

**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

Konsultation Gutachten zum Effizienzvergleich der VNB Strom 4. Regulierungsperiode

Berlin, 28. März 2024

Inhaltsverzeichnis

EINLEITUNG	3
1. DATENGRUNDLAGE, AUFFÄLLIGKEITEN UND PARAMETERBILDUNG	5
2. BEURTEILUNG DES GEWÄHLTEN EFFIZIENZMODELLS	6
2.1. DISKUSSION AUSGEWÄHLTER MODELLPARAMETER	6
2.2. BEURTEILUNG DER STATISTISCHEN GÜTEMASSE	7
3. SKALIERUNG DER SFA-ERGEBNISSE	9
4. STRUKTURELL UNTERSCHIEDLICHE NETZBETREIBER, DIE UNTER ANDEREM NICHT VON DER ENERGIEWENDE BETROFFEN SIND	12
LITERATURANGABEN	17

Einleitung

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) führt zur Ermittlung der unternehmensindividuellen Effizienzwerte der vierten Regulierungsperiode für alle Stromverteilernetzbetreiber im regulären Verfahren einen Effizienzvergleich durch. Die Effizienzwerte sind ein wesentlicher Bestandteil der festzulegenden unternehmensindividuellen Erlösobergrenzen.

Die Bundesnetzagentur hat im September 2023 eine Branchenkonsultation zu Methoden und Parametern der 4. Regulierungsperiode durchgeführt, die auf Basis der veröffentlichten Foliensätze der Bundesnetzagentur und ihres Gutachters Swiss Economics erfolgte, die die Vorgehensweise bzw. Inhalte grob skizzieren. Die Verbände BDEW, VKU und GEODE haben in der entsprechenden Stellungnahme vom 20.10.2023 eine anschließende Konsultation des vollständigen Gutachtenentwurfs mit vollständigen Informationen zur Modellfindung und der Ermittlung der Effizienzwerte gefordert. Diese Konsultation wird nun durchgeführt und die Verbände bedanken sich für die Möglichkeit, zu dem Gutachtenentwurf Stellung zu nehmen.

Durch die Disaggregation der dezentralen Erzeugungsleistung wurde eine Kernforderung aus der Verbändestellungnahme aufgegriffen. Dies begrüßen wir, da die Abbildung der dezentralen Erzeugung im Effizienzvergleich zur Berücksichtigung der mit der Energiewende einhergehenden Kosten unbedingt erforderlich ist.

In dem finalen Modellvorschlag fällt auf, dass ein Modell gewählt wurde, welches eine Weiterentwicklung des Modells der dritten Regulierungsperiode darstellt. Dies begrüßen wir; da dadurch eine Kontinuität und Stetigkeit bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs erreicht wird.

Zu Beginn möchten wir einen Hinweis zum Format des Gutachtenentwurfs geben: Die Arbeit mit dem zur Verfügung gestellten Dokument gestaltete sich in der Praxis leider sehr aufwändig, weil die Sicherheitseinstellungen des Dokuments das Markieren, Kommentieren und Kopieren von Textpassagen ausschließen. Hier wäre eine entsprechende Erweiterung der Rechte wünschenswert.

Forderungen:

- Es ist zu prüfen, wie der offensichtlich unterschiedlichen Kostenwirkung von Netzinvestitionen zwischen den Netzebenen 5 und 7 im Effizienzmodell unter weiterer Beachtung der identifizierten Kostentreiber adäquat Rechnung getragen wird.
- Einige der eingesetzten statistischen Gütemaße zur Identifikation von Modellen und dem Vergleich verschiedener Modelle sind eingeschränkt nutzbar und bevorzugen „kleine“ Modelle. Bei der Modellwahl sind die ungeeigneten Kriterien wie Multikollinearität oder negative Vorzeichen höchstens untergeordnet zu berücksichtigen.
- Das Kriterium der statistischen Signifikanz der Ineffizienz ist ungeeignet zur Beurteilung von Effizienzmodellen, da dieses Kriterium u.a. mit zunehmender Wirkung und Dauer der Anreizregulierung per Definition nicht erfüllt werden kann.
- Bei der Skalierung der SFA-Effizienzwerte sollten alle Netzbetreiber den gleichen Aufschlag erhalten, um eine Gleichbehandlung von Netzbetreibern sicherzustellen und die Abstände zwischen den Effizienzwerten nicht zu verzerren. Wir schlagen vor den Abstand zwischen dem maximalen Effizienzwert eines Nicht-Ausreißers und 100 % je Kostenbasis zu ermitteln und das resultierende Delta als Korrekturfaktor für alle Netzbetreiber additiv anzuwenden.
- Es ist sicherzustellen, dass das Effizienzmodell für die Stromverteilnetzbetreiber mit der aktuellen BGH-Rechtsprechung in Einklang ist und folglich den objektiven strukturellen Unterschieden, die unter anderem nicht von der Energiewende betroffen sind, der von den Netzbetreibern zu erfüllenden Versorgungsaufgaben hinreichend Rechnung trägt. Dies kann beispielsweise durch eine mehrfache Durchführung der Supereffizienzanalyse in der DEA oder durch den a-priori Ausschluss von Netzbetreibern ohne Konzessionsfläche erreicht werden.
- Damit mögliche Fehler in der Aufbereitung der Variablen erkannt werden können, sollten in künftigen Gutachten und nicht erst bei den EOG-Anhörungen zusätzlich auch die aufbereiteten Daten veröffentlicht werden.

1. Datengrundlage, Auffälligkeiten und Parameterbildung

Die Datengrundlage des Gutachtenentwurfs wurde als vierte Veröffentlichung mit dem Stand 13. November 2023 von der BNetzA am 8. Dezember 2023 veröffentlicht. Sie umfasst wie die dritte Datenveröffentlichung, die Grundlage der Konsultationsveranstaltung vom 21. September 2023 war, die Daten der 198 im regulären Verfahren befindlichen Netzbetreiber, unterscheidet sich von der dritten Datenveröffentlichung aber hinsichtlich der

- **Aufwandsparameter:** Für sechs Netzbetreiber kamen Aufwandsparameter hinzu, bei sieben Netzbetreibern haben sich die Aufwandsparameter gegenüber der dritten Datenveröffentlichung verändert.
- **Strukturparameter:** Bei 127 Netzbetreibern haben sich insgesamt 354 Strukturparameter gegenüber der dritten Datenveröffentlichung verändert. Davon betreffen 22 Änderungen bei fünf Netzbetreibern Angaben zur Erzeugungsleistung und damit Parameter des gewählten Modells.

Die in der Stellungnahme zur Konsultationsveranstaltung genannten Datenauffälligkeiten bezogen sich auf den Abzug der reduzierten Wirkleistungseinspeisung (wie auch 314 der 354 genannten Strukturparameteränderungen) und spielen daher bei dem neuen Modell keine Rolle mehr.

Den in der Konsultationsveranstaltung vorgestellten Modellen lag ein Fehler bei der Bildung der Normierungsvariable „Messlokationen“ und weiterer vier Strukturvariablen zugrunde. Der Fehler wurde indirekt über die unterschiedlichen Ergebnisse bei der Nachberechnung der vorgeschlagenen Modelle erkannt. Diese fehlerhafte Aggregation wurde von den BNetzA-Beratern im Nachgang korrigiert (s. Fußnote 1 auf Seite 19 des Gutachtenentwurfs). Ob die Berechnungen des Gutachtenentwurfs mit korrekten Aggregationen durchgeführt wurden, kann wiederum nur indirekt durch die Nachberechnung der Effizienzwerte ermittelt werden. Erst wenn die aggregierten Strukturparameter im Zuge der Malmquist-Berechnungen veröffentlicht werden, kann die korrekte Bildung der Strukturparameter direkt überprüft werden. Der Forderung nach Veröffentlichung der aufbereiteten Variablen ist die BNetzA mit dem Gutachtenentwurf also nicht nachgekommen, so dass es hier an Transparenz fehlt.

Forderung:

Damit mögliche Fehler in der Aufbereitung der Variablen erkannt werden können, sollten in künftigen Gutachten und nicht erst bei den EOG-Anhörungen zusätzlich auch die aufbereiteten Daten veröffentlicht werden.

2. Beurteilung des gewählten Effizienzmodells

Mit der Veröffentlichung des Gutachtens wurden auf Seite 125 vier Modelle präsentiert, welche in die engere Wahl zur Bestimmung des finalen Modells genommen wurden. Mit dem Modell RP3 IP3+ findet sich in der Tabelle auch das von den Beratern als für die vierte Regulierungsperiode vorgeschlagene finale Modell. Drei der vier Modellkandidaten stammen aus dem Modellfindungsverfahren, welches auf dem Modell der 3. RP aufsetzte und ein Modell war das Ergebnis der durchgeführten Analysen mit dem Technical Block Verfahren (TB-Verfahren).

Im Folgenden fokussieren wir unsere Stellungnahme auf die Beurteilung des finalen Modells. In Anbetracht der kurzen Zeit für die Stellungnahme ist eine fundierte Auseinandersetzung mit dem erstmals für die Stromverteilnetzbetreiber eingesetzten TB-Verfahren nicht möglich. Die bereits im Rahmen der Stellungnahme zur Konsultation aufgeworfenen Fragen und diskutierten Kritikpunkte am TB-Verfahren gelten somit nach wie vor.

Die Diskussion des final vorgeschlagenen Modells erfolgt dabei in Bezug auf die Beurteilung ausgewählter Modellparameter, ausgewählter statistischer Gütemasse sowie der Umsetzung der Anforderung aus dem Urteil des Bundesgerichtshofes (BGH) aufgrund der Beurteilung des Effizienzmodells für die Gasverteilnetzbetreiber in der dritten Regulierungsperiode.

2.1. Diskussion ausgewählter Modellparameter

Bei der Betrachtung des finalen Modellvorschlages fällt auf, dass die BNetzA ein Modell gewählt hat, das eine Weiterentwicklung des Modells der dritten Regulierungsperiode darstellt. Dadurch wurde eine gewisse Kontinuität und Stetigkeit bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs erreicht, welches eine Kernforderung vergangener Stellungnahmen war.

Disaggregation der dezentralen Erzeugungsleistung

Durch die Disaggregation der dezentralen Erzeugungsleistung wurde eine weitere Kernforderung der Verbände aufgegriffen. Dies begrüßen wir, da die Abbildung der dezentralen Erzeugung im Effizienzvergleich zur Berücksichtigung der mit der Energiewende einhergehenden Kosten unbedingt erforderlich ist. Da auf breiter Front bei vielen Netzbetreibern ein dynamischer Ausbau der dezentralen Erzeugung über alle Spannungsebenen hinweg zu beobachten ist, ist es sachgerecht, die installierte Erzeugungsleistung disaggregiert abzubilden.

Aggregation der Netzlängen auf den NE 5 und 7

Gleichzeitig drängt sich der Eindruck auf, dass die Umsetzung der Disaggregation der dezentralen Erzeugungsleistung dazu geführt hat, dass die BNetzA die Netzlängen in der Mittel- und Niederspannung aggregiert hat. Diese Aggregation entspricht nicht dem Vorgehen der vorangegangenen Regulierungsperioden und auch nicht den technischen Gegebenheiten. Somit ist es zentral, dass die Disaggregation der Netzlänge in der Nieder- und Mittelspannung aus inge-

nieurwissenschaftlicher Sicht geprüft wird. Dies wird auch im BNetzA-Gutachten zum Effizienzvergleich der 3. Regulierungsperiode explizit so aufgeführt: *„Aus ökonomischer und technischer Sicht wären disaggregierte Kostentreiber vorzuziehen, da die Kosten z.B. für einen Leitungskilometer auf den verschiedenen Spannungsebenen unterschiedlich sind.“*

Diese Vorzugswürdigkeit der Disaggregation bestätigt sich durch einen Vergleich der Kostensätze für Netzkabelbau in der Mittel- und Niederspannung. Durchschnittliche Kostensätze zeigen, dass die Kosten in der Mittelspannung beim Kabelneubau 2,6-fach so hoch sind wie in der Niederspannung und beim Kabeltausch ca. 1,5-mal so hoch. Diese Unterschiede entstehen zum einen durch höhere Materialkosten (Faktor 2,5) aufgrund von höheren Querschnitten, und zum anderen durch höhere Tiefbaukosten (Faktor 1,6). Ein breiterer und tieferer Graben in der Mittelspannung (40x80cm) im Vergleich zur Niederspannung (30x60 cm) verursacht höhere Tiefbaukosten. Zudem ergeben sich in der Mittelspannung durch einen deutlich geringeren Anteil an Mitverlegungen (bspw. mit Breitband) – und somit viel geringere Synergieeffekte bei Baumaßnahmen im Vergleich zur Niederspannung – deutlich höhere Kosten. In einer aggregierten Betrachtung wird diesem Kostenunterschied nicht ausreichend Rechnung getragen.

Dies wirkt sich auch im Effizienzvergleich aus. Die Disaggregation der Netzebenen NS und MS bei den Netzlängen würde im aktuell vorgeschlagenen Modell zu einer starken Verbesserung der Effizienzwerte fast aller Netzbetreiber führen. Die Begründung für dieser Anpassung im Modell gegenüber der Parametrierung des Modells der 3. RP, die „Signifikanz des Ineffizienzterms“, ist jedoch nicht als Auswahlkriterium geeignet (vgl. Hierzu die Ausführung zur statistischen Signifikanz der Ineffizienz in Kapitel 2.2).

Forderung:

Es ist zu prüfen, wie der offensichtlich unterschiedlichen Kostenwirkung von Netzinvestitionen zwischen den Netzebenen 5 und 7 im finalen Effizienzmodell unter weiterer Beachtung der identifizierten Kostentreiber adäquat Rechnung getragen wird.

2.2. Beurteilung der statistischen Gütemaße

Zur Identifikation des finalen Modells wurden vier verschiedene Verfahren berücksichtigt (vgl. Swiss Economics et al. S. 83ff). Neben dem Top-down- und Bottom-up-Verfahren, aus denen kein Modell in die engere Auswahl aufgenommen wurde, stammten drei Modellkandidaten aus dem Verfahren „Weiterentwicklung Modell der RP3“ sowie ein Modell aus dem TB-Verfahren. Zur Beurteilung der Modellkandidaten wurden verschiedene Kriterien angewendet.

Neben konzeptionellen und regulatorischen Kriterien (vgl. Swiss Economics et al. S. 47, S. 76, S. 106 und S. 113) werden auch statistische Kriterien berücksichtigt (vgl. Swiss Economics et al. S. 85). Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass **viele der aufgeführten statistischen Gütekriterien bereits in der Vergangenheit von der Branche stark kritisiert wurden und nur**

über eine sehr eingeschränkte Aussagekraft verfügen, wenn, wie im Rahmen einer Kostentreiberanalyse, viele Modellkandidaten miteinander verglichen werden¹. Die Kritik an diesen Verfahren ist weiterhin uneingeschränkt gültig. Diesen Einschränkungen muss bei der Modellwahl Rechnung getragen werden.

Besonders kritisch in diesem Zusammenhang sind die beiden Kriterien „Multikollinearität und Vorzeichen“ sowie „Statistische Signifikanz der Ineffizienz“ zu beurteilen.

Multikollinearität und Vorzeichen

Wie bereits in der Stellungnahme zur Konsultation erläutert, hat Multikollinearität keine verzerrende Wirkung auf die Höhe der Schätzkoeffizienten der von der Multikollinearität nicht betroffenen Parametern und betrifft einzig die Parameter, welche kollinear zueinander sind. Diese Erkenntnis bedeutet, dass Multikollinearität auch keinen Einfluss auf das Bestimmtheitsmaß R^2 (und davon abgeleitete Gütemaße) und ebenso wenig auf die Höhe der Residuen der Schätzung hat (vgl. Kennedy, 2008, Kapitel 12.2). Genau diese Residuen, das heißt konkret die Kosten, welche durch die Strukturvariablen im Modell nicht erklärt werden können, sind jedoch Grundlage der Ermittlung eines Effizienzterms im Rahmen der Effizienzmessung. Eine empirische Untersuchung, die nicht auf die kausalen Effekte einzelner Modellparameter auf die abhängige Variable (hier: die Kosten) fokussiert, sondern auf deren Vorhersage mittels allen Modellparametern, wird demnach nicht durch das Vorliegen von Multikollinearität beeinträchtigt (vgl. Kennedy, 2008, S. 196). Eine Auswahl von Vergleichsparametern anhand deren statistischen Signifikanz steht im direkten Widerspruch zur verstärkt definierten Anforderung aus der ARegV, die Heterogenität der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber stärker zu berücksichtigen. Parameter, die aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht im Modell berücksichtigt werden sollten, sind somit aufgrund möglicher Multikollinearität nicht vom Modell auszuschließen.

Statistische Signifikanz der Ineffizienz

Für die Selektion von Modellen wird zudem auf die Signifikanz der Ineffizienz abgestellt. Gemäß den Gutachtern erfolgt die statistische Beurteilung neu auf dem 10%-Niveau (Swiss Economics et al. S. 108). Die Signifikanz der Ineffizienz taugt jedoch nicht als Modellwahlkriterium. Das Ziel des regulatorischen Effizienzvergleichs besteht darin, mögliche Ineffizienzen in der Branche durch den Als-ob-Wettbewerb eines Effizienzvergleichs zu reduzieren. Wenn die Anreizregulierung erfolgreich ist, werden Ineffizienzen in der Branche verringert, was zwangsläufig zu kleineren Effizienzunterschieden zwischen den Netzbetreibern führt. Damit nimmt die Schiefe der Verteilung der Residuen ab und es wird statistisch schwieriger, überhaupt noch Ineffizienz zu identifizieren. Eine erfolgreiche Anreizregulierung führt dazu, dass Ineffizienzen ausgemerzt werden. Schließen die Berater jedoch Modelle, die als Ergebnis keine Ineffizienz aufweisen, per Definition aus, so bleibt das Regulierungsziel unerreichbar. Die Folge ist ein systematischer „Selection bias“ zugunsten unvollständiger Modelle mit zu hoher „gemessener“ Ineffizienz.

¹ BDEW/VKU/GEODE-Stellungnahme zur Vorstellung der Vergleichsparameter für den Effizienzvergleich der deutschen Elektrizitätsverteilernetzbetreiber für die 3. Regulierungsperiode am 25. Juli 2018; 16. August 2018

Forderungen:

Einige der eingesetzten statistischen Gütemaße zur Identifikation von Modellen und dem Vergleich verschiedener Modelle sind eingeschränkt nutzbar und bevorzugen „kleine“ Modelle. Bei der Modellwahl sind die ungeeigneten Kriterien wie Multikollinearität oder negative Vorzeichen höchstens untergeordnet zu berücksichtigen.

Das Kriterium der statistischen Signifikanz der Ineffizienz ist zur Beurteilung von Effizienzmodellen ungeeignet, da dieses Kriterium u.a. mit zunehmender Wirkung und Dauer der Anreizregulierung per Definition nicht erfüllt werden kann.

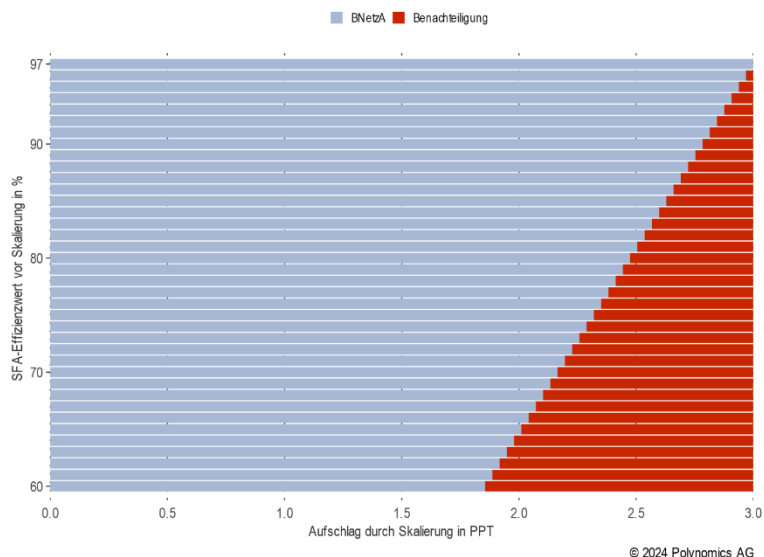
3. Skalierung der SFA-Ergebnisse

Der Bundesgerichtshof (BGH) hat in seinem Urteil EnVR 44/22 festgehalten, dass die Bundesnetzagentur sicherstellen muss, dass auch in der Methode der Stochastic Frontier Analyse (SFA) ein Wert von 100 % für das effizienteste Unternehmen resultieren muss. Kann dies – wie in der SFA methodenimmanent – nicht durch die Effizienzberechnungen sichergestellt werden, ist dies auf andere Weise umzusetzen.

Diesem Urteil sind die Berater der BNetzA grundsätzlich nachgekommen. Gemäß Aussagen im Gutachten (S. 130) erfolgt die Hochskalierung der Effizienzwerte separat für jede Kostenart (Totex/sTotex). Um die „korrigierten“ SFA-Effizienzwerte zu erhalten, werden die SFA-Effizienzwerte der Netzbetreiber durch den maximalen SFA-Effizienzwert eines Nicht-Ausreißers geteilt. Zunächst ist festzustellen, dass auf Basis des Vorgehens der BNetzA nach der Skalierung zumindest ein Nicht-Ausreißer in der SFA einen Effizienzwert von 100 % erreicht. Hervorzuheben ist an dieser Stelle allerdings, dass das Vorgehen der BNetzA zu einer systematischen Ungleichbehandlung der Netzbetreiber führt, da die Höhe des Korrekturfaktors vom Effizienzwert vor der Skalierung abhängt. Die zu Grunde liegende Systematik ist in der nachfolgenden Abbildung 1 abgetragen. Zur Illustration sind wir von einer Effizienzwertverteilung mit einem Minimum von 60 % (Minimum gemäß ARegV) und einem Maximum von 97 % ausgegangen. Dabei haben wir uns zur Illustration der Funktionsweise der Hochskalierung der BNetzA am Effizienzvergleich für die Gasverteilnetzbetreiber orientiert. Dies deshalb, weil der Hintergrund für die aktuelle Hochskalierung der BNetzA das BGH-Urteil für den Effizienzvergleich der Gasverteilnetzbetreiber ist. Die von der BNetzA ermittelten Korrekturfaktoren entsprechen den hellblauen Balken, die resultierende Verzerrung und Benachteiligung den roten Balken. Der maximal mögliche Korrekturfaktor beträgt 3 Prozentpunkte (PPT) und wird dem Netzbetreiber mit dem maximalen Effizienzwert von 97 % zugewiesen. Desto niedriger der Effizienzwert, desto niedriger fällt der Korrekturfaktor aus. Der Korrekturfaktor bei dem Netzbetreiber mit dem minimal möglichen Effizienzwert von 60 % beträgt nur noch 1,86 PPT und ist somit um fast 50 % niedriger als für den Netzbetreiber mit dem maximalen Effizienzwert.

Abbildung 1: Skalierung SFA-Effizienzwerte: Ungleichbehandlung Netzbetreiber

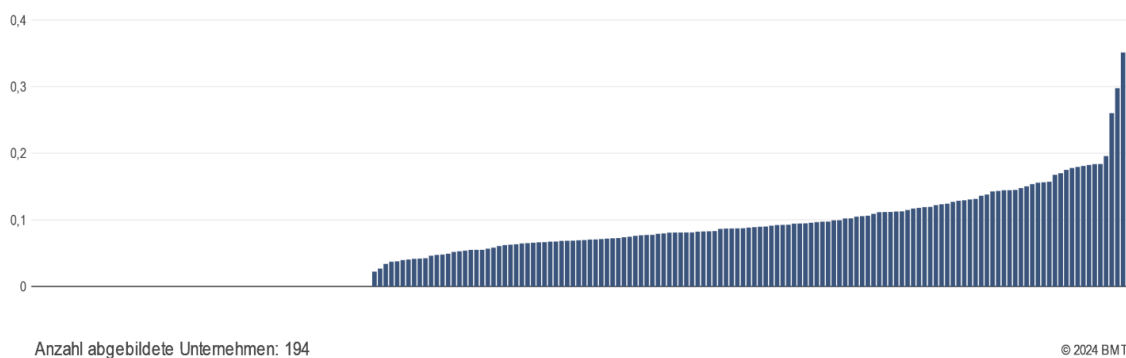
Quelle: Berechnungen BMT



In der Abbildung ist die Methodik der BNetzA zur Skalierung der SFA-Effizienzwerte abgetragen. Auf der vertikalen Achse sind die Effizienzwerte vor der Skalierung und auf der horizontalen Achse der resultierende Korrekturfaktor in PPT auf Grund der Skalierung abgetragen. Als minimalen Effizienzwert haben wir, wie in der ARegV vorgeschrieben, einen Effizienzwert von 60 % angenommen und beim maximalen Effizienzwert einen Wert von 97 %, hier haben wir uns am Effizienzvergleich der 3. RP Gas orientiert, welcher die Grundlage für die Kritik des BGH darstellt. Die hellblauen Balken zeigen den durch die BNetzA ermittelten Korrekturfaktor, die roten Balken die systematische Benachteiligung von Netzbetreibern mit niedrigen Effizienzwerten. Der Netzbetreiber mit dem maximalen Effizienzwert von 97 % erhält einen Korrekturfaktor von 3 PPT. Desto niedriger der Effizienzwert eines Netzbetreibers, desto niedriger fällt der Korrekturfaktor aus. Der Netzbetreiber mit dem minimalen Effizienzwert von 60 % erhält nur einen Korrekturfaktor von 1,86 PPT. Der Aufschlag ist fast um 50 % geringer als bei dem Netzbetreiber mit 97 %.

In Abbildung 2 ist die Benachteiligung der Netzbetreiber auf Basis der bestabgerechneten Effizienzwerte im aktuell vorgeschlagenen Modell für die Stromverteilnetzbetreiber dargestellt. Auf der vertikalen Achse ist die Differenz zwischen dem maximalen Korrekturfaktor von ca. 1,7 PPT (maximaler SFA-Effizienzwert beträgt im Strom 4. RP 98,3 %) und dem tatsächlichen Korrekturfaktor des jeweiligen Netzbetreibers abgetragen. Die Netzbetreiber sind absteigend geordnet nach dem bestabgerechneten Effizienzwert. Die leeren Balken (links) stehen für Netzbetreiber mit einem bestabgerechneten Effizienzwert aus der DEA. Ganz rechts befindet sich der Netzbetreiber mit dem niedrigsten Effizienzwert (aus der SFA), dieser Netzbetreiber erhält anstatt 1,7 PPT nur einen Korrekturfaktor von 1,3 PPT und wird gegenüber dem effizientesten Netzbetreiber um ca. 0,4 PPT schlechter gestellt.

Abbildung 2 Skalierung SFA-Effizienzwerte: Benachteiligung im Effizienzvergleich Strom 4. RP



In der Abbildung ist das Verzerrungspotential und die Benachteiligung in der 4. RP Strom nach der Bestabrechnung dargestellt. Auf der vertikalen Achse ist die Differenz zwischen dem maximalen Aufschlag von ca. 1,7 PPT (maximaler SFA-Effizienzwert beträgt im Strom 4. RP 98,3 %) und dem Aufschlag, den die Netzbetreiber erhalten haben, abgetragen. Auf der horizontalen Achse sind die Netzbetreiber absteigend geordnet nach dem bestabgerechneten Effizienzwert. Die leeren Balken (links) stehen für Netzbetreiber mit einem bestabgerechneten Effizienzwert aus der DEA. Ganz rechts befindet sich der Netzbetreiber mit dem niedrigsten Effizienzwert aus der SFA, dieser Netzbetreiber erhält anstatt 1,7 PPT nur einen Aufschlag von 1,3 PPT und wird gegenüber dem effizientesten Netzbetreiber um ca. 0,4 PPT schlechter gestellt.

Durch das Vorgehen der BNetzA erfolgt eine systematische Verzerrung der resultierenden Effizienzwerte. Gemäß den Beratern ist aber grundsätzlich davon auszugehen, dass die Abstände zwischen den Effizienzwerten der Unternehmen und damit die Ergebnisse aus dem Effizienzvergleich vor der Skalierung korrekt und unverzerrt sind. Durch die Ungleichbehandlung der Netzbetreiber bei der Skalierung wird die Verteilung der Effizienzwerte auseinandergezogen und die relativen Abstände zwischen den Netzbetreibern verzerrt. Mit anderen Worten verzerrt die von der BNetzA angewendete „technische Nachjustierung“ die ermittelten Effizienzwerte. Um die Verzerrung der Abstände zwischen den Netzbetreibern und die Ungleichbehandlung zu verhindern, darf die Verteilung der Effizienzwerte nicht auseinandergezogen, sondern sie muss parallel verschoben werden. Dies wird erreicht, in dem für jeden Netzbetreiber der gleiche absolute Korrekturfaktor verwendet wird. In diesem Fall beeinflusst die Hochskalierung die gemäß Berater der BNetzA „richtigen“ Effizienzabstände zwischen den Netzbetreibern nicht.

Forderung:

Bei der Skalierung der SFA-Effizienzwerte sollten alle Netzbetreiber den gleichen Aufschlag erhalten, um eine Gleichbehandlung von Netzbetreibern sicherzustellen und die Abstände zwischen den Effizienzwerten nicht zu verzerrern. Wir schlagen vor, den Abstand zwischen dem maximalen Effizienzwert eines Nicht-Ausreißers und 100 % je Kostenbasis zu ermitteln und das resultierende Delta als Korrekturfaktor für alle Netzbetreiber additiv anzuwenden.

4. Strukturell unterschiedliche Netzbetreiber, die unter anderem nicht von der Energiewende betroffen sind

Bereits im zweiten Satz der Einleitung führen die Gutachter aus, dass „relevante Entwicklungen im Zuge der Energiewende angemessen abzubilden“ sind. Diesem selbst gesteckten Ziel werden die Gutachter mit der Aufteilung der dezentralen Erzeugungsleistung in drei Parametern in der methodischen Umsetzung des Effizienzvergleichs gerecht. Aber nach wie vor befinden sich im Datensatz Netzbetreiber, die sehr unterschiedlich von der Energiewende betroffen sind.

Offenkundig wird dies bei der Behandlung der fünf Netzbetreiber, deren Versorgungsaufgabe offensichtlich nicht mit den anderen vergleichbar ist. Diese Netzbetreiber zeichnen sich wie bereits in der Stellungnahme vom 20. Oktober 2023 ausgeführt dadurch aus, dass sie weder von der Energiewende betroffen sind noch über eine Konzessionsfläche verfügen. Vier der fünf weisen keine dezentrale EE-Einspeisung auf, die VW Kraftwerke nur in vernachlässigbarer Höhe.

Bei den fünf Netzbetreibern handelt es sich um die VW Kraftwerk GmbH, die DB Energie GmbH, die InfraServ Gendorf Netze GmbH, die CPM Netz GmbH und die Vorarlberger Energienetze GmbH. Die VW Kraftwerke GmbH versorgt hauptsächlich das Werksgelände des VW-Konzern. Die Hauptaufgabe der DB Energie GmbH ist der Betrieb des deutschlandweiten 110kV-Bahnstromnetzes. Die InfraServ Gendorf Netze GmbH und die CPM Netz GmbH versorgen Chemieparks und die Vorarlberger Energienetze GmbH sind der deutsche Ableger eines österreichischen Netzbetreibers, der in Deutschland nur ein vergleichsweise kleines 110kV-Netz ohne unterlagerte Spannungsebenen betreibt.

Wie bereits in der Stellungnahme zur Konsultation zu den fünf Netzbetreibern ausgeführt, ist es offensichtlich, dass die Versorgungsaufgabe dieser Netzbetreiber nicht mit der Versorgungsaufgabe der anderen Netzbetreiber vergleichbar ist. Betrachtet man die Kriterien, die der BGH in seinem Urteil zum Effizienzvergleich der Gasverteilnetzbetreiber für seinen Entscheid zugrunde gelegt hat, zeigt sich, dass aufgrund dieser Kriterien auch im vorliegenden Effizienzvergleich für die Stromverteilnetzbetreiber von einer Bevorzugung der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche auszugehen ist. Damit steht das Modell nach aktueller BGH-Rechtsprechung - auch unter Berücksichtigung des weiten Regulierungsermessens der Bundesnetzagentur - mit den Vorgaben des § 21 a Abs. 5 Satz 1 EnWG insoweit nicht in Einklang, als es den objektiven strukturellen Unterschieden der von den Netzbetreibern zu erfüllenden Versorgungsaufgaben nicht hinreichend Rechnung trägt und zu einer systemischen Bevorzugung von Unternehmen mit besonderen Netzstrukturen führt.

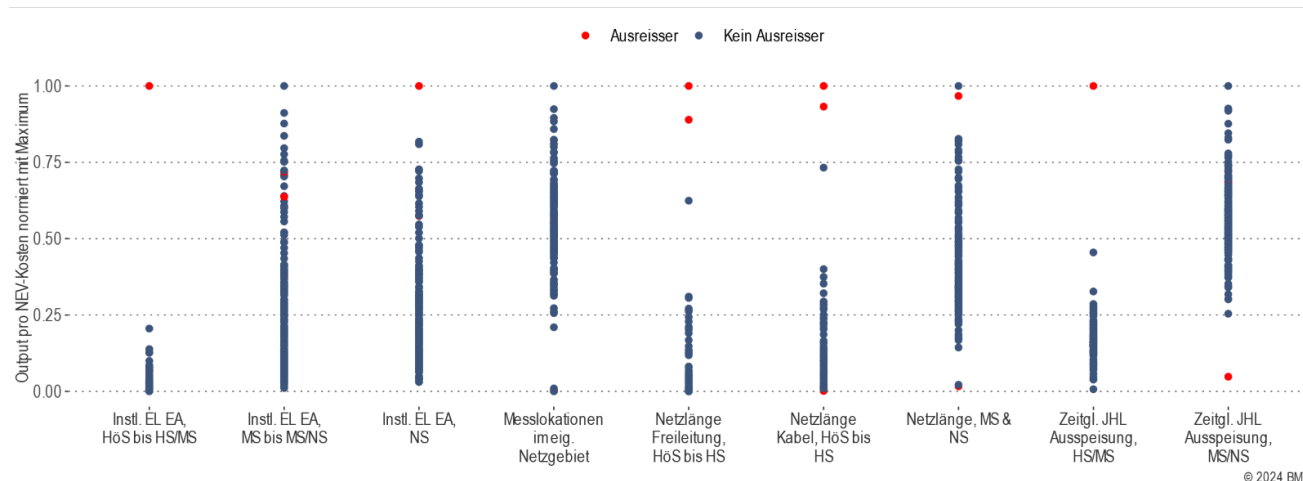
Zwar werden alle Unternehmen in der SFA als Ausreißer identifiziert und auch in der DEA liegt nur eines der Unternehmen auf der Effizienzgrenze. Durch die Einbeziehung dieser Unternehmen in die Analysen entsteht jedoch ein Masking-Problem, d.h. andere relevante Ausreißer werden nicht mehr identifiziert. Liegt ein Masking-Problem vor, werden unrealistische Effizienzgrenzen gesetzt und die ermittelten Effizienzwerte sind verzerrt. Das zentrale Problem der verdeckten Ausreißer wird von den Gutachtern nicht thematisiert.

Bereits in der ersten Stellungnahme haben wir die Heterogenität im Datensatz (Abschnitt 2.2.2) sowie die existierenden strukturellen Unterschiede (Abschnitt 2.2.3) zwischen den Netzbetreibern ausführlich beschrieben und dokumentiert. Aufbauend darauf haben wir in Abschnitt 4.3.1

bis 4.3.3 die damit einhergehenden Herausforderungen für die Ausreißeranalysen in der SFA und DEA beschrieben und auf Basis des Modells der 3. RP aufgezeigt, dass das Problem von verdeckten Ausreißern („Masking“) vorliegt. Alle diskutierten Punkte sind nach wie vor gültig und werden durch das Modell der 4. RP Strom nicht behoben. Da das Modell der 4. RP vom Modell der 3. RP abweicht, zeigt sich nachfolgend erneut auf, dass das Problem mit den verdeckten Ausreißern in der DEA immer noch besteht (Abbildung 3 und 4). Dies zeigt sich besonders deutlich bei den Parametern Netzlänge Freileitungen HöS bis HS, Netzlänge Kabel HöS bis HS, zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS und installierter Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS, bei welchen der Abstand zwischen dem ersten Nicht-Ausreißer-Unternehmen und dem Rest unnatürlich groß ausfällt, was ein klares Indiz für das Problem eines verdeckten Ausreißers ist.

Abbildung 3 Output pro Kosten NEV für Modell 4. RP | Netz

Quelle: Berechnungen BMT

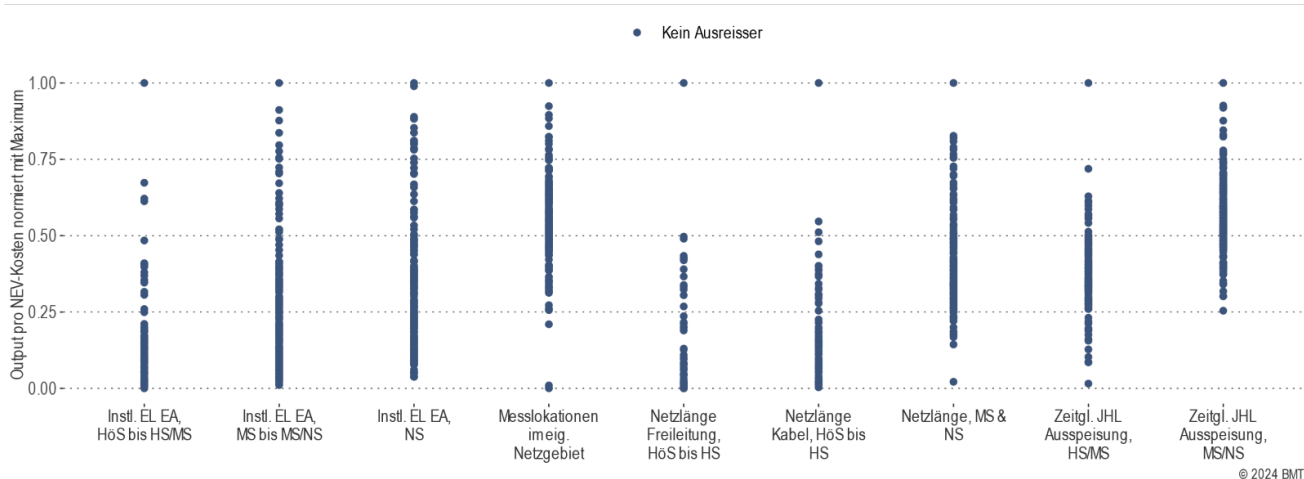


In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) dargestellt. Bei den rot hervorgehobenen Punkten handelt es sich um DEA-Ausreißer. Werden die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche nicht ausgeschlossen, ergibt sich auch nach der Ausreißeranalyse eine sehr heterogene Verteilung der Kostenkennzahlen mit maskierten Ausreißern.

In der nachfolgenden Abbildung 4 haben wir die DEA-Ausreißer aus dem Datensatz entfernt und die Normierung der Kennzahlen erneut mit dem Maximum durchgeführt, um das Ausmass der Verzerrung durch die verdeckten Ausreißer zu verdeutlichen. Insbesondere in den Dimensionen Netzlänge Freileitungen HöS bis HS, Netzlänge Kabel HöS bis HS, zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS und installierter Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS verbleiben strukturell besondere Netzbetreiber im Datensatz, die teilweise ein Output/Kosten-Verhältnis aufweisen, das um bis zu 50% niedriger ist als das des zweitgünstigsten Netzbetreibers. Diese «extremen» Abstände zeigen klar auf, dass es im Modell der 4. RP verdeckte Ausreißer gibt.

Abbildung 4 Output pro Kosten NEV für Modell 4. RP ohne DEA-Ausreisser | Netz

Quelle: Berechnungen BMT

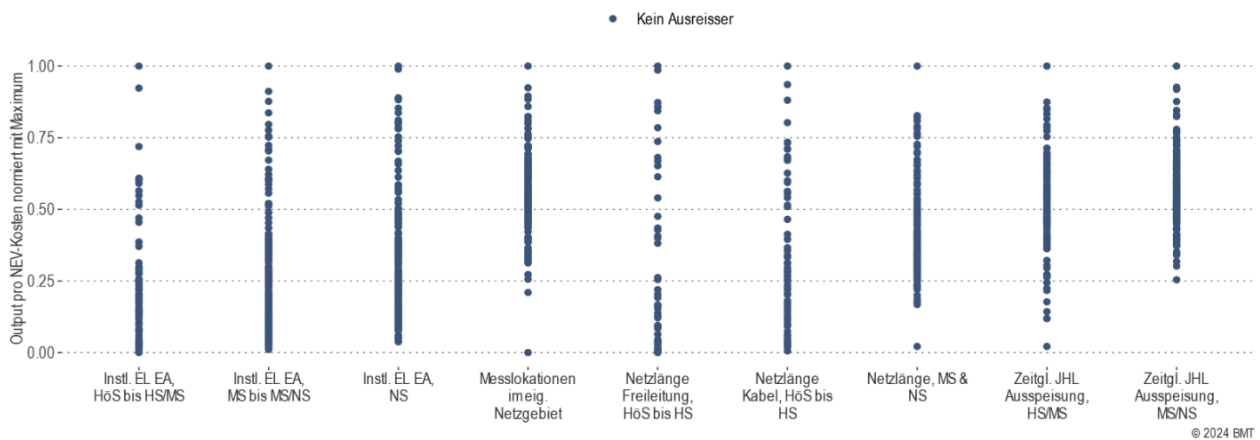


In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) nach Ausschluss der DEA-Ausreißer dargestellt. Insbesondere in den Dimensionen Netzlänge Freileitungen HöS bis HS, Netzlänge Kabel HöS bis HS, zeitgl. Jahreshöchstlast HS/MS und installierter Erzeugungsleistung HöS bis HS/MS verbleiben strukturell besondere Netzbetreiber im Datensatz, die teilweise ein Output/Kosten-Verhältnis aufweisen, dass um bis zu 50% niedriger ist, als das des zweitgünstigsten Netzbetreibers in der jeweiligen Vergleichsdimension.

Um das Problem der verdeckten Ausreißer zu beheben, verfügt die BNetzA über mehrere Möglichkeiten. Eine Variante wäre die mehrfache Durchführung der Supereffizienzanalyse. Laut Gutachten (S. 105) haben die Berater diesen Ansatz zwar geprüft aber unter anderem mit der Begründung verworfen, dass der Einfluss auf die bestabgerechneten Effizienzwert zu gering wäre. Ein Blick auf Abbildung 5 zeigt hingegen zunächst, dass durch die zweifache Supereffizienzanalyse das Problem der maskierten Ausreißer in der DEA behoben werden könnte. In Abbildung 5 ist das Output/Kosten-Verhältnis nach Ausschluss der DEA-Ausreißer nach zweifacher Supereffizienzanalyse abgetragen. Im Vergleich zu Abbildung 4 (Modell 4. RP mit einfacher Durchführung der Supereffizienzanalyse) sind die Output-/Kosten-Kennzahlen wesentlich homogener verteilt und es gibt keine „unrealistischen“ Abstände mehr zwischen dem führenden Netzbetreiber und den restlichen Netzbetreibern.

Abbildung 5 Output pro Kosten NEV für Modell 4. RP mit 2-facher Supereffizienzanalyse | Netz

Quelle: Berechnungen BMT

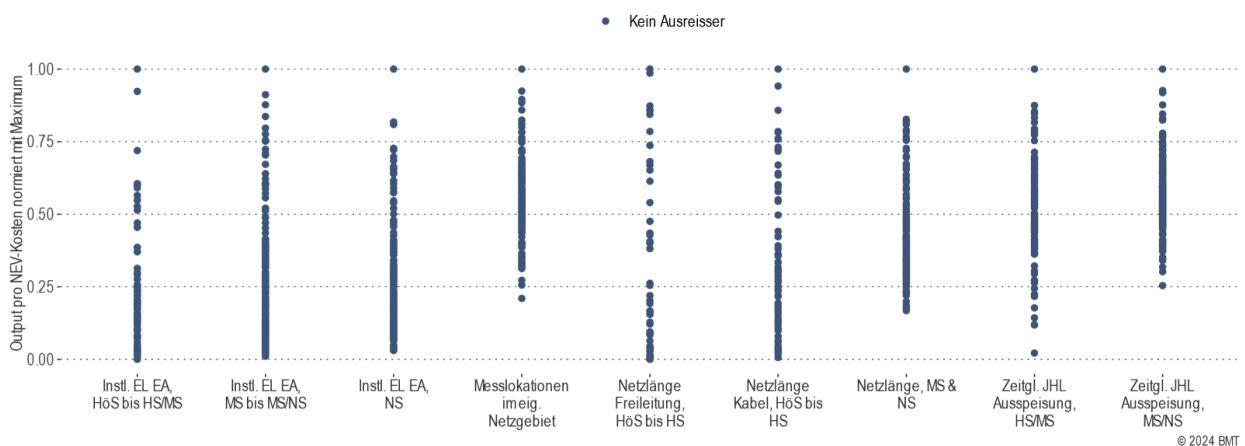


In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) dargestellt. Die DEA-Ausreißer wurden auf Basis der 2-fachen Supereffizienzanalyse identifiziert und aus der Abbildung entfernt. Wird die Supereffizienzanalyse 2-fach durchgeführt, werden alle strukturell besonderen Netzbetreiber ausgeschlossen und es ergibt sich im Vergleich zu Abbildung 4 eine deutlich homogenere Verteilung ohne maskierte Ausreißer.

Eine weitere Möglichkeit – sozusagen als Ultima Ratio – das Problem zu beheben, ist der a-priori Ausschluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche, die bereits in der Stellungnahme zur Konsultation als Lösungsansatz beschrieben wurde. Wie in Abbildung 4 dargestellt, stellt dieser Ansatz auch im Modell der 4. RP ein valides Vorgehen zur Behebung des Problems der verdeckten Ausreißer dar. Nach Ausschluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche und der Durchführung der geforderten Ausreißeranalysen werden die vorgängig identifizierten verdeckten Ausreißer erkannt und die Verteilungen der dargestellten Kennzahlen sind nach den Ausreißeranalysen homogener.

Abbildung 6 Output pro Kosten NEV für Modell 4. RP ohne VNB ohne Konzessionsfläche | Netz

Quelle: Berechnungen BMT



In der Abbildung ist die Verteilung der Unternehmen pro Kennzahl (Output pro Kosten, normiert mit dem Maximum pro Kennzahl) dargestellt. Die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche sowie die zusätzlichen DEA-Ausreißer wurden aus der Abbildung entfernt. Werden die Netzbetreiber ohne Konzessionsfläche a priori ausgeschlossen, kann das

Problem der maskierten Ausreißer behoben werden und es ergibt sich im Vergleich zu Abbildung 4 eine deutlich homogenere Verteilung.

Für die Branche ist entscheidend, dass die Identifikation von Ausreißern sachgemäß durchgeführt wird und Netzbetreiber mit strukturellen Besonderheiten auf Grund einer besonderen Versorgungsaufgabe als Ausreißer identifiziert werden. Der BGH hat sich in seinem Urteil klar positioniert, dass eine Durchführung der Ausreißeranalyse wie im Gas der 3. RP und im Strom der 4. RP nicht automatisch dazu führt, dass alle Netzbetreiber mit einer besonderen Versorgungsaufgabe, die strukturell nicht vergleichbar sind, als Ausreißer identifiziert werden.

Forderung:

Es ist sicherzustellen, dass das Effizienzmodell für die Stromverteilnetzbetreiber mit der aktuellen BGH-Rechtsprechung in Einklang ist und folglich den objektiven strukturellen Unterschieden, die unter anderem nicht von der Energiewende betroffen sind, der von den Netzbetreibern zu erfüllenden Versorgungsaufgaben hinreichend Rechnung trägt. Dies kann beispielsweise durch eine mehrfache Durchführung der Supereffizienzanalyse in der DEA oder durch den a-priori Ausschluss von Netzbetreibern ohne Konzessionsfläche erreicht werden.

Literaturangaben

- Coelli, 2005, An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis, 2nd ed., Springer
- Kennedy, Peter, 2011, A Guide to Econometrics. 6. ed., [Nachdr.]. Malden, Mass.: Blackwell.
- Swiss Economics, Sumicsid, IAEW, RWTH (2024): Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der vierten Regulierungsperiode - Gutachten Anhörung. 6. März 2024. ISSN 2235-1868