



- Beschlusskammer 4 -

Az.: BK4-19-052

Beschluss

In dem Verwaltungsverfahren nach § 23 ARegV aufgrund des Antrags auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme

der Open Grid Europe GmbH, Kallenbergstraße 5, 45141 Essen, vertreten durch die Geschäftsführung,

Antragstellerin,

hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

durch ihren Vorsitzenden Alexander Lüdtké-Handjery,
ihren Beisitzer Roman Smidrkal
und ihren Beisitzer Jacob Ficus

am 21.01.2021

beschlossen:

1. Der Antrag wird abgelehnt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe:

I.

Die Antragstellerin begehrt die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das Projekt „hybride - Gasnetzinfrastruktur“ gemäß § 23 Abs. 1 ARegV.

Die Antragstellerin ist Betreiberin eines Fernleitungsnetzes mit Sitz in Nordrhein-Westfalen.

Die Antragstellung erfolgte am 29.03.2019. Das Projekt „hybride“ wird von der Antragstellerin und dem Betreiber eines Elektrizitätsübertragungsnetzes (im Folgenden: ÜNB) gemeinsam geplant. Letzterer hat für den von ihm umzusetzenden Projektanteil ebenfalls einen Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme gestellt (BK4-19-015).

Ziel des Projekts sei die Sektorenkopplung der Strom- und Gasinfrastruktur mit Hilfe der Power-to-Gas-Technologie. Dazu werde eine großtechnische Power-to-Gas-(PtG)-Anlage errichtet und deren systemdienlicher Betrieb im Übertragungsnetz und ihre systemseitige Wechselwirkung mit dem Fernleitungsnetz erstmals erprobt. Zudem müssten strom- und gasseitig Anlagen zur Verbindung der bestehenden Netzinfrastrukturen errichtet werden.

Das Gesamtprojekt „hybride“ umfasse insgesamt drei Teilprojekte:

- den Neubau eines Elektrolyseurs mit einer elektrischen Leistung von 100 MW und den Anschluss an das Übertragungs- und Fernleitungsnetz als erstes Teilprojekt,
- die Umstrukturierung eines Teils des bisher ausschließlich zum Transport von Erdgas genutzten Fernleitungsnetzes zur Schaffung eines Wasserstoffteilnetzes und der Neubau von Anlagen zur Zumischung von Wasserstoff ins Fernleitungsnetz für Erdgas sowie in nachgelagerte regionale Erdgasverteilnetze (Verdichter, Armaturen und Gasdruckregel- und Messanlagen) als zweites Teilprojekt sowie
- den Neubau und den Anschluss einer Methanisierungsanlage zur Umwandlung von Wasserstoff in synthetisches Methan zur Einbindung in das Fernleitungsnetz für Erdgas sowie in nachgelagerte regionale Erdgasverteilnetze als drittes Teilprojekt.

Die Antragstellerin bezieht ihren Antrag nach § 23 ARegV nur auf ihren Projektanteil. Die vollumfängliche Realisierung des Gesamtprojekts „hybride“ ergebe sich jedoch nur durch die vollständige Umsetzung aller drei Teilprojekte

Im Einzelnen soll mit der vorliegend beantragten Investitionsmaßnahme Folgendes umgesetzt werden:

Zur Einbindung des Elektrolyseurs an das bestehende Fernleitungsnetz soll ein Verdichter – vorzugsweise in der Ausführung eines Kolbenverdichters mit elektrischem Antrieb – errichtet werden, um den aus der Elektrolyse entstehenden Wasserstoff auf einen Mindestdruck von 35 bar zu verdichten. Darüber hinaus soll eine Verbindungsleitung mit einer Länge von acht Kilometern einschließlich einer GDRM-Anlage gebaut werden, um den Elektrolyseur mit dem bestehenden Fernleitungssystem zu verbinden.

Zur Aufnahme des aus der Elektrolyse gewonnenen und des gegebenenfalls aus weiteren einspeisenden Wasserstoffquellen stammenden und anschließend verdichteten Wasserstoffs sei ein Teil des bestehenden Pipelinesystems zu ertüchtigen, welches bisher ausschließlich zum Transport von Erdgas genutzt wird. Um die Eignung des verbauten Materials abzuklären, sei eine Analyse zur Feststellung der Wasserstofftauglichkeit durchzuführen, welche explizit auch die Schweißnahtqualität erfasse.

Zudem müssten die im Abstand von ca. 15 km entlang des Leitungsverlaufs angeordneten Armaturenstationen angepasst werden. Für die direkte Zumischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz innerhalb der technisch zulässigen Grenzen müssten Gasdruckregel- und Messanlagen, Armaturen und ein Verdichter neu errichtet werden.

Eine genaue Festlegung der von der Maßnahme konkret betroffenen Leitungsteile könne jedoch erst im weiteren Zeitablauf und in Abhängigkeit von der konkreten Verfügbarkeit von bzw. der konkreten Nachfrage nach Wasserstoff erfolgen. Käme eine Leitungsumstellung aus netztechnischen oder netzplanerischen Gründen wider Erwarten nicht Betracht, müsse aber auch ein Leitungsneubau inklusive der erforderlichen GDRM-Anlagen bedacht werden.

Zur Umwandlung des aus Elektrolyse entstandenen und über das umstrukturierte Pipelinesystem zu transportierenden Wasserstoffs in Methan sollen der Neubau und die Einbindung einer großtechnischen Methanisierungsanlage erfolgen. Diese diene dem Zweck, die Elektrolyseanlage entsprechend den Anforderungen im Übertragungsnetz zumindest in Grenzen weiterbetreiben zu können, auch wenn dem stromnetzseitig bedingten Betrieb des Elektrolyseurs auf der anderen Seite etwa kein entsprechendes Wasserstoff-Abnahmeverhalten gegenüberstehe.

Als Standort für die geplante Methanisierungsanlage sei derzeit der Industriepark Salzbergen vorgesehen. Für den Transport von Wasserstoff zur Methanisierungsanlage sei der Neubau einer fünf Kilometer langen Verbindungsleitung nach Salzbergen erforderlich.

Zum Transport und zur Einspeisung des synthetisch erzeugten sog. grünen Methans sei darüber hinaus eine weitere fünf Kilometer lange Verbindungsleitung inklusive GDRM-Anlage zur Erdgasleitung ■■■■■ nötig.

Schließlich sei zur Einspeisung des synthetisch erzeugten Methans in die Erdgasleitung die Errichtung einer weiteren Verdichteranlage erforderlich.

Zur Begründung des tatsächlichen Bedarfs führte die Antragstellerin aus, dass die bisher ausschließlich zum Transport von Erdgas ausgelegte und genutzte Gasnetzinfrastruktur künftig verstärkt mit dem Bedarf konfrontiert werde, Wasserstoff zu transportieren oder diesen in einem nachgelagerten Schritt ganz oder teilweise zu methanisieren. Insoweit seien entsprechende technisch notwendige Umstrukturierungen in den bestehenden Erdgasleitungssystemen vorzunehmen, um die Möglichkeiten der Sektorenkopplung auf Systemebene vollumfänglich nutzbar machen zu können.

Aus Sicht der Antragstellerin ergebe sich bei Umsetzung der geplanten Maßnahmen kein projektspezifischer Ersatzanteil, da es sich nach ihrer Einschätzung zum einen ausschließlich um den Neubau von Anlagevermögensgegenständen sowie um eine Funktionserweiterung bestehender Anlagen handele.

Die Antragstellerin vertritt die Ansicht, das energiepolitische Ziel einer bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig dekarbonisierten Volkswirtschaft sei ohne den Einsatz von PtG-Anlagen nicht zu erreichen. Damit die Kopplung der Strom- und Gasinfrastruktur auf Transportnetzebene den maximalen volkswirtschaftlichen Nutzen bewirken könne, seien die Größe der Anlagen (geeignete Dimensionierung zur Platzierung auf oberster Systemebene), der Standort der Anlagen sowie die zeitliche Koordination der Anlagen von besonderer Bedeutung.

Diese Sicht werde durch eine Bewertung des Bundesrates in einem Beschluss vom 15.02.2019 (BR-Drs. 13/19) gestützt, wonach die Sektorenkopplung gestärkt werden soll.

Aus Sicht der Antragstellerin handele es sich bei den durch sie umzusetzenden Teilmaßnahmen – namentlich die Ertüchtigung eines bisher ausschließlich zum Transport

von Erdgas genutzten Pipelinesystems zum Transport von Wasserstoff zum einen sowie der Neubau einer Methanisierungsanlage zur Umwandlung von Wasserstoff in Methan zum anderen – um Umstrukturierungsinvestitionen, da mit ihnen eine signifikante Veränderung technischer Parameter einhergehe, die für den Netzbetrieb erheblich ist.

Es erfolge eine Umstrukturierung im Sinne einer signifikanten Funktionserweiterung der bestehenden Netze. Während das bestehende Erdgastransportleitungssystem ursprünglich nur für den Transport von Erdgas ausgelegt gewesen sei, würde es durch die geplanten Umstrukturierungen künftig die Fähigkeit aufweisen, Wasserstoff zu transportieren. Diese zusätzliche Eigenschaft, welcher aus Sicht der Antragstellerin durch die klar abgrenzbaren und ausschließlich diesem Zweck dienenden Umstrukturierungsaktivitäten eine eigenständige Bedeutung zugemessen werden könne, betreffe sowohl die Pipeline selbst als auch die notwendigen Armaturenstationen, die künftig ebenfalls für die geänderte Transportaufgabe umstrukturiert werden müssten.

Auch die durch die geplanten Maßnahmen neu entstehende Möglichkeit durch den Zubau von Armaturen, Verdichtereinheiten und Messeinrichtungen eine Einspeisung von Wasserstoff in das bestehende Erdgasnetz zu ermöglichen sowie die Möglichkeit durch den Neubau einer Methanisierungsanlage Wasserstoff in größerem Umfang in Methan umzuwandeln und dieses in das bestehende Erdgasnetz einzuspeisen, stellten eine wesentliche Funktionserweiterung gegenüber dem historischen Zustand eines reinen Erdgastransportleitungssystems dar.

Die im Rahmen des Projekts vorgesehene großtechnische Kopplung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur und die Erprobung der Systemdienlichkeit solcher PtG-Anlagen stelle eine neu hinzugekommene strukturelle Aufgabe der Netzbetreiber dar. Diese bestehe darin, Sektorkopplungsanlagen in ihre Netze zu integrieren und somit das eigene Netz mit anderen Sektoren zu verbinden, um perspektivisch durch den Betrieb der Elektrolyseanlage Strommengen in dem daran „angekoppelten“ Gasnetz zu transportieren und anderen zu dekarbonisierenden Sektoren energetisch zuzuführen.

Die zukünftige Fähigkeit der Strom- und Gasnetzinfrastruktur stelle eine qualitative Verbesserung der Netzbeschaffenheit dar. Durch sie werde eine verbesserte Stabilität des Gesamtsystems erreicht, wobei hier aus Sicht der Antragstellerin das Gesamtsystem als zusammenhängendes Gebilde interagierender Netze zu verstehen sei.

Darüber hinaus handele es sich vor dem Hintergrund dieser geplanten, zukünftig erweiterten Netzfähigkeit um einen bedarfsgerechten Ausbau der Energieversorgungsnetze, da diese durch die vorgenannten Maßnahmen bedarfsgerecht optimiert würden.

Eine wirtschaftlichere Alternative hierzu bestehe aus Sicht der Antragstellerin nicht. Es handele sich vorliegend um die erste großtechnische Kupplung von Strom- und Gasnetzinfrastruktur auf Systemebene.

Als prognostiziertes Jahr der ersten Kostenwirksamkeit der Maßnahme gibt die Antragstellerin das Jahr 2020 an. Die Gesamtinbetriebnahme sei derzeit für das Jahr 2023 vorgesehen.

Die Antragstellerin hat [REDACTED] als geplante Anschaffungs- und Herstellungskosten für die Investitionsmaßnahme angegeben. Hiervon entfielen [REDACTED] auf den Anschluss des Elektrolyseurs an das Fernleitungsnetz, [REDACTED] auf die Umstrukturierung eines Teils des Erdgaspipelinesystems zwecks Wasserstofftransport und [REDACTED] auf Neubau und Anschluss einer Methanisierungsanlage. Die angegebenen Anschaffungs- und Herstellungskosten seien vor dem Hintergrund der frühen Projektphase aber noch mit Unsicherheiten behaftet.

Mit Schreiben vom 07.12.2020 wurde die Antragstellerin angehört. Sie hat mit Schreiben vom 12.01.2021 unter Wiederholung der bereits in den Antragsunterlagen enthaltenen Argumentation Stellung genommen.

Die Bundesnetzagentur hat die Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG unter dem 10.07.2019 über die Einleitung des Verfahrens informiert. Unter dem 14.01.2021 wurde der Beschlussentwurf gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG dem Bundeskartellamt und der Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen zur Stellungnahme übersandt. Das Bundeskartellamt und die Landesregulierungsbehörde haben von diesem Recht keinen Gebrauch gemacht.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte verwiesen.

I.

A. Formelle Rechtmäßigkeit

I. Zuständigkeit

Die Bundesnetzagentur ist gemäß § 54 Abs. 1 EnWG die zuständige Regulierungsbehörde. Die Zuständigkeit der Beschlusskammer ergibt sich aus § 59 Abs. 1 S. 1 EnWG.

II. Antrag und Frist

Der Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme wurde fristgerecht am 29.03.2019 bei der Bundesnetzagentur gestellt. Anträge auf Genehmigung von Investitionsmaßnahmen sind gemäß § 23 Abs. 3 S. 1 ARegV spätestens neun Monate vor Beginn des Kalenderjahres, in dem die Investition erstmals ganz oder teilweise kostenwirksam werden soll, bei der Bundesnetzagentur zu stellen. Als prognostiziertes Jahr der ersten Kostenwirksamkeit gibt die Antragstellerin das Jahr 2020 an.

III. Anhörung

Der Antragstellerin wurde gemäß § 67 Abs. 1 EnWG die Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

IV. Beteiligung von Bundeskartellamt und Landesregulierungsbehörden

Die Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen wurde gemäß § 55 Abs. 1 S. 2 EnWG von der Einleitung des Verfahrens benachrichtigt.

Dem Bundeskartellamt sowie der Regulierungsbehörde des Landes Nordrhein-Westfalen wurde gemäß § 58 Abs. 1 S. 2 EnWG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

B. Genehmigungsfähigkeit

Eine Investitionsmaßnahme ist für das Projekt „hybridge - Gasnetzinfrastruktur“ nicht genehmigungsfähig. Auf Basis des aktuellen Rechtsrahmens ist eine Genehmigung der beantragten Investitionsmaßnahme auf Grundlage des § 23 ARegV nicht möglich. Die dort aufgestellten Anforderungen an eine Genehmigung erfüllt das Projekt nach derzeitiger Sach- und Rechtslage nicht.

Ein Antrag auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme gemäß § 23 ARegV ist nur dann zu genehmigen, wenn die geplanten Maßnahmen bzw. die entsprechenden Umsetzungsschritte in den Antragsunterlagen – sowohl in räumlicher als auch in zeitlicher sowie in technischer Hinsicht – ausreichend konkret sind. Ein Projekt, dessen Durchführung und Ausmaß nicht feststeht, kann nicht Gegenstand eines Antrags auf Genehmigung einer Investitionsmaßnahme sein (vgl. OLG Düsseldorf, Beschluss vom 17.05.2017, Az.: VI-3 Kart 164/15 (V)). Die Antragsunterlagen müssen gemäß § 23 Abs. 3 S. 7 ARegV einen Konkretisierungsgrad erreichen, der einen sachkundigen Dritten in die Lage versetzt, das Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen für die gesamte Investitionsmaßnahme prüfen und eine Entscheidung treffen zu können. Dies ist vorliegend nicht der Fall. Die Antragstellerin weist selbst darauf hin, dass die in ihrem Verantwortungsbereich umzusetzenden Maßnahmen und die damit verbundenen Kosten aufgrund der frühen Projektphase nicht konkret dargestellt werden können.

I. Genehmigungsfähigkeit nach § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV

Neben einer hinreichenden Konkretisierung des Projekts fehlt es vorliegend an wesentlichen Tatbestandsvoraussetzungen des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV.

Die von der Antragstellerin in ihrem Verantwortungsbereich als Betreiberin eines Fernleitungsnetzes geplanten Teilmaßnahmen sind untrennbar mit den übrigen Bestandteilen des Gesamtprojekts und damit mit denjenigen Teilmaßnahmen verbunden, welche der beteiligte Übertragungsnetzbetreiber realisieren möchte. Zu letzteren zählt die Errichtung des für das Gesamtprojekt zentralen Elektrolyseurs. Da diese ihrerseits aus verschiedenen sachlichen und rechtlichen Gründen derzeit nicht genehmigungsfähig ist, lässt sich eine Realisierung des Elektrolyseurs nicht unterstellen und damit auch kein Bedarf für dessen Anbindung in die Fernleitungsinfrastruktur der Antragstellerin. Im Einzelnen:

1. Stabilität des Gesamtsystems

Der Neubau eines Elektrolyseurs ist nicht notwendig zur Stabilität des Gesamtsystems im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 1 ARegV. Entsprechendes gilt für die Anbindung des Elektrolyseurs an das von der Antragstellerin betriebene Fernleitungsnetz.

Weder trägt die Antragstellerin vor noch ist anderweitig ersichtlich, dass ohne die beabsichtigte Maßnahme die Stabilität des Gesamtsystems beeinträchtigt wäre. Dass die Maßnahme aus Sicht der Antragstellerin einen zusätzlichen Nutzen stiftet, indem sie beispielsweise die Erprobung großtechnischer PtG-Anlagen bzw. die Entwicklung erheblicher PtG-Kapazitäten bis zum Jahr 2030 ermögliche, reicht nicht aus, um sie auch als notwendig im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV zu qualifizieren.

Sowohl das europäische Sekundärrecht als auch das Energiewirtschaftsgesetz sowie die Anreizregulierungsverordnung unterscheiden durchgängig zwischen dem Stromsektor einerseits und dem Gassektor andererseits. Demzufolge kann nicht davon ausgegangen werden, dass unter einem Gesamtsystem im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 1 ARegV ohne weiteres ein „gekoppeltes“ System aus Strom- und Gasnetzen zu verstehen ist.

Zwar hat der Gesetzgeber bereits punktuell gestaltende Schritte für eine Sektorenkopplung unternommen, beispielsweise durch Umlagen- und Entgeltbefreiungen für PtG-Technologien oder betreffend die Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung. Für die Transformation des Energieversorgungssystems setzt er unter anderem auf einen Wettbewerb zwischen effizienten und flexiblen Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten sowie auf eine effiziente Kopplung des Wärme- und des Verkehrssektors mit dem Elektrizitätssektor (als Grundsatz des Strommarkts geregelt in § 1a Abs. 3 Satz 2 EnWG). Zu dieser Vorgabe stünde in einem gewissen Widerspruch, durch eine Investitionsmaßnahmengenehmigung einen Wettbewerbsvorteil für Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber, die dann die Investition vollständig über die Netzentgelte refinanziert bekämen, zu schaffen. Jedenfalls ist positivrechtlich nicht geregelt, ob die Sektorenkopplung durch Zuweisung neuer Aufgaben an die Transportnetzbetreiber unterstützt werden bzw. ob dafür eine einheitliche Betrachtung der Strom- und Gasnetze stattfinden soll. Dies wäre aber eine wesentliche Voraussetzung für das von der Antragstellerin geplante Projekt „hybridge“.

Aus Sicht der Beschlusskammer bedürfte es zunächst einer grundsätzlichen Diskussion und gegebenenfalls einer Erprobung dieser und möglicher weiterer Ansätze zur Sektorenkopplung. Dem kann sie nicht mittels des Instruments der Investitionsmaßnahme, dem nicht die Funktion grundsätzlicher Entscheidungen über die weitere Ausgestaltung der Energiewende zukommt, vorgreifen. Solche Entscheidungen unterliegen vielmehr der Prägung des Gesetzgebers. Anderenfalls würden über die Investitionsmaßnahmengenehmigung vollendete Tatsachen geschaffen, dass mit den Netzbetreibern eine bestimmte

Akteursgruppe nicht nur solche Anlagen errichten darf, sondern dafür zugleich eine Refinanzierung quasi garantiert bekäme.

2. Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz

Der Neubau des Elektrolyseurs und damit seine Anbindung an das Fernleitungsnetz der Antragstellerin sind auch nicht notwendig zur Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 2 ARegV.

Ein Verbundnetz ist nach der Definition des § 3 Nr. 35 EnWG eine Anzahl von Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind, oder eine Anzahl von Gasversorgungsnetzen, die miteinander verbunden sind. Auch von dieser – alternativ formulierten – Definition nicht umfasst ist demnach eine Verflechtung von Strom- und Gasnetzen miteinander, wie sie durch das Gesamtprojekt geschaffen werden soll.

3. Bedarfsgerechter Ausbau des Energieversorgungsnetzes

Der Neubau ist schließlich auch nicht notwendig für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 Var. 3 ARegV.

Energieversorgungsnetze sind nach der Definition des § 3 Nr. 16 EnWG Elektrizitätsversorgungsnetze und Gasversorgungsnetze über eine oder mehrere Spannungsebenen oder Druckstufen. Auch diese Definition differenziert zwischen Stromnetzen einerseits und Gasnetzen andererseits. Ein Energieversorgungsnetz umfasst daher weder den Transport von Energie in unterschiedlicher physikalischer Form noch die Umwandlung der Energie selbst.

Für das wesentliche Kriterium der Bedarfsgerechtigkeit gilt bezogen auf das beabsichtigte Gesamtprojekt also, dass der Bedarf für die von der Antragstellerin beantragten Teilmaßnahmen in ihrem Fernleitungsnetz von der Errichtung des Elektrolyseurs im Übertragungsnetz ihres Projektpartners abhängt. Für den Elektrolyseur besteht ein Bedarf aus den oben genannten Gründen jedoch nicht. Auch hier führt eine mögliche „Sinnhaftigkeit“ eines Projekts allein noch nicht zu einem tatsächlichen Bedarf im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV.

Im Übrigen sind die Bedarfe im Übertragungsnetz und im Fernleitungsnetz in der jeweiligen Netzentwicklungsplanung nach § 12a ff. EnWG für Strom bzw. nach § 15a EnWG für Gas zu prüfen. Diese gesetzlich vorgeschriebenen Bedarfsprüfungen kann das Instrument der Investitionsmaßnahmengenehmigung nicht ersetzen oder vorwegnehmen. Im Netzentwicklungsplan Strom 2019-2030 ist das Projekt „hybridge“ (P414) ausdrücklich nicht bestätigt worden. In der Netzentwicklungsplanung Gas taucht es erstmals in der „Grüingasvariante“ des Entwurfs zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 vom 01.07.2020 überhaupt auf.

Die vorstehenden Erwägungen gelten gleichermaßen für alle antragsgegenständlichen Teilmaßnahmen zur strukturellen Anpassung des Fernleitungsnetzes, für den Neubau besonderer Anlagen zur Zumischung von Wasserstoff ins Fernleitungsnetz bzw. für die Errichtung einer Methanisierungsanlage. Denn mit der Entscheidung, ob der betreffende Elektrolyseur insoweit tatsächlich errichtet wird, steht und fällt auch der tatsächliche Bedarf, die vorgenannten Teilmaßnahmen im Rahmen des hybridge-Gesamtprojektes umzusetzen.

Bei der Methanisierungsanlage handelt es sich überdies ebenso wenig wie bei dem Elektrolyseur um eine Anlage, die dem Netzbetrieb zugeordnet werden kann, sondern um eine Erzeugungsanlage, durch welche das zu transportierende Methan überhaupt erst entsteht. Sie kann damit nicht als Bestandteil des Fernleitungsnetzes und damit auch nicht

als tauglicher Antragsgegenstand für eine Investition in das Fernleitungsnetz qualifiziert werden. Gemäß § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG sind Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist, von der Pflicht zur Netzentgeltzahlung befreit. Anlagen, die ohne Ausnahmeregelung grundsätzlich zur Zahlung von Netzentgelten verpflichtet wären, können schon denkbare nicht als dem Netzbetrieb zugehörig betrachtet werden. Daher scheidet für sie eine Genehmigung einer Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV auch aus diesem Grund aus.

II. Ergänzende Hinweise

Aus Sicht der Beschlusskammer liegt dem Antrag möglicherweise ein zu weitreichendes Verständnis der Funktion und der Reichweite einer Investitionsmaßnahmengenehmigung zu Grunde. Es handelt sich um ein besonderes Instrument der Anreizregulierung, das die Refinanzierung der rechtlich den Netzbetreibern zugewiesenen Aufgaben sichern soll. Sie dient wie oben dargestellt nicht dazu, einzelnen Marktakteuren neue Aufgaben oder bestimmte Geschäftsmodelle zuzuweisen, sondern setzt zunächst eine solche Zuweisung durch den Gesetzgeber voraus. Eine Investitionsmaßnahmengenehmigung kann sich nur auf solche Investitionen beziehen, die zur Erfüllung der energiewirtschaftsrechtlich aktuell den Netzbetreibern zugewiesenen Aufgaben dient.

Mit der Ablehnung der Investitionsmaßnahmengenehmigung ist daher kein Urteil über die Sinnhaftigkeit des von der Antragstellerin vorgeschlagenen Projekts an sich verbunden. Ein denkbare Innovationspotenzial, die Erprobung von großtechnischen Anlagen zum Zweck der Sektorenkopplung und Szenarioannahmen im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom bezüglich der ab dem Jahr 2030 erwarteten Kapazitäten im PtG-Bereich sprechen aber nicht per se für eine Berücksichtigung mittels einer Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV. Denn die von der Antragstellerin angeführte Sinnhaftigkeit des Projekts „hybridge“ wäre nicht gleichbedeutend mit einer Notwendigkeit im Sinne des § 23 Abs. 1 S. 1 ARegV. Im Übrigen kann die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme nicht die Entscheidung darüber ersetzen, welchen Marktakteuren die Erprobung und Erschließung angenommener Innovationspotenziale zufallen soll und welche Bedingungen dafür gelten.

Gegen die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme für das geplante Projekt spricht ferner, dass der Gesetzgeber im Jahr 2013 mit dem § 25a eine eigene Vorschrift zur Berücksichtigung von Forschung und Entwicklung durch Netzbetreiber in die ARegV aufgenommen hat (siehe die Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts vom 14.08.2013, BGBl. I S. 3250).

Unter Forschung und Entwicklung versteht der Gesetzgeber insbesondere „größere Projekte in den Bereichen Netztechnik, Systemführung und der praktischen Technologieerprobung in Demonstrationsvorhaben“.

Mit § 25a ARegV hat der Gesetzgeber ausweislich der Verordnungsbegründung (BR-Drs. 447/13, S. 20) ganz bewusst ein ausgewogenes Verhältnis zwischen dem Kostenrisiko, das die Netzbetreiber tragen und dem, welches sie über die Netzentgelte an die jeweiligen Netzkunden weitergeben können, festgelegt. Vereinfacht gesagt sollen 50 Prozent des nicht öffentlich geförderten Anteils der Projektkosten durch den Netzbetreiber getragen werden. Berücksichtigungsfähig sind demnach ausschließlich Kosten aufgrund eines Forschungs- und Entwicklungsvorhabens im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung, das durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes, insbesondere des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie oder des Bundesministeriums für Bildung und Forschung, bewilligt wurde und fachlich betreut wird.

Diese gesetzlichen Regelungen würden unterlaufen, wenn Netzbetreiber für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben nunmehr in Form einer genehmigten Investitionsmaßnahme nach § 23 ARegV sämtliche Kosten eines Projekts über die Netzentgelte zurückerstattet erhielten. Zudem entfielen so die von § 25a ARegV zwingend vorausgesetzte Prüfung, Bewilligung und Überwachung des von den Netzbetreibern vorgeschlagenen Projekts im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung. Eine solche Prüfung und Bewilligung soll nach dem Willen des Gesetzgebers unter anderem gerade dazu dienen, Mitnahmeeffekte und Doppelförderungen zu vermeiden, einen Eigenbeitrag der Netzbetreiber sicherzustellen und im öffentlichen Interesse Transparenz hinsichtlich des Projekts und der darin erzielten Ergebnisse zu gewährleisten. All dies, insbesondere aber die laufende fachliche Betreuung eines solchen Projekts, kann nicht mittels einer Investitionsmaßnahmengenehmigung durch die Bundesnetzagentur ersetzt bzw. unterlaufen werden.

C. Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsbehelfsbelehrung:

Gegen diese Entscheidung kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).


Alexander Lüdtké-Händjery

Vorsitzender


Roman Smidrkal

Beisitzer


Jacob Ficus

Beisitzer