

Formblatt für Stellungnahmen

für die 1. Konsultation in den Festlegungsverfahren der Beschlusskammern 7 zur Ausgestaltung des Zugangs zu Gasversorgungsnetzen nach dem Urteil des EuGH vom 02.09.2021 (C-718/18)

hier: betreffend Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas, GaBi Gas 2.1

(Az: BK7-24-01-008)

Unternehmensname: Initiative Energien Speichern e.V.

Name des Stellungnehmenden: [REDACTED]

Datum der Stellungnahme: 3. Juli 2024

Ich bin damit einverstanden, dass meine Stellungnahme auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht wird.	ja	
	<i>Zutreffendes bitte kennzeichnen.</i>	
Eine geschwärzte Fassung der Stellungnahme		ist nicht erforderlich
	<i>Zutreffendes bitte kennzeichnen.</i>	

Bezugnehmende Norm der GasNZV bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. § 7 GasNZV bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
1. Allgemeine Bestimmungen (Teil 1 der GasNZV)	
Die BNetzA erwägt, § 2 GasNZV (Begriffsbestimmungen) insb. in die Festlegung GaBi Gas 2.1 und in eine neue Festlegung ZuBio zu überführen.	INES begrüßt eine Überführung der Begriffsbestimmungen. INES empfiehlt, darüber hinaus den § 2 Nr. 11a in die KARLA Gas 2.0 zu überführen, um die Grundlage zur Überführung der §§ 38 und 39 GasNZV zu schaffen.

Bezugnehmende Norm der GasNZV bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. § 7 GasNZV bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
2. Vertragliche Ausgestaltung des Netzzugangs (Teil 2 der GasNZV)	
<p>Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • § 3 Verträge für den Netzzugang • § 4 Mindestanforderungen an die Allgemeinen Geschäftsbedingungen • § 6 Registrierung <p>ohne Änderungen in die drei Festlegungen KARLA Gas 2.0, GaBi Gas 2.1, GeLi Gas 3.0 und ZuBio zu überführen, um die grundsätzliche vertragliche Konzeption des Netzzugangs mit:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einspeise- und Ausspeisevertrag, • Bilanzkreisvertrag • Lieferantenrahmenvertrag <p>und Mindestanforderungen an die AGB sowie eine Registrierungspflicht für Transportkunden festzulegen.</p>	<p>INES begrüßt die Erwägung, die grundsätzliche vertragliche Konzeptionen verbunden mit Mindestanforderungen und einer Registrierungspflicht in die genannten Festlegungen themenspezifisch zu überführen.</p>
3. Abwicklung des Netzzugangs (Teil 3 der GasNZV)	
<p>Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • § 7 Netzkopplungsvertrag • § 8 Abwicklung des Netzzugangs • § 9 Ermittlung technischer Kapazitäten 	<p>INES begrüßt eine Überführung der grundsätzlichen Abwicklungsregeln zum Netzzugang in die KARLA Gas 2.0 und GaBi Gas 2.1.</p> <p>INES empfiehlt, Auktionsverfahren künftig auch an LNG-Terminals, Produktionsanlagen (inkl. Biogas-Anlagen), und Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern einzuführen, um sämtliche Netzpunkte</p>

Bezugnehmende Norm der GasNZV bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. § 7 GasNZV bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
<ul style="list-style-type: none"> • § 11 Kapazitätsprodukte • § 12 Kapazitätsbuchungsplattform • § 13 Zuteilung von Ein- und Ausspeisekapazität • § 15 Nominierung und Nominierungsersatzverfahren • § 16 Freigabepflicht ungenutzter Kapazitäten • § 18 Reduzierung der Kapazität nach Buchung • § 19 Gasbeschaffenheit <p>in die beiden Festlegungen KARLA Gas 2.0 und GaBi Gas 2.1 zu überführen, um die grundsätzliche Abwicklung des Netzzugangs im Hinblick auf die Themen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kapazitäten, • Netzkopplung und • Gasbeschaffenheit <p>festzulegen. Dabei erwägt die BNetzA Auktionsverfahren zur Kapazitätsvergabe künftig auch an LNG-Terminals (ggf. auch bei Letztverbrauchern und Produktionsanlagen) einzuführen (KARLA Gas 2.0).</p>	<p>im Rahmen der konkurrierenden Kapazitätszuteilung diskriminierungsfrei einbeziehen zu können.</p> <p>INES empfiehlt, über die Erwägung der BNetzA hinaus, die Transparenzanforderungen im Hinblick auf die Ermittlung technischer Kapazitäten zu erhöhen. Dafür sollten insb.</p> <ul style="list-style-type: none"> • die Pflicht zu einer bundesweiten und transparenten Berechnung der Kapazitäten (in <u>einer</u> Lastflusssimulation bzw. Modellierung über alle Fernleitungsnetze hinweg und auf Basis wahrscheinlicher und realistischer Lastfälle) festgelegt werden, um Synergien innerhalb der Gasnetzinfrastrukturen besser auszuleuchten und die Kosteneffizienz zu stärken, • die Transparenz zur historischen und prognostizierten Kapazitätsnutzung erhöht werden, indem die Pflicht zur möglichst punktscharfen Veröffentlichung der jeweiligen Nutzungsdaten eingeführt wird, und • eine Pflicht eingeführt wird, die Auslastung bestehender Kapazitäten zu ermitteln und die Daten transparent für Marktteilnehmer zugänglich zu machen. <p>Eine Ermittlung der erforderlichen technischen Kapazitäten sollte auch weiterhin (durch Überführung der entsprechenden Regelungen in die KARLA Gas 2.0) in der langen Frist erfolgen (bisher § 17 GasNZV). Zur Deckung der erforderlichen Kapazitäten im Gasnetz sollten marktbasierende Instrumente (MBI) eine vorrangige Funktion (als Alternative zum konventionellen Netzausbau) übernehmen. Der Einsatz von MBI stellt sicher, dass ein bedarfsgerechtes Kapazitätsangebot trotz der anstehenden Transformation des Energiesystems hin zur Treibhausneutralität gewährleistet werden kann, ohne umfangreiche langfristige Investitionen in Gasnetze noch vornehmen zu müssen.</p> <p>INES empfiehlt zudem, die Gasbeschaffenheit (bisher § 19 GasNZV) u.a. vor dem Hintergrund des Imports odorierter Gasmengen aus Frankreich rechtssicher zu regeln. Es muss sichergestellt werden,</p>

Bezugnehmende Norm der GasNZV bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. § 7 GasNZV bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
	<p>dass die Spezifikationen der Gasbeschaffenheit, die mit den Netzanschlussnehmern verhandelt werden und die Restriktionen der Netzanschlussnehmer zu beachten haben, grundsätzlich eingehalten werden. Gasmengen, die nicht den Spezifikationen entsprechen, aber dennoch an bspw. Speicheranlagen vom Netzbetreiber abgegeben werden, müssen im Umkehrschluss vom Netzbetreiber bei der Rückspeisung auch wieder angenommen werden. Selbst dann, wenn das Gas die Spezifikationen dann logischerweise immer noch nicht erfüllt. Ist eine Wiederaufnahme solcher Gasmengen in das Netz für den Netzbetreiber nicht möglich, dann muss er vor der Ausspeisung seinerseits sicherstellen, dass nur Gas mit regelkonformer Spezifikation an den Speicherbetreiber übergeben wird.</p> <p>Sollte ein Speicher die Spezifikationen einhalten müssen, aber zuvor Gas vom Netzbetreiber außerhalb der geforderten Spezifikationen erhalten haben, könnte dies im schlimmsten Fall zu einer Stilllegung des Gasspeichers führen. Der Speicherbetreiber müsste die Gasmengen im Extremfall aus dem Speicher entfernen, bevor der Speicher erneut an das Netz genommen werden könnte. Nicht nur würde das gespeicherte Gas verloren gehen, es gäbe auch Folgewirkungen im Bereich der Schadensersatzansprüche zu beachten, die ihrerseits noch ungeklärte Fragen aufwerfen. Es ist nicht nachzuvollziehen, wenn auf der einen Seite Gasmengen aus Frankreich außerhalb der Spezifikation toleriert werden, dass auf der anderen Seite die gleichen Gasmengen aus einem Gasspeicher nicht mehr in das Netz zurückgespeist werden dürften.</p>
4. Kooperation der Netzbetreiber (Teil 4 der GasNZV)	
Die BNetzA erwägt, § 20 GasNZV (Marktgebiete) ohne Änderungen in die Festlegung GaBi Gas 2.1 zu überführen.	INES begrüßt eine Überführung der Bestimmungen zum Betrieb eines deutschen Gas-Marktgebietes.

Bezugnehmende Norm der GasNZV bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. § 7 GasNZV bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
5. Bilanzierung (Teil 5, Abschnitt 1 der GasNZV)	
<p>Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • § 22 Grundsätze der Bilanzierung • § 23 Bilanzkreisabrechnung • § 24 Standardlastprofile • § 25 Mehr- oder Mindermengenabrechnung • § 26 Datenbereitstellung <p>in die Festlegung GaBi Gas 2.1 zu überführen. Dabei schlägt die BNetzA vor, dem Marktgebietsverantwortlichen (MGV) eine Mitwirkungsmöglichkeit für eine gesonderte Anpassung von Allokationen bei SLP-Kunden (§ 24 GasNZV) einzuräumen.</p>	<p>INES begrüßt eine Überführung der Bestimmungen zur Bilanzierung. Darüber hinaus begrüßt INES, dass dem MGV eine Mitwirkungsmöglichkeit zur Anpassungen der SLP-Allokationen eingeräumt werden soll. Die Verantwortung zum Ausgleich zwischen Nachfrage- und Angebotsschwankungen sollte möglichst vollumfänglich von den Marktakteuren (respektive Bilanzkreisverantwortlichen) getragen werden. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass die SLP-Allokationen eine unzureichende Genauigkeit aufweisen und damit die Verantwortung zum Ausgleich teilweise auf den MGV übertragen wird und Regelenergieeinsatz erfordert. Der Einbezug des MGV kann helfen, die Genauigkeit von Allokationsdaten zu verbessern und die Verantwortung eindeutiger zuzuordnen.</p>
6. Regelenergie (Teil 5, Abschnitt 2 der GasNZV)	
<p>Die BNetzA erwägt, die Paragraphen der GasNZV:</p> <ul style="list-style-type: none"> • § 27 Einsatz von Regelenergie • § 28 Beschaffung externer Regelenergie • § 29 Regelenergiekosten und -erlöse; Kosten und Erlöse bei der Erbringung von Ausgleichsleistungen <p>in die Festlegung GaBi Gas 2.1 ohne Änderungen zu überführen.</p>	<p>INES begrüßt eine Überführung der Bestimmungen zur Regelenergie.</p>

Bezugnehmende Norm der GasNZV bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. § 7 GasNZV bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
7. Biogas (Teil 6 der GasNZV)	
<p>Die BNetzA erwägt, § 35 GasNZV (Erweiterter Bilanzausgleich) in die Festlegung GaBi Gas 2.1 ohne Änderungen zu überführen.</p>	<p>Bei der Betrachtung des Teils 6 ist grundsätzlich zu beachten, dass gemäß § 3 Nr. 10g Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) auch:</p> <p style="text-align: center;"><i>„Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16) stammen,“</i></p> <p>als Biogas definiert worden ist. Die Überführung des erweiterten Bilanzausgleichs ist insoweit auch auf dem Gasnetz beigemischten Wasserstoff anzuwenden. Der erweiterte Bilanzkreisausgleich sieht eine Bilanzierungsperiode von 12 Monaten vor. Da Biogas (inkl. Wasserstoff oder synthetisches Methan im obigen Sinne) im Gasnetz bislang eine untergeordnete Rolle gespielt hat, unterstützen die bisherigen Regelungen entsprechende Einspeisungen ohne negative Auswirkungen.</p> <p>Vor dem Hintergrund, dass perspektivisch im Gasnetz entweder die genutzten Gasmengen zurückgehen oder zunehmend durch Biogas (gemäß § 3 Nr. 10g EnWG) substituiert werden, empfiehlt INES die Bilanzierungsperiode für Biogas zu reduzieren. Damit bleibt sichergestellt, dass nicht die Netzbetreiber bzw. der Marktgebietsverantwortliche zunehmend, sondern weiterhin die Marktakteure (entsprechend der Rollentrennung auf Basis der Entflechtung) die Verantwortung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage tragen.</p> <p>Ziel sollte es zudem sein, im Gasnetz beigemischten Wasserstoff in Sachen Bilanzierung genauso zu behandeln, wie in einem reinen Wasserstoffsystem. Eine Ungleichbehandlung könnte anderenfalls</p>

Bezugnehmende Norm der GasNZV bzw. sonstige Anmerkungen (z.B. § 7 GasNZV bzw. thematisches Stichwort)	Stellungnahme einfügen
	die Nutzung des reinen Wasserstoffnetzes in seiner Entwicklung hemmen. INES empfiehlt eine möglichst kurze Bilanzierungsperiode von maximal einer Stunde für Wasserstoff (und auch für Biogas) vorzusehen, um die Verantwortung zum Ausgleich möglichst vollumfänglich auf die Marktakteure zu übertragen. Ggf. kann für heutige Biogasanlagen im Gasnetz eine Übergangsregelung Anwendung finden, damit die Bilanzkreisverantwortlichen mit bestehenden Anlagen die Möglichkeit zur technischen oder vertraglichen Anpassung erhalten.