



H2
VOR ORT

Leitfaden zur Abschätzung des H₂-
Bedarfs für Gasverteilnetzbetrei-
ber im Kontext der Marktabfrage
für den NEP 2022 des FNB Gas e.V.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
2	Struktur der Rückmeldung	4
2.1	Abgrenzung „voraussichtlicher Bedarf“ vs. „konkreter Bedarf“	4
2.2	Ausspeisezonenscharfe Meldung	5
3	Schritte zu einer strategiekompatiblen Abschätzung des „voraussichtlichen Bedarfs“	6
3.1	Detaillierungsstufe I.....	6
3.2	Detaillierungsstufe II.....	8
3.3	Detaillierungsstufe III.....	12
4	Glossar.....	14

1 Einleitung

Die FNB haben im NEP Gas 2020 erstmals Wasserstoff und andere Grüne Gase berücksichtigt. Die Modellierungen sollen im kommenden NEP Gas 2022 mit dem Start der erneuten Marktabfrage weitergeführt und ausgebaut werden. Zu diesem Zweck sollen die Verteilnetzbetreiber bis zum 16. April 2021 den sogenannten *konkreten* und sogenannten *voraussichtlichen* Bedarf an Wasserstoff an den zuständigen FNB in einem [Excel-Sheet](https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/) zurückmelden (https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2022/)

Der vorliegende Leitfaden soll dazu dienen, den deutschen Verteilnetzbetreibern (VNB) eine Richtschnur an die Hand zu geben, anhand derer sie auch ihren noch nicht durch konkrete Projekte gesicherten Bedarf für Wasserstoff in den Stützjahren 2032, 2040 und 2050 für den Netzentwicklungsplan Gas 2032 melden können, falls noch keine unternehmensinternen Wasserstoffprognosen vorgenommen wurden. Projekte, die grüne (Methan-) Gase in das FNB-Netz einspeisen, sind separat zu melden und werden von diesem Leitfaden nicht weiter behandelt.

Dieser Leitfaden baut auf der Dekarbonisierungsstrategie des Projekts H2vorOrt (www.h2vorort.de) auf, in dem 34 deutsche Verteilnetzbetreiber zusammen mit dem DVGW einen Transformationspfad für die deutschen Verteilnetze in die Klimaneutralität bis 2050 zeichnen. Im Kern sehen die Zielnetze dort für Wasserstoff sowohl Beimischungen bis 20 Vol.% als auch 100% Wasserstoffnetze vor. Die Gebrauchstauglichkeit der 20 Vol.%-Beimischung wurde bereits in mehreren Forschungsprojekten bestätigt. Der DVGW finalisiert gegenwärtig sein Regelwerk für 20 Vol.% H2-Beimischung und 100% H2-Netze.

Ein Großteil der Energieabnehmer in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Wärme sowie Stromerzeugung in Deutschland ist heute an die Gasverteilnetze angeschlossen. Damit sind die Gasverteilnetze elementarer Bestandteil der verlässlichen Versorgung und Rückgrat für den Wirtschaftsstandort Deutschland sowie für die privaten Haushalte. Gasverteilnetze bieten technisch und wirtschaftlich ideale Voraussetzungen, um klimaneutrale Gase aufzunehmen, zu speichern, zu transportieren und in alle Sektoren zu verteilen. Sie werden sich daher zur führenden Verteilinfrastruktur von Wasserstoff entwickeln.

Die im Folgenden gegebenen Hilfestellungen sollen zu einer belastbaren Abschätzung für den „voraussichtlichen Bedarf“ (vgl. Excel-Sheet des FNB Gas e.V.) führen.

Ihre Rückmeldung zählt!

Die Angabe des Wasserstoffbedarfs in VNB-Netzen ist von fundamentaler Bedeutung für die Transformation der Verteilnetze in die Klimaneutralität. Wir versuchen mit diesem Leitfaden, Ihnen hierzu Hilfestellungen zu liefern und möchten Sie bitten: Nehmen Sie sich die Zeit, und melden Sie an Ihre vorgelagerte FNB!

Die fristgerechte Meldung der Bedarfe an die FNB ist ein wichtiger Baustein, dass der Aufbau des Wasserstoff-Backbones gegenüber den gegenwärtigen ersten Planungen weiter beschleunigt werden kann. Ziel ist es, dass alle Regionen Deutschlands frühzeitig Zugang zu klimaneutralem Wasserstoff in den benötigten Mengen haben sollen und es dadurch möglich ist, dass Deutschland seine Klimaziele erreicht!

2 Struktur der Rückmeldung

2.1 Abgrenzung „voraussichtlicher Bedarf“ vs. „konkreter Bedarf“

Der „konkrete“ und der „voraussichtliche“ Bedarf in der Abfrage des FNB Gas e.V. unterscheiden sich darin, wie nah ein Bedarf an einer Umsetzung als Projekt ist. Hierbei wird allgemein ein Memorandum of Understanding (MoU)¹ oder Äquivalentes zwischen dem VNB und dem H2-Projektträger als Minimalvoraussetzung für einen konkreten Bedarf gesehen, da ein entsprechendes MoU der FNB vom VNB verlangt werden wird². Dem-entsprechend sind MoUs zwischen dem VNB mit seinem vorgelagerten Netzbetreiber/FNB abzuschließen. Die Frist für das Vorliegen eines MoUs beim FNB ist der 1. Oktober 2021. Im Rahmen dieses Leitfadens unterscheiden wir vier Härtegrade was die Angabe des zukünftigen Wasserstoffbedarfs angeht:

- **Härtegrad 1**
Eine durchschnittliche Beimischung von mindestens 20 Vol.% Wasserstoff (~7% energetisch) in 2032. Dies bedeutet nicht notwendigerweise flächendeckend 20 Vol.%, sondern kann auch durch Netzabschnitte mit 100% und Netzabschnitte mit geringerer Beimischung realisiert werden. Analog höhere Anteile für 2040 und 2050 (siehe Kapitel 3).
- **Härtegrad 2**
Analysen der eigenen RLM-Kunden hinsichtlich Industrie- und Gewerbe und Vorhandensein von Kraft-Wärme-Kopplung. Abschätzung des Wasserstoffbedarfs mittels Schlüssel aus Kapitel 3.
- **Härtegrad 3**
Unternehmen, die gegenüber dem VNB potenziellen Wasserstoffbedarf über das Netz kommuniziert haben, der jedoch noch nicht so konkret ist, dass hierzu ein Memorandum of Understanding (MoU) mit dem FNB unterzeichnet werden könnte.
- **Härtegrad 4**
Wasserstoffbedarfe von Unternehmen, die gegenüber dem VNB diesen so konkret geäußert haben, dass hierzu bis **zum 1. Oktober 2021** ein MoU zwischen dem VNB und dem FNB unterzeichnet wird. IPCEI-Projekte fallen generell unter diese Kategorie.

Im Rahmen der Marktpartnerabfrage stellen die Härtegrade 1-3 also den sog. „voraussichtlichen Bedarf“ dar, der Härtegrad 4 den sog. „konkreten Bedarf“.

Bitte so konkret wie möglich!

Je konkreter und belastbarer die Bedarfsmeldungen begründet werden können, desto eher können sie in die Planungen einfließen. Daher ist es von höchster Wichtigkeit, möglichst viele der im eigenen Netz vorhandenen Bedarfe als konkreten Bedarf (Härtegrad 4) zu melden. Bedenken Sie: Sie haben für die MoUs noch bis zum 01.10.2021 Zeit!

¹ Siehe Glossar.

² Ein freiwilliger Verzicht des VNB auf ein MoU mit dem H2-Projektträger oder ein Nichtzustandekommen eines MoU zwischen diesen führt nicht dazu, dass der FNB seinerseits auf den Abschluss eines MoU mit dem VNB verzichtet.

2.2 Ausspeisezonenscharfe Meldung

Es gilt folgende grundsätzliche Regelung:

- Der voraussichtliche Bedarf ist jeweils ausspeisezonenscharf anzugeben, d.h. ein Excelformular pro „Ausspeisezone“.
- Der konkrete Bedarf ist projektscharf anzugeben, also ein Excelformular pro Projekt.

Hierbei gelten für den voraussichtlichen Bedarf weniger Pflichtfelder des Formulars. Details hierzu im Reiter „Anleitung“ der überarbeiteten Version der Exceldatei („Marktabfrage 2022 für Wasserstoff und andere Grüngasprojekte“).

Hinweis zum „konkreten Bedarf“

Hilfe zur Rückmeldung Ihres „konkreten Bedarfs“ (Härtegrad 4) erhalten Sie in der Ausfüllhilfe, die in der überarbeiteten Version der Marktabfrage unter „Anleitung“ zu finden ist.

Hinweis zu nachgelagerten Netzbetreibern

Die Angaben nachgelagerter Netzbetreiber sind grundsätzlich zu konsolidieren. Bitte bedenken Sie dies bei Ihrer Zeitplanung und gehen Sie dementsprechend frühzeitig in die Kommunikation!

Die Deadline zur Berücksichtigung Ihrer Rückmeldung ist der 16. April.

Beispiel

Die Regionalversorgung Musterstadt GmbH & CO KG versorgt Musterstadt und die umgebenden Landkreise. Hierbei hat sie 15 Netzkopplungspunkte mit ihrem FNB Mustertrans in 4 Ausspeisezonen (A-D). Die Gesamtausspeisung pro Jahr beträgt 5.000.000 MWh.

Die RV Musterstadt hat mit vier großen Kunden über das Thema Wasserstoff etwas intensiver gesprochen:

1. Die Musterstahl AG, ein Stahlwerk in Ausspeisezone A (400.000 MWh/a)
2. Die Musterchemie AG, ein Chemieunternehmen in Ausspeisezone C (50.000 MWh/a)
3. Die Musterpapier GmbH, eine Papierfabrik in Ausspeisezone A (200.000 MWh/a)
4. Die Musterfutter GmbH & Co KG, eine Futtertrocknungsanlage in Ausspeisezone B (30.000 MWh/a)

Zu 1. liegt ein MoU vor, zu 2. wird es voraussichtlich vor dem 1.10.21 abgeschlossen.

Damit muss die RV Musterstadt folgende Exceldateien an Mustertrans übermitteln:

- Je ein Excelformular für den konkreten Bedarf aus 1. und 2.
- Je ein Excelformular für den voraussichtlichen Bedarf aus den 4 Ausspeisezonen A-D.

RV Musterstadt muss insgesamt 6 Formulare einreichen.

3 Schritte zu einer strategiekompatiblen Abschätzung des „voraussichtlichen Bedarfs“

Die hier beschriebene Abschätzungsmethodik zur Ermittlung des „voraussichtlichen Bedarfs“ basiert auf 3 aufeinander aufbauenden Detaillierungsstufen. Falls Sie nur begrenzte zeitliche Ressourcen auf dieses Thema verwenden können und so nur Detaillierungsstufe I oder II erreichen, möchten wir Sie trotzdem ausdrücklich dazu ermuntern, mit diesen Schätzungen in die Rückmeldung zu gehen.

Folgende Hypothesen liegen zugrunde:

1. Die Gasnetze werden bis 2050 klimaneutral.
2. Die Mengenbasis für die Abschätzung bleibt weitgehend konstant und wird zunehmend klimaneutral:
 - a. Der Mengenbedarf des heutigen Gasmarkts wird sich durch Effizienzgewinne verringern.
 - b. Der Mengenbedarf an Gasen durch neue Kunden in allen Sektoren, die heute beispielsweise mit Mineralöl (35,3% des Primärenergieverbrauchs in 2019) und Kohle (17,7%) versorgt werden, gleicht diesen Rückgang häufig aus.
 - c. Sollten Ihnen eigene Prognosen zur Entwicklung des Gasabsatzes in Ihren Netzgebieten vorliegen, sind die Wasserstoffbedarfe auf diese Grundmengen zu beziehen.
3. Der Leistungsbedarf ist VNB-individuell zu betrachten.
4. Klimaneutrale Gase werden zu sehr großen Teilen Wasserstoff oder methanisierter Wasserstoff sein, da biologische Potenziale begrenzt sind.

3.1 Detaillierungsstufe I

Dies ist das einfachste Level und basiert auf Härtegraden 1 und 3.

Hinweis: Für die Jahre 2022-2031 müssen für den voraussichtlichen Bedarf nicht befüllt werden.

2032	<ol style="list-style-type: none"> 1. Setzen Sie für 2032 mindestens 7% energetisch (entspricht 20 Vol.%) Ihrer Menge in MWh als Wasserstoffbedarf.³ 2. Addieren Sie Ihre Bedarfe aus Härtegrad 3.⁴ 3. Als Leistung in der Beimischung können sie die heutige Vorhalteleistung entsprechend anteilig ansetzen. 4. Für 100% Wasserstoff-Abschnitte orientieren sie sich an Ihren RLM/SLP-Daten bzw. schätzen Sie den Bedarf von Neukunden ab.
2040	<ol style="list-style-type: none"> 1. Analog, setzen Sie jedoch 50% energetisch an. Hinweis: in 2040 beziehen sich die Angaben auf H2 und SNG, siehe Vorschlag Erläuterungstext. 2. Addieren Sie Ihre Bedarfe aus Härtegrad 3, sofern Sie diesen nicht unter den 50% aus 1. sehen.⁵

³ Hier ist wichtig – es geht um 20 Vol.% im Durchschnitt. Das bedeutet nicht zwangsweise, dass Sie 2032 durchgehend 20% beigemischt haben. Evtl. haben Sie auch ein kleineres 100% Netz in dem ein wichtiger Industriekunde liegt und andere Netzabschnitte die noch keinen Wasserstoff erhalten. Der DVGW sieht mit Ausnahme weniger sensibler Verbraucher die Umsetzung der 20 Vol.-%-Beimischung als unproblematisch an. Ggf. methanisieren Sie den Wasserstoff auch vor Ort mit z.B. grünem CO₂ aus einer Biogasanlage.

⁴ An dieser Stelle müssen Sie überlegen, ob sie diese Bedarfe zu 100% zusätzlich sehen, oder aufgrund der 20 Vol.-% Beimischung (=7% energetisch) nur 93% der Energiemenge ansetzen.

⁵ Auch hier sollten Sie sich überlegen, inwiefern Sie diese voll oder nur mit 50% ansetzen wollen.

2050	<p>1. Analog, wir schlagen hier 90% energetisch vor. Die restlichen 10% klimaneutrale Gase stammen aus biogenen oder dezentralen Potenzialen. Passen Sie dieses Verhältnis ggf. Ihren Gegebenheiten vor Ort an. Hinweis: In 2050 beziehen sich die Angaben ebenso auf H2 und SNG, siehe Vorschlag Erläuterungstext.</p>
<p>Vorschlag Erläuterungstext („Ausführliche Projektbeschreibung“)⁶:</p> <p>Mit dem Ziel, dass Deutschland bis 2050 klimaneutral wird, geht auch das Ziel der Klimaneutralität der Gasversorgung einher. Dies geschieht über die Substitution mit klimaneutralen Gasen – zum einen Biomethan, zum anderen Wasserstoff aus Elektrolyse oder anderen klimaneutralen Prozessen oder dessen klimaneutral methanisierte Form (SNG). Eingedenk dieses ambitionierten Ziels sehen wir für 2032 als absolutes Minimum einen volumetrischen Bezug von 20% Wasserstoff über das Fernleitungsnetz in unser Gasverteilnetz, also XXX MWh. Dies entspricht ca. 7% THG-Minderung. Dieser, in Reinform bezogene Wasserstoff wird entweder beigemischt oder zum Aufbau erster kleinerer 100% H2-Teilnetze verwendet. Hinzu kommen zusätzliche Bedarfe, die an uns bereits durch RLM-Kunden unverbindlich angekündigt wurden. Sie betragen XXX MWh.</p> <p>In 2040 haben wir einen energetischen Bedarf von 50% klimaneutralem H2 und SNG im Bezug durch das Fernleitungsnetz, bei unvermindertem Energiebezug. Dies entspricht XXX MWh. Hierbei werden Mengeneinbußen durch Effizienzgewinne im heutigen Gassektor durch Substitution anderer fossiler Brennstoffe kompensiert. Die Verteilung von H2 und SNG ist hierbei von der Entwicklung der globalen Angebotslage abhängig. Wir gehen aus Wirkungsgradgründen jedoch davon aus, dass dieser Bezug überwiegend H2 sein wird.</p> <p>In 2050 haben wir einen energetischen Bedarf von 90% [unternehmensindividuell anzupassen] klimaneutralem H2 und SNG. Dies entspricht XXX MWh. Auch hier sehen wir aus obigen Gründen vorrangig H2. Die verbleibenden 10% [unternehmensindividuell anzupassen] zur Klimaneutralität werden biogen und/oder dezentral erzeugt.</p> <p>[Erwähnen Sie an dieser Stelle konkrete Unternehmensbeschlüsse bzgl. des Erreichens der Klimaneutralität, wie z.B. aus den Commitments von H2vorOrt]</p>	

Beispiel

Die Regionalversorgung Musterstadt GmbH & CO KG

Ausspeisezone A: 1.700.000 MWh; Biogas/dezentral in 2050: 8%
Ausspeisezone B: 1.300.000 MWh; Biogas/dezentral in 2050: 15%
Ausspeisezone C: 1.200.000 MWh; Biogas/dezentral in 2050: 5%
Ausspeisezone D: 800.000 MWh; Biogas/dezentral in 2050: 9%

Ausspeisezone A:

- 2032: $(\text{Menge} - \text{Musterstahl AG}) * 7\% + 93\% * \text{Musterpapier AG} = (1.700.000 \text{ MWh} - 400.000 \text{ MWh}) * 7\% + 93\% * 200.000 \text{ MWh} = 277.000 \text{ MWh}$
- 2040: $(\text{Menge} - \text{Musterstahl AG}) * 50\% + 50\% * \text{Musterpapier AG} = (1.700.000 \text{ MWh} - 400.000 \text{ MWh}) * 50\% + 50\% * 200.000 \text{ MWh} = 750.000 \text{ MWh}$
- 2050: $(\text{Menge}) * 92\% = 1.564.000 \text{ MWh}$

Ausspeisezone B:

- 2032: $\text{Menge} * 7\% + 93\% * \text{Musterfutter GmbH \& Co. KG} = 1.300.000 \text{ MWh} * 7\% + 93\% * 30.000 \text{ MWh} = 118.900 \text{ MWh}$
- 2040: $\text{Menge} * 50\% = 650.000 \text{ MWh}$
- 2050: $\text{Menge} * 85\% = 1.105.000 \text{ MWh}$

⁶ An allen Stellen bitte die „gelb“ markierten Felder / Werte durch eigene Werte/ Textpassagen ersetzen.

⁷ Die verbleibenden 7% sind bereits im ersten Term der Summe enthalten.

⁸ Die verbleibenden 50% sind bereits im ersten Term der Summe enthalten.

Ausspeisezone C:

- 2032: (Menge – Musterchemie AG) * 7% =
(1.200.000 MWh – 50.000 MWh) * 7% = 80.500 MWh
- 2040: (Menge – Musterchemie AG) * 50% =
(1.200.000 MWh – 50.000 MWh) * 50% = 575.000 MWh
- 2050: Menge * 95% =
(1.200.000 MWh) * 95% = 1.140.000 MWh

Ausspeisezone D:

- 2032: Menge * 7% = 800.000 MWh * 7% = 56.000 MWh
- 2040: Menge * 50% = 800.000 MWh * 50% = 400.000 MWh
- 2050: Menge * 91% = 800.000 MWh * 91% = 728.000 MWh

Die RV Musterstadt berechnet hierbei Ihre Leistungsangaben auf Basis bestehender RLM/SLP-Profile und schätzt Neukunden (Substitution Öl/Kohle) ab.

Beispiel Erläuterungstext Ausspeisezone A:

Mit dem Ziel, dass Deutschland bis 2050 klimaneutral wird, geht auch das Ziel der Klimaneutralität der Gasversorgung einher. Dies geschieht über die Substitution mit klimaneutralen Gasen – zum einen Biomethan, zum anderen Wasserstoff aus Elektrolyse oder anderen klimaneutralen Prozessen oder dessen klimaneutral methanisierte Form (SNG). Eingedenk dieses ambitionierten Ziels sehen wir für 2032 als absolutes Minimum einen volumetrischen Bezug von 20% Wasserstoff über das Fernleitungsnetz in unser Gasverteilnetz, also **91.000 MWh**. Dies entspricht ca. 7% THG-Minderung. Dieser, in Reinform bezogene Wasserstoff wird entweder beigemischt oder zum Aufbau erster kleinerer 100% H₂-Teilnetze verwendet. Hinzu kommen zusätzliche Bedarfe, die an uns bereits durch RLM-Kunden unverbindlich angekündigt wurden. Sie betragen **186.000 MWh** und führen somit zu einem Gesamtbedarf von **277.000 MWh**.

In 2040 haben wir einen energetischen Bedarf von 50% klimaneutralem H₂ und SNG im Bezug durch das Fernleitungsnetz, bei unvermindertem Energiebezug. Dies entspricht **750.000 MWh**. Hierbei werden Mengeneinbußen durch Effizienzgewinne im heutigen Gassektor durch Substitution anderer fossiler Brennstoffe kompensiert. Die Verteilung von H₂ und SNG ist hierbei von der Entwicklung der globalen Angebotslage abhängig. Wir gehen aus Wirkungsgradgründen jedoch davon aus, dass dieser Bezug überwiegend H₂ sein wird.

In 2050 haben wir einen energetischen Bedarf von **92%** klimaneutralem H₂ und SNG. Dies entspricht **1.564.000 MWh**. Auch hier sehen wir aus obigen Gründen vorrangig H₂. Die verbleibenden **8%** zur Klimaneutralität werden biogen und/oder dezentral erzeugt.

Als Partnerunternehmen von H₂vorOrt hat sich die Regionalversorgung Musterstadt das Commitment abgegeben, spätestens ab 2050 die Versorgung mit klimaneutralen Gasen sicherzustellen und sich ab sofort auf den Weg dorthin zu begeben. Diese Commitments wurden vom Aufsichtsrat als strategische Ziele bekräftigt.

3.2 Detaillierungsstufe II

2032	In Detaillierungsstufe II wird zusätzlich der Härtegrad 2 betrachtet. Hierzu betrachten Sie bitte Ihre RLM-Kunden nach Ausspeisezone und eruierten Sie, welche dieser Kunden in 2032 – ein entsprechender Rechtsrahmen vorausgesetzt – auf 100% H ₂ umstellen könnten. ⁹
-------------	--

⁹ Natürlich können Sie mit einzelnen Großindustriekunden auch individuelle Mischverhältnisse über 20% vereinbaren.

	<p>Hierzu gehören insbesondere: Stahlindustrie, Heizkraftwerke¹⁰ (Fernwärme), Chemieindustrie (je nach Produkt), Hochtemperatur, Raffinerien und Kunden mit bereits heute bestehendem H₂-Verbrauch.</p> <p>Hinzu kommen die größeren KWK-Anlagen ihrer RLM-Kunden, die auf 100% umstellbar wären. Bei Vorhandensein einer KWK-Anlage unterstellen wir daher folgendes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • „alte“ KWK-Anlage¹¹: 20% • „neue“ KWK-Anlage (bis zu 5 Jahre): 100% <p>Soweit möglich, weisen Sie den KWK-Bedarf 20% bzw. 100% separat aus. Der 100% Bedarf ist zusätzlich, der 20% Bedarf unterstreicht die Annahme aus Härtegrad 1.</p> <p>Hinzu kommt das Potenzial, dass Sie in Ihrem Netzgebiet für H₂-Tankstellen an berohrter Straße sehen (hier kann ggf. die H₂-Strategie ihres Bundeslands weiterhelfen).</p> <p><u>Hinweis</u>: Falls dies für Sie zu umfangreich ist, betrachten Sie einfach nur die RLM-Kunden oberhalb einer gewissen Abnahmemenge.</p>
2040	Analog zu Detaillierungsstufe I (s.o.). Falls sich durch die Betrachtung der Industriezweige höhere Bedarfe als 50% energetisch ergeben, berücksichtigen Sie dies bitte entsprechend.
2050	Analog zu Detaillierungsstufe I (s.o.)
<p>Vorschlag Erläuterungstext („Ausführliche Projektbeschreibung“):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Text wie bei Detaillierungsstufe I, plus zusätzlich: • Hiervon sind XXX MWh Bedarf von KWK-Anlagen (100% H₂: XXX MWh, 20% H₂: XXX MWh). • Klar ist – wollen wir die Klimaneutralität bis 2050 schaffen, so muss der rechtlich-wirtschaftliche Rahmen hierfür zeitnah gesetzt sein. Wenn wir diesen unterstellen, haben wir basierend auf den Industriebetrieben in unserem Netzgebiet einem zusätzlichen Bedarf von XXX MWh in 2032. Zusätzlich ergeben sich XXX MWh aus auf 100% umgestellter KWK und XXX MWh aus H₂-Mobilität. 	

KWK und europäische Gesetzgebung

Die Dekarbonisierung der KWK ist wie alle anderen Sektoren von den Klimazielen 2030 und 2050 berührt. Das bedeutet, dass für alle Anlagen ein Pfad zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes erarbeitet werden muss.

Je nach Größe der Anlagen fallen sie entweder unter den ETS Emissionshandel oder in den Non-ETS Sektor. Nachdem die Ziele für 2030 von -40 % auf mindestens – 55 % angepasst wurden, werden auch die Reduktionspfade für ETS und non-ETS verstärkt.

Zusätzlich werden in Europa im Rahmen der sog. „Sustainable Finance“ Regeln erarbeitet, die für die Nachhaltigkeit von Prozessen und Produkten zukünftig gelten. Diese Gesetzgebung befindet sich in der finalen Phase. Besonderes Augenmerk gilt hier der „Taxonomie“, in der konkrete CO₂-Grenzwerte vorgegeben werden. Diese Grenzwerte wurden im Winter 20/21 konsultiert, die endgültige Entscheidung darüber steht in Kürze an.

¹⁰ Bestandsanlagen mit Gasmotoren und Gasturbinen sowie GuD-Anlagen können mittelfristig mit bis zu 20 Vol.-% H₂ betrieben werden. Eine Umrüstung für den Betrieb mit bis zu 100% H₂ ist im Rahmen der Grundrevision möglich. Schon heute sind am Markt für den Neubau von Heizkraftwerken Anlagenkonzepte verfügbar, die mit 100% H₂ betrieben werden können. Neben den konventionellen Kraftwerkstypen sind insbesondere Brennstoffzellen-Systeme für den Betrieb mit H₂ geeignet und werden zunehmend am Markt – auch in großen Leistungsklassen – angeboten.

¹¹ Ältere KWK-Anlagen können im Rahmen einer Überholung ggf. 100%-H₂-tauglich gemacht werden.

Die Auswirkung dieser Regeln wird besonders für KWK Anlagen sehr herausfordernd, da Fördermittelregeln mittelfristig damit verbunden werden. Außerdem sind die Regeln additiv zur ETS Gesetzgebung zu sehen.

Die Grenzwerte unterscheiden vereinfacht zwischen den Übergangsaktivitäten und dem Endzustand und zwischen a) Klimaschutzmaßnahmen und b) Maßnahmen zur Anpassung an den Klimawandel. Prinzipiell ist der Zielwert immer 100 g CO₂/kWh Energieinput. Das ist weder mit Erdgas noch mit den meisten Biogasen allein erreichbar und begründet so einen hohen Wasserstoffbedarf.

Für die Übergangsaktivitäten wurden z.B. vom BDEW ein Wert von 200g CO_{2,eq.} per 1 kWh Energieinput life-cycle Emissionen im Durchschnitt über die Lebensdauer vorgeschlagen, um vor allem den Wechsel von Kohle zu Gas nicht auszubremsen und den Ersatz von älteren Anlagen zu ermöglichen. Ohne die Grenzwerte für Übergangsaktivitäten müsste jede neue Anlage 100 g CO₂ erreichen.

In jedem Fall werden alle Anlagen in der Zukunft einen großen Bedarf an CO₂-freien und CO₂-armen Gasen haben- insbesondere Wasserstoff. Angesichts dieser Entwicklungen ist der Bedarf von KWK-Anlagen deutschlandweit in Planungsprozessen dringend zu berücksichtigen.

Beispiel

Aufgrund lokaler und landesweiter H₂-Strategien werden im Netzgebiet der RV Musterstadt bis 2032 zumindest 12 H₂-Tankstellen gesehen. Im Zuge dieser Abschätzung werden sie gleichmäßig auf die Ausspeisezonen verteilt, d.h. pro Ausspeisezone 3 Tankstellen, unter der Annahme von 5.000 MWh pro Tankstelle pro Jahr.

Ausspeisezone A:

100%: Hier kommen durch zwei Heizkraftwerke 100.000 MWh und durch 3 RLM-Kunden mit recht neuer KWK 90.000 MWh hinzu. Die Fa. Musterpapier (Härtegrad 3, 200.000 MWh) verbraucht das Gas ebenso über eine KWK-Anlage.

20%: Weitere 6 KWK Anlagen sind älteren Baujahrs mit einem Bezug von 180.000 MWh (d.h. 12.600 MWh H₂).

Gesamtbedarf H₂ in KWK: 90.000 MWh + 200.000 MWh + 12.600 MWh = 302.600 MWh

- 2032 = DS1¹² + HKW + neueKWK + H₂Tankstellen =
277.000 MWh + 100.000 MWh + 90.000 MWh + 15.000 MWh = 482.000 MWh
- 2040 = DS1 + 50¹³% HKW = 750.000 MWh + 50.000 MWh = 800.000 MWh
- 2050 = DS1 = 1.564.000 MWh

Ausspeisezone B:

100%: Hier ist ein Chemiebetrieb mit 40.000 MWh am Netz. 1 RLM-Kunde hat zudem eine recht neue KWK mit 30.000 MWh.

20%: 4 weitere haben ältere KWK am Netz mit 120.000 MWh (d.h. 8.400 MWh H₂).

Gesamtbedarf H₂ in KWK: 30.000 MWh + 8.400 MWh = 38.400 MWh

- 2032 = DS1 + Chem +neueKWK + H₂Tankstellen =
118.900 MWh + 40.000 MWh + 30.000 MWh + 15.000 MWh = 203.900 MWh
- 2040 = DS1 + 50% Chem = 650.000 MWh + 20.000 MWh = 670.000 MWh
- 2050 = DS1 = 1.105.000 MWh

¹² Enthält KWK der Musterpapier AG bereits.

¹³ Hier wird das HKW nur mit 50% angesetzt, da die verbleibenden 50% bereits im Wert von Detaillierungsstufe I berücksichtigt sind.

Ausspeisezone C:

100%: Hier ist ein Industriekunde mit Hochtemperaturprozess am Netz mit 40.000 MWh.

20%: 2 Kunden haben ältere KWK mit 60.000 MWh (d.h. 4.200 MWh H₂).

Gesamtbedarf H₂ in KWK: 4.200 MWh

- 2032 = DS1 + HT + H2Tankstellen =
80.500 MWh + 40.000 MWh + 15.000 MWh = 135.500 MWh
- 2040 = DS1 + 50% HT = 575.000 MWh + 20.000 MWh = 595.000 MWh
- 2050 = DS1 = 1.140.000 MWh

Ausspeisezone D:

20%: 4 KWK-Anlagen sind älter mit 120.000 MWh (d.h. 8.400 MWh H₂).

Gesamtbedarf H₂ in KWK: 8.400 MWh

- 2032 = DS1 + H2Tankstellen = 56.000 MWh + 15.000 MWh = 71.000 MWh
- 2040 = DS1 = 400.000 MWh
- 2050 = DS1 = 728.000 MWh

Beispiel Erläuterungstext Ausspeisezone A:

Mit dem Ziel, dass Deutschland bis 2050 klimaneutral wird, geht auch das Ziel der Klimaneutralität der Gasversorgung einher. Dies geschieht über die Substitution mit klimaneutralen Gasen – zum einen Biomethan, zum anderen Wasserstoff aus Elektrolyse oder anderen klimaneutralen Prozessen oder dessen klimaneutral methanisierte Form (SNG). Eingedenk dieses ambitionierten Ziels sehen wir für 2032 als absolutes Minimum einen volumetrischen Bezug von 20% Wasserstoff über das Fernleitungsnetz in unser Gasverteilnetz, also **91.000 MWh**. Dies entspricht ca. 7% THG-Minderung. Dieser, in Reinform bezogene Wasserstoff wird entweder beigemischt oder zum Aufbau erster kleinerer 100% H₂-Teilnetze verwendet. Hinzu kommen zusätzliche Bedarfe, die an uns bereits durch RLM-Kunden unverbindlich angekündigt wurden. Sie betragen **186.000 MWh** und führen somit zu einem Gesamtbedarf von **277.000 MWh**. Klar ist – wollen wir die Klimaneutralität bis 2050 schaffen, so muss der rechtlich-wirtschaftliche Rahmen hierfür zeitnah gesetzt sein. Wenn wir diesen unterstellen, haben wir basierend auf den Industriebetrieben in unserem Netzgebiet einen zusätzlichen Bedarf von **100.000 MWh** in 2032. Zusätzlich ergeben sich **90.000 MWh** aus auf 100% umgestellter KWK und **15.000 MWh** aus H₂-Mobilität.

Dies führt zu einem Gesamtbedarf von **482.000 MWh** in 2032.

Hiervon sind 302.600 MWh Bedarf von KWK-Anlagen (100% H₂: 290.000 MWh, 20% H₂: 12.600 MWh)

In 2040 haben wir einen energetischen Bedarf von 50% klimaneutralem H₂ und SNG im Bezug durch das Fernleitungsnetz, bei unvermindertem Energiebezug. Dies entspricht **750.000 MWh**. Hierbei werden Mengeneinbußen durch Effizienzgewinne im heutigen Gassektor durch Substitution anderer fossiler Brennstoffe kompensiert. Die Verteilung von H₂ und SNG ist hierbei von der Entwicklung der globalen Angebotslage abhängig. Wir gehen aus Wirkungsgradgründen jedoch davon aus, dass dieser Bezug überwiegend H₂ sein wird.

In 2050 haben wir einen energetischen Bedarf von **92%** klimaneutralem H₂ und SNG. Dies entspricht **1.564.000 MWh**. Auch hier sehen wir aus obigen Gründen vorrangig H₂. Die verbleibenden **8%** zur Klimaneutralität werden biogen und/oder dezentral erzeugt.

Als Partnerunternehmen von H₂vorOrt hat sich die Regionalversorgung Musterstadt das Commitment abgegeben, spätestens ab 2050 die Versorgung mit klimaneutralen Gasen sicherzustellen und sich ab sofort auf den Weg dorthin zu begeben. Diese Commitments wurden vom Aufsichtsrat als strategische Ziele bekräftigt.

3.3 Detaillierungsstufe III

2032	In der Detaillierungsstufe III beziehen Sie netztopologische Aspekte mit ein, um die Abschätzung weiter zu erhärten. Dies kann auch bedeuten, dass einzelne RLM-Kunden für 2032 nicht realistisch mit 100% H2 versorgt werden können, da sie an einem „hinteren Ende“ des Netzes hängen. Diese Analyse ist stark firmenindividuell.
2040	Analog zu Detaillierungsstufe I (s.o.).
2050	Analog zu Detaillierungsstufe I (s.o.).
<p>Vorschlag Erläuterungstext („Ausführliche Projektbeschreibung“):</p> <ul style="list-style-type: none"> Text wie bei Detaillierungsstufe II, plus zusätzlich: <i>[Klar ist – wollen wir die Klimaneutralität bis 2050 schaffen, so muss der rechtlich-wirtschaftliche Rahmen hierfür zeitnah gesetzt sein. Wenn wir diesen unterstellen, haben wir basierend auf den Industriebetrieben in unserem Netzgebiet einem zusätzlichen Bedarf von XXX MWh in 2032. Zusätzlich ergeben sich XXX MWh aus auf 100% umgestellter KWK und XXX MWh aus H₂-Mobilität.]</i> Dieser Bedarf wurde auch detailliert mit einer netztopologischen Analyse geprüft. 	

Beispiel

Bei genauerer netztopologischer Betrachtung ergeben sich folgende Veränderungen zu Detaillierungsstufe II:

Ausspeisezone A:

Stahlwerk und Papierfabrik liegen vergleichsweise nahe in einem überschaubaren, sektionierbaren Teilnetz in Backbonenähe zusammen mit einem Heizkraftwerk samt Fernwärmeversorgung. Zwei der neuen KWK-Anlagen liegen ebenso in diesem Gebiet. Hierbei handelt es sich um einen idealen Kandidaten für ein erstes 100% H₂-Netz. Es macht ca. 15% der Ausspeisezone aus. Die anderen Kunden in diesem 100% Teilnetz, also 15% der Restkunden, müssen also ebenso auf 100% H₂ umgestellt werden. Eine KWK Anlage liegt außerhalb dieser Zone und wird daher nur mit 7% H₂ versorgt.

- 2032 = DS2 + Restkunden100%Teilnetz¹⁴ - 93¹⁵%*eineKWK= 482.000 MWh + 10.500 MWh - 27.900 MWh = 464.600 MWh
- 2040, 2050 jeweils DS2

Ausspeisezone B:

Der Chemiebetrieb befindet sich eher am Rande des Netzes und wird bis 2032 nicht mit 100% H₂ erreichbar sein. Der Betrieb kann nur mit 100% H₂ oder 100% CH₄ umgehen, daher muss er zunächst auf CH₄ verbleiben. Die Ausspeisezone kann jedoch mit überschaubaren Baumaßnahmen sektioniert werden (33% des Netzes verbleibt somit zunächst auf CH₄). Die Musterfutter GmbH & Co KG sowie die neue KWK liegen in der anderen Sektion. Daher muss der

¹⁴ = 15% * 7% * Bereinigte Menge = 10.395 MWh ~ 10.500 MWh

Bereinigte Menge = 1.700 GWh Gesamtmenge – 400 GWh Musterstahl AG – 200 GWh Musterpapier AG – 50 GWh HKW – 60 GWh KWK = 990 GWh;

¹⁵ Die verbleibenden 7% sind wiederum in Härtegrad 2 erfasst (Teil von DS I und damit DS II)

Beimischungsbedarf (7%) für 33% der um Musterfutter bereinigten Menge reduziert werden.

- 2032 = DS2 – Chemiebetrieb – 33%*(Härtegrad 1 ohne den Anteil Musterfutter) = 203.900 MWh – 40.000 MWh – 33% * 7%* (1.300.000 MWh – 30.000 MWh) = 134.600 MWh
- 2040, 2050 jeweils DS2

Ausspeisezone C+D: unverändert wie DS2

Beispiel Erläuterungstext Ausspeisezone A:

Mit dem Ziel, dass Deutschland bis 2050 klimaneutral wird, geht auch das Ziel der Klimaneutralität der Gasversorgung einher. Dies geschieht über die Substitution mit klimaneutralen Gasen – zum einen Biomethan, zum anderen Wasserstoff aus Elektrolyse oder anderen klimaneutralen Prozessen oder dessen klimaneutral methanisierte Form (SNG). Eingedenk dieses ambitionierten Ziels sehen wir für 2032 als absolutes Minimum einen volumetrischen Bezug von 20% Wasserstoff über das Fernleitungsnetz in unser Gasverteilnetz, also **91.000 MWh**. Dies entspricht ca. 7% THG-Minderung. Dieser, in Reinform bezogene Wasserstoff wird entweder beigemischt oder zum Aufbau erster kleinerer 100% H₂-Teilnetze verwendet. Hinzu kommen zusätzliche Bedarfe, die an uns bereits durch RLM-Kunden unverbindlich angekündigt wurden. Sie betragen **186.000 MWh** und führen somit zu einem Gesamtbedarf von **277.000 MWh**. Klar ist – wollen wir die Klimaneutralität bis 2050 schaffen, so muss der rechtlich-wirtschaftliche Rahmen hierfür zeitnah gesetzt sein. Wenn wir diesen unterstellen, haben wir basierend auf den Industriebetrieben in unserem Netzgebiet einen zusätzlichen Bedarf von **100.000 MWh** in 2032. Zusätzlich ergeben sich **60.000 MWh** aus auf 100% umgestellter KWK und **15.000 MWh** aus H₂-Mobilität. Weitere **10.500 MWh** ergeben sich durch die Umstellung zu einem auf 100% H₂ umgestellten Teilnetz. Dies führt zu einem Gesamtbedarf von **464.600 MWh** in 2032. Hiervon sind 272.600 MWh Bedarf von KWK-Anlagen (100% H₂: 260.000 MWh, 20% H₂: 12.600 MWh). Dieser Bedarf für 2032 wurde auch detailliert mit einer netztopologischen Analyse geprüft.

In 2040 haben wir einen energetischen Bedarf von 50% klimaneutralem H₂ und SNG im Bezug durch das Fernleitungsnetz, bei unvermindertem Energiebezug. Dies entspricht **750.000 MWh**. Hierbei werden Mengeneinbußen durch Effizienzgewinne im heutigen Gassektor durch Substitution anderer fossiler Brennstoffe kompensiert. Die Verteilung von H₂ und SNG ist hierbei von der Entwicklung der globalen Angebotslage abhängig. Wir gehen aus Wirkungsgradgründen jedoch davon aus, dass dieser Bezug überwiegend H₂ sein wird.

In 2050 haben wir einen energetischen Bedarf von **92%** klimaneutralem H₂ und SNG. Dies entspricht **1.564.000 MWh**. Auch hier sehen wir aus obigen Gründen vorrangig H₂. Die verbleibenden **8%** zur Klimaneutralität werden biogen und/oder dezentral erzeugt.

Als Partnerunternehmen von H₂vorOrt hat sich die Regionalversorgung Musterstadt das Commitment abgegeben, spätestens ab 2050 die Versorgung mit klimaneutralen Gasen sicherzustellen und sich ab sofort auf den Weg dorthin zu begeben. Diese Commitments wurden vom Aufsichtsrat als strategische Ziele bekräftigt.

4 Glossar

Definition Ausspeisezone

Die Ausspeisezone ergibt sich aus §11 Ziff. 2 KoV Hauptteil: „Besitzt ein nachgelagerter Netzbetreiber mehrere Netzkopplungspunkte zu einem vorgelagerten Netzbetreiber, sind diese zu Ausspeisezonen zusammenzufassen, soweit dies technisch sinnvoll und wirtschaftlich zumutbar ist. Soweit mehrere Netzkopplungspunkte zu einer Ausspeisezone zusammengefasst werden, bezieht sich die interne Bestellung auf diese Ausspeisezone. Die Nutzung der pro Ausspeisezone bestellten Kapazität über die in der Ausspeisezone zusammengefassten Netzkopplungspunkte ist jeweils zwischen den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern abzustimmen. Einzelheiten zu den Ausspeisezonen werden in einer gesonderten Vereinbarung geregelt.“

Definition Memorandum of Understanding

Ein MoU ist eine Absichtserklärung zweier oder mehrerer Parteien. Diese Absichtserklärungen gehen rechtlich verbindlichen Verträgen voraus und haben im Allgemeinen nicht die Wirkung eines Vorvertrags. Trotzdem können MoUs auch rechtlich verbindliche Passagen beinhalten. Diese beziehen sich oft auf den Abbruch der Verhandlungen.

Im Falle von Wasserstoffprojekten sind für das MoU zwischen dem VNB und dem H2-Projektträger sowie zwischen dem VNB und dem vorgelagerten Netzbetreiber/FNB folgende Pflichtbestandteile enthalten¹⁶:

- Festlegung des Realisierungszeitpunkts, der Kapazität und der Gasbeschaffheitsanforderungen
- Absichtserklärung zur Einführung eines Steuerungskonzepts zur Anpassung der zugehörigen Ein- und Ausspeiseleistungen
- Pflicht des Abschlusses eines Realisierungsfahrplans (inkl. Zahlung einer Planungspauschale) nach Klärung der regulatorischen Rahmenbedingungen (u.a. Einspeisedruckbereitstellung, Netzentgelten, Netzzugangsbedingungen), soweit dies für sämtliche Beteiligten wirtschaftlich zumutbar ist. Details hierzu unter ⁽¹⁶⁾.

¹⁶ Siehe auch: https://www.fnb-gas.de/media/2021_01_11_sr_2022_-_kriterien_h2_und_gruene_gase_de_1.pdf

Stand: 12.03.2021

Impressum

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs e. V.
Technisch-wissenschaftlicher Verein
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn

Telefon: +49 228 9188-5
Fax: +49 228 9188-990

E-Mail: info@dvgw.de
Internet: www.dvgw.de