Stellungnahme der Stromnetz Berlin GmbH zum Festlegungsentwurf eines Regulierungsrahmens und der Methode der Anreizregulierung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber (RAMEN Strom)

Aktenzeichen: GBK-25-01-1#1

29.07.2025

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

Inhalt

Vorbemerkungen 3
1. *Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Tenorziffer 2)* 4
2. *Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3)* .. 6
3. *Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)* 7
4. *Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6)* 7
5. *Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)* 12
6. *Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8) hier Regelungen 8.2 und 8.3 für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber* 14
7. *Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)* 15

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

Vorbemerkungen

Die Stromnetz Berlin GmbH (SNB) bedankt sich für die Möglichkeit, zum vorliegenden Dokument Stellung nehmen zu dürfen. Die vorliegende Stellungnahme ist als Ergänzung der Stellungnahme der SNB zum Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen RAMEN vom 28.02.2025 zu verstehen. Die bisher vorgetragenen Argumente behalten weiterhin ihre Gültigkeit.

SNB hat intensiv an den Stellungnahmen des BDEW und des VKU mitgearbeitet und macht sich deren Positionen im Wesentlichen zu eigen. Vorliegende Stellungnahme der SNB beschränkt sich deshalb auf besonders wichtige Positionen und ist im Übrigen als Ergänzung zu den Stellungnahmen der Verbände zu verstehen.

Der Anspruch der SNB und ihrer Mutter, der BEN Berlin Energie und Netzholding GmbH (BEN), an die heutige und die zukünftige Regulatorik ist, dass sie der SNB ein angemessenes regulatorisches Erlösniveau ermöglicht, also kostendeckende (sofern effizient) regulatorische Erlöse abbildet. Positive liquiditätswirksame Ergebniseffekte aus der Regulatorik, die nicht für die Tilgung von Krediten oder für die Zahlung von Zinsen und Zinsnebenkosten benötigt werden, stehen SNB für ihren Netzbetrieb und ihren vorausschauenden Netzausbau zur Verfügung. Es geht SNB also keinesfalls um maximale Renditen aus dem Netzbetrieb, die dauerhaft der Eigentümerin der SNB zur Verfügung zu stellen wären. Für einen ungebrochenen Fortschritt von Netzbetrieb und vorausschauendem Netzausbau darf es durch N.E.S.T. aber ebenso keinesfalls zu einer strukturellen Schlechterstellung der Netzbetreiber im Vergleich zum Status quo der Regulatorik kommen. „Keine strukturelle Schlechterstellung der Netzbetreiber“, das ist aus Perspektive der SNB der übergeordnete Bewertungsmaßstab für N.E.S.T.

SNB sieht sich derzeit unverändert gezwungen, gegen eine aus dem vorliegenden Entwurf unverändert hervorgehende Festlegung Beschwerde einzureichen, um ihre Chancen auf juristische Überprüfung gegen spätere Einzelfestlegungen zu wahren. SNB bittet die BNetzA erneut, zusammen mit den Verbänden eine Lösung zu finden, welche eine prophylaktische Klagewelle der Netzbetreiber vermeidet.

Die kursiv dargestellten Textpassagen sind aus dem Festlegungsentwurf RAMEN GBK-25-01-1#1 vom 18.06.2025 der Großen Beschlusskammer Energie (GBK) der BNetzA in die vorliegende Stellungnahme der SNB kopiert worden.

Die folgenden Anmerkungen beziehen sich auf den Tenor sowie die zugehörigen Begründungen. In den nachfolgenden Ausführungen werden auch z. T. bereits abschätzbare monetäre Effekte aufgeführt. Diese beziehen sich auf die Datenbasis der 3. Regulierungsperiode, da hierfür vollständige Ist-Daten vorliegen.

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

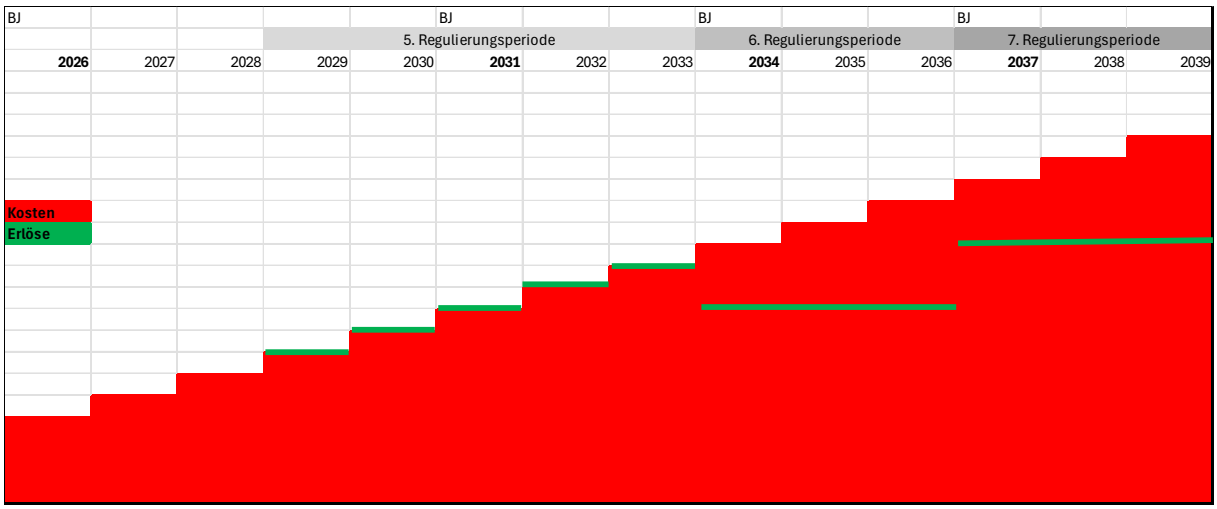
Vertraulichkeit: C2 - Intern

1. *Anreizregulierung; Beginn und Dauer der Regulierungsperiode (Tenorziffer 2)*

BNetzA: Tenor 2.3: [1]Eine Regulierungsperiode dauert drei Jahre.

BNetzA Randziffer 611: Das Kriterium der Treffsicherheit trifft eine Aussage, inwiefern das Instrument gewährleistet, dass nur tatsächlich angefallene bzw. anfallende zusätzliche effiziente OPEX eines Netzbetreibers in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden. Wenig treffsicher ist ein Instrument, wenn deutlich zu viel oder zu wenig OPEX in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden als im Rahmen von Kostenprüfung und Effizienzvergleich als betriebsnotwendige und effiziente Kosten anerkannt worden wären. … Maßstab ist ein dynamischer objektiver Effizienzkostenmaßstab, wonach die Netzentgelte die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen, als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.

Es liegen keine belastbaren Erkenntnisse vor, dass der Anstieg der OPEX bei SNB aufgrund der sich ändernden Versorgungsaufgabe bereits zum Ende des übernächsten Basisjahres 2031 abgeschlossen sein könnte. Mit nach 2031 wachstumsbedingt weiter ansteigenden OPEX und der Überführung der 2031 Basisjahr-OPEX würden ab 2034 die anteilig zugestandenen Erlöse für OPEX (unter Berücksichtigung von Verbraucherpreisindex und generellem sektoralen Produktivitätsfaktor) systematisch unterhalb der tatsächlichen OPEX der SNB liegen. Diese Unterdeckung liegt bei einer 5jährigen Regulierungsperiode ohne OPEX-Anpassung genauso wie bei einer 3jährigen Regulierungsperiode vor und kann zukünftig nicht nachgeholt werden. Nachfolgende Abbildung zeigt methodisch die mangelnde Treffsicherheit einer dreijährigen Regulierungsperiodendauer ab 2034, wie sie zur Konsultation steht. Dabei wird Treffsicherheit durch die OPEX-Anpassung innerhalb der fünften Regulierungsperiode unterstellt. Zwecks Übersichtlichkeit wurde der nicht wachstumsbedingte („normale“) Anstieg bei Kosten und Erlösen ausgeblendet. Es wird von einem 100 % effizienten Netzbetreiber ausgegangen.



Die Abbildung veranschaulicht, dass die Verkürzung der Regulierungsperiode mit Wirkung ab 2034 zu keiner Treffgenauigkeit der tatsächlich anfallenden effizienten OPEX führen kann. Eine systematische Treffgenauigkeit wäre nur für den Fall gegeben, wenn der transformationsbedingte

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

OPEX-Hochlauf 2031 abgeschlossen wäre. Die Ausführungen der BNetzA zur Treffgenauigkeit steht und fällt mit ihrer Planprämisse, dass der Kostenhochlauf der Verteilungsnetzbetreiber kurzfristig, bis Ende 2031, abgeschlossen sein wird.

Die Abbildung zeigt darüber hinaus auch, dass bei einem Wechsel von der fünften (mit OPEX-Anpassung) zur sechsten Regulierungsperiode (mit verkürzter Regulierungsperiode) die systematische Treffungenauigkeit einer verkürzten Regulierungsperiode bei anhaltendem OPEX-Hochlauf nochmals verstärkt würde. Diejenigen Kostenaufwüchse der Jahre 2032 und 2033, welche durch die OPEX-Anpassung in den beiden Jahren erlösseitig abgefedert werden, würden bei der Überführung in das regulatorische Budgetprinzip rückwirkend abgeschöpft werden.

SNB begrüßt, dass vorliegender Festlegungsentwurf zu RAMEN in Verbindung mit dem vierseitigen Begleitpapier zum OPEX-Aufschlag vorsieht, den VKU-Vorschlag samt seinen Grundprinzipien umzusetzen. Der OPEX-Aufschlag, so wie ihn der VKU in die Diskussion eingebracht hat, ist treffgenau. Eine Ex-post Berechnung der SNB belegt die Treffgenauigkeit. SNB hat hierzu den relevanten Anteil des anerkannten Ausgangsniveaus für das Basisjahr 2016 mittels ihrer tatsächlichen Entwicklung der Vergleichsparameter auf das entsprechende Kostenniveau des Basisjahres 2021 hochgerechnet. Die Summe aus den 2016er Kosten, den Effekten aus Verbraucherpreisindex und generellem sektoralen Produktivitätsfaktor sowie einem „Was-wäre-gewesen-wenn-OPEX-Aufschlag“ ergibt nahezu 100 % das relevante von der BNetzA für 2021 anerkannte Ausgangsniveau. Es wäre lediglich eine marginale Kostenunterdeckung verblieben.

Im Gegensatz zur verkürzten Regulierungsperiode, welche bei einem nach 2031 anhaltenden transformationsbedingten OPEX-Hochlauf nicht treffgenau sein kann, erfüllt der OPEX-Aufschlag dieses Kriterium der BNetzA für SNB in der Expost-Analyse punktgenau. Es liegen SNB keine Anhaltspunkte vor, warum der OPEX-Aufschlag in der fünften Regulierungsperiode weniger treffgenau sein sollte, wie er es in der Vergangenheit der Fall gewesen wäre. Während eine verkürzte Regulierungsperiode im Fall, dass die Planannahme der BNetzA nicht eintritt, die Treffsicherheit systematisch verfehlen muss, ist dies beim OPEX-Aufschlag nicht der Fall. Der OPEX-Aufschlag ist damit bzgl. des Kriteriums der „Treffgenauigkeit“ dem Ansatz einer verkürzten Regulierungsperiode überlegen.

SNB bittet die BNetzA, ihren Tenor 3.3 um die Prüfung zu erweitern, inwieweit der transformationsbedingte OPEX-Hochlauf bis Ende 2031 tatsächlich abgeschlossen sein kann. Wenn es überzeugende Anhaltspunkte dafür gibt, dass dieser OPEX-Hochlauf länger anhalten wird, sollte der OPEX-Aufschlag auch in der sechsten Regulierungsperiode an die Stelle einer verkürzten Regulierungsperiode treten.

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

2. *Sonderregelungen für die fünfte Regulierungsperiode (Tenorziffer 3)*

BNetzA Randziffer 690: Mit Blick auf die skizzierte Dynamik erscheint bei einer fünfjährigen Dauer in der fünften Regulierungsperiode allerdings die Einführung eines alternativen Instruments erforderlich, um Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger abzubilden. …Die netzbetreiberindividuelle Anpassung kann vom Erreichen einer oder mehrerer Erheblichkeitsschwellen bezüglich der Veränderung der Vergleichsparameter abhängig gemacht werden und damit auf solche Veränderungen beschränkt werden, die nicht als gewöhnliche Schwankungen im Rahmen des Budgetprinzips hinzunehmen sind. Die Umsetzung und nähere Ausgestaltung erfolgt durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2, Abs. 3 S. 1 EnWG.

BNetzA-Eckpunktepapier zur FL: Seite 2 zu Nr. 2: Der OPEX-Anpassungsfaktor hat nicht die Aufgabe, tatsächliche Änderungen der Betriebskosten exakt abzubilden. Er soll lediglich die Härten eines Budget-Prinzips bei kurzfristigen Veränderungen relevanter Vergleichsparameter auffangen, in dem er die aus den Effizienzvergleichen resultierenden Kenntnisse über kostentreibende Wirkungen nutzbar macht.

BNetzA-Eckpunktpapier Nr. 4: muss die Anpassung der Betriebskosten dabei nicht für jede einzelne Parameteränderung durchgeführt werden, sondern gegebenenfalls nur für solche, die signifikant genug sind, um eine relevante Veränderung der Betriebskosten zu bewirken. In der Folge wäre eine Erheblichkeitsschwelle zu definieren, die festlegt, ab welcher Größenordnung eine Parameteränderung berücksichtigt wird.

SNB begrüßt die Einführung eines OPEX-Anpassungsfaktor für die 5. Regulierungsperiode in der Form des vom VKU vorgeschlagenen Ansatzes ausdrücklich. Des Weiteren sieht es SNB positiv, dass die BNetzA in einem separaten Papier ihre ersten Überlegungen hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des OPEX-Anpassungsfaktors veröffentlicht hat. Im Papier plant die BNetzA die Einführung einer Erheblichkeitsschwelle für die Parameteränderungen, deren Überspringen für die Anwendung des OPEX-Anpassungsfaktors vorausgesetzt wird. SNB geht davon aus, dass damit Bagatellen abgefangen und unnötiger Bearbeitungsaufwand vermieden werden sollen. Falls der Schwellwert zu hoch angesetzt wird, besteht das Risiko, dass das Instrument nicht die versprochene Wirkung entfalten kann und relevante OPEX-Aufwüchse nicht kompensieren wird. Die Veränderung der Versorgungsaufgabe und die damit verbundenen wachstumsbedingten Kostenveränderungen gehören nicht zu den gewöhnlichen Schwankungen, die über den Budgetansatz abgegolten sind. Auch muss bei der Ausgestaltung der Erheblichkeitsschwelle berücksichtigt werden, dass die wachstumsbedingten Herausforderungen je Netzbetreiber unterschiedlich sind und damit auch die Veränderungen in den einzelnen Parametern unterschiedlich ausfallen. Für SNB sind im Vergleich zu einem eher ländlich geprägtem Netzbetreiber möglicherweise andere Parameter relevant. Diese Heterogenität muss in der Ausdefinition von Schwellenwerten der Vergleichsparameter berücksichtigt werden. Aus diesem Grund ist es für SNB wichtig, dass die angekündigte separate Festlegung für den OPEX-Anpassungsfaktor mit weiteren Konkretisierungen zeitnah vorgelegt wird, um für Planungssicherheit bei den Netzbetreibern zu sorgen.

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

3. *Ausgangsniveau (Tenorziffer 5)*

SNB verweist auf die Ausführungen in ihrer Stellungnahme zur StromNEF.

BNetzA Randziffer 732: … Soweit die Anwendung des Effizienzkostenmaßstabs in der Kostenprüfung erfolgt, fließen hingegen als eindeutig ineffizient identifizierte Kosten nicht in den Effizienzvergleich ein, weil sie vorher gekürzt werden. Dies könnte auch zum Vorteil betroffener Netzbetreiber im Effizienzvergleich sein. In diesem Zusammenhang sind auch vergleichende Betrachtungen zwischen Netzbetreibern bereits in der Kostenprüfung möglich, so etwa bei der Prüfung der Verlustenergiemengen im Basisjahr, sofern hiermit keine Vorwegnahme des Effizienzvergleichs verbunden ist. Bei derartigen Vergleichen, wie sie bislang bei der Verlustenergiemenge durchgeführt wurden, ist nämlich sichergestellt, dass in Bezug auf eine bestimmte Kostenart strukturell vergleichbare Netzbetreiber auf objektiver Basis miteinander verglichen werden, und dort Kosten identifiziert werden, die bei effizienten, strukturell vergleichbaren Netzbetreiber nicht entstehen würden. Dies ist systematisch mit dem im nächsten Schritt erfolgenden Effizienzvergleich nicht vergleichbar, dieser hat methodisch eine andere Zielsetzung. Auch erfolgt durch den insoweit fehlenden Abbaupfad der Ineffizienzen keine Ungleichbehandlung. Zugleich können die Netzbetreiber im Verfahren der Kostenprüfung individuelle Besonderheiten geltend machen, die bei entsprechender Nachweisführung individuelle Anpassungen ermöglichen.

SNB kann den Ausführungen der BNetzA nicht folgen. Die BNetzA hat nach § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG bei der Ausgestaltung des Effizienzvergleichs die objektiven strukturellen Unterschiede „angemessen“ zu berücksichtigen (vgl. auch Ausführungen der BNetzA zum Effizienzvergleich RZ 988). Bezogen auf die Effizienzmessung bei den Netzverlusten liegen laut RZ 906 entsprechende Vergleichsparameter vor. Damit ist aus Sicht von SNB ein sachgerechter Effizienzvergleich möglich. Es bedarf hier keine Vorabprüfung auf Effizienz im Rahmen der Kostenprüfung und keines Vorgriffs auf den Effizienzvergleich. Aus Sicht von SNB besteht das Risiko, dass Effizienzvorgaben doppelt erfolgen, in der Vorabeffizienzprüfung im Rahmen der Kostenprüfung und über die Anwendung des Ergebnisses des Effizienzvergleich, denn für die Netzverlustkosten sollen künftig auch weiterhin die Effizienzvorgaben wirken (vgl. Tenor 4.3). Daher bedarf es aus Sicht von SNB keiner Vorab-Effizienzprüfung von Kostenpositionen.

4. *Verbraucherpreisgesamtindex und genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (Tenorziffer 6)*

1. <u>Beibehaltung des Zeitverzuges bei der Inflationsanpassung von 2 Jahre (Tenorziffer 6.1)</u>

BNetzA: Randziffer 777: Die Heranziehung des letzten verfügbaren Ist-Wertes entspricht zunächst dem Grundansatz im Regulierungssystem. Der Budgetansatz der Anreizregulierung setzt durch die zeitweise Entkopplung von Kosten und Erlösen – auch neben der Effizienzvorgabe – Anreize, Optimierungspotentiale zu heben und so temporär Zusatzgewinne zu realisieren (siehe hierzu auch

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

Abschnitt 6.1.2). Das Budget sollte dabei soweit wie möglich ex ante feststehen, also vor Beginn des jeweiligen Jahres. Andernfalls kann es dazu kommen, dass sich das Budget im Nachgang als niedriger herausstellt, was aus unternehmerischer Perspektive – in der Wirkung – einer nachträglichen Kürzung ähnlich sein dürfte. Durch den Ansatz von Planwerten mit anschließendem Plan-Ist-Abgleich geht auch zulasten der Netzbetreiber Planungssicherheit verloren.

SNB kann in der Forderung – Beseitigung des Zeitverzugs bei der Inflationsanpassung - kein Aufweichen des Budgetansatzes erkennen. Die Grundsystematik der Anreizregulierung bleibt erhalten, denn das OPEX-Budget wird an die Inflationsentwicklung angepasst. Die Anpassung des Budgets sollte allerdings nicht lückenhaft erfolgen. Durch den Zeitverzug fehlen SNB jährlich 2 Jahresscheiben Inflationsausgleich, die vorfinanziert werden müssen und zu keinem Zeitpunkt aufgeholt werden können. Sie können also systematisch nie erlöst werden. Die folgende Abbildung zeigt das Grundproblem des Zeitverzuges.

$$EOG(2025) = BJKosten(2021) * [Inflation(2023) - Produktivität]$$

seit BJ 4 Jahre Inflation → in Erlös Inflation 2 Jahre

Der von SNB in der Stellungnahme zum Sachstandspapier zu Tenor und Erwägungen RAMEN vorgeschlagene Planansatz würde die Problematik der kumulierten Unterdeckung der Preisanpassung für OPEX ausgleichen. Ein Abstellen auf einen anderen Wertansatz, der die kumulierte Wirkung enthält, wäre ebenso denkbar. Beispielsweise könnte man rollierende jährige Istwerte des VPI nutzen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die negative kumulative Wirkung des t-2 Zeitverzugs methodisch. Die Unterdeckung beläuft sich auf 4 % pro Jahr bei der Annahme eines VPI von jährlich 2%. Bezogen auf die konkreten vorrübergehend nicht beeinflussbaren OPEX der 3. Regulierungsperiode ergibt sich für SNB bei einem VPI von nur 2 % eine Finanzlücke von ca. [redacted] Mio. EUR, mit ansteigenden OPEX würde sich die Finanzlücke zukünftig erhöhen.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
VPI	100,0	102,0	104,0	106,0	108,0	110,0	112,0	114,0	116,0	118,0	120,0	122,0	124,0
VPI ohne Zeitverzug				6,0%	8,0%	10,0%	12,0%	14,0%	5,5%	7,3%	9,1%	10,9%	12,7%
EOG													
4. RP (t-2)				2,0%	4,0%	6,0%	8,0%	10,0%					
5. RP (t-2)								30,0%	1,8%	3,6%	5,5%	7,3%	9,1%
Verlust an Inflationsausgleich				-4,0%	-4,0%	-4,0%	-4,0%	-4,0%					-3,6%

Tabelle

BNetzA Randziffer 780: Kommt es trotz des Zielwertes der EZB von 2 % zu einem Sprung der Inflation – wie etwa im Zuge des Überfalls Russlands auf die Ukraine – hätte auch ein Planansatz nicht abgeholfen, da gerade solche Entwicklungen bei der Ermittlung eines geeigneten Prognosewertes noch nicht berücksichtigt werden konnten. Ein Planwert hätte dabei den Sprung der Inflation ebenfalls nicht abgebildet.

SNB stimmt mit der BNetzA dahingehend überein, dass Krisen nicht vorhersehbar sind. SNB

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

widerspricht der BNetzA allerdings in der Aussage, dass Planansätze für den Inflationsausgleich nicht geeignet sind. Wenn bei der Inflationsanpassung in den Jahren der Ukrainekrise auf Planwerten aufgesetzt worden wäre, würden krisenbedingt schnell hochlaufende Entwicklungen der Kosten auch zeitnah in den Erlösen der Netzbetreiber abgebildet werden. Je nach Ausgestaltung des Planansatzes würden über die VPI-Prognose auch krisenbedingte Veränderungen der Inflation Berücksichtigung finden. Inflationsprognosen von einschlägigen Institutionen (Banken, Ifo, destatis.de, etc.) werden regelmäßig unterjährig aktualisiert, so dass auch durch Krisen ausgelöste Veränderungen in die möglichen Planwerte eingehen würden. Wie bereits ausgeführt, geht es SNB vor allem um die Korrektur einer systematischen Nichtberücksichtigung von zwei Jahren Inflation. Ein möglicher Planansatz für VPI oder rollierende Ist-VPI wären dann lediglich (unbürokratische) Lösungsansätze.

BNetzA RZ 781: Auch das Unterbleiben einer Inflationierung zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode infolge der Heranziehung des VPI-Wertes des vorletzten Kalenderjahres ist – entgegen den Stellungnahmen – keine Inkonsistenz aufgrund des Ansatzes von Ist-Werten, sondern Ausfluss des Ansatzes, dass das System insgesamt vom Basisjahr als repräsentativem Zustand startet („Repräsentativität der Basisjahres"). Daraus folgt, dass nicht nur der VPI erst im ersten Jahr der Regulierungsperiode startet, sondern auch der Xgen und insbesondere der Abbaupfad für vorliegende Ineffizienzen. Letzteres führt dazu, dass das Ausgangsniveau zwei Jahre lang keiner Abbauvorgabe unterworfen wird, obwohl Netzbetreiber zu jeder Zeit und in jeder Konstellation Effizienzanstrengungen unternehmen sollten, so wie dies bei einem im Wettbewerb stehenden Unternehmen der Fall ist (siehe hierzu auch die Ausführungen zu Tenorziffer 10.2). Bei einer Umstellung müsste entsprechend auch der Abbaupfad mit dem Basisjahr beginnen, so dass beispielsweise bei einem dreijährigen Abbaupfad im ersten Jahr der Regulierungsperiode der Abbau der Ineffizienzen bereits vollständig abgeschlossen sein müsste. Ein selektives Vorgehen wäre eine nicht gerechtfertigte Inkonsistenz.

Die Argumentation der BNetzA verkennt die unterschiedlichen Zwecke zwei verschiedener Regulierungsinstrumente (Inflationsanpassung und Effizienzbewertung). Die Inflationierung der Basisjahrkosten, korrigiert um die Produktivitätsvorgabe (Xgen), folgt der Wettbewerbsanalogie, in dem Preis- und Produktivitätsentwicklung zeitnah in die Erlöse überführt werden können. Dagegen ist der Abbaupfad ein Sicherheitsinstrument, um methodische Unsicherheiten im Effizienzvergleich abzufedern. Ein einfaches Beispiel zeigt, dass mit der Bewertung des Zeitverzugs beim Inflationsausgleich und dem Abbaupfad zwei verschiedene Dinge vermischt werden. Ein Netzbetreiber, der einen Effizienzwert von 100 % aufweist, kann keinen vermeintlichen Vorteil aus dem Abbau von Ineffizienz mit Beginn der Regulierungsperiode erlangen, er wird allerdings durch die verspätete und unzureichende Gewährung tatsächlicher Preissteigerungen benachteiligt. In der Wirkung untergräbt der t-2 Zeitversatz der Inflationsanpassung die Mittelausstattung der Netzbetreiber, während der Abbaupfad die Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben gewährleisten soll.

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

BNetzA weiter RZ 781: Entgegen den Stellungnahmen folgt aus der Beseitigung der Doppelanpassung von Kostenanteilen, die bereits anderweitig jährlich in der Regulierungsformel angepasst werden (Kapitalkosten, volatile Kostenanteile) auch nicht, dass nicht mehr der Wert des VPI des vorletzten Kalenderjahres herangezogen werden dürfte. Insoweit fehlt es schon an einem systematischen Zusammenhang.

Wie oben ausgeführt geht es beim vorliegenden Zeitverzug nicht um einen Planansatz im klassischen Sinne. Der Planansatz ist nur ein Hilfsmittel, die kumulierte Unterdeckung des Inflationsausgleiches zu gewährleisten. Entgegen der Aussage der BNetzA erfolgt dies bei den Kapitalkosten im Rahmen des Kapitalkostenaufschlages. Es werden die tatsächlichen Inflationsentwicklungen der Anschaffungs- und Herstellungskosten in die Erlöse überführt, wie die BNetzA selbst feststellt (Vgl. RZ 790) und daher wird auch keine weitere Inflationsanpassung vorgenommen. Beim OPEX entsteht durch den Zeitverzug eine systematische Unterdeckung des Inflationsausgleichs, da der Budgetansatz die Kosten des Basisjahres zu Grunde legt und die erlösseitige Inflationsanpassung erst 2 Jahre verspätet erfolgt und dann um 2 Jahresscheiben zu gering ausfällt.

Auch das WIK, welches die BNetzA beim Xgen berät, hat festgestellt, dass der Zeitverzug bei der Inflationsanpassung zur Unterdeckung der anerkannten effizienten Kosten bei ansteigenden Kostenverläufen führt, der man mit der Heilung des Zeitverzugs begegnen kann.[1] Weiterhin bestätigt das WIK die reziproke Wirkung von Inflationsanpassung auf CAPEX und des Zeitverzugs bei der Inflationsanpassung von OPEX. Damit bestätigt das WIK indirekt die einseitige systematische Beseitigung von „Fehlern" im bestehenden Regulierungssystem durch den Wegfall der Inflationierung der CAPEX durch die BNetzA im Rahmen von NEST.

Das WIK zeigt auch mögliche Ansätze auf, wie diese Unterdeckung beseitigt werden kann. Würde die systematische Unterdeckung auf Grund des Zeitverzugs bei der Inflationsanpassung nicht beseitigt werden, wäre dies ein Verstoß gegen die EU-rechtlichen Vorgaben, denn Art. 18 Abs. 1 besagt, dass sich die effizienten Kosten des Netzbetriebes in den „Tarifmethoden" widerspiegeln sollen. Aus Sicht von SNB gibt es Umsetzungsmöglichkeiten, die auch ohne Planansätze funktionieren können. SNB verweist an dieser Stelle erneut auf den von ihr gemachten Vorschlag zur Beseitigung des Zeitverzugs für die Inflationsanpassung in ihrer Stellungnahme vom 28.02.2025 sowie auf die BDEW-Stellungnahme.

2. <u>Prognoseeigenschaft des allgemeinen Produktivitätsfaktors (Xgen) (Tenorziffer 6.2)</u>

BNetzA Randziffer 793: Es ist aus Sicht der Beschlusskammer nicht erforderlich, bereits in der Festlegung RAMEN sachgerechte Maßstäbe für die Bestimmung des Xgen auch im Hinblick auf die Prognosequalität zu benennen, damit die Ermittlung wissenschaftlich fundiert und robust erfolgt. Denn es ist bereits bislang Prüfungsmaßstab ist, dass die verwendeten Methoden wissenschaftlichen

[1] Vgl. WIK (2024), Diskussionsbeitrag Nr. 519: Ausgestaltungsmöglichkeiten eines generellen X-Faktors bei der Neugestaltung des deutschen Regulierungsrahmens, Seite 12

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

Standards entsprechen. Eine explizite Aufnahme entsprechender Kriterien in die Rahmenfestlegung erscheint vor diesem Hintergrund nicht geboten. Vielmehr ist die Ausgestaltung der Methodik der Festlegung nach § 21a Abs. 3 S. 3 Nr. 7 EnWG (Methodenfestlegung Genereller Sektoraler Produktivitätsfaktor) vorbehalten. Auf dieser Stufe wird die Methodik entsprechend des europäischen und nationalen Rechtsrahmens konkretisiert. Die vorliegende Festlegung setzt den Rahmen für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung. Hierbei ist der Xgen ein Baustein. Ferner tritt die Beschlusskammer der Behauptung entgegen, der Xgen sei historisch überschätzt worden. Ein systematischer Fehler in der verwendeten Methodik ist nicht gegeben, da beispielsweise im Strombereich in der zweiten Regulierungsperiode und den Vorperioden der festgelegte Xgen unterschätzt wurde.

BNetzA Randziffer 794: Vorgetragen wurde ferner, dass eine Evaluierung der Prognosegüte der Vergangenheit ein integraler und unverzichtbarer Teil des Prognoseprozesses sein müsse. Dies sei durch den Vergleich von historischen bzw. hypothetischen Prognosewerten mit zwischenzeitlich realisierten Größen möglich. Eine Ermittlung des Prognosefehlers und etwaige Anpassungen der Prognosemethode seien in der Wissenschaft ebenso wie in der professionellen Praxis absoluter Standard. Der Vortrag eines Prognosefehlers wird nicht geteilt, zumal die Festlegung und die Evaluierung des Xgen mit den gleichen Maßstäben erfolgt, welche bereits weitgehende Sicherheitspuffer zugunsten der Netzbetreiber enthalten. Ohne letztere ergäbe sich ein konträres Bild. Darüber hinaus sind Prognosen stets mit Unsicherheit behaftet. Die Aussagekraft des bisherigen kurzen Zeitraums der Xgen-Ermittlung lässt eine zuverlässige Evaluation der Prognosegüte kaum zu, da es temporäre Schocks gibt (besonders stark durch die Corona-Pandemie und den Überfall Russlands auf die Ukraine), wodurch Produktivitätsmessung über den Zeitraum einzelner Regulierungsperioden mit großer Unsicherheit verbunden sind. Dem gegenüber steht auch die Beobachtung, dass beispielsweise im Strombereich der Xgen in der zweiten Regulierungsperiode unterschätzt wurde. Ein systematischer Fehler in der verwendeten Methodik ist somit nicht gegeben.

Die BNetzA behauptet, dass dem Prognosefehler in der 3. Regulierungsperiode zu Lasten der Netzbetreiber ein Prognosefehler in der 2. Regulierungsperiode zu Gunsten der Netzbetreiber gegenüberstehe, dass sich die Fehler über die Zeit ausgleichen und damit kein systematisches Problem bestehe. Einen Nachweis der Unterschätzung des Xgen für die 2. Regulierungsperiode hat die BNetzA nicht vorgelegt. Die Verbände (BDEW, VKU, Geode) haben für alle Perioden der Anreizregulierung eine ex-post-Analyse erstellt und diese Analysen zeigen für alle Xgen-Werte eine Überschätzung auf (vgl. Tabelle Stellungnahme des BDEW vom 14.03.2025, Seite 30). Daher ist die Aussage der BNetzA nicht nachvollziehbar und nicht belegt.

Die BNetzA sagt, dass Kriterien zur Sicherstellung der Prognosequalität nicht in die RAMEN-Festlegungen gehören und verweist auf die Methodenfestlegung. Leider sind auch im Entwurf zur Methodenfestlegung des Xgen keine Kriterien enthalten, wie künftig die Prognosegüte sichergestellt werden soll. Vor dem Hintergrund des massiven Prognosefehlers für die 3. Regulierungsperiode mit entsprechender finanzieller Belastung für SNB ist nicht nachvollziehbar, wie die BNetzA behaupten kann, dass der bisherige Prüfungsmaßstab ausreichend sei und daher

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

auf sachgerechte Maßstäbe verzichtet werden könne. Diese Maßstäbe sollen zukünftig eine methodisch robuste Ermittlung des Xgen nach wissenschaftlichen Standards ermöglichen.

Darüber hinaus sagt die BNetzA, dass Prognosen immer mit Unsicherheiten behaften seien, man könne daher nie den tatsächlichen Wert vorhersagen. Genau aus diesem Grund ist es wissenschaftlicher Standard, dass die Prognosegüte mittels ex-post-Analysen überprüft wird, um ggf. Rückschlüsse für künftige Prognosen zu ziehen. Die geplante Abschaffung einer Methode, wie sie im Festlegungsentwurf zum Xgen angedacht ist, führt ebenfalls nicht dazu, dass die Prognosegüte erhöht wird. Auch das WIK, welches die BNetzA beim Thema Xgen berät, äußert sich im Diskussionspapier 519 (2024) dahingehend, dass es keine überlegene Methode gibt. Aus diesem Grund ist es sachlich geboten, weiterhin die Methodenpluralität beizubehalten, Plausibilisierungsstandard einzuführen, um damit eine angemessene Prognosegüte abzusichern. Es besteht die Sorge, dass die Prognosegüte weiter sinken wird, wenn die Xgen-Prognose nach den bisherigen Ansätzen fortgeführt wird. Der Verweis auf die inhärenten Unsicherheiten von Prognosen greift aus Sicht von SNB deutlich zu kurz und erfüllt damit nicht die EnWG-Vorgaben, Methoden nach wissenschaftlichen Standards einzusetzen.

Die Prognosefehler gingen in der Vergangenheit zu Lasten der NB. Für den Xgen Strom ergab sich der bisher größte Fehlprognosewert in der 3. Periode. Der Xgen Strom wurde hier um den Faktor 15 zum Nachteil der Netzbetreiber überschätzt. Diese erheblichen finanziellen Auswirkungen ([redacted] Mio. EUR in der 3. RP für SNB) fehlen für die Umsetzung der energiewendebedingten Herausforderungen.

5. *Kostenanteile, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen (Tenorziffer 7)*

BNetzA: Als $KA_{nEu,t}$ *werden die Kosten oder Erlöse aus … festgelegt.*

Zu Nr. 1 der erforderlichen Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen
Abschaffung Entgelte an dezentrale Erzeugung als $KA_{nEu,t}$

BNetzA Randziffer RZ 843: Die im Sachstandspapier Tenorierung mit Erwägungen noch enthaltene KA_{nEu}*-Position der vermiedenen Netzentgelte (Tenorziffer 7.5 S. 1 Nr. 2 im Sachstandspapier) ist nach aktuellem Stand nicht mehr relevant und entfällt daher. … Darüber hinaus treten die nach §§ 21a und 24 EnWG a.F. erlassenen Rechtsverordnungen, und damit auch § 18 StromNEV, ohnehin zum 31.12.2028 außer Kraft.[53] Ohne eine Nachfolgeregelung sind Entgelte für dezentrale Einspeisung ab dem Jahr 2029 daher auch unabhängig vom Ausgang des Festlegungsverfahren GBK-25-02-1#1 nicht mehr zu gewähren. Mithin bedarf es keiner Einstufung vermiedener Netzentgelte in Bezug auf* KA_{nEu}*.*

Die Entgelte für dezentrale Einspeisungen haben aus Sicht von SNB eine Berechtigung, denn insbesondere in Netzen mit viel Last können diese dezentralen Einspeisungen einen Beitrag zur Vermeidung von vorgelagerten Netzkosten leisten. Reduzieren sich diese Einspeisungen in den

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

Netzgebieten, muss die Bezugsleistung zum vorgelagerten Netz ansteigen. Auf Grund des Preisgefüges werden sich dadurch die Kosten des vorgelagerten Netzes verteuern. Das Entgelt für dezentrale Einspeisungen beträgt heute ca. 25 % des Entgeltes für die vorgelagerten Netze. Durch die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte verteuert sich die zusätzliche Bezugsleistung um 75 % im Vergleich zur verdrängten Einspeiseleistung. Darüber hinaus muss auch die Netzkuppelkapazität zum vorgelagerten Netz erhöht und ausgebaut werden, was wiederum zu höheren Netzkosten für die Verbraucher im Netzgebiet führen wird. SNB muss zusätzlich Baukostenzuschüsse leisten, die sich ebenfalls kostenerhöhend niederschlagen. Das widerspricht den Aussagen der BNetzA (Rn 34, GBK-25-02-1#1). Insgesamt ist es wahrscheinlich, dass der Wegfall der vermiedenen Netznutzungsentgelte [redacted] für die Berliner Kunden führen wird. Daher spricht sich SNB für die Beibehaltung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen als $KA_{nEu,t}$ aus.

Zu Nr. 2 betriebliche und tarifvertragliche Vereinbarungen zu Versorgungsleistungen, …

BNetzA Randziffer 859: Unabhängig vom konkreten Modell der Ausgestaltung der Versorgungsleistungen (etwa als Direktzusage, mittels Contractual Trust Agreement (CTA) oder über eine Versorgungskasse) erfolgt eine gesamthafte Anpassung des Kostenanteils im Laufe einer Regulierungsperiode einschließlich aller etwaigen Zinskomponenten. Die Zinskomponenten schließen dabei den Aufwand aus der Auf- und Abzinsung sowie auch ggf. die Abbildung des Kurswertänderungsrisikos (Aufwand oder Erträge aus dem Deckungsvermögen) ein.

SNB hatte das Sachstandspapier zu Tenor und Erwägung aus dem Januar 2025 so verstanden, dass es bei nicht vorhersehbaren und besonderen Fremdkapitalzinsentwicklungen im Zusammenhang mit der Altersversorgung noch laufende Diskussionen innerhalb der Großen Beschlusskammer Energie gab, diese besonderen Effekte ggf. mittels Regelungen über KA_{nEu} oder über volatile Kosten zu berücksichtigen. Das hatte SNB in ihrer Stellungnahme vom 27.02.2025 begrüßt. Vorliegender Festlegungsentwurf sieht eine solche Regelung nun grundsätzlich, also nicht nur in besonderen Fällen vor.

Die BNetzA lässt unbegründet, warum bei diesen Zinseffekten vom ansonsten weit überwiegend geltenden regulatorischen Budgetprinzip abgewichen wird. Aus dem Systemwechsel hin zu einem pauschalen WACC folgt konsequent, dass auch die Zinseffekte im Zusammenhang mit der Altersversorgung über diesen pauschalen Fremdkapitalzinssatz als Teil des WACC abgegolten werden. Die Chance auf Entbürokratisierung wird an dieser Stelle vertan. SNB spricht sich dafür aus, die KA_{nEu}-Regelung für Auf- und Abzinsung sowie Kurswertänderungen nur in nicht vorhersehbaren und besonders werthaltigen Ausnahmen anzuwenden.

BNetzA Randziffer 863: … muss ein Teil der über den WACC-Ansatz pauschal anerkannten

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

Fremdkapitalzinsen anhand der tatsächlichen Verhältnisse der Rückstellungsbestände im Basisjahr bezüglich der Versorgungsleistungen als Teil von $KA_{nEu,0}$ bestimmt, von $CAPEX_0$ abgezogen und als $KA_{nEu,t}$ angepasst und fortgeführt werden.

Die vorstehende Korrektur eines Anteils der regulatorischen Verzinsung innerhalb der KA_{nEu}, wie sie gemäß Tenorziffer 10 des Festlegungsentwurfs zur StromNEF geregelt wird, steht im Widerspruch zu den Entscheidungskriterien der BNetzA und würde einen erneuten deutschen Sonderweg zulasten der Transparenz bedeuten.

Die BNetzA weist unter Randziffer 816 darauf hin, dass der Gesetzgeber nunmehr deutlich mache, dass die Einordnung der Kostenanteile vorrangig anhand ökonomischer Kriterien erfolgen könne. Das wesentliche Kriterium sei demnach die Nicht-Umsetzbarkeit von Effizienzvorgaben. Die BNetzA folgert daraus, Kosten dem regulatorischen Budgetprinzip zu unterwerfen, soweit Effizienzveränderungen durch den Netzbetreiber möglich sind. Infolge dieses Kriteriums wird der bisherige Katalog an Kostenarten, die aktuell als dauerhaft nicht beeinflussbar reguliert werden, minimiert. Mit Einführung eines WACC-Modells unter Berücksichtigung eines pauschalen sektorspezifischen Fremdkapitalzinssatzes und mit einer pauschalen kalkulatorischen Eigenkapitalquote von 40 % haben die Netzbetreiber neue Möglichkeiten, ihre Finanzierung effizienter vorzunehmen. Das ist im Kern – neben Verfahrensvereinfachungen – auch die Begründung für die Einführung eines pauschalen WACC. Dass die fachliche Begründung für die Einführung eines pauschalen WACC sowie das Hauptkriterium für die Klassifizierung von Kosten in KA_{nEu} an dieser Stelle nicht berücksichtigt werden, kritisiert SNB ausdrücklich. Die Widersprüche sind zu korrigieren.

Die mit Einführung eines pauschalen WACC verbundene zusätzliche Transparenz würde sogleich wieder geschmälert werden. Auf die Frage von Stakeholdern (Geschäftsführung, Eigentümer, Banken, Senatsverwaltungen usw.) nach dem regulatorischen WACC müsste eine Fußnote an den von der BNetzA festgelegten WACC gesetzt werden. Dort müsste dann erklärt werden, warum der festgelegte WACC nicht der wirksame WACC ist, wie hoch der wirksame WACC ist und warum jeder Netzbetreiber seinen eigenen WACC hat. SNB bittet nachdrücklich darum, den erneuten Wiedereinstieg in einen deutschen Sonderweg zu vermeiden, kaum dass die deutsche Bilanztiefenprüfung der Passivseite vernünftigerweise abgeschafft sein wird.

6. *Volatile Kostenanteile (Tenorziffer 8) hier Regelungen 8.2 und 8.3 für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber*

BNetzA: Tenor 8.3: [1]Weitere Kostenanteile, insbesondere Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie, können durch eine Festlegung nach § 21a Abs. 2 und Abs. 3 S. 1 EnWG unter Beachtung der Grundsätze in der Ziffer 8.1 als volatile Kostenanteile festgelegt werden, einschließlich ihrer Anpassbarkeit im Verlauf einer Regulierungsperiode sowie Regelungen zu Anreizen, die gewährleisten, dass Kosten dabei nur in effizientem Umfang in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. [2]Hierbei

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

können solche Kostenanteile außer Betracht bleiben, die eine geringe Werthaltigkeit aufweisen.

Die Beschaffungskosten für den Betriebsverbrauch, wenn auch nicht so werthaltig, unterliegen bei der Beschaffung denselben Preisschwankungen wie die Kosten für die Beschaffung der Verlustenergie. Sie sollten deshalb ebenfalls als volatile Kosten in Tenor Ziffer 8.2 festgelegt bzw. mindestens als Regelbeispiel in Tenor Ziffer 8.3 aufgeführt werden, da diese Preisvolatilität von SNB nicht beeinflussbar ist.

Grünstellung der Kosten für die Netzverlustbeschaffung

SNB bedauert, dass die Energiebeschaffungskosten zur Deckung von Netzverlusten im Fall von grüngestellter Energie im Rahmen der volatilen Kosten von der BNetzA ohne Begründung unberücksichtigt bleiben.

SNB möchte insbesondere die Bedeutung der Bankenregulierung betonen. Die Leitlinien zum Management der Umwelt-, Sozial- und Governance-Risiken der European Banking Authority gelten für größere Banken bereits ab 11.01.2026. SNB befürchtet, im Wettbewerb um knappe Finanzmittel zukünftig schlechtere Chancen als wettbewerblich agierende Unternehmen zu haben. Diese Befürchtung ergibt sich für SNB aus den Prüfkriterien der Banken gemäß vorstehend genannter Leitlinien. In Abhängigkeit der Prüfergebnisse beim Kredit nachfragenden Unternehmen ergeben sich konkrete Konsequenzen bezüglich der möglichen Fremdkapitalfinanzierung dem Grunde nach und ihrer Bepreisung der Höhe nach. So heißt es in den Leitlinien zu den Folgen unter Randnummer 46 b): „Anpassung der finanziellen Konditionen (z. B. vertraglich vereinbarter Garantien und Korrekturmaßnahmen), Bedingungen (z. B. Laufzeit) und/oder Preisgestaltung auf Grundlage für das ESG-Risiko relevanter Kriterien sowie der Risikostrategie und der für das interne Kapital geltenden Grundsätze des Instituts;".

Aus eigener Erfahrung weiß SNB, dass Grünstellung und Nachhaltigkeit im Prüfungsverfahren von Banken neben Assetmanagement und regulatorisch planbaren Erlösen schon heute ein großes Gewicht in den Vergabeentscheidungen der Banken einnehmen.

SNB bittet die BNetzA, diesen Aspekt bei der zukünftigen Ausgestaltung des volatilen Elements bzgl. der Netzverlustthematik zu berücksichtigen.

7. Effizienzvergleich (Tenorziffer 10)

BNetzA Randziffer 988: Vorgabe im Regelbeispiel nach § 21a Abs. 3 S. 4 EnWG insofern näher bestimmt wird, als dass die objektiven strukturellen Unterschiede „angemessen" zu berücksichtigen sind. Diesbezüglich wird auch zu erörtern sein, wie die durch die Auswahl der Vergleichsparameter die Heterogenität der Aufgaben der Netzbetreiber möglichst weitgehend abgebildet werden kann (zuvor § 13 Abs. 3 S. 8 2. HS ARegV). Dazu soll vor bzw. bei der Durchführung des Effizienzvergleichs die strukturelle Vergleichbarkeit der Netzbetreiber sichergestellt werden. Zur Gewährleistung der

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern

strukturellen Vergleichbarkeit kann auch die Bildung von objektiv abgrenzbaren Subgruppen erforderlich sein, für welche die strukturelle Vergleichbarkeit methodisch hergestellt werden oder aber eine separate Effizienzwertermittlung erforderlich sein kann.

SNB begrüßt die Sicht der BNetzA, die Heterogenität der Netzbetreiber im Effizienzvergleich mittels Gruppenbildung oder separater Effizienzwertermittlung zur Sicherstellung der strukturellen Vergleichbarkeit abzubilden. SNB verweist an dieser Stelle auf die Stellungnahme der Städteallianz vom 09.04.2025, in der die bisher fehlende Vergleichbarkeit und Lösungsansätze thematisiert worden sind. SNB erwartet daher, dass im Rahmen der Methoden- und Einzelfestlegungen, diese Ansätze aufgenommen und adäquat berücksichtigt werden.

BNetzA Randziffer 998: Bei der Bestimmung des Abbaupfades ist neben dem Kriterium der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit auch zu berücksichtigen, dass das EU-Recht schon nur die Gewährung effizienter Kosten zulässt. Eine Streckung des Abbaupfades über mehrere Jahre wäre insofern vor diesem Hintergrund gegenüber anderen Zielvorgaben abzuwägen.

In Österreich wurde unter Abwägung gegenüber anderen Regulierungszielen am Abbaupfad von 7,5 Jahren für die 5. Regulierungsperiode festgehalten. Aus Sicht der österreichischen Regulierungsbehörde e-control sind die Vorgaben zur Umsetzung der energiepolitischen Ziele aus der EU und Österreich maßgeblich vor den anderen Zielen. Dahingegen betont die BNetzA die Setzung von Effizienzanreizen. Eine Abwägung mit anderen Zielen der Regulierung wurde weder in dem Festlegungsentwurf zu RAMEN noch im Entwurf der Methodenfestlegung Effizienzvergleich vorgenommen. Dies ist aus Sicht der SNB unausgewogen. Beim Abbaupfad handelt es sich um einen Sicherheitsmechanismus, um methodische Schwächen abzufedern. Methodische Unsicherheiten können dazu führen, dass fehlerhaft ermittelte Ineffizienzen den Netzbetreiber gerade nicht die anerkennungsfähigen effizienten Kosten zugestehen. Daher ist die einseitig erscheinende Ausrichtung am Effizienzdruck vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Herausforderungen nicht nachvollziehbar und auch nicht mit den EU-Zielen vereinbar, in dem die Setzung von langfristigen Anreizen verankert ist.

Vorliegende Version enthält keine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse und ist nicht zur Veröffentlichung vorgesehen.

Vertraulichkeit: C2 - Intern