

**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 Gutachtenentwurf „Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode)“

Berlin, 18. Juli 2023

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG	3
2. RECHTLICHE ANFORDERUNGEN AN DIE DURCHFÜHRUNG DES EFFIZIENZVERGLEICHS ..	4
2.1. UNTERSCHIEDLICHE PARAMETRIERUNG VON SFA UND DEA	4
2.2. MÖGLICHT WEITGEHENDE ABBILDUNG VON HETEROGENITÄT	5
2.3. ERMITTLUNG SFA-EFFIZIENZWERTE	5
2.4. STAND DER WISSENSCHAFT GEMÄß § 13 ABS. 3 S. 7 AREGV NICHT EINGEHALTEN	6
2.4.1. <i>Ingenieurwissenschaftlicher Korrekturbedarf im Gutachtenentwurf</i>	7
2.4.2. <i>Ökonometrischer Korrekturbedarf im Gutachtenentwurf</i>	8
2.4.3. <i>Keine Berücksichtigung der Branchenargumente im Verfahren</i>	8
3. DATEN FÜR DEN EFFIZIENZVERGLEICH	9
3.1. DATENBASIS	9
3.2. PARAMETER „ANTEIL VORHERRSCHENDER BODENKLASSEN 4, 5 UND 6 GEWICHTET MIT NETZLÄNGE (TIEFE 0-2M) (NLV2BK456)	10
3.3. HETEROGENITÄT	10
4. INGENIEURWISSENSCHAFTLICHE KOSTENTREIBERANALYSE	11
4.1. GRUNDSÄTZLICHE EINORDNUNG DER INGENIEURWISSENSCHAFTLICHEN KOSTENTREIBERANALYSE	11
4.2. ABBILDUNG DER HETEROGENEN VERSORGUNGSAUFGABEN DER GASVERTEILERNETZBETREIBER	11
4.3. MODELLNETZANALYSE	14
4.4. KOMBINIERTER VERSORGER	15
5. MODELLSPEZIFIKATION	19
5.1. BEURTEILUNG DER MODELLWAHL	20
5.2. VERZERRENDE EFFEKTE IN DER DEA	21
5.3. UMGANG MIT ALTERNATIVEN MÖGLICHKEITEN	26
6. QUELLEN	27

1. Einleitung

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

In dem Zusammenhang hat die Bundesnetzagentur am 16. Dezember 2022 eine digitale Branchenkonsultation durchgeführt und die Modellvarianten der 4. Regulierungsperiode vorgestellt. Die Konsultation der Branche erfolgte auf Basis der veröffentlichten Foliensätze der Bundesnetzagentur und ihrer Gutachter, die die Vorgehensweise bzw. Inhalte grob skizzierten. Daher hatten BDEW, VKU und GEODE in ihrer gemeinsamen Stellungnahme vom 27. Januar 2023 die Konsultation des vollständigen Gutachtenentwurfs gefordert.

Wir begrüßen daher, dass am 20. Juni 2023 der vollständige Gutachtenentwurf zur Anhörung der Branche veröffentlicht wurde. Nachfolgend führen wir insbesondere die Themen im Detail aus, die neu aus den Ausführungen in dem Gutachten hervorgehen. Bei Kritikpunkten, die bereits Bestandteil unserer umfangreichen Stellungnahme vom 27. Januar 2023 waren, verweisen wir auf diese Stellungnahme.

Grundlage für die Modellkonsultation und Effizienzwertermittlung ist die Erhebung der Strukturdaten durch die Bundesnetzagentur, die im Frühjahr 2021 stattfand. BDEW, VKU und GEODE hatten aus Transparenzgründen um die Veröffentlichung einer aktualisierten Datenbasis gebeten. Diese erfolgte parallel zum Start der Gutachtenanhörung am 20. Juni 2023. Dafür bedanken wir uns und werden auch in den entsprechenden nachfolgenden Kapiteln darauf eingehen.

Wir weisen an dieser Stelle besonders darauf hin, dass die ermittelten Effizienzwerte für die Netzbetreiber von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung sind. **Vor dem Hintergrund, dass in den nächsten Jahren ein einzigartiger Transformationsprozess stattfinden soll und auch weiterhin umfangreiche Investitionen in die Gasnetze erforderlich sind, um die Energiewende zum Erfolg zu führen, ist eine sachgerechte Ermittlung von unternehmensindividuellen Effizienzwerten von hoher Bedeutung für die gesamte Branche.**

BDEW, VKU, und GEODE nehmen zu dem von der BNetzA veröffentlichten Anhörungsentwurf des Gutachtens vom 20. Juni 2023 sowie zu den veröffentlichten Daten nachfolgend Stellung.

2. Rechtliche Anforderungen an die Durchführung des Effizienzvergleichs

Auf den S. 10 ff. des BNetzA-Gutachtenentwurfs¹ erläutern die Gutachter ihr Verständnis des rechtlichen Rahmens, auf dessen Grundlage sie die Entwicklung des im Gutachtenentwurf dargestellten Effizienzvergleichsmodells vorgenommen haben. Aus Sicht der Branche ist es für die gutachterliche Bewertung von entscheidender Bedeutung, dass diese den gegebenen Rechtsrahmen richtig erfassen und entsprechend vorgehen. Daran fehlt es. So gehen die Gutachter in wesentlichen Aspekten von unzutreffenden rechtlichen Rahmenbedingungen aus:

2.1. Unterschiedliche Parametrierung von SFA und DEA

So gehen die Gutachter davon aus, dass die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) eine Durchführung der SFA (Stochastic Frontier Analysis) und DEA (Data Envelopment Analysis) mit unterschiedlichen Vergleichsparametern nicht erlaube. Nach geltender Rechtsprechung des Oberlandesgerichts (OLG) Düsseldorf sei dies durch den Wortlaut der ARegV nicht gedeckt. In diesem Zusammenhang verweisen die Gutachter auf eine Entscheidung des OLG Düsseldorf mit dem VI-3 Kart 812-19 (Frontier 2023, S. 12).

Zunächst ist festzustellen, dass die genannte Entscheidung vom OLG Düsseldorf nicht veröffentlicht ist. Zudem hat das OLG Düsseldorf in seinem Beschluss vom 12. Mai 2022 (Az. 5 Kart 3/21 (V)) zutreffend festgestellt, dass eine separate Kostentreiberermittlung und/oder die Verwendung unterschiedlicher Vergleichsparameter durch die Vorgaben in § 12 ARegV gerade nicht ausgeschlossen werden. Die BNetzA hat daher das ihr bei der Durchführung des Effizienzvergleichs eingeräumte Ermessen auch auf die Prüfung zu erstrecken, ob eine Einbeziehung zusätzlicher Vergleichsparameter in die DEA-Methode geboten ist. Bei der rechtsfehlerfreien Ausübung dieses Ermessens muss insbesondere die Maßgabe des § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV Berücksichtigung finden, wonach durch die Auswahl der Parameter die strukturelle Vergleichbarkeit und die Heterogenität der Aufgaben der Netz-betreiber „möglichst weitgehend abgebildet“ werden muss (vgl. Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023, S. 8 ff.). Wie zuvor dargestellt, sind insoweit konkrete Anhaltspunkte aufgezeigt, dass das von der BNetzA avisierte Effizienzvergleichsmodell, welches eine einheitliche Parametrierung für SFA und DEA zu Grunde legt, die Heterogenität im Datensatz nur unzureichend abbildet (vgl. nachfolgend Kapitel 4.2 sowie Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023, Kapitel 3 und 5., dort u.a. 5.2.3.).

Forderung:

- Es besteht die Pflicht der BNetzA, eine unterschiedliche Parametrierung von DEA und SFA-zur gleichwertigen Abbildung von Heterogenitäten in den Methoden zumindest zu prüfen. Der konsultierte Gutachtenentwurf entspricht nicht dieser Prüfungspflicht.

¹ Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode); frontier economics; 20. Juni 2023

2.2. Möglichst weitgehende Abbildung von Heterogenität

Die Gutachter führen als rechtliche Rahmenbedingung u.a. die Vorgabe des § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV auf. Danach soll die Auswahl der Vergleichsparameter die **strukturelle Vergleichbarkeit der Aufgaben der Netzbetreiber** möglichst weitgehend gewährleisten und die **Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend** abgebildet werden. Allerdings resümieren die Gutachter in diesem Zusammenhang lediglich, dass der Freiheitsgrad der BNetzA bei der Auswahl der Vergleichsparameter im Vergleich zur 1. und 2. Regulierungsperiode höher sei (Frontier 2023, S. 14). Dies erscheint uns als nicht ausreichend und gibt Anlass, nochmals auf die wesentliche Bedeutung dieser Vorgabe für die Rechtmäßigkeit des Effizienzvergleichs und den damit verbundenen zentralen Prüfungsauftrag der BNetzA hinzuweisen (vgl. hierzu bereits Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023, S. 10 f.).

Auch der Bundesgerichtshof unterstreicht die Bedeutung der objektiven strukturellen Vergleichbarkeit der am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber in seinem Beschluss vom 12. Juni 2018, EnVR 53/16. Zudem wird das Effizienzvergleichsmodell der 3. Regulierungsperiode, das mit dem konsultierten Modell große Ähnlichkeit aufweist, derzeit in mehreren Rechtsbeschwerdeverfahren der kritischen Prüfung durch den BGH unterzogen, ob hierbei die Vorgaben zur objektiven strukturellen Vergleichbarkeit der beteiligten Netzbetreiber eingehalten wurden.

Forderung:

- Angesichts der hohen Heterogenität im Datensatz der BNetzA im Vergleich zu Vorperioden ist der hinreichenden Abbildung von unterschiedlichen Versorgungsaufgaben bei der Durchführung des Effizienzvergleichs besondere Bedeutung beizumessen.
- Aufgrund der hohen Heterogenität der Versorgungsaufgaben ist die BNetzA verpflichtet, das ausgewählte Effizienzvergleichsmodell sorgfältig zu plausibilisieren und hierbei etwa z. B. auch die Möglichkeiten der Auswahl zusätzlicher Vergleichsparameter für die DEA-Methode konkret zu prüfen, um den gesetzlichen Vorgaben zur strukturellen Vergleichbarkeit der Gasverteilternetzbetreiber gemäß § 21 a EnWG, § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV und der BGH-Rechtsprechung nachzukommen.

2.3. Ermittlung SFA-Effizienzwerte

Weiterhin geben die Gutachter den rechtlichen Rahmen für die Ermittlung der SFA-Effizienzwerte aus Sicht der Verbände unzutreffend wieder. So führen die Gutachter in diesem Zusammenhang aus:

„Aufgrund der Methodik der SFA liegen die ausgewiesenen Effizienzwerte – im Unterschied zur DEA auch bei den effizientesten Unternehmen unter 100%, das heißt das effizienteste Unternehmen weist einen Wert unter 100 % aus.“²

² Frontier 2023, S. 10

Hierbei beschränken sich die Gutachter auf die Darstellung der mathematischen Wirkungsweise der SFA. Ob darüber hinaus rechtliche Anforderungen an die Ermittlung der SFA-Effizienzwerte bestehen, thematisieren die Gutachter gerade nicht. Dies ist indes der Fall:

Gemäß Anlage 3 Nr. 2 Sätze 1 und 2 zu § 12 ARegV ist die Effizienzgrenze im Effizienzvergleich von den Netzbetreibern mit dem besten Verhältnis zwischen netzwirtschaftlicher Leistungserbringung und Aufwand zu bilden. Satz 2 bestimmt weiterhin, dass für Netzbetreiber, die im Effizienzvergleich als effizient ausgewiesen werden, ein Effizienzwert i.H.v. 100 % und für alle anderen Netzbetreiber ein entsprechend niedrigerer Wert zu gelten hat.

Soweit nach dem Vorgehen der Gutachter das effizienteste Unternehmen im Ergebnis einen Effizienzwert unter 100 % zugewiesen erhält, steht dies im Widerspruch zu Anlage 3 Nr. 2 Satz 2 zu § 12 ARegV, der für dieses Unternehmen gerade einen Effizienzwert von 100 % vorsieht und damit eine entsprechende „Hochskalierung“ der SFA-Effizienzwerte vorgibt (vgl. Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023, S. 7, 55 f.).

2.4. Stand der Wissenschaft gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV nicht eingehalten

Gemäß dem vorliegenden Gutachtenentwurf stellt der Effizienzvergleich 4. Regulierungsperiode (EVG4) in wesentlichen Teilen eine Fortführung des EVG3 dar. Die vom Effizienzvergleich Gas betroffenen Branchen und Netzbetreiber haben im Rahmen der Stellungnahmen zur Konsultation des EVG4 - wie auch schon zum EVG3 - umfangreich Stellung bezogen. In dem vorliegenden Gutachtenentwurf zum EVG4 sind diesbezüglich sämtliche Einbringungen (Ausnahme S. 11 Gutachten, Berechnung individueller Effizienzwerte) der Branche von den Gutachtern als nicht sachgerecht eingeordnet worden.

Wir beurteilen diese Einordnung als höchst problematisch. Die Unternehmen und die Verbände verfügen unstrittig über die fachlichen Qualifikationen im ingenieurwissenschaftlichen und ökonomischen Bereich. Insofern bestehen wir auf eine dezidierte Auseinandersetzung mit den Argumenten.

Die Gutachter der BNetzA haben die Aufgabe, die Behörde bei der komplizierten und komplexen Sachverhaltsgestaltung des Effizienzvergleichs Gas mit ihrer besonderen Sachkunde zu unterstützen. Die generelle Anforderung an das vorliegende Gutachten zum EVG4 ist dabei, dass alle dargelegten Ergebnisse und Schlussfolgerungen begründet und nachvollziehbar sein müssen. Selbstverständlich sind daneben Unparteilichkeit und methodische Folgerichtigkeit eine Grundvoraussetzung. Gemäß § 13 Abs. 3 S. 7 ARegV hat die Auswahl der Vergleichsparameter mit qualitativen, analytischen oder statistischen Methoden zu erfolgen, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Dem Stand der Wissenschaft wird nicht entsprochen, wenn das Gutachten von einem unzutreffenden Sachverhalt ausgeht, etwa aufgrund einer fehlerhaften oder unvollständigen Befunderhebung, oder, wenn aus dem Sachverhalt die falschen Schlüsse gezogen werden.

Aus Sicht der Verbände entspricht der vorliegende Gutachtenentwurf bedauerlicherweise

- 1. im ingenieurwissenschaftlichen Bereich (hinsichtlich der Exogenität der Druckstufenauswahl), sowie der Fehlbewertung des Rohrvolumens und**
 - 2. im ökonomischen Bereich (hinsichtlich des DEA-Einflusses der Hochdrucknetzbetreiber)**
- nicht den vorstehend beschriebenen generellen Anforderungen.**

Nachfolgende Ausführungen erläutern diese Kritikpunkte.

2.4.1. Ingenieurwissenschaftlicher Korrekturbedarf im Gutachtenentwurf

Die Gutachter führen im Rahmen der Modellentwicklung eine Datenanalyse durch, verzichten entgegen der 3. Regulierungsperiode jedoch dabei darauf, die reinen Hochdrucknetzbetreiber aufgrund Ihrer besonderen Kostenkennzahlen oder Parameterkonstellationen als im Vergleich zu den anderen Netzbetreibern besondere Gruppe zu identifizieren.

Daneben wird im Gutachtenentwurf ausgeführt, dass die spezifischen Netzkosten und Netzlängen hinsichtlich der Antragskosten zwar differenziert nach den Druckbereichen > 16 bar und < 16 bar vorliegen, jedoch werden im Gutachtenentwurf nur spezifische Kosten über alle Druckstufen dargestellt. Diese Untersuchung, die die Gutachter anscheinend zwar durchgeführt aber nicht dargestellt haben, würde zeigen, dass die Netzkosten im Bereich > 16 bar wesentlich über den in den darunterliegenden Druckstufen liegen.

Der Gutachter stellt dazu im Gutachtenentwurf selbst fest, dass die reinen Hochdrucknetzbetreiber, die nahezu ausschließlich Netze im Druckbereich > 16 bar betreiben, die spezifisch geringsten Kosten bei den Parameter Rohrvolumen, Jahreshöchstlast und Ausspeisepunkte > 5 bar, jedoch die spezifisch höchsten Kosten bei den Parameter Messstellen und bodenklassengewichtete Leitungslänge besitzen. Im Rahmen der Modellnetzanalyse wird trotz Hinweisen aus der Branche nicht das Hochdrucknetz insbesondere im Druckbereich > 16 bar untersucht. Die Gutachter haben damit trotz eindeutiger Hinweise aus der Datenanalyse, den Hinweisen aus den technischen Regelwerken und der Gashochdruckleitungsverordnung eine unvollständige Untersuchung der Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber durchgeführt, so dass **für das Gutachten eine unvollständige Befunderhebung vorliegt.**

Den im Rahmen der Modellnetzanalyse durchgeführten Untersuchungen liegt zudem, worauf die Verbände schon in Ihrer Stellungnahme zur Konsultation hingewiesen haben, die geforderte Klarheit nicht zugrunde, da die **Ausführungen nicht nachvollziehbar** sind.

Trotz der unvollständigen Befunderhebung und der unklaren Ausführungen aus der Modellnetzanalyse kommen die Gutachter – trotz der eindeutigen Forderungen aus der Branche - zu der Schlussfolgerung, dass die Wahl der Druckstufe eine endogene Entscheidung des Netzbetreibers ist und nicht das Ergebnis der Versorgungsaufgabe.

2.4.2. Ökonometrischer Korrekturbedarf im Gutachtenentwurf

In diesem Zusammenhang ist auffällig, dass ausgerechnet die neun Netzbetreiber, die sich nach dem Verständnis der Gutachter im Rahmen ihrer Versorgungsaufgaben für die Druckstufe > 16 bar entschieden haben und diese ausschließlich betreiben, ausnahmslos einen Effizienzwert von 100 % in der DEA erhalten. Daneben generieren nur noch 15 weitere Netzbetreiber einen 100 % Effizienzwert in der DEA, wobei es sich hier nahezu ausschließlich um Unternehmen handelt, die die spezifisch günstigsten Kosten bei den Messstellen und der bodenklassengewichteten Leitungslänge haben.

Abgeleitet aus diesem Umstand haben die **Gutachter der Bundesnetzagentur sich nicht die nachstehenden Fragen im Rahmen der Modellfindung gestellt:**

1. Sind einzelne Vergleichsparameter bei besonderen Netzstrukturen besonders ausgeprägt?
2. Falls ja, wurde geprüft, ob diese Netzstrukturen Input-/Output-Verhältnisse ausprägen, die wesentlich besser als bei anderen Netzbetreibern sind?
3. Falls ja, wurde bei der Auswahl der Parameter vorab in den Blick genommen, dass es bei der DEA modellbedingt (Input-/Output-Verhältnis) zu einer herausgehobenen Stellung einzelner Unternehmen kommen kann?

Die Gutachter untersuchen zwar den **Einfluss der Hochdrucknetzbetreiber**, ziehen jedoch im Rahmen der Peeranalyse aus dem Sachverhalt, dass die reinen Hochdrucknetzbetreiber im Benchmarkdatensatz ausnahmslos Peer-Unternehmen sind, die **Schlussfolgerung, dass diese keinen Einfluss auf den Effizienzwert der anderen VNB haben**. Dies ist nicht korrekt, wie wir in unserer Stellungnahme vom 27. Januar 2023 bereits dargestellt haben. Eine Prüfung der Modell-Berechnung, die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet ausschließt, ist nicht erfolgt. Dieses hätte in der Folge gezeigt, dass sich höhere DEA-Effizienzwerte bei den anderen VNB ergeben hätten (s. Kap. 5.2). Dies ist unerklärlich und als unvollständige Befunderhebung anzusehen.

Forderung

- Das Gutachten ist damit aufgrund wesentlicher Versäumnisse hinsichtlich der geltenden Anforderungen als rechtsfehlerhaft anzusehen und dringend diesbezüglich zu korrigieren:
 - Nachvollziehbarkeit der Modellnetzanalyse
 - Untersuchung des HD-Netzes in der Modellnetzanalyse
 - Untersuchung besonderer Netzstrukturen
 - Untersuchung der Exogenität der Versorgungsaufgabe
 - Überprüfung der Interpretation der Ergebnisse der Peer-Analyse

2.4.3. Keine Berücksichtigung der Branchenargumente im Verfahren

Insgesamt erweckt das Verfahren bedauerlicherweise den Eindruck, dass **für eine ordnungsgemäße Auseinandersetzung der Gutachter bzw. der BNetzA mit den Argumenten der Branche zum Gutachtenentwurf schon verfahrenstechnisch keine Zeit verbleibt**. So ist festzustellen, dass den betroffenen Unternehmen teilweise in den aktuellen Anhörungsverfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen (Gas)

für die 4. Regulierungsperiode Stellungnahmefristen gesetzt werden, die bereits vor der hiesigen Frist zur Stellungnahme auf den Gutachtenentwurf (21. Juli 2023) enden.

Da der Effizienzwert ein zentrales Element für die Festlegung der Erlösobergrenzen bildet, erscheint somit eine Einflussmöglichkeit auf die behördliche Entscheidung, die den Betroffenen durch § 67 EnWG gewährt werden soll, durch den gewählten Verfahrensablauf nicht mehr gegeben. Zudem bestimmt § 12 Abs. 1 S. 2 ARegV, dass Vertreter der betroffenen Wirtschaftskreise zur Ausgestaltung des Effizienzvergleichs rechtzeitig zu hören sind. **Die Konsultation kann insoweit nicht mehr als rechtzeitig bezeichnet werden, wenn Stellungnahmefristen in Anhörungsverfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen bereits vor Beendigung der Konsultation und vor ausreichender Würdigung der Konsultationsergebnisse ablaufen.**

Forderung

- Die Verbände regen dringend an, in den Verfahren zur Festlegung der Erlösobergrenzen (Gas) der 4. Regulierungsperiode den erforderlichen Zeitrahmen für eine sorgfältige Würdigung der Konsultationsergebnisse zu schaffen.

3. Daten für den Effizienzvergleich

3.1. Datenbasis

Gemeinsam mit dem Anhörungsentwurf des Gutachtens (GAE) wurde der verwendete Datensatz als „Vierte Datenveröffentlichung VNB“ auf der BNetzA-Website veröffentlicht. Die Strukturdaten der vierten Datenveröffentlichung unterscheiden sich nicht von der dritten Veröffentlichung vom Oktober 2022. Die Aufwandsparemeter haben sich dagegen in 14 Fällen verändert. Die Anzahl der Aufwandsparemeter hat sich um 2 auf 187 erhöht. Die Aufwandsparemeter zweier saarländischer Unternehmen fehlen weiterhin.

Die in der Stellungnahme vom Januar 2023 (STN1) unter Abschnitt 2.2 aufgeführten Auffälligkeiten wurden im GAE weitestgehend aufgegriffen und der Umgang mit ihnen von den Gutachtern schlüssig erläutert. Eine Ausnahme bildet der Branchenhinweis im Zusammenhang mit der Angabe von Ausspeisepunkten mit Betriebsdruck > 16 bar bzw. > 5 bar (exkl. interner Ausspeisepunkte) ohne ein entsprechendes Leitungsnetz > 16 bar bzw. > 5 bar (nach Auslegungsdruck). Im GAE wird in Kapitel 4.3.1 die Plausibilisierung unterschiedlicher Zusammenhänge von Ausspeisepunkten und Netzlänge beschrieben, ohne jedoch den von der Branche vorgetragenen Aspekt in Detail zu untersuchen. Eine durch die Plausibilisierung bedingte Veränderung der Strukturparameter gegenüber dem Stand vom Oktober 2022 ist bei alledem nicht erfolgt, sodass die Auffälligkeiten nach wie vor bestehen.

3.2. Parameter „Anteil vorherrschender Bodenklassen 4, 5 und 6 gewichtet mit Netzlänge (Tiefe 0-2m) (NLv2BK456)

Gemäß den Ausführungen im Gutachten ist nicht eindeutig erkennbar, wie die Ermittlung des Anteils der vorherrschenden Bodenklassen (BK) 4, 5 und 6 über die Tiefenstufe 0-2 Meter erfolgt: „Dabei werden anstelle der vorherrschenden Bodenklassen, Grabbarkeiten und Aufwandsklassen in der gesamten Tiefenstufe 0-2 Meter, die drei Parameter in den Stufen 0-1 Meter und 1-2 Meter getrennt betrachtet. So wird im angewandten Verfahren jeweils für die Tiefenstufe 0-1 Meter und die Stufe 1-2 Meter die Fläche der jeweils vorherrschenden Bodenklassen, Grabbarkeiten aufsummiert und zwischen beiden Tiefen gemittelt.“ (Frontier, 2023, S. 72)

Der Wortlaut lässt den Schluss zu, dass die Ermittlung als tatsächlicher Mittelwert der Anteile der BK 4, 5 und 6 im ersten und zweiten Meter erfolgt, d. h. eine getrennte Betrachtung der Tiefenstufen mit anschließender Mittelung der vorherrschenden BK im Meter 0-1 und 1-2 vorzunehmen, um die unterschiedliche Betroffenheiten für Tiefbauerschwernisse in den beiden Tiefenstufen abzubilden.

$$\text{Anteil BK 456}_{0-2m} = \frac{1}{2} \times \left(\frac{\sum_{i=4}^6 BK_{i,0-1m}}{\sum_{i=0}^6 BK_{i,0-1m}} + \frac{\sum_{i=4}^6 BK_{i,1-2m}}{\sum_{i=0}^6 BK_{i,1-2m}} \right)$$

Die informatorisch mitgeteilten Effizienzwerte legen jedoch den Schluss nahe, dass die summierten Flächen der BK 4,5,6 für den Meter 0-1 und 1-2 ins Verhältnis zu den aufsummierten Flächen BK 0-6 im Meter 0-1 und 1-2 gesetzt wurden, um den Flächenanteil BK 4,5,6 (Tiefe 0-2m) zu ermitteln.

$$\text{Anteil BK 456}_{0-2m} = \frac{\sum_{i=4}^6 BK_{i,0-1m} + \sum_{i=4}^6 BK_{i,1-2m}}{\sum_{i=0}^6 BK_{i,0-1m} + \sum_{i=0}^6 BK_{i,1-2m}}$$

Aufgrund der im zweiten Tiefenmeter zunehmenden Bedeutung der ausgeklammerten BK 7 wird auf diese Weise jedoch kein Mittelwert der vorherrschenden Bodenklassenanteile der beiden Tiefenstufen gebildet, sondern ein Verhältnis mit für die einzelnen Netzbetreiber unterschiedlicher Gewichtung der Tiefenstufen. Hierzu wären die Anteile BK 4,5,6 in der Tiefe 0-1m und 1-2m wie zuvor darstellt getrennt unter Bezug auf die jeweiligen Flächensummen BK 0-6 zu ermitteln und dann anschließend zu mitteln.

Forderung:

- Es ist eine detailliertere Erläuterung notwendig, wie die Berechnung des Bodenklassen-Parameters tatsächlich erfolgt und warum diese Variante gewählt wurde.

3.3. Heterogenität

Im Abschnitt 4.3.2 gehen die Gutachter ausführlich auf den Vergleich der Strukturdaten zwischen den Netzbetreibern ein und erläutern die Verteilung verschiedener Strukturparameter, die Korrelation zwischen Strukturparametern, die Untersuchung verschiedener partieller Kostenkennzahlen und den Umgang mit den dabei festgestellten Auffälligkeiten. Die strukturellen Unterschiede insbesondere zwischen

Netzbetreibern mit hohem regionalen Transportnetzanteil und den übrigen Netzbetreibern werden ausdrücklich anhand verschiedener Kennzahlen festgestellt und gewürdigt. In der Schlussfolgerung (Abschnitt 4.5) formulieren die Gutachter treffend, *dass dieser Heterogenität, insbesondere in Bezug auf die Unternehmensgröße, im Rahmen der Kostentreiberanalyse Rechnung zu tragen ist, und dass die Ausreißeranalyse gemäß Anlage 3 ARegV sicherstellt, dass einzelne Netzbetreiber keinen übermäßig großen Einfluss auf die Effizienzwerte der übrigen Stichprobe haben können*. Ob dies aus Sicht der Branche gelungen ist, wird in den nachfolgenden Abschnitten dargelegt.

4. Ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberanalyse

4.1. Grundsätzliche Einordnung der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse

Mit Blick auf die vorliegenden Ausführungen zur ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse im Kapitel 5 des Gutachtens sowie den thematisch in Teilen zuzuordnenden Anhängen C, D und F ist festzustellen, dass der **umfangreiche Sachvortrag aus der Verbändestellungnahme** vom 27. Januar 2023 im Gesamtprozess der Modellfindung für den Effizienzvergleich Gas der 4. Regulierungsperiode **dem Grunde nach unberücksichtigt geblieben ist und eine inhaltliche Befassung** – sofern überhaupt erfolgt – **nicht in ausreichendem Maße stattgefunden** hat. Insbesondere die Ausführungen zur Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Gasverteilternetzbetreiber vermögen nach wie vor nicht zu überzeugen und werden weder dem Anspruch an ein sachgerechtes Effizienzvergleichsverfahren noch den diesbezüglichen Vorgaben des § 13 ARegV gerecht. Dies ist aus Branchensicht in keiner Weise nachvollziehbar, wurde **auf die eklatanten Fehler doch bereits mehrfach in der Vergangenheit hingewiesen** (Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023; Kap. 3).

Insofern weist das vorliegende BNetzA-Gutachten insbesondere im Hinblick auf die Abbildung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Gasverteilternetzbetreiber und den damit zwingendermaßen einhergehenden unterschiedlichen Netzstrukturen eklatante ingenieurwissenschaftliche Fehleinschätzungen auf.

Forderung

- Vor diesem Hintergrund verweisen wir in Ergänzung zu den nachfolgenden Ausführungen erneut auf den ausführlichen Sachvortrag in Kapitel 3 der vorgenannten Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023 und erwarten, dass der konstruktive Sachvortrag der Branche inhaltlich angemessen berücksichtigt wird.

4.2. Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Gasverteilternetzbetreiber

In den Kapiteln 5.2 und 5.3 des vorliegenden BNetzA-Gutachtens werden zunächst die Anforderungen an die Vergleichsparameter sowie die unterschiedlichen Dimensionen der Versorgungsaufgaben beschrieben. Ausgehend von den Erkenntnissen aus der Modellnetzanalyse wird anschließend in den Kapiteln 5.5 und 5.6 die Verwendung aggregierter vs. disaggregierter Parameter betrachtet und eine Priorisierung von Vergleichsparametern zu den zuvor definierten Versorgungsdimensionen vorgenommen.

Mit Blick auf die Zielsetzung der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse – Entwicklung eines Effizienzvergleichsmodells, welches die unterschiedlichen Versorgungsaufgaben der Gasverteilernetzbetreiber sachgerecht abbildet – erscheint eine grundsätzliche Klarstellung und Einordnung im Hinblick auf die Begrifflichkeiten der „Versorgungsaufgabe“ und der von der BNetzA beschriebenen „Versorgungsdimensionen“ zwingend erforderlich (vgl. Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023; Kap. 3.1).

Wie in der nachfolgenden Grafik dargestellt, ist grundsätzlich zwischen den **Begrifflichkeiten „Versorgungsaufgaben“ und „Versorgungsdimensionen“ zu differenzieren**. Es handelt sich dabei nicht um Begrifflichkeiten, die synonym verwendet werden können, sondern um Begrifflichkeiten, die grundsätzlich unterschiedliche Sachverhalte beschreiben.

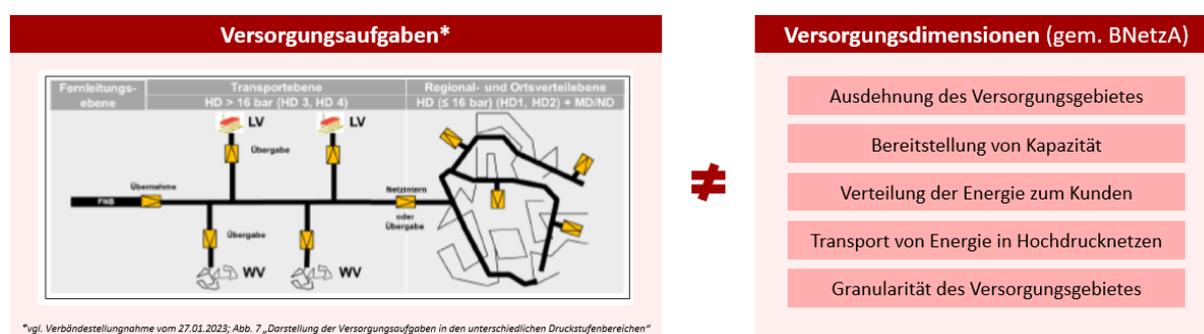


Abbildung 1: Gegenüberstellung der Versorgungsaufgaben und Versorgungsdimensionen

Zu den grundsätzlichen Versorgungsaufgaben gehören der Gastransport (Transportebene HD > 16 bar) und die Gasverteilung, die sich nochmals in Regional- (> 5 und ≤ 16 bar) und Ortsverteilung (< 5 bar) untergliedern lässt, sowie die Kombination dieser Versorgungsaufgaben.

Während es sich bei den „Versorgungsaufgaben“ also um die tatsächlichen Aufgaben der Netzbetreiber handelt, die in unterschiedlichen funktionalen Netzebenen (Transportnetz > 16bar, Regionalnetz 5 – 16bar und Ortsnetz < 5bar) wahrgenommen werden, beschreiben die „Versorgungsdimensionen“ lediglich die Ausprägungen (Ausdehnung, Kapazität etc.) der jeweiligen Versorgungsaufgabe bzw. funktionalen Netzebene.

Dieser **grundlegende Unterschied zwischen Versorgungsaufgabe und Versorgungsdimension** ist insbesondere im Hinblick auf die Kostentreiberauswahl zur Erklärung der Kosten der Netzbetreiber von entscheidender Bedeutung, wie das nachfolgende Beispiel veranschaulicht:

Die **Versorgungsaufgabe** „Gastransport“ (Transportnetz > 16 bar) kann z. B. im Hinblick auf die Versorgungsdimension „Ausdehnung des Versorgungsgebietes“ eine große oder kleine Ausdehnung und folglich mehr oder weniger Kosten aufweisen. Gleiches gilt für die Versorgungsaufgabe der Gasverteilung (Ortsverteilung < 5 bar); auch diese kann eine große oder kleine Ausdehnung und damit ebenfalls mehr oder weniger Kosten aufweisen.

Ungeachtet des jeweils vorliegenden Umfangs der Ausdehnung des Versorgungsgebietes (also der **Versorgungsdimension**), bestehen aber zwischen den beiden Versorgungsaufgaben (Gastransport und Gasverteilung) grundlegende Kostenunterschiede. Die Kosten eines Transportnetzes unterscheiden sich signifikant von den Kosten eines Ortsverteilnetzes. Diese grundlegenden Kostenunterschiede vermag ein einziger aggregierter Parameter, der zwar vielleicht die Versorgungsdimension also Ausprägung (in diesem Fall die „Ausdehnung des Versorgungsgebietes“) beschreibt, ohne entsprechende Differenzierung nicht erklären.

Vor diesem Hintergrund ist insbesondere die in Kapitel 5.5 des vorliegenden Gutachtens ausgeführte „**Endogenitätsannahme**“, wonach Gasverteilernetzbetreiber bei der Wahl der zu betreibenden Druckstufen für die Erfüllung ihrer Versorgungsaufgaben dem Grunde nach völlige Wahlfreiheit haben, **aus ingenieurwissenschaftlicher Sicht nicht haltbar** (vgl. Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023, Kap. 3.3.2) und bildet die realen Gegebenheiten nicht ab. Diese Fehlannahme führt in der Folge dazu, dass disaggregierte Vergleichsparameter im Zuge der Kostentreiberanalyse nicht hinreichend betrachtet werden und der kostentreibende Einfluss der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben über die funktionalen Netzebenen hinweg im finalen Effizienzvergleichsmodell nicht sachgerecht abgebildet wird.

Die nachfolgende schematische Darstellung veranschaulicht, wie sich in der theoretischen Herleitung die erforderliche Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben unter Berücksichtigung der von der BNetzA final gewählten Versorgungsdimensionen auf die Parameterwahl auswirkt:



Abbildung 2: Berücksichtigung der Versorgungsaufgaben/-dimensionen bei der Parameterauswahl

Ausgehend von dieser theoretischen Betrachtung, würde sich für die Abbildung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben unter Berücksichtigung der von der BNetzA gewählten Versorgungsdimensionen ein Set von 15 Parametern (3 x 5 Parameter) ergeben. Vor dem Hintergrund, dass für die Abbildung der Versorgungsaufgaben und Versorgungsdimensionen nicht in jedem Fall eine vollständige Disaggregation einzelner Parameter geboten bzw. erforderlich ist, wie z. B. bei der Abbildung der Versorgungsaufgabe der „Ortsverteilung“ in Kombination mit der Versorgungsdimension „Transport von Energie in Hochdrucknetzen“, ergibt sich im Ergebnis sicherlich ein Modell mit weniger als 15 Parametern. Sofern die

weiteren von der BNetzA im Gutachten genannten Versorgungsdimensionen – Granularität des Versorgungsgebietes und Veränderung der Nachfragestruktur (vgl. Gutachten; Abb. 15) – aber noch Berücksichtigung finden würden, so hätte dies theoretisch eine weitere Erhöhung der Anzahl Vergleichsparameter zur Folge.

Die einfache schematische Darstellung verdeutlicht aber, dass ein aus nur 5 Parametern bestehendes Effizienzvergleichsmodell dem Anspruch an eine sachgerechte Abbildung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben nicht gerecht werden kann.

Forderung:

- Für eine sachgerechte und den gesetzlichen Vorgaben des § 13 Abs. 3 S.8 ARegV entsprechende Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben der Netzbetreiber ist die bisher im Rahmen der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse erfolgte Herleitung von Vergleichsparametern auf Basis der Versorgungsdimensionen um die Einbeziehung der tatsächlichen Versorgungsaufgaben zu ergänzen.

4.3. Modellnetzanalyse

Im Kapitel 5.4 des vorliegenden Gutachtens beschreiben die Gutachter der Bundesnetzagentur zunächst das methodische Vorgehen und die zugrunde gelegten Annahmen für die Ausgestaltung der Modellnetzanalyse, bevor abschließend die relevanten Ergebnisse für den weiteren Prozess der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse ausgeführt werden.

Der Modellnetzanalyse ist im Gesamtprozess der ingenieurwissenschaftlichen Kostentreiberanalyse folglich eine große Bedeutung beizumessen. Vor diesem Hintergrund ist es **nicht nachvollziehbar, wie trotz der in den Branchenstellungnahmen vielfach vorgetragenen Hinweise zur Notwendigkeit der Untersuchung von Hochdrucknetzen, diese im Rahmen der Modellnetzanalyse weiterhin nicht erfolgt** ist. Diese Untersuchung wäre bereits aufgrund des Urteils des Bundesgerichtshofs vom 12. Juni 2018 (EnVR 54/17) zum Effizienzvergleich Gas der 2. Regulierungsperiode zwingend geboten gewesen.

In Reaktion auf den diesbezüglichen Vortrag in den Branchenstellungnahmen heißt es auf S. 195 des Gutachtens: „In der Modellnetzanalyse sollen die gemeinsamen kostentreibenden Faktoren aller Verteilernetzbetreiber analysiert werden. Eine gesonderte Betrachtung einzelner Betreiber wurde daher nicht vorgenommen. Um die Heterogenität der Betreiber in der gemeinsamen Betrachtung zu berücksichtigen, fließen jedoch die AP auf allen HD-Ebenen in die MNA mit ein. Die Ausgestaltung der Netze wird aber der besseren Vergleichbarkeit und Objektivität halber dem Modell überlassen.“

Diese Argumentation bzw. Erläuterung erweckt den Eindruck, als würden die Gutachter der BNetzA im Rahmen der Modellnetzanalyse anstelle einer tatsächlichen wissenschaftlichen Untersuchung zum möglichen Einfluss von unterschiedlichen Netzebenen auf die Netzbetreiberkosten auf das „Prinzip Hoffnung“ setzen – es wird dem Modell überlassen und das Modell wird es schon richten.

Es ist ingenieurwissenschaftlich und rechtlich daher nicht nachvollziehbar, wieso vor dem Hintergrund der gesetzlichen Regelungen zur strukturellen Vergleichbarkeit der Netzbetreiber gem. §21 EnWG, den Vorgaben zur Abbildung der heterogenen Versorgungsaufgaben gem. § 13 Abs. 3 Satz 8 ARegV sowie dem vorgenannten Urteil des Bundesgerichtshofs, eine Untersuchung der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben im Rahmen der Modellnetzanalyse – dem zentralen Instrument für die Ableitung von Erkenntnissen für die ingenieurwissenschaftliche Kostentreiberauswahl – unterlassen wird.

Dieses Vorgehen wird weder den gesetzlichen Vorgaben gerecht, noch ist wissenschaftlich vertretbar und muss daher folglich als unzulässig bezeichnet werden. Zur Erläuterung verweisen wir an dieser Stelle noch einmal ausdrücklich auf den Vortrag zur Modellnetzanalyse in der Verbändestellungnahme vom 27. Januar 2023 (Kapitel 3.2) und ergänzend auf die Stellungnahme der Consentec GmbH zur modellnetzbasierter Kostentreiberanalyse vom 07. Februar 2023, welche auf der BNetzA Homepage veröffentlicht wurde³.

Forderung

- Im Rahmen der Modellnetzanalyse muss der kostentreibende Einfluss der mit den unterschiedlichen Versorgungsaufgaben einhergehenden funktionalen Netzebenen von Transport bis Ortsverteilung zwingend analysiert werden, um ingenieurwissenschaftlich belastbare Rückschlüsse für die Auswahl der Vergleichsparameter zu erhalten.

4.4. Kombinierte Versorger

Die kombinierten Versorger betreiben Gasnetze über alle Druckstufen und bedienen damit in ihrer Versorgungsaufgabe alle funktionalen Netzebenen, d. h. sie betreiben eine Orts- und Regionalversorgung in den Druckstufen ≤ 16 bar in Verbindung mit einem diesen Netzen vorgelagerten Gasferntransport in den Druckstufen > 16 bar. Die Versorgungsaufgabe der kombinierten Versorger beschränkt sich somit nicht nur auf einzelne Druckstufen bzw. Versorgungsaufgaben. Da sich die Kosten der funktionalen Netzebenen wechselseitig belasten, können kombinierte Versorger aufgrund des als Gesamtkostenbenchmark konzipierten Effizienzvergleichs einen Effizienzwert von 100 % – anders als auf funktionale Ebenen spezialisierte Netzbetreiber – nur über eine Kombination von mehreren Kostentreibern erreichen.

Aufgrund dieses Umstandes hat die Branche bereits im Rahmen des Effizienzvergleichs Gas RP 3 sowie in der Konsultation zum Effizienzvergleich Gas RP 4 darauf hingewiesen, dass aufgrund ihrer besonderen Struktur für die kombinierten Versorger die Gefahr besteht, dass deren Transportnetze im Effizienzvergleich – insbesondere durch einen möglichen Einfluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet – nicht sachgerecht abgebildet werden.

³ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Gas/EffizienzvergleichVNB/Stellungnahmen/ConsentecEWENetz.pdf;jsessionid=631B80F7DF4D844FAFF50639A5FB2BA9?__blob=publicationFile&v=3

Im Gutachtenentwurf zum Effizienzvergleich Gas RP 4 wird hinsichtlich der kombinierten Versorger ebenso wie im Effizienzvergleich Gas RP 3 nachgelagert zur eigentlichen Modellfindung und anschließenden Effizienzwertermittlung im Anhang F.1 „Kombinierte Versorger“ untersucht, ob eine strukturelle Benachteiligung dieser Gruppe gegenüber den anderen Netzbetreibern im Effizienzvergleich vorliegt. **Bei der Auswahl der zur Identifikation der kombinierten Versorger verwendeten Kennzahlkombinationen** aus

- der Verhältniskennzahl „Anzahl interne AP > 5 bar/Anzahl AP > 5 bar an Dritte“,
- der Verhältniskennzahl „Anteil der Netzlänge > 16 bar“ sowie
- der Angaben der Versorgungsobjekte

unterläuft den Gutachtern jedoch ein **folgeschwerer methodischer Fehler**. Dieser ist dadurch begründet, dass die Gutachter verkannt haben, dass die Bedingungen für einen kombinierten Versorger dann als erfüllt anzusehen sind, wenn die funktionalen Netzebenen seiner Versorgungsaufgabe aufgrund ihrer Dimensionen für einen erheblichen Teil seiner Netzkosten verantwortlich sind. Darauf basierend liegt eine Benachteiligung der kombinierten Versorger im Effizienzvergleichsmodell gegenüber den anderen Netzbetreibern dann vor, wenn aufgrund fehlender oder verzerrter Parameter die Kosten einer funktionalen Netzebene nicht sachgerecht abgebildet werden und sich dadurch nachteilig auf den Effizienzwert auswirken.

Methodische Fehler im Gutachten bei der Identifikation kombinierter Versorger

Interne und externe Ausspeisepunkte > 5 bar sind in Abhängigkeit von der Versorgungsaufgabe des Hochdrucknetzes bei den Netzbetreibern in unterschiedlicher Ausprägung bzw. Anzahl vorhanden. Beispielhaft dafür stehen Netzbetreiber, die im Druckbereich > 5 bar ausschließlich Anschlussleitungen an das vorgelagerte Transportnetz betreiben und dadurch über keine oder nur wenige externe Ausspeisepunkte verfügen bzw. Netzbetreiber, die in einem Industriegebiet oder -areal auf relativ dichtem Raum eine Vielzahl industrieller Großkunden versorgen.

Die unterschiedlichen Verhältnisse zwischen internen und externen Ausspeisepunkten in der Druckstufe > 5 bar lassen dabei jedoch keine Aussage über das Vorliegen einer kombinierten Versorgungsaufgabe zu, da die Kennzahl keinen Rückschluss über den Umfang der Infrastruktur, die diesem Teil der Versorgungsaufgabe zu Grunde liegt, zulässt. Netzbetreiber, die ein ausgedehntes und kostenintensives Transportnetz > 16 bar in Verbindung mit Ortsnetzen betreiben, sind zweifelsfrei kombinierte Versorger, werden jedoch sofern sie im Transportnetz annähernd gleich viele externe wie interne Ausspeisepunkte > 5 bar betreiben, nicht über die von den Gutachtern definierten Verteilungsannahmen der Gruppendifinitionen (50 %- und 75%-Quantil) als solche erfasst. Beispielhaft hierfür stehen die MVV Netze GmbH oder die Schleswig-Holstein Netz AG.

Ein derartiger **methodischer Mangel hätte den Gutachtern zweifelsfrei auffallen müssen, sofern sie eine Plausibilisierung der vorliegenden Ergebnisse durchgeführt hätten**. Hier zeigt sich einmal mehr, dass von den Gutachtern die Ergebnisse eines einmal ex-ante festgelegten methodischen Vorgehens nicht ex-post hinterfragt bzw. überprüft und damit **im Gutachten wissenschaftliche Standards verletzt werden**.

Tatsächliche Benachteiligung kombinierter Versorger bei Korrektur des methodischen Fehlers

Durch Verzicht der verzerrenden Wirkung der Verhältniskennzahl „Anzahl interne AP > 5 bar / Anzahl AP > 5 bar an Dritte“ können anhand des „Anteils der Leitungslänge > 16 bar“ (> 50 % der Stichprobe und damit einem kritischen Wert von 0,8 %) in Verbindung mit der „Anzahl der Versorgungsobjekte“ (> 0, um die VNB ohne Konzessionsgebiet nicht dieser Gruppe zuzuordnen) - wie auch bereits in der Verbandsstellungnahme zur Konsultation - 46 Netzbetreiber als „kombinierte Versorger“ im Datensatz identifiziert werden.

Die nachstehende Abbildung zeigt, dass keiner der identifizierten kombinierten Versorger als „Peer-Unternehmen“ im Datensatz fungiert bzw. einen Effizienzwert von 100 % erreicht und die Effizienzwerte dieser Unternehmen hinsichtlich des Best-of-Four-Effizienzwertes um -2 % bzw. hinsichtlich des „Best-of-DEA“-Effizienzwertes um -6 % und damit deutlich unter den durchschnittlichen Effizienzwerten der übrigen Netzbetreibern liegen. Anders als von den Gutachtern der BNetzA festgestellt wurde, ist damit zweifellos die **systematische Benachteiligung der kombinierten Versorger**, die selbst dann, wenn ein lediglich 0,8 % der Gesamtleitungslänge im Transportbereich liegen kein Effizienzwert von 100 % erreichen, offenkundig.

		Abgrenzung über 0,8%-Kriterium (gemäß BNetzA)		
		kombinierte Versorger	übrige Netzbetreiber	Nachteil komb. Versorger
Anzahl	[Stk.]	46	141	
davon	Anteil Peer-VNB	0	18	
	Anteil 100%-VNB	0	21	
"Best of Four"-Effizienzwert	[%]	91,25%	93,07%	-1,82%
"Best of DEA"-Effizienzwert	[%]	73,32%	79,23%	-5,91%

Abbildung 3: Nachweis der systematischen Benachteiligung von kombinierten Versorgern

Ergänzend dazu zeigt die nachstehende Abbildung deutlich, dass im bestehenden Modell nur Netzbetreiber mit einer spezialisierten Versorgungsaufgabe – ausschließlicher Betrieb eines Transport- oder Ortsnetzes – einen Effizienzwert von 100 % erreichen oder als Peer-Netzbetreiber fungieren.

Peer-Unternehmen	Anzahl Beeinflussungen		Versorgungsaufgaben		
	nicht-standardisierte Knoten	standardisierte Knoten	Transport	Verteilung	kombinierte Versorgungsaufgabe*
Geos Deutschland GmbH	11	28	x		
Ferngas Netzgesellschaft mbH	55	54	x		
SachsenNetzeHB GmbH	3	30	x		
Awazon Hochdrucknetz GmbH	34	24	x		
KMW GTGmbH	19	36	x		
terranets bw GmbH	39	32	x		
schwaben netz regional gmbh	23	10	x		
Energie- und Wasserversorgung Rheine GmbH	90	83		x	
Bad Honnef Aktiengesellschaft	91	71		x	
Stadtwerke Lingen GmbH	1	3		x	
Stadtwerke Kluge GmbH		138		x	
LSW Netz GmbH & Co. KG	81	13		x	
Bochdter Energie- und Wasserversorgung GmbH		21		x	
EVI Energieversorgung Hildesheim GmbH & Co. KG	44	43		x	
Netzgesellschaft Ostwürttemberg DonauRies GmbH		3		x	
Städtische Werke Netz + Service GmbH	43	8		x	
Hinzu Netz GmbH	13	31		x	
BIGGE ENERGIE GmbH & Co. KG		102		x	

Abbildung 4: Übersicht der Peer-Unternehmen und ihrer Versorgungsaufgaben

Um kombinierte Versorger, die Aufgaben in der Ortsversorgung als auch Gastransportaufgaben wahrnehmen, im Effizienzvergleichsmodell nicht zu benachteiligen, reicht es damit offensichtlich nicht aus, diese ausschließlich über die Parameter

- Anzahl der Ausspeisepunkte > 5 bar für den Gastransport im Hochdruckbereich;
- Anzahl der Messstellen für die lokale Verteilung zum Endkunden;
- das Rohrvolumen für die kapazitative Auslegung des Netzes

abzubilden.

Forderung

- Eine Möglichkeit zur Vermeidung **der systematischen Benachteiligung der kombinierten Versorger** besteht darin, im Effizienzmodell die bestehenden Parameter dahingehend zu korrigieren, dass ihre unterschiedlichen Versorgungsaufgaben hinsichtlich der Netzkosten jeweils bestmöglich abgebildet werden. Die Schwäche im bestehenden Modell liegt bei der nicht ausreichenden Abbildung der Kosten im Hochdrucknetzbereich, insbesondere bei der Abbildung der Transportebene > 16 bar, die durch andere verwendete Technologie beim Betrieb der Hochdrucknetze deutlich höhere Kosten mit sich bringt (Gashochdruckleitungsverordnung etc.).

Die Branche hat bereits darauf hingewiesen, dass die internen Ausspeisepunkte grundsätzlich im Modell berücksichtigt werden sollten. In Bezug auf diese Forderung sollte geprüft werden, wie die internen Ausspeisepunkte > 5 bar und > 16 bar zur Kostenerklärung beitragen können. Dies ist ursächlich aus dem Datensatz heraus begründet, da reine Hochdrucknetzbetreiber nahezu ausschließlich im Druckbereich > 16 bar Netze betreiben. Damit sind diese nicht durch die Strukturen eigener nachgelagerter Netze berührt und von deren Effizienz/Ineffizienz beeinflusst, sondern es gelten somit – anders als bei den kombinierten Versorgern – alle Ausspeisepunkte als extern und sind damit für den Effizienzvergleich maßgeblich.

Daneben kann die Benachteiligung durch eine grundsätzliche Modellanpassung dadurch korrigiert werden, dass die heterogenen Versorgungsaufgaben durch eine Modellerweiterung hinsichtlich disaggregierter Druckstufen bzw. mehr Modellparameter korrekt abgebildet werden und dadurch die Verzerrung durch Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet behoben werden kann.

Forderung

- **Die Identifikation der kombinierten Versorger sollte im Gegensatz zum bisherigen Vorgehen der Gutachter sachlich korrekt durchgeführt werden.** Dabei ist auf das grundsätzliche Vorhandensein der in Kombination vorliegenden Versorgungsaufgaben „Transport und Verteilung“ (Anteil Leitungslänge > 16 bar) abzustellen und nicht auf die Verhältniskennzahl der internen/externen Ausspisepunkte. Vor dem Hintergrund der oben nachweislich dargelegten Benachteiligung der kombinierten Versorger sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um diese Verzerrung bzw. Benachteiligung zu beheben.

5. Modellspezifikation

Im Rahmen der Stellungnahme zur Konsultation wurde seitens der Verbände (Verbändestellungnahme et al 2023, ab S. 40) die Modellfindung und die Wahl sowie die Umsetzung des Translog-Modells mit den damit verbundenen verzerrenden Effekten bei den DEA-Berechnungen kritisch beurteilt und entsprechende Forderungen formuliert. Zudem wurden auch Alternativen aufgezeigt, um diesen verzerrenden Wirkungen zu begegnen. Der Anhörungsentwurf des Gutachtens (Frontier Economics 2023) verdeutlicht, dass die Gutachter auf diese Argumente nicht eingegangen sind. Sofern sie sich mit den vorgebrachten Kritikpunkten auseinandergesetzt haben, versuchen sie, diese zu entkräften. Im Folgenden werden nicht mehr alle aufgestellten Forderungen erneut vorgetragen. Vielmehr findet eine Fokussierung auf die wesentlichen Punkte statt.

Gefolgt sind die Gutachter den Argumente nder Verbände (Verbändestellungnahme et al. 2023, S. 54), dass bei der Berechnung der SFA-Effizienzwerte eine exaktere Vorgehensweise im Vergleich zur 3. Regulierungsperiode notwendig sei (Frontier Economics 2023, S. 12). Die Details zur Vorgehensweise wurden bedauerlicherweise nicht publiziert. Auf Basis der Hinweise im Gutachten können die SFA-Effizienzwerte nicht nachvollzogen werden. Vor diesem Hintergrund wäre es hilfreich, wenn die Gutachter die Programmcodes zur Ermittlung der Effizienzwerte offenlegen. Ebenfalls gefolgt sind die Gutachter der Argumentation, dass zur Beurteilung der Berechnungen die effektiv verwendete Datengrundlage veröffentlicht werden muss. Gemäß Gutachten flossen für die Effizienzberechnungen lediglich Daten von 187 der 189 Netzbetreiber im regulären Verfahren ein (Frontier Economics 2023, S. 24), da bei zwei Netzbetreibern die finalen Aufwandsparameter nicht rechtzeitig vorlagen. In diesem Fall sollte sichergestellt werden, dass, sollten diese beiden Datenpunkte vorliegen, die Datenveröffentlichung aus Transparenzgründen angepasst wird.

Im Folgenden gehen wir auf die **wesentlichen Forderungen aus der BDEW/VKU/GEODE-Stellungnahme zur Konsultation ein, die von der BNetzA im Rahmen der Effizienzberechnung für die 4. Regulierungsperiode nicht umgesetzt wurden.** Konkret handelt es sich um die Themen:

- Beurteilung der Modellwahl
- Verzerrende Effekte in der DEA
- Umgang mit alternativen Möglichkeiten

Neben den nachfolgend diskutierten Kritikpunkten am Vorgehen der BNetzA bleiben die übrigen Forderungen, welche im Rahmen der Stellungnahme zur Konsultation aufgestellt wurden, bestehen.

Forderung:

- Die bereits in der Stellungnahme vom 27. Januar 2023 erfolgten wichtigen methodischen Hinweise zur korrekten Ableitung eines sachgerechten Benchmarking-Modells sind bei der Modellfindung zur 4. Regulierungsperiode zu würdigen und entsprechend zu berücksichtigen.

5.1. Beurteilung der Modellwahl

Wie in der Stellungnahme zur Konsultation erwähnt (Verbändestellungnahme et al 2023, S. 43 ff), ist die **Vorgehensweise zur Modellfindung an verschiedenen Stellen ungenügend**. Dies betrifft den **Umgang mit der Pfadabhängigkeit, das Abstellen auf statistische Masse, die Fokussierung auf die Translog-Funktion und damit die Vernachlässigung von DEA-Aspekten**. Diese verschiedenen Kritikpunkte wurden im Rahmen des Gutachtens nicht behoben. Den Vorwurf der **Pfadabhängigkeit** versuchen die Gutachter zu entkräften, indem sie darauf verweisen, dass sie zwei Ansätze (EVG3 und Grüner-Wiese-Ansatz) sowie unterschiedliche funktionale Formen anwenden (Frontier Economics 2023, S. 191). Diese Argumentation zielt an der Problematik vorbei. Das Problem der Pfadabhängigkeit besteht vor allem darin, dass die Wahl der Reihenfolge, wie Parameter getestet werden, Einfluss auf die statistischen Gütemasse hat. Da die Beurteilung der Modellkandidaten auf Basis von statistischen Gütemassen erfolgt (Frontier Economics 2023, S. 88f), beeinflusst die Pfadabhängigkeit direkt auch die Modellwahl.

Das zu starke Abstellen auf **statistische Gütemasse** zeigt sich auch bei der Beurteilung alternativer Modelle. Besonders exemplarisch ist dabei die Anpassung des Modells der 3. Regulierungsperiode. Gemäß Aussagen der Berater eignet sich dieses Modell auch mit den Daten der vierten Regulierungsperiode gut, sowohl was die „out-of-sample Prediction“ betrifft als auch die Neuschätzung auf Basis einer Ordinary Least Squares-Regressionsanalyse (OLS) (Frontier Economics 2023, S. 90-92). Die direkte Verwendung des Modells wird aber aufgrund eines zu geringen Signifikanzniveaus der Ineffizienzterme bei den standardisierten Kosten ausgeschlossen, was jedoch damit zusammenhängen kann, dass in der Tat die Ineffizienz nach so vielen Jahren mit einer Anreizregulierung immer kleiner wird.

Die Überhöhung der statischen Gütemasse zeigt sich auch bei der Beurteilung der Modelle auf Basis einer **normiert linearen Funktion** (Frontier Economics 2023, ab S. 130). Dank der normiert linearen Funktion könnten – wie dies in der ersten und zweiten Regulierungsperiode Gas und auch in der dritten Regulierungsperiode Strom der Fall gewesen ist - mehr Parameter ins Modell aufgenommen werden. Diese Funktion und das größere Modell kommen den Eigenschaften einer DEA deutlich mehr entgegen, als die gewählte Translog-Funktion. Die normiert-linearen Modelle (die auch mit weniger Modellparametern durchgeführt wurden, als die entsprechende LASSO-Analysen zur optimalen Modellgröße erwarten lassen und die Effizienzmodelle der ersten und zweiten Regulierungsperiode beinhalteten) werden aufgrund des Vorliegens von Heteroskedastizität ausgeschlossen. Es wurden aber keine Anstrengungen

unternommen, dieses Problem zum Beispiel durch die Inkludierung von mehr Parametern zu beheben. Daraus lässt sich schließen, dass Gutachter von der bereits zu Beginn aufgrund theoretischer Überlegungen und empirischen Analysen aufgezeigten Überlegenheit einer Translog-Funktion nicht abweichen wollten. Dabei verkennen die Gutachter die **starken Auswirkungen, welche die Wahl der Translog-Funktion auf die Methode der DEA hat** (vgl. Abschnitt zu den verzerrenden Effekten in der DEA).

Schließlich sei erneut auf die Tatsache hingewiesen, dass **durch die Verwendung einer logarithmierten Funktion das Problem des „gläsernen Deckels“ im vorliegenden Modell besonders ausgeprägt ausfällt** (BDEW et al. 2023, S. 49ff).

Wie bereits in der Stellungnahme zur Konsultation gezeigt, hat der Ausschluss des Unternehmens mit dem niedrigsten SFA-Wert trotz Ausreißeranalyse nach wie vor einen erheblichen Einfluss auf die Effizienzwerte in der SFA. Die Begründung der Gutachter, diesem Aspekt nicht nachzugehen (Frontier Economics 2023, S. 192) halten wir für nicht sachgerecht, da keine weiterführenden Analysen durchgeführt wurden. Wenn das aktuelle Modell im Rahmen des BMT-Projektes verwendet wird, lässt sich weiterhin ein deutlicher Einfluss auf die übrigen Unternehmen feststellen: Der Ausschluss dieses Unternehmens führt zu einer Erhöhung der Durchschnittseffizienz des bestabgerechneten Effizienzwerts um 2,4 Prozentpunkte. Gleichzeitig steigt der SFA-Effizienzwert einzelner Netzbetreiber um mehr als 10 Prozentpunkte an (BDEW et al. 2023, S. 53 ff.). All dieses sind eindeutige empirische Hinweise, denen die BNetzA-Gutachter nachgehen sollten.

5.2. Verzerrende Effekte in der DEA

Die **DEA bleibt weiterhin marginalisiert** (vgl. BDEW et al. 2023, S. 57 ff.). Lediglich 17,1 % der Netzbetreiber, also 32 Unternehmen, erhalten ihren bestabgerechneten Effizienzwert aus der DEA. Es zeigt sich auch weiterhin, dass die DEA insbesondere für Netzbetreiber relevant ist, die über eine besondere Struktur verfügen. Nur 7,5 % oder 14 Netzbetreiber, die weder in der DEA noch in der SFA als Ausreißer identifiziert wurden, erreichen einen Effizienzwert von 100 %.

Zusätzlich bleibt die Effizienzgrenze bei bestimmten Parametern nach wie vor für die große Mehrheit der Unternehmen nicht erreichbar (vgl. BDEW et al. 2023, S. 62). Der Abstand des Median-Netzbetreibers zur Effizienzgrenze bei den Benchmarkingkosten pro Ausspeisepunkte > 5 bar beträgt 94 % (Kosten NEV) und 95 % (Kosten §14). Anders ausgedrückt müsste das Median-Unternehmen also rund 94 % seiner Kosten einsparen, um zum günstigsten Netzbetreiber in dieser Dimension aufzuschließen zu können. Vergleichbar hohe Anstrengungen müssten der Median-Netzbetreiber in der Dimension Jahreshöchstlast erbringen.

Forderung

- An dieser Stelle möchten wir erneut die Forderung zur Aufdeckung verdeckter Ausreißer betonen (BDEW 2023, S. 63). Die Gutachter weisen die Forderung mit Verweis auf Anlage 3 ARegV zurück, die besagt, dass die Ausreißeranalyse sequenziell durchgeführt werden muss (Frontier Economics 2023, S. 192 ff.). Die Branche fordert jedoch nicht eine spezifische Art der Aufdeckung der Ausreißer, sondern, dass sich die Gutachter – wie auch vom BGH gefordert – dem Problem widmen.

- Eine mehrfache Supereffizienzanalyse wäre lediglich eine von mehreren Möglichkeiten dies zu tun, eine andere Option besteht in der detaillierten Analyse der Effizienzgrenze.

Wie bereits in der BDEW, VKU, GEODE-Stellungnahme vom 27. Januar 2023 dargelegt, hat die **Reihenfolge der durchgeführten Ausreißeranalysen in der DEA einen Einfluss auf die Anzahl der identifizierten Ausreißer** (BDEW 2023, S. 69f). Die Berater der BNetzA führen die Dominanz- vor der Supereffizienzanalyse durch und erhalten pro Kostenbasis 3 Ausreißer (Frontier 2023, S. 159). Untersuchungen im Rahmen des BMT zeigen hingegen, dass bei der separaten Durchführung der Dominanz- und Supereffizienzanalyse ein größeres Set an Ausreißern resultiert. Führt man die Ausreißer aus beiden Methoden zusammen, so resultieren insgesamt zwei zusätzliche Ausreißer in der NEV-Kostenbasis und ein zusätzlicher Ausreißer in der Kostenbasis nach § 14 ARegV. Wie in der Abbildung 5 dargestellt, ergeben sich durch die größere Anzahl an Ausreißer für alle Netzbetreiber in der Folge höhere DEA-Effizienzwerte.

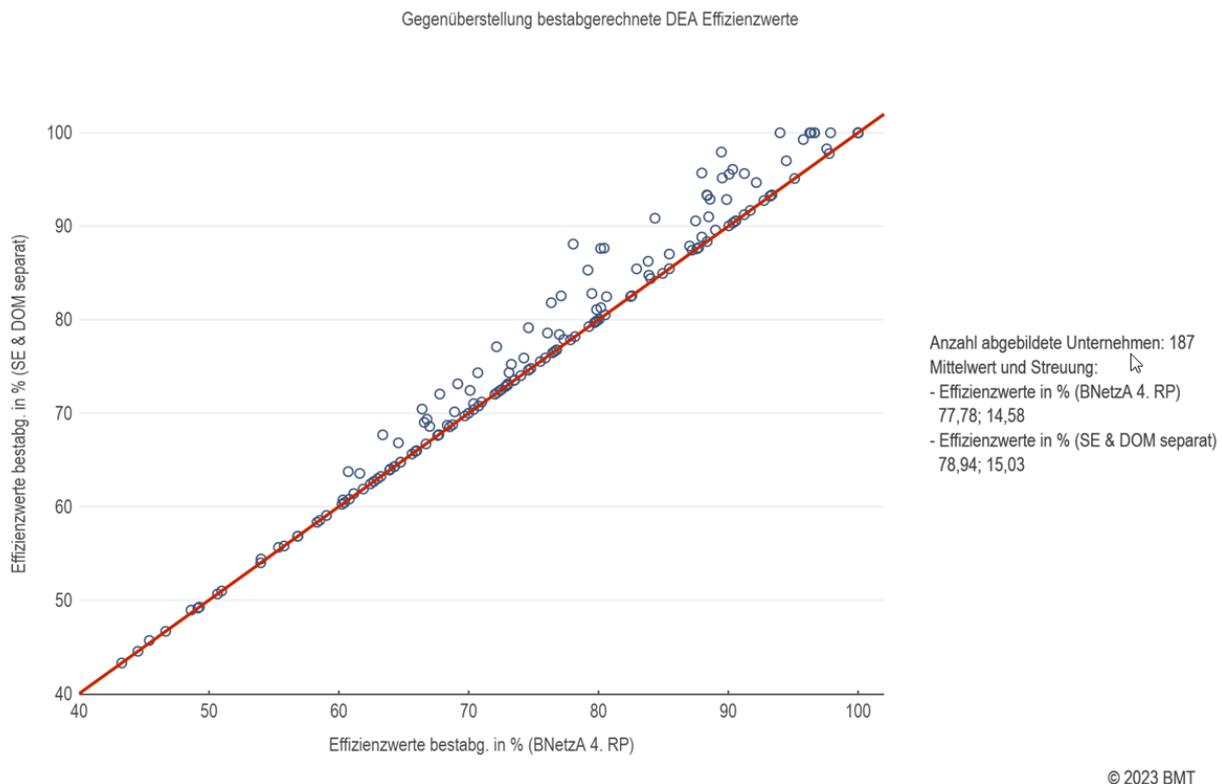


Abbildung 5: Gegenüberstellung DEA-Effizienzwerte

Die Berater haben den vorliegenden kontraintuitiven Effekt der Dominanzanalyse jedoch nicht erkannt bzw. überprüft und verstoßen mit der Durchführung der Dominanz- vor der Supereffizienzanalyse gegen das Vorsichtsprinzip der ARegV, wonach Verteilernetzbetreiber vor zu strengen Effizienzvorgaben durch den Ausschluss aller relevanter Ausreißer geschützt werden müssen.

Vor dem Hintergrund des vorliegenden kontraintuitiven Effektes (Ausschluss eines dominanten Unternehmens führt zu einer Verschlechterung der DEA-Effizienzwerte aller übrigen Netzbetreiber) stellt sich die Frage, ob die Ergebnisse der Dominanzanalyse nicht vielmehr im Geiste der ARegV („Ausschluss eines dominanten Unternehmens soll vor zu strengen Effizienzgrenzen für die übrigen Netzbetreiber schützen“) kritisch zu hinterfragen sind. Es zeigt sich, dass das bisherige Vorgehen der Gutachter damit nicht geeignet ist, die Netzbetreiber vor nicht der ARegV entsprechenden Effizienzvorgaben zu schützen. Es wäre daher z. B. zu prüfen, ob auf den Ausschluss des dominanten Unternehmens nicht im Sinne des Geistes der ARegV alternativ verzichtet werden müsste.

Im Kapitel 7.2.4 analysieren die Berater den Einfluss von Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet auf den Effizienzvergleich in der DEA (Frontier Economics 2023, S. 160 ff.).

Zunächst versuchen die Berater den Einfluss der Peer-Unternehmen auf die anderen Netzbetreiber anhand der Anzahl der Beeinflussungen sowie dem durchschnittlichen Gewicht der Beeinflussung zu messen. Die genannten Größen sind in Tabelle 51 für alle Peer-Unternehmen und in Tabelle 52 für die Peer-Unternehmen, unterteilt nach Peer-Unternehmen mit und ohne Konzessionsgebiet, dargestellt (Frontier Economics 2023, S. 162f). Die Berater kommen auf Grund der deutlich niedrigeren Anzahl an Beeinflussungen sowie dem deutlich niedrigeren durchschnittlichen Gewicht der Peer-Unternehmen ohne Konzessionsgebiet im Vergleich zu den Peer-Unternehmen mit Konzessionsgebiet zum Schluss, dass diese keine übergeordnete Bedeutung in der Gruppe der Peer-Unternehmen einnehmen (Frontier Economics 2023, S. 163). **Dieser Aussage ist eindeutig zu widersprechen, da die Kausalität genau umgekehrt ist.** Gerade weil die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet über eine besonders günstige Kostenstruktur in den Dimensionen „Ausspeisepunkte > 5bar“, „Rohrvolumen“ sowie „Jahreshöchstlast“ verfügen, sind die Netzbetreiber mit Konzessionsgebiet gezwungen, sich in den verbleibenden Dimensionen „Messlokationen“ und „Flächengewichtete Netzlänge“ zu positionieren. Dies ist auch mit ein Grund, warum zwei kleine Peer-Unternehmen wie die BIGGE ENERGIE GmbH & Co. KG sowie die Stadtwerke Kleve GmbH über mehr als 100 Beeinflussungen und ein durchschnittliches Gewicht von über 60 % verfügen (siehe Tabelle 51, S. 162). Beide Netzbetreiber verfügen über ein günstiges Verhältnis von Kosten zu „Messlokationen“ sowie „flächengewichteter Netzlänge“ und damit über ein hohes Gewicht bei Messlokationen. Wie wir in der Stellungnahme zur Konsultation (Tabelle 2, BDEW 2023, S. 62) bereits dargelegt haben, ist die Effizienzgrenze in diesen beiden Dimensionen allerdings nicht so streng wie in den von den Netzbetreibern ohne Konzessionsgebiet besetzten Dimensionen. Die Tabellen 51 und 52 erfassen somit das Ergebnis der starken Beeinflussung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet, aber nicht deren Ursache.

In Abbildung 28 stellen die BNetzA-Berater die Verteilung der Input-Output-Gewichte für die Modellparameter für die standardisierten Kosten dar. In Abbildung 29 sind die Input-Output-Gewichte für die Peer-Unternehmen ebenfalls für die standardisierten Kosten dargestellt (Frontier Economics 2023, S. 164 ff.). In Abbildung 30 werden die durchschnittlichen Input-Output-Gewichte der Peer-Unternehmen und der anderen Netzbetreiber abgetragen. Auf Basis der drei Abbildungen versuchen die Berater darzulegen, dass sich die Gewichte der Peer-Unternehmen sowie der anderen Netzbetreiber nur in den Dimensionen Jahreshöchstlast und Ausspeisepunkte > 5 bar unterscheiden. Auf eine Interpretation dieser Unterschiede wird allerdings verzichtet.

Zunächst ist in Frage zu stellen, warum die Berater in Abbildung 28 die DEA-Gewichte mit den Effizienzwerten der jeweiligen Unternehmen gewichten und die Gewichte nicht wie in unserer Abbildung 21 in der Stellungnahme zur Konsultation auf eins normieren, so dass die Höhe des Effizienzwertes keinen Einfluss hat (BDEW 2023, S. 65). Durch das Vorgehen der Berater weisen sie den DEA-Gewichten von Unternehmen mit einem niedrigeren Effizienzwert eine geringere Bedeutung zu als den DEA-Gewichten von Unternehmen mit einem hohen Effizienzwert. Durch dieses Vorgehen erreichen die Berater, dass die Verteilung der Outputgewichte bei den einzelnen Parametern „gestaucht“ wird. Trotz dieses von den Gutachtern vorgenommenen dämpfenden Effektes bei der Verteilung der Outputgewichte ist aber in der Abbildung 28 weiterhin der starke Einfluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet sichtbar (Frontier Economics 2023, S. 164). Die große Mehrzahl der Netzbetreiber positioniert sich in den Dimensionen Messlokationen und flächengewichtete Netzlänge, die nicht von den Netzbetreibern ohne Konzessionsfläche besetzt werden.

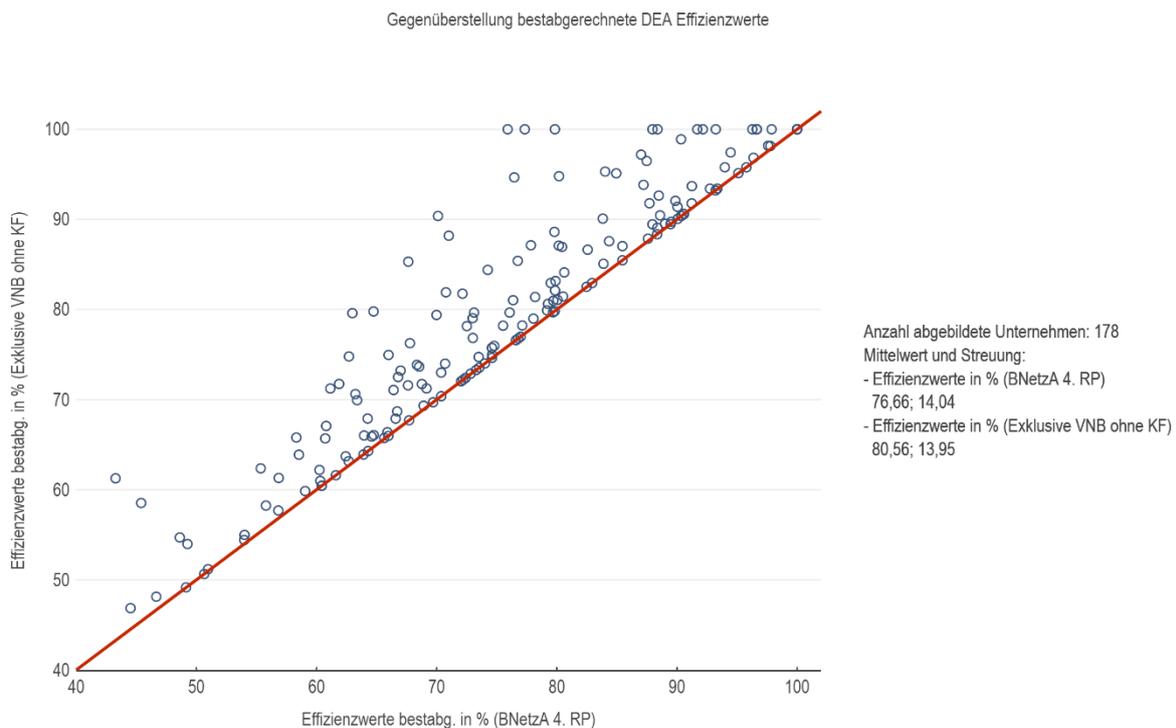
Die Analysen der Berater zu Abbildung 29 und 30 erschließen sich uns nicht. Zunächst ist hervorzuheben, dass die Input-Output-Gewichte der Peers nicht immer eindeutig definiert sind. Das steht in der Dokumentation zum Package „Benchmarking“ das von den Beratern eingesetzt wird.⁴ Die resultierenden Gewichte sind unter anderem abhängig von der Sortierreihenfolge der Beobachtungen im Datensatz. Damit ist die Aussagekraft von Abbildung 29 und 30 als deutlich eingeschränkt zu betrachten. Weiterführend ist unklar, warum die Berater in Abbildung 30 plötzlich auf eine durchschnittliche Betrachtung wechseln, anstatt die Verteilung der Input-Output-Gewichte wie in Abbildung 28 in den Mittelpunkt zu stellen. Bei der Beeinflussung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet geht es gerade um den Einfluss dieser Netzbetreiber auf die Effizienzgrenze. Eine Durchschnittsbetrachtung zielt an der entsprechenden Problematik vorbei.

In Abbildung 31 greifen die Berater das Thema Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet wieder auf. Zweck der Abbildung ist erneut aufzuzeigen, dass die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet keine besondere Rolle im Effizienzvergleich spielen. Abbildung 31 weist die gleichen Schwächen wie Abbildung 30 auf (Durchschnittsbetrachtung und nicht eindeutig definierte Outputgewichte bei den Peers). Sieht man von den bereits erwähnten Schwächen ab, ist zudem anzumerken, dass eine fundierte Aussage auf Basis von Abbildung 31 nicht möglich ist, da bei der Berechnung der durchschnittlichen Input-Output-Gewichte unterschiedliche Stichproben (187 VNB vs. 178 VNB) miteinander verglichen werden. Zweck der Abbildung ist den Einfluss dieser Netzbetreiber auf die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet aufzuzeigen, daher sollten nur die durchschnittlichen Input-Output-Gewichte der Netzbetreiber mit Konzessionsgebiet verglichen werden. Da die Gewichte der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in der „Stichprobe inkl. Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet“ in die Bildung der durchschnittlichen Gewichte einfließen sind die resultierenden Mittelwerte verzerrt und ein direkter Vergleich der Durchschnittswerte ist nicht aussagekräftig. Aber auch bei dieser Analyse ist nicht nachvollziehbar, warum die Berater einen Vergleich der Durchschnitte vornehmen, obwohl zur Beantwortung der Frage der Beeinflussung der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet die Gesamtverteilung aller Outputgewichte relevant ist. Das Fazit der Berater, dass Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet keinen Einfluss haben, greift somit nicht.

⁴ “Note that the dual values are not unique for extreme points in the technology set. In this case the value of the calculated dual variable can depend on the order of the complete efficient firms.” (Bogetoft und Otto 2015, S. 26).

Um die Kernproblematik, die durch die Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet in der DEA verursacht wird, nochmals pointiert darzustellen, haben wir nachfolgend zwei Abbildungen zu der Verteilung der Effizienzwerte sowie der ungewichteten Verteilung der DEA-Gewichte ergänzt. Dabei berücksichtigen wir zwei Szenarien. Zum einen das Modell der 4. RP inklusive der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet und einmal exklusive dieser Netzbetreiber.

In Abbildung 5 ist deutlich zu sehen, dass durch einen Ausschluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet alle verbleibenden Netzbetreiber in der DEA profitieren. Einige Netzbetreiber erzielen deutliche Verbesserungen und schaffen es, sich mit 100 % oder nahe der Effizienzgrenze zu positionieren. Dies ist insbesondere auch deshalb von Relevanz, da wie die Berater selbst schreiben, es methodenimmanent in der SFA ist, dass kein Effizienzwert von 100 % erzielt werden kann. Der maximale SFA-Effizienzwert in der 3. RP und 4. RP ist 97,5 %.



© 2023 BMT

Abbildung 6: Gegenüberstellung DEA-Effizienzwerte

Die Verteilung der ungewichteten DEA-Gewichte in Abbildung 6 zeigen die Homogenisierung der Verteilung durch den Ausschluss der Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet. Nach dem Ausschluss können sich deutlich mehr Netzbetreiber in den Dimensionen Rohrvolumen und Jahreshöchstlast positionieren. Dass sich beim Parameter Ausspeisepunkte > 5 bar keine größeren Änderungen ergeben, ist dem Umstand geschuldet, dass eine Großzahl der Unternehmen über keine Ausspeisepunkte > 5 bar verfügt.

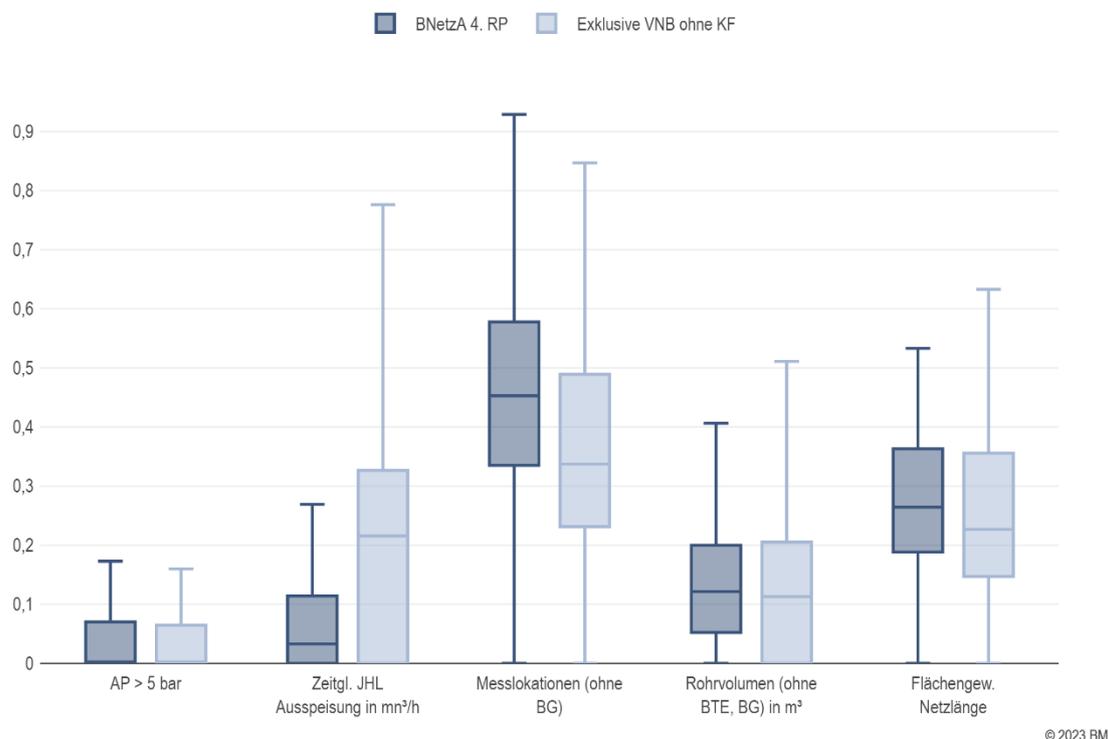


Abbildung 7: Gegenüberstellung Verteilung DEA-Gewichte Kosten NEV

Die Analysen der BNetzA-Berater beinhalten somit einerseits methodische Unzulänglichkeiten und zielen andererseits an der zu untersuchenden Fragestellung vorbei. Die bereits im Rahmen der Stellungnahmen zur Konsultation gezogenen Schlussfolgerungen, dass die DEA-Effizienzgrenze aufgrund des nicht Ausschlusses aller Netzbetreiber ohne Konzessionsgebiet (analog der 3. RP) verzerrt ist, können diese Analysen jedenfalls nicht widerlegen.

5.3. Umgang mit alternativen Möglichkeiten

Die Wahl der Translog-Funktion hat zu einer Marginalisierung der DEA geführt. Um diesen verzerrenden Effekten zu begegnen, hätte die BNetzA verschiedene Möglichkeiten gehabt. Wie in der Stellungnahme der Verbände (BDEW et al 2023, ab Seite 72) gezeigt, hätten die Gutachter, wie dies auch in früheren Effizienzvergleichen der Fall gewesen war, einerseits Untersuchungen zur optimalen Modellgröße im Rahmen der Kostentreiberanalyse durchführen müssen. Dass dieser wichtige Projektschritt unterlassen wurde, ist umso problematischer, als die LASSO-Methode im Rahmen der Kostentreiberanalyse eingesetzt wurde. Die entsprechenden Ergebnisse flossen gemäß Gutachter aber lediglich „zur Aufdeckung weißer Flecken, zur Berücksichtigung von ing.-wiss. Plausibilitäten durch Gruppenbildung sowie zur Datentransformation analog Translog-Spezifikation in den Prozess der Modellauswahl ein“ (Frontier, 2023, S. 76). Zur Absicherung der Ergebnisse wäre es aber ohne weiteren Aufwand möglich, die Ergebnisse der LASSO-Analysen auch hinsichtlich der optimalen Modellgröße auszuwerten. Eigene BMT-Analysen zeigen, dass in diesem Fall ein Modell mit deutlich mehr Parametern resultiert hätte (BDEW et

al. 2023, S. 73). Der Verweis, dass die LASSO-Methode nicht geeignet sei, Vergleichsparameter abzuleiten (Frontier, 2023, S. 191), berücksichtigt nicht die Zielrichtung des Vorschlags der Verbände. Die LASSO-Methode soll zur Identifikation der Modellgröße und somit der Anzahl Parametern herangezogen werden.

Andererseits wäre es nach der Wahl des Effizienzmodells, welches von Beginn an auf die Stärken und Eigenschaften der SFA-Methode ausgerichtet war, möglich gewesen, die Stärken der DEA-Methode durch eine entsprechende alternative Parametrierung zu berücksichtigen. Die Gutachter gehen auf die entsprechende Argumentation der Branche nicht ein. Stattdessen wird **auf eine nicht veröffentlichte Entscheidung des OLG Düsseldorf** (Az. VI-3 Kart 812-19) verwiesen (Frontier 2023, S. 12). Wir verweisen insoweit auf die rechtlichen Ausführungen zuvor unter Kap. 2 und den öffentlich zugänglichen Beschluss des OLG Beschluss vom 12. Mai 2022 (Az. 5 Kart 3/21 (V)). **Hierin hat das OLG Düsseldorf gerade festgestellt, dass eine getrennte Auswahl der Vergleichsparameter für die DEA und SFA möglich ist.**

6. Quellen

BDEW, VKU, Geode (2023): „Konsultation - Effizienzvergleich Verteilnetzbetreiber Gas der vierten Regulierungsperiode“, Berlin, 27. Januar 2023.

Bogetoft und Otto. "Benchmarking: Benchmark and frontier analysis using DEA and SFA. R package version 0.26.", 2015.

Frontier Economics (2023): „Effizienzvergleich der Verteilnetzbetreiber Gas (4. Regulierungsperiode). Gutachten im Auftrag der BNetzA, Anhörungsentwurf“, 20. Juni 2023.

Ansprechpartner:

BDEW

Katja Hintz

Telefon: +49 30 300199-1663

katja.hintz@bdew.de

VKU

Jeffrey Ludwig

Telefon: +49 157 85129206

j.ludwig@vku.de

GEODE

Petra Walter

Telefon: +49 30 6112840-70

info@geode.de