten weniger stark in die Effizienzwertermittlung eingehen. Dieser kostendämpfende Effekt setzt sich im Zeitablauf fort, wenn zu Beginn des Investitionszyklus der Effizienzwert durch die sTOTEX determiniert wird, am Ende des Investitionszyklus (d.h. wenn Abschreibungen plus Finanzierungskosten geringer als Annuitäten sind) aber durch die dann geringeren TOTEX.
- **BoMo:** TOTEX und sTOTEX gehen bei BoMo gleichgewichtet in den finalen Effizienzwert ein. Die Effizienzanreize, die hinsichtlich der Investitionen über TOTEX geschaffen werden, gehen also zu einem stärkeren Maße in den finalen Effizienzwert ein als im Best-of-Four Verfahren. Das Regulierungssystem wird gegenüber dem Status-Quo aus Sicht der Netzbetreiber verschärft.

  Dem Effizienzanreiz kann v.a. im Zeitraum um das Basisjahr ein negativer Effekt auf die Investitionsbereitschaft der regulierten Unternehmen entgegenstehen, der sich durch die tendenziell geringeren Effizienzwerte zu Beginn des Investitionszyklus bei BoMo ergeben könnte. Die Unternehmen könnten versucht sein, durch (zumindest temporär) reduzierte Investitionstätigkeit dem Effekt des Einflusses der TOTEX auf den Effizienzwert auszuweichen. Das Vorliegen bzw. die Höhe dieses Effektes ist allerdings von verschiedenen Bedingungen abhängig, insbesondere auch von der Frage, inwieweit die Peer-Unternehmen einen systematisch geringeren Investitionsbedarf aufweisen als das betrachtete Unternehmen. Dies ist im Wesentlichen eine empirische Frage. Die geringen Unterschiede in den Effizienzwertwerten der vierten Regulierungsperiode zwischen BoMo und Bo4 weisen darauf hin, dass der Einfluss unterschiedlicher Investitionszyklen auf die Effizienzwerte der regulierten Unternehmen zumindest in der Vergangenheit eher gering war.

[16] In der DEA gilt dies deterministisch, in der SFA unter Einfluss des stochastischen Störterms und den Annahmen der funktionalen Form.

- **Gasverteilernetze**: Mit der Transformation der Gasverteilnetze und deren Einfluss auf die Durchführbarkeit des Effizienzvergleichs haben wir uns ausführlich im Rahmen eines Gutachtens auseinandergesetzt.[17] Als besondere Herausforderung haben wir die Verkürzung der Abschreibungsdauern im Rahmen von KANU 2.0 identifiziert[18]: Das Bundes-Klimaschutzgesetz sieht vor, dass der Gassektor bis spätestens 2045 dekarbonisiert wird. Dadurch wird ein Großteil der heutigen Erdgasnetze künftig stillgelegt oder umgewidmet. Um Wertverluste („Stranded Assets“) und sprunghafte Netzentgelte zu vermeiden, ermöglicht das Festlegungsverfahren KANU 2.0 flexiblere Abschreibungsregeln. Unternehmen können ihre Gasnetzinfrastruktur entweder vollständig bis 2045 (oder in Ausnahmefällen früher) abschreiben oder eine degressive Abschreibung zwischen 8 und 12 Prozent wählen. Diese neuen Optionen beeinflussen den Effizienzvergleich ab 2025, da Abschreibungen einen zentralen Bestandteil der Kapitalkosten bilden und somit insbesondere die Höhe der TOTEX im Effizienzvergleich beeinflussten. Für die Bestabrechnung bedeutet dies:
  - **Bo4**: Da sTOTEX von der verkürzten Abschreibungsdauer nicht betroffen sind, fungieren diese als „Sicherheitsnetz“ für die Netzbetreiber, die von KANU 2.0 Gebrauch machen. Diese Netzbetreiber erhalten ihren Effizienzwert künftig tendenziell über die sTOTEX.
  - **BoMo:** Im Gutachten zeigen wir, dass bei Netzbetreibern, die KANU 2.0 anwenden, die Gefahr eines nach unten verzerrten Effizienzwertes besteht. Aus diesem Grund empfehlen wir im Gutachten ein Abstellen auf Best-of-Four oder Korrektur der Einflüsse aus KANU 2.0.

Im Ergebnis stellen wir fest, dass die Effizienzwerte unter BoMo einem größeren Einfluss der Kapitalkosten unterliegen, da beide Kostenarten (sTOTEX, TOTEX) gleichermaßen über die Durchschnittsbildung in den Effizienzwert eingehen. Für Stromnetzbetreiber können somit insbesondere am Beginn eines neuen Investitionszyklus tendenziell höhere Anreize für effiziente Investitionen als unter dem **Bo4**-Verfahren entstehen. Die Effizienzanreize müssen gegenüber einer potenziellen, nicht intendierten Investitionszurückhaltung abgewogen werden. Bei Gasverteilernetzbetreibern entstehen durch die Verwendung der **BoMo**-Methodik hingegen starke Anreize gegen eine ggf. sachgerechte Verkürzung der Abschreibungsdauer, was wiederrum das Risiko von Stranded-Assets erhöht.

3.6 Verteilungswirkung zwischen Netzbetreibern und Netznutzern

Das bisher verwendete Bo4-Prinzip zielt darauf ab, die Risiken auf Seiten der Netzbetreiber hinsichtlich der beiden unterschiedlichen Kostenarten und beiden eingesetzten Methoden zu minimieren: Es wird stets der für die Netzbetreiber günstigste Effizienzwert gewählt. In seiner Stellungnahme zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland setzt

17 Frontier Economics, Congas, Fraunhofer (2025): Zukunft des Effizienzvergleichs der Gasnetzbetreiber; Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.

18 Ebd., S. 78 ff.

der Wissenschaftliche Arbeitskreis für Regulierungsfragen die Best-of-Abrechnung daher mit einer „Worst-of-Abrechnung“, aus Sicht der Netznutzer, gleich[19].

Auf Basis der Ergebnisse der vierten Regulierungsperiode zeigen sich für Gas- wie Strom-VNB keine wesentlichen Unterschiede zwischen Bo4 und BoMo, solange die Effizienzergebnisse aus TOTEX und sTOTEX hoch korreliert sind. Ändert sich dieses Bild, entstehen Verteilungswirkungen, die sich unmittelbar auch auf die **Zumutbarkeit**, **Erreichbarkeit** und **Übertreffbarkeit** der Effizienzvorgabe auswirken, also auf die Frage, ob die Effizienzvorgabe einen für die Netzbetreiber erreichbaren Vergleichsmaßstab darstellt: Unter BoMo wird der Mittelwert beider Kostenarten maßgeblich, und der Netzbetreiber erhält nicht mehr den Effizienzwert aus der günstiger ausfallende Kostenart. Das verschiebt – ceteris paribus – Kostenrisiken von den Netznutzern zu den Netzbetreibern und erhöht den Effizienzdruck auf Letztere.

Für den Vergleich zwischen Bo4 und BoMo gilt:

- **Basiseffekt**: Unter Bo4 erhält ein Unternehmen den Effizienzwert auf Basis des günstigeren Aufwandsparameters (TOTEX oder sTOTEX). Das erhöht die **Erreichbarkeit** der Zielvorgaben, weil das zulässige Kostenniveau tendenziell höher liegt. BoMo glättet diesen Vorteil und legt 50 % Gewicht zwangsläufig auf den ungünstigeren Kostenwert – die Anspruchshöhe steigt, was die Anstrengung zur Zielerreichung erhöht.
- **Zeitlicher Effekt**: Wenn sich das Verhältnis von TOTEX und sTOTEX im Zeitverlauf umkehrt (hohe TOTEX zu Beginn der Abschreibungsperiode, später höhere sTOTEX), profitiert ein Unternehmen unter Bo4 zeitpunktbezogen, da der jeweils höhere Effizienzwert aus TOTEX oder sTOTEX herangezogen wird. BoMo neutralisiert die Vorteile der Netzbetreiber aus dem impliziten Wechsel der Kostenkalkulationsmethodik über den Investitionszyklus – die Erreichbarkeit wird weniger von günstigen Zeitfenstern im Investitionszyklus aufgrund der Berechnungsmethode für Kapitalkosten getragen, sondern hängt stärker vom dauerhaftem Effizienzniveau ab. Gedankliche Referenz ist hierbei das Effizienzniveau, das sich aus dem Effizienzvergleichen auf Basis der sTOTEX ergibt.
  - Aus Netznutzersicht führt eine Best-of-Four Abrechnung dazu, dass über den Lebenszyklus der Anlagen die Kapitalkosten der regulierten Unternehmen nicht vollständig in die Abfolge der Effizienzvergleiche eingehen: Für die ersten Jahre eines Investitionszyklus wird der Effizienzvergleich auf Basis annuitätischer Kosten ermittelt, die unterhalb der aus den Buchwerten der Sachanlagen ermittelten TOTEX liegen. In späteren Jahren des Anlagenlebenszyklus wird der Effizienzvergleich auf Basis von TOTEX ermittelt, die wiederum unterhalb der annuitätischen Kosten liegen. In Summe (als „Integral“) gehen somit über die Lebensdauer der Anlagen nicht die gesamten mit diesen Anlagen verbundenen Kapitalkosten bei einer Best-of-Abrechnung in die Abfolge von Effizienzvergleichen ein. Dies ließe sich dadurch heilen, dass ein Wechsel der Kostenbasis über die Lebensdauer

[19] Vgl. Wissenschaftlicher Arbeitskreis für Regulierungsfragen (WAR) bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zur zukünftigen Regulierung von Strom- und Gasnetzen in Deutschland; 23. Juli 2025; S. 15.

der Anlagen vermieden wird, wie dies bei der Verwendung nur einer Kostenbasis oder eines Durchschnittskostenansatzes der Fall ist.

- **Operativer Hebel**: Für die $OPEX_0$ wird weiterhin während der Regulierungsperiode ein Kostenpfad vorgegeben, deren Unterschreitung zu zusätzlichen Gewinnen der Netzbetreiber führt. Für die $CAPEX_0$ ergibt sich die Erreichbarkeit dadurch, dass durch effiziente Investitionen der Effizienzwert für die nächste Regulierungsperiode verbessert werden kann.
- **Andere Einflüsse auf die Effizienzvorgabe**: Neben der Abrechnungsmethode haben andere regulatorische Stellschrauben einen teils größeren Einfluss auf die Verteilung von Chancen und Risiken zwischen Netznutzern und Netzbetreiber. Die Verkürzung des Abbauzeitraums für Ineffizienzen (von fünf auf drei Jahre) und die Nichtverankerung des Effizienzbonus z.B. verschärfen die Anforderungen unabhängig von Bo4/BoMo. Unter BoMo ist ein späteres „Wiederaufholen“ relativer Nachteile aufgrund des höheren Anstrengungsniveaus jedoch schwieriger.

Zusammenfassend halten wir fest: Bei weiterhin hoher Korrelation von TOTEX und sTOTEX bliebe der Unterschied zwischen Bo4 und BoMo gering. Gleiches gilt, falls sich die Netzbetreiber insgesamt ähnlichen Investitionserfordernissen ausgesetzt sehen. Sollte die Korrelation zwischen TOTEX und sTOTEX in Zukunft allerdings abnehmen, verschiebt die BoMo-Methode Risikoanteile zu den Netzbetreibern und erhöht den Effizienzdruck.

4 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt fassen wir unsere Diskussion zusammen. Dabei konzentrieren wir uns auf die Bestabrechnungsmethoden Best-of-Four und Best-of-Mean-of.

Ausgangspunkt und empirische Befunde

Eine einheitliche wissenschaftliche oder theoretische Fundierung für Bestabrechnungsmethoden existiert nicht. Teils werden Best-of-Ansätze für Benchmarkingmethoden präferiert, weil methodenimmanente Verzerrungen abgeschwächt werden. Dieses Bild spiegelt sich in den Daten vergangener Effizienzvergleiche wider: Die Korrelation der Effizienzergebnisse nach Kostenarten war durchweg höher als die Korrelation zwischen Methoden – die größeren Unsicherheiten lagen historisch also in der methodischen Dimension, nicht in der sachlichen Abgrenzung der Kosten. Trotz unterschiedlicher Investitionszyklen in der Vergangenheit zeigt sich aktuell zudem eine hohe Korrelation der TOTEX- bzw. sTOTEX-Werte.

Differenzierte Betrachtung zwischen Strom- und Gasverteilernetzen

Das Verhältnis von TOTEX zu sTOTEX kann sich in Zukunft verschieben. Die Effekte den Abrechnungsmethoden auf die Netzbetreiber können in der Folge zwischen Strom- und Gasnetzen unterschiedlich ausfallen:

- **Strom**: Der Best-of-Mean-of-Ansatz (BoMo) setzt tendenziell stärkere Effizienzanreize als Best-of-Four (Bo4). Dies ist im Interesse der Netznutzer. Dadurch können sich Nebeneffekte auf Investitionsanreize ergeben. Um Anreize für eine sichere und gleichzeitig kostengünstige Versorgung verlässlich zu setzen, gewinnt daher die Qualitätsregulierung, welche die Netzzuverlässigkeit, Netzleistungsfähigkeit, Energiewendekompetenz und kommerzielle Qualität umfasst, an Bedeutung.
- **Gas:** Mit KANU 2.0 steigt bei der Nutzung von BoMo das Risiko von Verzerrungen und Stranded Assets: Hohe Abschreibungen können in Verbindung mit der Durchschnittsbildung über Kostenarten zu Benachteiligungen einzelner Unternehmen führen. Gegenmaßnahmen sind denkbar: (i) eine zielgenaue Anpassung der TOTEX-Definition im Effizienzvergleich, oder (ii) die Beibehaltung von Bo4 als verzerrungsärmerem Referenzrahmen in der Transformationsphase.

Bei allen Überlegungen ist sicherzustellen, dass die Ermittlung der Effizienzvorgabe in konsistenter Weise zur Kostenbasis erfolgt, die auf TOTEX basiert.

Verteilungswirkung zwischen Netzbetreibern und Netznutzern

Bo4 minimiert Risiken für Netzbetreiber, weil stets der günstigere Effizienzwert (aus TOTEX/sTOTEX und Methoden) in die Regulierung eingeht. Aus Sicht der Netznutzer entspricht dies einer „Worst-of“-Logik, die Kapitalkosten der Anlagen gehen über ihren

Lebenszyklus und über die damit verbundene Abfolge der Effizienzvergleiche nicht vollständig in die Kostenbasis für die Effizienzvergleiche ein.

Solange TOTEX und sTOTEX hoch korreliert sind, unterscheiden sich Bo4 und BoMo kaum. Fällt die Korrelation, verschiebt BoMo durch die Mittelwertbildung Risiken zu den Netzbetreibern und erhöht den Effizienzdruck. Operative Hebel auf OPEX und CAPEX bleiben weiterhin bestehen. Zugleich verschärfen systemische Änderungen (verkürzter Abbaupfade für Ineffizienz, Nichtverankerung des Effizienzbonus) die Anforderungen unabhängig von der Bestabrechnungsmethode.

Regulierungssystematische Einordnung

Der Wechsel von Bo4 auf BoMo stellt grundsätzlich eine Verschärfung des Regulierungssystems dar. Die Wahl der Bestabrechnungsmethode ist deshalb systematisch und integriert mit weiteren Regulierungsparametern (u. a. Dauer der Regulierungsperiode, WACC, Qualitätsregulierung) zu bewerten. Ziel dabei ist eine konsistente Balance aus Effizienz, Investitionsfähigkeit und Versorgungssicherheit, ohne sprunghafte Belastungswirkungen für Netznutzer.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.