



STEAG / Iqony* Position
zur
Konsultation des Kraftwerkssicherheitsgesetzes

„Das Leben ist einfach, aber wir bestehen darauf,
es kompliziert zu machen.“

Konfuzius

21. Oktober 2024

Kontakt:

Dr. Hans Wolf von Koeller
Leiter Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-1320
E-Mail: hanswolf.vonkoeller@steag.com
www.steag.com

Jonas Fritz
Senior Manager Energiepolitik
Telefon: +49 30 2789 091-1315
E-Mail: jonas.fritz@iqony.energy
www.iqony.energy

* Die Iqony GmbH ist eine 100%-ige Tochtergesellschaft der STEAG GmbH.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Einleitung	4
Herausforderungen.....	4
Perspektive STEAG/Iqony.....	4
Konkrete Anmerkungen	6
1. Ausgeschriebene Mengen und der Rückgang von Kapazitäten	6
2. Wirtschaftliche Belastungen	6
a. Sicherheitsleistung	6
b. Technische Einschränkungen.....	7
c. Referenzanlage in der 1. Säule / Gasturbine als Referenz in der 2. Säule.....	7
d. Abschöpfung.....	8
3. Risikotreiber	8
a. Vor Bau / Inbetriebnahme	9
b. Nach dem Umbau auf Wasserstoff	10
4. Lokalisierung	13
Offene Fragen	14
Exkurs: Langzeitspeicher und H₂-Sprinter	15

Zusammenfassung

Wenn **günstige Preise und moderate Kosten** (für den Bundeshaushalt, den Steuerzahler und den Stromkunden) angestrebt werden sollen, dann muss die Ausschreibung **unkomplizierter und marktnäher** werden, so dass ein breites Feld an Unternehmen teilnehmen kann.

Risiken für die Investoren müssen reduziert werden. Dazu zählen insbesondere ...

- a) die enorme **Höhe der Sicherheitsleistung** angesichts der Bedeutung der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren,
- b) die von Seiten der Anlagenbauer heute technisch noch nicht gelösten Fragen bzgl. der **technischen Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen** (Phasenschieber etc.), die darüber hinaus zum ungewollten De-facto-Ausschluss besonders effizienter Anlagen und zu einem Ausschluss von Neuanlage-Projekten an Netzreserve-Standorten führen (vgl. unten Abschnitt 2.b) können, sowie
- c) das heute nicht einschätzbare Risiko der **ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff** (Infrastruktur und H₂-Mengen) zum festgelegten Umrüstzeitpunkt in Kombination mit dem daran geknüpften Risiko des Verlustes der Förderung.

Es darf keine Anforderungen zum Einsatz nicht verfügbarer und/oder nicht kalkulierbar verfügbarer (z.B. erst im Entwicklungsstadium befindlicher) Anlagen geben.

Die zukünftige Integration in den (zentralen) Kapazitätsmechanismus darf keine wirtschaftlichen Nachteile für die Unternehmen nach sich ziehen, die unter dem Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG) investieren. Da ein Zuwarten auf die Konkretion des Kapazitätsmechanismus mit Blick auf den ambitionierten Zeitplan für den Zubau nach KWVG keine Option ist, müssen die Ausschreibungen marktgängig **unabhängig von der Konkretion des Kapazitätsmechanismus** ausgestaltet werden.

Für die angestrebte netzdienliche Allokation des Zubaus ist die Berücksichtigung eines pauschalen „**netztechnischen Südens**“ nicht hinreichend, da zu unpräzise. Ein Instrument mit höherer Granularität ist erforderlich.

Durch einen zu pauschal ausgestalteten Ausschluss von heutigen Gasstandorten beim Neubauinstrument der 1. Säule kommt es zu **unbeabsichtigten negativen Lokalisierungseffekten** für bestimmte Netzreserve-Standorte und besonders netzdienlichen Standorten in NRW und im Saarland (vgl. unten Abschnitt 4.b).

Nicht nachvollziehbar ist, dass das Modernisierungs-Instrument der 1. Säule bisher so konfiguriert ist, dass die energiewirtschaftlich naheliegende **Umrüstung von jungen Steinkohleanlagen auf Gas und perspektivisch Wasserstoff** im Rahmen des KWVG ausgeschlossen wäre. Diese Umrüstung ist jedoch sehr kosteneffizient und mit deutlichen CO₂-Einsparungen verbunden.

Einleitung

Die Durchführung von Ausschreibungen für gesicherte, steuerbare Leistung in Vorgriff auf die Entwicklung eines Kapazitätsmechanismus ist der richtige Schritt für den deutschen Strommarkt. Es braucht ein klares und verlässliches Signal zum Bau neuer Anlagen – von Gaskraftwerken, von Speichern und für die Entwicklung von Anlagen. Diese müssen moderne Kraftwerksleistung insbesondere dort bereitstellen, wo sie regional erforderlich ist. Die besondere Berücksichtigung von bestehenden Standorten und den Herausforderungen der Systemrelevanz ist dafür essentiell und sehr zu begrüßen.

Entscheidend ist, einfache und realistische Ausschreibungsbedingungen zu entwickeln, die den Zubau sicher gewährleisten, den Pool an Unternehmen, die sich beteiligen, nicht zu geringhalten, die Energieversorgung verlässlich machen und darauf hinwirken, die Strompreise inkl. der Systemkosten kalkulierbar und günstig zu halten. Zusätzlich ist es wesentlich, durch die Ausschreibungen nach dem KWStG den Wasserstoffhochlauf positiv zu begleiten und bestenfalls zu stimulieren.

Herausforderungen

Es ist bereits viel Zeit vergangen, seit die Herausforderung mangelnder steuerbarer Leistung erkannt wurde. Das bedeutet, der **Faktor Zeit** ist inzwischen sehr kritisch.

Verlässlichkeit schafft Vertrauen. Aber in den vergangenen Jahren sind zahlreiche Regeländerungen und tiefe Eingriffe in den Erzeugungspark und in den Strommarkt sowie technologische Einschränkungen vorgenommen worden, die weitere erwarten lassen. Aus Investorenperspektive ist daher von entscheidender Bedeutung, dass im Rahmen des KWStG die Wahrscheinlichkeit für solche spontanen Eingriffe in den Betrieb und damit in die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke minimiert wird.

Die **Anforderungen an den Neubau und Betrieb** von Anlagen sind umfangreich, in systemischer und klimapolitischer Hinsicht.

Das gewachsene Regelwerk ist in Summe **hochkomplex**. Die Nebenbedingungen sind nicht vollständig transparent, die Wechselwirkungen und Widersprüche sind zahlreich.

Ein **staatlich abgesichertes System** auch zur finanziellen Sicherung von steuerbarer Leistung ist der richtige Weg, um den Herausforderungen zu begegnen und Risiken zu reduzieren. Die Komplexität darf nicht zu groß werden. Ein **Fokus auf die Kosten je bereitgestellter Leistungseinheit** ist hilfreich.

Perspektive STEAG/Iqony

STEAG/Iqony möchte in neue Anlagen investieren, die energietechnische Infrastruktur an **bestehenden Kraftwerksstandorten** optimal weiter nutzen und auch zukünftig Versorgungssicherheit und Systemstabilität bereitstellen. Die bestehenden, älteren **Netzreserveanlagen** sollen abgelöst werden und der **Kohleausstieg** so überhaupt erst ermöglicht werden. Wir sehen unsere Standorte als optimal an, wettbewerbsfähig steuerbare Leistung zur Absicherung zur Verfügung zu stellen und neben Strom auch systemische Dienstleistungen zu liefern.

Es braucht aufgrund der Verunsicherung einen **planbaren Erlösstrom und eine verlässliche Perspektive**. Allein strommarktgetrieben ist der Bau und der wirtschaftliche Betrieb von Gaskraftwerken und spezifisch teureren Wasserstoffkraftwerken nicht wirtschaftlich und finanzierbar möglich.

Der Vorschlag für das KWStG weist in eine geeignete Richtung. Er überträgt jedoch den Investoren umfangreiche politische, regulatorische und genehmigungsrechtliche **Risiken**, die die Bereitstellung von Leistung verteuern.

Dass **Systemdienstleistungen**, wie Momentanreserve und Blindleistung, erforderlich sind, ist unstrittig. Wichtig aber ist, dass diese über Märkte separat angefragt werden und nicht als pauschale, technische (aktuell nicht erfüllbare!) Qualitätsanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Teilnahme an den Auktionen des KWStG vorausgesetzt werden. Dafür sind vielmehr separate marktliche Mechanismen erforderlich, wie sie in § 12h EnWG bereits angelegt sind. Die pauschalen und harten Anforderungen führen keineswegs zu einer bedarfsorientierten und effizienten Allokation von Anlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Um dies sicherzustellen, müsste in der Ausschreibung ein präzises Instrument zur netzdienlichen Allokation integriert werden, das auch konkret Systemdienstleistungen berücksichtigt. Vermutlich wird sogar das Gegenteil des beabsichtigten Zubaus erreicht, weil die Anforderungen zu höheren Kosten führen.

Bei **jungen Steinkohlekraftwerken** wie dem STEAG Kraftwerk Walsum 10 besteht eine äußerst kostengünstige Möglichkeit, durch Umrüstung auf alternative Brennstoffe, wie Gas und Wasserstoff, Leistung zu sichern. In der aktuellen Fassung werden solche Ansätze nicht erfasst. Mit Blick auf sinnvolle Nutzung bestehender Stromnetz-Infrastruktur und Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten im Rahmen des KWStG sollten diese im Vergleich zu einem Neubau kostengünstigen und schnell umsetzbaren Lösungen mit großem Dekarbonisierungspotenzial vorangetrieben werden. Anders als bei der Modernisierung von bestehenden Gaskraftwerken handelt es sich bei der Umrüstung von bestehenden Steinkohleanlagen um die faktische Sicherung von Kapazitäten für den Strommarkt über den Kohleausstieg hinaus – und eben nicht über eine relative teure und beschränkte Netzreserve.

Konkrete Anmerkungen

1. Ausgeschriebene Mengen und der Rückgang von Kapazitäten

Die Ausschreibung von 12 GW zzgl. der 1 GW für innovative Konzepte ist ein relevanter Beitrag. Er deckt aber die Lücke, die durch Ausstieg aus Kohle und Kernenergie sowie durch die versäumte Entwicklung von Systemdienstleistungsmärkten und durch die Entwertung von Kapazität und Flexibilität über die Gestaltung der EE-Förderung und Netzentgelte entstanden ist, nur zu einem Teil. Bei dem von der Bundesnetzagentur im Rahmen des Versorgungssicherheitsmonitorings identifizierten Zubaubedarfs i.H.v. 17-21 GW bis 2031 handelt es sich zudem um einen Nettozubau. Es ist also entscheidend, die Voraussetzungen für die Förderung von Kapazitätsbereitstellung voranzutreiben. Daraufhin ist das Konzept, das jetzt zur Konsultation vorliegt, auch angelegt – nur drängt die Zeit inzwischen erheblich.

2. Wirtschaftliche Belastungen

In der Konsultationsunterlage sind zahlreiche Elemente enthalten, die den Wettbewerb begrenzen, die Auswahl bei Anlagelieferanten stark einschränken und preistreibend in Bezug auf Risikoprämien wirken. Der unklare Preisdeckel vergrößert die Risiken erheblich.

a. Sicherheitsleistung

Eine Sicherheitsleistung i.H.v. 200 €/kW ist sehr hoch und erfordert bei größeren Kraftwerken einen dreistelligen Millionen-Betrag. Diese würde (je nach gewählter Technologie) 15-25 % der Investitionskosten des Kraftwerks entsprechen! Wesentlich hierbei ist aber, dass das Genehmigungsrisiko ein staatlich-induziertes ist. Dies ist angesichts der personellen Ausstattung der Behörden schwer kalkulierbar. Gerade wenn absehbar in einem Bundesland mehrere Anlagen und Gasleitungen genehmigt werden sollen, ist das Genehmigungsrisiko nicht zu bewerten. Damit ist die Forderung einer Sicherheitsleistung, die im Fall einer Verzögerung des Projekts (welche durch den Bieter nicht allein beeinflussbar ist, z.B. Pandemien und Blockaden von Überseerouten) von einem Tag auf den anderen vollständig verloren geht, nicht zumutbar.

Teilnehmen können dann nur finanziell sehr potente und sehr risikobereite Bieter, oder solche, die bereits im Vorgriff auf die Ausschreibungen eine Genehmigung mit hoher Sicherheit in Aussicht haben.

Die Analogie zur Fertigstellungsgarantie bei der Ausschreibung bei Wind Offshore – in Art und Höhe - ist ungeeignet. Denn bei Wind Offshore sind Genehmigungsrisiken andere (Infrastrukturrisiken z.B. in der Offshore Haftungsumlage enthalten), die Zeiträume länger und zudem wird ein Recht zur Nutzung einer Fläche versteigert. Und dennoch ist schon bei diesen Ausschreibungen die Anzahl der Unternehmen, die an der Ausschreibung teilgenommen haben, klein und die hohe Kapitalkraft als Voraussetzung deutlich erkennbar.

Der Ansatz reduziert auch nicht strategisches Bieterverhalten. Im Gegenteil – denn es reduziert ja schon vorab die Zahl der Bieter.

Lösung: Absenken der Sicherheitsleistung. Eine Bietergarantie in dieser Höhe, die bei einer stichtägigen Bauzeitüberschreitung verloren geht, wirkt prohibitiv und ist um den Faktor zehn unnötig überhöht, was auch der Blick auf vergleichbare, aber deutlich moderatere Sicherheitsleistungen in anderen EU-Mitgliedsstaaten zeigt.

b. Technische Einschränkungen

Anforderungen an die Bereitstellung von Blindleistung (Phasenschieber), Synchronkondensatoren und Momentanreserve unabhängig vom Betrieb der Anlage können bisher nicht bzw. nur von wenigen Anlagenlieferanten bei kleineren Anlagen-Größen bereitgestellt werden. Hierdurch würden (gerade besonders effiziente!) Leistungsklassen von den Ausschreibungen de facto ausgeschlossen. Darüber hinaus können hierdurch zum Beispiel Standorte mit viel Platzangebot gegenüber Netzreservestandorten bevorzugt werden, ohne einen systemischen Mehrwert zu generieren.

Die Wirkungsgradsteigerung um 20 Prozentpunkte, die für die Modernisierung gefordert wird, ist bei GuD-Anlagen unrealistisch. Es sind nur wenige Beispiele alter Gasturbinen vorstellbar, für die eine solche Leistungssteigerung realistisch umsetzbar erscheinen könnte. Das heißt, dass diese Anforderung nur für wenige Unternehmen einschlägig wäre. (Die Mindestinvestitionstiefe ist als Begriff unbestimmt – wie genau ist ein „hypothetisches Kraftwerk gleicher Art und gleicher Leistung“ definiert?) Sinnvoller wäre es, die Modernisierung von bestehenden, fossil gefeuerten Kraftwerken technologieoffen zuzulassen, da dieses mit deutlich geringeren Kosten und damit einem geringeren Förderbedarf verbunden wäre.

Inwieweit das beachtet wird, ist unklar: Auch wenn es zukünftig technisch möglich sein sollte, und der Phasenschieberbetrieb erfolgt, fallen stets Kosten an: Auch außerhalb der marktinduzierten Betriebsstunden muss der Betrieb technisch qualifiziert begleitet werden.

Lösung: Mehr technische Offenheit bei der Erfüllung von Anforderungen und vor allem ein Markt für systemische Dienstleistungen gem. § 12h EnWG, zu dem die Anlagen, die nach KWStG entstehen, Zugang haben.

c. Referenzanlage in der 1. Säule / Gasturbine als Referenz in der 2. Säule

Es gibt keine 100% H₂-Ready-GuD-Referenzanlage, auf die mit 80% „der mit der Investition verbundenen Kosten“ abgestellt werden kann. Hinzu kommt, dass von einer Leistungsabsenkung um 10 bis 25 % beim H₂-Betrieb ggü. dem Erdgasbetrieb auszugehen ist. Eine Umrechnung auf den Leistungswert ist also erforderlich. Von daher ist die Bedeutung der rechnerischen Basis dieser Formulierung nicht klar. Noch mehr gilt es, einen geeigneten Preisstand für solch eine Anlage zum Zeitpunkt der Ausschreibungen zu finden.

Richtig ist, auch die Kapitalkosten zu berücksichtigen. Hierbei ist es zentral, für das im Vergleich zur 2. Säule immense Risikoprofil der 1. Säule entsprechend hohe Kapitalkosten anzusetzen, die beispielsweise deutlich über die heute bekannten Kapitalkosten für Strom-/Gasnetze hinausgehen. Zudem gibt es auch Kosten des Leistungsbetriebs, die in die Vorhaltung von Leistung eingepreist werden müssen.

Auch für eine (größentechnisch unbestimmte) Gasturbinenanlage gibt es vermutlich keinen geeigneten Referenzpunkt. Wenn dieser zudem hart durchgezogen werden sollte, würden effizientere GuD-Anlagen ausgeschlossen.

Lösung: Grundlage für einen Referenzwert sollte eine effiziente GuD-Anlage sein, zuzüglich (a) der Umrüstkosten auf Wasserstoff und (b) der Kosten des Leistungsbetriebs (c) der Kapitalkosten inkl. Risikozuschlag und den Kapitalkosten für die Sicherheitsleistung und ggf. (d) der Kosten für die Erfüllung besonderer technischer Anforderungen.

d. Abschöpfung

Die Abschöpfungsregel muss grundsätzlich bei den Geboten eingepreist werden. Es ist fraglich, ob das Instrument den Aufwand eines Abschöpfungsmechanismus lohnt, d.h. es ist offen, in welchem Verhältnis die konkreten Gebotsaufschläge zu anzunehmenden Abschöpfungsbeträgen stehen.

Die anlagenbezogene Abschöpfung kennen wir aus der Erlösabschöpfung in der Energiekrise. Diese zeichnet, unabhängig davon, ob Variante A oder B verfolgt wird, (a) nicht die tatsächliche Vermarktung (ggf. mit der Hilfe Dritter) nach, bezieht (b) unterschiedlich lang- und kurzfristige Vermarktung nicht ein (sondern geht von einer direkten Spot-Vermarktung der Anlage aus) und berücksichtigt (c) Absicherungsgeschäfte nicht geeignet. Dass dieser Maßstab zu einem Abschöpfungsbetrag führt, der die realen Erlöse sinnvoll widerspiegelt, ist nicht nur innerhalb einer Spannbreite unsicher, sondern sogar unwahrscheinlich – er führt aber sowohl erzeugungsabhängig als auch erzeugungsunabhängig zu erheblichen Risiken, die eingepreist werden müssten.

Eine strompreissenkende Wirkung hat die Abschöpfung nicht direkt, sondern nur über die Annahme einer Umverteilung. Sicher ist jedoch eine Preissteigerung über Risiko-Einpreisung.

Lösung: Gleichwertige Alternativen für die Vermeidung von Mehrgewinnen sollten entsprechend steuerlich am Jahresende erfolgen, wenn ein Eingriff überhaupt erforderlich ist. Uns erscheint eine wettbewerbsorientierte Ausschreibung bereits ausreichend zu sein, um den Preisdruck gering zu halten. Das gilt für beide Säulen.

3. Risikotreiber

Das gewählte Vorgehen verlagert erhebliche, letztlich wirtschaftliche und politische Risiken in die Sphäre der Investoren. Diese Risiken sind durch relativ starre Vorgaben und Annahmen noch höher als auf den ersten Blick ersichtlich. Es braucht mehr staatliche Risikoübernahme beim Thema Wasserstoffinfrastruktur- und Wasserstoffmengenverfügbarkeit sowie mehr Sicherheit in Bezug auf Regeländerungen im Zuge der Einführung zukünftiger Kapazitätsmechanismen.

a. Vor Bau / Inbetriebnahme

i. *Genehmigungsverfahren*

Ob eine Genehmigung rechtzeitig und umfassend erteilt wird, ist nie sicher vorhersagbar. Verfahren für Gasnetzleitungen können lang sein; für den Leistungsbetrieb auf der Basis von Wasserstoff gibt es keine Erfahrungen. Für Brandschutz und Emissionen eines Wasserstoffbetriebes gibt es bislang sehr geringe Erfahrungen, grundlegende Regelungen fehlen.

Durch die Hinterlegung der Sicherheitsleistung kann der Investor gezwungen werden, ggf. auch ohne erteilte Genehmigungsbescheide eine Investitionsentscheidung zu treffen. Er tauscht dann Genehmigungsrisiken samt Rückbau gegen den sicheren Verlust der Sicherheitsleistung und der Förderung.

Lösung: Ausnahme für Genehmigungsverfahren bei rechtzeitig eingebrachten BImSchG-Antrag, der als genehmigungsfähig angesehen wird und/oder Absenkung der Sicherheitsleistung. Übernahme des Leitungsrisikos analog der Offshore-Haftungsumlage durch den Bund bzw. die Stromkunden. Zunächst sollte die Genehmigung des Erdgasbetriebs und alles Weitere auf der Basis von Änderungsgenehmigungen erfolgen.

Für den Wasserstoffbetrieb müsste die Einleitung eines neuen Genehmigungsverfahrens - falls dieses neue Verfahren nicht vermeidbar bzw. entbehrlich ist - zusätzlich abgesichert werden. Wenn aus Genehmigungsaufgaben ein H₂-Betrieb nicht wirtschaftlich möglich ist, sollte der Umrüstungszwang entfallen und ein Wechsel in die 2. Säule ermöglicht werden.

ii. *Anlagenbeschaffung (s.o.)*

Ein Phasenschieberbetrieb ist nicht für alle Anlagengrößen und -typen, die zu wirtschaftlichen sinnvollen Anlagen führen, Stand der Technik. Ob, wann und zu welchem Preis diese Techniken für den Einsatz zur Verfügung stehen ist heute völlig offen. Dahingehende Festlegungen der Anlagenbauer liegen nicht vor. Gleiches gilt für Schwungmassen, die als Option aufgeführt sind. Dies ist kritisch für beide Säulen.

Darüber hinaus führen die technischen Anforderungen zu einem De-facto-Ausschluss von besonders effizienten Anlagen und zu einem Marktausschluss von Neuanlagen an Netzreserve-Standorten führen oder mindestens zu einer Zeitverzögerung durch Berücksichtigung in der Planung und Genehmigung (vgl. unten Abschnitt 2.b).

Lösung: Es darf keine Anforderungen zum Einsatz nicht verfügbarer und/oder nicht kalkulierbar verfügbarer (erst im Entwicklungsstadium befindlicher) Anlagen geben (z.B. Phasenschieber).

iii. Umbau auf Wasserstoff

Der Umbau einer Anlage auf Wasserstoff ist hinsichtlich des Preises und mit Blick auf Zeitbedarf bzw. Vorlauf heute nicht einschätzbar. Der Umbau wird zudem verkompliziert und verteuert, wenn viele Anlagenbetreiber nahezu gleichzeitig 2,5 bis 5 GW umrüsten müssen.

Lösung: Das Umbaurisiko muss zumindest staatlicherseits übernommen werden, wenn es nicht zu erheblichen Risikoaufschlägen kommen soll.

iv. Genaue Dauer der Erdgas-Betriebsphase

Die feste Bemessung für die Erdgas-Betriebsphase ab IBN der Anlage in der 1. Säule bietet einen Gewinn an Berechenbarkeit gegenüber zuvor verfolgten Konzepten. Allerdings ist die Formulierung „ab dem 1. Tag des 8. Jahres“ unklar dahingehend, ob auf das Kalenderjahr oder die Jahresfrist abgestellt wird. Dies sollte klargestellt werden.

b. Nach dem Umbau auf Wasserstoff

Der Umbau und der Betrieb mit Wasserstoff sind mit erheblichen, kaum bewertbaren Risiken verbunden. Die Versorgungssicherheitssäule des KWSTG ist hingegen besser bewertbar.

i. Anlagenparameter

Der nach dem Umbau erreichbare Wirkungsgrad und die zur Verfügung stehende Leistung sind heute unbekannt und können von den Lieferanten nicht garantiert werden (Bei den Gasturbinen-Lieferanten ist die Erprobung von 100% Wasserstoff bei größeren Turbinen noch Teil einer nicht abgeschlossenen F&E-Roadmap!). Ein politisch festgelegter CfD mit einem unterstellten Wirkungsgrad wird also nicht nur auf effizientere größere Anlagen hinwirken (deren Realisierungsrisiko absolut entsprechend steigt – wie auch die Wahrscheinlichkeit des Verlusts der Sicherheitsleistung!), sondern lässt sich auch im offenen Wirkungsgrad nicht abbilden.

Lösung: Die Anlagenparameter werden nach Umbau bei Kapazitätzahlungen bzw. im CfD auf garantierte Werte neu bestimmt und eine kapazitätsbedingte Reduktion der absoluten Zahlung ausgeschlossen.

ii. Wasserstoffkernnetz

Es liegt nicht in der Hand des Kraftwerksbetreibers, ob das Kernnetz rechtzeitig fertiggestellt ist. Es liegt auch nicht in der Hand des

Betreibers, dass das Kernnetz, das auf der Landkarte vielleicht 20 km entfernt liegt, ausreichend dimensioniert ist. Es liegt auch nicht in der Hand der Betreiber, dass in quantitativer Hinsicht ausreichend Wasserstoff im Netz verfügbar ist. Die 800 Stunden, in denen der Wasserstoffeinsatz über einen CfD gefördert wird, werden kaum ausreichen, um den Wasserstoffhochlauf durch eine Nachfrage nach Importen und durch eine Nachfrage nach Leitungskapazitäten anzukurbeln bzw. mitzufinanzieren.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben durch Verknüpfung der Kernnetz-Realisierung mit der Netzentwicklungsplanung manifeste Optionen zur Nichtumsetzung bis 2037.

Sämtliche H₂-Risiken jenseits der Preisdifferenz zu Erdgas in 800 Stunden in nur vier Jahren tragen somit die Investoren, die in die Kraftwerke investieren sollen. Die vorgeschlagenen Alternativen sind mit der Ausnahme der noch undefinierten Reserve (bis zur Herstellung eines Anschlusses an das Wasserstoffnetz) nicht realistisch: Eine nachträgliche Erstellung einer CCS-Anlage ist technisch unrealistisch und wirtschaftlich nicht tragfähig. Planungen für ein CO₂-Netz sind noch weniger weit fortgeschritten als die des H₂-Kernnetzes.

Des Weiteren sind auch hier eigene Planungs- und Realisierungszeiträume von fünf bis sieben Jahren anzusetzen. Zudem wird z.B. in Nordrhein-Westfalen CCS für Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung ausgeschlossen¹. CCS müsste von vornherein in die Genehmigung einbezogen werden – auch wegen des Infrastrukturanschlusses. Eine große Kapazität mit Biogas zu speisen, ist mit Blick auf die Dimension unrealistisch. Es bleibt dann nur die Überführung in eine Reserve. Jedoch bietet eine ausschließliche Ausrichtung auf die CAPEX-Förderung ohne einen Marktbetrieb keine Möglichkeit mehr für eine kostendeckende Vorhaltung von Leistung. In Regionen, in denen ein Kernnetzanschluss herausfordernder ist, muss damit in der unternehmerischen Kalkulation ein Betrieb der Anlage von nur max. sieben Jahren angenommen werden.

Die Kosten für den Wasserstoffanschluss und der Zeitraum, in dem die Kosten berechnet werden, sind zudem heute noch nicht bewertbar. Und der Anschluss an das Kernnetz über das Verteilnetz bzw. über Sticleitungen kann mit sehr unterschiedlichen Kosten verbunden sein.

Lösung: Ein Anschlussoptionsvertrag sollte ausreichend für das Gebot und den Betrieb sein. Das Risiko der Nicht-Fertigstellung sollte in dem Vertrag auf den Fernleitungsnetzbetreiber übergehen.

¹ Siehe Punkt 6 der Leitlinien der Carbon Management Strategie des damaligen Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2021.

Die Anschlusskosten an das Kernnetz sollten zu 80 % zusätzlich förderfähig ausgestaltet werden.

iii. Verfügbarkeit von Wasserstoff

Selbst wenn das Kernnetz ausreichend dimensioniert und rechtzeitig nach dem siebten Jahr zur Verfügung steht, so ist die Verfügbarkeit von Wasserstoff zum erforderlichen Zeitpunkt bzw. in den Perioden mit Nachfrage-Peaks völlig offen. Die 800-Stunden-Regelung für nur 4 Jahre macht einen Aufbau einer Lieferkette nur in geringem Umfang attraktiv.

Hinzu kommt, dass ein hohes Risiko besteht, dass der verfügbare Wasserstoff durch systemseitige Anforderungen (Netzstabilität) verbraucht wird. Hier besteht kein Markt, sondern ein Kostenerstattungsmodell über die Übertragungsnetzbetreiber. Das bedeutet auch, dass die Errichtung von wasserstofffähigen Anlagen im Zugriffs-Portfolio der Übertragungsnetzbetreiber zugleich dafür sorgen wird, den Wasserstoffmarkt unkalkulierbar und für unkalkulierbare Dauer zu verknappen.

Selbst wenn ein Unternehmen das Risiko der Investition eines Wasserstoffkraftwerks eingehen sollte, so hängt die Verfügbarkeit von Wasserstoff erheblich von der Risikobereitschaft anderer (H₂-importierender) Unternehmen ab, die das Leitungsnetz auslasten. Sie sollten möglichst nicht zur selben Zeit Wasserstoff in der gleichen Region anfragen.

Das Risiko, dass Wasserstoff am Standort ausreichend verfügbar ist, ist nicht tragbar. Der CfD deckt dieses Risiko auch nicht einmal theoretisch ab. Im Gegenteil: Die nur 800 Stunden, in denen er gefördert wird, erhöhen das Risiko einer netzorientierten Anforderung - also der Verknappung. Abhängig von der Ausgestaltung kann ein gering ausgestatteter CfD das Versorgungsrisiko sogar erhöhen.

Lösung: Angesichts der Restriktionen bei Netz und Mengen ist eine Lösung schwierig. Am Ende wird nur auf max. sieben Betriebsjahre mit Erdgasbetrieb geboten werden. Dann muss der Investor entscheiden dürfen, ob er umbaut oder nicht. Entsprechend darf der Claw-back auch nur teilweise erfolgen, wenn eine Investitionsentscheidung überhaupt ermöglicht werden soll.

iv. Wasserstoffmarkt

Ein CfD braucht als Aufsatzpunkt geeignete Marktparameter. Ob sich in zehn bis zwölf Jahren, also kurz nach Fertigstellung des Kernnetzes, bereits ein liquider Wasserstoffmarkt etabliert hat, ist heute nicht vorhersehbar und wird auch 2026 oder 2027 nicht abzusehen sein. Ein belastbarer Index steht unseres Erachtens heute

nicht zur Verfügung. Entsprechend kann ein CfD auf einen Wasserstoffmarkt nicht in 2025 geeignet bepreist werden, sondern dies kann nur eine Zusage sein.

Lösung: Es muss entsprechend ein geeigneter, alternativer Referenzpreis gefunden werden (der H₂-Preis ist auf Sicht z.B. stets Strompreis orientiert) oder es wird z.B. über H2Global bzw. die Schemata der EU-Wasserstoffbank eine fixe Förderung von Mengen und Preisen gewährleistet, ggf. für 800 Stunden.

v. **Kapazitätsmechanismen**

Die Offenheit der detaillierten Ausgestaltung und der Überführung in einen Kapazitätsmarkt (adressierte, jedoch im Rahmen der Konsultation nicht ausbuchstabierte 3. Säule) stellt ein signifikantes Risiko dar, das kaum bewertbar ist - Auch weil 2028 nicht mehr in der laufenden Legislaturperiode fällt und damit politischen Voraussetzungen für die Gesetzgebung ganz andere sein können. Es geht hier um die Überführung bzw. um den möglichen Wettbewerb von neu angeregten Anlagen, der eingeschätzt werden muss. Besondere, zusätzliche Bewertungsrisiken entstehen, wenn nicht nur auf einen zentralen Kapazitätsmechanismus gesetzt wird, sondern darüber hinaus auch noch ein dezentrales, auf Zertifikaten basierendes System zu integrieren ist - und die Dimension der Netzreserve bzw. der Kapazitätsreserve unbegrenzt bleibt.

Lösung: Fokus auf einen zentralen Kapazitätsmechanismus, in den die Anlagen überführt werden können, und eine klare Ausrichtung auf eine Minimierung der Netzreserve sowie ein Auslaufen der bestehenden Kapazitätsreserve.

4. **Lokalisierung**

a. **Südbonus**

Entscheidend ist, dass die Anlagen an netztechnisch sinnvollen und geeigneten Stellen im Stromnetz entstehen können. Ein Südbonus, der von Münster über Darmstadt bis nach Berchtesgaden die gleiche Höhe hat, ist zwar angesichts der Herausforderungen der Systemrelevanz nachvollziehbar, reicht aber nicht aus, um bei besonders belasteten Standorten den besonders erforderlichen Neubau von Kapazitäten anzureizen.

Abhängig von der Ausgestaltung ist zudem möglich, dass in der Nordzone wenig Wettbewerb entsteht.

Ein bloßer Hinweis in den Unterlagen der Konsultation, wonach die Netzreservestandorte auch für die Ausschreibung von neuen Anlagen erreichbar sind (dafür ist eine frühzeitige Klärung der Bebaubarkeit und der Übergangsfristen notwendig!) führt nicht bereits dazu, dass die Anlagen dort auch gute Chancen in den Auktionen haben.

Lösung: Ein redispatchorientierter, echter Netzfaktor, wie er (in inverser Logik) im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) enthalten war, kann die netztechnisch relevanten Standorte präziser adressieren. Alternativ könnten ÜNB mit Betreibern langfristige Vereinbarungen zur Bereitstellung Redispatch-Potenzial treffen, um einen netzallokierenden zusätzlichen Erlösstrom zu schaffen.

b. Pauschaler Ausschluss von Gasstandorten für Neubau in der 1. Säule

Die unklar gehaltene Frage „was ist eine Anlage, was ist ein Standort?“ zieht sich durch die Dokumente. Ein erstaunlich **pauschal wirkender, exkludierender** (vermutlich nicht antizipierter) Lokalisierungseffekt resultiert in der 1. Säule aus dem vorgesehenen Ausschluss von Standorten, an denen eine „Stromerzeugungsanlage betrieben wurde, die Strom auf Basis von gasförmigen Brennstoffen erzeugt hat“ (3 Jahre Hauptbrennstoff). Damit wäre es im Resultat nicht möglich, an äußerst(!) netzdienlichen und infrastrukturell gut erschlossenen Standorten im Saarland, die zudem in unmittelbarer Nähe zum H₂-Kernnetz liegen, neue H₂-Ready-Anlagen im Rahmen des KWSG zu errichten. Allein weil dort Stromerzeugungsanlagen existieren, die dort zum Zweck der thermischen **Grubengasverwertung** (das Grubengasaufkommen geht perspektivisch zurück) errichtet wurden. Das Modernisierungsinstrument der 1. Säule kommt hier aufgrund des dafür vorgesehenen Kriteriums einer Effizienzsteigerung in Höhe von 20 Prozentpunkten nicht in Frage.

Betroffen von der beschriebenen pauschalen Exklusion könnten bei unpräziser Ausarbeitung des Kriteriums auch Fälle sein, an denen sich heute neben einem Gaskraftwerk auch eine Steinkohlenanlage befindet, die der **Netzreserve** zugeordnet ist, wie es in NRW (ebenfalls an einem Standort mit hoher Netzdienlichkeit und in unmittelbarer Nähe zum H₂-Kernnetz) der Fall ist. Dies kann mit Blick auf die Zielsetzungen des KWSG kaum beabsichtigt sein.

Offene Fragen

1. Welche Institution schreibt aus? – Wird und darf es die Bundesnetzagentur mit den Erfahrungen sein, sodass ein verlässliches Verfahren entsteht und umgesetzt wird?
2. Was wird im KWSG geregelt, was in einer (zustimmungspflichtigen) Verordnung bzw. einer Leitlinie des BMWK und was fällt in die Zuständigkeit der ausschreibenden Institution? An welchen Stellen und zu welchen Zeitpunkten sind jeweils beihilferechtliche Notifizierungen erforderlich?
3. Gibt es ein ausreichendes Budget für die Ausschreibung der H₂-ready-Anlagen?
4. Wie wird die Umlage für die Versorgungssicherheit ausgestaltet? Wann wird diese zahlungswirksam für Stromkunden? Wann werden die Einnahmen an die Kraftwerksbetreiber ausgeschüttet?
5. Wie wird ermöglicht, dass bestehende Netzreserveanlagen tatsächlich an den Ausschreibungen teilnehmen können (Konsultation nach Ziff. 4.8.4.4?). Oder wird in Nr. (10), (18) und (19) der Konsultationsunterlage bloß erklärt, dass Standorte mit solchen Anlagen nicht ausgeschlossen sind?

6. Welches Verzinsungsregime soll für die Sicherheitsleistung genutzt werden? In welcher Form soll die Sicherheitsleistung hinterlegt werden? Welche Rolle spielen Bürgschaften?

Exkurs: Langzeitspeicher und H₂-Sprinter

Batteriespeicher haben durch die Anforderung von 72 Stunden Volllasteinspeisung keine Chance. Sie müssten riesig sein. Stand der Technik sind heute 4-6 Stunden. Solche Anlagen sollen im Vereinigten Königreich in Kürze als „Long Duration Energy Storage“ ausgeschrieben werden. Die Berücksichtigung des Stands der Technik bei Batterien im Rahmen des KWStG wäre wünschenswert. Entscheidend ist aber, dass Batterien spätestens im Rahmen des „technologieoffenen und wettbewerblichen Kapazitätsmechanismus“ zum Zuge kommen können. Bei den Langzeitspeichern im vorliegenden Konzept wird dagegen offenbar allein auf H₂-Speicherung in einem Cluster mit einem Kraftwerk gezielt.

Bei den nahezu zu 100 % wasserstofffähigen Gaskraftwerken, die es heute gibt, handelt es sich sämtlich um Motorenanlagen. Da die Verfügbarkeit des Wasserstoffs und damit der Effizienzgrad seiner Verstromung bei hohen Kosten ein Thema ist, ist der Einsatz wie auch bei den H₂-Sprintern eher ein F&E-Thema. Hier sollten keine Ausschreibungen durchgeführt, sondern eher ein Reallaboransatz verfolgt werden.

Für die Sprinter könnten auf diese Weise theoretisch für 10 Jahre kleine Anlagen gefördert werden, die 800 Stunden pro Jahr eine Verbrennung von in unmittelbarer Nähe erzeugtem Wasserstoff (es ist kein Ausschluss für einen Elektrolyseur erwähnt) vornehmen. Hierauf hätte dann eine Abschöpfung eine geringe Auswirkung. Ohne H₂-Import oder H₂-Speicherung würde dies auf eine deutliche Minderung der verfügbaren elektrischen Leistung hinauslaufen. Der Betrieb würde faktisch nicht marktorientiert erfolgen, da der Strompreis dann im Wesentlichen über den Wasserstoffpreis relevant würde.

Langzeitspeicher könnten ggf. eine Chance haben, wenn über das Gebotsverfahren die Nachteile beim Netzanschluss und dem Verlust der grünen Herkunftsnachweise etc. ausgeglichen werden können. Ein Höchstwert ist nicht enthalten. Fraglich bleibt, ob eine Investitionskostenförderung für den Betrieb auskömmlich gestaltet werden kann. Der Benchmark hierfür wird eine große Batterie sein.