

Dr. Georg Stamatelopoulos

Vorsitzender des Vorstands

Herr Bundesminister
Dr. Robert Habeck, MdB
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
Scharnhorststraße 34 - 37
10115 Berlin



EnBW
Energie Baden-Württemberg AG
Durlacher Allee 93
76131 Karlsruhe

Telefon

Sitz der Gesellschaft: Karlsruhe
Amtsgericht Mannheim
HRB Nr.
Steuer-Nr.

Karlsruhe, 30. Oktober 2024

Stellungnahme zum Optionenpapier des BMWK

Sehr geehrter Herr Bundesminister,

Lieber Herr Habeck,

wir haben uns sehr gefreut, dass die Bundesregierung das Kraftwerkssicherheitsgesetz auf den Weg bringt, und damit die dringend benötigte zusätzliche Kraftwerkskapazität sichert. Insbesondere begrüßen wir die Verankerung eines Bonus-Systems, um damit den Zubau im netztechnischen Süden anzureizen. Aus Gründen der Systemstabilität ist es richtig, dass zwei Drittel der Leistung im Süden zugebaut werden sollen. Allerdings ist der Begriff „netztechnischer Süden“ geografisch in den Konsultationspapieren sehr weit gefasst und erstreckt sich über große Teile des Landes. Aus Netzsicht sind nicht alle Standorte in der „Südzone“ gleichwertig („Süden ist nicht gleich Süden“), da vor allem in einer süddeutschen Kernregion, die auch Baden-Württemberg umfasst, Zubau besonders dringend benötigt wird. Damit besteht die Gefahr, dass die räumliche Aussteuerung nicht so gelingt, wie dies aus Systemsicht wünschenswert wäre, und neue Erzeugungskapazitäten nicht dort priorisiert werden, wo sie am dringendsten benötigt werden.

Für uns als EnBW ist die optimale Platzierung der Anlagen in Süddeutschland besonders wichtig, weil dadurch der Wegfall der Kohlekraftwerke kompensiert und zeitnah die Stromerzeugung auf moderne wasserstofffähige Gaskraftwerke umgestellt werden kann. Damit wird auch die Dekarbonisierungsstrategie des Landes Baden-Württemberg nachhaltig unterstützt.

In unserer Stellungnahme zum Optionenpapier des BMWK haben wir allerdings auf einige fundamentale Mängel hingewiesen, die aus unserer Sicht den Zubau der neuen Kraftwerke erschweren, schlimmstenfalls sogar verhindern.

Für H2-ready-Neuanlagen sind beispielsweise nur Standorte gebotsfähig, an denen zuvor keine Stromerzeugungsanlagen auf Basis gasförmiger Brennstoffe als Hauptbrennstoff betrieben wurden. Dies schränkt die Standortwahl enorm ein, denn neue Gasanschlüsse benötigen eine aufwändige Infrastruktur, wie Netzan-schlüsse und vor allem planungsrechtliche Genehmigungsverfahren, die im avi-sierten Realisierungszeitraum kaum möglich sind.

Vorsitzender des Aufsichtsrats:
Lutz Feldmann
Vorstand:
Dr. Georg Stamatelopoulos
(Vorsitzender)
Thomas Kusterer (Stv. Vorsitzender)
Dirk Güsewell
Peter Heydecker
Colette Rückert-Hennen

Alle neuen und modernisierten Anlagen sollen verpflichtet werden, Phasenschieber zur Erzeugung von Blindleistung bereitzuhalten. Dies verteuert die Projekte zusätzlich und schließt große, effiziente Gas- und Dampfanlagen (GuD) praktisch aus, da hierfür keine technischen Lösungen existieren. Eine bedarfsgerechte Festlegung und Technologieoffenheit, die es den Anlagenbetreibern ermöglicht, selbst festzulegen, wie sie Blindleistung und Momentanreserve bereitstellen, wäre einer pauschalen Anforderung vorzuziehen.


Kritisch sehen wir auch die Pönalen, die nach Ablauf der Realisierungsfrist vorgesehen sind. Sie sollten deutlich reduziert werden und so ausgestaltet sein, dass Betreiber nur für selbstverschuldete Verzögerungen im Projektablauf in Haftung genommen werden. Die vorgesehene Regelung enthält keine klare Abgrenzung zu kaum vom Betreiber zu beeinflussenden Verzögerungen (z. B. unvorhergesehene technische Schäden, Genehmigungsverzögerungen, Lieferengpässe, netztechnischer Terminverzug, etc.). Der Betreiber muss sogar dann haften, wenn zum Zeitpunkt der H2-Umstellung aufgrund von Verzögerungen beim Leitungsbau kein Anschluss an das avisierte Wasserstoffkernnetz verfügbar ist, oder sich der H2-Hochlauf für Markt und Infrastruktur in Deutschland insgesamt verzögert.

Die Förderung des Wasserstoffs ist auf 800 Volllaststunden jährlich begrenzt. Da ein ungeförderter Wasserstoffbetrieb voraussichtlich nicht kostendeckend ist, würde die Anlage danach stillstehen. Dies erhöht nicht nur die Kosten, sondern schränkt auch die Versorgungssicherheit ein. Ältere, weniger effiziente Anlagen, wie Kohlekraftwerke und ältere Gasanlagen, würden danach verstärkt genutzt, was das CO2-Reduktionsziel unterlaufen würde. Besser wäre es, die Anzahl der geförderten Stunden zu erhöhen. Da dies mit einer Senkung der Kosten je geförderter MWh einhergeht, wäre dies mit demselben Budget leistbar. Besonders wichtig für Anlagen in der „Südzone“ ist zudem, dass Redispatch-Einsätze nicht auf die 800 Stunden angerechnet werden.

Sehr geehrter Herr Bundesminister, die EnBW investiert insgesamt mehr als 40 Mrd. € bis zum Jahr 2030; ca. 90 % davon in Deutschland. Es gibt keinen anderen Energieversorger, der mehr in die Transformation des deutschen Energiesystems investiert. Wir suchen deshalb auch nicht händeringend nach weiteren Investitionsmöglichkeiten. Im Gegenteil: die Investitionsnotwendigkeiten sind enorm. Regelmäßige Leistung im geographischen Süden Deutschlands ist nach unserer Auffassung absolut erforderlich für die Versorgungssicherheit, die Netzstabilität und den Klimaschutz. Gerade deswegen sind wir sehr besorgt, dass der aktuelle Gesetzesentwurf keinen ausreichenden wirtschaftlichen Aufbau einer energiewendekompatiblen disponiblen Leistung ermöglichen wird.

In der Anlage haben wir unsere wichtigsten Verbesserungsvorschläge näher erläutert. Ich würde mich freuen, wenn Sie unsere Überlegungen zur Umsetzung des Kraftwerkssicherheitsgesetzes im weiteren Verfahren berücksichtigen würden. Selbstverständlich stehen wir Ihnen jederzeit zum intensiven Austausch zur Verfügung.

Freundliche Grüße



Georg Stamatelopoulos

Anlage

EnBW-Einschätzungen zum Kraftwerkssicherheitsgesetz

(Konsultationsfassung vom 11. September 2024)

Stand: 28. Oktober 2024

EnBW begrüßt, dass das KWSG auf den Weg gebracht wurde, denn für den Ausbau der gesicherten Leistung drängt die Zeit. Allerdings befürchten wir, dass das KWSG in seiner zur Konsultation gestellten Ausgestaltung den Zubau volkswirtschaftlich unnötig verteuert, denn eine sachliche Notwendigkeit für zahlreiche Ausgestaltungselemente (z. B. hohe Pönalen, flächendeckender Einbau von Phasenschiebern) sehen wir nicht. Zudem werden den Bietern erhebliche Risiken auferlegt, was vor allem in Säule 1 dazu führen kann, dass die Kosten unnötig steigen, weil entweder der Wettbewerb aufgrund mangelndem Bieterinteresse eingeschränkt wird, oder weil Bieter gezwungen werden, relativ hohe Gebote abzugeben, um Risiken und Mehrkosten auszugleichen, die durch die Ausgestaltung des KWSG künstlich erzeugt werden.

Aus Sicht der EnBW ist nun erforderlich, dass das KWSG zügig umgesetzt wird, dass die Komplexität der Anforderungen sehr deutlich reduziert wird, und dass in signifikantem Umfang Risiken für die Bieter herausgenommen werden. Unter diesen Voraussetzungen kann das KWSG zu einem Erfolg werden.

Im Einzelnen möchten wir das Augenmerk auf folgende Themen lenken:

1. Technische Anforderungen

Um teilnehmen zu können, müssen Bieter hohe technische Anforderungen (Nachweis von Phasenschieberbetriebsmöglichkeit, Momentanreserve) erfüllen. Diese sind jedoch technisch nur z. T. umsetzbar und auch bei weitem nicht immer sachlich erforderlich. Die für einen Phasenschieberbetrieb erforderlichen Kupplungen sind nur für Turbinen bis Größenordnung von etwa 350 MWe verfügbar. Damit wären alle Betreiber gezwungen, auf Gebote für effizientere größere Anlagen zu verzichten, und stattdessen auf spezifisch teurere, kleinere Anlagen zu setzen, wodurch auch der Förderbedarf ansteigen würde. Phasenschieber sind zudem nach unserer Kenntnis nicht „flächendeckend“ erforderlich. Die für alle Bieter geltenden technischen Anforderungen verteuern das Verfahren also künstlich, ohne dass es dafür einen realen Bedarf gäbe. Falls der Netzbetreiber örtlich bestimmte Systemdienstleistungen wünscht, ist es sachgemäß, wenn er sich außerhalb des KWSG mit dem Betreiber einigt, und er die Mehrkosten übernimmt.

Die technischen Anforderungen hinsichtlich der Erbringung von zusätzlichen Systemdienstleistungen sollten daher in Gänze aus dem KWSG gestrichen werden.

2. Betriebseinschränkung

Säule 1 sieht eine Einschränkung der OPEX-Förderung auf 800 Stunden jährlich vor. Dieser Wert erscheint willkürlich und wird dazu führen, dass den Anlagen in Säule 1 signifikante Deckungsbeiträge entgehen, weil der Markt absehbar Anlagen, die mit Einsatzkosten auf Erdgasniveau betrieben werden, mit mehr als 800 Stunden anfordern wird. Hierbei sollte bedacht werden, dass der Förderbedarf je kg Wasserstoff mit steigender Anzahl der geförderten Stunden deutlich zurückgeht. Der Grund: Mit steigender Auslastung sinken die spezifischen Kosten für Transport und (Kavernen-) Speicherung von Wasserstoff merklich. Folglich könnte mit einem gegebenen Budget auch eine höhere Stundenzahl gefördert werden. Eine Ausweitung der Betriebsstunden mit OPEX-Förderung nach der H2-Umstellung hilft zudem, die CO₂-Emissionen weiter zu reduzieren.

Wir empfehlen, die Gesamtstundenzahl über alle Jahre mit OPEX-Förderung zu begrenzen, und die Stunden nicht jährlich zu limitieren, damit der Betreiber den Einsatz optimieren kann. Von Netzbetreibern z. B. für Redispatch angeforderte Einsatzstunden dürfen nicht angerechnet werden, da mit diesen Einsätzen keine Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden dürfen.

3. Risiken

Der aktuelle Entwurf bürdet dem Bieter durch sehr hohe Pönalen, sowie durch die Regelungen im Fall der Nichtverfügbarkeit von Wasserstoff enorme Risiken auf. Problematisch ist dabei auch, dass keine klare Abgrenzung zu kaum vom Betreiber zu beeinflussenden Verzögerungen (etwa unvorhersehbare technische Schäden, höhere Gewalt, Genehmigungsverzug, infrastruktureller und strom-/gasnetztechnischer Terminverzug) getroffen wird.

Sollte eine Anlage in Verzug geraten, so würde dies neben der zu zahlenden Pönale zum Entfall der gesamten Förderung für den Betreiber führen, und könnte den Betreiber veranlassen, den Bau der Anlage zur Kostenminderung komplett einzustellen, sobald dies absehbar ist. Dies wäre für alle Seiten negativ: Dem System ginge dringend benötigte disponible Leistung verloren (deren Neuausschreibung und Errichtung weitere 6 - 7 Jahre dauert) und der Betreiber hätte einen extremen Schaden. Das Risiko einer Verzögerung ist sehr real, denn es darf nicht vergessen werden, dass allein im Rahmen des KWStG voraussichtlich mindestens 10 Anlagen gleichzeitig realisiert werden. Aufgrund der bereits heute angespannten Liefersituation bei wichtigen Komponenten (z. B. Schaltanlagen, Transformatoren), des hohen Bedarfs an solchen Komponenten, auch im Netzbereich, und des erheblichen Abbaus von Industriekapazitäten im Kraftwerksbereich in Deutschland in den vergangenen 15 Jahren, besteht ein hohes Risiko des Terminverzugs. Erfahrungen bei den aktuell laufenden (wenigen) Neubauprojekten zeigen diese Lieferprobleme bereits. Während Pönalen im Grundsatz nachvollziehbar sind, muss bedacht werden, dass Betreiber selbst ein großes wirtschaftliches Interesse an einer zügigen Umsetzung der Projekte haben.

Aus EnBW-Sicht müssen die Pönalen deutlich reduziert werden, und nur für Projektverzögerungen ausgesprochen werden, auf die die Betreiber einen direkten Einfluss haben, oder die selbstverschuldet sind.

Bei einer Verzögerung der H₂-Umstellung muss der Betreiber sogar dann haften, wenn zum Zeitpunkt der Umstellung durch Verzögerungen beim Leitungsbau kein Anschluss an das Wasserstoff-Kernnetz verfügbar ist, oder sich der H₂-Hochlauf für Markt und Infrastruktur in Deutschland insgesamt verzögert. Die Risikoballung beim Betreiber entsteht nicht zuletzt dadurch, dass die für ihn vorgesehenen Optionen für den Fall der Nichtverfügbarkeit von Wasserstoff (CCS, Stilllegung etc.) wirtschaftlich in keiner Weise tragfähig sind.

Insgesamt dürften die erheblichen Risiken für potenzielle Bieter ein maßgeblicher Grund für eine Entscheidung zur Nichtteilnahme an Säule-1-Auktionen sein.

Die Zulässigkeit des Einsatzes von H₂-/Erdgas-Gemischen über 2 - 4 Jahre könnte das Risiko der Nichtverfügbarkeit von H₂ während des Markthochlaufs und technischer Risiken während der Optimierung der neuentwickelten Gasturbinen für H₂-Einsatz weiter reduzieren.

Daher ist eine Risikofreistellung des Betreibers bei höherer Gewalt und vom Betreiber nicht beeinflussbaren Risiken erforderlich. Anlagen müssen bei fehlender H₂-Verfügbarkeit ohne Strafen mit Erdgas weiterbetrieben werden können.

4. Regelung des Zubaus im „netztechnischen Süden“

Wir begrüßen ausdrücklich die Verankerung eines Bonus-Systems im Ausschreibungsdesign, um den Zubau im „netztechnischen Süden“ anzureizen. Es ist aus Gründen der Systemstabilität richtig, dass zwei Drittel der Leistung im Süden Deutschlands zugebaut werden müssen. Allerdings ist der Begriff „netztechnischer Süden“ geografisch in den Konsultationspapieren sehr weit gefasst, und erstreckt sich über große Teile des Landes. Damit besteht die Gefahr, dass die räumliche Aussteuerung nicht so gelingt, wie dies aus Systemsicht wünschenswert wäre, und neue Erzeugungskapazitäten nicht dort priorisiert werden, wo sie am dringendsten benötigt werden. Die Folge wäre z. B. ein deutlich längerer Weiterbetrieb der Netzreserveanlagen in Süddeutschland mit wachsenden Verfügbarkeitsrisiken (qualifiziertes Personal, Kohlelogistik und Instandhaltung) und hohen Kosten zur Erhaltung der Betriebsbereitschaft dieser Anlagen.

Die EnBW wirbt für regional abgestufte „Bonusklassen“ in den Bundesländern, in denen die jeweiligen Bedingungen, z. B. bzgl. Ersatz bestehender Netzreserveanlagen berücksichtigt werden können. Das BMWK nennt im Konsultationspapier selbst eine Spanne von 200 bis 300 €/kW, die je nach lokaler Situation Anwendung finden könnten.

5. Standorteinschränkungen

Für H2-ready-Neubauanlagen sollen nur Standorte gebotsfähig sein, an denen zuvor keine Stromerzeugungsanlage auf Basis gasförmiger Brennstoffe als Hauptbrennstoff betrieben wurde. Dies schließt bei vielen Kraftwerksbetreibern Neubauten an bereits mit Erdgas erschlossenen Standorten von vornherein aus. Der Bau einer Erdgasanschlussleitung zu noch nicht mit Gas versorgten Standorten bedeutet Zusatzkosten und nicht unerhebliche Genehmigungs-/Terminrisiken. Damit scheiden einige erstklassige Standorte aus, was das Bieterfeld reduziert und die Kosten erhöht.

Zu unnötigen Kostenerhöhungen tragen auch die Regelungen für Bestandsmodernisierung bei. Hier werden Teilnahmevoraussetzungen (Mindestinvestitionstiefe, Wirkungsgradverbesserung) eingeführt, die eine Art „Mindestkostenregelung“ darstellen, und die technisch kaum umzusetzen sind, während gleichzeitig Erdgasumbauten bestehender Kohleanlagen nicht gefördert werden, die technisch erwiesenermaßen machbar und schnell und mit relativ niedrigen Investitionskosten umsetzbar sind.

EnBW wirbt für eine Streichung der Vorgaben zu Neubauten nur an Standorten ohne Gas. Wir empfehlen außerdem nachdrücklich, ein Segment für den Erdgasumbau von Kohlekraftwerken in Säule 2 vorzusehen.

6. Zusammenspiel von KWSG mit KWKG und Kapazitätsmarkt

Die Gebotshöhen im KWSG werden maßgeblich davon abhängen, ob die Bieter Gewissheit darüber haben, dass ihre Anlagen als Bestandsanlagen nach Auslaufen der KWSG-Förderung im künftigen Kapazitätsmarkt teilnehmen können. Erste Analysen zeigen, dass Gebote in der KWSG um etwa 25 % niedriger ausfallen könnten, wenn dies der Fall wäre. Daher ist noch vor der ersten KWSG-Auktion Klarheit über das Zusammenspiel zwischen KWSG und einem späteren Kapazitätsmarkt erforderlich.

EnBW empfiehlt daher nachdrücklich, im KWSG die Regelungen zum Verhältnis zum späteren Kapazitätsmarkt klar zu definieren.

Die gleichzeitige Inanspruchnahme von Förderung aus dem KWStG und dem KWKG muss nicht automatisch zu einer Überförderung führen, und sollte daher nicht pauschal vorab ausgeschlossen werden. Vielmehr ist das Verhältnis zwischen KWStG und KWKG genau zu klären, insbes. angesichts der Tatsache, dass die KWKG aufgrund der höheren Effizienz und der beabsichtigten Umstellung auf klimaneutrale Fernwärme weiterhin gewünscht ist. Infolge höherer Kosten von H₂-ready-KWKG-Anlagen im Vergleich zu reinen Stromerzeugungsanlagen haben diese einen Gebotsnachteil im KWStG, der durch die KWKG-Förderung reduziert werden kann. Es braucht deshalb Regelungen, welche die erforderliche Finanzierung für KWKG-Anlagen über einen Verbund beider Förderpakete ermöglichen. Um Klarheit zur erforderlichen Kalkulation vor der Auktion und Rechtssicherheit bzgl. der Förderung im Zuschlagsfall zu haben, sollte die Regelung zur künftigen Förderung von KWKG-Anlagen mit ausreichendem Vorlauf vor der ersten KWStG-Auktion fixiert werden. Wird dies nicht erreicht, so wird die Chance auf ein wirtschaftliches Optimum sowohl bei den Betreibern als auch beim staatlichen Förderbedarf vertan.

Fazit: In der aktuellen Fassung des KWStG wäre die Realisierung vieler bereits entwickelter Projekte aus technischen Gründen nicht möglich, wegen zu strenger Standortvorgaben nicht umsetzbar, oder für den Betreiber aufgrund der vorgegebenen kurzen Umsetzungsfristen und hohen Pönnen zu riskant. Ohne deutliche Anpassungen im Gesetzgebungsprozess wird das KWStG den gewünschten Neubau und Wettbewerb bei den Auktionen voraussichtlich nicht in Gang setzen, bzw. verursacht unnötig hohe Kosten.