

ENERGIE

Eckpunkte- papier

Netze. Effizient. Sicher.
Transformiert.



Bundesnetzagentur

Vorwort

Die Bundesnetzagentur legt hiermit Eckpunkte und 15 Thesen zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens für Strom- und Gasnetzbetreiber für die 5. Regulierungsperiode vor und stellt sie zur Diskussion mit der Branche, der Zivilgesellschaft, der Politik und Wissenschaft. Der Fokus dieses Papiers liegt ausschließlich auf dem Feld der Kosten- bzw. Erlösbestimmung sowie der Anreizregulierung. Fragen zur Entgeltbildung im engeren Sinne oder Fragen der Zugangsregulierung werden nicht behandelt.

Am 2. Februar 2024 lädt die Bundesnetzagentur zu einem ersten persönlichen und digitalen Austausch ein und wird bis zum 16. Februar 2024 um Rückmeldungen bitten. In 2025 wird die Bundesnetzagentur Festlegungen konsultieren und beschließen.

Das Eckpunktepapier ist ein Startpunkt für den sich anschließenden ausführlichen, ergebnisoffenen Diskussions- und Erörterungsprozess.

Inhaltsverzeichnis

A.	Einleitung.....	3
B.	Regulierung von Netzen von 2005 bis heute	3
C.	Zwischenbilanz.....	4
D.	Geänderte Anforderungen an die Regulierung	8
E.	Ziele der Regulierung.....	9
F.	Aspekte für eine Überprüfung des bestehenden Regulierungsrahmens.....	11
G.	Anreizregulierung.....	12
1.	Grundkonzeption.....	12
2.	Dauer der Regulierungsperiode.....	12
3.	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten	14
4.	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor.....	15
5.	Effizienzinstrumente.....	15
6.	Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“	16
H.	Bestimmung der Netzkosten	17
1.	Erhaltungskonzeption.....	17
2.	Nutzungsdauern.....	18
3.	Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC).....	19
4.	Vereinfachungen der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens	20
5.	Kalkulatorischer EK-Zinssatz.....	21
6.	Gewerbe- und Körperschaftsteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV).....	21
7.	Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau.....	23

A. Einleitung

Das Urteil des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 2.9.2021 (C-718/18) bedeutet einen grundlegenden Wandel für die Struktur der deutschen Energieregulierung. Der Gerichtshof hat festgehalten, dass eine durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber im Einzelnen vorkonstruierte, sog. „normative“ Regulierung insbesondere im Bereich der Netzentgeltregulierung gegen die in den einschlägigen EU-Richtlinien vorgesehene ausschließliche Zuständigkeit und Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur sowie der Landesregulierungsbehörden verstößt. Damit werden sowohl die Verordnungsermächtigung nach § 24 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) als auch die auf dessen Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen – insbesondere die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) und die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) – in absehbarer Zeit nicht mehr zur Anwendung kommen können. Mit Inkrafttreten des neuen Rechtsrahmens im EnWG wird künftig die Bundesnetzagentur in eigener Zuständigkeit die Bedingungen und Methoden für den Zugang zu den Strom- und Gasversorgungsnetzen bundesweit festlegen. Dies bedeutet – nach Einführung der Entgeltregulierung im Jahr 2005 – eine neue Zäsur für die deutsche Energieregulierung.

Diese Zäsur gibt allerdings auch die Gelegenheit, angesichts der großen Herausforderungen der Energiewende das bestehende Regulierungssystem einer inhaltlichen Überprüfung zu unterziehen. In den folgenden Eckpunkten werden hierzu erste Überlegungen zur Diskussion gestellt, die die Grundlage einer Reihe von in den Jahren 2024 und 2025 durchzuführenden Festlegungsverfahren sein sollen. Das Eckpunktepapier ist insofern der Startpunkt für den sich anschließenden ausführlichen, ergebnisoffenen Diskussions- und Erörterungsprozess zu den einzelnen Themenbereichen.

Der wesentliche Auftrag der Regulierung ist, im natürlichen Monopol des Netzbetriebs effizientes Verhalten durch Wettbewerbsanreize zu fordern und zu fördern. Dieser Auftrag erhält durch die Anforderungen der Energiewende und den erkennbaren Kostenentwicklungen des Energiesystems in der Transformation eine gestärkte Bedeutung.

B. Regulierung von Netzen von 2005 bis heute

Seit Einführung der sektorspezifischen Regulierung in Deutschland im Jahr 2005 wurde viel erreicht. Politik, Netzbetreiber, Händler, Regulierungsbehörden und auch die Gerichte haben gemeinsam ein effektives Regulierungssystem entwickelt, das den diskriminierungsfreien Zugang aller neuer Akteure in der Energiewende abgesichert hat. Dabei bedeutete die Einführung der Entgeltregulierung im Jahre 2005 einen Wendepunkt. Eine im engeren Sinne erfolgende regulatorische Kontrolle von Netzentgelten fand vorher nicht statt. Die sog. Beschleunigungsrichtlinien (Richtlinie 2003/54/EG sowie Richtlinie 2003/55/EG) schrieben dann erstmalig eine Ex-ante-Regulierung der Bedingungen einschließlich der Tarife für den Netzzugang vor. Der Gesetzgeber hat in der Folge Bestimmungen zur Entgeltregulierung erlassen (§§ 21, 21a und 23a EnWG) und diese durch weitreichende Verordnungsermächtigungen (§§ 24, § 21a Abs. 6 EnWG) flankiert, von denen der Verordnungsgeber insbesondere in den Regelwerken der StromNEV, GasNEV und der ARegV intensiven Gebrauch gemacht hat.

Die Regulierung hatte in der Anfangsphase den Fokus, die Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes umzusetzen, also Wettbewerb im Erzeugungs- und Handelsmarkt zu ermöglichen bzw. Monopolrenditen bei Netzbetreibern zu verhindern sowie bestehende Ineffizienzen aus der Vergangenheit zu identifizieren und abzuschöpfen. In einer ersten Regulierungsphase sollten wettbewerbliche Bedingungen der Netznutzung über eine kostenorientierte Entgeltregulierung er-

reicht werden. Aufgrund einer individuellen Kostenprüfung wurden jedem einzelnen Netzbetreiber bis Ende 2008 Höchstpreise genehmigt. Ab 2009 ist die kostenorientierte Entgeltregulierung durch die Anreizregulierung abgelöst worden. Dem Netzbetreiber werden nach Effizienzkriterien lediglich die Obergrenzen der Erlöse behördlich vorgegeben. Gerade angesichts stark anwachsender Kosten sowie der fortbestehenden Monopolstruktur von Energieinfrastrukturen bleibt der Bedarf einer regulatorischen Aufsicht und Anreizsetzung bestehen.

Dabei hat sich das System durchaus als anpassungsfähig für neue Entwicklungen erwiesen. So rückte mit der Energiewende insbesondere im Strombereich verstärkt auch die Begleitung des Netzausbaus in den Fokus. Erinnerung sei an die Implementierung der Erweiterungsfaktoren und der Investitionsbudgets, an die Einführung volatiler Kosten und des Kapitalkostenabgleichs.

C. Zwischenbilanz

Die Regulierung hat hierbei für alle Netzbetreibergruppen – für die Strom- und Gasverteilernetzbetreiber wie für die Übertragungsnetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber – vielfach erfolgreich gewirkt. Dies verdeutlichen die Ergebnisse des Evaluierungsberichts aus dem Jahr 2015 und (in verkürzter Form) die nachfolgenden Kennzahlen.

Grundlage für die überwiegend erfreuliche Entwicklung der Kennziffern ist – und das sei an dieser Stelle auch seitens der Bundesnetzagentur klar herausgestellt – die insgesamt große Leistungsbereitschaft der Strom- und Gasnetzbetreiber in Deutschland.

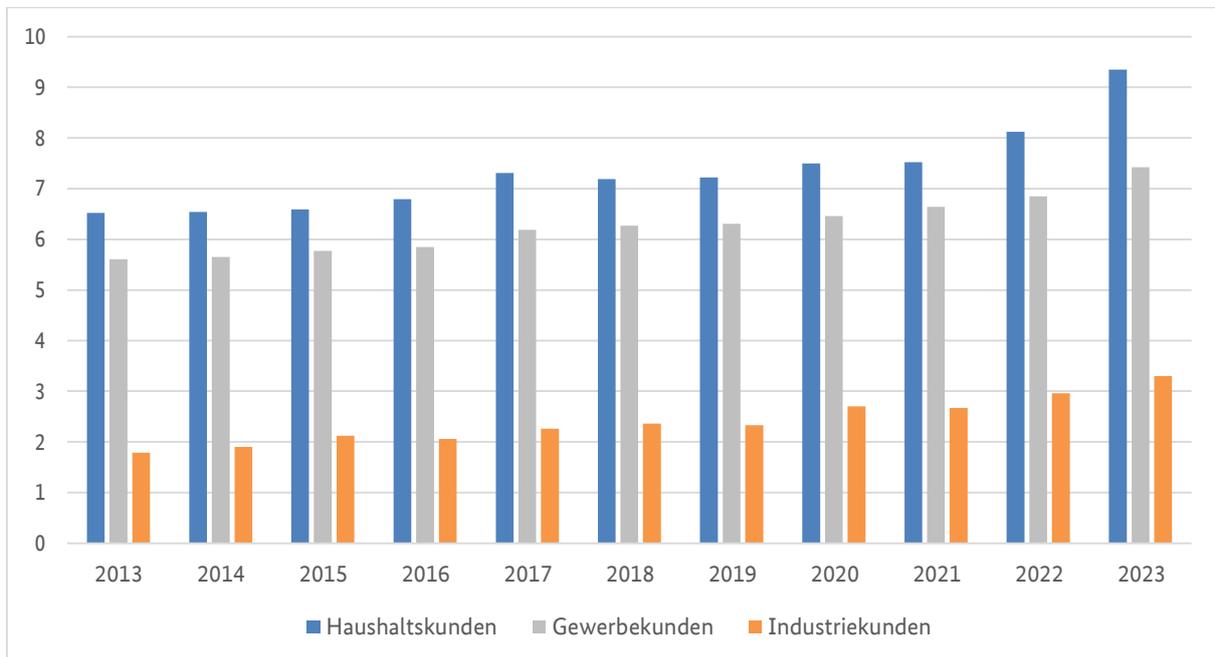
Investitionen: So haben sämtliche Netzbetreibergruppen im Rahmen der bestehenden Regulierung auf konstant hohem bzw. ansteigendem Niveau in ihre Netze investiert und damit die Transformation des Energiesystems aktiv vorangetrieben.

Tabelle 1: Investitionsvolumina im Zeitraum 2013 – 2023 in Mio. €

Jahr	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 (Plan)
Netz	Investitionsvolumina in Mio. €										
Strom-VNB	2.851	3.204	3.800	3.701	3.501	3.933	4.337	4.838	4.835	5.733	7.012
Gas-VNB	965	1.155	1.112	1.020	1.031	1.273	1.488	1.674	1.736	1.445	1.451
ÜNB	2.361	2.790	3.279	2.901	2.707	2.954	2.727	3.862	4.677	3.917	4.487
FNB	1.189	527	496	470	970	1.452	1.333	995	679	820	1.556

Quelle: Monitoringbericht 2022 und 2023

Netzentgelte: Die Entwicklung der spezifischen Netzentgelte weist dabei nach oben. So stiegen die spezifischen Netzentgelte im Strombereich im Zeitraum 2013 bis 2023 für Haushaltskunden von 6,52 ct/kWh auf 9,35 ct/kWh, für einen Gewerbekunden mit einem typisierten Jahresverbrauch von 50 MWh von 5,61 ct/kWh auf 7,42 ct/kWh und einen Industriekunden mit einem typisierten Jahresverbrauch von 24 GWh von 1,79 ct/kWh auf 3,30 ct/kWh.

Abbildung 1: Entwicklung der Nettonetzentgelte Strom inkl. Messstellenbetrieb in ct/kWh

Quelle: Monitoringbericht 2022 und 2023

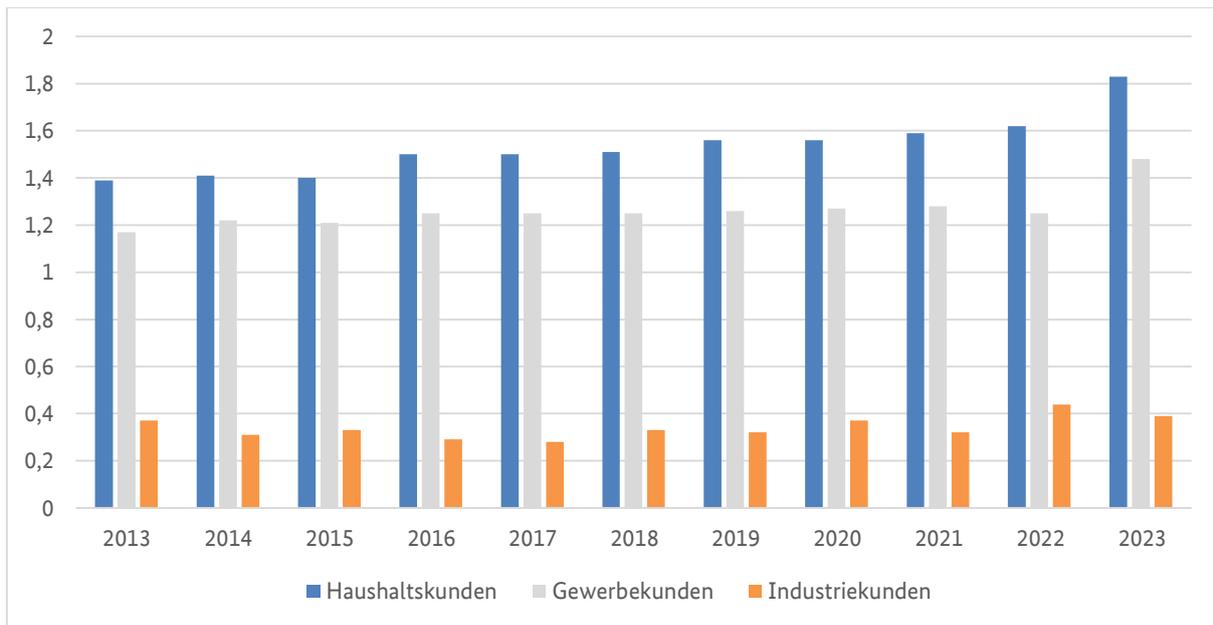
* Die Abbildung der Netzentgelte der Haushaltskunden zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen, mengengewichteten Netzentgeltes

* Die Abbildung der Netzentgelte zeigt die Entwicklung des arithmetischen Netzentgeltes für einen beispielhaften Gewerbe- und einen Industriekunden

Als ausschlaggebende Gründe für den Anstieg der Netzentgelte lassen sich vor allem der Ausbau und die Erneuerung der Netze im Zuge der Energiewende, politische Verzögerungen beim Netzausbau und den dadurch gestiegenen Bedarf an Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen sowie die gestiegenen Energiepreise und die daraus resultierenden höheren Kosten für sogenannte Systemdienstleistungen nennen.

Im Gasbereich zeigt sich im Zeitraum 2013 bis 2023 ein Anstieg der Netzentgelte für Haushaltskunden von 1,38 ct/kWh auf 1,83 ct/kWh, für einen beispielhaften Gewerbekunden 1,17 ct/kWh auf 1,48 ct/kWh sowie einem beispielhaften Industriekunden von 0,37 ct/kWh auf 0,39 ct/kWh.

Abbildung 2: Entwicklung der Netzentgelte Gas inkl. Messstellenbetrieb in ct/kWh



Quelle: Monitoringbericht 2022 und 2023

* Haushaltskunden mengengewichtet über alle Vertragskategorien

Der Anstieg der Netzentgelte allein ist dabei kein Ausweis für das Scheitern regulatorischer Bemühungen und auch kein Ausweis von Ineffizienz seitens der Netzbetreiber. Vielmehr spiegelt sich in der Entwicklung der Netzentgelte die erhebliche Investitionstätigkeit der letzten Jahre sowie die allgemeinen Kostensteigerungen bei wesentlichen Inputfaktoren für den Netzbetrieb wie Personal oder Tiefbauleistungen.

Effizienz: Durch die Regulierung wurden die Netzbetreiber dazu angehalten, ihr Effizienzniveau aufrecht zu erhalten bzw. dies weiter zu steigern. In allen Netzbetreibergruppen liegen die durchschnittlichen Effizienzwerte bedingt durch das vorgegebene Best-of-four-Prinzip inzwischen deutlich oberhalb von 90 %, und in allen Gruppen konnten im Vergleich zur ersten und dritten Regulierungsperiode mitunter erhebliche Fortschritte erreicht werden.

Tabelle 2: Durchschnittliche Effizienzwerte

Regulierungsperiode	1	2	3
Netz	Durchschnittseffizienzwerte in Prozent		
Strom-VNB	92,2	94,7	94,1
Gas-VNB	87,3	92,1	92,4
FNB	96,6	98,3	97,9

Quelle: Berechnungen BNetzA

Netzbetreiberstruktur: Bei allen Herausforderungen, die sich aus dem Effizienzdruck der Regulierung und den erheblichen Investitionsbedarfen ergeben haben, wurden die Unternehmen nicht überfordert – im Gegenteil wird der Renditerahmen wiederholt von verschiedenen Seiten höchst positiv beurteilt. Das zu Beginn der Regulierung und der Liberalisierung befürchtete „Netzbetreiber-“ oder „Stadtwerkesterben“ ist ausgeblieben. Seit 2005 hat es bei den Verteilernetzbetreibern keine Konsolidierung gegeben. Weiterhin gibt es ca. 870 Strom- (2006: 876) und 710 Gasnetzbetreiber (2006: 739). Diese Netzbetreiber müssen sich in ihrer Heterogenität den zunehmenden Anforderungen und Herausforderungen der Digitalisierung, der Standardisierung und des Fachkräftemangels in vollem Umfang stellen.

Arbeitsplätze / Beschäftigung: Das Regulierungssystem war zudem so ausgestaltet, dass es für dauerhafte und sichere Arbeitsplätze in den Unternehmen gesorgt und auch einen erheblichen Personalaufwuchs ermöglicht hat. Der Personalstamm der Gasnetzbetreiber ist im Gasbereich von ca. 17.000 Mitarbeiteräquivalenten in 2006 auf ca. 24.000 eigene Beschäftigte in 2021 gewachsen. Im Strombereich ist ein Anstieg von ca. 31.000 Mitarbeiteräquivalenten in 2006 auf ca. 62.000 Mitarbeiteräquivalente in 2022 zu verzeichnen. Diese Entwicklung geht angesichts der Herausforderungen der Energiewende zumindest im Strombereich weiter, begegnet aber durch den erkennbaren Fachkräftemangel deutlichen Herausforderungen.

Verschiedene Mechanismen fördern die Eigenerbringung von Netzleistungen. Gleichzeitig gibt es Hemmnisse in der Weiterentwicklung und Modernisierung der Vergütungsstrukturen.

Versorgungsqualität: Zentrales Ziel der Energiepolitik ist eine sichere Versorgung mit Strom und Gas. Das Niveau an Versorgungssicherheit ist auf einem sehr hohen Niveau verblieben. Dies zeigen die Kennzahlen in den nachstehenden Abbildungen für den SAIDI, also die durchschnittliche Dauer von Versorgungsunterbrechungen innerhalb eines Jahres, für den Strom- und Gasbereich.

Abbildung 3: Strom: Versorgungsstörungen nach §52 EnWG in Minuten/Jahr

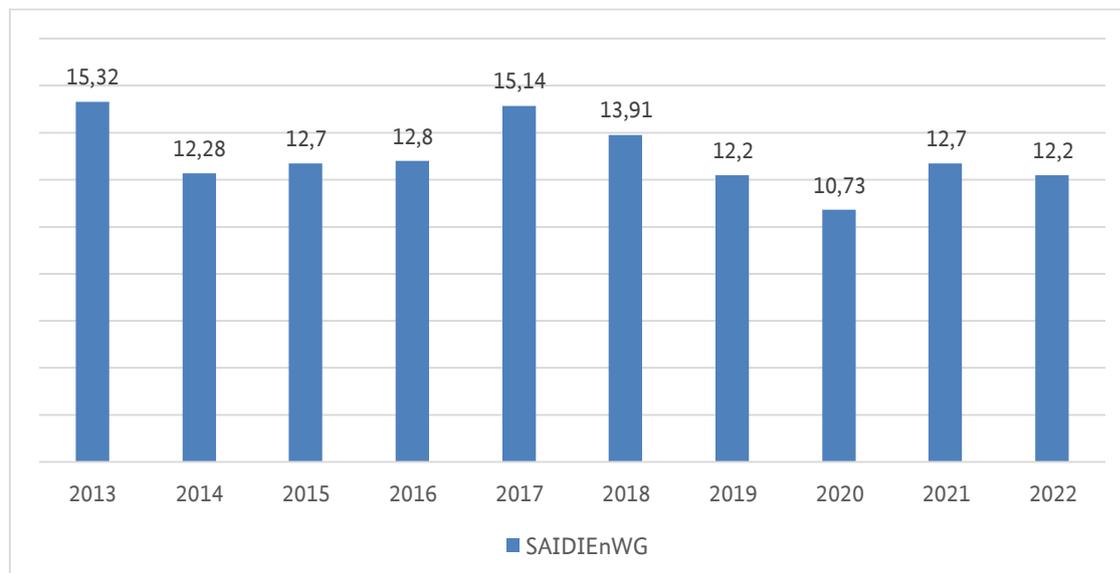
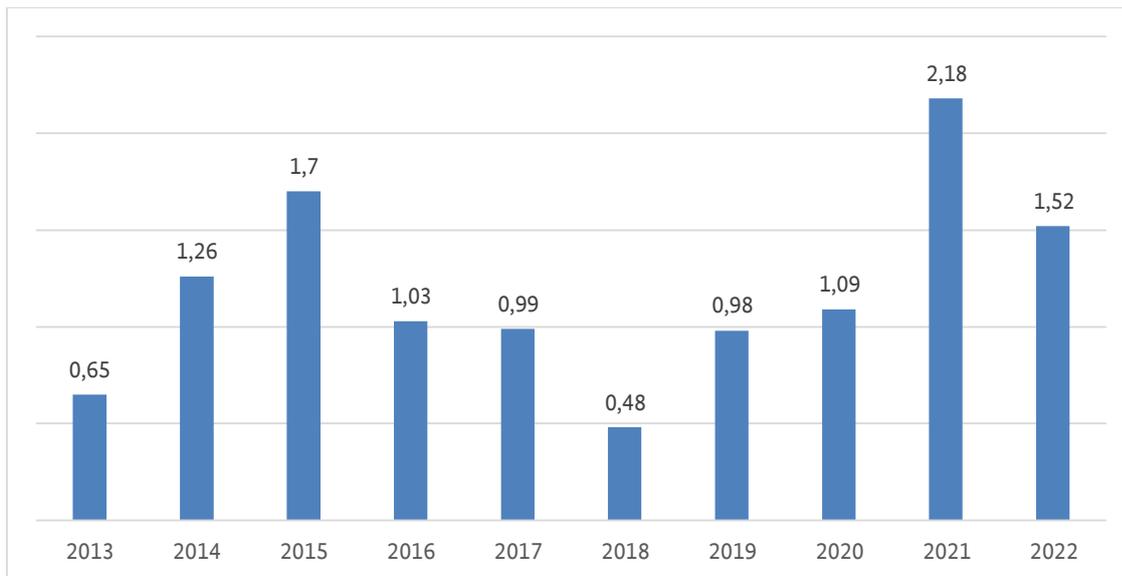


Abbildung 4: Gas: Zeitablauf des SAIDI-Wertes in Minuten/Jahr

D. Geänderte Anforderungen an die Regulierung

Das energiewirtschaftliche Umfeld hat sich für die Netzbetreiber innerhalb der letzten Jahre massiv geändert. Damit einher gehen große Herausforderungen, denen auch die Regulierung begegnen muss.

- Das Erfordernis einer Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft ist gesetzlich verankert. Nach dem Klimaschutzgesetz sind bis zum Jahr 2045 die Treibhausgasemissionen so weit zu mindern, dass Netto-Treibhausgasneutralität erreicht wird.
- Im Strombereich bedeutet dies eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Stromerzeugung und eine Ausweitung des Strom- statt Gas-, Kohle- oder fossilen Kraftstoffverbrauchs in vielen Sektoren. Die Folge für den Netzbereich sind ein nochmal deutlich zu beschleunigender Netzausbau.
- Auf Ebene der Stromverteilernetzbetreiber gewinnt besonders der beschleunigte Anschluss von EE-Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen an Bedeutung, der nur durch eine stärkere Digitalisierung und Standardisierung der Prozesse bewältigt werden kann. Diese neuen Anforderungen erfordern ein hohes Maß an „Energiewendekompetenz“. Energiewendekompetenz zeigt sich u.a. in der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilernetze, der weiteren Beschleunigung der Netzanschlussverfahren und des Netzausbaus sowie der flächendeckenden Digitalisierung der Marktprozesse.
- Im Gasbereich setzt eine gegensätzliche Entwicklung ein: Im Gegenzug zur Elektrifizierung wird die Bedeutung von Erdgas in vielen Sektoren abnehmen, dies insbesondere im Bereich der Hauswärmeerzeugung, aber auch in der gasbasierten Stromerzeugung sowie der Industrie. Teile des Erdgasnetzes auf der Fernleitungsnetzebene und vereinzelt auch auf der Verteilernetzebene werden perspektivisch für den Transport von Wasserstoff genutzt werden. Der deutlich überwiegende Teil des Erdgasnetzes wird in der Perspektive über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr genutzt und stillgelegt werden.

Die regulatorischen Herausforderungen lassen sich an Hand der unterschiedlichen Veränderungen der jeweiligen Netzbetreiberaufgaben insofern wie folgt unterteilen/systematisieren:

<p>Übertragungsnetzbetreiber Strom</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erhebliche Erweiterungen des Netzes mit damit einhergehenden Investitionen • Öffentlich-rechtliche Bedarfsfeststellungen • Stark volatile und insgesamt aufwachsende Kosten für Systemdienstleistungen • Anteile von sog. „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten“ an den Gesamtkosten von ca. 90 % 	<p>Fernleitungsnetzbetreiber Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kurzfristig Umgestaltung des Netzes auf neue Transportrichtungen und Einbindung von LNG Terminals • Mittelfristig teilweise Entbehrlichkeit des Netzes und ... • ... gleichzeitig Umstellung des Netzes auf den Transport von Wasserstoff
<p>Verteilernetzbetreiber Strom</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ausbau und Ertüchtigung der Netze für den Anschluss und die Einspeisung von Strom aus zahlreichen erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie für den Anschluss und den Energiebezug zahlreicher zusätzlicher Verbraucher (bspw. Wärmepumpen und Elektroautos) bei... • ... sehr unterschiedlicher Betroffenheit sowohl der Verteilnetzbetreiber und auf den verschiedenen Spannungsebenen • Starker Bedarf an Digitalisierung und Standardisierung • Vielzahl an Netzbetreibern 	<p>Verteilernetzbetreiber Gas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Klimaneutralität bis spätestens 2045 führt zu einer Entbehrlichkeit der Netze für den Großteil der klassischen Versorgungsaufgaben • Sicherer und wirtschaftlicher Betrieb in der Transformation muss gewährleistet bleiben • Erhalt von Teilen der Netze für einzelne Kundengruppen, Unsicherheit bei der Umwidmung auf Wasserstoff • Geordneter Übergang in eine dekarbonisierte Energiewirtschaft für Betreiber und Kunden • Vielzahl an Netzbetreibern in Kommunen mit oder ohne abgeschlossener Wärmeplanung

Mit den sich ändernden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine Überprüfung und Anpassung des Regulierungsrahmens ohnehin erforderlich. Aus dem EuGH-Urteil ergibt sich nun die Notwendigkeit, diese ohnehin angezeigte Anpassung des Regulierungsrahmens in einem erweiterten Kontext anzugehen, da die Bundesnetzagentur den Regulierungsrahmen nunmehr eigenständig entwickeln und im Rahmen von Festlegungsverfahren unter fachlichen Gesichtspunkten eigenständig begründen muss.

Vor ihren Entscheidungen will die Bundesnetzagentur eine ausführliche Konsultation durchführen.

E. Ziele der Regulierung

Obleich die Entwicklungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Strom- und Gasbereich sehr unterschiedlich sind, sind die Ziele für eine Anpassung der Regulierung sehr ähnlich. Sie ergeben sich künftig aus dem europäischen (insb. Art. 3, 58, 59 RL 2019(EU)944 und Art. 18 VO 2019(EU) 943) und deutschen Rechtsrahmen des EnWG (§§ 1, 1a, 20, 21 EnWG) als Ausdruck des gesellschaftlichen Willens:

Aufbau von Energiewendekompetenz: Um Klimaneutralität zu erreichen und die Energieversorgungsnetze auszubauen, zu ertüchtigen und zu digitalisieren, spielt das Thema Beschleunigung eine große Rolle. Für eine beschleunigte Weiterentwicklung insb. der Elektrizitätsversorgungsnetze braucht es leistungsfähige Netzbetreiber. Die Anreizregulierung soll in Zukunft mehr Anreize für eine beschleunigte Weiterentwicklung der Netze setzen und die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber honorieren, d.h. deren Leistungsfähigkeit zur Umsetzung der Energiewende und im Zusammenspiel mit anderen Akteuren. Die Funktionalität des Gesamtsystems in einem ausdifferenzierten Markt, das von flexibler Einspeisung geprägt ist, hängt in vielen Bereichen davon ab, dass die Netzbetreiber auf einem hohen gemeinsamen technologischen Stand agieren. Dies gilt nicht nur im Bereich des Netzausbaus, sondern zunehmend auch in der technologischen Weiterentwicklung der IT-Systeme und der Datenkompetenz.

Sicherstellung des wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs auf den Vor- und nachgelagerten Märkten: Versorgungsinfrastrukturen haben weiterhin eine dienende Funktion für die Märkte, insbesondere für die Erzeugung von und die Versorgung mit Energie. Die Entflechtung und damit neutrale Stellung der entflochtenen Netze in einem Markt mit zahllosen Akteuren hat und behält ihre Bedeutung für ein Gelingen der Energiewende. Eben durch die konsequente Entflechtung der unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen sollen volkswirtschaftlich effiziente Marktergebnisse induziert werden. Wo eine direkte Koordinierung verschiedener Wertschöpfungsstufen zwingend für die Entwicklung effizienter Strukturen ist, soll diese durch regulatorische Steuerung erreicht werden.

Versorgungssicherheit: Die Versorgungssicherheit im Strom- wie im Gasbereich bleibt dabei eines der Hauptziele der Energiepolitik und damit auch der Netzregulierung.

Diese insgesamt geltenden Ziele der Regulierung werden im Rahmen der Kosten- und Entgeltregulierung konkretisiert:

Preisgünstigkeit: Die Preisgünstigkeit der Energieversorgung ist weiterhin ein Kernziel des § 1 EnWG. Um dieses Ziel zu erreichen, muss die Regulierung weiterhin Anreize zu Erhalt und Steigerung der **Kosteneffizienz** setzen. Für den Neubau im Stromnetz wie auch im Rest-Betrieb des Erdgasnetzes bzw. in dessen Abwicklung muss Effizienz ein Kriterium bleiben. Andernfalls wird das Stromnetz in der Transformation unnötig teuer, und im Erdgasbereich müssten die verbliebenen Kunden unnötig hohe Kosten tragen. Kostendruck kann dabei auch Innovations- und Veränderungstreiber sein.

Transparenz und Verständlichkeit: Eine Regulierung muss transparent sein, um auch für Investoren und Netznutzer verständlich zu sein und um das für die Transformation erforderliche Kapital möglichst günstig beschaffen zu können. Transparenz geht einher mit einer überschaubaren Komplexität des Systems, was zugleich die praktische Handhabbarkeit der Regulierungsaufgabe – angesichts einer gegebenen Ressourcenausstattung bei Netzbetreibern und Behörden – erhöht.

Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung: Für den Strom- wie für den Gassektor und sowohl auf der Ebene der Verteilernetzbetreiber als auch auf Ebene der Übertragungs- und Gasfernleitungsnetzbetreiber hat das Regulierungssystem bisher genügend Flexibilität bewiesen. In einem zunehmend dynamischen Umfeld müssen Kostenaufwüchse und Kostenreduzierungen vom Regulierungssystem auch künftig kurzfristig erfasst werden können. Hierbei ist zu sicherzustellen, dass dies nicht zu einer weiter erhöhten Komplexität des Systems führt und im Widerspruch zu Effizienzanreizen steht.

Die Zielebenen der Versorgungssicherheit und zum Teil der Kosteneffizienz sind durch das bisherige System der Anreizregulierung bereits angesteuert worden. Angesichts der erhöhten Dynamik der Energiewende sieht man weiteren Handlungsbedarf bei einer schnelleren Anerkennung effizienter Kosten und beim Setzen von Anreizen für eine gesteigerte Energiewendekompetenz der Netzbetreiber. Auch unabhängig von Überlegungen zur Beschleunigung sollte das Regulierungssystem dahingehend überprüft werden, wo es transparenter, einfacher und weniger bürokratisch gestaltet werden kann.

Der Bundesnetzagentur ist dabei der Wert von Konstanz und Verlässlichkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen bewusst.

Genau betrachtet werden muss die Fortführung des bisherigen Gleichklangs der Kostenregulierung in den oben dargestellten vier Kategorien von Netzbetreibern angesichts stark auseinanderlaufender Perspektiven und Aufgaben.

F. Aspekte für eine Überprüfung des bestehenden Regulierungsrahmens

In diesem Abschnitt wird beschrieben, in welchen Bereichen die Bundesnetzagentur erwägt, die Regulierung für **Verteilernetzbetreiber im Strom- und Gasbereich** sowie für **Gasfernleitungsnetzbetreiber** anzupassen.

Wo eine nach Energieträgern oder Netzbetreibertypen differenzierte Betrachtung aufgrund der unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Herausforderungen angebracht ist, wird dies im Text dargestellt oder um eine Einordnung möglicher Differenzierungsnotwendigkeiten gebeten.

Hinsichtlich der **Strom-Übertragungsnetzbetreiber** scheint es ebenfalls sinnvoll, aufgrund der starken Sonderentwicklungen und Investitionsbedarfe sowie Systemaufgaben für Deutschland und im Europäischen Binnenmarkt, von der bisherigen Regulierungssystematik abzuweichen. Die in diesem Papier geschilderten Überlegungen zur Kostenbestimmung gelten damit aber nicht zwingend auch für die ÜNB. Der Prozess zur Weiterentwicklung der Regulierungssystematik für die ÜNB wird in einem separaten Diskussionsformat geführt, das zeitlich etwas nachgelagert begonnen wird.

Das erste Kapitel befasst sich mit den Anpassungsmöglichkeiten für die Strom- und Gasverteilernetzbetreiber sowie die Gasfernleitungsnetzbetreiber auf die Regulierungssystematik, also mit denjenigen Regelungen, die bislang in der ARegV enthalten waren. In einem nächsten Kapitel wird auf Aspekte der Netzkostenbestimmung eingegangen, also die Regelungen aus der bisherigen StromNEV und GasNEV.

Fragen der Netzentgeltbildung im engeren Sinne sind nicht Gegenstand dieses Dokuments. Diese werden, um die Arbeitsprozesse nicht zu überfrachten, gesondert diskutiert.

G. Anreizregulierung

1. Grundkonzeption

These 1: Die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der darauf aufsetzenden Festlegung von Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode hat sich im Strom- und im Gasbereich gleichermaßen bewährt. Sie soll auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die 5. Regulierungsperiode sowohl für Stromnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene und Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

Der Budgetansatz der Anreizregulierung mit seiner Entkopplung von Kosten und Erlösen sowie der Effizienzvergleich sind die zentrale Triebfeder dafür, dass die Netzbetreiber wie Unternehmen im Wettbewerb stetig nach Optimierungspotenzialen suchen; sei es bei der operativen Betriebsführung, sei es bei strukturellen Entscheidungen zum Netzausbau oder bei der Umsetzung von Digitalisierungsprozessen. Zugleich finden die tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber bei der Bestimmung der Erlöse vergleichsweise starken Eingang, womit die individuelle Situation der Netzbetreiber berücksichtigt wird.

Denkbare Alternativen zu diesem Modell sind die Verschiebung hin zu einem System mit noch stärkerer Kostenorientierung oder aber im Gegenteil eine stärkere Entkopplung von den tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers (Cost-plus vs. Yardstick-Ansatz). Beide Varianten erscheinen aufgrund insgesamt guter Erfahrungen mit dem derzeitigen Modell und des Anspruchs an eine gewisse Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens jedenfalls derzeit nicht angezeigt.

Drei Viertel der Verteilernetzbetreiber entscheiden sich für das sog. vereinfachte Verfahren, das eine Kostenprüfung, allerdings u.a. keine Teilnahme am Effizienzvergleichsverfahren beinhaltet. Das vereinfachte Verfahren mit seinen Prozessvereinfachungen für kleinere Netzbetreiber soll es grundsätzlich weiterhin geben. Anpassungen, um Effizienzsteigerungen zu erreichen, sind im Detail zu prüfen.

Fragen:

- Wird die These 1 geteilt oder welche alternativen Regulierungssysteme sollten vertieft geprüft werden?
- Gilt eine Zustimmung in gleicher Weise für die Verteilernetze Strom und Gas? Wie ist insbesondere die Gasnetztransformation einzuordnen?
- Gibt es Hinweise zur Weiterentwicklung des vereinfachten Verfahrens?

2. Dauer der Regulierungsperiode

Die im derzeitigen System vorgesehene fünfjährige Regulierungsperiode führt dazu, dass die beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers grundsätzlich einmal alle fünf Jahre erfasst und zur Grundlage der Erlösobergrenzenfestlegung gemacht werden.

Veränderungen bei den CAPEX können über den Kapitalkostenabgleich nachgefahren werden. Dies sollte grundsätzlich weitergeführt werden.

Veränderungen (egal ob Aufwüchse oder Absenkungen) bei den individuellen OPEX werden in der vorab vorgegebenen Erlösobergrenze mit Zeitverzug angepasst. Dies bietet die Möglichkeit für die Netzbetreiber, aus Effizienzsteigerungen Gewinne zu generieren. Zwischenzeitliche Kostenzuwächse oder -absenkungen innerhalb einer Regulierungsperiode finden dabei allerdings möglicherweise nur eine verzögerte oder keine Berücksichtigung.

In dem zunehmend dynamischen Umfeld der Stromnetzbetreiber werden Konstellationen geltend gemacht, in denen regelmäßige Anpassungen der OPEX erforderlich und angemessen sein werden. Dann nämlich, wenn zusätzlich aufwachsende OPEX, insb. bei Personal oder Software, die nicht aktiviert werden können, trotz realisierter Effizienzsteigerungen nicht durch die Erlösobergrenze finanziert werden können.

Im Gasbereich sind infolge der Dekarbonisierung ebenfalls dynamische Kostenentwicklungen zu erwarten; denkbar sind hier je nach individueller Konstellation Kostenrückgänge oder Kostenzuwächse.

These 2: Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, sollte die Regulierungsperiode deutlich verkürzt werden.

Unter bestimmten Bedingungen der Verfahrensvereinfachung (s.u.), wäre eine Dauer von drei anstatt fünf Jahren für eine Regulierungsperiode denkbar. Damit ist ein Zeitversatz bei der direkten Anerkennung von Kosten (im Sinne der Anerkennung oder Nicht-Anerkennung von Kosten) zwar nicht vollständig aufgehoben. Aus Sicht der Bundesnetzagentur bildet eine dreijährige Regulierungsperiode aber einen geeigneten Kompromiss aus einer regelmäßigeren Anpassung der Kosten an die Ausbaudynamik einerseits und Anreizen zur Effizienzsteigerung andererseits ab.

Die Verkürzung der Regulierungsperiode setzt allerdings eine Beschleunigung des Prüfzyklus voraus, die wiederum deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung voraussetzt. Elemente zur Beschleunigung werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

Ein Mittel zur Vereinfachung und Beschleunigung ist eine kurze Regulierungsperiode selbst. Durch kurze Prüfzyklen sinkt der Anreiz der Netzbetreiber zur Ausnutzung des „Basisjahreffektes“. Die Überprüfung etwaiger „Besonderheiten des Geschäftsjahres“ könnte insofern dosierter erfolgen, in der Prüfpraxis könnte grundsätzlich eher von einer Durchschnittsbildung ausgegangen und verstärkt auf handelsrechtliche Werte abgestellt werden.

Anpassungen innerhalb der Regulierungsperiode werden aber auch bei dreijährigen Prüfzyklen erforderlich bleiben. Diese sollen auch weiterhin über dauerhaft nicht beeinflussbare bzw. volatile Kostenkategorien abgebildet werden. Auch sollen die Veränderungen der Kapitalkosten weiterhin über das Modell eines Kapitalkostenaufschlags abgebildet werden können.

Fragen:

- Wird die These 2 geteilt?
- Wie bewerten Sie die Effektivität der Verkürzung der Regulierungsperiode hinsichtlich einer zeitgerechteren Abbildung von Kostenänderungen in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber einerseits und hinsichtlich der Erhaltung des Budgetansatzes als Anreiz für die Erhaltung der Kosteneffizienz andererseits?
- Welche alternativen Instrumente sehen Sie, um Kostenänderungen in der Erlösobergrenze kurzfristiger abzubilden und gleichzeitig Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz zu setzen?
- Welche – über die in diesem Papier gemachten Vorschläge hinausgehenden – Anpassungen halten Sie für denkbar, um eine Verkürzung der Regulierungsperiode operativ umsetzen zu können?

3. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten

Die ARegV sieht in § 11 Abs. 2 einen umfangreichen Katalog an Positionen dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile (dnbK) vor, die als solche nicht den Effizienzvorgaben unterliegen und jährlich angepasst werden können. Daneben sieht die Anreizregulierung die Kategorie der volatilen Kosten (vK) vor, die wie dnbK zwar jährlich angepasst werden können, aber dem Effizienzvergleich unterliegen.

Aktuell geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass es auch in einer zukünftigen Regulierung Kostenpositionen geben wird, die, abweichend vom Budgetansatz, als dnbK oder vK jährlich anpassbar sind und möglicherweise nicht dem Effizienzvergleich unterliegen. Allerdings ist der Katalog der dnbK historisch gewachsen, führt zu bürokratischen Datenmeldungs- und Anpassungsverfahren und setzt Fehlanreize. Diese sind zu überprüfen und abzubauen.

Im Rahmen einer Festlegung muss die Bundesnetzagentur die Kategorie der dauerhaft nicht beeinflussbaren und volatilen Kosten klar definieren, um sie von anderen (beeinflussbaren) Kosten abzugrenzen und zu begründen.

These 3: Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs sieht die Bundesnetzagentur 1) die Werthaltigkeit einer Kostenkategorie (finanzielle Bedeutung der Position „der Höhe nach“) sowie 2) deren Exogenität als zentrale Kriterien für geeignet an.

Eine sichere Aussage über die Exogenität einer Kostenposition sieht die Bundesnetzagentur nach dem aktuellen Stand der Überlegungen bei den vorgelagerten Netzkosten sowie den vermiedenen Netzentgelten als gegeben an.

Wo die Exogenität einer Kostenposition als solche nicht klar fassbar ist, könnten die Gleichartigkeit, mit der die Kosten bei den verschiedenen Netzbetreibern anfallen, sowie die Volatilität der Kostenentwicklung als Hilfskriterien verwendet werden.

Ein reduzierter Katalog der dnbK würde bei einer verkürzten Regulierungsperiode nicht so erheblich wirken wie dies bei der bisherigen fünfjährigen Regulierungsperiode der Fall wäre, da Kostenänderungen ohnehin im System kurzfristiger nachgefahren werden können.

Fragen:

- Wird die These 3 geteilt?
- Wie bewerten Sie die Kriterien zur Bestimmung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen?
- Welche Kostenkategorien müssten aus Ihrer Sicht weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare oder volatile Kostenkategorien betrachtet werden? Wie begründen Sie die Abgrenzung?

4. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

Die Bundesnetzagentur hat wahrgenommen, dass Teile der Branche die Abschaffung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors (PF) in seiner ursprünglichen Form fordern. Begründet wird dies u.a. damit, dass die Ermittlung eines PF methodisch anspruchsvoll und mit einem erheblichen Aufwand verbunden sei. Zudem wird vereinzelt bezweifelt, dass nach einer längeren Phase der Regulierung überhaupt noch ein über den allgemeinen Produktivitätsfortschritt hinausgehender sektoraler Produktivitätsfortschritt in der Netzwirtschaft zu verzeichnen sei.

Hingegen kann der Sachverhalt auch so eingeschätzt werden, dass der PF ein Standardinstrument eines Anreizregulierungssystems mit Regulierungsperioden und einer Inflationierung der Kosten über einen allgemeinen Preisindex ist. Ein über den allgemeinen Produktivitätsfortschritt hinausgehender technischer Fortschritt kann gerade über einen PF empirisch nachvollzogen werden. Sofern sich ein Produktivitätsfortschritt ermitteln lässt, würde der PF dazu führen, dass dieser zu Gunsten der Netznutzer abgeschöpft und an sie weitergereicht wird.

In jedem Fall wird die Bundesnetzagentur Optimierungspotenziale bei der Bestimmung eines PF prüfen. Hierbei stehen die Methodenauswahl, die Häufigkeit der Modellermittlung, der Aufwand bei der Ermittlung sowie die Art und Weise der Anwendung des VPI-PF-Terms in der Regulierungsformel im Fokus der Überlegungen.

These 4: Es gibt in der Netzwirtschaft weiterhin eine sektorspezifische Produktivitätsentwicklung (technischer Fortschritt). Diese ist abzubilden und methodische Anpassungen bei der Ermittlung und Anwendung des PF sind zu erwägen.

Fragen:

- Wird These 4 geteilt? Kommen Sie für die Sektoren der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber zu unterschiedlichen Einschätzungen? Wenn ja, warum?
- Welche alternativen Ansätze zur Bestimmung und Berücksichtigung sektorspezifischer Produktivitätsfortschritte und zur Abbildung der Inflation sollten geprüft werden?

5. Effizienzinstrumente

Instrumente zur Steigerung der Kosteneffizienz sind konstitutives Element einer Netzentgeltregulierung. Gerade in Phasen, in denen Netzstrukturen für die Zukunft dauerhaft angelegt werden, muss Effizienz ein Kriterium sein. Ineffiziente Netzstrukturen sind nicht mehr reversibel. Gleichmaßen gilt dies für die Gasnetzbetreiber, bei denen auch in Phasen der Transformation und der möglichen Stilllegung von Leitungen ein effizienter Netzbetrieb – und sei es ein effizient organisierter Stilllegungsprozess – zusätzliche unnötige Kostenbelastungen vermeidet.

These 5: Der Effizienzvergleich für die Stromverteilernetzbetreiber ist ein geeignetes Instrument und sollte ausgehend von der bisherigen Systematik im Strombereich weiterentwickelt werden.

Im Gasbereich stellt sich die Herausforderung, dass Netze zu unterschiedlichen Zeitpunkten von einem klassischen „Versorgungsbetrieb“ in eine Phase des „Abwicklungsbetriebs“ übergehen und damit schwerer vergleichbar sein können. Diese Phase wird dann durch nur begrenzt beeinflussbare Rückgänge in den Nutzerzahlen und heterogene Kostenentwicklungen geprägt sein, sofern manche Netzbetreiber zur Stilllegung oder zum Rückbau von Leitungen verpflichtet sind und andere nicht.

These 6: Ein Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber muss sorgfältig weiterentwickelt werden und muss Rücksicht auf die Entwicklungen in der Gasversorgungslandschaft nehmen. Vor Beginn einer Regulierungsperiode sollte die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs jeweils überprüft werden. Könnte ein Effizienzvergleich nicht mehr angewendet werden, müssen andere Anreizelemente herangezogen werden

Fragen:

- Werden die Thesen 5 und 6 geteilt?
- Welche Alternativen zu den etablierten Effizienzvergleichsmethoden sehen Sie im Strom- bzw. im Gasbereich?
- Wie bewerten Sie die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs für Verteilernetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber für die anstehende 5. Regulierungsperiode mit dem Basisjahr 2025?

6. Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“

Die Qualitätsregulierung konzentriert sich derzeit auf den Strombereich und dort auf Aspekte der Versorgungsqualität, abgebildet durch den SAIDI. Hierbei hat die Qualitätsregulierung derzeit zwei Triebfedern: Einerseits ergeben sich Anreize zur Qualitätsverbesserung allein dadurch, dass die Netzbetreiber den SAIDI-Wert veröffentlichen und im Fall schlechter Werte begründen müssen. Andererseits werden Verbesserungen der Qualität finanziell angereizt, indem eine besonders hohe Versorgungsqualität mit einem Bonus belohnt, Abweichungen nach unten aber durch einen Malus belegt werden.

These 7: Es ist sinnvoll, das bekannte Qualitätselement im Strombereich um Elemente zu ergänzen, welche die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber abbilden. Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen.

Denkbar ist hier, in einem ersten Schritt Indikatoren zu erheben, welche bspw. die Servicequalität und Energiewendeorientierung eines Netzbetreibers abbilden. Zu denken ist hier bspw. an die Geschwindigkeit zur Realisierung eines Netzanschlusses oder die Häufigkeit, mit der Erzeugungsanlagen bzw. steuerbare Verbrauchseinrichtungen abgeregelt werden. In einem zweiten Schritt könnten diese Indikatoren über alle Netzbetreiber veröffentlicht werden, um ein höheres

Maß an Vergleichbarkeit und Transparenz herzustellen. In einem dritten Schritt könnten diese Indikatoren mit finanziellen Anreizen belegt werden.

Das um diese Indikatoren zur Messung der „Energiewendekompetenz“ ergänzte Qualitätselement ist in der Rahmenfestlegung zum Regulierungssystem zu verankern. Die Methodik ist, wie bisher, in einer eigenständigen Entscheidung weiterzuentwickeln und künftig auszugestalten.

Fragen:

- Wird These 7 geteilt?
- Welche Parameter sollten in die Messung der Energiewendekompetenz der Netzbetreiber aus Ihrer Sicht einfließen? Wie könnten diese monetarisiert werden?
- Ist ein solcher Indikator auch für Gasnetzbetreiber vorstellbar? Welche messbaren Parameter halten Sie für geeignet? Wie könnten diese monetarisiert werden?

H. Bestimmung der Netzkosten

1. Erhaltungskonzeption

Derzeit wird das Sachanlagevermögen gemäß §§ 6, 6a Strom- und GasNEV mit einem Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung bewertet. Für Anlagenzugänge ab dem 01.01.2006 (Neuanlagen) wird grundsätzlich die Realkapitalerhaltung angewendet. Für vor dem 01.01.2006 aktivierte Anlagen (sog. Altanlagen) gilt bis zu ihrer vollständigen Abschreibung die Nettosubstanzerhaltung. Die für die Nettosubstanzerhaltung erforderlichen Preisindizes wurden nach jahrelangen gerichtlichen Auseinandersetzungen schließlich durch den Verordnungsgeber pauschalierend festgeschrieben.

These 8: Das Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung sollte abgelöst und auf eine einheitliche Bewertung gemäß der Realkapitalerhaltung umgestellt werden. Hierfür spricht schon grundsätzlich ein erhöhtes Maß an Transparenz, die damit einhergehende Bürokratienteilastung und Komplexitätsreduktion.

Die erhebliche Rechtsunsicherheit, die sich aus der Notwendigkeit zur Fortschreibung der Indexreihen ergibt, kann zudem aufgelöst werden. Hierbei ist aus Sicht der Bundesnetzagentur auch zu berücksichtigen, dass der Anteil der Neuanlagen (ab 2006) im Strombereich bereits so hoch ist, dass die Nettosubstanzerhaltung massiv an Bedeutung verloren hat.

Im Gasbereich kommt hinzu, dass die inhaltliche Rechtfertigung für das System der Nettosubstanzerhaltung – nämlich der fortdauernde Betrieb der Infrastruktur mit regelmäßiger Reinvestition der vereinnahmten, aufindexierten Abschreibungen in neue Anlagen – mit der absehbaren Stilllegung weiter Teile der Gasinfrastruktur nicht mehr gegeben ist.

Dabei sollte sichergestellt werden, dass Vermögensnachteile, die sich möglicherweise aus der Umstellung ergeben, angemessen ausgeglichen werden.

Fragen:

- Wird These 8 geteilt?
- Gibt es Sachargumente für die Beibehaltung des Systems der Nettosubstanzerhaltung getrennt nach Strom- und Gasverteilernetzen?
- Wie können denkbare Vermögensnachteile aus einer Umstellung von dem bisherigen Bewertungssystem auf eine ausschließliche Bewertung nach der Realkapitalerhaltung bestimmt und ausgeglichen werden? Oder sind bereits erhaltene auf Tagesneuwerten basierende Abschreibungsanteile Netznutzern zurückzuerstatten, da eine Wiederbeschaffung ausbleibt?

2. Nutzungsdauern

These 9: Im Strombereich besteht möglicherweise punktueller Änderungsbedarf. Die bestehenden Nutzungsdauern sind in geeigneter Weise weiter festzulegen, ggf. zu ergänzen. Zu prüfen ist die Einschränkung der Spannen oder das konsequente Abstellen auf einen einheitlichen Wert.

Im Gasbereich ist der Handlungsbedarf ungleich höher. Die Gasnetze werden angesichts der Dekarbonisierung des Energiesystems in ihrem wesentlichen Umfang nicht mehr so lange genutzt wie zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung geplant. Um den Netzbetreibern die Amortisation ihrer Investitionen in Sachanlagevermögen zu ermöglichen und um ein sprunghaftes Ansteigen der Netzentgelte zu Lasten der Netzkunden zu vermeiden, müssen die Nutzungsdauern so angepasst werden, dass die Restwerte zum Ende der Nutzungsdauer nahe null liegen. Um die Netzentgelte über den verbleibenden Nutzungszeitraum möglichst konstant zu halten, sollten sich die Kosten möglichst proportional zur Kundenzahl verändern.

These 10: Im Gasbereich sollten für diejenigen Netzteile, die absehbar keiner Folgenutzung durch Wasserstoff- oder Biomethan-Transport unterliegen, 1) eine Verkürzung der Nutzungsdauern und 2) die Umstellung auf einen degressiven Abschreibungsverlauf geprüft werden. Für Netze, die einer Folgenutzung unterliegen, könnten hingegen möglicherweise auch die aktuellen Abschreibungsverläufe beibehalten werden.

Die Bundesnetzagentur erkennt an, dass die entgeltseitige Begleitung der Transformation im Sinne einer gesicherten Amortisation der Investitionen und der Vermeidung sprunghaft steigender Entgelte am besten gelingt, je früher die Maßnahmen einsetzen. Allerdings herrscht derzeit noch erhebliche Unsicherheit über die konkreten Transformationspfade in den einzelnen Netzen. Insofern ist im Verfahren zu erörtern, wie angesichts der bestehenden Unsicherheit vorgegangen werden soll.

So kann erwogen werden, ob in einer Übergangsphase auf ein eher pauschales Abschreibungsverfahren umgestellt wird. Dieses würde sich von den einzelnen Anlagen lösen und das Sachanlagevermögen in Gänze zu einem Anteil wie bisher linear – unter Anwendung einer typisierten Nutzungsdauer – und zu einem Anteil degressiv abschreiben. Hierbei könnte den Netzbetreibern ein weiteres Ermessen eingeräumt werden, wie diese eher pauschale Abschreibung für ihr Netz zu parametrieren ist. Mögliche Fehlanreize in Bezug auf auslaufende Konzessionsverträge oder bevorstehenden Netzübergängen sind hierbei zu vermeiden.

Fragen:

- Werden die Thesen 9 und 10 geteilt?
- Wie kann ein pauschales Abschreibungssystem im Gasbereich konkret ausgestaltet werden?
- Auf Grundlage welcher Überlegungen würden Netzbetreiber ihre Nutzungsdauern bzw. Abschreibungsquoten im Gasbereich abschätzen? Wie kann die Angemessenheit der vorgenommenen Parametrierung gegenüber der Bundesnetzagentur belegt werden?
- Was sagen Sie zur Einschränkung der Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern – insbesondere im Strombereich?
- Welche Herausforderungen ergeben sich bei der Umsetzung, wenn die beschleunigte oder degressive Abschreibung der Gasnetze schon vor Beginn der 5. Periode eingeführt werden sollte?

3. Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)

Die Verzinsung des betriebsnotwendigen Vermögens nach der StromNEV und GasNEV erfolgt derzeit nach einem prüfungsintensiven und individuellen Verfahren, bei dem die individuellen Eigen- und Fremdkapitalpositionen sowie die individuellen, tatsächlichen Fremdkapitalkosten regulatorisch bestimmt werden. Überschießendes Eigenkapital wird mit niedrigen durchschnittlichen Fremdkapitalzinsen bewertet (sog. EK II). Dieses regulatorische Verfahren motiviert zu Bilanzoptimierungen und geht für die Beteiligten des Verfahrens mit einem erheblichen Aufwand einher. International ist ein stärker standardisierter WACC-Ansatz (weighted average cost of capital) gängig und von den Investoren anerkannt.

Die Bundesnetzagentur wird vor diesem Hintergrund die Umstellung auf eine pauschalisierte Kapitalkostenbestimmung mittels eines WACC prüfen.

Denkbar ist ein Modell, bei dem die kalkulatorischen Restwerte des Anlagevermögens unter Abzug der Baukostenzuschüsse, der Netzanschlusskostenbeiträge sowie der Investitionszuschüsse zzgl. des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens bestimmt werden. Dieses Vermögen wird bei einem WACC-Ansatz mit dem pauschalen Kapitalkostensatz verzinst. Für diesen Kapitalkostensatz sind eine kalkulatorische Eigenkapitalquote sowie brancheneinheitliche EK- und FK-Zinssätze zu bestimmen.

These 11: Mit der Einführung eines WACC würde eine Angleichung an den internationalen Standard und mit der stärkeren Standardisierung eine höhere Transparenz und Planbarkeit für Investoren erreicht. Zudem stellt der WACC ein von den tatsächlichen Kosten entkoppeltes Zinskostenbudget dar. Das Zinskostenbudget ist dabei unabhängig von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers. Anreize zu rein regulatorisch optimierten Finanzierungsstrukturen, die oft hohe Transaktions- bzw. Beratungskosten verursachen, werden dadurch vermieden. Im Ergebnis kann zudem eine reduzierte Komplexität und damit eine erheblich erleichterte Administrierbarkeit erreicht werden.

Fragen:

- Wird These 11 geteilt?
- Wie bewerten Sie den Vorteil einer vereinfachten Kapitalkostenbestimmung für die Vermittelbarkeit des Regulierungssystems, bspw. gegenüber Investoren?
- Bedarf es aus Ihrer Sicht der Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote?
- Wie sollte mit Zinsaufwendungen oder -erträgen aus langfristigen Rückstellungen umgegangen werden?

4. Vereinfachungen der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens

Gemäß den aktuellen Vorgaben aus StromNEV und GasNEV sowie der einschlägigen Rechtsprechung ist der Bedarf an betriebsnotwendigem Umlaufvermögen individuell zu bestimmen und zu begründen. Hieraus folgten in der Vergangenheit erhebliche gerichtliche Auseinandersetzungen und ein im Verhältnis zur materiellen Bedeutung unverhältnismäßiger Prüfungsaufwand.

These 12: Es kann je nach Anwendungsfall eine pauschale Quote zur Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens für Netzbetreiber, Verpächter und Dienstleister bestimmt werden. Die Höhe der Pauschale kann sich bspw. an denjenigen Werten orientieren, die im Rahmen der Verwaltungspraxis in den letzten Jahren seitens der Bundesnetzagentur als betriebsnotwendig anerkannt und von einer Vielzahl von Netzbetreibern ohne weitere Verfahren akzeptiert wurden.

Fragen:

- Wird These 12 geteilt?
- Welche Gesichtspunkte sind bei der Bestimmung des zu berücksichtigten Umlaufvermögens zu berücksichtigen?

5. Kalkulatorischer EK-Zinssatz

Die Höhe des für die 4. Regulierungsperiode festgelegten EK-Zinssatzes war und ist auch derzeit noch Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen zwischen den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur.

Für die Eigenkapitalverzinsung der im Kapitalkostenabschlag enthaltenen neuen Anlagen innerhalb der 4. Regulierungsperiode hat die Beschlusskammer 4 ein Konsultationsverfahren durchgeführt. Dieses sieht eine vom Zinssatz für die Bestandsanlagen abweichenden Zinssatz vor. Dieses aktuelle Verfahren der BK 4 ist rechtlich und methodisch nicht Gegenstand dieser Konsultation zur Anpassung des regulatorischen Rahmens. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die im Konsultationspapier der BK 4 vorgesehene Einführung eines (höheren) eigenständigen Zinssatzes für Neuanlagen nur für den Rest der 4. Regulierungsperiode zur Anwendung kommen wird und ab der 5. Regulierungsperiode wieder zu einem einheitlichen Zinssatz für Bestands- und Neuanlagen zurückgekehrt werden kann.

Eine Methode zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes für den Anlagenbestand wird Gegenstand der Verfahren zur Ausgestaltung des neuen Regulierungssystems für die nächste Regulierungsperiode sein. Die genauen methodischen Rahmenbedingungen zur Bestimmung des neuen Eigenkapitalzinssatzes sind dabei in Teilen auch abhängig von den sonstigen Parametern der neuen Regulierung, also bspw. der Dauer der Regulierungsperiode.

These 13: Vorzugswürdig ist die Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes für mindestens eine Regulierungsperiode. Es soll in einem Regulierungssystem mit Effizienzvergleich – insbesondere angesichts verkürzter Regulierungsperioden – keine jährliche Anpassung erfolgen. Es sollte einen für Neu- und Bestandsanlagen einheitlichen Zinssatz geben.

Fragen:

- Wird These 13 geteilt?
- Für welche Zeiträume soll der Eigenkapitalzinssatz aus Ihrer Sicht bestimmt werden?
- Sollte der Zeitraum zur Ableitung des Basiszinssatzes von 10 Jahren auf eine geringere Zahl an Jahren abgesenkt werden?
- Wie lässt sich gewährleisten, dass eine gewählte Methode dauerhaft und konsistent Anwendung findet?
- Sollte der Zinssatz für Strom- und Gasnetzbetreiber differenziert werden? Welche Methoden zur Ermittlung sektorspezifischer Zinssätze kämen hier in Frage?

6. Gewerbe- und Körperschaftsteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)

Derzeit werden Gewerbe- und Körperschaftsteuer auf kalkulatorischer Basis anerkannt und über Entgelte den Kunden in Rechnung gestellt. Damit erhalten zahlreiche Netzbetreiber einen Ausgleich für Gewerbe- und Körperschaftsteuerzahlungen in ihrer Erlösobergrenze, auch wenn sie tatsächlich keine oder nur in geringem Umfang Gewerbe- und Körperschaftsteuer zahlen (z.B. im Rahmen einer steuerlichen Organschaft oder eines steuerlichen Querverbunds).

Alternativ zu dieser Vorgehensweise könnte auf die tatsächlich gezahlten Beträge abgestellt werden. Bei Unternehmensverbänden müsste dann der dem Strom- oder Gasnetzbetrieb jeweils zuzurechnende Anteil der Gewerbesteuerzahlung des Querverbundes bzw. der Organschaft ermittelt werden.

These 14: Bei der Neuordnung des Regulierungsrahmens ist neu zu bewerten, ob die Anerkennung der Gewerbesteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis ermittelt oder auf den dem Netzbetreiber zugeordneten Anteil der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer begrenzt werden soll.

Fragen:

- Wird These 14 geteilt?
- Wie kann die dem Netzbetreiber zuzurechnende tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer der steuerlichen Organschaft eindeutig zugeordnet und ermittelt werden? Welcher zusätzliche Aufwand würde hierdurch entstehen?
- Würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen, gäbe es dann Gründe, die Körperschaftsteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis zu gewähren?
- Welche „Anpassungsstrategien“ der Netzbetreiber erwarten Sie, würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen?
- Welche Auswirkungen auf die Kommunen bzw. die Höhe der Netzentgelte erwarten Sie, würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen?

7. Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau

Unter den Rahmenbedingungen der angestrebten Dekarbonisierung werden in größerem Umfang Netzanschlüsse stillgelegt. Vereinzelt werden wegen bestehender rechtlicher Verpflichtungen auch Rückbauten von Netzanschlüssen und Teilen der Verteilernetzinfrastruktur erfolgen müssen. Stilllegungen und insbesondere auch Rückbauten werden sehr erhebliche Kosten verursachen, die in einer Phase der Transformation von einer immer kleiner werdenden Zahl an Kunden getragen werden müssen.

These 15: Für die nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen von Leitungen sollten Netzbetreiber Rückstellungen bilden. Die hierfür erforderlichen Zuführungen sollten auf Grund der erhöhten Ungewissheit der Inanspruchnahme auch regulatorisch als jährlich anpassbare Kostenposition anerkannt werden. Damit würden die zu erwartenden Kosten frühzeitig antizipiert und „zeitlich vorgezogen“, sie würden damit auch von der aktuell noch größeren Zahl an Netzkunden getragen werden.

Zugleich müssten die Rückstellungen so abgesichert werden, dass mögliche Erträge aus der Auflösung einer Rückstellung zu Gunsten der Netznutzer ausgeschüttet werden und nicht dem Netzbetreiber zufallen.

Fragen:

- Wird die These 15 geteilt?
- In welchem Umfang sind Sie zum Rückbau oder zur Stilllegung von Leitungen verpflichtet? In welchem Umfang rechnen Sie tatsächlich mit der Inanspruchnahme?



www.bundesnetzagentur.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA