

Regulatorische Effekte einer an die Transformation der Gasnetze angepassten Abschreibung

Jannis Kronmüller

Die Bundesnetzagentur hat mit der Festlegung zu kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen den Betreibern von Gasnetzen die Möglichkeit einer Verkürzung der Nutzungsdauern für Neuinvestitionen ab 2023 eingeräumt. Für die bestehenden Gasnetzanlagen ist jedoch eine Verkürzung der Abschreibungsdauern bisher nicht vorgesehen. Unter Verwendung empirischer Netzbetreiberdaten zeigt der Beitrag die regulatorischen Effekte einer Anpassung der Abschreibung für Bestandsanlagen auf.

Hintergrund

Deutschland hat sich mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes das Ziel der Treibhausgasneutralität ab dem Jahr 2045 gesetzt. Der Regulierungsrahmen für Erdgasnetze ging bisher jedoch von einem auf unbegrenzte Dauer angelegten Erdgasnetzbetrieb aus. Die Bundesnetzagentur hat diesem Umstand bislang insoweit eingeschränkt Rechnung getragen, als sie die Möglichkeit einer Änderung der Nutzungsdauern für Neuinvestitionen eingeräumt hat (sog. „KANU-Festlegung“) [1]. Dadurch ist es Gasnetzbetreibern für Investitionen ab dem Jahr 2023 gestattet, die Nutzungsdauern für Neuinvestitionen so anzupassen, dass die jeweilige Investition im Jahr 2045 vollständig abgeschrieben sein wird.

Die Begründung für diesen Mechanismus liegt insbesondere in der Reduzierung von „stranded assets“. Unter diesem Begriff wird in diesem Kontext die wirtschaftliche Gefahr verstanden, dass aufgrund des politisch geplanten Endes der Erdgasverteilung bis zum Jahr 2045 die getätigten Netzinvestitionen nicht wiederverdient werden können.

Zur Vermeidung von „stranded assets“ müssen aber auch die bis 2022 getätigten Investitionen in das Gasnetz vor der endgültigen Abkehr von fossilen Energieträgern refinanziert werden können. Für die Bestandsanlagen ist bisher allerdings keine Möglichkeit zur Verkürzung der Nutzungsdauern vorgesehen, obwohl auch Bestandsanlagen zu einem erheblichen Teil bis 2045 nicht vollständig abgeschrieben sein werden. Dabei betrifft das Problem nicht nur die relativ neuen Bestandsinvestitionen, sondern reicht je nach Anlagenklasse bis

ins Jahr 1990 zurück. Denn nach aktueller Regelung können auch Gasnetzinvestitionen, deren Anschaffung bereits im Jahr 1990 erfolgte, bis zum Jahr 2045 nicht vollständig refinanziert werden. Dies stellt ein erhebliches Risiko für die Gasnetzbetreiber dar, das mit einer Anpassung der Abschreibungsmethodik substantziell gesenkt werden kann.

In der Diskussion fehlt bislang ein empirischer Beitrag auf Basis tatsächlicher Netzbetreiberdaten, der die „stranded assets“ beziffert und die wirtschaftlichen Effekte einer Anpassung der Abschreibungsmethodik unter Berücksichtigung der bestehenden Altersstruktur der Gasnetzanlagen aufzeigt. Mit der jüngst erfolgten Veröffentlichung des Sachanlagevermögens aller Gasnetzbetreiber im Rahmen der Konsulta-

tion des sektoralen Produktivitätsfaktors (Xgen) liegen erstmals die Daten vor, um diese Effekte berechnen zu können [2].

„Stranded assets“

Mit der Datenveröffentlichung im Zuge der Ermittlung des Xgen liegen für sämtliche Fernleitungs- als auch Gasverteilnetzbetreiber sowie die dazugehörigen Pachtgesellschaften Angaben zum Sachanlagevermögen bis einschließlich 2021 öffentlich zugänglich vor. Hierbei werden die Anschaffungs- und Herstellungskosten jeweils nach Anlagengruppen und den Anschaffungsjahren sortiert angegeben. Mit diesen Daten lassen sich die jährlichen kalkulatorischen Abschreibungen und die Entwicklung des kalkulatorischen Restbuchwertes des Anlagevermögens ermitteln.

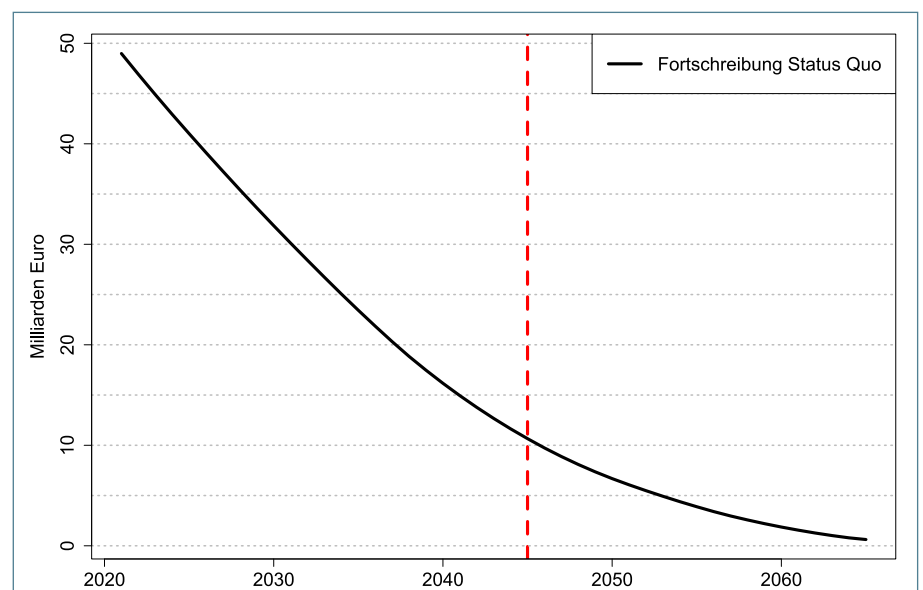


Abb. 1 Entwicklung der kalkulatorischen Restbuchwerte bei Fortschreibung der aktuellen Abschreibungsmethode

Für die Ermittlung der kalkulatorischen Restbuchwerte wird der untere Wert der Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 GasNEV herangezogen. Die Bewertung der Altanlagen (Anschaffungsjahr vor 2006) wird in der Berechnung mit 40 % zu Tagesneuwerten durchgeführt, die der Neuanlagen vollständig zu Anschaffungs- und Herstellungskosten. Bis zum Betrachtungsjahr 2021 liegen die Tagesneuwerte auf Basis der verordnungsrechtlichen Indexreihen zur Preisentwicklung der jeweiligen Anlagengruppen in den veröffentlichten Daten vor. Zur Fortschreibung der Restbuchwerte ist eine Annahme über den weiteren Verlauf der Preisentwicklung für die Tagesneuwertindizierung notwendig, wobei auf der Grundlage der historischen Durchschnittsentwicklung (1950-2021) eine jährliche Steigerung von 2,9 % unterstellt wird. Darüber hinaus wird angenommen, dass keine zukünftigen Gasnetzinvestitionen getätigt werden, da hierzu keine öffentlichen Angaben existieren und durch die „KANU-Festlegung“ bereits Regelungen für Gasnetzinvestitionen ab 2023 vorliegen.

Die Entwicklung der summierten kalkulatorischen Restbuchwerte aller bestehenden Gasnetzanlagen unter Verwendung der beschriebenen Daten und Annahmen ist in Abb. 1 dargestellt. Die Entwicklung beginnt mit dem Jahr 2021 und endet mit dem Jahr 2065, da in diesem Jahr gegeben den aktuellen Regelungen nahezu alle bestehenden Gasnetzanlagen abgeschrieben sind. Auf der vertikalen Achse ist der Wert der Restbuchwerte in Mrd. € abgetragen, der sich anfangs auf 48,9 Mrd. € bemisst. Dies entspricht dem Restbuchwert des gesamten deutschen Gasnetzes zum Ende des Jahres 2021.

Im Jahr 2045 sind noch nicht alle Gasnetzanlagen vollständig kalkulatorisch abgeschrieben. Die „stranded assets“ liegen im Jahr 2045 bei 10,6 Mrd. €. Das entspricht dem Restbuchwert des deutschen Gasnetzes im Jahre 2045 bei einer Fortschreibung unveränderter Nutzungsdauern für alle bis 2021 getätigten Investitionen. Gleichzeitig ist das auch der Wert, der für Gasnetzbetreiber mindestens im Risiko steht. Denn die Gasnetzanlagen werden ab diesem Zeitpunkt aufgrund der klimapolitischen Zielsetzung nicht mehr in ihrer ursprünglichen Funktion eingesetzt, sind aber bis zu diesem Zeitpunkt nicht vollständig abgeschrieben.

Anpassung der Abschreibungsmethoden und Abschätzung der Kapitalkosten

Das Risiko für die Gasnetzbetreiber kann mit der Ausweitung der Regelungen aus der „KANU-Festlegung“ auf Bestandsanlagen adressiert werden. Die Regelungen aus der „KANU-Festlegung“ der Bundesnetzagentur sehen eine lineare Abschreibungsmethode vor. Grundsätzlich besteht aber auch die Möglichkeit einer degressiven Abschreibungsmethode wie sie bereits in den Niederlanden praktiziert wird [3]. Beide Anpassungen führen zu einer Erhöhung der kalkulatorischen Abschreibungen und somit zu einem schnelleren Rückgang der Restbuchwerte. Die höheren Abschreibungen steigern wiederum die kalkulatorischen Kapitalkosten und somit anteilig die Erlösobergrenzen der Gasnetzbetreiber. Diese Kapitalkosten setzen sich aus den kalkulatorischen Größen Abschreibung, Eigenkapitalverzinsung sowie der Gewerbesteuer zusammen.

Mit der Veröffentlichung der Daten zum Sachanlagevermögen lässt sich eine Abschätzung der kalkulatorischen Kapitalkosten für die lineare Abschreibungsmethode gemäß „KANU-Festlegung“ und auch für eine degressiv verlaufende Abschreibungsmethode durchführen. In beiden Varianten wird unterstellt, dass alle Gasnetzbetreiber die jeweilige Anpassung in vollem Umfang anwenden. Insofern stellen die Ergebnisse eine Obergrenze dar. Für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung werden die Eigenkapitalzinssätze vor Steuer der 4. Regulierungsperiode für den gesamten Zeitraum unterstellt. Weiterhin wird ein unverzinsliches Vermögen von 30 % der Restbuchwerte angenommen und die Verzinsungsbasis für die EK I-Zinssätze in der Berechnung auf 40 % der Restbuchwerte gedeckelt. Die Verzinsungsbasis des sog. EK II-Zinssatzes beläuft sich dann auf 30 % der Restbuchwerte. Für die kalkulatorische Gewerbesteuer wird ein Gewerbesteuersatz von 14,105 % der Eigenkapitalverzinsung unterstellt.

In der Variante „Lineare Anpassung 2045“ werden zunächst bis Ende 2023 die bisherigen Nutzungsdauern für die Bestandsanlagen angesetzt. Ab 2024 werden die Nutzungsdauern so angepasst, dass alle Anlagen spätestens im Jahre 2045 vollständig abgeschrieben

sein werden. Für Anlagen, die bereits nach aktuellem Vorgehen bis zum Jahr 2045 vollständig abgeschrieben sind, erfolgt keine Anpassung. Damit ist es möglich, die Entwicklung der kalkulatorischen Größen wie Restbuchwerte, Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung sowie Gewerbesteuer unter Verwendung des Mechanismus aus der „KANU-Festlegung“ auf die Bestandsanlagen zu bestimmen.

In der Variante „Degressive Anpassung 2045“ ändert sich die Abschreibungsmethode ab dem Jahr 2024 von einer linearen zu einer degressiven. Diese Anpassung bedeutet, dass ein Abschreibungssatz auf den Restbuchwert je Anlage die Abschreibungsscheibe eines Jahres bildet. Daher sind die Abschreibungsscheiben nicht konstant, sondern werden gegen Ende der Nutzungsdauer niedriger. Der Abschreibungssatz wird hierbei auf Basis des Anteils der linearen Abschreibungsscheibe am Anschaffungswert gebildet und durch einen sog. Abschreibungsfaktor erhöht.

Gegenüber der linearen Abschreibungsmethode wird damit ein schnellerer Werteverzehr abgebildet. Je höher der Abschreibungsfaktor ausfällt, desto schneller sinken die Restbuchwerte. In der Analyse wird der Faktor zunächst auf 4 festgelegt und in einem zweiten Schritt die Sensitivität dessen betrachtet. Sobald im Zeitablauf die degressive Abschreibungsscheibe je Anlage unterhalb der ursprünglich Linearen liegt, wird wieder auf eine lineare Abschreibung umgestellt und der vorhandene Restbuchwert gleichmäßig auf die Jahre bis 2045 verteilt. Dieses etablierte Vorgehen garantiert ein vollständiges Abschreiben der Anlagen.

Ergebnisse zur Abschätzung der Kapitalkosten für unterschiedliche Abschreibungsmethoden

In Abb. 2 ist die Entwicklung der summierten kalkulatorischen Kapitalkosten der jeweiligen Varianten dargestellt. Zu erkennen ist, dass mit den Anpassungen der Abschreibungsmethodik ein Anstieg der kalkulatorischen Kapitalkosten im Jahr 2024 einhergeht. Zudem ist der Anstieg in dem Jahr der Anpassung maximal und dann rückläufig für die darauffolgenden Jahre. In dem Jahr der Anpassung liegen die kalkulatorischen

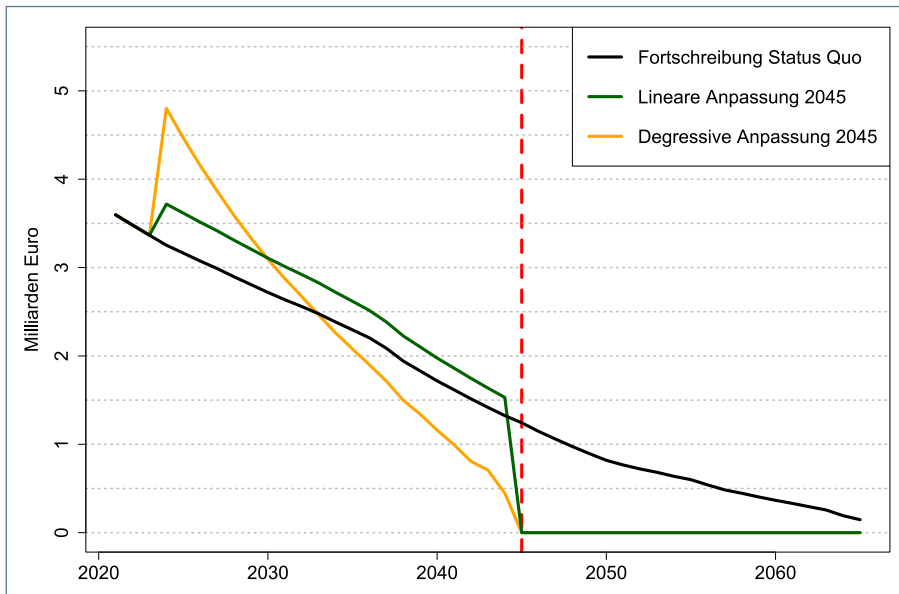


Abb. 2 Entwicklung der kalkulatorischen Kapitalkosten bei Fortschreibung der aktuellen Abschreibungsmethode und der Varianten „Lineare Anpassung 2045“ und „Degressive Anpassung 2045“

Kapitalkosten bei Fortschreibung der aktuellen Abschreibungsmethode bei 3,3 Mrd. €.

In der Variante der linearen Anpassung steigen die kalkulatorischen Kosten um 0,5 Mrd. € auf 3,7 Mrd. €, was einem relativen Anstieg gegenüber dem Status Quo von 14,3 % entspricht. Grund dafür ist die kürzere Nutzungsdauer, durch die die Restbuchwerte auf einen kürzeren Zeitraum verteilt werden. Dadurch ergibt sich auch ein sinkender Effekt für die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung,

da die Verzinsungsbasis im Zeitablauf sinkt. Dieser Effekt wird jedoch über den Anstieg der kalkulatorischen Abschreibungen überkompensiert. Bei einem angenommenen Anteil der kalkulatorischen Kapitalkosten von 50 % an den gesamten Netzkosten würde sich ceteris paribus der Anstieg der kalkulatorischen Kapitalkosten nur zu 7,2 % auf die Netzkosten auswirken.

In der zweiten Variante liegt der Anstieg der kalkulatorischen Kapitalkosten von 1,5 Mrd. €

im Anpassungsjahr deutlich über den Effekten der linearen Variante (entspricht 48 % gegenüber Status Quo), da durch die degressive Abschreibungsmethode zunächst zügiger abgeschrieben wird. Die kalkulatorischen Kapitalkosten liegen dann bei 4,8 Mrd. € im Jahr der Anpassung. Für die gesamten Netzkosten würde dies bei einem angenommenen Anteil der kalkulatorischen Kapitalkosten von 50 % an den Netzkosten ceteris paribus einen Anstieg von 24 % ergeben. Hervorzuheben ist, dass es bei der degressiven Abschreibung ab dem Jahr 2033 zu einer Entlastung gegenüber dem Status Quo kommt, da die Abschreibungsscheiben kontinuierlich geringer ausfallen.

Dies führt dazu, dass in früheren Jahren höhere Netzkosten auf mehrere Nutzer allokiert werden und in späteren Jahren geringere Netzkosten auf weniger Nutzer allokiert werden. Die degressive Abschreibungsmethode bildet demnach die zu erwartende und rückläufige Entwicklung der Gasnetznutzer besser ab, da eine zügigere Verwertung durch die Abschreibung abgebildet wird. Gleichzeitig kann die degressive Abschreibungsmethode insbesondere durch die Wahl des Abschreibungsfaktors flexibel ausgestaltet werden.

Ergebnisse zur Abschätzung der Kapitalkosten mit unterschiedlichen Faktoren

Bei der degressiven Abschreibung ist der gewählte Abschreibungsfaktor maßgeblich für die Veränderung der kalkulatorischen Kapitalkosten. Je höher der gewählte Abschreibungsfaktor, umso höher der anfängliche Anstieg der kalkulatorischen Kapitalkosten. In Abb. 3 ist die Entwicklung der summierten kalkulatorischen Kapitalkosten für zwei weitere Abschreibungsfaktoren dargestellt. Bei einem geringeren Abschreibungsfaktor von 3 ergibt sich ein kleinerer Anstieg von 1,0 Mrd. € gegenüber dem Status Quo auf 4,2 Mrd. € (29 %). Damit einhergehend bedeutet dies jedoch auch einen niedrigeren Grad der intertemporalen Kostenallokation. Dieser Grad wäre wiederum bei Wahl eines größeren Abschreibungsfaktors höher. Bei einem Faktor von 5 ergibt sich ein Anstieg der kalkulatorischen Kapitalkosten von 2,1 Mrd. € auf 5,4 Mrd. € (66 %). In der Erwartung eines starken Rückgangs der Erdgasnetzkunden kann aber ein höherer Grad ökonomisch sinnvoll sein.

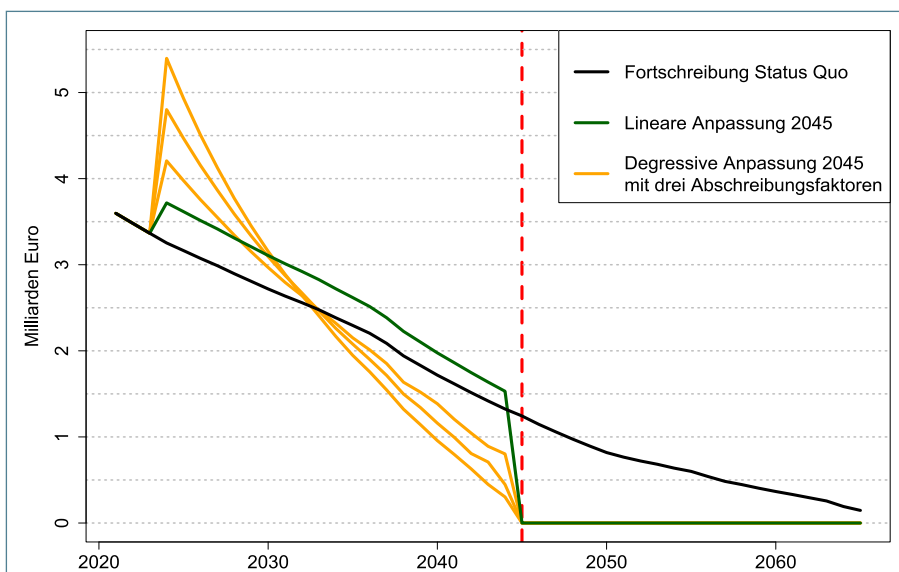


Abb. 3 Entwicklung der kalkulatorischen Kapitalkosten bei Fortschreibung der aktuellen Abschreibungsmethode und der Varianten „Lineare Anpassung 2045“ und „Degressive Anpassung 2045“ mit drei unterschiedlichen Abschreibungsfaktoren

Über den zu erwartenden Rückgang der Erdgasnetzkunden und eine mögliche Umstellung von Erdgasnetzen auf Wasserstoff besteht allerdings eine hohe Unsicherheit. Die Ausgestaltung der neuen Abschreibungsmethode für Bestandsanlagen sollte dieser Unsicherheit Rechnung tragen und die Lösung könnte hierbei in einer flexiblen degressiven Abschreibungsmethode liegen: Der Abschreibungsfaktor im Rahmen einer degressiven Abschreibung könnte netzbetreiberindividuell festgelegt werden und auch für Teilnetze könnten unterschiedliche Abschreibungsfaktoren ermöglicht werden. Dies könnte insbesondere der regional unterschiedlichen Umstellung von Gasnetzanlagen auf andere Gase bzw. der Stilllegung von Gasnetzanlagen gerecht werden. Es könnte sogar sinnvoll sein, die Möglichkeit zu schaffen, kalkulatorische Nutzungsdauern in der Zukunft wieder zu verlängern, sofern für einzelne Netze oder Teilnetze im Zeitverlauf absehbar ist, dass eine Umstellung auf Wasserstoff erfolgen wird [4].

Schlussfolgerungen

Der Beitrag zeigt unter Verwendung tatsächlicher Gasnetzbetreiberdaten, dass den deutschen Gasnetzbetreibern ein großes wirtschaftliches Risiko droht, wenn keine Anpassungs-

möglichkeiten der Abschreibungsmethode für Bestandsanlagen eingeräumt werden. Eine der „KANU-Festlegung“ entsprechende Anpassung der Abschreibungsmethode für Bestandsanlagen wäre demzufolge der nächste Schritt, um einen weiteren Teilaspekt innerhalb der Transformation der Gasnetzregulierung anzugehen.

Mit einer ökonomisch-flexiblen degressiven Abschreibungsmethode kann dem voraussichtlichen Mengenrückgang und den Unsicherheiten innerhalb der Gasnetztransformation sachgerecht begegnet werden. Die veränderte intertemporale Kostenallokation kann darüber hinaus zu einer Verstärkung und damit zu einer erhöhten gesellschaftlichen Akzeptanz der Gasnetzentgelte beitragen. Wahlmöglichkeiten für einzelne Netzabschnitte könnten in Verbindung mit der regional unterschiedlichen Entwicklung von Wasserstoff und den Wärmemärkten eine weitere wichtige regulatorische Flexibilität darstellen.

Eine Anpassung der Abschreibungsmethode für Bestandsanlagen sollte zudem zeitnah erfolgen, da eine spätere Anpassung die Effekte über die kalkulatorischen Kapitalkosten auf die Gasnetzentgelte erhöht. Mit den neuen Kompetenzen der Bundesnetzagentur auf

Basis des zukünftig novellierten EnWG ließe sich auch der § 6 Abs. 5 GasNEV zugunsten einer ökonomisch-flexibleren Abschreibungsmethodik ausgestalten.

Anmerkungen

- [1] Bundesnetzagentur: Festlegung von kalkulatorischen Nutzungsdauern von Erdgasleitungsinfrastrukturen („KANU“). [BK9-22/614] Bonn November 2022. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2022/20220713_BK9_KANU.html
- [2] Bundesnetzagentur: Törnqvist-Tool. Bonn September 2023. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2022/BK4-22-0085/BK4-22-0085_Datengrundlage_Berechnungstools.html?nn=924902
- [3] Authority for Consumers & Markets: Methodebesluit GTS 2022–2026. Den Haag Februar 2021, S. 47. <https://www.acm.nl/nl/publicaties/methodebesluit-gts-2022-2026>
- [4] Eine mögliche Verlängerung der kalkulatorischen Nutzungsdauern sollte auf den zu diesem Zeitpunkt vorhandenen Restbuchwerten aufsetzen, um kein Aufleben von Restbuchwerten zu generieren.

*J. Kronmüller, Regulierungsmanagement, Netze BW GmbH, Stuttgart
j.kronmueller@netze-bw.de*

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE

www.energie.de/jobs

Das Portal der Energiewirtschaft

energie.de

Aktuell und spartenübergreifend