

Karlsruhe, 05. Mai 2025

EnBW Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers für eine Ergänzungsfestlegung zur Festlegung WANDA [GBK-24-01-2#2]

Die Große Beschlusskammer Energie der Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 26. März 2025 ein Eckpunktepapier für eine Ergänzungsfestlegung zur Festlegung von Bestimmungen zur Bildung der für den Zugang zum Wasserstoff-Kernnetz zu erhebenden Netzentgelte und zur Errichtung eines für eine gewisse Dauer wirksamen Amortisationsmechanismus (WANDA) der Öffentlichkeit zur Kommentierung vorgestellt.

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme und nimmt an der Konsultation des Papiers gerne teil.

Grundsätzliche Aspekte:

Wir unterstützen den Grundsatz, dass die für den Ausgleich des Amortisationskontos notwendigen Kosten möglichst effizient erlöst werden sollen.

Das bestehende System aus Jahresreferenzpreis (Briefmarke) im Zusammenspiel mit Multiplikatoren und Rabatten hat sich für das Erdgasnetz bewährt. Eine Abweichung von dieser erprobten Methodik sollte nur in begründeten Fällen erfolgen. Das für das Wasserstoff-Kernnetz neu hinzukommende Element der zeitlichen Verschiebung über das Amortisationskonto kann zwar ein solcher Grund sein, seine Einflüsse sollten dann aber dezidiert erläutert werden.

Hohe Multiplikatoren und fehlende Rabatte können zwar unmittelbar die Erlösbasis des Wasserstoff-Kernnetzes erhöhen. Bei der Festlegung muss jedoch darauf geachtet werden, dass die Höhe der Multiplikatoren und der Rabatte auch dazu beiträgt, potenziellen Netzkunden den Markteintritt zu ermöglichen. Beide Perspektiven sollten bei der Festsetzung berücksichtigt werden.

Insbesondere der Wettbewerb zwischen benachbarten Märkten (Grenzübergangspunkte), die zeitliche Verschiebung durch die Nutzung von Speichern, aber auch die Kopplung von Wasserstoff- und Strommarkt (Elektrolyseure & Wasserstoff-Kraftwerke) sind wichtige Aspekte für das Erreichen eines liquiden Wasserstoff-Marktes, auf dem eine hohe Preistransparenz für alle Marktteilnehmer vorherrscht.

Die Anwendung von Multiplikatoren und Rabatten ist in erster Linie eine Kostenverteilungsfrage und kann je nach Gewichtung einzelner Schwerpunkte zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Der britische Regulierer ofgem verwendet aktuell z. B. lediglich einen Multiplikator von 1 und misst dabei den marktseitigen, positiven Auswirkungen mehr Bedeutung bei. Wir würden uns deshalb eine detailliertere Analyse durch die Behörde wünschen, bevor eine Entscheidung gefällt wird. Alternativ sollten die im Erdgas festgelegten Multiplikatoren und Rabatte angelegt werden.

Die Unsicherheit bezüglich des neu aufzubauenden Wasserstoff-Kernnetzes und Wasserstoff-Marktes kann aus unserer Sicht nicht unbedingt für höhere Multiplikatoren bzw. niedrigere Rabatte herangezogen werden. Umso wichtiger wäre es, der Unsicherheit mit einer jährlichen Evaluierung zu begegnen, um bei gesicherten Erkenntnissen entsprechende Anpassungen vornehmen zu können.

Insgesamt plädieren wir daher dafür, **die Höhe der Multiplikatoren und Rabatte aus dem Erdgasnetz 1-zu-1 zu übernehmen**. Dazu würde auch die jährliche Konsultation gehören, um auf neue Erkenntnisse reagieren zu können.

Anmerkungen zu den einzelnen Aspekten des Eckpunktepapiers:

1. Multiplikatoren für unterjährige Kapazitätsprodukte

Einen dynamischen, jederzeit änderbaren Multiplikator lehnen wir ab. Für Investitionsentscheidungen und damit die Entscheidung für den Wasserstoff-Netzanschluss ist ein verlässlicher und möglichst stabiler regulatorischer Rahmen notwendig. Dazu zählen neben dem Hochlaufentgelt für das Wasserstoff-Kernnetz gerade auch fixe Multiplikatoren. Sollte sich bei Vorlage von neuen Erkenntnissen sowie nach erfolgreicher Konsultation durch die Bundesnetzagentur eine Anpassungsnotwendigkeit eines Multiplikators ergeben, ist dieser mit einer entsprechenden Frist, bestenfalls zu Beginn eines neuen Wasserstoffjahres (01.01.) umzusetzen. Wir sprechen uns daher dafür aus, dass der Tagesmultiplikator genauso wie der im Eckpunktepapier enthaltene Monatsmultiplikator als konstanter Wert festgelegt wird.

Das Eckpunktepapier sieht eine jährliche Überprüfung der Tagesmultiplikatoren auf Grundlage von Buchungsprognosen vor mit dem Ziel, 80 % der buchungsbedingten Leerstandskosten abzudecken. Wir möchten der ausdrücklichen Aufforderung der BNetzA nachkommen, uns hinsichtlich dieser Zielmarke zu äußern. Dieser Referenz-Kippunkt für Jahres- und Tagesbuchungen ist aus unserer Sicht willkürlich gewählt. In einem Markt, in dem die unterschiedlichen Produkte und das Verhalten der Akteure noch kaum abschätzbar sind, werden mit solch komplizierten Regelungen Problembereiche eröffnet, die in ihrer Wirkweise nicht richtig vorhersehbar sind. Daher sollten - wie oben beschrieben - die Werte aus dem Erdgasbereich als Referenz verwendet und bei ggf. aufkommendem Handlungsbedarf über die Jahreskonsultationen angepasst werden.

Auch wenn wir nachvollziehen können, dass die intertemporal geglätteten Kosten des Kernnetzes über die Kapazitätsentgelte verdient werden müssen, lässt der Ansatz, dass die dem Multiplikator unterstellten Opportunitätskosten einer nicht getätigten Jahresbuchung entsprechen, den Umstand außer Acht, dass die Netznutzer sich auch gänzlich gegen eine Buchung entscheiden können und dadurch eine Erhöhung des Multiplikators zu geringeren Einnahmen für das gesamte Kernnetz führen könnte. Umgekehrt könnte ein zu geringer Multiplikator dazu führen, dass Netznutzer, die eigentlich auch eine Jahresbuchung vornehmen würden, auf eine Tageskapazität umschwenken und dem Kernnetz dadurch Erlöse entgehen. Unter der auch von uns unterstützten zentralen Prämisse, dass die für den Ausgleich des Amortisationskontos notwendigen Kosten möglichst effizient erlöst werden, sehen wir bei dem von der Behörde für die Tagesmultiplikatoren vorgeschlagenen Vorgehen jedoch diverse Risiken, die zu berücksichtigen wären:

1. Pancaking-Risiko, d.h. die Gefahr, dass eine Erhöhung des Multiplikators zu weniger Tagesbuchungen an weniger wirtschaftlichen Tagen führt, jedoch die maximale Buchungshöhe gleichbleibt, da sich weiterhin an manchen Tagen eine Tagesbuchung lohnt. Dadurch sinkt jedoch die Auslastung des Netzes, was bei der vorgeschlagenen Methodik wiederum zu einer weiteren Erhöhung des Multiplikators führt. Sukzessive nehmen so die Buchungen an zunehmend unwirtschaftlichen Tagen ab bis nur noch wenige Tagesbuchungen bzw. diejenigen Netznutzer übrigbleiben, die eine Jahreskapazität buchen. Der Erlös von 80 % der verursachten Leerstandskosten würde damit nie erreicht, und der strukturelle Leerstand würde sich vergrößern. → Dieses Risiko sollte man bei der Berechnung des Tagesmultiplikators berücksichtigen. Außerdem sollte von individuellen Tagesmultiplikatoren je Punktgruppe abgesehen werden und nur ein netzweiter Tagesmultiplikator Anwendung finden, da ansonsten einzelne Punktgruppen sehr schnell aus

dem Wasserstoff-Markt verdrängt werden könnten bzw. diese sich ggf. nicht an das Wasserstoff-Netz anschließen.

2. Oszillationsgefahr: Eine jährliche Neuberechnung des Tagesmultiplikators, wie im Workshop am 15. April 2025 vorgestellt, kann dazu führen, dass der Tagesmultiplikator stark zwischen einem niedrigen und einem hohen Wert oszilliert, da die Netznutzer von Jahr zu Jahr zwischen Tages- und Monatsbuchung hin und her wechseln. → Unter der Prämisse, dass die für den Ausgleich des Amortisationskontos notwendigen Kosten erlöst werden, sollte die Festlegung des Tagesmultiplikators möglichst stabil sein und Effekte auch über mehrere Jahre berücksichtigen. Dies gibt den Netznutzern zudem zusätzliche Sicherheit. Außerdem sollte von individuellen Tagesmultiplikatoren je Punktgruppe abgesehen werden und nur ein netzweiter Tagesmultiplikator Anwendung finden.
3. Doppelbelastung Speicher: Das Kriterium 80 % der Leerstandskosten zu erlösen ist bei Speicherpunkten per se schwer erreichbar, da an diesen gewöhnlich entweder Ein- oder Ausspeicherkapazitäten für einen Tag gebucht werden (weil in der Regel entweder ein- oder ausgespeichert wird) und damit selbst bei einer Buchung der vollen technisch verfügbaren Kapazität (TVK) pro Tag am Entry der Exit auf Null stehen würde. In Summe würde man also nur auf eine 50 %ige Auslastung kommen. → Bei Speichern sollte der Entry und Exit kombiniert betrachtet werden. Wie unter Punkt 3. beschrieben, wäre es noch besser, wenn die Speicher vollständig von Netzentgelten befreit würden und daher dieser Ansatz gar nicht zum Tragen kommen würde.
4. Mögliche Verfehlung des Erlösmaximums: Bisher ist nicht ausreichend untersucht worden, wie sich die Nachfrage nach Tages-, Monats-, Quartals- und Jahreskapazitäten bei unterschiedlichen Höhen der Multiplikatoren verändern. Um einen möglichst effizienten Ausgleich des Amortisationskontos zu erreichen, sollten die Multiplikatoren so gewählt werden, dass damit die Nachfrage insgesamt gestärkt wird und so das Einnahmenmaximum für das Kernnetz erreicht wird. Ob dabei z. B. über einen Tagesmultiplikator 80 % der unterstellten Leerstandskosten generiert werden müssten oder ob andere Kriterien sinnvoller wären, ist davon abhängig, welche Nachfrageprofile in Verbindung mit welcher Zahlungsbereitschaft potenzielle Netznutzer mitbringen. In der Optimierung der Gesamterlöse der Kernnetzbetreiber kann es durchaus Konstellationen geben, in denen ein niedrigerer Tagesmultiplikator zu einem höheren Deckungsbeitrag führt als ein höherer Tagesmultiplikator. → Statt auf ein prozentuales Zielkriterium zu setzen, sollte vorzugsweise ein Ansatz gewählt werden, der von Jahr zu Jahr versucht, die Einnahmen für das Netz effizient zu steigern. Dies kann entweder durch höhere Buchungen oder durch weiter steigende Multiplikatoren erfolgen, wobei jährlich zu analysieren wäre, ab wann der Kippunkt bei den Multiplikatoren erreicht ist und eine weitere Erhöhung zu sinkenden Netzeinnahmen führen würde.
5. Mögliche Verfehlung des volkswirtschaftlichen Optimums: Selbst wenn man das aus Netzsicht anzustrebende Erlösmaximum erreicht hätte, heißt dies noch nicht, dass dies auch das volkswirtschaftliche Optimum ist. Höhere Netzentgelte für Tageskapazitäten können an einigen Tagen höhere Zusatzbuchungen verhindern, die nur dafür getätigt werden, um im Vergleich zu anderen Tagen günstigeren Wasserstoff zu importieren und in Wasserstoff-Speichern für den Verbrauch an anderen Tagen vorzuhalten. Dies erhöht zwar den strukturellen Leerstand nach Definition der Beschlusskammer, jedoch geht hiermit keine höhere Letztverbrauchernachfrage einher und erst recht kein höherer Gesamtlerstand, sondern es werden lediglich Entry-Tagesbuchungen an anderen Tagen verdrängt, an denen aber noch nicht die derzeitige Grenze zum strukturellen Leerstand überschritten wurde. → Der strukturelle Leerstand sollte sich nicht an der Entry-Seite bemessen, sondern ausschließlich aus der Differenz der maximal an einem Tag

gebuchten Ausspeiseleistung über alle Netzanschlusspunkte zu Letztverbrauchern und der maximal möglichen Ausspeisung zu Letztverbrauchern. Eine Herleitung auch auf der Entry-Seite ergibt keinen Sinn, da es genau deren Aufgabe ist, Wasserstoff möglichst kostengünstig bereitzustellen und daher die günstigsten Tage für den Import über GÜPs/Importterminals zu finden und über Wasserstoff-Speicher an die Nachfrage anzupassen.

Insgesamt erscheinen uns der 80 %-Ansatz und die Trennung zwischen strukturellem und buchungsbedingtem Leerstand komplex und noch nicht gänzlich durchdacht. Wir schlagen daher vor, diesen Ansatz wissenschaftlich näher zu untersuchen, um dessen Effekte besser verstehen zu können. Andernfalls sollte wie bisher im Erdgas ein fester Tagesmultiplikator festgelegt und jährlich überprüft werden.

2. Rabatte für unterbrechbare Kapazitätsprodukte

Der Ansatz derselben Rabatthöhe wie im Gasfernleitungsnetz ist nachvollziehbar. Aufgrund des Aufbaus des Wasserstoff-Kernnetzes könnten sich jedoch in der Hochlaufphase höhere Unterbrechungswahrscheinlichkeiten einstellen. Dies sollte daher jährlich beobachtet werden.

3. Rabatte für Buchungspunkte an Wasserstoffspeichern

Auch bei der Rabattierung von Wasserstoffspeichern sollte unseres Erachtens eine möglichst analoge Regelung zum Erdgasregime gefunden werden. Dort gilt aktuell ein pauschaler Rabatt von 75 % und zwar für alle Netzkapazitätsprodukte (Tages, Monat etc.) und sowohl auf Entry- wie auch Exit-Seite. Die fundamentalen Gründe für diese Rabattierung sehen wir insbesondere auch bei Wasserstoffspeichern gegeben: Sie wirken als Kostensenke für das Wasserstoff-Kernnetz, da sie den Bedarf nach Transportkapazität reduzieren. Alternativ betrachtet, ermöglichen sie dadurch zusätzliche Transportbuchungen von weiteren Erzeugern und Verbrauchern an einem ansonsten unveränderten Pipelinennetz. Speicher tragen durch diese besondere Rolle in der Versorgungskette bereits mittelbar zur Refinanzierungskraft des Wasserstoff-Kernnetzes bei.

Darüber hinaus gäbe es aus unserer Sicht auch klare Unterschiede zum Erdgasnetz, die sogar einen höheren Rabatt rechtfertigen würden. Das Wasserstoff-Kernnetz wird absehbar einen wesentlich geringeren Netzpuffer aufweisen als das Erdgasnetz. Marktteilnehmer müssen daher gemäß Festlegung WasABi voraussichtlich eine fortlaufende stündliche Bilanzierung statt einer Tagesbilanzierung einhalten. Dies wird für die Bilanzkreisverantwortlichen anspruchsvoll und erfordert für alle einen Zugang zu Wasserstoffspeichern zum Ausgleich der Bilanzkreise. Zudem wird Flexibilität nicht ausschließlich von der Exit-Seite (Gasverbrauchspunkte), sondern auch in großem Umfang von der Entry-Seite (Import-Terminal, Kopplung zum Stromsektor) nachgefragt. Terminals können nach unserer Auffassung nur eine geringe Flexibilität beitragen (kleine terminalseitige Speichervolumina), und Elektrolyseure/Wasserstoff-Kraftwerke stellen ihre Flexibilität hauptsächlich dem Strommarkt zur Verfügung.

Letztendlich wird für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes und das Funktionieren des Wasserstoff-Kernnetzes die Verfügbarkeit von Wasserstoffspeichern unabdingbar sein. „Ein unterdimensionierter Speicherhochlauf hat immense Implikationen für den Wasserstoffhochlauf an sich. Die genauen Folgen eines solchen ‚Speicherausbau-Bottlenecks‘ lassen sich kaum quantifizieren“ (vgl. Sachverständigenutachten im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Bestimmung des Hochlaufentgeltes für das Wasserstoff-Kernnetz, 15.03.2025). Eine Mehrfachbelastung der Erzeuger bzw. Abnehmer mit Zwischenspeicherbedarf sollte daher weitestmöglich vermieden werden. In ganzheitlicher Betrachtung von Erdgas-Referenz und der weiterführenden wasserstoff-spezifischen Argumente, sollte aus EnBW-Sicht daher **eine signifikante Rabattierung für Wasserstoff-Speicher von mindestens 75% - pauschal für alle Produkte auf Entry- und Exit-Seite** eingeführt

werden. Dass diese Rabattierung unmittelbar zunächst zu einem nominal höheren Kapazitätsentgelt für alle anderen Wasserstoff-Netznutzer führen kann, ist unserer Ansicht nach akzeptabel, da sie von einem funktionierenden Wasserstoff-Kernnetz und einem liquiden Markt mit insgesamt effizienten Bereitstellungs- und Strukturierungsmechanismen mittelbar sogar mehr profitieren.