

Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze – Ergebnis der Konsultation

Lfd. Nr.		Betroffene Stelle (Kapitel/Seite/Absatz/Satz)	Kommentar und Änderungsvorschlag
1. Anmerkungen zum Hintergrund und sonstige Fragestellungen			
1.		Kap. 1, Absatz 1, Zeile 4 ff	<p><u>Kommentar:</u> Im ersten Absatz wird lediglich Bezug zur H₂-Einspeisung genommen, indem die Vor- und Nachteile der Wasserstoffproduktion aufgeführt werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Wünschenswert wäre auch eine Stellungnahme zur Produktion von synthetischen Methan.</p>
3.	Dr. Hartmut Euler (privat)	Kap. 1	<p><u>Kommentar:</u> Es muss durch geeignete Festlegungen unbedingt verhindert werden, dass Wasserstoff bzw. Methan, der aus Atomstrom und fossilem Strom erzeugt wurde, durch willkürliche Umetikettierung als „erneuerbarer Wasserstoff / Methan“ bezeichnet und dann unberechtigt privilegiert wird.</p> <p>Wasserstoff bzw. Methan aus Strom oder CO₂ aus Strom kann gemäß der Regelungen in § 3 Nr. 10c nur dann privilegiert werden, wenn der Wasserstoff nachweislich weit überwiegend, d.h. zu mindestens 80 % (BT-Drs. 17/6072, S 50) aus erneuerbarem Strom und CO₂ hergestellt wurde. Siehe auch Positionspapier der Bundesnetzagentur S 1/2.</p> <p>Wie jeder Elektroingenieur und jeder Umweltingenieur weiß, kann man zwar „Atomstrom“, „Kohlestrom“ oder „Wind- bzw. Solarstrom“ direkt hinter dem Kraftwerk und vor der Einspeisung in das vermaschte Netz eindeutig identifizieren. Der Strom, der dem Netz entnommen wird, lässt sich aber nicht markieren, die Zuordnung lässt sich nur indirekt ermitteln. In der Regel wird das Bild verwendet, das Netz sei eine große „Kupferplatte“ und der Strom wird vollständig vermischt.</p> <p>Ähnlich wie Konsens darüber besteht, dass bei der Ermittlung des Charakters und z.B. der Emissionen von Blockheizkraftwerken der verdrängte Strom im konventionellen Kraftwerkspark und die damit verbundene Minderproduktion von fossilen und atomaren Kraftwerken berücksichtigt wird (nur durch diese Berücksichtigung haben BHKW überhaupt Umweltvorteile gegenüber Gasheizungen), und bei anderen Stromverbrauchern, wie z.B. Nachtspeicherheizungen davon ausgegangen wird, dass der verbrauchte Strom mindestens entsprechend der Durchschnittsverteilung des Stroms in Deutschland zu 75 % Strom aus konventionellen und atomaren Kraftwerken ist, muss dies natürlich gleichermaßen für den Stromverbraucher Elektrolyseur gelten. Zunächst ist ein Elektrolyseur nur ein gewöhnlicher Stromverbraucher wie jeder andere Stromverbraucher auch, bei der entsprechend der Durchschnittsverteilung des bundesdeutschen Strommix mindestens 75 %</p>

		<p>fossilen und atomaren Strom verbraucht, bei Berücksichtigung des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien einen sehr viel höheren Anteil.</p> <p>Insbesondere, da Einspeisevorrang für erneuerbaren Strom besteht, ist z.B. jede kWh Windstrom, die nicht ganz konkret durch Abregelung aufgrund eines nicht ausreichendes Netzes an der Produktion und Einspeisung von Strom gehindert wird, uneingeschränkt in der Lage (und tut es auch), Atom- und Kohlestrom zu verdrängen und entsprechend CO₂, fossile und atomare Energieproduktion und CO₂ sowie Schadstoffemissionen und Atomkernspaltung zu vermindern. Wird diese kWh Strom, bei der nicht mehr erkennbar ist, wo sie herkommt, durch Abzweigung in einen Elektrolyseur daran gehindert, diese Verdrängungsaufgabe zu übernehmen, so hat dies zwingend und unmittelbar die entsprechende Mehrproduktion der fossilen und atomaren Kraftwerke und damit verbunden Mehremissionen von Klimagasen, Schadstoffen und / oder vermehrter Atomkernspaltung zur Folge. Aus diesem Grunde ist jeder dem Netz entnommene Strom entweder zu 100 % atomarer und fossiler Strom, oder evtl. (bei Nichtbeachtung des Einspeisevorrangs) Durchschnittsstrom.</p> <p>Als einzige Ausnahme sind folglich ausschließlich diejenigen kWh Strom als erneuerbarer Strom zu identifizieren und es ist entsprechend das Elektrolyseprodukt Wasserstoff oder Methan privilegierungswürdig, die durch Abregelung nicht produziert würden, wenn der Elektrolyseur sie nicht aufnahme bzw. verbrauchte.</p> <p>Es fehlt eine Regelung, die diesen Umständen Rechnung trägt.</p> <p>Die zu ergänzende Regelung muss sicherstellen, „dass die Privilegierung beschränkt sein muss auf</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Strom aus Anlagen, die räumlich dort stehen, wo abgeregelt wird, 2. denjenigen Strom hinsichtlich Menge und Zeit, der aufgrund konkreter Netzengpässe zu mindestens 80 % nicht produziert werden könnte, wenn der Elektrolyseur den Strom nicht entnehmen und verbrauchen würde, und 3. diese Regelung nur solange gilt, bis der Netzausbau ein Abregeln nicht mehr erfordert“. <p>Es wird daher angeregt, die oben in Anführungszeichen genannte Formulierung zu verwenden, um die fehlende Regelung aufzunehmen.</p> <p>Zur ausführlichen Begründung der o.g. Sachverhalte wird auf die beigefügte Veröffentlichung „Wasserstoff aus Strom bzw. „power to gas“, das umwelt- und klimabelastende, teure und unnötige Beschäftigungsprogramm für Atom- und Kohlekraftwerke - Vernetzen statt vernichten“ verwiesen, der insoweit Bestandteil dieser Stellungnahme ist. Zur weiteren Erläuterung und Veranschaulichung der Inhalte der Veröffentlichung habe ich eine PowerPoint Präsentation erstellt, die ich ebenfalls beifüge.</p> <p>In der Veröffentlichung und der zugehörigen Präsentation wird auch deutlich gemacht, dass die Gefahr bestünde, dass es allen Zielen der Energiewende, des Ausstiegs aus der Kernenergie, den Zielen der Energieeinsparung sowie den Zielen Klimagas- und Schadstoffentlastung und den Zielen der Kostenbegrenzung direkt widersprechen würde, wenn man auf die vorgeschlagene Regelung verzichten würde.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Es fehlt eine Regelung, die diesen Umständen Rechnung trägt und .</p> <p>Die zu ergänzende Regelung muss sicherstellen, „dass die Privilegierung beschränkt sein muss auf</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Strom aus Anlagen, die räumlich dort stehen, wo abgeregelt wird, 2. denjenigen Strom hinsichtlich Menge und Zeit, der aufgrund konkreter Netzengpässe zu mindestens 80 % nicht produziert werden
--	--	--

			<p>könnte, wenn der Elektrolyseur den Strom nicht entnehmen und verbrauchen würde, und</p> <p>3. diese Regelung nur solange gilt, bis der Netzausbau ein Abregeln nicht mehr erfordert.</p> <p>Es wird daher angeregt, den oben in Anführungszeichen genannte Formulierung zu verwenden, um die fehlende Regelung aufzunehmen.</p>
5.	BDEW	Kap. 1, Absatz 1	<p><u>Kommentar:</u> Die Auffassung der BNetzA, wonach die Umwandlung von Strom mittels P2G und eine anschließende Einspeisung, Transport und Speicherung im Gasnetz eine vielversprechende Option zur Speicherung überschüssigen Stroms darstelle, wird vom BDEW geteilt.</p>
6.	DBI	Kap. 1, Absatz 1	<p><u>Kommentar:</u> Nach dem derzeitigen Wissenstand ist ungeklärt, welche Kosten die Anpassung der Gasnetzinfrastruktur für höhere Beimischungsquoten von Wasserstoff verursacht</p> <p><u>Änderungsvorschlag</u> Daher wird vorgeschlagen, den letzten Satz des ersten Absatzes anzupassen: <i>... an Wasserstoff vertragen (Tanks von Gasfahrzeugen, Gasmotoren, Porenspeicher, Gasturbinen, Messgeräte) und Anpassungsmaßnahmen sich als sehr kostenintensiv erweisen. Anpassungsmaßnahmen sind mit weiteren Kosten verbunden, über deren Ausmaß und Höhe bisher verlässliche Untersuchungen fehlen.</i></p>
7.	dena	Kap. 1, S. 1, Abs. 1, Satz 1:	<p><u>Kommentar:</u> Bei der Power to Gas-Technologie handelt es sich um eine Systemlösung, die es ermöglicht, erneuerbar erzeugte Energie aus dem Stromsektor heraus in andere Nutzungspfade, die ebenfalls auf die Erreichung der klimapolitischen Zielstellungen der Bundesregierung einzahlen, zu integrieren.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Der Satz ist wie folgt zu erweitern: „Die Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff sowie von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid (oder auch Kohlenstoffmonoxid) in synthetisches Methan, welche in die Gasinfrastruktur eingespeist, gespeichert und anschließend in den verschiedenen Anwendungsbereichen genutzt werden können, ist eine vielversprechende Option zur Integration erneuerbarer Energien in andere Nutzungspfade und kann daher als Systemlösung Power to Gas bezeichnet werden. Power to Gas kann dazu beitragen, die CO2-Emissionen in den verschiedenen Verbrauchssektoren zu reduzieren, indem das erneuerbar erzeugte Gas fossile Energieträger in der Mobilität, der Industrie, der Wärmeversorgung und der Stromerzeugung ersetzt. Darüber hinaus kann Power to Gas als Stromspeicher dazu beitragen, die durch Wind- und Sonnenenergie zunehmenden Schwankungen in der Stromerzeugung über längere Zeiträume hinweg auszugleichen bzw. in Zeiten besonders hoher erneuerbarer Erzeugung nicht direkt in das Stromnetz integrierbaren Strom langfristig nutzbar zu machen.“</p>
8.	dena	Kap. 1., S. 1, Abs. 1, Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Die Begrifflichkeit „kostenintensiv“ sollte relativierter gefasst werden. Darüber hinaus ist eine vergleichende Hinzunahme der Eigenschaften von Methan aus unserer Sicht erforderlich</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Der betreffende Satz ist wie folgt zu ergänzen: „Allerdings sind der Beimischung von Wasserstoff Grenzen gesetzt, da die Verbrauchsanlagen vieler Letztverbraucher, die Speicher sowie die Netzanlagen selbst nur eine begrenzte Menge an Wasserstoff vertragen (Tanks von Gasfahrzeugen, Gasmotoren, Porenspeicher, Gasturbinen, Messgeräte) und Anpassungsmaßnahmen nur mittel- bis langfristig</p>

			umgesetzt werden können und abhängig vom Netzgebiet und vom gewünschten Grenzwert kostenintensiv sein können. Die Einspeisung von synthetischem Methan aus Power to Gas hat demgegenüber den Vorteil, dass dieses ohne weitere technische Restriktionen im Rahmen der vorhandenen Transportkapazitäten in die Erdgasnetze eingespeist werden kann.“
9.	ENERTRAG / Performing Energy	Kap. 1, Absatz 1	<p><u>Kommentar:</u> ENERTRAG/ Performing Energy stimmt der Auffassung der BNetzA, wonach die Umwandlung von Strom mittels P2G und anschließende Einspeisung, Transport und Speicherung im Gasnetz eine vielversprechende Option zur der Speicherung nicht bedarfsgerecht erzeugtem Stroms darstellt, vollumfänglich zu. Wobei ENERTRAG/ Performing Energy empfiehlt, bei allen Betrachtungen die Nutzung des erzeugten Wasserstoffs im Mobilitätsbereich mit zu berücksichtigen. Zudem ist es wichtig, dass die BNetzA innerhalb des vorliegenden Positionspapiers die Beantwortung offener Fragestellungen zur Anwendbarkeit der Vorschriften zur Biogaseinspeisung auf P2G beabsichtigt, um die Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber von P2G-Anlagen zu verbessern. Die BNetzA weist zu Recht auf die Grenzen der Beimischung hin, insbesondere aufgrund der Verträglichkeit verschiedener Gasverwendungssysteme. Allerdings ist der Hinweis, dass sich Anpassungsmaßnahmen als „sehr kostenintensiv erweisen“, fachlich nicht fundiert, da verlässliche Untersuchungen zur Kostenanalyse von konkretem Anpassungsbedarf derzeit nicht vorliegen. ENERTRAG/ Performing Energy empfiehlt deshalb eine Relativierung der Formulierung bzw. einen Hinweis dass solche Kosten noch zu spezifizieren sind.</p>
12.	VKU	Kap. 1, S. 1., Abs. 1, Satz 1	<p><u>Kommentar:</u> Der VKU teilt die Meinung der BNetzA und hält Power to Gas für eine interessante und zukunftssträchtige Speichermöglichkeit. Jedoch bestehen verschiedene ordnungspolitische Hemmnisse für die Errichtung und den Betrieb von Power to Gas-Anlagen. Diese sollten in dem Positionspapier genannt werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Zur Förderung der Power to Gas-Technologie sollten verschiedene ordnungspolitische Hemmnisse beseitigt werden. Dem Einspeiser von Wasserstoff und/oder synthetisch erzeugtem Methan kommen dieselben gesetzlichen Privilegien zu wie dem Einspeiser von Biogas einer Biogasaufbereitungsanlage. Falls Power-to-Gas-Anlagen jedoch zwecks einer ausreichend hohen Auslastung bspw. in wind- oder sonnenschwachen Zeiten nicht überwiegend mit erneuerbaren Energien betrieben werden, sollte die Privilegierung wie für Biogasanlagen beim Gasnetzanschluss weiterhin Bestand haben. Grundsätzlich ist eine Änderung der Gasnetzzugangsverordnung mit dem Ziel anzustreben, eine Privilegierung von Power to Gas-Anlagen beim Gasnetzzugang aufgrund ihrer systemstabilisierenden Wirkung zu erreichen. Analog sollten die Regeln der Gasnetzentgeltverordnung für solche Anlagen mit systemstabilisierender Wirkung Bestand haben, so dass die pauschalen Entgelte für vermiedene Netznutzung zu garantieren sind.</p> <p>Auch hinsichtlich der Definition von Speichergas und damit der Anwendbarkeit des EEG besteht Anpassungsbedarf. Denn eine Power to Gas-Anlage sollte zum Erreichen einer optimalen Auslastung auch mit nicht regenerativem Strom betrieben werden können (bspw. Regelenergie), ohne dass der Anteil des regenerativ erzeugten Speichergases (Bilanzierung notwendig) seine Vergütungsfähigkeit nach EEG verliert. Somit ist die Erweiterung des Begriffs Speichergase – unter Inkludierung der Gasmengen, die im Wärme- oder Mobilitätssektor genutzt werden – erforderlich. Power to Gas-Anlagen sollten EEG-Strom frei von staatlichen Abgaben beziehen können.</p>

			<p>Im EEG werden nur solche Speicher von der EEG-Umlage befreit, die Strom nach der Speicherung in dasselbe Netz einspeisen (§ 37 Abs. 3 EEG). Diese Regelung greift nicht für Power to Gas-Anlagen mit Einspeisung und Speicherung im Erdgasnetz und einer Rückverstromung an beliebiger Stelle bzw. Nutzung in anderen Energiesystemen. An dieser Stelle sollte Strom zur Speicherung durch Power to Gas-Anlagen ebenfalls von der EEG-Umlage befreit werden.</p> <p>Die Regelung im EnWG zur Befreiung von Stromnetzentgelten (EnWG § 118 Abs. 6 i.V.m. Satz 7 garantiert „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ ab Inbetriebnahme eine Befreiung von Stromnetzentgelten für einen Zeitraum von zwanzig Jahren – ohne Unterscheidung nach der Art der Erzeugung der elektrischen Energie (konventionell / erneuerbar)) – ist auch einschlägig für Anlagen zur Erzeugung von „Speichergas“ gemäß dem EEG 2012 §3 Nr. 9a anzuwenden.</p> <p>Weitere Letztverbraucherabgaben wie z.B. „KWK-Aufschlag“ (gemäß Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung) und Konzessionsabgaben sollten nicht erhoben werden.</p> <p>Weiterhin sollten Power to Gas-Anlagen explizit von der Stromsteuer als reine Verbrauchssteuer befreit werden.</p>
13.	VKU	Kap. 1, S. 1. Abs. 1, Satz 2	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Es werden beim Power to Gas-Verfahren Wirkungsgrade in Höhe von rund 54-77 % bei der Wasserstoffherstellung bzw. von rund 49-56 % bei der SNG-Herstellung (in Abhängigkeit der Kompression).</p> <p>Nach Herstellerangaben erlaubt jedoch die Hochtemperatur-Dampfelektrolyse eine Wirkungsgradsteigerung von rund 55 auf 80 %, so dass sich 80 % der eingesetzten Elektroenergie im produzierten Methan (Heizwert) wiederfinden (Verfahren derzeit noch in der Entwicklung).</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Forschung und Entwicklung im Bereich der Hochtemperatur-Dampfelektrolyse macht eine erhebliche Wirkungsgradsteigerung (auf bis zu 80 %) bei der SNG-Herstellung wahrscheinlich.</p>
14.	DVGW	Kap. 1, Kap. 5e)	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Hinsichtlich der Wasserstoff-Einspeisemöglichkeiten sollen früher realisierte Anlagen (oder schon bestätigte NAV mit entsprechenden Kapazitäten für Wasserstoff) Bestandsschutz genießen, um die Investitionssicherheit zu gewährleisten.</p> <p>Daraus ergeben sich folgende Konsequenzen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spätere Wasserstoff-Einspeisungen im vorgelagerten Netz werden zunehmend unwahrscheinlicher. Damit würde die Realisierung von volkswirtschaftlich sinnvollen großen Wasserstoff-Einspeisungen kurz nach den „Entries“ ins Transportsystem, wo trotz der geringen Wasserstoff-Volumenanteile im Erdgasfluss ganzjährig große Einspeisemengen aufgenommen werden könnten, gefährdet werden. • Weiterhin ist bekannt, dass die Standortwahl der Wasserstoffeinspeisung entscheidend für die Stromnetzentlastung und die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes ist. Entsprechend sollte überlegt werden, ob für Wasserstoff-Einspeisungen der privilegierte Netzzugang analog Biogas erforderlich ist, um den volkswirtschaftlichen Nutzen von Power to Gas nicht zu gefährden. • Für Power to Gas mittels Methanisierung gelten die vorgenannten Ausführungen nicht, stattdessen kann die Analogie zum Biogas ausnahmslos beibehalten werden. • Netzbetreiber haben u. E. derzeit keine ausreichende Legitimation, um späteren Einspeiseinteressenten die Einspeisung von Was-

			<p>serstoff ins Netz zu verweigern/zu reduzieren, wenn aufgrund der Flussrichtung die Einspeisemöglichkeiten nachgelagerter Bestandsanlagen eingeschränkt werden. Dies gilt insbesondere für Betreiber von Transportnetzen/vorgelagerten fremden Netzen. Hierfür müsste eine ausreichende rechtliche Legitimation geschaffen werden.</p>
15.			<p><u>Kommentar:</u> Im Allgemeinen fehlt eine konsistente Bezeichnung der technischen Begriffe. Zu Beginn müssten verschiedene Begriffe definiert werden. So werden die Begriffe <i>Durchmischungsgrad</i> und <i>Beimischungsquote</i> im gleichen Sinn verwendet. Ebenfalls wird von <i>Biogasanlage</i> (Punkt 2, viertletzte Zeile) gesprochen, was zu Missverständnissen führen kann.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Wünschenswert wäre eine genaue Definition und Verwendung der Begriffe um Missverständnisse im Kontext zu vermeiden.</p>
16.	Hans-Werner Greß (privat)		<p><u>Kommentar:</u> Bei einer Neuregelung des Gasnetzzugangs für Wasserstoff und synthetisches Methan sind unbedingt Regelungen zu treffen die sicherstellen, dass das einzuspeisende Gas tatsächlich aus erneuerbaren Energien stammt. Bei einem unkontrollierten Zugang von Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Methan in das Erdgasnetz wäre zu befürchten, dass Strom aus Kraftwerken mit fossilen oder atomaren Energiequellen eingesetzt werden könnte. Der energiepolitische Sinn von Power-to-Gas-Anlagen ist jedoch die Nutzung von anderweitig nicht nutzbarem Überschussstrom aus fluktuierend betriebenen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Das sind vorwiegend Windkraft- und Solaranlagen. Heutige Power-to-Gas-Anlagen werden in der Regel nur mit einem kleinen Teil an tatsächlichem „Überschussstrom“ betrieben. Der Grund dafür ist, dass größere Mengen an Überschussstrom über längere Perioden im deutschen Stromnetz derzeit nicht auftreten. Vielmehr wird häufig Strom, der vom Netz abgenommen werden könnte und anderweitig nutzbar wäre, mit hohen Umwandlungsverlusten zu sogenanntem „Windstrom“ transformiert. Wenn keine Regelungen bezüglich der Herkunft des Stromes für solche Anlagen getroffen würden, dann wäre es prinzipiell denkbar, dass Strom aus fossilen Kraftwerken und Atomkraftwerken für den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen eingesetzt würde. Dies würde enorme Wirkungsgradverluste und, im Falle von fossilen Kraftwerken, auch entsprechende hohe Treibhausgasemissionen nach sich ziehen. Ein solcher Fall würde dem Sinn eines gesellschaftlich erwünschten Speichersystems für erneuerbare Energien, als das Power-to-Gas-Anlagen dargestellt werden, in eklatanter Weise widersprechen und ist daher dringend zu vermeiden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Bei der geplanten Regelung zur Einspeisung von Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Methan ist dringend darauf zu achten, dass der für die Gaserzeugung eingesetzte Strom in vollem Umfang aus erneuerbaren Quellen bezogen wird. Dies ist anhand viertelstündlicher Messungen nachzuweisen. Dabei darf bei viertelstündlicher Messung die aufgenommene Leistung der Power-to-Gas-Anlage inkl. Elektrolyseur und aller Neben- und Hilfsaggregate zu keinem Zeitpunkt die Produktion aus den der Power-to-Gas-Anlage zugeordneten erneuerbaren Energieanlagen übersteigen.</p>
17.			<p><u>Kommentar:</u> Ein zusammenfassendes Fazit fehlt.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ergänzung: Aufgrund der dargestellten Beschränkungen einer Einspeisung von Wasserstoff sollte – aus Sicht der Netzbetreiber – die un-</p>

			problematischere Einspeisung von synthetischem Methan vorrangig betrachtet werden. Dieser Sichtweise zuträglich sind auch die zukünftigen Wirkungsgradverbesserungen bei der Methanerzeugung, die zu Effizienz und Wirtschaftlichkeit beiträgt
18.	Arbeitsgruppe „Power-to-Gas“, des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie		<u>Kommentar:</u> Status Gasnetz: Wer trägt die Kosten für Transportverluste, höhere Infrastrukturkosten für die Wasserstoffverträglichkeit? Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Sicherheit der Netze ab Einspeisestelle und wälzt damit auch die Kosten.
19.	AUDI		<u>Kommentar:</u> EU-Abgasnormen: Die Autohersteller sind verpflichtet, die Einhaltung der limitierten Schadstoffemissionen ihrer Fahrzeuge auch über längere Laufleistungen zu gewährleisten (160.000 km). Bei CNG-Fahrzeugen führt ein erhöhter Wasserstoffanteil im Kraftstoff Erdgas zu höheren Verbrennungstemperaturen, was zum einen erhöhte NOx-Emissionen nach sich zieht und zum anderen die Schädigung abgasrelevanter Bauteile (Zylinder, Ventile, Turbolader, Katalysator, ...) nach sich ziehen kann. Diskussion dieses Sachverhalts und Integration in die Begründung für eine Sicherstellung der 2%-Wasserstoffgrenze an CNG-Tankstellen
20.	dena		<u>Kommentar:</u> Generell fehlt dem Positionspapier eine Aussage zur europäischen Perspektive. Nicht an allen Grenzübergangspunkten Deutschlands besteht eine Importsituation. Im Falle des Exports von wasserstoffhaltigem Gas sind die Wasserstoffgrenzwerte bzw. jeweiligen Regelungen zur Gasbeschaffenheit der europäischen Nachbarländer zu beachten. Es wäre daher zudem notwendig, dass diesbezüglich eine Abstimmung mit den entsprechenden nationalen Behörden stattfindet, um die Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen. Zur Erläuterung: Wasserstoff wird, unabhängig von der Konzentration, beispielsweise entsprechend der nationalen Normen in Tschechien und Polen nicht als Begleitgas akzeptiert. Aufgrund des grenzüberschreitenden Gastransportes besteht hier ein mögliches Konfliktpotenzial. Angesichts des grundsätzlichen Charakters dieser Fragestellung sollte hier frühzeitig eine grundsätzliche Klärung durch die nationalen Regulierungsbehörden erfolgen.
21.	ENERTRAG/ Performing Energy		<u>Kommentar:</u> Power to Gas (P2G) wird zukünftig einen wichtigen Beitrag zur erfolgreichen und kostengünstigen Umsetzung der Energiewende leisten, da Power-to-Gas die technische Möglichkeit eröffnet, nicht direkt in das Stromnetz integrierbaren Strom aus erneuerbaren Energien in energiewirtschaftlich relevanten Größen volkswirtschaftlich anderweitig nutzbar zu machen. Power-to-Gas ermöglicht somit nicht nur die Speicherung von erneuerbarem Strom im Erdgasnetz, sondern auch die Nutzung der erneuerbaren Energien im Mobilitätsbereich und in der Wärmeversorgung. Zusätzlich wäre ebenfalls eine unmittelbare Nutzung des erzeugten Wasserstoffs in der Industrie möglich. Um die Vorteile von Power-to-Gas zu erschließen, ist es jedoch unbedingt erforderlich, geeignete regulatorische Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit der Power-to-Gas-Projekte zu schaffen. Für eine positive Technologieentwicklung bedarf es jedoch geeigneter rechtlicher Rahmenbedingungen, was über die hier vorgebrachten Vorschläge der BNetzA hinausgeht. Dies schließt den Abbau von bestehenden Hemmnissen und Marktanreize ein. Im bestehenden Rechtsrahmen (EEG, EnWG, BImSchG, EEWärmeG) sind Anreize zu schaffen, um fluktuierende Einspeisungen von Strom aus erneuerbaren Energien bestmöglich in das Stromversorgungssystem zu

		<p>integrieren und um nicht bedarfsgerecht erzeugten erneuerbaren Strom einer volkswirtschaftlichen Nutzung im Mobilitäts- und Wärmesektor zuzuführen. Besonders die Integration der Mobilität bei der Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende wird, im Gegensatz zu einem rein stromorientierten Konzept, zu kostenoptimierten Lösungen führen. Power-to-Gas ist strategisch somit nicht nur ein Stromspeicher, sondern die Brücke zwischen erneuerbarer Stromwirtschaft und nachhaltiger Mobilität. Die benötigten Größenordnungen an erneuerbaren Kraftstoffen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen können aus heutiger Sicht - neben Biokraftstoffen - nur durch Wasserstoff und Methan aus dem Power-to-Gas Verfahren bereitgestellt werden. Somit kommt der Power-to-Gas Technologie in der deutschen Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie eine wichtige Rolle zu. Der rechtliche Rahmen für Power-to-Gas ist so zu fassen, dass die Entwicklung verschiedener Nutzungspfade ermöglicht wird. Insbesondere müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Integration der beiden Energiesektoren Strom und Mobilität befördern. Geeignete Regulierungen für die Markteinführung von Power-to-Gas sichern nicht nur den Erfolg der Energiewende, sondern sie unterstützen die deutsche Industrie bei dem Bemühen sich einen Marktvorsprung in diesem Bereich zu sichern. Gleichzeitig trägt Power-to-Gas dazu bei die Kostenentwicklung der Energiewende abzumildern. Die Erzeugung und Einspeisung von Windgas ist ein neues Verfahren, das sich aktuell in der Entwicklung befindet. Insbesondere mit dem Gesetz zur Neuordnung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien¹ hat der Gesetzgeber erste Regelungen für die Einspeisung und Nutzung von sogenannten Speichergasen² geschaffen. Die ersten Projekte haben jedoch gezeigt, dass der aktuelle Rechtsrahmen keinen wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas Systemen, unabhängig vom Verwendungspfad, erlaubt. Bei Beibehaltung des gegenwärtigen Rechtsrahmens werden die erheblichen Chancen, die durch eine breite Markteinführung in relevanten Größenordnungen erzielbar wären, zur Senkung der Kosten für die Energiewende aber auch für die industrielle Marktentwicklung nicht genutzt werden können. Wir sehen aus diesem Grunde vor allem in den nachfolgenden bestehenden Regelungen unbedingten Handlungsbedarf:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Die derzeitige Befreiung von Letztverbraucherabgaben ausschließlich für den Nutzungspfad „Rückverstromung“ stehen der generelle Integration von Power-to-Gas in das Energiesystem und die Erschließung weiterer Nutzungspfade wie Mobilität, Industrie und Wärmeversorgung entgegen. Wobei gerade die Nutzbarmachung der systemübergreifenden Lösung Power-to-Gas die Vorteile dieser Technologie erst heben kann. Die Einstufung von Power-to-Gas als „Letztverbraucher“ und damit die Belastung des Strombezuges mit den entsprechenden Abgaben und Umlagen verhindert einen kostendeckenden laufenden Betrieb und damit die praxisnahe Erprobung und Markteinführung dieser innovativen Technologie. Eine Befreiung der Letztverbraucherabgaben in der gegenwärtigen Form bewirkt somit keinerlei Marktanreiz für diese Technologie, da eine Rückverstromung erst am Ende in der Kette möglicher Nutzungsphase steht und ein näherliegender und effizienterer Einsatz in anderen Energiesektoren wie Mobilität und Wärme durch die derzeitigen Regelungen eher verhindert, als gefördert wird. 2. Die derzeitige EEG-Systematik aus §12 EEG, „Härtefallregelung“, gibt keine Anreize, überschüssigen Strom aus erneuerbaren Quellen zu speichern. Dieser Ansatz ist volkswirtschaftlich nicht vertretbar und bedarf daher einer dringenden Änderung. Power-to-Gas Anlagen können hier eine für die Windkraftanlagen wirtschaftlich zumutbare Lösung darstellen, um die Härtefallregelung schrittweise in den
--	--	--

¹ Gesetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).

² Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008, zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes zur Neuordnung des

Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).

			<p>nächsten Jahren abzuschaffen.</p> <p>Die Nutzung von EE-Wasserstoff (Power-to-Gas) in Industrie und Verkehr bietet deutliche Klimaschutzvorteile gegenüber konventionellen Technologien. Sie verringert die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und trägt zur Sicherung der Lebensqualität bei, insbesondere beim Umstieg auf schadstoffarme Antriebstechnologien. Power-to-Gas eröffnet gegenüber reinen Stromspeichern größere Flexibilität und die Chancen einer nachhaltigen Integration von erneuerbarer Energien in unserem Energiesystem und reduziert die volkswirtschaftlichen Kosten durch eine Nutzung des nicht bedarfsgerecht erzeugten erneuerbaren Stroms in allen Energiesektoren.</p>
22.	ENSO Netz		<p><u>Kommentar:</u> Pauschales Entgelt für vermiedene Netzkosten gem. § 20a GasNEV</p> <p>Durch dezentrale Einspeisung vermiedene Netzkosten bestehen in erster Linie aus vermiedenen Netzentgelten der vorgelagerten Netze. Diese Netzentgelte sind i. d. R. leistungsabhängig.</p> <p>Die Berechnung des pauschalen Entgeltes für vermiedene Netzkosten erfolgt gemäß § 20a GasNEV auf Basis der eingespeisten Jahresarbeit. Für die Einspeisung von Biogas ist dies sachgerecht, da Biogasanlagen kontinuierlich einspeisen und deshalb die Bestelleistung im vorgelagerten Netz reduzieren.</p> <p>Die Einspeiseleistung intermittierend betriebener Wasserstoffeinspeisungen richtet sich nach dem Aufkommen überschüssigen Windkraft- und Photovoltaikstromes. Sie reduziert die Bestelleistung im vorgelagerten Netz nicht, da der Betrieb der Wasserstoffeinspeisung zum Zeitpunkt maximaler Last im Erdgasnetz nicht gewährleistet ist.</p> <p>Die Zahlung eines pauschalen Entgeltes für vermiedene Netzkosten an Wasserstoffeinspeiser erscheint deshalb nicht sachgerecht.</p>
23.	mgm/von Bredow Valentin		<p><u>Kommentar:</u> Der Schwerpunkt des Positionspapiers liegt auf der Wasserstoffeinspeisung obwohl der Titel auch die Methaneinspeisung umfasst. Das Positionspapier vermittelt durch diese „Unwucht“ aktuell den Eindruck, dass es das vorrangige Ziel des Papiers ist, klarzustellen, dass sich ein Einspeiser von Wasserstoff als „Zusatzgas“ im Ernstfall nicht auf die Rechte aus Teil 6 der GasNZV berufen kann. Es sollte der Titel entsprechend angepasst oder ein eigenes Kapitel zur Methaneinspeisung eingefügt werden. Die Grundaussagen des Positionspapier in Bezug auf Wasserstoff sind zu überprüfen und zu ändern.</p>
24.	mgm/von Bredow Valentin		<p><u>Kommentar:</u> Das Positionspapier enthält keine ersichtliche Abwägung zwischen der energetischen Effizienz und dem damit verbundenen auch ökonomischen Mehrwert der Wasserstoffeinspeisung gegenüber SNG und der Sicherheit des Netzbetriebes andererseits. Der Mehrwert von Wasserstoff gegenüber SNG sollte in dem Papier genannt werden.</p>
25.	mgm/von Bredow Valentin		<p><u>Kommentar:</u> Das Positionspapier enthält keinen Kommentar zu der aktuell nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffeinspeiseprojekten. In dem Papier sollte darauf hingewiesen werden, dass die in § 31 GasNZV genannten Ziele deutlich verfehlt werden, wenn der Anteil von Biogas, Wasserstoff oder SNG aus Erneuerbaren Energien im Gasnetz nicht erheblich erhöht wird. Hierfür sind Anreize erforderlich, die über die bislang bestehenden Förderelemente für Wasserstoff und SNG (§ 118 Absatz 6 EnWG; § 16 Absatz 2 und 27c EEG 2012) hinausgehen.</p>
26.	Ministerium		<p><u>Kommentar:</u></p>

	für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen- Anhalt		Es sollte beachtet werden, dass es bereits Wasserstoffnetze im Süden Sachsen-Anhalts sowie anderen Bundesländern gibt. Auf Grund der dort vorhandenen Infrastruktur könnten diese Netze als Startnetze genutzt werden.
27.	Thuega		<u>Kommentar:</u> § 3 Nr. 10c EnWG: Künftig wäre unseres Erachtens zu prüfen, ob CO ₂ , das aus dem Abgas von Kraftwerken/ industriellen Anlagen gewonnen werden kann und über Power to Gas so zu sagen „recycled“ wird, auch als Möglichkeit zur Erzeugung von Biogas gemäß § 3 Nr. 10c EnWG mittels einer Methanisierung zugelassen werden kann. Aus Klimaschutzsicht ist es unerheblich, ob das verwendete aus einer Biogasanlage oder einem Kraftwerk CO ₂ kommt. Diese Bedingung kann in 2030 wichtig sein, aber gerade zur anfänglichen Etablierung der Technologie ist es wichtig, eine regional weit verbreitete CO ₂ -Aufkommensquelle zu haben, um die ambitionierten Ziele der Bundesregierung mit -40 % CO bis 2020 zu 2 erreichen.
28.			<u>Kommentar:</u> Die Kosten für die Anschlüsse von Power-to-Gas-Anlagen, die Betriebskosten der Einspeiseanlage und die Zahlung vermiedener Netzentgelte lassen sich von den Gasnetzbetreibern in Anrechnung bringen und werden gewälzt. Trotzdem stellt sich die Frage, ob die Kosten für die Speicherung elektrischer Energie von den Gaskunden/Anschlussnutzern zu tragen sind.
29.	ENERTRAG/ Performing Energy		<u>Kommentar:</u> Bei der Anschlusskostenermittlung, unter Beachtung des § 33 Absatz 1 Sätze 2 und 3 GasNZV, sind die Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses des Netzbetreibers mit den eventuell bereits geleisteten Kosten des Anschlussnehmers für die durch ihn erfolgte Druckerhöhung, unabhängig der vom Anschlussnehmer parallelen Nutzung der Verdichteranlage, zu verrechnen oder die Erstattung zu ermöglichen. Der betriebliche Aufwand zur Druckerhöhung während der gesamten Betriebsdauer ist zudem als Dienstleistung des Anschlussnehmers vom Netzbetreiber zu vergüten
30.	FNB Gas	4/5/3/4	<u>Kommentar:</u> Es ist sicherlich positiv, dass der Netzbetreiber die Kosten nach §20bGasNEV umlegen kann. Das bedeutet aber auch, dass Erdgaskunden im Endeffekt für Kosten aufkommen müssen, die im Stromnetz entstehen. Diese Kosten würden damit nicht dem Verursacher angelastet. Welchen Standpunkt vertritt die BNetzA hierzu?
31.	FNB Gas	Allgemein	<u>Kommentar:</u> Das Positionspapier scheint sich im Wesentlichen auf das Transportnetz zu beziehen. In den Regionalnetzen (i. d. R. ohne Verdichter) und den Verteilnetzen stellen sich gegebenenfalls Kapazitätsprobleme, die nicht durch Änderung von Gasströmen bewältigt werden können. Unter Umständen wären an M&R-Anlagen Rückverdichter zu installieren. Gilt auch für diese und weitere Anlagen die Aussage aus dem Positionspapier: „Der Netzbetreiber oder betroffene angeschlossene Kunden sind jedoch grundsätzlich nicht zum Austausch oder der Neuerrichtung von Anlagen sowie zur Übernahme der damit verbundenen Kosten verpflichtet. Bei der Einspeisung von Wasserstoff müsste außerdem ein REKO-System installiert werden, das alle Zuflüsse ins Netz bilanziert, Prognosen erstellt und Einspeiseanlagen rechtzeitig fernwirksam abschaltet, um die Überschreitung von Wasserstoffgrenzwerten zu vermeiden.

			<p>Auch hierdurch treten zusätzliche Kosten auf.</p> <p>Grundsätzlich ist aus Sicht der Gasinfrastruktur positiv festzustellen, dass der Sekundärenergieträger Wasserstoff aus Sicht der BNetzA maximal als Zusatzgas anerkannt wird und es durch eine Einspeisung von Wasserstoff zu erheblichen Infrastrukturschädlichen Auswirkungen kommen kann, die es zu vermeiden gilt.</p>
32.	FNB Gas	GasNZV	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>„... wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid nachweislich weit überwiegend, d. h. zu mindestens 80 % aus erneuerbarem Strom und Kohlenstoffdioxidhergestellt wurde.“</p> <p>Die Beschränkung auf Kohlenstoffträger (CO₂, CO) aus biogener Herkunft ist kontraproduktiv und im Hinblick auf das übergeordnete Ziel der Reduzierung des Ausstoßes von klimaschädlichen CO₂ nicht nachvollziehbar. Das Ziel von Power to Gas besteht darin, möglichst effizient, wirtschaftlich konkurrenzfähig und in beitragsgemäßen Mengen überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne, etc.) in chemische Energie umzuwandeln und im Erdgasnetz und deren angrenzenden Infrastruktur (wie z. B. Erdgasspeicher) zu speichern.</p> <p>Die Kohlenstoffträger (CO₂, CO) sind dabei nur Edukte für den verfahrenstechnischen Prozess.</p> <p>Um einen möglichst nennenswerten Beitrag zu erreichen, sollten prinzipiell alle Kohlenstoffquellen beliebiger Herkunft nutzbar sein.</p> <p>Chemisch und energetisch ergibt sich kaum ein Unterschied zwischen der Verwendung grünen oder grauen CO₂.</p> <p>Darüber hinaus bietet die Ausweitung des Spektrums für den Bezug von CO₂ auf industrielle Quellen den Vorteil eines erheblichen CO₂-Minderungspotenzials.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Einschränkungen bezüglich der Herkunft von CO₂ aufheben.</p> <p>Zumindest nicht vermeidbares CO₂ aus Herstellungsprozessen der Grundstoffindustrie zulassen (Stahl, Zement, Kalk Chemie etc.).</p>
33.	FNB Gas	GasNZV	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Kosten für Anschlüsse von PTG-Anlagen lassen sich für Netzbetreiber in Anrechnung bringen. Trotzdem stellt sich die Frage, ob die Kosten für die Speicherung elektrischer Energie von den Gasverbrauchern zu tragen sind.</p>
34.	FNB Gas	GasNZV	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Siehe Punkt 3. Anmerkungen zum Positionspapier</p>
35.	ONTRAS	Qualitätsanforderungen bei grenzüberschreitendem Transport von Erdgas	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Bei grenzüberschreitendem Transport von Erdgas gelten die zwischen den Netzbetreibern in Netzkopplungsverträgen vereinbarten Qualitätsanforderungen für Erdgas. Die Wasserstofftoleranz der Erdgasnetze benachbarten Staaten Deutschlands liegt teilweise deutlich unter den hierzulande diskutierten Grenzwerten. Bei ONTRAS ist eine Wasserstoffeinspeiseanlage in Betrieb und zwei weitere in Planung, bei diesen sind im Regelbetrieb derzeit keine Rückwirkungen auf Grenzübergangspunkte zu erwarten. Im Hinblick auf die eng gesetzten Fristen zur Prüfung eines Netzanschlussbegehrens gemäß § 33 Abs. 4 GasNZV bittet ONTRAS dennoch vorab um Klärung, inwieweit die Interessen von angrenzenden Netzbetreibern bei der Anschlussprüfung zu berücksichtigen sind. Es ist absehbar, dass sich die Fragestellungen bezüglich Wasserstoff im grenzüberschreitenden Transport kurzfristig stellen werden. Dies sollte deshalb schnellst möglich zwischen den</p>

			<p>nationalen Regulierungsbehörden geklärt werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>ONTRAS schlägt daher Folgendes vor „Bis zu einer weiteren Harmonisierung der europäischen Gasbeschaffenheitsstandards ist ein praktischer Grenzwert von z.B. maximal 0,2 Vol-% H₂ im Erdgas an Grenzübergangspunkten zulässig. Der Netzbetreiber ist berechtigt sein Wasserstoffeinpeisungen mit Hinweis auf Restriktionen durch grenzüberschreitenden Transport zu begrenzen.“ Ob und in welcher Höhe ein Grenzwert deutschlandweit zur Anwendung kommen kann, sollte jedoch weiter konsultiert werden.</p>
36.	ONTRAS	GasNZV	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>„... wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid nachweislich weit überwiegend, d. h. zu mindestens 80 % aus erneuerbarem Strom und Kohlenstoffdioxidhergestellt wurde.“</p> <p>Die Beschränkung auf Kohlenstoffträger (CO₂, CO) aus biogener Herkunft ist kontraproduktiv und im Hinblick auf das übergeordnete Ziel der Reduzierung des Ausstoßes von klimaschädlichen CO₂ nicht nachvollziehbar. Das Ziel von Power to Gas besteht darin, möglichst effizient, wirtschaftlich konkurrenzfähig und in beitragsgemäßen Mengen überschüssige elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen (Wind, Sonne, etc.) in chemische Energie umzuwandeln und im Erdgasnetz und deren angrenzenden Infrastruktur (wie z. B. Erdgasspeicher,) zu speichern.</p> <p>Die Kohlenstoffträger (CO₂, CO) sind dabei nur Edukte für den verfahrenstechnischen Prozess. Um ein möglichst nennenswerten Beitrag zu erreichen sollten prinzipiell alle Kohlenstoffquellen beliebiger Herkunft nutzbar sein. Chemisch und energetisch ergibt sich kaum ein Unterschied zwischen der Verwendung grünen oder grauen CO₂. Darüber hinaus bietet die Ausweitung des Spektrums für den Bezug von CO₂ auf industrielle Quellen den Vorteil eines erheblichen CO₂-Minderungspotenzials.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Einschränkungen bezüglich der Herkunft von CO₂ aufheben.</p>
37.	Berlin Energie LHO-Betrieb des Landes Berlin Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt	Grundsätzliches	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Im Positionspapier fehlen nach unserer Auffassung Aussagen zu "Power-to-Heat". Wie bei "Power-to-Gas" handelt es sich bei "Power-to-Heat" um eine Option der Speicherung bzw. Verwendung überschüssigen Stroms. Bei "Power-to-Heat" wird der nicht direkt nutzbare Strom aus erneuerbaren Energien für die Wärmebereitstellung eingesetzt. Ausgehend von dem Ziel der Bundesregierung, einen Anteil der erneuerbaren Energien von 80% zu verwirklichen, stellt aus Sicht von Berlin Energie "Power-to-Heat" eine vorteilhafte Variante zu "Power-to-Gas" dar, die nicht direkt nutzbaren Strommengen einzusetzen. Überdies konkurriert der Einsatz von "Power-to-heat" mit der energetischen Sanierung der Gebäude. Vor diesem Hintergrund sollten ebenfalls Grundsatzfragen zur weiteren Erforschung und Erprobung von "Power-to-heat" erörtert und dargestellt werden.</p>
38.	Berlin Energie LHO-Betrieb	§§ 33 Absatz 1 GasNZV,	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Die Wälzung der reinen Kosten eines effizienten Netzanschlusses nach den §§ 33 Absatz 1 GasNZV, 20b GasNEV stellt aufgrund der Un-</p>

	des Landes Berlin Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt	20b GasNEV	<p>erprobtheit der power-to-gas Technologie keinen ausreichenden Anreiz für den effektiven Ausbau dar.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Um wirksame Anreize für den effektiven Ausbau der power-to-gas Technologie in Deutschland zu setzen, wären aus Sicht der Netzbetreiber umfassendere Regelungen zur Kostenwälzung nach § 20b GasNEV erforderlich. So sollte der Kostenbegriff in § 20b GasNEV, welche auf § 33 GasNZV verweist, auch Kosten für Maßnahmen umfassen, welche vom Netzbetreiber in Vorbereitung der Umsetzung von power-to-gas Projekten übernommen werden. Hier sind Pilotprojekte zur Untersuchung der Systemintegration und das Zurverfügungstellen von entsprechender Infrastruktur zu Ansiedelung von power-to-gas Anlagen zu nennen. Insbesondere in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur sollten sinnvolle Pilot- und Infrastrukturprojekte in den Genuss der Wälzungsfähigkeit nach § 20b GasNEV kommen.</p>
39.	Berlin Energie LHO-Betrieb des Landes Berlin Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt	Ziffer 2 Seite 2 des BNetzA Do- kuments	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Der einmalige Nachweis der biogenen Eigenschaft zu Beginn der Einspeisung ist nicht ausreichend.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Die Anlagenbetreiber sollten regelmäßig, mindestens alle fünf Jahre, gegenüber dem aufnehmenden Netzbetreiber einen Nachweis über die biogene Eigenschaft erbringen. Ein regelmäßiger Nachweis sichert den Netzbetreiber vor eventuell auftretenden Haftungsrisiken. Alternativ dazu wäre die Einführung eines Monitorings nach fünf Jahren denkbar.</p>
40.	MAN Diesel & Turbo SE	Kap. 1/S. 1/Abs. 1	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Die vorhandene Erdgasinfrastruktur ist technisch für die Verwendung von Methan ausgelegt. Synthetisch erzeugtes Erdgas (SNG) ist dem, im Erdgas enthaltenen Methan identisch. Somit ist SNG im Gegensatz zu Wasserstoff optimal für die vorhandene Erdgasinfrastruktur geeignet.</p> <p>Dem geringeren Wirkungsgrad und den leicht höheren Investitions- und Betriebskosten bei der Erzeugung von SNG im Vergleich zu Wasserstoff stehen in ihrer Höhe nur schwer abzuschätzende Investitionen in die Erdgasinfrastruktur für eine Wasserstofftauglichkeit entgegen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Trotz der leicht höheren Investitions- und Betriebskosten für die Erzeugung von SNG überwiegen die Vorteile der Verwendung von SNG im Vergleich zum Wasserstoff, der sehr hohe Investitionen in die vorhandene Gasinfrastruktur benötigen würde.</p>
41.	MAN Diesel & Turbo SE	Kap. 2/S.1f/Abs. 1	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Der Einspeisung von ökologisch erzeugtem Wasserstoff bzw. von SNG ist grundsätzlich zu begrüßen.</p> <p>Unter ökonomischen Aspekten ist jedoch eine Umwandlung bereits erzeugter oder geförderter Elektrizität (bspw. geförderter Windstrom) in SNG zur Speicherung bzw. weiteren Verwendung unabhängig von der Herkunft der Elektrizität zu befürworten.</p>

			<p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Erneuerbare Stromerzeugungskapazität („Windstrom“ & „Solarstrom“) sollte soweit die Stromerzeugung durch bspw. Förderungen bereits entgolten wurde, genutzt werden und die dadurch erzeugbare Elektrizität kostenlos für die Umwandlung in SNG verwendet werden. Notfalls sollte hierfür auch Kohlenstoffdioxid aus nicht erneuerbaren Quellen gleichwertig verwendet werden können.</p>
42.	E.ON SE	Kap 1, S 1, Abs.1, letzter Satz	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Der Satz [„und Anpassungsmaßnahmen sich als sehr kostenintensiv erweisen.“] sollte etwas differenzierter dargestellt werden, da eine sukzessive Anpassung durchaus wünschenswert ist.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>... „und Anpassungsmaßnahmen nur sehr langfristig umgesetzt werden können und abhängig vom Netzgebiet und vom gewünschtem Grenzwert sehr kostenintensiv sein können.“</p>
43.	Greenpeace Energy e.G.	Kap. 1/S.1/Abs. 1/Satz 2	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Der Absatz weist in die falsche Richtung. Er ist im Kontext der Kap. 4 und 5 zu sehen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>(...) entfallen kann. Allerdings sind der Beimischung von Wasserstoff derzeit Grenzen gesetzt, da die Verbrauchsanlagen vieler Letztverbraucher, die Speicher sowie die Netzanlagen selbst nur eine begrenzte Menge an Wasserstoff vertragen (Tanks von Gasfahrzeugen, Gasmotoren, Porenspeicher, Gasturbinen, Messgeräte) und. Erforderlich werdende Anpassungsmaßnahmen können sich als sehr kostenintensiv erweisen.</p>
44.		5. a) + b) Absatz 1	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Hier müssen feste Werte formuliert werden, an denen sich Netzbetreiber und Einspeiser orientieren können.</p>
45.	BDEW	Kap. 5. a)	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Der BDEW stimmt der Darstellung zu, dass die Einspeisung, v. a. von Wasserstoff, unter dem Vorbehalt der Einhaltung der Qualitätsanforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 steht. Es bedarf jedoch einer Klarstellung in Hinblick auf die in § 36 GasNZV aufgestellten Qualitätsanforderungen. Laut den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 ist reiner Wasserstoff bei der Definition von Gas nicht inbegriffen, sondern nur als reiner Begleitstoff aufgeführt. So steht im Zuge der Überarbeitung der DVGW-Arbeitsblätter beispielsweise aktuell in Diskussion, ob die Qualitätsanforderungen aus den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 insbesondere bei Einspeisung von Wasserstoff erfüllt sind. Dabei stellt sich auch die Frage, inwieweit § 36 GasNZV auf die überarbeiteten DVGW-Arbeitsblätter Bezug nimmt. § 36 GasNZV enthält lediglich eine Verweisung auf den Stand aus dem Jahr 2007. In der aktuellen Ausgabe des DVGW-Arbeitsblattes G 260 (Stand: März 2013) wird bei der Einspeisung von Wasserstoff auf das DVGW-Arbeitsblatt G 262 verwiesen. Demnach sei die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze in begrenzter ptember 2011) wird dazu ausgeführt, „dass ein Wasserstoffgehalt in einstelligem Menge möglich. In Abschnitt 5.9 des DVGW-Arbeitsblattes G 262 (Stand: Se Prozentbereich im Erdgas in vielen Fällen unkritisch ist, wenn die brenntechnischen Kenndaten entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 260 eingehalten werden. Allerdings sind die derzeit noch vorhandenen Restriktionen zu beachten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - In der DIN 51624 ist ein Grenzwert für Wasserstoff von 2 Vol.-% angegeben (Hintergrund: Tanks in Erdgasfahrzeugen). - Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern können empfindlich auf Wasserstoff reagieren. Daher limitieren verschiedene Gasturbinenhersteller den H2-Anteil im Erdgas auf 5 Vol.-%, teilweise auch auf 1 Vol.-%. Da Gasanalysegeräte wie Prozessgaschromatographen (PGC) im Erdgasnetz üblicherweise nicht in der Lage sind Wasserstoff zu detektieren, müssten diese

			<p>Geräte entsprechend ausgetauscht oder modifiziert werden.</p> <p>Wasserstoff ist ein gutes Substrat für sulfatreduzierende Bakterien. Daher besteht in Untertageporenspeichern die Gefahr eines Bakterienwachstums mit dadurch ausgelöster H₂S-Produktion. Vor dem Hintergrund der o. g. Restriktionen ist eine Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz über 2 Vol.-% hinaus unter Berücksichtigung des konkreten Einzelfalls zu prüfen.</p>
46.		3/2/1 bzw. 5a/3/1	<p><u>Kommentar:</u> Hinsichtlich der technischen Machbarkeit des Anschlusses einer Power to Gas Anlage sollte mit Hinblick auf die Netzkompatibilität und einen damit einhergehenden ausreichenden Durchmischungsgrad ein einheitlicher und verbindlicher Grenzwert für den maximalen Anteil von Wasserstoff im Gasnetz vorgegeben werden, welcher durch die Einspeisung einer Power to Gas Anlage nicht überschritten werden darf. Dieser Grenzwert sollte dergestalt sein, dass es bei Einhaltung dessen für keine Betriebsmittel oder Kundenanlagen im Netz zu einer Beeinträchtigung oder Gefährdung kommen kann, unabhängig davon, welche Betriebsmittel oder Kundenanlagen an das Netz angeschlossen sind. Ein allgemein gültiger Grenzwert ist deshalb wichtig, da der Netzbetreiber nicht zwangsläufig Kenntnis über alle an sein Netz angeschlossenen Kundenanlagen sowie deren Anforderungen hat. Bei Fehlen eines verbindlichen Grenzwerts ist es für den Netzbetreiber schwierig bis kaum möglich, bei der Prüfung des Netzanschlussbegehrens dieses aus technischen Gründen belegbar abzulehnen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund wichtig, den Anlagenbetreiber vor „stranded investments“ zu schützen. Diese können eintreten, wenn ein Netzanschlussbegehren durch den Einspeisenetzbetreiber zwar genehmigt wird, die Einspeiseanlage anschließend jedoch wegen zu geringer Durchmischung des Gasnetzes nicht oder nur unzureichend betrieben werden kann.</p>
47.		5. b), Absatz 2, Zeile 15 ff:	<p><u>Kommentar:</u> Die anfallenden Kosten sollte der Netzübertreiber übernehmen und dann kosteneffizient auf die Beteiligten umlegen. Es kann nicht Aufgabe des Einspeisers sein, die durch die Umstellung der Netzfahrweise anfallenden Kosten zu übernehmen. Dies würde die Investitionsentscheidung für eine mögliche Wasserstoffproduktion erheblich beeinflussen und mit hohen Unsicherheiten behaften.</p>
48.	Dr.-Ing. Michael Weber, Berater	5b / 4 / 3 / 3	<p><u>Kommentar:</u> Hierbei werden die Folgekosten der H₂-Einspeisung nicht von den Verursachern getragen. Da künftig stromab jedes Einspeisepunkts, auf die eine Entnahme oder Netz-Übergabepunkt folgt, eine Heizwertmessung nötig ist, entstehen beträchtliche Kosten, deren korrekte Zuordnung im Hinblick auf die wirtschaftliche der Gestaltung der Energiewende erforderlich ist.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Der gesamte Absatz ist zu ersetzen durch: Die Kosten umzurüstender oder neu zu errichtender PGC sind zu gleichen Teilen von den Betreibern der Einspeisepunkte zu tragen, die stromauf gesehen zwischen dem betrachten und der nächsten notwendigen Messpunkt liegen. Bei Rohrabschnitten, die bidirektional durchflossen werden, gilt dies in beide Richtungen. § 36 Abs. 3 GasNZV Satz 2 ist entsprechend zu ändern.</p>
49.	AUDI	Kap. 5c, Absatz 2	<p><u>Kommentar:</u> Untersuchungen im Feld und im Labor zeigen, dass es sich bei der Grenze von max. 2% Wasserstoff für an CNG-Tankstellen verfügbares Erdgas, die Voraussetzung ist für die Gewährleistung der Sicherheit durch die Hersteller von CNG-Tanks, nicht um einen übertrieben vorsichtigen Wert handelt, der irgendwann willkürlich festgelegt wurde. Vielmehr sind bei höheren Wasserstoffkonzentrationen tatsächlich Schäden und damit verbundene Gefahren zu erwarten. Abgesehen davon darf durch die gewünschte Integration von PtG-Anlagen in das deutsche Gasnetz der ebenfalls gewünschte Ausbau des CNG-Tankstellennetzes nicht behindert oder gefährdet werden. Es geht also nicht nur um den Schutz des Bestandes. Anforderungen und Ziele des Verkehrsbereichs sind gleichrangig mit den Zielen der Energiewirtschaft zu berücksichtigen. Entsprechend hat der Netzbetreiber die Verantwortung dafür, dass auch bei zukünftigen CNG-Tankstellen im Netz die 2%-H₂-Grenze</p>

			<p>eingehalten wird. Insoweit muss sichergestellt werden, dass durch den Anschluss von H2-Einspeisern nicht die Anschlussmöglichkeiten für zukünftige wasserstoffsensible Entnahmestellen blockiert werden. Daher kann kein Prioritätsgrundsatz gelten, vielmehr muss der Netzanschluss bzw. die Netznutzung für wasserstoffsensible Entnahmestellen grds. an jeder Stelle des Netzes möglich sein. In der Praxis sind ggf. Handreichungen/Planungsgrundlagen für das Vorgehen des Netzbetreibers zu entwickeln, der einen Standort für die H2-Einspeisung u.U. auch im Hinblick auf mögliche zukünftige Abnahmestellen in der Nähe hin prüfen sollte. Dies würde umgekehrt die Planungssicherheit für die H2-Einspeiser verbessern.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ersatzloses Streichen des Satzes: „Eine abschließende Bewertung [...] nicht zwingend erforderlich.“ Weiterführung des Absatzes folgendermaßen: „Bei Ermittlung des im Einzelfall zulässigen Wasserstoffgehalts sind daher auch die Anforderungen von bestehenden und zukünftigen Erdgastankstellen sowie von CNG-Fahrzeugmodellen mit bestehender Typprüfung zu berücksichtigen, also eine Begrenzung des Wasserstoffgehalts auf 2% an der Entnahmestelle, wie sie bereits heute nach den überarbeiteten DVGW-Arbeitsblättern gilt (DVGW-Arbeitsblatt G 262, Stand 2011, S. 17). Dies erscheint zulässig, da Wasserstoff [...] eingehalten werden.“ Ergänzung des Absatzes um folgende Sätze: „Und die Sicherstellung der 2%-Grenze für Wasserstoff erscheint geboten, weil ansonsten der Verlust der Gewährleistung von CNG-Fahrzeugtanks und auch erhebliche Gefährdungen durch Wasserstoffversprödung drohen. Die Entwicklung einer Handreichung für Netzbetreiber zur Abschätzung der Zahl und Lokalisierung zukünftiger wasserstoffsensibler Entnahmestellen, z.B. CNG-Tankstellen, mit dem Ziel der besseren Information für Einspeiser von Zusatzgas, die einen Netzanschluss begehren, wird angestrebt.“</p>
2. Anwendungsbereich der Vorschriften zur Biogaseinspeisung			
50.	Arbeitsgruppe „Power-to-Gas“, des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie	Kap. 2, S. 2, ganzer Absatz 1	<p><u>Kommentar:</u> Der Begriff „Biogas“ nach § 3 Nr. 10c EnWG umfasst auch Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan, sofern für die Erzeugung dieser Gase der Strom nachweislich überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Werden diese Voraussetzungen eingehalten, können dieselben Privilegien, die für die Biogaseinspeisung nach GasNZV und GasNEV gelten, auch für Wasserstoff und synthetisches Methan aus Power-to-Gas Anlagen Anwendung finden. Hierfür überprüft der Gasnetzbetreiber das Anlagenbetriebskonzept einmalig zu Beginn im Rahmen des Netzanschlussbegehrens auf den Strombezug. Durch diese einmalige Überprüfung kann nicht sichergestellt werden, dass die Voraussetzungen für die Privilegierung über den gesamten Betriebszeitraum tatsächlich eingehalten werden. Weiter ist unklar, was als Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG i.S.v. § 3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz definiert wird.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Konzept zur wiederkehrenden Überprüfung der Voraussetzungen für die Gewährung der Privilegien diskutieren und einführen. Klare Definition des Begriffs „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ einführen.</p>
51.		Kap. 2, Absatz 1, Zeile 7 ff	<p><u>Kommentar:</u> Fraglich ist die nachvollziehbare und prognostizierbare Herkunft des Stroms, weil aus wirtschaftlichen Gründen der Strom zur Produktion von Wasserstoff und einer etwaigen nachgeschalteten Methanisierung vorzugsweise am Spotmarkt erworben wird.</p>
52.		Kap. 2, Absatz 1, Zeile 11 ff	<p><u>Kommentar:</u> Es ist unklar, welcher Netzbetreiber (Strom- oder Gasnetz) gemeint ist. Wie funktioniert die Nachweispflicht?</p>
53.	AUDI	Kap. 2, S.2, Absatz 1	<p><u>Kommentar:</u> Der Begriff „Biogas“ nach § 3 Nr. 10c EnWG umfasst auch Wasserstoff und synthetisches erzeugtes Methan, sofern für die Erzeugung</p>

		<p>dieser Gase der Strom nachweislich überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Werden diese Voraussetzungen eingehalten, können dieselben Privilegien, die für die Biogaseinspeisung nach GasNZV und GasNEV gelten, auch für Wasserstoff und synthetisches Methan aus Power-to-Gas-Anlagen Anwendung finden. Hierfür überprüft laut Positionspapier der Gasnetzbetreiber das Anlagenbetriebskonzept einmalig zu Beginn im Rahmen des Netzanschlussbegehrens auf den Strombezug. Durch diese einmalige Überprüfung kann aber nicht sichergestellt werden, dass die Voraussetzungen für die Privilegierung über den gesamten Betriebszeitraum tatsächlich eingehalten werden. Weiter ist unklar, was als Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG i.S.v. § 3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz definiert wird. Hierbei ist zu berücksichtigen: Strom aus EEG-geförderten Wind- oder PV-Anlagen kann nicht als Grünstrom erworben werden. Bei einer direkten Koppelung einer PtG-Anlage an einen EE-Erzeuger wie eine Windkraft- oder PV-Anlage handelt es sich zwar zweifelsfrei um Strombezug aus >80% erneuerbaren Quellen, diese Verschaltung erschließt jedoch in der Praxis nicht die (stromnetz- und marktseitigen) Vorteile von PtG als Dienstleistung für den Stromsektor. Eine faktische Beschränkung auf diese Art von Strombezugskonzept muss daher vermieden werden. Wichtig für die markt- bzw. netzseitige Integration von erneuerbarer Energie ist letztlich die Gleichzeitigkeit des Strombezugs durch PtG aus dem Netz mit der (im allgemeinen räumlich getrennten) Einspeisung von erneuerbarer Energie in das Netz; beispielsweise kann daher ein statistisches Kriterium bzgl. des erneuerbaren Anteils im Gesamtstromnetz (Strom-Mix) kein zielführendes Kriterium sein, da dies nicht den dynamischen und damit netzdienlichen Betrieb einer PtG-Anlage anreizt.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Unbürokratisches Konzept zur wiederkehrenden Überprüfung der Voraussetzungen für die Gewährung der Privilegien diskutieren und ggf. einführen. Klare Definition des Begriffs „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ einführen. Dabei sollten flexible und praktikable Einsatzmöglichkeiten bzw. Strombezugswege für PtG-Anlagenbetreiber möglich sein, solange Strom aus EEG-Anlagen preislich durch Einspeisevergütung bzw. Marktprämie getrieben wird</p>
54.	BDEW	<p><u>Kommentar:</u> Der BDEW teilt die Auffassung, dass die Vorschriften des Teils 6 der GasNZV sowie der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b Gas-NEV auf die Gaseinspeisung aus P2G-Anlagen anzuwenden sind, wenn es sich um Biogas i.S.d. § 3 Nr. 10c EnWG handelt. Das ist bei Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und bei synthetisch erzeugtem Methan dann der Fall, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte CO₂ oder CO jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen. Gleichwohl lässt der Verordnungs- bzw. Gesetzestext noch einige Fragen offen, die einer Klarstellung bedürfen: So bestehen beispielsweise Unsicherheiten, ob es sich, trotz der gewollten rechtlichen Gleichstellung, bei den entsprechenden P2G-Anlagen tatsächlich um Biogasaufbereitungsanlagen i.S.d. § 32 Nr. 3 GasNZV handelt. Nur in diesem Fall greifen auch die Privilegien der besonderen Regelungen zur Biogaseinspeisung in der GasNZV. Wünschenswert wäre auch eine Klarstellung der Rechtsfolgen, die eintreten würden, wenn sich nach Einspeisung und Auszahlung der vermiedenen Netzentgelte nach § 20a GasNEV herausstellen sollte, dass der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte CO₂ oder CO nicht nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen. Hier wäre es zudem zielführend, beispielsweise anhand eines Prozentsatzes (80 Prozent) konkret zu bestimmen, wann diese Anforderung erfüllt ist. Dabei sollte die Art des Herkunftsnachweises näher definiert und die Nachweiserbringung durch Zertifikate zugelassen werden. Nach heutiger Rechtslage ist ebenso unklar, wem die Prüfpflicht obliegt, ob diese Vorgaben eingehalten wurden. Zu begrüßen ist in diesem Zusammenhang der Ansatz der BNetzA vorzugeben, wie der Einspeiser die Einhaltung dieser Voraussetzung zu dokumentieren hat. Ferner ist es positiv zu bewerten, dass dem Netzbetreiber an dieser Stelle keine überobligatorische Prüfpflicht auferlegt werden soll. Im Weiteren ist anzumerken, dass</p>

			<p>gemäß § 118 Abs. 6 Satz 7 und 8 EnWG eine Befreiung aller P2G-Anlagen von sämtlichen Einspeiseentgelten für das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, besteht. Unter Zugrundelegung der Definition von „Gas“ in § 3 Nr. 19a EnWG fallen auch „Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist“ unter diesen Begriff und damit in den Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 EnWG. Nicht erforderlich ist dabei, dass der Strom zur Erzeugung des Wasserstoffs und das CO bzw. CO₂ für die Methanisierung weit überwiegend aus Erneuerbaren Energien stammen. Es besteht hier also keine Verpflichtung zum überwiegenden Einsatz von Strom aus Erneuerbaren Energien im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG.</p> <p><u>Anmerkung Bundesnetzagentur:</u> Sollte sich nachträglich herausstellen, dass der Strom oder das Kohlenstoffdioxid (oder Kohlenstoffmonoxid) von Beginn der Einspeisung an oder zu einem späteren Zeitpunkt nicht zu mind. 80 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammten, spricht Einiges dafür, dass der Netzbetreiber bereits gezahlte Entgelte für vermiedene Netzkosten vom Einspeiser notfalls auch im Wege eines zivilgerichtlichen Verfahrens für den Zeitraum herausverlangen kann, in welchem die Erneuerbaren-Eigenschaft des Stroms oder Kohlenstoffdioxids nicht vorlag. Bei erfolgreicher Betreibung sind die Rückzahlungen netzkostenmindernd in Ansatz zu bringen, soweit die Entgeltzahlungen vom Netzbetreiber bereits gem. § 20b GasNEV umgelegt wurden. In Letzterem Fall muss sich der Netzbetreiber auch ernsthaft um eine Betreibung bemühen, da ansonsten die Zahlungen vom Netzbetreiber zu tragen wären. Das Gleiche gilt auch für Betriebs- und Wartungskosten sowie im Falle des anfänglichen Fehlens der Erneuerbaren-Eigenschaft auch für die Investitionskosten des Netzbetreibers infolge der Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan. Die geschilderten Rechtsfolgen ergeben sich jedoch nicht aus den Vorschriften zur Biogaseinspeisung, sondern sind rein zivilrechtlicher Natur und obliegen der alleinigen Kontrolle der Zivilgerichte.</p>
55.	dena	S. 2, Abs. 1, Satz 1	<p><u>Kommentar:</u> Die prozentuale Definition des Einsatzes von Grünstrom auf 80 % bedarf für ihre praktische Umsetzung eines zeitlichen Bezugsrahmens. Ohne einen solchen bleibt unklar, worauf sich die Vorgabe des „weit überwiegenden“ Einsatzes von erneuerbarem Strom überhaupt beziehen soll. Nach unserer Auffassung ist § 3 Nr. 10c EnWG so auszulegen, dass lediglich im Durchschnitt ein Strombezug weit überwiegend aus erneuerbaren Energien erfolgen muss, damit dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit verbleibt, die Anlage auf dem Markt für negative Regelleistung zu vermarkten. Als maßgeblicher Betrachtungszeitraum bietet sich dabei das Kalenderjahr an.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Das Positionspapier äußert sich nicht zu dem Bezugsrahmen, auf welchen sich die 80 Prozent beziehen. Wir regen in diesem Zusammenhang die folgende Ergänzung an: „Maßgeblicher Betrachtungszeitraum für die Erfüllung des Merkmals des weit überwiegenden Einsatzes von erneuerbarem Strom ist das Kalenderjahr. Eine (teilweise) Vermarktung der Anlagen auf dem Markt für negative Regelleistung ist folglich möglich, solange im Jahresdurchschnitt mindestens 80 % der Jahresarbeit mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird.“</p>
56.	dena	S. 2, Abs. 1, Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Für die Definition der erneuerbaren Eigenschaft und die Erbringung des Nachweises zum weit überwiegenden Einsatz von erneuerbarem Strom zur Erzeugung des Wasserstoffes bzw. Methans ist eine einheitliche Regelung zu erarbeiten. Wünschenswert ist auch eine Klarstellung der Rechtsfolgen, die etwa eintreten würden, wenn sich herausstellen würde, dass der eingesetzte Strom sowie das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nicht nachweislich aus erneuerbaren Quellen stammen. Auch ist ebenso unklar, wem die Prüfpflicht obliegt, ob diese Vorgaben eingehalten werden oder wurden. Für die Erarbeitung von diesbezüglichen Regelungen ist die [...] gerne bereit, entsprechend mitzuwirken.</p>

			<p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ergänzender Satz: „Eine Definition der erneuerbaren Eigenschaft, die Art und Weise der Nachweisführung, die Prüfinstanz sowie die Rechtsfolgen bei Nichteinhaltung sollten zügig konkretisiert werden, um die Rechtssicherheit zu erhöhen.“</p> <p><u>Anmerkung Bundesnetzagentur:</u> Sollte sich nachträglich herausstellen, dass der Strom oder das Kohlenstoffdioxid (oder Kohlenstoffmonoxid) von Beginn der Einspeisung an oder zu einem späteren Zeitpunkt nicht zu mind. 80 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammten, spricht Einiges dafür, dass der Netzbetreiber bereits gezahlte Entgelte für vermiedene Netzkosten vom Einspeiser notfalls auch im Wege eines zivilgerichtlichen Verfahrens für den Zeitraum herausverlangen kann, in welchem die Erneuerbaren-Eigenschaft des Stroms oder Kohlenstoffdioxids nicht vorlag. Bei erfolgreicher Betreibung sind die Rückzahlungen netzkostenmindernd in Ansatz zu bringen, soweit die Entgeltzahlungen vom Netzbetreiber bereits gem. § 20b GasNEV umgelegt wurden. In Letzterem Fall muss sich der Netzbetreiber auch ernsthaft um eine Betreibung bemühen, da ansonsten die Zahlungen vom Netzbetreiber zu tragen wären. Das Gleiche gilt auch für Betriebs- und Wartungskosten sowie im Falle des anfänglichen Fehlens der Erneuerbaren-Eigenschaft auch für die Investitionskosten des Netzbetreibers infolge der Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan. Die geschilderten Rechtsfolgen ergeben sich jedoch nicht aus den Vorschriften zur Biogaseinspeisung, sondern sind rein zivilrechtlicher Natur und obliegen der alleinigen Kontrolle der Zivilgerichte.</p>
57.	ENERTRAG/ Performing Energy	Kap. 2	<p><u>Kommentar:</u> ENERTRAG/ Performing Energy teilt die Auffassung, dass die Vorschriften des Teils 6 der GasNZV sowie der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b Gas-NEV auf die Gaseinspeisung aus P2G-Anlagen anzuwenden sind, wenn es sich um Biogas i.S.d. § 3 Nr. 10c EnWG handelt, also bei Einsatz von Strom und CO bzw. CO₂ zu mind. 80 Prozent aus erneuerbaren Quellen. Gleichwohl lässt der Verordnungs- bzw. Gesetzestext noch einige Fragen offen, die einer Klarstellung bedürfen. So bestehen beispielsweise Unsicherheiten, ob es sich bei den entsprechenden P2G-Anlagen tatsächlich um Biogasaufbereitungsanlagen i.S.d. § 32 Nr. 3 GasNZV handelt. Nur in diesem Fall greifen auch die Privilegien der besonderen Regelungen zur Biogaseinspeisung in der GasNZV. Die BNetzA sollte klarstellen, dass Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff, der die Anforderungen aus § 3 Nr. 10c EnWG erfüllt, und dessen Aufbereitung zur Einspeisung in das Gasnetz „Anlagen“ i.S.d. § 32 Nr. 3 GasNZV darstellen. Wünschenswert wäre auch eine Klarstellung der Rechtsfolgen, die etwa eintreten würden, wenn sich nach Einspeisung und Auszahlung der vermiedenen Netzentgelte nach § 20a GasNEV herausstellen sollte, dass der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid nicht nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen. Nach heutiger Rechtslage ist ebenso unklar, wem die Prüfpflicht obliegt, ob diese Vorgaben eingehalten wurden. Zu begrüßen ist in diesem Zusammenhang der Ansatz der BNetzA, vorzugeben, wie der Einspeiser die Einhaltung dieser Voraussetzung zu dokumentieren hat. Ebenso ist zu begrüßen, dass dem Netzbetreiber an dieser Stelle keine über-obligatorische Prüfpflicht auferlegt werden soll. Im Weiteren ist anzumerken, dass gemäß § 118 Abs. 6 Satz 7 und 8 EnWG eine Befreiung aller P2G-Anlagen von sämtlichen Einspeiseentgelten für das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, besteht. Unter Zugrundelegung der Definition von „Gas“ in § 3 Nr. 19a EnWG fallen auch „Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist“ unter diesen Begriff und damit in den Anwendungsbereich des § 118 Abs. 6 EnWG. Nicht erforderlich ist dabei, dass der Strom zur Erzeugung des Wasserstoffs und das CO bzw. CO₂ für die Methanisierung weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammen. Es besteht hier also keine Verpflichtung zum überwiegenden Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG. Hier besteht somit Bedarf an einer Klarstellung, dass der Strom zum überwiegenden aus erneuerbaren Energiequellen stammen muss. Des weiteren sollte nach Auffassung der ENERTRAG/ Performing Energy der Fall, dass Wasserstoff von einer Wasserstoffherstellungsanlage</p>

			<p>in geeigneten Tanklastwagen zu einem Speicher befördert und der Wasserstoff dann aus dem Speicher in das Gasnetz eingespeist wird, gesetzlich der direkten Einspeisung von Wasserstoff gleichgestellt werden. Zwar enthalten das EnWG und die darauf gestützten Verordnungen zahlreiche Bestimmungen zu Speichern. Diese beziehen sich jedoch nicht auf die hier in Frage kommende Konstellation der Einspeisung. Unseres Erachtens sprechen gute Gründe dafür, einen Speicher, der aus Transportbehältern mit Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien befüllt wird und an das Gasnetz angeschlossen ist, rechtlich einer Wasserstofferzeugungsanlage, die an das Gasnetz angeschlossen ist, gleich zu stellen. Insbesondere, wenn eine Verstetigung der Wasserstoffeinspeisung unter der Anforderung zur Einhaltung der Gas-Qualitätsanforderungen netztechnisch notwendig ist. Dementsprechend würden auch auf einen entsprechenden Speicher, soweit er denn ausschließlich mit Wasserstoff bzw. Biogas gemäß § 3 Nummer 10 c) EnWG befüllt wird, die Privilegierungsvorschriften der Gas-NZV für Biogasanlagen Anwendung finden. Der Wortlaut des § 32 Nummer 2 GasNZV legt allerdings nahe, dass für einen Netzanschluss eine Verbindung einer „Biogasaufbereitungsanlage“ und damit einer „Wasserstofferzeugungsanlage“ mit dem Netz erforderlich ist.</p> <p><u>Anmerkung Bundesnetzagentur:</u> Sollte sich nachträglich herausstellen, dass der Strom oder das Kohlenstoffdioxid (oder Kohlenstoffmonoxid) von Beginn der Einspeisung an oder zu einem späteren Zeitpunkt nicht zu mind. 80 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammten, spricht Einiges dafür, dass der Netzbetreiber bereits gezahlte Entgelte für vermiedene Netzkosten vom Einspeiser notfalls auch im Wege eines zivilgerichtlichen Verfahrens für den Zeitraum herausverlangen kann, in welchem die Erneuerbaren-Eigenschaft des Stroms oder Kohlenstoffdioxids nicht vorlag. Bei erfolgreicher Betreibung sind die Rückzahlungen netzkostenmindernd in Ansatz zu bringen, soweit die Entgeltzahlungen vom Netzbetreiber bereits gem. § 20b GasNEV umgelegt wurden. In Letzterem Fall muss sich der Netzbetreiber auch ernsthaft um eine Betreibung bemühen, da ansonsten die Zahlungen vom Netzbetreiber zu tragen wären. Das Gleiche gilt auch für Betriebs- und Wartungskosten sowie im Falle des anfänglichen Fehlens der Erneuerbaren-Eigenschaft auch für die Investitionskosten des Netzbetreibers infolge der Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan. Die geschilderten Rechtsfolgen ergeben sich jedoch nicht aus den Vorschriften zur Biogaseinspeisung, sondern sind rein zivilrechtlicher Natur und obliegen der alleinigen Kontrolle der Zivilgerichte.</p> <p>Einer Erweiterung des Anwendungsbereichs der Vorschriften zum Anschluss von Biogasanlagen nach § 33 GasNZV auf die Bereitstellung von Wasserstoff aus Speicheranlagen, die durch Tanklastwagen aufgespeist werden, steht der Wortlaut des § 32 GasNZV entgegen, der die Verbindung mit einer Anlage fordert, die Biogas aufbereitet. Zwar erscheint eine entsprechende Anwendung auf Erzeugungsanlagen als sachgerecht, die Erweiterung um Speicheranlagen bedürfte jedoch einer Anpassung der Vorschrift. Allerdings erscheint eine Anwendung auf die übrigen Vorschriften zur Biogaseinspeisung nicht von vornherein ausgeschlossen.</p>
58.	mgm/von Bredow Valentin	Kap.2, S.2, Abs. 1, Satz 1	<p><u>Kommentar:</u> Die 80%-Quote ist lediglich in der Begründung zum EnWG genannt. Der Begriff „weit überwiegend“ aus § 3 Nr. 10c EnWG könnte auch dahingehend ausgelegt werden, dass ein deutlich niedrigerer Anteil als 80 % ausreichend ist, z.B. 60 %. Auf welchen Zeitraum ist die Quote zu beziehen – auf das Kalenderjahr, einen Monat oder auf jede Viertelstunde? Soll die Bereitstellung von negativer Regelenergie (evtl. aus Graustrom) auf die Quote angerechnet werden?</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Es sollten möglichst eindeutige Aussagen zu dem 80 %-Kriterium getroffen werden. Es sollte eine Aussage zum Bezugszeitraum der Quote getroffen werden. Das Potenzial der Wasserstoffeinspeisung für die Bereitstellung von Regelenergie spricht dafür, das Kalenderjahr und nicht die Viertelstunde als Bezugszeitraum zu wählen. Andernfalls könnten Betreiber von Elektrolyseuren stets nur maximal 20 Prozent der installierten Leistung als negative Regelenergie anbieten. Es sollte klar gestellt werden, ob negative Regelenergie bei der Berechnung des</p>

			Anteils von Grünstrom zu berücksichtigen ist.
59.	mgm/von Bredow Valentin	Kap.2, S.2, Abs. 1, Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> „Anlagenbetriebskonzept“ ist ein frei gewählter Begriff. Was bedeutet das genau? Wer nimmt das Konzept ab? Es ist zu überdenken, ob die Vorlage eines Konzeptes wirklich ausreichend ist oder ob die Erfüllung während des Betriebes überprüft werden sollte? Es besteht die Befürchtung, dass keine ausreichende Rechtssicherheit entsteht und es in der Folge Streitigkeiten über den Umfang des Nachweises geben wird. Es ist darüber hinaus fraglich, ob eine solch „lockere“ Nachweispolitik zielführend ist, da die Gefahr des „Greenwashing“ von Graustrom besteht.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Eine klare Definition des Begriffes „Anlagenbetriebskonzept“ ist wünschenswert. Des Weiteren sollte jedenfalls ein Kontrollmechanismus während des Betriebes zur Überprüfung der EE-Quote benannt und beschrieben werden.</p>
60.	Prof. Dr.- Ing. Michael Stern	Kap. 2, S. 2, Ganzer Absatz 1	<p><u>Kommentar:</u> Der Begriff „Biogas“ nach § 3 Nr. 10c EnWG umfasst auch Wasserstoff und synthetisch erzeugtes Methan, sofern für die Erzeugung dieser Gase der Strom nachweislich überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Werden diese Voraussetzungen eingehalten, können dieselben Privilegien, die für die Biogaseinspeisung nach GasNZV und GasNEV gelten, auch für Wasserstoff und synthetisches Methan aus Power-to- Gas Anlagen Anwendung finden. Hierfür überprüft der Gasnetzbetreiber das Anlagenbetriebskonzept einmalig zu Beginn im Rahmen des Netzanschlussbegehrens auf den Strombezug. Durch diese einmalige Überprüfung kann nicht sichergestellt werden, dass die Voraussetzungen für die Privilegierung über den gesamten Betriebszeitraum tatsächlich eingehalten werden. Es ist ferner unklar, was als Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG i.S.v. § 3 Nr. 10c Energiewirtschaftsgesetz definiert wird. Bei einer reinen Strommarktteilnahme ist nicht gewährleistet, dass Strom aus erneuerbaren Energiequellen eingespeichert wird. Ein Energiespeicher besteht aus einer Ladetechnologie, einem Speicher und einer Entladetechnologie. Power-to-Gas stellt die Ladetechnologie dar. Der Speicher ist das Gasnetz und die Gasspeicher. Die Entladetechnologie sind Technologien zur Gasverstromung (z. B. Gaskraftwerke, BHKW, Brennstoffzelle), Wärmeerzeugung (Gastherme, Gaswärmepumpe), Mobilitätsbereitstellung (Gasfahrzeuge) oder Prozesse zur Herstellung von Grundstoffen der chemischen Industrie. Wird die Ladetechnologie Power-to-Gas zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes verwendet, verstetigt sie die kostengünstigste Energieform in der Merit-Order des Strommarktes, welches derzeit vorwiegend Braunkohlestrom ist. Ebenso wird bei einem Strombezug für Power-to-Gas-Anlagen aus dem Regelleistungsmarkt per Definition „Graustrom“ eingespeichert. In beiden Fällen ist mit dem heutigen Strommix die CO2-Bilanz des erzeugten Gases negativer als von fossilem Erdgas und damit die Klimaschutzwirkung des Energiespeichers und ein wesentlicher Teil des volkswirtschaftlichen Nutzens obsolet. Auch die bisher praktizierte bilanzielle Nachweisführung durch den Kauf von Grünstromzertifikaten löst dieses Dilemma nicht, da die Erzeugung des erneuerbaren Stroms sowohl zeitlich als auch räumlich von der Einspeicherung getrennt ist und damit weder einen entlastenden Effekt auf den Netzengpass hat - noch zur notwendigen Integration von fluktuierenden, erneuerbaren Stromüberschüssen beiträgt. Dies ist ein Grundproblem aller Flexibilitätsoptionen, nicht nur von Power-to-Gas. Die Grundidee in der Erfindung von Power-to-Gas ist die Speicherung von überschüssigen fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind- und Solarenergie zur Entlastung von Netzengpässen und Langzeitspeicherung (vgl. Dissertation Stern, 2009). Nur wenn Power-to-Gas nach diesen Maßgaben eingesetzt wird, entfaltet es seinen volkswirtschaftlichen Nutzen wie der Reduktion von Treibhausgasen und der Integration erneuerbarer Energien. Findet die Entladung des Speichers in einen anderen Sektor als den Stromsektor statt (Wärme, Mobilität, Industrie), handelt es sich bei der Ladetechnologie Power-to-Gas um einen Letztverbraucher aus Sicht des Stromsektors und nutzt dem Stromsystem im Idealfall über den Einsatz als Lastmanagement. Bei Power-to-Gas handelt es sich nur dann um einen Stromspeicher, wenn die gespeicherte Energie wieder dem Stromsektor zugeführt wird über eine „Rückverstromungseinheit“, als der Entladetechnologie wie z. B. Gaskraftwerke, BHKW oder</p>

			<p>Brennstoffzellen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>1. Klare Definition des Begriffs „Strom aus erneuerbaren Energiequellen“ einführen, die Anerkennung von Grünstromzertifikaten durch den Gasnetzbetreiber unterbinden und Konzept zur wiederkehrenden Überprüfung der Voraussetzungen für die Gewährung der Privilegien einführen.</p> <p>2. Alle Privilegien wie Gleichstellung zu Biogas, Reduktion der EEG-Umlage, Reduktion der Netznutzungsentgelte, Reduktion der Letztverbraucherabgaben etc. nur unter zwei Möglichkeiten gewähren:</p> <p>a) die Kriterien „erneuerbarer, fluktuierender und überschüssiger Strom EinsMan nach § 11 EEG“ und Netzentlastung über einen netzdienlichen Betrieb (räumlich und zeitlicher Einsatz sinnvoll, redispatchmindernd und kostensenkend) sind gegeben.</p> <p>b) der Strompreis für die Power-to-Gas Anlage liegt unter den Grenzkosten des günstigsten fossilen Kraftwerks in der Merit-Order, wodurch sichergestellt wird, dass nur „überschüssiger“ Strom verwendet wird und nicht ein gespeicherter chemischer Energieträger in Strom gewandelt und abermals in einen gespeicherten chemischen Energieträger gewandelt wird, der CO₂-intensiver ist als die fossile Alternative des Energieträgers. Erläuterung Punkt 2, der tendenziell langfristig zu sehen ist: Der Strompreis für Überschussstrom kann sich nach den gleichen Prinzipien wie dem gewöhnlichen Strommarkt (EOM) über Angebot und Nachfrage bilden. Das Angebot stellen dabei günstige Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien, die unter den Grenzkosten fossiler Kraftwerke liegen dar. Die Nachfrage ergibt sich aus Power-to-Gas-Anlagen und andere Flexibilitätsoptionen wie Power-to-Heat, Lastmanagement, flexible Kraftwerke, flexible KWK, oder Kurzzeitspeicher; die technologieneutral um den günstigen Stromüberschuss werben. Die technologieneutrale Ausgestaltung dieses Marktes für Überschussstrom ist wichtig, sodass negative volkswirtschaftliche Effekte (Erhöhung der Treibhausgasemissionen des Stromsektors durch technologiespezifische Bevorzugung einer ineffizienteren und kostenintensiveren Technologie) vermieden werden. Es ist diskutieren, ob eine solche Marktfunktion für Flexibilitäten auch im bestehenden Energy Only Market zu implementieren ist.</p> <p>3. Kurzfristig Ausnahmen zu Letztverbraucherabgaben über eine geeignete kriteriengebundene Reduktion gewährleisten (z. B. Unterpunkt 2a) EinMan nach § 11 EEG oder Unterpunkt 2b)), um eine Marktbildung und die Erprobung der Technologie zu ermöglichen; auch wenn Power-to-Gas nicht als Stromspeicher dient.</p> <p>4. Langfristig ist Power-to-Gas an den Kosten der Dekarbonisierung anderer Sektoren angemessen zu beteiligen. Wenn Strom zur Primärenergie wird und in der Dekarbonisierung andere Sektoren (Wärme, Mobilität, chemische Industrie) entlastet und diese Sektoren entsprechend volkswirtschaftlich davon profitieren, sollte der Stromsektor nicht alleine die Kosten dafür tragen, sondern Kosten und Nutzen gerecht nach dem Solidaritätsprinzip auf alle nutzniesenden Sektoren verteilt werden.</p>
61.	Sunfire	Kapitel 2 / Satz 1	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Es wird darum gebeten, dass die Bundesnetzagentur zu der Aussage „zu mindestens 80 Prozent [...] aus erneuerbarem Strom und Kohlenstoffdioxid hergestellt“ in eigenem Interesse des Verschmelzens von Strom- und Gasinfrastruktur die im Änderungsvorschlag formulierte Position bezieht.</p>

			<p><u>Begründung:</u> Nicht biogene CO₂-Quellen sollten ebenfalls aufgenommen werden und damit jedes CO₂, welches nicht explizit für die Nutzung in einer Methanisierung produziert wird. D.h. jede CO₂-Emissionsvermeidung sollte honoriert werden, sofern die Emission ohnehin stattfinden wird. Durch diese Regelung werden CO₂-Emissionen gesenkt, da das erzeugte erneuerbare Methan fossiles ersetzt – und damit auch dessen Emissionen. CO₂- Zertifikate dürfen durch die Methanisierung jedoch nicht generiert werden. Durch diese Regelung würden wichtige Rahmenbedingungen für den Markteintritt von PtG-Anlagen geschaffen, CO₂-Emissionen verringert sowie die absichtliche „Produktion von CO₂“ für Methanisierungsanlagen ausgeschlossen werden. PtG-Anlagen müssen generell so eingerichtet sein, dass sie ohne Mehraufwand auf erneuerbares CO₂ umgestellt werden können. Mittel- bzw. langfristig können sie auf diese Weise durch z.B. Verfahren zur CO₂-Abscheidung aus Luft nachgerüstet werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Der Anwendungsbereich des Teils 6 der GasNZV sowie der §§ 19 Abs. 1 S. 3, 20a, 20b GasNEV ist gem. § 3 Nr. 10c EnWG eröffnet, wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid nachweislich weit überwiegend, d.h. zu mindestens 80 Prozent (BT-Drs. 17/6072, S. 50), aus erneuerbarem Strom und Kohlenstoffdioxid hergestellt wurde. Die Bundesnetzagentur weist an dieser Stelle darauf hin, dass die Sinnhaftigkeit der Notwendigkeit von erneuerbarem CO₂ dringend überdacht werden sollte. Da durch erneuerbares Methan in jedem Falle CO₂-Emissionen vermieden werden, sollte für den Markteintritt der Technologie auf die Forderung nach einer erneuerbaren CO₂-Quelle verzichtet werden. Einziges Kriterium muss, sein dass das CO₂ nicht zum Zweck der Methanisierung erzeugt wird, sondern ein Abfallprodukt ist.</p>
62.	Sunfire	Kapitel 2 / Satz 4	<p><u>Kommentar:</u> Es wird darum gebeten, dass die Bundesnetzagentur zu der Aussage „Ein weitergehender oder gar dauerhafter und wiederholter Nachweis der biogenen Eigenschaft (bspw. durch Zertifikate) ist nur ausnahmsweise dann erforderlich, wenn dem Netzbetreiber konkrete Anhaltspunkte für ein Fehlen der biogenen Eigenschaft des Gases vorliegen.“ im Änderungsvorschlag formulierte Position bezieht.</p> <p><u>Begründung:</u> Um klar- sowie sicherzustellen, dass der für die Methanisierung genutzte Strom (Elektrolyse plus alle Nebenanlagen) erneuerbaren Ursprungs ist, sollte direkt auf ein entsprechendes Zertifikate-System verwiesen werden (zumindest beispielhaft). Wir schlagen im Sinne einer EU-kompatiblen Umsetzung vor, hier das REC-System sowie seinen ab 2016 gültigen Nachfolger EECS-GoO-System zu nennen. Durch die dadurch eintretende erhöhte Nachfrage nach Zertifikaten werden deren Preise aller Voraussicht nach steigen und damit auch der Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten durch dieses von der EU beschlossene System gefördert. Neben der Zertifikate-basierten Nachweisherkunft besteht durch die „Sonstige Direktvermarktung (SDV)“ ebenfalls die Möglichkeit lokal regenerativ erzeugten Strom von einem „Hersteller“ seiner Wahl zu nutzen (§ 33b EEG). Zusätzlich können die so versorgten PtG- Anlagen am Markt für positive Regelleistung teilnehmen um als flexible Lasten einen Mehrwert für ein stabiles Stromnetz zu erbringen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ein weitergehender oder gar dauerhafter und wiederholter Nachweis der biogenen Eigenschaft (bspw. durch Zertifikate nach dem REC- bzw. EECS-GoO-System, Sonstige Direktvermarktung) ist nur ausnahmsweise dann erforderlich, wenn dem Netzbetreiber konkrete Anhaltspunkte für ein Fehlen der biogenen Eigenschaft des Gases vorliegen.</p>
63.	Thuega	S. 2, Kap. 2	<p><u>Kommentar:</u> Die Erfordernisse zum Nachweis der biogenen Eigenschaften des Gases sind für uns zu unspezifisch. Sie sollten möglichst eindeutig</p>

			<p>formuliert werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Dieser Pflicht ist grundsätzlich durch die Vorlage geeigneter Nachweise, beispielsweise eines Wirtschaftsprüfertestates nachzukommen. Die Erfüllung der biogenen Eigenschaften des Gases im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG ist dem Netzbetreiber dauerhaft nachzuweisen. Als Ersatz für die bestehende Formulierung.</p>
64.	TÜV Süd	Kap. 2 / 2 / Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Einen Nachweis nur auf Basis des Anlagenbetriebskonzeptes zu führen, ist ein äußerst schwacher Nachweis. Damit wäre die tatsächliche Fahrweise in keinsten Weise nachgewiesen. Zwischen Plan und Umsetzung sowie tatsächlicher Betrieb liegen oft Welten. Auch wäre gar nicht abgedeckt, dass zumindest der Wasserstoff zu Zeiten produziert wird, wann auch Überschussstrom an Erneuerbarer Energie vorhanden ist; z.B. bei Niedrig oder Negativpreise an der Börse! Nur dann macht power to gas Sinn. Ansonsten wäre es pure Energieverschwendung! Ein Effizienz- oder/und CO2-Kriterium fehlt auch.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Die weit überwiegende biogene Eigenschaft und die Verwendung von überschüssigen Strom ist sowohl konzeptionell als auch im laufenden Betrieb nachzuweisen (zunächst halbjährlich 4* und nachfolgend jährlich nachzuweisen). Die Einhaltung ist durch eine geeignete Zertifizierung oder durch Umweltgutachter nachzuweisen. Mindestens x-Prozent der eingesetzten Energie muss an Wasserstoff oder synthetischen Methan eingespeist werden.</p>
65.	VKU	Kap. 2, S. 2, Abs. 1, Satz 3 und 4	<p><u>Kommentar:</u> Die Erfüllung der Nachweispflicht über den Einsatz von erneuerbarem Strom und Kohlenstoffdioxid mit Vorlage des Anlagenbetriebskonzeptes als in der Regel einmaligen Schritt begrüßt der VKU, da so der Abwicklungsaufwand von Netzbetreiber und Anlagenbetreiber gering gehalten wird und die notwendige Transparenz gewährleistet wird. Eine Auskunftspflicht des Anlagenbetreibers bei konkreten Anhaltspunkten für ein Fehlen der biogenen Eigenschaft des Gases ist angemessen.</p>
66.	DVGW	Kap. 2	<p><u>Kommentar:</u> Aus Sicht des DVGW sollte die Festlegung von mindestens 80% des erzeugten Wasserstoffes und Kohlenstoffdioxids aus erneuerbaren Quellen mit einem definierten Bezugszeitraum und Bezugsmenge konkretisiert werden. Die Einschränkung bei der Herkunft des Kohlendioxids stellt jedoch de facto ein Hemmnis für die neue Technologie Power to Gas dar. Stattdessen sollte der „Nutzwert“ gesteigert werden, indem die Technologie hilft, auch bereits entstandenes „graues“ Kohlenstoffdioxid einer nachhaltigen Verwendung zuzuführen. Der Nachweis einer 80% Herkunft von Kohlenstoffdioxid sollte daher entfallen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Wir schlagen daher folgende Formulierung vor: „...wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid nachweislich weit überwiegend, d.h. zu mindestens 80 Prozent (BT-Drs. 17/6072, S. 50), aus erneuerbarem Strom (bezogen auf die Jahresarbeit des eingesetzten Stromes im Kalendervorjahr) und Kohlenstoffdioxid hergestellt wurde.“</p>
67.	EWE	Kap. 2	<p><u>Kommentar:</u> Aus Sicht der EWE sollte die Festlegung von mindestens 80% des erzeugten Wasserstoffes und Kohlenstoffdioxids aus erneuerbaren Quellen mit einem definierten Bezugszeitraum und Bezugsmenge konkretisiert werden. Dazu ist ein dauerhafter Nachweis der Biogas-Eigenschaft des Gases erforderlich. Dies sollte über ein jährliches Testat eines Umweltgutachters erfolgen (Anforderungen vgl. EEG).</p>

			<p><u>Änderungsvorschlag:</u> Konkreter Änderungsvorschlag zu Satz 1: „...wenn der Wasserstoff und das Kohlenstoffdioxid nachweislich weit überwiegend, d.h. zu mindestens 80 Prozent (BT-Drs. 17/6072, S. 50), aus erneuerbarem Strom (bezogen auf die Jahresarbeit des eingesetzten Stromes im Kalendervorjahr) und Kohlenstoffdioxid hergestellt wurde.“</p>
68.	E.ON SE	Kap 2, S 2, Abs. 1, letzter Satz	<p><u>Kommentar:</u> Im Positionspapier befinden sich keine Aussagen zu der Art des Nachweises der Herkunft des Stroms. Dieser Nachweis sollte von der BNetzA näher definiert werden, um Klarheit und Sicherheit für Anlagen- und Netzbetreiber zu schaffen. Im Lösungsraum eingeschlossen werden sollte auch die Nachweismöglichkeit durch Zertifikate.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Einschub vor dem letzten Satz: „Die Art und Weise des Herkunftsnachweises wird noch geprüft werden, um ein einheitliches und einfaches Genehmigungsverfahren zu erreichen. Ein Nachweis der Stromherkunft durch Zertifikate ist grundsätzlich zulässig.“</p>
69.	Arbeitsgruppe „Power-to-Gas“, des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie	Kap. 3, S. 2, Abs. 1, 1. S.	<p><u>Kommentar:</u> Welche Rolle spielen die geschlossenen Verteilnetze? Sind hier ausschließlich die Gasnetze der öffentlichen Versorgung gemeint?</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Der besondere Status der geschlossenen Verteilnetze soll berücksichtigt werden.</p> <p><u>Anmerkung Bundesnetzagentur:</u> Für geschlossene Gasverteilernetze gelten hinsichtlich der Einspeisung von Biogas bzw. Wasserstoff und synthetischem Methan aus erneuerbaren Energien keine Ausnahmen zu Teil 6 der GasNZV und der sonstigen Vorschriften zur Biogaseinspeisung; vgl. § 110 Abs. 1 EnWG. Im Übrigen gelten die Ausführungen des Positionspapiers ebenso wie die Regelungen zur Biogaseinspeisung für die Einspeisung in Gasversorgungsnetze im Sinne des § 3 Nr. 20 EnWG. Bei geschlossene Gasverteilernetze im Sinne des § 110 EnWG sind ebenfalls Gasversorgungsnetze.</p>
3. Wirtschaftliche Zumutbarkeit			
70.		Kap. 3., Absatz 2, Zeile 3:	<p><u>Kommentar:</u> Die Passage „aus Wind- oder PV-Strom“ zu einseitig.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Durch den Ausdruck „Strom aus erneuerbaren Quellen“ ersetzt werden, da auch der Strom aus weiteren erneuerbaren Quellen denkbar ist, beispielsweise aus Biogasanlagen, Regelenergiestrom, regenerativer Börsenstrom usw. „Erneuerbare Stromquellen“ definieren (Wind, PV, Wasserkraft, ...).</p>
71.		Kap. 3., Absatz 2, Zeile 11 ff:	<p><u>Kommentar:</u> Unklare Beschreibung im Satz beginnend mit „Zudem wird die Einspeisung...“.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p>

			Einschub von „ ... [Umwandlung bzw. Einspeisung bzw. Durchmischung bzw. Durchmischung] wegen des damit verbundenen steigenden Anteils an Wasserstoff im Gasnetz [in den Sommermonaten ...] “
72.		Kap. 3., Abs. 2, Zeile 12:	<u>Kommentar:</u> Zusätzlich sollte das Wort „bzw. Durchmischungsgrades“ gestrichen werden um Verwirrungen zu vermeiden.
73.		Kap. 3., Absatz 2, Zeile 13:	<u>Kommentar:</u> Der folgenden Satz sollte um den Begriff synthetisches Methan erweitert werden, weil auch die Einspeisung von synthetischen Methan in Erwägung gezogen werden muss.
74.		Kap. 3., Absatz 2, Zeile 15:	<u>Kommentar:</u> Des Weiteren sollte der nächste Satz „Daher kann bspw. alleine...“ gestrichen werden, weil die Bewertung der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit mit 50 % zusammenhangslos bzw. wahllos erscheint und damit kein Mehrwert zur Erläuterung der Unzumutbarkeit geschaffen wird. Außerdem hebt der letzte Satz den Fall wieder auf und macht den vorletzten Satz daher redundant.
75.	AUDI	Kap. 3, Absatz 2, drittletzter und vorletzter Satz	<u>Kommentar:</u> Ein Nutzungsgrad einer PtG-Anlage von 50% stellt unter der Prämisse eines netzdienlichen Betriebs unter heutigen Bedingungen eher einen relativ hohen Wert dar. Hier wird aber suggeriert, dass 50% schon ein sehr niedriger Wert seien, der den Netzbetreiber an der wirtschaftlichen Zumutbarkeit zweifeln lässt. Die Verweigerung des Netzanschlusses nach § 17 Abs. 2 EnWG ist nach gängiger Rechtsprechung restriktiv anzuwenden, da es sich um eine eng auszulegende Ausnahmenvorschrift handelt. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass sich die Nutzungsgrade von PtG-Anlagen in Abhängigkeit von EE-Anteil, Netzausbau usw. verändern werden und bei der Planung nicht verbindlich prognostiziert werden können. Dementsprechend ist zu hinterfragen, ob ein Nutzungsgrad-Wert für sich genommen als Ablehnungsgrund herangezogen werden kann. Wenn hier aus Anschaulichkeitsgründen ein konkreter Zahlenwert gewünscht ist, sollte ein Wert deutlich unter 50% genannt werden. <u>Änderungsvorschlag:</u> Das bereits im vorliegenden Positionspapier formulierte Anliegen, dass ein vermuteter geringer Nutzungsgrad allein kein Kriterium für das Vorliegen einer wirtschaftlichen Zumutbarkeit sein kann, sollte ausführlicher begründet und noch klarer formuliert werden. Vorschlag zur Anpassung des drittletzten und vorletzten Satzes: „Insoweit ist der Anschlussnehmer darauf angewiesen, dass der Anschluss bei der Einspeisung von Zusatz- oder Austauschgas auch dann gewährt wird, wenn er nicht ganzjährig und auch ansonsten intermittierend in Abhängigkeit relevanter Betriebsparameter (z. B. Situation in Strom- und Gasnetz) genutzt wird. Daher kann der erwartete Nutzungsgrad allein (bspw. 30% eines Kalenderjahres) noch keine wirtschaftliche Unzumutbarkeit begründen.“
76.	BDEW		<u>Kommentar:</u> Zu beachten ist der Grundsatz, dass im Rahmen der Prüfung des Anschlussbegehrens unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG und der Grundsätze der Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt- Richtlinie die Interessen des Netzbetreibers und des Anschlussnehmers in eine Abwägung einzubeziehen sind. Dabei sind auf Seiten des Netzbetreibers unter anderem die Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses und etwaige Folgekosten für einen Netzausbau zu berücksichtigen, die im Verhältnis zu dem Nutzen auf Seiten des Anschlussnehmers stehen müssen.
77.	dena	S. 2, Abs. 2	<u>Kommentar:</u> Zutreffend ist, dass die ganzjährige Einspeisung kein notwendiges Kriterium für die wirtschaftliche Zumutbarkeit ist. Dem Absatz lässt sich aber weiterhin entnehmen, dass ein zu geringer Nutzungsgrad bzw. eine zu geringe Nutzungsdauer unter Umständen zur Begründung der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit des Netzanschlusses herangezogen werden können. Dies ist unserer Auffassung nach nicht sachgerecht und entspricht auch nicht den gesetzlichen Vorgaben von EnWG und GasNZV.

			<p><u>Änderungsvorschlag:</u> Wir schlagen folgende gekürzte und geänderte Fassung des gesamten Absatzes vor: „Eine intermittierende Einspeisung des Wasserstoffes oder synthetischen Methans, d.h. eine fluktuierende Einspeisung aufgrund einer flexiblen Erzeugung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus Wind- oder PV-Strom, führt allein nicht zu einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit. Die ganzjährige Einspeisung ist kein Kriterium einer wirtschaftlichen Zumutbarkeit, insbesondere wenn das Anlagenkonzept die intermittierende Einspeisung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan vorsieht. Derartige Geschäftskonzepte müssen möglich bleiben, da gerade die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan aus fluktuierenden erneuerbaren Stromquellen zum Strukturausgleich auf einer solch intermittierenden Umwandlung bzw. Einspeisung beruht. Zudem wird die Einspeisung von Wasserstoff aufgrund eines geringeren Gasflusses bzw. Durchmischungsgrades in den Sommermonaten oftmals nicht ganzjährig möglich sein. Insoweit ist der Anschlussnehmer darauf angewiesen, dass der Anschluss bei der Einspeisung von Wasserstoff auch dann gewährt wird, wenn er nicht ganzjährig genutzt wird. Die wirtschaftliche Zumutbarkeit ist im Einzelfall zu prüfen, jedoch nicht pauschal und ausschließlich anhand des Jahresnutzungsgrades zu beurteilen.“</p>
78.	ENERTRAG/ Performing Energy	Kap. 3	<p><u>Kommentar:</u> Zu beachten ist der Grundsatz, dass im Rahmen der Prüfung des Anschlussbegehrens unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG und der Grundsätze der Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie die Interessen des Netzbetreibers und des Anschlussnehmers in eine Abwägung einzubeziehen sind.</p>
79.	VKU	Kap. 3, S. 2, Abs. 2, Satz 4 und 5	<p><u>Kommentar:</u> Ein wichtiges Einsatzfeld von Power to Gas sieht der VKU wie auch die BNetzA in der Nutzung von „überschüssigem“ Strom (Abschaltkontingente), was zu einem intermittierenden Betrieb der Anlage und schwankender Wasserstoff-/SNG-Einspeisung führt. Die Verwendung dieser Strommengen ist ein Zweck von Power to Gas. Eine mit dem Gasverbrauch gleichlaufende PtG-Erzeugung unter Verwendung der Überschussstrommengen (d.h. Rückgang der Erzeugung in den Sommermonaten) ist nicht zu erwarten, was zu einer geringeren Netzkompatibilität führen kann, soll dennoch die Umsetzung des PtG-Konzepts nicht behindern. Deswegen unterstützt der VKU diese Haltung der BNetzA.</p>
80.	DVGW	Kap. 3	<p><u>Kommentar:</u> Aus technischer Sicht ist eine intermittierende Einspeisung grundsätzlich möglich, jedoch muss aufgrund leistbarer Änderungsgeschwindigkeiten i.d.R. ein Gasspeicher mit einer minimalen Kapazität von einer Stunde der Nennleistung errichtet werden. „Einspeisekapazität“ wird üblicherweise zur Beschreibung einer Mengenleistung also Einspeisemenge pro Zeiteinheit verwendet. Diese Größe kann nicht um eine reine Menge reduziert werden. Hier ist die Formulierung fachlich nicht korrekt. Für den Fall, dass es aufgrund von fehlenden Trägergasströmen im Transportsystem zu unzulässig hoher Wasserstoffkonzentration kommen sollte, ist die Einspeisung von Wasserstoff auf Verlangen des zuständigen Netzbetreibers durch den Einspeisenden zu reduzieren bzw. einzustellen. In der Regel wird die erforderliche Leistungsreduktion an der Übernahmestelle durch den Netzbetreiber bereits vorgenommen.</p>
81.	EWE	Kap. 3	<p><u>Kommentar:</u> Aus technischer Sicht ist eine intermittierende Einspeisung grundsätzlich möglich, jedoch muss aufgrund leistbarer Änderungsgeschwindigkeiten i.d.R. ein Gasspeicher mit einer minimalen Kapazität von einer Stunde der Nennleistung errichtet werden. Im Rahmen der Netzanschlussprüfung erwartet der Anschlussnehmer eine Zusage zur Einspeiseleistung von Wasserstoff. Um eine solche Aussage nicht auf eine maximale Beimischung zu beschränken sind zeitlich differenzierte Netzkenntnisse bzgl. der Volumenströme und Strömungsrichtungen erforderlich, wie sie nur mit umfangreichen Netzsimulationen erreicht werden können. Diese Kenntnisse liegen EWE</p>

			<p>NETZ derzeit nicht vor und würden eine Anschaffung im kleinen zweistelligen Millionenbereich sowie eine Simulationszeit von rd. 3 Jahren erfordern.</p> <p>Zu klärende Frage:</p> <p>Sind diese Kosten für die Netzsimulation im Rahmen der Biogasumlage wälzbar und wie werden diese von der BNetzA freigegeben?</p>
82.	Greenpeace Energy e.G.	Kap. 3/S. 2/Abs. 2	<p><u>Kommentar:</u> Der Absatz ist vollständig neu zu fassen. Er suggeriert derzeit eine niedrige Hürde für die „wirtschaftliche Unzumutbarkeit“ und wird den mit der Einspeisung von Methan und Wasserstoff verbundenen Zielen (Speichertechnologie) nicht gerecht.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Absatz 2 neu: Wasserstoff und synthetisches Methan werden in der Regel aufgrund der flexiblen Erzeugung von Wasserstoff bzw. synthetischem Methan aus Wind- oder PV-Strom intermittierend eingespeist werden. Dies kann folglich nicht zur Begründung einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit herangezogen werden. Betreiber von Wasserstofferzeugungs und Methanisierungsanlagen sind darauf angewiesen, dass der Anschluss auch dann gewährt wird, wenn er nicht ganzjährig konstant bzw. gerade nur zu einer geringen Zahl der Jahresstunden genutzt wird. Ein geringer Nutzungsgrad kann daher nur in eng begrenzten Ausnahmefällen eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit begründen, wenn in dem konkreten Fall weitere Umstände hinzutreten. Es ist stets eine Einzelfallbetrachtung erforderlich, ob eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit vorliegt.</p>
4. Anschlussverfügbarkeit und Mindesteinspeisekapazität			
83.	Arbeitsgruppe „Power-to-Gas“, des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie	Kap. 4, S. 3, Ganzer Abs. 3; Kap. 5a, S. 3, Ganzer Abs. 4	<p><u>Kommentar:</u> Klärung der Grenzwerte für Wasserstoff, die sicher eingehalten werden müssen. Regelwerk G260 vs. Vorgabe des Gasnetzbetreibers: Wer ist für die Netzkompatibilität zuständig?</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Klärung der Zuständigkeit für die Festlegung der Netzkompatibilität. Hintergrund: Die Interoperabilität ist nicht klar – weder für den Einspeiser noch für den Netzbetreiber. Bei Abweichung von G260 sollte es eine Nachweispflicht für den Gasnetzbetreiber geben, warum eine niedrigere Grenze vorgegeben wird. Eine Möglichkeit zur Umsetzung: Einrichtung einer Clearing-Stelle für die Einspeisegrenze für H2.</p>
84.		4. Absatz 1, Zeile 5	<p><u>Kommentar:</u> Die Wörter „geplante Einspeisemenge“ sollte durch „garantierte Mindesteinspeisemenge“ ersetzt werden.</p>
85.		4. Absatz 1, Zeile 8 ff:	<p><u>Kommentar:</u> Der Satz wirkt unverständlich, ist jedoch inhaltlich korrekt.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Um die Verständlichkeit zu erhöhen wird ein Einschub nach „ein Kalenderjahr nicht vorhält...“ durch „entsteht ein Anspruch auf Schadensersatz für den Einspeiser nur für die Zeit, in der er einspeisen will und der Anschluss nicht zur Verfügung stand.“ Vorgeschlagen.</p>
86.		4. Absatz 1, Zeile 12:	<p><u>Kommentar:</u> Der letzte Satz des ersten Absatzes erscheint redundant.</p>

			<u>Änderungsvorschlag:</u> Weglassen
87.		4. Absatz 2, Zeile 2:	<u>Kommentar:</u> Einschub durch „im Netzanschlussvertrag vereinbaren“ nach den Wörtern „entspricht grundsätzlich...“, da ansonsten unklar ist auf welchen Zeitpunkt sich die Einspeisekapazität bezieht.
88.		4. Absatz 2, Zeile 5:	<u>Kommentar:</u> Der letzte Satz scheint redundant zu sein, da die Einzelheiten bzgl. Regelungen für H ₂ in Kapitel 5 beschrieben werden.
89.		4. Absatz 3, Zeile 12:	<u>Kommentar:</u> Es sollte Aufgabe des Netzbetreibers seinen den „Durchmischungsgrad“ sicherzustellen und nicht die des Einspeisers. <u>Änderungsvorschlag:</u> Streichung des Wortes „nicht“.
90.		4. Absatz 3, Zeile 15:	<u>Kommentar:</u> Der Bezug zu den Arbeitsblättern G 260 und G262 kann nicht hergestellt werden und ist nicht ohne weiteres auf Wasserstoff anwendbar.
91.		4. Absatz 3	<u>Kommentar:</u> Weitere Überlegungen: 1. Der Netzbetreiber ist verantwortlich für den einzuhaltenden Höchstanteil des Wasserstoffes im Gasnetz. Des Weiteren muss er nach aktueller technischer Lage befugt sein, im Falle einer Überschreitung des Grenzwertes, Einspeiser von Wasserstoff zu drosseln bzw. abzuschalten. 2. Die Behandlung der Einspeiser, im Falle einer nötigen Drosselung, sollte stets transparent sein und nach einer klar formulierten Vorgehensweise ablaufen. 3. Die Messung der „Durchmischungsquote“ bzw. des Volumenstroms muss an vordefinierten Punkten erfolgen und für alle Beteiligten einsehbar sein. 4. Im Falle eines höher zulässigen Anteils von Wasserstoff im Netz, muss der Netzbetreiber die zusätzliche Kapazität vorhalten und zusätzliche Einspeisungen zulassen. 5. Es wird sich vorrangig an die festgelegten Grenzwertregelungen gehalten. Etwaige Bedürfnisse angeschlossener Kunden (Absatz 3, letzte Zeile), können nur in Sonderfällen aufgrund der entstehenden Komplexität berücksichtigt werden.
92.	AUDI	Kap.4, S.3, letzter Absatz	<u>Kommentar:</u> Hier stehen die Sätze: „Der Netzbetreiber ist insoweit nicht verpflichtet, den Durchmischungsgrad bzw. eine Beimischquote sicherzustellen oder gar zu garantieren. Vielmehr ist der Einspeiser [...] verpflichtet, das einzuspeisende Gas netzkompatibel zu halten.“ Im Prinzip ist diese Regelung plausibel und nachvollziehbar. Allerdings bleibt unklar, wie der Einspeiser in der Praxis bei der Einspeisung von Zusatzgas die Durchmischung und die Einhaltung von Maximalwerten wie z.B. die 2%-Grenze für Wasserstoff an CNG-Tankstellen kontrollieren und sicherstellen kann. Dazu müsste er Messpunkte in größerer Entfernung von der Einspeisestelle einrichten und betreiben und dazu vom Netzbetreiber eine Erlaubnis für diesen Eingriff in seine Netze erhalten. Das erscheint unpraktikabel. Auch kann der Einspeiser schwer beurteilen, wie sich die Transportgeschwindigkeit in der Rohrleitung und damit die Durchmischung entwickeln werden.

			<p>Die Sicherstellung der Qualität des Gases am Entnahmepunkt angeschlossener Kunden muss daher eindeutig in der Verantwortung des Netzbetreibers bleiben. Er muss dem Einspeiser das Signal geben, wann er wieviel Zusatzgas einspeisen darf.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Hier ist eine Regelung anzustreben, die die Verantwortung des Netzbetreibers für die Gasqualität an der Entnahmestelle des angeschlossenen Kunden eindeutig festlegt, ihn befähigt, die Einspeisung zu unterbinden, und ihn gleichzeitig verpflichtet, dem Einspeiser plausible Daten als Begründung für das Signal zum Abbrechen oder zur Reduzierung der Einspeisung zu liefern. Entsprechende Dateninhalte und Formate sollten noch definiert werden.</p>
93.	BDEW	Kap. 4	<p><u>Kommentar:</u> Die Darstellung, dass die Verfügbarkeit sowie die Mindesteinspeisekapazität, v. a. bei Wasserstoff, unter dem Vorbehalt der Einhaltung der Qualitätsanforderungen der DVGW- Arbeitsblätter G 260 und G 262 stehen, ist aus Sicht des BDEW zutreffend. Hinzuweisen ist überdies darauf, dass der Netzbetreiber auch berechtigt ist, eine Anpassung der vereinbarten Einspeisekapazität zu fordern, wenn nach den Umständen des Einzelfalles Grund zu der Annahme besteht, dass die vereinbarte Einspeisekapazität für Einspeisungen in das Gasnetz dauerhaft nicht oder nicht in dem vereinbarten Umfang benötigt wird. Verlangt werden kann in diesem Fall eine Anpassung der Einspeisekapazität auf den für die Einspeisung tatsächlich benötigten Umfang. Bei bereits in Betrieb genommenen Anlagen wird widerlegbar vermutet, dass die tatsächlich benötigte Einspeisekapazität der innerhalb der letzten 12 Monate höchsten gemessenen Einspeiseleistung der Anlage entspricht (siehe hierzu auch § 18 Ziffer 3 der Anlage 6 zur KoV VI – Netzanschluss- und Anschlussnutzungsvertrag).</p>
94.	dena	S. 3, Abs. 2, Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Diese Formulierung sollte präzisiert werden. Ansonsten würde suggeriert, dass die ursprünglich garantierte Mindesteinspeisekapazität grundsätzlich bzw. dauerhaft auf das jährliche Minimum bei fehlender Netzkompatibilität reduziert würde. Des Weiteren ist die Begrifflichkeit „Durchmischung“ unpräzise bzw. missverständlich. Grundsätzlich ist die (temporäre) Überschreitung einzuhaltender Konzentrationsgrenzwerte unzulässig, dies kann auch in anderen Sachverhalten begründet sein (bspw. bei Umkehr der Transportrichtung).</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Der Satz sollte wie folgt präzisiert werden: „Allerdings ist die garantierte Mindesteinspeisekapazität temporär um die Menge an Wasserstoff zu kürzen, die aufgrund einer temporär auftretenden fehlenden Netzkompatibilität nicht eingespeist werden kann.“</p>
95.	dena	S. 3, Abs. 3: Satz 6	<p><u>Kommentar:</u> Hier bedarf es einer Konkretisierung, welche Mitwirkung des Netzbetreibers erforderlich zur Einhaltung der Netzkompatibilität durch den Einspeiser ist.</p>
96.	ENERTRAG/ Performing Energy	Kap. 4	<p><u>Kommentar:</u> Die Darstellung, dass die Verfügbarkeit sowie die Mindesteinspeisekapazität, v.a. bei Wasserstoff, unter dem Vorbehalt der Einhaltung der Qualitätsanforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 steht, ist aus Sicht von ENERTRAG/ Performing Energy zutreffend.</p>
97.	VKU	Kap. 4, S. 3, Abs. 1, Satz 6	<p><u>Kommentar:</u> Die vorgeschlagene Beachtung der Ausfallzeit des Anschlusses bei der garantierten Anschlussverfügbarkeit begünstigt die Umsetzung von PtG-Anlagenkonzepten unter Berücksichtigung der Interessen von Netz- sowie Anlagenbetreibern und ist zu unterstützen.</p>
98.	VKU	Kap. 4, S. 3,	<p><u>Kommentar:</u></p>

		Abs.2	<p>Die Berücksichtigung der fehlenden Netzkompatibilität auch bei der garantierten Mindesteinspeisekapazität und der Mindestanschlussverfügbarkeit zielt ebenfalls auf die Ermöglichung von Power to Gas-Anlagen unter Berücksichtigung von gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten ab und wird vom VKU unterstützt.</p> <p>Die klare Positionierung der BNetzA, dass – wie auch gemäß DVGW-Regelwerk – der Einspeiser verpflichtet ist, das einzuspeisende Gas netzkompatibel zu halten, ist ebenfalls im Sinne des VKU.</p>
99.	DVGW	Kap. 4	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Stichwort: „Netzkompatibilität“ (4/3/2/3):</p> <p>Nach der GasNZV §§ 36 Abs1. ist reiner Wasserstoff nicht netzkompatibel, da er nicht Erdgasqualität nach G 260/ G262 entspricht. Der Begriff der „Netzkompatibilität“ muss daher hier anders gefasst werden: Bei Einspeisung von Wasserstoff muss nach der Durchmischung mit dem Grundgas (Erdgas) das resultierende Erdgas-Wasserstoffgemisch die brenntechnischen Anforderungen der G 260 / G 262 (Brennwert, Wobbeindex) einhalten.</p> <p>Der Netzbetreiber ist zuständig für die Druckverhältnisse und Fließrichtung des Gases im Netz. Je nach Bauart und Betriebsverhalten des Elektrolysateurs entstehen unterschiedliche Druckverhältnisse am Übergabepunkt. Daher ist es entsprechend der Biogaseinspeisung zielführend, dass der Netzbetreiber für die Druckanpassung (Erstellung, Betrieb, Regelung) zuständig ist, um die örtlich maximal zulässige Einspeisung zu ermöglichen. Alle übrigen Anforderungen der G 260 / G 262 an den einzuspeisenden Wasserstoff sind bereits an der Übergabestelle einzuhalten.</p> <p>Durch laufende und zukünftige Forschungsvorhaben können Erkenntnisse dazu führen, dass die Grenzbedingung der maximal zulässigen Wasserstoffeinspeisung sich verändert. Um diese Erkenntnisse auch den Bestandsanlagen zugutekommen zu lassen, soll eine Anpassung der Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer dann noch möglich sein.</p> <p>Stichwort: „Fehlende Durchmischung“ (4/3/2/3):</p> <p>Der Begriff „fehlende Durchmischung“ ist missverständlich. Problematisch ist grundsätzlich die Überschreitung einzuhaltender Konzentrationsgrenzwerte, sogar bei optimaler Durchmischung. Dies tritt ggf. bei einer sehr geringen Transportmenge - eher im Sommer - auf, aber auch bei einer Umkehr der Transportrichtung, was unabhängig von der Jahreszeit vorkommen kann, aufgrund der fehlenden Netzkompatibilität nach GasNZV § 36 Abs.</p>
100.	DBI	Kap. 4	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Die Verwendung der Begriffe „Quote“ und „Kapazität“ erfolgt teilweise für identische Sachverhalte. Dies führt zu Unklarheiten. Eine Quote ist aus unserer Sicht z.B. 5 Vol.-% und eine Kapazität eine Mengenangabe z.B. MWh oder Nm³. Die Kapazität als auch die Quote könnten wichtige Parameter für die Netzzugangs- und -anschlussverträge darstellen.</p>
101.	DBI	Kap. 4	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Der Netzbetreiber sollte dem Power-to-Gas-Anlagen Betreiber eine konkrete Einspeisekapazität vertraglich zusichern. Hierbei wird eine Kombination zwischen Kapazität und Quote als sinnvoll erachtet, um den Interessen des Netzbetreibers als auch des Power-to-Gas-Anlagen Betreibers Rechnung zu tragen. Vorschlag: garantierte Einspeiseerlaubnis von „2% mindestens xxx Nm³/h“ (Dies gilt für Einspeisung, wenn die Erdgasleitung auch in den Sommermonaten Erdgas führt, d.h. ganzjährige Einspeisung möglich ist.)</p>
102.	FNB Gas	4/3/2/3	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>„Einspeisekapazität“ wird üblicherweise zur Beschreibung einer Mengenleistung also Einspeisemenge pro Zeiteinheit verwendet. Diese Größe kann nicht um eine reine Menge reduziert werden. Hier ist die Formulierung fachlich unkorrekt.</p>

			<u>Änderungsvorschlag:</u> Für den Fall, dass es aufgrund von fehlenden Trägergasströmen im Transportsystem zu unzulässig hohen Wasserstoffkonzentration kommen sollte, ist die Einspeisung von Wasserstoff auf Verlangen des zuständigen Netzbetreibers durch den Einspeisenden einzustellen.
103.	FNB Gas	4/3/2/3	<u>Kommentar:</u> Stichwort: Netzkompatibilität Nach der GasNZV §§ 36 Abs1. ist reiner Wasserstoff nicht netzkompatibel, da er nicht Erdgasqualität nach G 260/ G262 entspricht. Der Begriff der „Netzkompatibilität“ muss daher hier anders gefasst werden: Das Erdgas nach der Durchmischung mit dem eingespeisten Wasserstoff muss den Anforderungen der G 260 / G 262 entsprechen. <u>Änderungsvorschlag:</u> Netzkompatibilität ist hier so zu verstehen, dass das Erdgas in der aufnehmenden Leitung nach der Durchmischung mit dem eingespeisten Gas die Anforderungen der G 260 / G262 erfüllt und dabei insbesondere die für Wasserstoff geltenden Restriktionen berücksichtigt.
104.	FNB Gas	4/3/2/3	<u>Kommentar:</u> „fehlende Durchmischung“ ist missverständlich. Problematisch ist grundsätzlich die Überschreitung einzuhaltender Konzentrationsgrenzwerte, sogar bei optimaler Durchmischung. Dies tritt ggf. bei einer sehr geringen Transportmenge - eher im Sommer - auf, aber auch bei einer Umkehr der Transportrichtung, was unabhängig von der Jahreszeit vorkommen kann. <u>Änderungsvorschlag:</u> ...aufgrund der fehlenden Netzkompatibilität nach GasNZV § 36 Abs.
105.	FNB Gas	4/5/2/2/	<u>Kommentar:</u> Der Einsatz zusätzlicher Verdichter im Ferngasnetz kann – im Fall eines ausreichenden Trägergasstroms - lokal zur Erhöhung der Transportmenge führen, was auch bei Änderung der Netzfahrweise ggf. einen höheren Gasabsatz voraussetzt. Dieses Konzept kann theoretisch jedoch nur in Einzelfällen sinnvoll umsetzbar sein. Dieses Verfahren führt in keinsten Weise zu einer Erhöhung der Speicherung von nennenswerten Mengen elektrischer Energie – aus EE - im Erdgastransportnetz. Es führt vielmehr zur Verschlechterung der Netzeffizienz durch zweckfremden Einsatz der Gastransportinfrastruktur und somit zu einer zusätzlichen Belastung von Gaskunden ohne den Strombereich nennenswert zu entlasten. Der Hinweis auf zusätzliche Verdichter sollte entfallen. <u>Änderungsvorschlag:</u> Ebenso könnte durch die Installation zusätzlicher Verdichter der Gasfluss dahingehend geändert werden, dass an den Einspeisepunkten ein größerer Durchmischungsgrad gewährleistet werden kann. Durch eine Änderung der aktuellen Netzfahrweise und sonstige Anpassungen könnte eine höhere Wasserstoffkonzentration von sensiblen Anwendungen ferngehalten und die Abschaltung von Wasserstoffeinspeiseanlagen infolge sich verändernder Gasflüsse vermieden werden.
106.	FNB Gas	4/5/3/4	<u>Kommentar:</u>

			Es ist sicherlich positiv, dass der Netzbetreiber die Kosten nach §20bGasNEV umlegen kann. Das bedeutet aber auch, dass Erdgaskunden im Endeffekt für Kosten aufkommen müssen, die im Stromnetz entstehen. Diese Kosten würden damit nicht dem Verursacher angelastet. Welchen Standpunkt vertritt die BNetzA hierzu?
107.	FNB Gas	4/5/4/1	<p><u>Kommentar:</u> Der Erdgasverbrauch im Transportsektor ist aktuell vergleichsweise gering, soll aber nach der Mobilitäts- und Kraftstoffinitiative der Bundesregierung ansteigen. Insofern wären die Erdgastankstellen von der geforderten Interoperabilität der Netze betroffen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Infragestellen der Interoperabilität sollte entfallen</p>
108.	E.ON SE	Kap 4, S3, Abs. 2, letzter Satz	<p><u>Kommentar:</u> Der Satz „Allerdings ... nicht eingespeist werden kann.“ sollte präzisiert werden. Die aktuelle Formulierung reduziert die garantierte Mindesteinspeisekapazität grundsätzlich noch einmal auf das jährliche Minimum bei fehlender Netzkompatibilität. Diese sollte hingegen als ein fester Prozentsatz in Abhängigkeit des Volumenstromes definiert werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Neue Formulierung: ...“garantierte Mindesteinspeisekapazität dann um die Menge Wasserstoff zu kürzen, wenn aufgrund fehlender Netzkompatibilität“....</p>
109.	Greenpeace Energy e.G.	Kap. 4/S. 2/Abs. 1/Satz 4	<p><u>Änderungsvorschlag:</u> Allerdings entbindet a Auch eine Anschlussnutzung im intermittierenden Betrieb entbindet den Netzbetreiber nicht von der Verpflichtung des § 33 Abs. 2 GasNZV. Der Netzanschluss muss also auch bei einer intermittiere</p>
110.	Greenpeace Energy e.G.	Kap. 4/S. 3/Abs. 2/ Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Der Satz entbehrt einer rechtlich tragfähigen Grundlage und ist zu streichen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Allerdings ist die garantierte Mindesteinspeisekapazität um die Menge an Wasserstoff zu kürzen, die aufgrund der fehlenden Netzkompatibilität (fehlende Durchmischung insbesondere in den Sommermonaten) nicht eingespeist werden kann.</p>
111.	Greenpeace Energy e.G.	Kap. 4/S. 3/Abs. 3	<p><u>Kommentar:</u> Der gesamte Absatz entbehrt einer rechtlich tragfähigen Grundlage und ist neu zu fassen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Hinsichtlich der Einspeisemenge bzw. der Durchmischungsquote bei der Wasserstoffeinspeisung finden die Vorschriften des § 33 Abs. 2 S. 1 und Abs. 6 S. 4 GasNZV jedoch keine Anwendung. Die Pflicht zur Sicherstellung einer Mindesteinspeisekapazität und -anschlussverfügbarkeit bezieht sich grundsätzlich nicht auf die Menge an einzuspeisendem Wasserstoff. Ebenso wie bei der Einspeisung</p>

			<p>von Biogas wird der Sinn und Zweck der Vorschriften in § 33 Abs. 2 S. 1 und Abs. 6 S. 4 GasNZV nur dann erreicht, wenn sich der Einspeiser von Wasserstoff und Methan auf die garantierte Mindesteinspeisekapazität und Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses verlassen und darauf eine Investitionsentscheidung gründen kann. -, sondern vielmehr auf die tatsächliche technische Verfügbarkeit der Netzanschlussanlagen im Sinne des § 32 Nr. 2 GasNZV selbst. Auch die garantierte Mindesteinspeisekapazität nach § 33 Abs. 6 S. 4 GasNZV greift hier nicht, da d-Der Netzbetreiber ist allerdings berechtigt, die Einspeisemenge nicht aufgrund fehlender Kapazitäten in seinem Netz reduziert, sondern aufgrund der fehlenden Netzkompatibilität von des Wasserstoffs als Zusatzgas und einer fehlenden ausreichenden Durchmischung mit Erdgas in bestimmten Zeiträumen über ein Kalenderjahr vorübergehend zu reduzieren, wenn ihm die Aufnahme des Wasserstoffs im Einzelfall technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar ist. Derartige Maßnahmen sind auf das für die Aufrechterhaltung des technisch sicheren Netzbetriebs erforderliche Maß zu beschränken. Der Netzbetreiber ist gleichzeitig verpflichtet, alle technisch möglichen und wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um dafür Sorge zu tragen, dass die garantierte Mindesteinspeisekapazität des Netzes für den Wasserstoff zu einem größtmöglichen Anteil der Stunden eines Jahres gewährleistet ist. Diese Pflicht umfasst insbesondere auch Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität nach § 34 Absatz 2 Satz 3 GasNZV. Infolgedessen ist der Netzbetreiber auch nicht verpflichtet, eine bestimmte Menge an Zusatzgas in Zeiträumen aufzunehmen, in welchen es aufgrund einer fehlenden Durchmischung an der Netzkompatibilität des Zusatzgases fehlt. Der Netzbetreiber ist insoweit dabei zwar nicht verpflichtet, den Durchmischungsgrad bzw. eine Beimischquote sicherzustellen oder gar zu garantieren. Er hat jedoch alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zu ergreifen, um den Durchmischungsgrad in dem betroffenen Netzbereich so hoch zu halten, dass die Einspeisung einer größtmöglichen Menge von Wasserstoff aus der Wasserstofferzeugungsanlage gewährleistet ist. Vielmehr ist der Einspeiser gem. §§ 34 Abs. 1 S. 1, 36 Abs. 1 S. 1 GasNZV i.V.m. den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 verpflichtet, das einzuspeisende Gas netzkompatibel zu halten. Im Falle von Zusatzgas bedeutet dies, dass eine Einspeisung nur solange und soweit zulässig ist, als dass durch eine ausreichende Durchmischung im Gasnetz die Sicherheit und Interoperabilität des jeweiligen Einspeisenetzes, etwaig nachgelagerter Gasversorgungsnetze und an die betroffenen Netze angeschlossener Kunden gewährleistet bleiben.</p>
112.	DVGW		<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Im Rahmen der Netzanschlussprüfung erwartet der Anschlussnehmer eine Zusage zur Einspeiseleistung von Wasserstoff. Um eine solche Aussage nicht auf eine maximale Beimischung zu beschränken, sind zeitlich differenzierte Netzkenntnisse bzgl. der Volumenströme und Strömungsrichtungen erforderlich, wie sie nur mit umfangreichen Netzsimulationen erreicht werden können. Diese Kenntnisse liegen den Netzbetreibern derzeit oftmals nicht vor und würden entsprechende Investitionen und Simulationszeiten von ggf. mehreren Jahren erfordern. Zu klärende Frage:</p> <p>Sind diese Kosten für die Netzsimulation im Rahmen der Biogasumlage wälzbar und wie werden diese von der Bundesnetzagentur freigegeben?</p>
5. Netzkompatibilität bei der Einspeisung von Wasserstoff			
a) Rechtsgrundlagen			
113.		5. Absatz 1, Zeile 1:	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Bezugnahme des Wortes „dies“ ist unklar.</p>
114.	ENERTRAG AG/ Performing Energy	Kap. 5 a)	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Die ENERTRAG AG/ Performing Energy stimmt der Darstellung zu, dass die Einspeisung, v.a. von Wasserstoff, unter dem Vorbehalt der Einhaltung der Qualitätsanforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 steht. Es bedarf jedoch einer Klarstellung in Hinblick auf</p>

	gy		<p>die in § 36 GasNZV aufgestellten Qualitätsanforderungen. Laut den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 ist reiner Wasserstoff nicht in der Definition von Gas inbegriffen, sondern nur als reiner Begleitstoff aufgeführt. So steht beispielsweise aktuell in Diskussion, ob die Qualitätsanforderungen aus den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 insbesondere bei Einspeisung von Wasserstoff erfüllt sind. In der aktuellen Ausgabe des DVGW-Arbeitsblattes G260 (Stand: März 2013) wird bei der Einspeisung von Wasserstoff auf das DVGW-Arbeitsblatt G 262 verwiesen. Demnach sei die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze in begrenzter Menge möglich. In Abschnitt 5.9 des DVGW-Arbeitsblatt G 262 (Stand: September 2011) wird dazu ausgeführt, „dass ein Wasserstoffgehalt in einstelligem Prozentbereich im Erdgas in vielen Fällen unkritisch ist, wenn die brenntechnischen Kenndaten entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 260 eingehalten werden.“</p> <p>Allerdings sind die derzeit noch vorhandenen Restriktionen zu beachten: In der DIN 51624 ist ein Grenzwert für Wasserstoff von 2 Vol.-% angegeben (Hintergrund: Tanks in Erdgasfahrzeugen). Gasturbinen mit schadstoffarmen Vormischbrennern können empfindlich auf Wasserstoff reagieren. Daher limitieren verschiedene Gasturbinenhersteller den H₂-Anteil im Erdgas auf 5 Vol.-%, teilweise auch auf 1 Vol.-%. Wasserstoff ist ein gutes Substrat für sulfatreduzierende Bakterien. Daher besteht in Untertageporenspeichern die Gefahr eines Bakterienwachstums mit dadurch ausgelöster H₂S-Produktion. Die bestehende Restriktionen für eine Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz über eine Obergrenze von 2 Vol.-% hinaus sollte geprüft werden bzw. die betroffenen Branchen bzw. Gasnutzer sollten aufgefordert werden einen technischen Nachweis einer unzumutbaren Beeinträchtigung einer Wasserstoffkonzentration von mehr als 2% im Erdgasnetz vorzulegen. Dieses gilt insbesondere um so mehr, wenn jetzige vorgeschlagene Restriktionen aus einer Nichtbeachtung bestehender oder zu dem jeweiligen Einführungstermin bestandener Regelwerke hergeleitet werden sollen. Darüber hinaus empfiehlt ENERTRAG AG/ Performing Energy den Bezug in § 36 GasNZV auf eine konkrete Ausgabe des DVGW Regelwerkes – hier Stand 2007 – aufzuheben. Im Zuge des technischen Fortschritts und der darauf folgende Anpassung des technischen Regelwerkes bleiben sonst positive Weiterentwicklungen unberücksichtigt.</p>
115.	mgm/von Bredow Valentin	Kap.5a), S.3, Abs. 2, Satz 4	<p><u>Kommentar:</u> Die Begrifflichkeiten Grundgas, Austauschgas und Zusatzgas stehen nicht im EnWG oder der GasNZV, sondern ergeben sich nur aus Arbeitsblättern des DVGW. Ihnen kommt in dem Positionspapier eine zu große Bedeutung zu. Auf der Grundlage dieser Begriffe wird den Verteilnetzbetreibern insbesondere das Recht eingeräumt, die erlaubte Einspeisemenge von Wasserstoff nachträglich zu reduzieren.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Es wäre wünschenswert, mit gesetzlich etablierten Begriffen zu arbeiten oder die Begriffe zu definieren.</p>
116.	Thuega	S.3, Kap. 5 a)	<p><u>Kommentar:</u> Unseres Erachtens sollte hier zusätzlich die Pflicht des Netzbetreibers zur Einhaltung des DVGW-Arbeitsblattes G 685 genannt werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit ergeben sich aus § 36 Abs. 1 S. 1 und § 36 Abs. 3 S. 1 der GasNZV.</p>
117.	EWE	Kap. 5 a)	<p><u>Kommentar:</u> Die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas wird über dieses Papier ermöglicht. Gemäß der GasNZV in Kombination mit G260/G262 ist u.E. derzeit die Einspeisung von Rohbiogas nicht möglich.</p> <p>Zu klärende Frage:</p>

			Ist mit der Ausnahmeregelung für Wasserstoff zukünftig eine gleichlautende Ausnahme für Rohbiogas vorgesehen?
118.	DVGW	Kap. 5 a)	<p>Der DVGW erarbeitet derzeit das Merkblatt DVGW G 265-3 (M) „Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze - Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb“.</p> <p>Nach dem Verständnis des [...] ist die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas grundsätzlich unter Anwendung der GasNZV Abschnitt 6 möglich. Die Aufgaben des Anschlussnehmers bestehen in diesem Fall aber aus folgenden Pflichten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regelmäßiger Nachweis des Einsatzes von überwiegend regenerativ erzeugtem Strom • Grundsätzliche Einhaltung der Gasbeschaffenheit von Wasserstoff bzgl. G260/262 an der Übergabestelle, wobei für die Bestimmung des Brennwertes und des Wobbe-Indexes zusätzlich ein Messpunkt nach der Durchmischung mit dem Grundgas herangezogen wird • Das Zusatzgas ist mit einem etwas höheren Druck als der Betriebsdruck in das Gasnetz einzuspeisen, so dass die Messung (Qualität und Volumen) und Mischung mit dem Grundgas möglich wird. Dabei sollen sich Netzbetreiber und Anschlussnehmer vorab über die technisch optimale Lösung verständigen, um die Druckanpassung durch den Netzbetreiber so gering wie möglich zu halten. <p>Gemäß der GasNZV ist das DVGW-Regelwerk mit dem Stand 2007 einzuhalten, d. h. die G 260 aus dem Jahr 2000 und die G 262 aus dem Jahr 2004. Der DVGW hat diese Regelwerke fortgeschrieben, so dass jetzt ein Wasserstoffanteil im einstelligen Prozentbereich grundsätzlich möglich ist. Diese Verbesserung ist aus Sicht der Anschlussnehmer (Wasserstoffeinspeiser) erforderlich, so dass die Bundesnetzagentur gebeten wird, entsprechend § 50 Abs. (1) Nr. 8 der GasNZV für die G 260 und die G 262 den Stand 2013 des DVGW-Regelwerkes als verbindlich zu erklären.</p> <p>Zudem besteht die Möglichkeit einer bivalenten Anlagenfahrweise, d.h. eine Power-to-Gas-Anlage steht im örtlichen Zusammenhang mit einer SNG-Anlage (z. B. Biogasanlage) und fährt gemäß den Vorgaben des Netzbetreibers die Einspeisung zeitlich und mengenmäßig flexibel zwischen Austausch und Zusatzgas. Dies würde zumindest die Planungssicherheit des Anschlussnehmers deutlich steigern und die Erstellung von Power-to-Gas-Anlagen fördern. Inwiefern sich die Methanisierung als Konditionierung/Brennwertanpassung i.S. der GasNZV darstellt, und ob für diese Fälle dann eine Rückverdichtung vorzusehen ist, wäre zu klären. Diese technischen Möglichkeiten, wären, soweit ein Rahmen vorliegt, in weiteren Forschungsvorhaben und ggf. Pilotanlagen für die Auswahl des optimalen energetischen Nutzungspfades zu untersuchen.</p> <p>Der Anschluss sollte nicht sofort stillgelegt, sondern vorerst außer Betrieb genommen werden, um dem Anschlussnehmer Zeit für die Prüfung von Alternativen zu lassen. So kann z.B. eine Wasserstoffreduzierung bei Kunden mit Anforderungen an niedrige Wasserstoffkonzentrationen untersucht oder die Umwidmung einer Versorgungsleitung als Einspeiseleitung geprüft werden, sollten alle Kunden, z. B durch Umstellung der Versorgung, eine Strömungsumkehr bewirken. Hier würde dann der Einspeisepunkt zum nächsten Netzknotenpunkt verlegt werden können.</p>

119.	EWE	Kap. 5. a)	<p>Nach dem Verständnis von [...] ist die Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas grundsätzlich unter Anwendung der GasNZV Abschnitt 6 möglich. Die Aufgaben des Anschlussnehmers bestehen in diesem Fall aber aus folgenden Pflichten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regelmäßiger Nachweis des Einsatzes von überwiegend regenerativ erzeugtem Strom • Grundsätzliche Einhaltung der Gasbeschaffenheit von Wasserstoff bzgl. G260/262 an der Übergabestelle, wobei für die Bestimmung des Brennwertes und des Wobbe-Indexes zusätzlich ein Messpunkt nach der Durchmischung mit dem Grundgas herangezogen wird • Das Zusatzgas ist mit einem etwas höheren Druck als der Betriebsdruck des Gasnetzes zu übergeben, so dass der Gasnetzbetreiber die Messung (Qualität und Volumen) und Mischung mit dem Grundgas vornehmen kann. <p>Gemäß der GasNZV ist das DVGW-Regelwerk mit dem Stand 2007 einzuhalten, d.h. die G 260 aus dem Jahr 2000 und die G 262 aus dem Jahr 2004. Der DVGW hat diese Regelwerke fortgeschrieben, so dass jetzt ein Wasserstoffanteil im einstelligen Prozentbereich grundsätzlich möglich ist (anstelle von bis < 5% sind nun bis < 10% möglich). Diese Verbesserung ist aus Sicht der Anschlussnehmer (Wasserstoffeinspeiser) erforderlich, so dass die BNetzA aufgefordert wird, entsprechend § 50 Abs. (1) Nr. 8 der GasNZV für die G260 und die G262 den Stand 2013 des DVGW-Regelwerkes als verbindlich zu erklären.</p>
120.	ENERTRAG/ Performing Energy	Kap. 5. a)	<p><u>Kommentar:</u> Die ENERTRAG AG/ Performing Energy stimmt zu, dass eine Herstellung der oder einer höheren Netzkompatibilität Aufgabe des Einspeisers ist, wofür dieser auch die Kosten zu tragen hätte. Wobei die Kosten dem Einspeiser nachzuweisen sind. Der Einspeiser sollte zudem das Recht erhalten die Maßnahmen gemäß den geltenden Regelungen in Eigenregie durch ein qualifiziertes Unternehmen umsetzen zu lassen, wenn die Kosten zur Herstellung unter dem Angebot des Gasnetzbetreibers liegt.</p> <p>Anmerkung der Bundesnetzagentur: Nach derzeitiger Rechtslage hat der Einspeiser kein Recht, Anpassungsmaßnahmen im Netz selbst durchzuführen oder durch von ihm beauftragte Dritte durchführen zu lassen, wenn der Netzbetreiber hiermit nicht einverstanden. Sollte dies jedoch effizient und sicher sein, sind entsprechende einvernehmliche Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Einspeiser jedoch wünschenswert.</p>
121.	AUDI	Kap. 5. a) + d)	<p><u>Kommentar:</u> Im Kapitel 5 sind viele Einschränkungen genannt, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, eine Einspeisung von Wasserstoff bzw. die Einspeisung von methanhaltigem Synthesegas, das die DVGW-Normen nicht erfüllt, zu verweigern. Im Sinne der Qualitätssicherung an der Kundenentnahmestelle ist das nachvollziehbar und völlig richtig. Um aber die Rechte potentieller Einspeiser von Zusatz- oder Austauschgas zu stärken, sollte die Verpflichtung des Netzbetreibers zu einem konstruktiven Umgang mit der konkreten Einspeisesituation in dieses Papier Eingang finden. Sollte beispielsweise eine Einspeisestation von Biomethan in unmittelbarer Nähe (< 500 m) der PtG-Einspeisestelle liegen, sollte der Netzbetreiber prüfen müssen, ob durch eine Mischung der Einspeisegase die Einhaltung der Gasqualität in seinem Netzbereich auch dann erreicht werden kann, wenn die Durchmischung an der unmittelbaren Einspeisestelle nicht die geforderte Gasqualität ergibt (Zusatzgas) bzw. wenn das synthetische Methan allein (noch) nicht die Anforderungen für ein Austauschgas erfüllt. Mit einer solchen Regelung könnte insbesondere bei intermittierendem Betrieb von PtG-Anlagen die tatsächlich eingespeiste Gasmenge (und damit der Wirkungsgrad) maximiert werden, speziell die des während An- und Abfahrvorgängen der Methanisierung eingespeisten Gases</p>

			<u>Änderungsvorschlag:</u> Diskussion des Punktes und Erarbeiten einer konkreten, verbindlichen Formulierung
b) Anforderungen der allgemeinen Gasversorgung			
122.		5. a) + b) Absatz 1	<u>Kommentar:</u> Hier müssen feste Werte formuliert werden, an denen sich Netzbetreiber und Einspeiser orientieren können.
123.	VIK/VCI	Kap. 5 b)	<u>Kommentar:</u> Im Positionspapier wäre noch auszuführen, wie eine Durmischung von Erdgas und Zusatzgas technisch realisiert werden soll. Beispielsweise könnten untertägige Richtungswechsel des Gasflusses zu Verschiebungen eines Gaskissens bestehend aus Zusatzgas innerhalb des Leitungssystems führen, ohne dass im Nahbereich um den Einspeisepunkt eine Durchmischung der Gase erreicht wird. Letztverbraucher-einrichtungen in entsprechenden Netzbereichen können bei unvollständiger Durchmischung beeinträchtigt werden. Im Übrigen verweisen VIK und VCI auf ihre anhängende gemeinsame Stellungnahme zur Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze.)
124.	BDEW	Kap. 5. b)	<u>Kommentar:</u> Bei der Kostenverteilung für Umrüstmaßnahmen im Gasnetz oder für eine geänderte Fahrweise von P2G-Anlagen zum Zwecke der Erhöhung der Beimischquote ist darauf zu achten, dass anfallende Kosten nicht einseitig dem Anlagen- oder Netzbetreiber zugeordnet werden. Eine Wälzung der für diese Maßnahmen anfallenden Kosten sollte dem Netzbetreiber ermöglicht werden. In Bezug auf die im 2. Absatz des Punktes 5 b) beschriebene Erhöhung von Einspeisemengen durch zusätzliche Verdichter merkt der BDEW an, dass diese Option – bezogen auf die Verteilnetzebene – ggf. technischen Restriktionen begegnet. Der Grund hierfür liegt in der vornehmlich strahlenförmigen Ausprägung regionaler Gashochdrucknetze, welche eine Verdrängung von Netzeinspeisungen aus anderen Anlagen u.U. nicht zulassen. Der für eine Verdrängung erforderliche, hohe „Vermaschungsgrad“ findet sich üblicherweise nur in lokalen Verteilnetzen, welche aufgrund ihrer geringen Durchflussmengen auf ihre Geeignetheit für Wasserstoffeinspeisungen im Einzelfall zu überprüfen sind.
125.		5b/4/2/6	<u>Kommentar:</u> Eine Umstellung der Netzfahrweise sowie der Umbau des Netzes können nur durch den Netzbetreiber erfolgen. Es sollte klargestellt werden, dass der Anlagenbetreiber zwar für die Netzkompatibilität seiner Einspeisung in Verbindung mit den Vorgaben des Netzbetreibers zu sorgen hat, die Art des Netzbetriebs sowie die Konzeptionierung des Netzes aber allein dem Netzbetreiber obliegen.
126.		5b/4/2/7 bzw. 5b/4/3/1	<u>Kommentar:</u> E.ON Mitte begrüßt das Prinzip der verursachungsgerechten Kostenzuordnung. Allerdings wird in der Praxis die Umstellung der Netzfahrweise nur mit erheblichem zusätzlichen Aufwand möglich sein, da der Netzbetreiber für jeden Ausspeisepunkt die Vorgaben der G 685 bezüglich des Abrechnungsbrennwerts sicherstellen muss. Eine Änderung der Netzfahrweise würde daher die Installation einer kostenintensiven Brennwertverfolgung notwendig machen. Dies ist unseres Erachtens im Hinblick auf die in § 1 Abs. 1 EnWG beschriebene preisgünstige Energieversorgung zu vermeiden. <u>Änderungsvorschlag:</u> Streichung der Absätze 2 und 3 in Kapitel 5b
127.	Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes	5 b)/Seite 4/Absatz 1/Satz 4	<u>Kommentar:</u> An dieser Stelle sollten nicht nur die Porenspeicher benannt werden, sondern auch die Kavernenspeicher berücksichtigt werden. Bei diesen Speicherarten gibt es eine Restgasmenge, die als Kissengas bezeichnet wird. Auch wenn Gasspeicher geleert werden, muss aus geomechanischen Gründen eine Mindestgasmenge in den Speichermodulen verbleiben. Das Gas garantiert den notwendigen Druck, durch den die Speicher weiterhin für Entnahmen und Auffüllungen zugänglich sind. Ohne das verbliebene Kissengas kann es passieren, dass der Speicher seine eigentliche Funktion nicht mehr erfüllen kann.

	Sachsen-Anhalt		Diese Kissengasmengen vorzuhalten stellen bei Wasserstoff einen besonders hohen Kostenfaktor dar.
128.	TÜV Süd	Kap. 5 b) / 2 / Satz 5	<p><u>Kommentar:</u> Es wird hier von der Umstellung der Netzfahrweise gesprochen, die „ gegebenenfalls vom effizienten Betrieb des Netzes abweicht“. Die Formulierung erweckt den Eindruck, dass die Erzeugung und Einspeisung von regenerativ erzeugtem Wasserstoff ineffizient wäre. Aus der übergeordneten Perspektive der Energiewende gesehen, könnte hier eine Ineffizienz lediglich dann bestehen, wenn für den zusätzlichen Energieaufwand zur besseren Durchmischung der Gase mehr Energie benötigt werden würde, als durch die erhöhte Einspeisung zur Verfügung gestellt werden könnte. Das Zutreffen einer Ineffizienz wäre in jedem Einzelfall zu prüfen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Dem Kontext des Absatzes folgend sollte die Formulierung lauten: „ gegebenenfalls vom wirtschaftlichen Betrieb des Netzes abweicht““</p>
129.	VIK/VCI	Kap. 5b, Seite 4 Abs. 2, Satz 1	<p><u>Kommentar:</u> Eine höhere Wasserstofftoleranz lässt sich auch abseits der Porenspeicher nicht in allen Fällen realisieren. Beispielsweise wird bei der Erdgasreformierung (Umwandlung von Methan in Wasserstoff und Kohlenmonoxid), im Falle der Festlegung auf die Leitkomponente Kohlenmonoxid, Wasserstoff grundsätzlich diese Leitkomponente verdünnen und auf diese Weise die Wirtschaftlichkeit des Prozesses beeinflussen. Bei weiteren spezifischen industriellen Prozessen besteht noch Untersuchungsbedarf bzgl. einer abschließenden Bewertung des Einflusses erhöhter Wasserstofftoleranzen. VIK und VCI schlagen daher die nebenstehende Formulierung vor.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Allerdings ließe sich außer im Falle betroffener Porenspeicher „...in vielen Fällen...“ durch einen Austausch der Anlagen mit solchen, die eine größere Menge an Wasserstoff vertragen bzw. im Falle der PGC überhaupt erst Wasserstoff messen können, der Beimischungsgrad grundsätzlich technisch erhöhen.</p>
130.	VIK/VCI	Kap. 5b, Seite 4 Abs. 2, Satz 2	<p><u>Kommentar:</u> Eine Anpassung der Netzfahrweise zum Schutz sensibler Letztverbrauchereinrichtungen halten [...] grundsätzlich für eine sachgerechte Methode. Die Verbände unterstützen die Ausführungen des Positionspapiers dahingehend, dass entsprechende Maßnahmen nur in Betracht kommen, sofern der Einspeiser des Zusatzgases die daraus entstehenden Kosten trägt. Allerdings darf eine Anpassung der Netzfahrweise nicht die Systemsicherheit gefährden. Beispielsweise muss der Systemsicherheit in einer angespannten Netzsituation Vorrang vor der Einspeisung von Zusatzgas eingeräumt werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Durch eine Änderung der aktuellen Netzfahrweise und sonstige Anpassungen „...“, die durch ihre Auswirkungen die Systemsicherheit nicht gefährden,...“ könnte eine höhere Wasserstoffkonzentration von sensiblen Anwendungen ferngehalten und die Abschaltung von Wasserstoffeinspeiseanlagen infolge sich verändernder Gasflüsse vermieden werden. „...Ist durch entsprechende Anpassung eine Gefährdung der Systemsicherheit nicht ausgeschlossen, hat die Einstellung des zum Schutz sensibler Anlagen einzuhaltenden Beimischungsgrades durch Anpassung der Zusatzgaseinspeisung zu erfolgen. ...“</p>
131.	VKU	Kap. 5 b, S. 4, Abs. 2, Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Diese Maßnahmen bedürften einer Qualitätsverfolgung, deren Zuständigkeit und Verantwortung, Bewertung und Umsetzung von Folgen zu klären wäre. Die Umstellung der Netzfahrweise oder der Kundenanlagen aus Gründen der Optimierung der Wasserstoffeinspeisung ist stets</p>

			<p>abzuwägen mit den Risiken, die entstehen können. Die sichere Versorgung mit Gas sollte an erster Stelle stehen! Unabhängig von der Frage der Kostentragung einer Qualitätsverfolgung sollen Netzbetreiber nicht in die Verantwortung gezogen werden, um eine höhere Wasserstoffkonzentration von sensiblen Anlagen fernzuhalten.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Die Maßnahmen ziehen eine angemessene Qualitätsverfolgung mit sich. Die Verantwortung für sensiblen Anwendungen liegt nicht beim Netzbetreiber.</p>
132.	VKU	Kap. 5 b, S. 4, Abs. 2, Satz 6 und Satz 7	<p><u>Kommentar:</u> Der VKU teilt die Auffassung der BNetzA, dass eine Änderung der Netzfahrweise oder der Austausch oder die Neuerrichtung von Anlagen mit dem Ziel der Erhöhung der Beimischungsquoten nicht verpflichtend vorgenommen und gar durch Netzbetreiber und angeschlossene Kunden zu finanzieren wäre. Dies widerspräche aus Sicht des [...] dem Gedanken dem Grundsatz sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umweltverträglichen leitungsgebundenen Energieversorgung (vgl. § 1 EnWG).</p>
133.	ENSO Netz	Kap. 5. b)	<p>Ermittlung der verfügbaren Einspeisekapazität und Nachhaltigkeit der Ergebnisse</p> <p>Die Wasserstoffmenge, die an einem bestimmten Punkt in das Erdgasnetz eingespeist werden kann, ist vom Erdgasvolumenstrom und vom Wasserstoffgehalt des Erdgases in der betroffenen Leitung abhängig. Beide Größen sind zeitlich veränderlich. Die Prüfung eines Anschlussbegehrens zur Wasserstoffeinspeisung muss deshalb über die Auswertung des Summenlastgangs des Einspeisenetzes und ggf. vorgelagerter Netze hinausgehen. Es ist eine Netzmodellrechnung erforderlich, die den zeitlichen Verlauf der Belastung der Leitung simuliert, in die eingespeist werden soll. Dies stellt hohe Anforderungen an die Qualität von Netzmodellen und Verbrauchsdaten.</p> <p>Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass die Ergebnisse der Anschlussprüfung obsolet werden, wenn der Wasserstoffgehalt im Erdgas durch Wasserstoffeinspeisung in vorgelagerten Netzen steigt. Daraus ergibt sich ein erhebliches Risiko für die Investition in Wasserstoffzeugungs- und -einspeiseanlagen sowie deren Netzanschlüsse.</p> <p>Grenzwerte der Wasserstoffeinspeisung</p> <p>Wie bereits der BDEW in seiner Stellungnahme zu Ihrem Positionspapier feststellte, gibt es mehrere Einschränkungen für den maximalen Wasserstoffanteil im Erdgasnetz. Es werden Wasserstoffanteile von 1 Vol%, 2 Vol% und 5 Vol% genannt. Der BDEW fordert bei mehr als 2 Vol% Wasserstoff eine Einzelfallprüfung. Es ist allerdings unklar wie verfahren wird, wenn ein sensibler Kunde, dessen Anlage einen Wasserstoffanteil von max. 1 Vol% verträgt, Anschluss an ein Erdgasnetz begehrt, in welchem der Wasserstoffanteil 2 Vol% oder mehr beträgt.</p>
134.	E.ON SE	Kap 5b, S 4, Abs. 1, letzter Satz	<p><u>Kommentar:</u> Die genannten Netzkomponenten sind nicht repräsentativ. Die PGCs müssen nicht aus Kompatibilitätsgründen ausgetauscht werden, sondern, da die bestehende PGCs nicht Wasserstoffsensitiv sind. Diese sind auch nicht die ausschlaggebenden Kostenkomponenten.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Dies betrifft insbesondere die erhöhten Anforderungen der Gasturbinen, der BHKW-Motoren, der Porenspeicher, Kavernenspeicher, sowie der (netzseitigen) Messeinrichtungen (sog. Prozessgaschromatographen – „PGC“) und CNGTanks in Fahrzeugen.</p>
135.	E.ON SE	Kap 5b, S 4,	<p><u>Kommentar:</u></p>

		Abs. 2, Satz 1	<p>Klarstellung: Der Grenzwerte bei Porenspeicher ist aus heutigem Wissen heraus bei null. Dies schließt aber nicht aus, dass mit zunehmendem Kenntnisgewinn höhere Werte möglich sind.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Porenspeicher lassen nach heutiger Erkenntnis keine größeren Mengen an Beimischung von Wasserstoff zu. Diese sollten jedoch zugelassen werden, wenn sich anderweitige Erkenntnisse in der Zukunft ergeben.</p>
136.	E.ON SE	Kap 5b, S 4, Abs. 2, Satz 6	<p><u>Kommentar:</u> Der Satz „Diese herzustellen, ist allerdings Aufgabe des Einspeiser“ sollte gestrichen werden, da die Fahrweise und die Umrüstung nur vom Netzbetreiber erfolgen kann. Zu regeln ist hier allein die Kostenzuordnung.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Streichung</p>
137.	E.ON SE	Kap 5b, S 4, Abs. 2, Satz 7	<p><u>Kommentar:</u> Auf Basis der Grundannahme, dass Power-to-Gas eine vielversprechende Technologie für die Speicherung großer Mengen überschüssigen Stroms aus der Erneuerbaren- Erzeugung ist und der politische Wille besteht, dieser Technologie zum Durchbruch zu verhelfen, ist bei der Verteilung von Kosten für Umrüstmaßnahmen im Netz oder für eine geänderte Fahrweise zum Zwecke der Erhöhung der Beimischquote darauf zu achten, dass die Kosten nicht einseitig dem Anlagen- oder Netzbetreiber zugeordnet werden. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass der Netzbetreiber bei ihm anfallende Kosten unter Prüfung der wirtschaftlichen und technischen Zumutbarkeit vollständig und dauerhaft auf die Netzentgelte wälzen kann.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Die Kostenaufteilung einer Umstellung der Netzfahrweise oder der Kundenanlagen aus Gründen der Optimierung der Wasserstoffeinspeisung sollte zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber unter Berücksichtigung der technischen und wirtschaftlichen Zumutbarkeit nicht einseitig zugeordnet werden. Die Kosten, die dafür dem Netzbetreiber entstehen, sollten von § 11 (2) GasNEV als nicht beeinflussbare Kosten erfasst werden.</p>
c) Anforderungen von Erdgastankstellen			
138.		5. c), Absatz 2, Zeile 5 ff:	<p><u>Kommentar:</u> Ausführungen wiederholen sich.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Satz „... Dies erscheint zulässig, da ...gewährleistet werden kann. ...“ streichen</p>
139.	AUDI	Kap. 5c, Absatz 1, Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Im Text ist von 96.000 Erdgasfahrzeugen die Rede – hier ist offenbar der aktuelle Bestand der in Deutschland zugelassenen CNG-Fahrzeuge gemeint. In der EU sind aber schon heute weit über eine Million Erdgasfahrzeuge zugelassen, und durch das deutlich erweiterte und auf Volumenmodelle ausgedehnte Modellangebot wird sich diese Zahl in den nächsten Jahren erheblich steigern. Diese Fahrzeuge haben durchweg eine Zulassung für die ganze EU und können sich daher in der ganzen EU bewegen und auch gehandelt werden und somit auch an deutschen CNG-Tankstellen betankt werden. Fast alle diese Fahrzeuge verfügen über CNG-Tanks aus Stahl und über weitere sicherheitsrelevante</p>

			<p>Komponenten (Einblasdüsen, Druckregler usw.), die von einer möglichen Versprödung durch erhöhte Wasserstoffkonzentrationen im Kraftstoff betroffen sind. Grundsätzlich bezieht sich der Text nur auf den aktuellen Bestand von Tankstellen und Fahrzeugen und berücksichtigt nicht die aktuell geplanten bzw. projektierten Einheiten, für die bereits erhebliche Aufwendungen getätigt wurden und die in den nächsten Jahren diesen Bestand erweitern werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ersetzen des Satzes „Allerdings ist mit ca. 900 Tankstellen eine große Anzahl von Letztverbrauchern unmittelbar und mit über 96.000 Erdgasfahrzeugen eine noch größere Zahl von Endkunden mittelbar betroffen“ durch die Formulierung „Allerdings ist mit heute über 900 deutschen Tankstellen eine große Anzahl von Letztverbrauchern unmittelbar und mit weit über 1 Mio. Erdgasfahrzeugen in der EU eine noch viel größere Zahl von Endkunden mittelbar betroffen. Aufgrund der aktuellen Marktdynamik und der politischen Weichenstellungen in der EU ist eine signifikante Erhöhung dieser Zahlen in den nächsten Jahren zu erwarten.“</p>
140.	BDEW	Kap. 5. c)	<p><u>Kommentar:</u> Fraglich bleibt auch hier, inwieweit § 36 GasNZV auf den hier genannten überarbeiteten Stand des DVGW-Arbeitsblattes G262 mit Stand 2011 Bezug nimmt. § 36 GasNZV enthält lediglich eine Verweisung auf den Stand aus dem Jahr 2007.</p>
141.	ENERTRAG/ Performing Energy	Kap. 5. c)	<p><u>Kommentar:</u> Fraglich bleibt, inwieweit der hier genannte überarbeitete Stand des DVGW-Arbeitsblattes G 262 mit Stand 2011 Anwendung findet. § 36 GasNZV enthält lediglich eine Verweisung auf den Stand aus dem Jahr 2007. Hinzuweisen ist hier jedoch darauf, dass die Automobilindustrie aufgefordert werden sollte, gegenüber der BNetzA in einem angemessenen Zeitraum die technische Unmöglichkeit beim Einsatz einer höheren Wasserstoffkonzentration im Gasgemisch in den Fahrzeugen nachzuweisen, sowie bei Entwicklungen entsprechende Kompatibilitätskriterien einfließen müssen.</p>
142.	Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen- Anhalt	5 c)/Seite 5 /Absatz 2/Satz 4	<p><u>Kommentar:</u> An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass das nicht nur eine Frage des DVGW ist sondern, dass hier die Autohersteller die richtigen Ansprechpartner sind, da diese auch die Produktverantwortung übernehmen müssen. Auch in kleine geschlossenen Volumen, wie häuslichen Garagen oder Tiefgaragen muss gewährleistet werden, dass aus dem Tank im Auto diffundierender oder regulär abgelassener Wasserstoff auch lokal (unter der Garagen bzw. Tiefgaragendecke) auch nach längerer Zeit (z.B. nach einem Urlaub von 2 oder 3 Wochen) nicht die Explosionsgrenze überschreitet. Im Bergbau sind solche Grubengasansammlungen unter der Decke bekannt. Messungen zur Ermittlung der Konzentration von Grubengas erfolgen deswegen immer auch am höchsten Punkt. Folglich sollte auch ermittelt werden, welche Auswirkungen der Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität auf das Baurecht hat.</p>
d) Berücksichtigung veränderter Gasströme oder sonstiger sich ändernder Bedingungen			
143.	Arbeitsgruppe „Power-to-Gas“, des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und	Kap. 5, S. 5, Abs. 2, S. 1 – 3	<p><u>Kommentar:</u> Die Planungssicherheit auf Seite des Wasserstoff-Einspeisers ist nicht gegeben, wenn die Einspeisungszusage (Beimisch-Quote) jederzeit widerrufen werden kann. Das unternehmerische Risiko von Power-to-Gas liegt vollständig beim Einspeiser.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Der Netzbetreiber soll in der Einspeisungszusage auch eine belastbare Aussage zu den erwartenden zukünftigen Gasabsatzmengen (ggf. auf Basis des Gasnetzentwicklungsplans) treffen, um eine Basis für die Investitionsentscheidung des Einspeiser zu geben.</p>

	Technologie		
144.	BDEW	Kap. 5. d)	<p><u>Kommentar:</u> Der BDEW unterstützt die Position der BNetzA, dass der Netzbetreiber nicht verpflichtet ist, im Falle einer von ihm nicht zu vertretenden Absenkung der Gasflussmenge (z. B. in lastschwachen Zeiten) die Gasflussmenge (z. B. durch Verdichtereinsatz) auf seine Kosten wieder so zu erhöhen, dass die ursprüngliche Menge Wasserstoff wieder eingespeist werden kann. Wenn der Netzbetreiber auf ausdrückliche Anforderung des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers den Gasfluss im Netz erhöht und keine systemdienliche Notwendigkeit dazu besteht (Integration Erneuerbare Energien), so hat der Anlagenbetreiber die entstehenden Kosten zu tragen. Jedoch ist dabei sicherzustellen, dass die Interessen des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers angemessen berücksichtigt werden, um der Gefahr von „stranded investments“ entgegenzuwirken.</p>
145.	DBI	Kap. 5. d)	<p><u>Kommentar:</u> Verhältnis zwischen bereits existierender Power-to-Gas-Anlage und hinzukommender Biogasanlage: Die Einspeisung von „grünem“ Wasserstoff und Biogas ist gleichrangig zu behandeln. Dies ist nicht gewährleistet, wenn die später hinzukommende Biogasanlage zur Folge hat, dass die Power-to-Gas-Anlage z.B. durch Änderungen der Flussrichtung oder Abnahme des Erdgasströms, deutliche Minderung der Einspeisekapazität hinnehmen müsste. Die klare Zuordnung der Begriffe Quote und Kapazität ist für das Verständnis wichtig.</p> <p>Die Festlegung einer Mindesteinspeisekapazität für den Power-to-Gas-Anlagen Betreiber ist ein zentrales Element, um die Investitionssicherheit zu verbessern. Die gesetzlichen Grundlagen hierfür existieren bereits. Aus unserer Sicht ist dies auch in praktischer Hinsicht umsetzbar. Im Ergebnis trägt der Betreiber der Power-to-Gas-Anlage viele, jedoch nicht alle Risiken sich ändernder Erdgasströme. Eine Differenzierung der Risiken ist erforderlich. Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, den Textteil zu 5d) insgesamt zu überarbeiten. Hierfür haben wir folgende fachliche Vorschläge erarbeitet und mit 3 verschiedenen Argumentationsvorschlägen untersetzt.</p> <p>Der Netzbetreiber ist berechtigt, das Netzanschlussbegehren eines Biogasanlagenbetreibers abzulehnen, soweit für den Netzbetreiber abzusehen ist, dass hierdurch die zulässige Menge von einzuspeisendem Wasserstoff einer Power-to-Gas-Anlage nachträglich reduziert wird.</p> <p>1. Prioritätsgrundsatz: Der Betreiber der Power-to-Gas Anlage hat mit dem Netzbetreiber bereits einen Netzanschluss- und Netzzugangsvertrag abgeschlossen, in dem sich der Netzbetreiber verpflichtet hat, erstens die Verfügbarkeit des Netzanschlusses (mind. 96 %) sicherzustellen und zweitens eine bestimmte Kapazität für die Einspeisung von Wasserstoff zu garantieren, § 33 Abs. 2 und Abs. 6 GasNZV. Maßgeblich für die Mengenberechnung ist die Netzkompatibilität, d.h. derzeit die DVGW AB 260, 262 Stand 2007, § 36 Abs. 1 iVm. 34 Abs. 1 GasNZV. (Hinweis: Die garantierte Kapazität sollte unter Berücksichtigung des geringeren Volumenstroms in den Sommermonaten festgelegt werden. Damit ist die Garantie einer Mindesteinspeisekapazität nicht nur rechtlich erforderlich, sondern wird auch tatsächlich in der Praxis umsetzbar. Die Kombination mit einer Quote schafft zusätzliche Rechtssicherheit: „Der Netzbetreiber sichert dem Betreiber der PtG-Anlage gem. § 33 Abs. 6 GasNZV eine garantierte Einspeisung von 5 %, mindestens xxx Nm³/h an dem vorgesehenen Anschlusspunkt zu.“.)</p> <p>Würde der Anschluss einer Biogasanlage zur Absenkung der Beimischungsmenge von Wasserstoff führen, so ist das Anschlussbegehren abzulehnen. Hintergrund ist hier die anderweitig existierende vertragliche Verpflichtung mit dem Power-to-Gas-Anlagen Betreiber. Überdies handelt es sich in diesem Fall um Änderungen, die im Einflussbereich des Netzbetreibers stehen. Der Netzbetreiber ist an die bereits</p>

			<p>existierende vertragliche Verpflichtung mit dem Betreiber der Power-to-Gas-Anlage gebunden. Treten Änderungen auf, die nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers stehen, die dieser auch nicht beeinflussen kann, wie z.B. sich ändernde Import/Export Ströme, Änderung der Gaszusammensetzung, Wegfall von Abnehmern, veränderte Fahrweise eines Untergrundspeichers, Marktraumumstellung von L- auf H-Gas, so hat der Netzbetreiber gegenüber dem Power-to-Gas-Anlagen Betreiber ein Recht auf Anpassung der vereinbarten Kapazität.</p> <p>(Basis hierfür ist entweder § 34 Abs. 2 GasNZV (Einspeisung von Wasserstoff technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar) oder § 313 BGB (Störung der Geschäftsgrundlage).</p> <p>2. Zu den Ablehnungsgründen: Laut § 34 Abs. 1 und Abs. 2 GasNZV kann das Anschlussbegehren für Biogasanlagen und Power-to-Gas-Anlagen gleichermaßen nur abgelehnt werden, wenn der Netzzugang</p> <ul style="list-style-type: none"> - technisch unmöglich, - wirtschaftlich unmöglich oder - das einzuspeisende Gas nicht netzkompatibel ist. <p>Kapazitätsengpass ist kein Ablehnungsgrund, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes vorliegt. Keiner der genannten Ablehnungsgründe kann bei Auslegung allein anhand des Wortlauts zur Verweigerung des Netzzugangs der Biogasanlage führen. Die GasNZV ist jedoch unter Beachtung des EnWG auszulegen. Das EnWG ist die höherrangige Rechtsquelle; die GasNZV als Verordnung ist dem Gesetz untergeordnet. Nach § 3 Nr. 10c EnWG ist Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, mit anderen Arten von Biogas gleichgestellt. Die Einspeisung von Wasserstoff genießt folglich (ebenso wie andere Arten von Biogas) ein Recht auf bevorzugten Netzzugang. Führt der Anschluss einer Biogasanlage zur nachträglichen Absenkung der Beimischungsmenge, so beeinträchtigt dies den Netzzugang der Power-to-Gas-Anlage und führt im Ergebnis zu einer Schlechterstellung im Verhältnis zu Biogasanlagen. Dies ist jedoch vom Gesetzgeber aufgrund der Gleichstellung nicht gewollt, so dass ein (in der GasNZV nicht aufgeführter) Ablehnungsgrund dem Anschlussbegehren des Biogasanlagenbetreibers entgegensteht.</p> <p>3. Wirtschaftlicher Netzbetrieb: Diese Sichtweise unterstützt den wirtschaftlichen Netzbetrieb. Würde der Anschluss einer später hinzukommenden Biogasanlage zur Absenkung der Beimischungsmenge oder gar zur Einstellung des Betriebs der Power-to-Gas-Anlage führen, so wären die Investitionen für den Netzanschluss entweder der Höhe nach nicht sinnvoll oder gar umsonst. Einer außerplanmäßigen Abschreibung wird so vorgebeugt.</p>
146.	ENERTRAG/ Performing Energy	Kap. 5. d)	<p><u>Kommentar:</u> Grundsätzlich unterstützen wir die Auffassung, dass die Beimischungsmenge aufgrund veränderter Gasströme angepasst werden muss. Die Beimischungsquote wird hiervon jedoch nicht beeinflusst, da sie ausschließlich den relativen Anteil des Wasserstoffgehaltes im Gasgemisch beschreibt. Es ist daher nicht nachvollziehbar, warum diese nachträglich aufgrund eines sich verändernden Gasstroms abgesenkt werden müsste. Im Positionspapier werden die Begriffe „Beimischungsquote“ und „Beimischgrad“ benutzt; sofern diese synonym gemeint sind, sollte nur ein Begriff gebraucht werden, andernfalls der Unterschied deutlich gemacht werden.</p>
147.	mgm/von Bredow Valentin	Kap.5d), S.5, Abs. 1	<p><u>Kommentar:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Die Wasserstoffeinspeisung wird im Vergleich zur Methaneinspeisung nachrangig behandelt. - Dieses ist gegenläufig zu den Aussagen von § 3 Nummer 10c EnWG (grundsätzliche Gleichstellung von H2 und SNG im EEG §10c). - Dem Wasserstoffeinspeiser werden dadurch die Privilegien aus Teil 6 der GasNZV (insbesondere: garantierte Mindesteinspeisekapazität; Mindestverfügbarkeit) abgesprochen.

			<ul style="list-style-type: none"> - Nach den aktuellen Grundaussagen des Positionspapiers sind Einspeiser von Wasserstoff für die gesamte Betriebsdauer des Elektrolyseurs abhängig von Entscheidungen des Verteilnetzbetreibers, der nachträglich eine Reduzierung der Einspeisemenge verlangen kann. Das Risiko einer späteren Änderung des Gasgemisches im Netzbereich kann der Einspeiser jedoch weder wirtschaftlich kalkulieren noch – jeden falls allein – tragen. Angesichts der ohnehin großen Herausforderung, ein Wasserstoffeinspeiseprojekt wirtschaftlich zu realisieren, wird allein das Bestehen dieses Risikos an vielen Standorten dazu führen, dass der Investor von dem Vorhaben Abstand nehmen muss. Das Ziel von Teil 6 der GasNZV, die Investitionsrisiken des Anlagenbetreibers zu minimieren, wird durch das Positionspapier konterkariert. <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Aus betriebswirtschaftlicher wie auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es dringend erforderlich, die Verteilnetzbetreiber bei der Wasserstoffaufnahme stärker in die Pflicht zu nehmen. - Alternative Grundaussage des Positionspapiers sollte es vielmehr sein, Netzbetreiber in die Pflicht zu nehmen, ihre Netze im Hinblick auf eine möglichst hohe Aufnahme von Wasserstoff mittelfristig „fit zu machen“.
148.	mgm/von Bredow Valentin	Kap.5d), S.5, Abs. 4, Satz 1	<p><u>Kommentar:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Welche Kosten beim VNB sind gemeint? - Der VNB kann grundsätzlich alle Netzanschlusskosten sowie die Kosten für sogenannte kapazitätserhöhende Maßnahmenwälzen. Bei der Errichtung von Verdichtern kann es sich um eine kapazitätserhöhende Maßnahme im Sinne von § 34 Absatz 2 Satz 3 GasNZV handeln. Eine entsprechende Pflicht des Netzbetreibers besteht. <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Das Positionspapier ist an dieser Stelle dahingehend zu ändern, dass – bei wirtschaftlicher Zumutbarkeit – eine Pflicht des Netzbetreibers besteht, entsprechende Maßnahmen vorzunehmen, um die garantierte Mindesteinspeisekapazität auch bei der Einspeisung von Wasserstoff zu erhalten.</p>
149.	VIK/VCI	Kap. 5d, Seite 5, Abs. 2	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>VIK und VCI unterstützen die Ausführungen des Positionspapiers zur Risikoimmanenz der Einspeisung von Zusatzgas hinsichtlich einer nachträglich möglichen Minderung der Beimischquote. Hierdurch werden energiewirtschaftliche Anreize geschaffen, Wasserstoffeinspeiseanlagen an netztopologischen Positionen anzusiedeln, an denen ein hoher Durchmischungsgrad wahrscheinlich ist. An netztopologischen Positionen mit erhöhter Wahrscheinlichkeit bzgl. des Auftretens niedriger Durchmischungsgrade wird die Risikoimmanenz den Anreiz zugunsten der Methanisierung verschieben.</p>
150.	VIK/VCI	Kap. 5d, Seite 5, Abs. 4	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Es wird sachgerecht festgestellt, dass eine endgültige Einstellung der Wasserstoffeinspeisung für den Netzbetreiber nicht bereits zum Anschlusszeitpunkt absehbar gewesen sein darf, da dieser ansonsten eine Anschlussverweigerung hätte aussprechen müssen. Analog müsste jedoch eine Verpflichtung für den Netzbetreiber dahingehend entstehen, dass im Falle einer aufkommenden Absehbarkeit einer drohenden endgültigen Einstellung einer Wasserstoffeinspeisung der betreffende Einspeiser umgehend durch den Netzbetreiber zu informieren ist. Eine entsprechende Regelung kann betroffenen Einspeisern einen zeitlichen Vorlauf verschaffen, ihre Anlage(n) geordnet stillzulegen oder Methanisierungskapazitäten zu schaffen. In den Absatz sollte daher nebenstehender Satz eingefügt werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>„Sofern die Notwendigkeit der endgültigen Einstellung einer Wasserstoffeinspeisung absehbar wird, ist der betroffene Einspeiser umgehend</p>

			durch den Netzbetreiber zu informieren.“
151.	VIK/VCi	Kap. 5d, Seite 5, Abs. 4, Satz 1	<p><u>Kommentar:</u> Die dargelegte Wälzung der Kosten des Netzbetreibers nach endgültiger Einstellung einer Wassereinspeisung wirft Fragen auf. An dieser Stelle sollten die Kosten spezifiziert werden, da sich diese dem Leser nicht erschließen. Kosten auf der Einspeiserseite sollten im Sinne der vorgeschlagenen Risikoimmanenz der Zusatzgaseinspeisung ausschließlich durch den Einspeiser getragen werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Spezifizierung der Kosten; aus einer endgültigen Einstellung einer Wasserstoffeinspeisung entstehende einspeiserseitige Kosten sind durch den betreffenden Einspeiser zu tragen.</p>
152.	VKU	Kap. 5 d, S. 5, Abs. 1, Satz 3	<p><u>Kommentar:</u> Es ist richtig und wichtig, der Garantie der Mindesteinspeisekapazität und der Pflicht der Sicherstellung einer ausreichenden Anschlussverfügbarkeit Vorrang vor einer einmal getroffenen Beimischungsquote bei veränderten Gasströmen eingeräumt wird. Neben der geringeren Sommerlast und Erdgastankstellen mit geringer H₂-Verträglichkeit geht es auch um fluktuierende Veränderungen des Brennwertes, der an den Überspeiseanlagen ins Verteilnetz - und damit vor einer möglichen Wasserstoffeinspeisung - gemessen wird. Der Energieinhalt des Erdgases das Gaskunden nach der Wasserstoffeinspeisung zur Verfügung steht, entspricht nicht mehr der gemessenen Abrechnungsgrundlage an den Überspeiseanlagen (diskontinuierliche Verdünnung je nach den temporär in den Leitungen vorhandenen Erdgasströmen). Vorstellbare Folge sind dann Änderungen im Brennverhalten des Gases bei nachgelagerten Gaskunden, die durch Schwankungen der Gasqualität verursacht werden. Dies spricht für eine angemessen geringe Wasserstoffbeimischquote oder vorzugsweise die Methaneinspeisung ins Verteilnetz.</p>
153.	VKU	Kap. 5 d, S. 5, Abs. 1, Satz 7 und Satz 8	<p><u>Kommentar:</u> Die Position wird vom VKU unterstützt. Dieses Recht des Netzbetreibers ist durch explizite Formulierungen in den ordnungspolitischen Vorgaben zu fixieren.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ergänzung: Dieses Verständnis ist durch den ordnungspolitischen Rahmen zu fixieren.</p>
154.	DBI	Kap. 5. d)	<p><u>Kommentar:</u> Die Einspeisung von „grünem“ Wasserstoff genießt – ebenso wie Biogas – einen privilegierten Netzzugang. Eine Diskriminierung bzw. Besserstellung eines dieser Gase ist mit dem EnWG nicht vereinbar. Regeln müssen – und können – für die Einspeisung beider Gase gleichermaßen Anwendung finden.</p>
155.	E.ON SE	Kap 5d, S 5, Abs. 2, letzter Satz	<p><u>Kommentar:</u> Der Netzbetreiber sollte nicht verpflichtet sein, im Falle einer von ihm nicht zu vertretenden Absenkung der Gasflussmenge (z.B. in last-schwachen Zeiten) die Gasflussmenge (z.B. durch Verdichtereinsatz) auf seine Kosten wieder so zu erhöhen, dass die ursprüngliche Menge Wasserstoff wieder eingespeist werden kann. Wenn der Netzbetreiber auf ausdrückliche Anforderung des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers den Gasfluss im Netz erhöht und keine systemdienliche Notwendigkeit dazu besteht (Integration Erneuerbare Energien), so hat der Anlagenbetreiber die entstehenden Kosten zu tragen. Jedoch ist dabei sicherzustellen, dass die Interessen des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers angemessen berücksichtigt werden, um der Gefahr von „stranded investments“ entgegenzuwirken. Die Beimischungsquote wird hiervon jedoch nicht beeinflusst, da sie ausschließlich den relativen Anteil des Wasserstoffgehaltes im Gasgemisch beschreibt. Es ist daher nicht nachvollziehbar, warum diese nachträglich aufgrund eines sich verändernden Gasstroms abgesenkt werden müsste.</p>

			<p><u>Änderungsvorschlag:</u> Auch deswegen ist der Netzbetreiber neben den bereits genannten Gründen nicht verpflichtet, eine einmal im Rahmen der Anschlussprüfung ermittelte Beimischquote dauerhaft zu gewährleisten oder gar zu garantieren. Er kann sich vielmehr das Recht vorbehalten, aufgrund veränderter Gasströme und einer Verminderung des Durchmischungsgrades die Beimischquote entsprechend nachträglich abzusenken. Der Netzbetreiber ist nicht verpflichtet, im Falle einer von ihm nicht zu vertretenden Absenkung der Gasflussmenge die Gasflussmenge auf eigene Kosten wieder so zu erhöhen, dass die ursprüngliche Menge Wasserstoff wieder eingespeist werden kann. Erhöht der Netzbetreiber auf ausdrückliche Anforderung des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers jedoch den Gasfluss im Netz, obwohl keine systemdienliche Notwendigkeit dazu besteht, so hat der Anlagenbetreiber die dabei entstehenden Kosten zu tragen. Bei langfristigen Änderungen der Gasflüsse sind die Interessen des Power-to-Gas-Anlagenbetreibers angemessen zu berücksichtigen.</p>
e) Berücksichtigung anderer Wasserstoffeinspeisungen			
156.	BDEW	Kap. 5. e)	<p><u>Kommentar:</u> Der Vorschlag der BNetzA bezüglich des Vorrangprinzips für Anlagenbetreiber, die frühzeitig einen Antrag auf Anschluss ihrer Anlage an das Gasnetz gestellt haben, ist zu begrüßen.</p>
157.	ENERTRAG/ Performing Energy	Kap. 5. e)	<p><u>Kommentar:</u> Der Vorschlag der BNetzA bezüglich des Vorrangprinzips für Anlagenbetreiber, die frühzeitig einen Antrag auf Anschluss ihrer Anlage an das Gasnetz gestellt haben, ist zu begrüßen.</p>
158.	VIK/VCI	Kap. 5e, Seite 6	<p><u>Kommentar:</u> VIK und VCI unterstützen die Anwendung des Prioritätengrundsatzes. Dies kann bewirken, dass zeitlich nachgelagerte Investitionsabwägungen zugunsten einer Methanisierung ausfallen, sofern die mögliche Beimischung von Wasserstoff durch eine bereits bestehende Anlage im selben Netz vollständig oder nahezu ausgeschöpft ist.</p>
159.	VKU	Kap. 5 e, S. 6, Abs. 1, Satz 2	<p><u>Kommentar:</u> Aus Sicht des VKU kann es dazu kommen, dass a) bei höchstmöglicher H₂-Einspeisung in ein Gasverteilnetz später im gesamten vorgelagerten Netz kein H₂ mehr eingespeist werden kann oder b) bei höchstmöglicher H₂-Einspeisung in ein Gastransportnetz später im gesamten nachgelagerten Netz kein H₂ mehr eingespeist werden kann. [b) ist eher unwahrscheinlich, da hier sehr hohe Mengen eingespeist werden müssten.] Um die Informationen über die technische Möglichkeit der Einspeisung für Netzbetreiber und Investoren verfügbar zu machen, bedarf es entsprechender Transparenz, z.B. durch Einrichtung eines zentralen Register, in dem die Einspeisepunkte von Wasserstoff in das Gasnetz mit der entsprechenden Netztopologie hinterlegt sind. Weiterhin wäre zu prüfen ob die Zuweisung von „Korridoren“ für die Einspeisung sinnvoll sein könnte. Auf Basis dieser „Korridore“ könnten im Transport- und Verteilnetz bestimmte Konzentrationshöhen festgelegt werden, sodass eine Einspeisung in einer anderen Netzebene weiterhin möglich bleibt.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ergänzung: Netzbetreiber und Investoren benötigen Informationen über die technische Möglichkeit der Einspeisung in geeigneter Form,</p>

			z.B. durch ein zentrales Register. Darüber hinaus soll die Zuweisung von „Korridoren“ für die Einspeisung (Festlegung bestimmter H ₂ -Konzentrationen im Transport- und Verteilnetz) geprüft werden.
160.	DVGW	Kap. 5. e)	<p><u>Kommentar:</u> Hinsichtlich der Wasserstoff-Einspeisemöglichkeiten sollen früher realisierte Anlagen (oder schon bestätigte NAV mit entsprechenden Kapazitäten für Wasserstoff) Bestandsschutz genießen, um die Investitionssicherheit zu gewährleisten.</p> <p>Daraus ergeben sich folgende Konsequenzen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spätere Wasserstoff-Einspeisungen im vorgelagerten Netz werden zunehmend unwahrscheinlicher. Damit würde die Realisierung von volkswirtschaftlich sinnvollen großen Wasserstoff-Einspeisungen kurz nach den „Entries“ ins Transportsystem, wo trotz der geringen Wasserstoff-Volumenanteile im Erdgasfluss ganzjährig große Einspeisemengen aufgenommen werden könnten, gefährdet werden.
161.	FNB Gas	1/1/1/3 (letzter)	<p><u>Kommentar:</u> Erdgas dient der chemischen Industrie auch als Rohstoff, wobei hier häufig nicht der Bedarf an Wasserstoff im Vordergrund steht, sondern der an Kohlenstoff. In diesen Fällen steigen die Rohstoffkosten durch die Wasserstoffeinspeisung.</p> <p>Beachtung der derzeitigen und künftigen Standards für Gasbeschaffenheit in europäischen Nachbarländern (Null Toleranz ggü. H₂ derzeit bei den Nachbarländern Polen und Tschechien).</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Punkt sollte in den Text aufgenommen werden. Siehe Punkt 5</p>
162.	FNB Gas	5/4/1/3	<p><u>Kommentar:</u> Obwohl reiner Wasserstoff in verschiedenen chemischen Prozessen verwendet werden kann, stört er nach VCI bei solchen, in denen Erdgas als Kohlenstoffquelle z.B. zur Methanolherstellung verwendet wird.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Neben den u.U. von Wasserstoffbeimischungen zum Erdgas verursachten Schäden an Gasanlagen oder Anlagen zur Gasverwendung, kann Wasserstoff auch negative kommerzielle Auswirkungen haben, wenn Erdgas als Rohstoff z.B. in der chemischen Industrie eingesetzt wird.</p>

163.	FNB Gas	5/5/3/4	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>„Auch ein Kapazitätsengpass ist nicht gegeben, da kapazitativ sowohl der Wasserstoff als auch das Biogas vollständig eingespeist werden könnten.“ Argumentation ist hier nicht klar, bitte verdeutlichen.</p>
164.	FNB Gas	5/5/4/1	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Der Einsatz zusätzlicher Verdichter wird hier nicht helfen. Der Satzteil sollte entfallen.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u></p> <p>Zudem ist der Netzbetreiber aus den oben genannten Gründen im Falle einer Absenkung der Beimischquote infolge einer Änderung der Gasströme nicht verpflichtet, durch den Einsatz zusätzlicher Verdichter die Gasflüsse derart zu ändern, dass die ursprüngliche Beimischquote aufrecht erhalten werden kann.</p>
165.	ONTRAS Gastransport GmbH	(5 e)/6/	<p><u>Kommentar:</u></p> <p>Die Präferenz für zeitlich früher angeschlossene Anlagen aus Gründen der Investitionssicherheit ist für ONTRAS nachvollziehbar. Wir möchten jedoch anmerken, dass somit das Potential für Power-to-Gas Anlagen an technisch und wirtschaftlich optimierten Standorten erheblich eingeschränkt wird. Da aus unserer Sicht das höchste Potential für die Aufnahme von erneuerbar erzeugtem Strom in Form von Wasserstoff am Anfang eines Leitungsstranges mit ganzjährig hohen Volumenströmen besteht. Die praktische Umsetzung des Netzzugangs bzw. des Netzanschlusses bei mehreren Wasserstoffeinspeisungen in Reihe wird durch die Bevorzugung von zeitlich früher angeschlossenen Anlagen erschwert. Insbesondere wenn durch den Anschluss einer Wasserstoffeinspeiseanlage am Netz eines Netzbetreibers die Aufnahmefähigkeit von Wasserstoffeinspeisungen in vor- bzw. nachgelagerten Netzen anderer Netzbetreiber betroffen ist. Sollte die BNetzA an dem oben beschriebenen Prioritätsgrundsatz festhalten, können die der ONTRAS vorgelagerten Netzbetreiber Wasserstoffeinspeiseanlagen nur in Abstimmung mit ONTRAS anschließen. Die Steuerung der Wasserstoffzumischung kann dann nur unter der Berücksichtigung der am Netz der ONTRAS befindlich Anlagen erfolgen. In das Netz der ONTRAS werden in Kürze drei Wasserstoffeinspeiseanlagen angeschlossen sein. Da diese insbesondere in den Sommermonaten nur begrenzt einspeisen können, würde jede weitere Wasserstoffeinspeisung im vorgelagerten Netz (ONTRAS und dritte Netzbetreiber) die Einspeisemöglichkeiten weiter reduzieren. Darüber hinaus fehlt dem Netzbetreiber die Legitimation im eigenen und in vorgelagerten Netzen weitere Einspeiseanlage zu verhindern. Um einen diskriminierungsfreien Netzzugang und Netzanschluss netzbetreiberübergreifend gewährleisten zu können, sind aus Sicht der ONTRAS deutschlandweit einheitliche Kooperationspflichten unter den Netzbetreibern erforderlich. Gegebenenfalls sind diese in die bestehende Kooperationsvereinbarung aufzunehmen. Netzbetreiber können gegenüber dem Einspeisenden von Wasserstoff keine verbindlichen Aussagen über zukünftige Wasserstoffkonzentrationen in ihrem Netz treffen, da diese auch an Bedingungen im vorgelagerten Leitungssystem geknüpft sind. Damit werden Investitionen für Wasserstoffeinspeisungen dort angeregt, wo diese auch volkswirtschaftlich am sinnvollsten sind, am Anfang eines Leitungssystems mit ganzjährig hohen Erdgasvolumenströmen. Entsprechend sollte überlegt werden, ob für H2 Einspeisungen die Abschaffung des privilegierten Netzzuganges und des Anspruchs auf dezentralen Netzanschluss analog Biogas sinnvoll ist, um den volkswirtschaftlichen Nutzen von Power-to-Gas nicht zu gefährden.</p>

166.	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	5/4/2/2/	<p><u>Kommentar:</u> Eine Neuerrichtung von Verdichtern zur optimierten Fahrweise des Gasnetzes für eine Wasserstoffeinspeisung ist theoretisch möglich. Jedoch kann dies höchstens in Einzelfällen sinnvoll umgesetzt werden.</p> <p>Die zu erzielende Erhöhung der einspeisbaren Menge Wasserstoff liegt in keinerlei Verhältnis zu den anfallenden Kosten von mehreren Millionen Euro. Resultat ist eine Belastung des Gaskunden ohne nennenswerte Entlastung des Stromnetzes.</p> <p>Der Hinweis auf die Errichtung neuer Verdichter sollte daher gestrichen werden.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Ebenso könnte durch die Installation zusätzlicher Verdichter der Gasfluss dahingehend geändert werden, dass an den Einspeisepunkten ein größerer Durchmischungsgrad gewährleistet werden kann. Durch eine Änderung der aktuellen Netzfahrweise und sonstige Anpassungen könnte eine höhere Wasserstoffkonzentration von sensiblen Anwendungen ferngehalten und die Abschaltung von Wasserstoffeinspeisanlagen infolge sich verändernder Gasflüsse vermieden werden.</p>
167.	Greenpeace Energy e.G.	Kap. 5/S. 3 bis 5	<p><u>Kommentar:</u> Das gesamte Kapitel beruht auf der irrigen Rechtsansicht des Kap. 4 und ist neu zu fassen. Die DVGW-Arbeitsblätter enthalten gerade keine juristisch maßgeblichen Anforderungen an die Qualität des einzuspeisenden Wasserstoffs am Einspeisepunkt. Sie stellen nur Anforderungen an die Gasbeschaffenheit von Gasen der 1. (wasserstoffreiche Gase), der 2. (methanreiche Gase) und der 3. (Flüssiggase) Gasfamilie. Wasserstoff ist keiner dieser Gasfamilien zuzuordnen. Wasserstoff ist insbesondere kein „methanreiches Gas“ im Sinne der 2. Gasfamilie. Die in den Tabellen 2 und 3 in Ziffer 3 der Tabelle 3 des DVGW-Arbeitsblatts G 260 vorgesehenen Anforderungen an Gase der 1. und 2. Gasfamilie können dementsprechend auf die Einspeisung von Wasserstoff keine Anwendung finden. § 36 Absatz 1 Satz 1 GasNZV läuft somit im Hinblick auf Wasserstoff leer. Daraus lässt sich keineswegs folgern, dass eine Einspeisung von Wasserstoff grundsätzlich nur unter den in dem Positionspapier genannten Einschränkungen möglich sein soll. Der Netzbetreiber hat vielmehr in jedem Einzelfall zu prüfen, ob eine Einspeisung von Wasserstoff als Zusatzgas technisch möglich ist.</p> <p><u>Änderungsvorschlag:</u> Das Kapitel sollte dahingehend neu gefasst werden, die Maßnahmen aufzuzählen, die von den Netzbetreibern zu ergreifen sind, um die unter a) bis e) genannten Probleme lösen und so ihren Pflichten aus dem EnWG und der GasNZV nachkommen zu können, eine größtmögliche Menge an Wasserstoff aus der jeweiligen Anlage in ihr Netz aufzunehmen.</p>

168.	DVGW	Kap. 1, Kap. 5e)	<p><u>Kommentar:</u> Hinsichtlich der Wasserstoff-Einspeisemöglichkeiten sollen früher realisierte Anlagen (oder schon bestätigte NAV mit entsprechenden Kapazitäten für Wasserstoff) Bestandsschutz genießen, um die Investitionssicherheit zu gewährleisten.</p> <p>Daraus ergeben sich folgende Konsequenzen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Spätere Wasserstoff-Einspeisungen im vorgelagerten Netz werden zunehmend unwahrscheinlicher. Damit würde die Realisierung von volkswirtschaftlich sinnvollen großen Wasserstoff-Einspeisungen kurz nach den „Entries“ ins Transportsystem, wo trotz der geringen Wasserstoff-Volumenanteile im Erdgasfluss ganzjährig große Einspeisemengen aufgenommen werden könnten, gefährdet werden. • Weiterhin ist bekannt, dass die Standortwahl der Wasserstoffeinspeisung entscheidend für die Stromnetzentlastung und die Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes ist. Entsprechend sollte überlegt werden, ob für Wasserstoff-Einspeisungen der privilegierte Netzzugang analog Biogas erforderlich ist, um den volkswirtschaftlichen Nutzen von Power to Gas nicht zu gefährden. • Für Power to Gas mittels Methanisierung gelten die vorgenannten Ausführungen nicht, stattdessen kann die Analogie zum Biogas ausnahmslos beibehalten werden. • Netzbetreiber haben u. E. derzeit keine ausreichende Legitimation, um späteren Einspeiseinteressenten die Einspeisung von Wasserstoff ins Netz zu verweigern/zu reduzieren, wenn aufgrund der Flussrichtung die Einspeisemöglichkeiten nachgelagerter Bestandsanlagen eingeschränkt werden. Dies gilt insbesondere für Betreiber von Transportnetzen/vorgelagerten fremden Netzen. Hierfür müsste eine ausreichende rechtliche Legitimation geschaffen werden.
169.	Arbeitsgruppe „Power-to-Gas“, des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie		<p><u>Kommentar:</u> Status Gasnetz: Wer trägt die Kosten für Transportverluste, höhere Infrastrukturkosten für die Wasserstoffverträglichkeit? Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Sicherheit der Netze ab Einspeisestelle und wälzt damit auch die Kosten.</p>
170.	AUDI		<p><u>Kommentar:</u> EU-Abgasnormen: Die Autohersteller sind verpflichtet, die Einhaltung der limitierten Schadstoffemissionen ihrer Fahrzeuge auch über längere Laufleistungen zu gewährleisten (160.000 km). Bei CNG-Fahrzeugen führt ein erhöhter Wasserstoffanteil im Kraftstoff Erdgas zu höheren Verbrennungstemperaturen, was zum einen erhöhte NOx-Emissionen nach sich zieht und zum anderen die Schädigung abgasrelevanter Bauteile (Zylinder, Ventile, Turbolader, Katalysator, ...) nach sich ziehen kann. Diskussion dieses Sachverhalts und Integration in die Begründung für eine Sicherstellung der 2%-Wasserstoffgrenze an CNG-Tankstellen</p>

171.	dena		<p><u>Kommentar:</u> Generell fehlt dem Positionspapier eine Aussage zur europäischen Perspektive. Nicht an allen Grenzübergangspunkten Deutschlands besteht eine Importsituation. Im Falle des Exports von wasserstoffhaltigem Gas sind die Wasserstoffgrenzwerte bzw. jeweiligen Regelungen zur Gasbeschaffenheit der europäischen Nachbarländer zu beachten. Es wäre daher zudem notwendig, dass diesbezüglich eine Abstimmung mit den entsprechenden nationalen Behörden stattfindet, um die Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu schaffen. Zur Erläuterung: Wasserstoff wird, unabhängig von der Konzentration, beispielsweise entsprechend der nationalen Normen in Tschechien und Polen nicht als Begleitgas akzeptiert. Aufgrund des grenzüberschreitenden Gastransportes besteht hier ein mögliches Konfliktpotenzial. Angesichts des grundsätzlichen Charakters dieser Fragestellung sollte hier frühzeitig eine grundsätzliche Klärung durch die nationalen Regulierungsbehörden erfolgen.</p>
172.		3/2/1 bzw. 5a/3/1	<p><u>Kommentar:</u> Hinsichtlich der technischen Machbarkeit des Anschlusses einer Power to Gas Anlage sollte mit Hinblick auf die Netzkompatibilität und einen damit einhergehenden ausreichenden Durchmischungsgrad ein einheitlicher und verbindlicher Grenzwert für den maximalen Anteil von Wasserstoff im Gasnetz vorgegeben werden, welcher durch die Einspeisung einer Power to Gas Anlage nicht überschritten werden darf. Dieser Grenzwert sollte dergestalt sein, dass es bei Einhaltung dessen für keine Betriebsmittel oder Kundenanlagen im Netz zu einer Beeinträchtigung oder Gefährdung kommen kann, unabhängig davon, welche Betriebsmittel oder Kundenanlagen an das Netz angeschlossen sind. Ein allgemein gültiger Grenzwert ist deshalb wichtig, da der Netzbetreiber nicht zwangsläufig Kenntnis über alle an sein Netz angeschlossenen Kundenanlagen sowie deren Anforderungen hat.</p> <p>Bei Fehlen eines verbindlichen Grenzwerts ist es für den Netzbetreiber schwierig bis kaum möglich, bei der Prüfung des Netzanschlussbegehrens dieses aus technischen Gründen belegbar abzulehnen. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund wichtig, den Anlagenbetreiber vor „stranded investments“ zu schützen. Diese können eintreten, wenn ein Netzanschlussbegehren durch den Einspeisenetzbetreiber zwar genehmigt wird, die Einspeiseanlage anschließend jedoch wegen zu geringer Durchmischung des Gasnetzes nicht oder nur unzureichend betrieben werden kann.)</p>