



Gasnetzgebiets- transformationsplan



Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen

LEITFADEN 2024

Version 1.1, 25.04.2024

Datenrückmeldung
bis 30.6.2024 | gtp-h2vorort@dvgw.de

Dieses Dokument wurde durch die Initiative H2vorOrt im DVGW in Zusammenarbeit mit dem VKU erarbeitet.
Die Kernarbeit erfolgte in der „Arbeitsgruppe Gasnetzgebietstransformationsplan“.

Leitung Arbeitsgruppe Gasnetzgebietstransformationsplan

Florian Feller, energie schwaben gmbh
Dr. Volker Bartsch, DVGW e.V.

Mitglieder Arbeitsgruppe:

Sebastian Brix, Westnetz GmbH
Udo Freitäger, inetz GmbH
Philipp Glandorf, EWE NETZ GmbH
Thomas Götze, EWE NETZ GmbH
Eva Hennig, Thüga AG
Celina Herb, Netze-Gesellschaft Südwest mbH
Frank Köhler, Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Gerrit Köhler, SachsenNetze GmbH (ehem.)
Markus König, Netze BW GmbH
Lorenz Müller, Netze-Gesellschaft Südwest mbH
Jens Neske, SachsenNetze GmbH
Tonish Pattima, DVGW e.V.
Benjamin Peschka, MVV Netze GmbH
Lars Richter, Stadtnetze Münster GmbH
Hannes Rudolf, Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Andreas Schick, Netze-Gesellschaft Südwest mbH
Michael Schneider, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG
Andreas Schrader, DVGW e.V.
Tobias Seifert, SachsenNetze GmbH
Peter Steinert, SachsenNetze GmbH

Vorsitzende H2vorOrt

Florian Feller, energie schwaben gmbh
Dr. Jürgen Grönner, Westnetz gmbh (Stellvertreter)

Projektleiter DVGW

Dr. Volker Bartsch

Leitfaden Gasnetzgebietstransformationsplan 2024

Inhalt

Einleitung	5
1 Anwendungsbereich	6
2 Mitgeltende Dokumente	7
2.1 DVGW-Regelwerk	7
2.2 Gesetze und Verordnungen	7
2.3 Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen	8
2.4 Begleitdokumente	8
3 Begriffe und Abkürzungen	9
4 Rahmenbedingungen für die Transformationsplanung	12
4.1 Marktliche Rahmenbedingungen	12
4.2 Technische Rahmenbedingungen	12
4.3 Klimapolitische Rahmenbedingungen	13
4.4 Weitere Rahmenbedingungen	13
5 Projektcheckliste GTP-Erstellung	14
6 Übersicht über die Analysepfade der Einzelplanungen	16
6.1 Die vier Analysepfade und die darauf aufbauende Planung	16
6.2 Härtegradiententwicklung der Einzelplanungen	17
7 Einspeiseanalyse	18
7.1 Status Quo	18
7.2 Einspeise-Eignung für dezentrale Wasserstoffherzeugung	19
7.3 Brennwertnachverfolgung	20
8 Kapazitätsanalyse	21
8.1 Bottom-Up-Bewertung	21
8.1.1 Ausgangspunkt: Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie	21
8.1.2 Entwicklung über die Jahre: Zielwertbetrachtung	23
8.1.3 Kaskadierung von Ergebnissen von nachgelagerten Netzbetreibern	24
8.2 Top-Down-Validierung	25
8.2.1 Dialog aufnehmen und Informationen einholen	25
8.2.2 Iterative Feedbackschleife	26
9 Kundenanalyse	27
9.1 RLM-Kunden sind wichtige Anker für die Netztransformation	27
9.1.1 Die Analyse erfolgt auf zwei Ebenen	27
9.1.2 Die Nutzung des Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation wird empfohlen	28

9.1.3	Rückmeldung für den Ergebnisbericht 2024	28
9.1.4	Der Weg in die zunehmende Verbindlichkeit: Der Abschluss von MoUs	28
9.2	Kommunen übernehmen eine Schlüsselrolle für die Gestaltung der Energiewende vor Ort	28
10	Technische Analyse	30
10.1	Rahmenbedingungen für den Umstellungsprozess im Verteilnetz.....	30
10.2	Unterstützung in der Bewertung: DVGW-Datenbank „verifyHy“ zur H2-Readiness.....	31
10.3	Analyse Netzkomponenten (Ziel: „Komplettbewertung“)	35
10.3.1	Teilschritt 1: Analyse der Rohrleitungen	35
10.3.2	Teilschritt 2: Analyse der gastechnischen Anlagen.....	35
10.3.3	Teilschritt 3: Analyse der nicht erdverbauten Netzanschlusskomponenten (nicht TRGI)	36
10.3.4	Teilschritt 4: Analyse und Differenzierung der Zählertypen.....	37
10.3.5	Teilschritt 5: Analyse weiterer Rohrleitungs- und erdverbauter Netzanschlusskomponenten (nur bei GTP-Erstbearbeitung)	37
10.4	Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H2-ready-Komponenten und -Materialien	38
10.5	Netzhydraulische Analyse	38
10.6	Umstellbezirke: Prüfung der Sektionierung von Umstellzonen	40
11	Ausblick: Investitions- und Umstellplanung.....	42
12	Rückmeldung zur Konsolidierung in Gesamt-GTP	44
12.1	Umstellzonen	44
12.2	Kapazitätsanalyse und Einspeiseanalyse	44
12.3	Kundenanalyse	47
12.4	Technische Analyse	48
13	Beispielanalyse	50
13.1	Kapazitätsanalyse I - Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie.....	51
13.2	Einspeiseanalyse	53
13.3	Kundenanalyse	54
13.4	Kapazitätsanalyse II - Zielwertbetrachtung	55
13.5	Technische Analyse	63
13.5.1	Analyse Netzkomponenten (Ziel „Komplettbewertung“)	63
13.5.2	Netzhydraulische Analyse	67
13.5.3	Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H2-ready-Komponenten und -Materialien	68
13.6	Datenbasis.....	69
13.6.1	Kundenstruktur 2023 und Entwicklung aus kommunaler Wärmeplanung	69
13.6.2	Versorgung 2023 und Entwicklung aus dezentraler Einspeisung	70
14	Anhänge	71
14.1	Anhang Kapazitätsanalyse.....	71
14.2	Anhang Technikanalyse	72
14.2.1	Stand des DVGW-Regelwerks zu Wasserstoff (Stand Januar 2024).....	72
14.3	Anhang Kundenanalyse	74

Einleitung

Die Umsetzung der Klimaschutzziele der Bundesrepublik sind mittlerweile zentraler Gegenstand vieler Gesetzgebungsverfahren in Deutschland. Im Jahr 2023 war dies mit dem Gebäudeenergiegesetz, dem Wärmeplanungsgesetz und der Schaffung des Wasserstoffkernnetzes über die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes ein zentrales Thema nicht nur für die Politik, sondern auch für die Bevölkerung. Im Rahmen der Energiewende und den ambitionierten Klimazielen, die sich die Bundesrepublik Deutschland gesetzt hat, werden alternative Optionen zu den derzeit eingesetzten fossilen Energieträgern und zudem effiziente Energiespeicheroptionen benötigt.

Die Bundesregierung hat erkannt, dass der Energieträger Wasserstoff für das Erreichen der deutschen Klimaschutzziele von entscheidender Bedeutung ist. Dieses Brenngas hat ein enormes Klimaschutzpotenzial, da bei seiner Verbrennung keine schädlichen Treibhausgase entstehen. Außerdem kann Wasserstoff als Energiespeicher genutzt und sektorenübergreifend bis hin zur Wärmeversorgung in Gebäuden verwendet werden. Die bereits bestehende Gasinfrastruktur bietet ohne große technische Anpassungen von der Einspeisestelle über das Verteilnetz bis hin zur Schnittstelle zum Netzkunden ein großes Potenzial. Hierbei gilt es, insbesondere die durch Wasserstoff hervorgerufenen möglichen Veränderungen gesondert zu betrachten. Vor allem die Einflüsse auf Rohrleitungswerkstoffe, Komponenten und Anlagen (insb. Gas-Druckregel und Messanlagen) erfordern eine präzise Prüfung/Bewertung hinsichtlich ihrer Eignung für den Transport und die Verteilung von Wasserstoff („H₂-Readiness“). Diese stellt die Grundlage für die Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff und somit die Transformation eines Gasnetzgebietes dar. Zudem müssen parallel dazu auch die notwendigen Erzeugungs- und Importkapazitäten für Wasserstoff geschaffen und genutzt werden, damit sowohl Bedarfe des Wärmesektors als auch die der Industrie- und Gewerbebetriebe gedeckt werden können. Im Rahmen der Initiative „H₂vorOrt“ haben mehr als 45 Gasversorgungsunternehmen im DVGW in Zusammenarbeit mit dem VKU einen Transformationspfad (Gasnetzgebietstransformationsplan/GTP) für Verteilnetzbetreiber (VNB) entwickelt, um die regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen konkret auszugestalten. Der Gasnetzgebietstransformationsplan bildet dabei das zentrale und standardisierte Planungsinstrument für die Dekarbonisierung der Gasverteilnetze.

Der vorliegende Leitfaden ist die Grundlage für das nun dritte Planungsjahr des GTP. Er umfasst die Schritte bei der Erstellung des GTP durch den einzelnen VNB (bis Abschnitt 11, Beispiel in Abschnitt 13). Auf Basis der Einzelplanungen der Gasverteilnetzbetreiber soll wie auch in den Vorjahren über eine standardisierte Rückmeldung (Abschnitt 12) durch H₂vorOrt ein deutschlandweiter Bericht zur GTP-Planung erstellt werden.

Der GTP wird jährlich erstellt und wird dabei jeweils in der Analysetiefe gesteigert. Um die Transformation Deutschlands zur Klimaneutralität bestmöglich zu unterstützen, ist es notwendig, dass die Gasverteilnetzbetreiber die eigene Transformation möglichst ambitioniert angehen. Der GTP soll helfen, ein hohes Ambitionsniveau durch die Abstimmung mit einerseits den Kunden und lokalen Erzeugern und andererseits vorgelegerten Netzbetreibern und damit letztlich dem Wasserstoffkernnetz / den Wasserstoff-Fernleitungen der FNB in die operative Praxis zu überführen.

1 Anwendungsbereich

Der Leitfaden dient der Erarbeitung eines Transformationspfads für ein Gasverteilnetz nach einem einheitlichen Vorgehen vom Status quo hin zur Klimaneutralität im Rahmen der gesetzlichen Ziele. Hierzu wird eine Planung von Teilnetzen/Netzgebieten innerhalb der Gasverteilnetze erarbeitet, die jeweils mit 100 Vol.-% Wasserstoff, 100 Vol.-% klimaneutralem Methan oder Mischgas aus diesen betrieben werden sollen (entsprechend der 2. und 5. Gasfamilie gemäß G 260 (A)). Hierbei können sowohl die Erweiterung als auch die Stilllegung von Netzabschnitten abgebildet werden. Anlagen auf Privatkundenseite (Kundeninstallationen nach G 600 Technische Regeln für Gasinstallationen) sind nicht Gegenstand des GTPs. Dieser bezieht sich rein auf Assets im Eigentum der Verteilnetzbetreiber.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft einen Transformationsplan eines fiktiven Gasverteilnetzes.

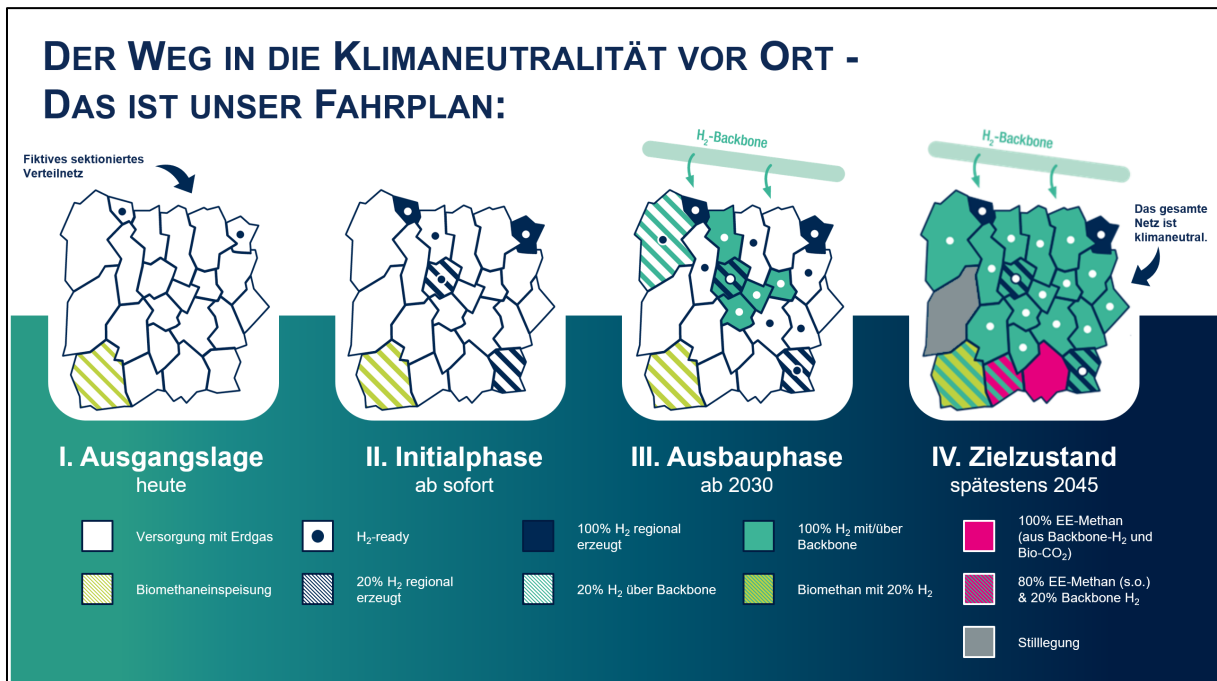


Abbildung 1: Der Weg in die Klimaneutralität vor Ort

2 Mitgeltende Dokumente

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Anwender und Anwenderinnen werden jedoch gebeten, die jeweils neuesten Ausgaben der nachfolgend angegebenen normativen Dokumente anzuwenden. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

2.1 DVGW-Regelwerk

DVGW G 221 (M), *Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff*

DVGW G 260 (A), *Gasbeschaffenheit*

DVGW G 402 (A), *Netz- und Schadenstatistik - Erfassung und Auswertung von Daten zum Aufbau von Instandhaltungsstrategien für Gasverteilungsnetze*

DVGW G 407 (M) *Umstellung von Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff*

DVGW G 408 (M) *Umstellung von Gasleitungen aus Kunststoffrohren bis 16 bar Betriebsdruck für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff*

DVGW G 409 (M) *Umstellung von Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff*

DVGW G 410 (A), *Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas*

DVGW G 600 (A), *Technische Regel für Gasinstallationen – DVGW-TRGI*

DVGW G 655 (M) *Leitfaden H₂-Readiness Gasanwendung*

DVGW G 680 (A), *Erhebung, Umstellung und Anpassung von Gasgeräten*

DVGW G 685-2 (A), *Gasabrechnung – Brennwert*

DVGW-Information GAS Nr. 29, *Erläuterungen zum Begriff "H₂-ready" für Gasversorgungsnetze und Gasanwendungen nach DVGW-Regelwerk*

2.2 Gesetze und Verordnungen

Bundesklimaschutzgesetz (KSG)

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)

2.3 Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen

Kooperationsvereinbarung Gas (KoV)

Wasserstoffbericht - Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff gemäß § 28q EnWG

2.4 Begleitdokumente

Download unter <https://www.h2vorort.de/publikationen/gtp/>

- **Formular für die Rückmeldung zum GTP 2024:**
Rueckmeldung_GTP_2024_Netzbetreibernummer.xlsx
- **Beispiel entsprechend Kapitel 13:**
GTP_2024_Beispiel_Kap-13.xlsx
- **GTP-Kommunikationsleitfäden¹:**
 - RLM-Netzkundenkommunikation
 - Leitfaden
 - Fragenkatalog (nicht zur Rückmeldung bestimmt)
 - Ggf. weitere zukünftige Leitfäden
- Beispielvorlage für ein Memorandum of Understanding (MoU) zwischen VNB und Kunden
- **Dokumente zum GTP 2022 und 2023** (nicht mehr aktuell)

¹ Die Nutzung des Kommunikationsleitfadens und des Fragenkatalogs ist freiwillig und nicht notwendig für eine Teilnahme am GTP. Die Dokumente dienen rein dazu, den GTP-Prozess zu erleichtern.

3 Begriffe und Abkürzungen

2. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260

Die 2. Gasfamilie umfasst methanreiche Gase. Die Unter- und Obergrenzen der brenntechnischen Kenndaten sind im DVGW-Arbeitsblatt G 260 definiert. (Anmerkung: Somit fallen Beimischungen von Wasserstoff in diese Gasfamilie.)

5. Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260

Die 5. Gasfamilie umfasst Wasserstoff in zwei verschiedenen Reinheitsstufen. Die erste Gruppe umfasst Wasserstoff mit einem Anteil ≥ 98 Vol. %, die zweite Gruppe Wasserstoff mit einem Anteil $\geq 99,97$ Vol. %.

H₂-ready, H₂-Readiness

für den Betrieb mit bzw. die Anwendung von reinem Wasserstoff (5. Gasfamilie) vorbereitet

ANMERKUNG ZUM BEGRIFF: Die DVGW-Information GAS Nr. 29 erläutert den Begriff in unterschiedlichen Ebenen.

H₂-ready xy%, H₂-Readiness xy%

für den Betrieb mit bzw. die Anwendung von methanreichen Gasen (2. Gasfamilie) mit einem Wasserstoffgehalt von xy Vol.% vorbereitet

ANMERKUNG ZUM BEGRIFF: siehe auch DVGW-Information GAS Nr. 29

Klimaneutrale Gase:

klimaneutraler Wasserstoff sowie klimaneutrales Methan (Biomethan, klimaneutrales SNG, ...) und deren Gemische, so sie nach DVGW-Regelwerk für die Versorgung geeignet sind

Komponente

Eine Komponente in der Logik der Technikanalyse fasst herstellerübergreifend verschiedene Produkte oder Produktreihen mit derselben Funktion zusammen.

KoV

Kooperationsvereinbarung Gas

NgNB

nachgelagerter Netzbetreiber

NUTS (französisch: *Nomenclature des unités territoriales statistiques*)

bezeichnet eine hierarchische Systematik zur eindeutigen Identifizierung und Klassifizierung der räumlichen Bezugseinheiten der amtlichen Statistik in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union. NUTS-3 referenziert hierbei die 401 Landkreise/Kreise und kreisfreie Städte bzw. in Baden-Württemberg Stadtkreise. (Anmerkung: im Excel-Rückmeldeformular ist eine Zuordnung der Gemeinden zum NUTS-3 Schlüssel enthalten. Sie dient ausschließlich der Auswertbarkeit der Daten.)

Produkt

Ein Produkt ist eine herstellerspezifische Komponente.

Teilnetz

Ein Teilnetz eines Verteilnetzbetreibers (VNB) ist ein netzhydraulisch eigenständiges Gasnetz.

Umstellzonen: Umstellzonen sind logische und (perspektivisch) netzhydraulisch getrennte Untergliederungen des Netzes hinsichtlich der Umstellung auf Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase. Sie haben die Eigenschaft, dass sie aus netztopologischen Gründen mit demselben Gas bzw. Gasgemisch versorgt werden müssen. Sie können deckungsgleich mit den Ausspeisezonen bzw. Netzkopplungspunkten aus der internen Bestellung sein. Ausspeisezonen, die mehrere unterschiedliche Leitungen des vorgelagerten Netzbetreibers (oder Loopleitungen) umfassen, können ggf. in mehrere Umstellzonen aufgeteilt werden. Umstellzonen sind als „strategische Einheit“ im Rahmen einer schrittweisen Umstellungsreihenfolge zu verstehen. Sie können in mehrere Umstellbezirke unterteilt werden, die sich z.B. aufgrund verschiedener Randbedingungen, wie der Kundenstruktur, der Netztopologie, der Versorgungssituation oder anderer Aspekte nacheinander umstellen lassen. Bei dieser Einteilung sind versorgungs-, ablauftechnische sowie jahreszeitliche Gegebenheiten zu berücksichtigen.

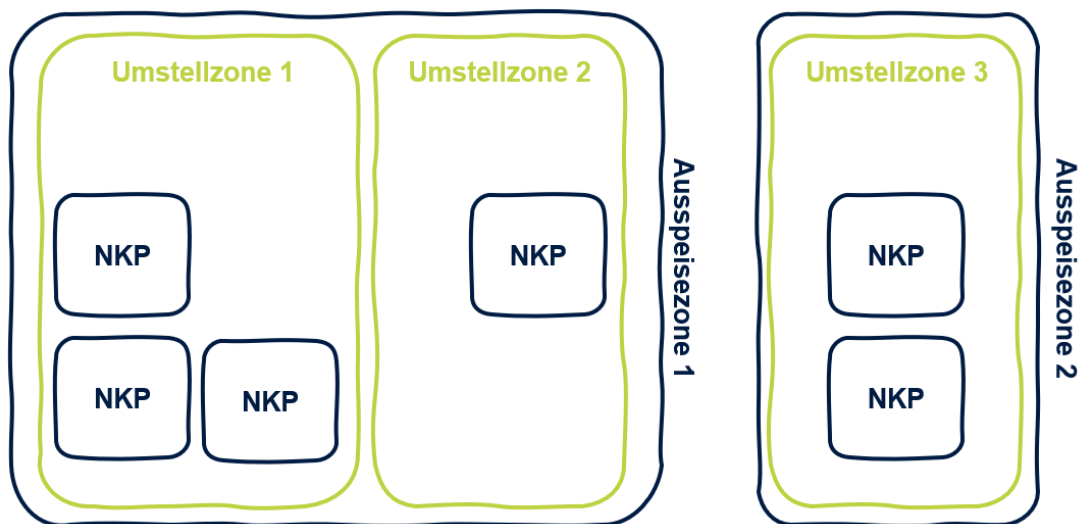


Abbildung 2: Umstellzonen

Eine Ausspeisezone kann aus einer oder mehreren Umstellzonen bestehen. Eine Umstellzone beinhaltet einen oder mehrere Netzkopplungspunkte (NKP) zum vorgelagerten Netzbetreiber/Wasserstoffquelle

Umstellbezirke als „operative Einheit“ sind kleinere Sektionen einer Umstellzone und sollen maximal so groß gewählt werden, dass sie innerhalb einer für Gasverbraucher „erträglichen“ Zeitspanne umstellbar sind.²

² Hierbei können Erfahrungen aus der L-/H-Gas-Umstellung hilfreich sein. Vgl. auch DVGW G 680.

VgNB

vorgelagerter Netzbetreiber

Wasserstofffernleitungsnetz

Durch Fernleitungsnetzbetreiber betriebene Wasserstofffernleitungen, die entweder Teil des Wasserstoff-Kernetzes sind oder auf Basis des Netzentwicklungsplans ausgebaut werden.

Wasserstoff-Kernetz

Eine geplante Wasserstofffernleitungsinfrastruktur für den schnellen Wasserstoffhochlauf in Deutschland, die durch eine EnWG-Novelle Sonderregelungen unterliegt. Laut BNetzA wird dabei folgende Zielstellung verfolgt: „Mit dem Wasserstoff-Kernetz sollen derzeit bekannte große Verbrauchs- und Erzeugungsregionen für Wasserstoff in Deutschland erreicht und so zentrale Wasserstoff-Standorte, beispielsweise große Industriezentren, Speicher, Kraftwerke und Importkorridore, angebunden werden. Das Kernetz soll wichtige Wasserstoffinfrastrukturen beinhalten, die bis 2032 in Betrieb gehen sollen.“ (Quelle: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernetz/start.html>, abgerufen am 16.01.2024).

4 Rahmenbedingungen für die Transformationsplanung

4.1 Marktliche Rahmenbedingungen

- a) Es wird vorausgesetzt, dass die Politik Rahmenbedingungen schafft, die eine zunehmende Dekarbonisierung des Gasverbrauchs entsprechend den Klimazielen der Bundesregierung ermöglichen. Dies entspricht der Forderung von H₂vorOrt nach einem Grüngasziel – zusammen mit einem Umsetzungspfad wie zum Beispiel einer hochlaufenden Quotenregelung.
- b) Im Rahmen des GTP wird davon ausgegangen, dass H₂-Readiness-Maßnahmen zeitnah in der Gasnetzregulierung anerkannt werden.
- c) Leitend für die Transformationsplanung sind die Klimaziele, nicht heutige Thesen zur Mengenerstellung klimaneutraler Gase. Damit die entsprechenden Reduktionspotenziale umgesetzt werden können, sind die notwendigen Mengen an klimaneutralen Gasen bereitzustellen. Es kann im Rahmen des GTP davon ausgegangen werden, dass der Netzentwicklungsplan einen rechtzeitigen und bedarfsgerechten Ausbau der Versorgungsinfrastruktur für klimaneutrale Gase vollumfänglich sicherstellt und darüber hinaus eine signifikante Menge klimaneutraler Gase auch dezentral erzeugt wird.

4.2 Technische Rahmenbedingungen

- a) Das gesamte Verteilnetz soll spätestens 2040 in der Lage sein, klimaneutrale Gase zu transportieren. Netze, die langfristig 100 Vol.-% H₂ transportieren sollen, müssen also spätestens 2040 vollständig H₂-ready sein.
- b) Die Vielfalt der klimaneutralen Gase (Wasserstoff, Biomethan, SNG, ...) sollte zielkompatibel optimal eingesetzt werden. Die gesicherte dezentrale Erzeugung ist miteinzubeziehen.
- c) Instandhaltungsmaßnahmen werden unabhängig von der zeitlichen Planung bereits im Rahmen der Verfügbarkeit H₂-ready durchgeführt.
- d) Der DVGW stellt sicher, dass das Regelwerk zu 20 Vol.-% / 100 % H₂ rechtzeitig zur Verfügung steht. Vgl. Kapitel 14.2.1
- e) Neue KWK-Anlagen bzw. Gaskraftwerke sind nach dem aktuellen politischen Willen H₂-ready zu errichten. Es wird empfohlen, diese Anforderung so weit wie möglich auch auf andere neue RLM-Kunden / Anwendungen anzuwenden bzw. Bestandskunden frühzeitig die Notwendigkeit der H₂-Readiness anzuzeigen.
- f) Netzabschnitte von Gebieten, in denen beispielsweise basierend auf einer kommunalen Wärmeplanung gesichert ist, dass diese zukünftig nicht mehr mit gasförmiger Energie versorgt werden sollen, sind im GTP entsprechend zu berücksichtigen (Mengen der Umstellzonen in der Kapazitätsplanung).

4.3 Klimapolitische Rahmenbedingungen

- a) Regionale Klimaziele und Anforderungen sind die Führungsgröße (Kommunale Wärmeplanung) – der GTP fungiert hier als Brücke, um die Anforderungen der Kommunen bzgl. des Klimaschutzes an FNBs und Landes- und Bundespolitik zu transportieren. Die Erreichung der Sektorenziele wird auf kommunaler Ebene unterstützt (Bottom-up-Analysen der Gemeinden).
- b) Die Planung soll so ausgestaltet werden, dass sie eine kommunale Wärmeplanung gemäß Wärmeplanungsgesetz maximal unterstützt. Hierzu sollte insbesondere der Dialog zu den Kommunen gesucht werden, um Transformationen der Gasinfrastruktur zur Klimaneutralität im Sinne der Kommune so zeitnah wie möglich abgestimmt angehen zu können – ungeachtet der zum Zeitpunkt des Erscheinens des Leitfadens auf Landesebene noch nicht abgeschlossenen Legislativprozesse zu diesem Thema. Ebenso bildet die Planung im GTP die Grundlage für die Umstellfahrpläne nach §71k Gebäudeenergiegesetz.
- c) Der konsolidierte Umstellungsplan über alle VNBs muss das deutsche Klimaziel (Klimaschutzgesetz) in Summe erfüllen. Räumliche und zeitliche Entwicklungsstufen werden in der Summe zielkompatibel bilanziell ausgeglichen.
 - 65 % weniger CO₂ ggü. 1990 bis zum Jahr 2030
 - 88 % weniger CO₂ ggü. 1990 bis zum Jahr 2040
 - Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045

4.4 Weitere Rahmenbedingungen

- a) Der GTP richtet sich an einem Mengengerüst aus, das in verschiedenen zukünftigen Bedarfslagen die Aufrechterhaltung der derzeitigen Versorgungssicherheit sicherstellt.
- b) Der GTP soll von jedem Verteilnetzbetreiber jährlich aktualisiert werden.
- c) Der GTP ist die Basis für eine nachfolgende teilnetzspezifische Umstellung auf H₂ und andere klimaneutrale Gase analog der H-Gas- / L-Gas-Umstellung. Es wird davon ausgegangen, dass die Bundesregierung rechtzeitig auch einen analogen Rechtsrahmen schafft (vgl. §19a EnWG).
- d) Der GTP ist Teil eines bundesweiten, netzebenenübergreifenden Planungskonzepts, das von der Gasnetzbranche der Bundesnetzagentur im Rahmen des Wasserstoffberichts nach EnWG §28q vorgelegt wurde (dort Kapitel 5.1 „Der Gasnetzgebietstransformationsplan“) – siehe www.fnb-gas.de

5 Projektcheckliste GTP-Erstellung

Rückmeldefrist: 30.6.2024

Rückmeldevorlage: Rueckmeldung_GTP_2024_Netzbetreibernummer.xlsx

Rückmeldung an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

1. Vorbereitung:

- a. **Bitte vergewissern Sie sich, dass sie die aktuelle Version der Rückmeldevorlage von der Website verwenden.**
- b. **Beachten Sie die seit diesem Jahr eingebauten Konsistenzchecks (jeweils in Spalte A, Übersicht in Blatt 1). Diese geben Ihnen Hinweise auf eine ggf. fehlerhafte Befüllung.**
- c. Lesen Sie sich Kapitel 12 durch. Prüfen Sie, ob das Video zur korrekten Befüllung der Rückmeldevorlage 2024 bereits auf der H2vorOrt Homepage im Bereich GTP veröffentlicht ist (spätestens April) und sehen Sie es sich bei Verfügbarkeit an.
- d. Ermitteln Sie Ihre Netzbetreibernummer in folgender Marktpartnerübersicht: <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants> und dokumentieren Sie Ihren vollständigen Unternehmensnamen, Ihre 13-stellige Netzbetreibernummer und die Kontaktdaten eines Mitarbeitenden, der für Rückfragen im Zuge der GTP-Konsolidierung zur Verfügung steht (Reiter[1])

2. Umstellzonen, Einspeise- und Kundenanalyse

- a. Erstellen / Aktualisieren Sie Ihre Aufteilung in Umstellzonen auf Basis der Kapazitätsanalyse (8.1.1) und Einspeiseanalyse (7.1).
- b. Informieren Sie Ihre vorgelagerten und nachgelagerten Netzbetreiber über die Erstellung des GTP und stimmen Sie sich ab, wie sie sich gegenseitig bei den Planungen unterstützen können. Initiieren/Führen Sie den regelmäßigen Dialog mit Ihnen fort und führen Sie Gespräche mit Ihren größten 30 RLM-Kunden (vgl. 9.1) und den Kommunen in ihrem Netzgebiet (vgl. 9.2). Befüllen Sie die Rückmeldevorlage zu RLM-Kunden und Kommunen (Reiter [8],[9]) gemäß 0. Analysieren Sie eventuelle Auswirkungen auf die Umstellzonen.
- c. Passen Sie basierend darauf ggf. die Umstellzonen an. Bleiben Sie zu Änderungen im regelmäßigen Austausch.
- d. Dokumentieren Sie, an welchen Netzstellen ggf. eine Sektionierung notwendig ist, um die Umstellzonen so abzubilden.
- e. Führen Sie bei Bedarf an relevanten Stellen eine netzhydraulische Analyse gemäß 10.5 durch.
- f. Dokumentieren Sie Ihre Umstellzonen in der Rückmeldevorlage (Befüllung Reiter [1] - [3]) gemäß 12.1.

3. Mengenentwicklung und Netzanschlussbegehren

- a. Führen Sie die Zielwertbetrachtung gemäß 8.1.2 durch, beziehen Sie die Betrachtungen ihrer vorgelagerten Netzbetreiber mit ein und dokumentieren Sie die Ergebnisse in der Rückmeldevorlage (Reiter [4],[5],[7]) gemäß 12.2. Diskutieren Sie dies mit ihrem vorgelagerten Netzbetreiber.

Wichtiger Hinweis: Die Systematik in Reiter [4] zur Erfassung von H₂-Mengen hat sich geändert. Stellen Sie bitte sicher, dass sie nun je nach Beimischung / 100%-Einsatz dies korrekt dokumentieren. Stellen Sie bitte zudem sicher, dass für alle Jahre Werte eingetragen sind (auch wenn diese Null sein sollten).

- b. Dokumentieren Sie die Anzahl Ihrer Netzanschlussbegehren zur Biomethan / H₂-Einspeisung in 2023 (Reiter [6], gemäß 7.1).

4. H₂-Readiness

- a. Führen Sie die H₂-Readiness-Analyse Ihrer Leitungsmaterialien gemäß 10.3.1 durch und aktualisieren Sie die Gas-Wasser-Statistik gemäß G 410.

- b. Erfassen Sie die Anzahl der Komponenten Ihrer gastechnischen Anlagen (unterteilt nach Druckstufe) sowie die Anzahl der nicht-erdverbauten Komponenten der Netzanschlüsse (nicht TRGI) in Ihrem Netz gemäß 10.3.2 und 0 und spezifizieren Sie Ihre Zählerarten sowie Mengenumwerter. Dokumentieren Sie dies in der Rückmeldevorlage (Reiter [10]) gemäß 12.4.

- c. Beantworten Sie die Fragen zur Beschaffung von H₂-ready-Komponenten (Reiter [11]) gemäß 12.4.

5. Benennen Sie das Rückmeldeformular korrekt mit Ihrer 13-stelligen Netzbetreibernummer (z.B. Rueckmeldung_GTP_2024_987010555555.xlsx) und senden Sie das Rückmeldeformular an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

6 Übersicht über die Analysepfade der Einzelplanungen

6.1 Die vier Analysepfade und die darauf aufbauende Planung

Nach der Darstellung der Rahmenbedingungen in Kapitel 4 stellen die nachfolgenden vier Kapitel den Kern des "GTP-Leitfadens 2024" dar. Dieser umfasst insgesamt vier Analysepfade, die vom VNB für die Erstellung des GTP zu durchlaufen und zu erarbeiten sind sowie einen Ausblick:

- Einspeiseanalyse (Kapitel 77)
- Kapazitätsanalyse (Kapitel 8)
- Kundenanalyse (Kapitel 9)
- Technische Analyse (Kapitel 10)
- Ausblick: Investitions- und Umstellplanung (Kapitel 0)

Mit der **Einspeiseanalyse** betrachtet der VNB die (gesicherte) dezentrale Einspeisung von klimaneutralen Gasen in sein Gasnetz sowie auch die Einspeisebegehren. Sollte beispielsweise der VNB im Status quo nur über Erdgaseinspeisungen über vorgelagerte Netzbetreiber in sein Gasnetz verfügen, ist seine Analyse abgeschlossen. In allen anderen Fällen sind weitergehende Analysen erforderlich hinsichtlich der zukünftigen Nutzung im Rahmen der Netztransformation.

Ziel der **Kapazitätsanalyse** ist eine Aufteilung des Gasnetzes in Umstellzonen, die zusammen mit den anderen Analysen eine indikative Umstellungsreihenfolge für den Transformationspfad des VNB ergibt. Hierzu wird eine Bottom-Up-Bewertung der Umstellzonen mit einer Top-Down-Validierung durch Gespräche mit dem vorgelagerten Netzbetreiber / Fernleitungsnetzbetreiber zusammengeführt. Beide Prozesse bedingen einander und werden praktisch iterativ ablaufen.

Der VNB formuliert als ein Ergebnis des GTP seine Anforderungen an den Fernleitungsnetzbetreiber (unmittelbar bzw. mittelbar gegenüber seinem vorgelagerten VNB) hinsichtlich seines Anschlusses an dessen zukünftige Wasserstoffversorgung. Konkret meldet der VNB, wieviel Kapazität er an welchem Netzkopplungspunkt bzw. in welcher Ausspeisezone zu welchem Zeitpunkt benötigt.

Die **Kundenanalyse** beschäftigt sich mit den wesentlichen Abnehmern im Netzgebiet und untersucht, ob und wann eine Umstellung auf Wasserstoff kundenseitig möglich ist. Zu den größten Abnehmern zählen einerseits die Industriekunden und Kraftwerke (RLM-Kunden) andererseits die Kommunen im Kontext der kommunalen Wärmeplanung. Das Ergebnis der Kundenanalyse kann Einfluss auf die Ausgestaltung und Priorisierung der Umstellzonen aus der Kapazitätsanalyse haben.

Die **technische Analyse** umfasst die Analyse der Rohrleitungsmaterialien, Netzkomponenten, Anlagen, die Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze und die netzhydraulische Analyse. Der Abschluss der Planung der H₂-Readiness sollte bis 2025 erfolgen.

In der **Investitions- und Umstellplanung** wird 2024 ein Ausblick gegeben, wie der VNB zu einer Investitionsplanung zur Herstellung der H₂-Readiness sowie weiterer für die Umstellung notwendiger vorbereitender Maßnahmen kommt. Hierbei sind neben der Betrachtung auf Ebene der Umstellzonen auch die kommunenscharfen Investitionen relevant (Kommunale Wärmeplanung). Es soll den VNB grundsätzlich möglich sein, auf Basis ihrer Analysen im Jahr 2025 eine erste Investitions- und Umstellplanung aufzustellen.

Im Rahmen einer pragmatischen und realistischen Herangehensweise sind die einzelnen Analysepfade entlang einer sogenannten Härtegradentwicklung auf die Jahre 2022 bis 2025 aufgeteilt. Eine Übersicht ist in Abschnitt 6.2 enthalten. Diese bietet dem VNB eine Orientierung und Einordnung – „schneller“ ist erlaubt, „langsamer“ wäre kritisch, um den Transformationspfad umsetzbar hin zu den gesetzten Klimazielen zu halten. Ziel des GTP ist es hierbei, eine investitionsfähige Planung ab 2025 grundsätzlich zu ermöglichen.

Als Gesamtergebnis der Analysen erarbeitet der VNB seinen unternehmensindividuellen GTP für die Transformation seines Gasnetzes hin zur Klimaneutralität für seine Netzkunden in den festgelegten Umstellzonen. Mit der Integration der unternehmensindividuellen GTPs in den jährlichen GTP-Ergebnisbericht erhält der VNB zudem eine Einordnung seiner Planungen in den Gesamtkontext und damit letztlich eine zusätzliche starke „Stimme“ auf seinem Weg in die Dekarbonisierung bis spätestens 2045.

6.2 Härtegradentwicklung der Einzelplanungen



Abbildung 3: Härtegradentwicklung des GTP

Der GTP soll sich mit anwachsendem Umfang und anwachsender Genauigkeit über die nächsten Jahre zu einem belastbaren Plan entwickeln. Dieser soll spätestens bis 2025 vorliegen. In Abbildung 3 sehen Sie ein indikatives Fortschreiten der Härtegrade des GTP, die diese Entwicklung vorzeichnen. Sie wird im Rahmen der Aktualisierung des Leitfadens zur jährlichen GTP-Erstellung überprüft und ggf. angepasst. Hierbei wird jedes Jahr eine relevante Erhöhung des Härtegrads angestrebt.

7 Einspeiseanalyse

Wie auch schon in der Einspeiseanalyse im GTP 2023 schaut der VNB im GTP 2024 neben den bestehenden Einspeisemengen von klimaneutralen Gasen auch auf die Netzanschlussbegehren für die Einspeisung in sein bestehendes Gasnetz.

Falls es bei einem VNB keine dezentrale Einspeisung oder Netzanschlussbegehren zur dezentralen Einspeisung von klimaneutralen Gasen gibt, kann das Kapitel 7 übersprungen werden.

7.1 Status Quo

Erfassung der bestehenden Einspeisungen

Die Einspeisung von klimaneutralen Gasen hat gegebenenfalls einen Einfluss auf die Umstellungsbedingungen eines (lokalen) Teilnetzes. Daher ist eine Aufstellung der Netzeinspeisungen dezentral erzeugter Gase notwendig (vgl. Kapitel 12.2 [5])

Einspeisebegehren 2023

Für diese netzplanungsrelevante Analyse sollen neben den bestehenden Einspeisungen auch aktuelle Netzanschlussbegehren berücksichtigt werden. Als Netzanschlussbegehren im Sinne der Einspeiseanalyse sind diejenigen Vorgänge zu berücksichtigen, bei denen der Netzbetreiber nach GasNZV §33 Abs. 4 – 6 verpflichtet ist, dem Einspeiser auf dessen Antrag eine verbindliche Rückmeldung zu geben³. Die Abfrage der Netzanschlussbegehren im GTP 2024 (vgl. Kapitel 12.2 [6]) erfolgt für das Kalenderjahr 2023 in den Leistungsklassen:

- < 1 MW
- 1 – 3 MW
- > 3 MW

Hinweis: Tauschen Sie sich mit dem lokalen Stromnetzbetreiber (auch 110kV) aus, um rechtzeitig über Planungen zu Elektrolyseuren informiert zu sein.

Interne Analyse

Auf Basis gegenwärtiger technologischer Entwicklungen ist es perspektivisch möglich, dass bestehende Biomethananlagen zukünftig unter Nutzung beispielsweise der Pyrolyse oder Plasmalyse auf eine Wasserstoffeinspeisung bei gleichzeitiger Erzeugung von Negativemissionen umrüstbar und somit auch in 100% H₂ Umstellzonen integrierbar sind. Alternativ kann bei hohem lokalem Biomethanaufkommen auch zusätzlich die Methanisierung von über den Backbone bezogenem Wasserstoff helfen, um eine rein klimaneutrale CH₄-Versorgung in einer Umstellzone aufzubauen (z.B. unter Nutzung des klimaneutralen CO₂ aus den Biomethanaufbereitungsanlagen).

³ Relevant für die zeitliche Verortung ist der zur verpflichtenden Rückmeldung führende Antrag.

- Ausgehend von der bestehenden lokalen Einspeisung sind mögliche Sektionierungen und Umstellzonen zu vermerken, die frühzeitig in eine lokale klimaneutrale Versorgung überführt werden könnten (reine Umstellzone für Biomethan oder Wasserstoff).
- Ebenso sind Umstellzonen zu identifizieren, in denen bei einer bestehenden Biomethan- (oder SNG-) Einspeisung eine Umstellung der Zone auf H₂ geplant ist. Da eine Beimischung von Biomethan in ein 100% H₂-Netz zu einer nicht regelwerkskonformen Gasmischung führen würde, müssen im Rahmen der technischen Analyse perspektivische Lösungsansätze für diese Anwendungsfälle erarbeitet werden.

7.2 Einspeise-Eignung für dezentrale Wasserstofferzeugung

Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung basierend auf Wind und PV ist in den nächsten Jahren davon auszugehen, dass regional bzw. dezentral immer größere Mengen Wasserstoff mittels dezentraler Elektrolyse erzeugt werden. Für den VNB ist es daher essenziell, sich mit der Eignung des bestehenden Gasverteilnetzes für eine dezentrale Einspeisung von Wasserstoff zu beschäftigen. Hierbei gibt es neben der physischen Eignung der Komponenten (vgl. Kapitel 10) weitere zu berücksichtigende Punkte.

Um eine plausible Bewertung vornehmen zu können, welche Anschlusspunkte im Netz, insbesondere für eine Wasserstoffeinspeisung, geeignet sind, ist ein detailliertes Wissen über das jeweilige Netz notwendig. Der Aufbau dieses Wissens sollte zeitnah erfolgen. Parallel wird hierzu gegenwärtig das DVGW-Regelwerk in Form eines Merkblattes zum Netzanschlussbegehren für Wasserstoff erarbeitet.

Für die Analyse der Wasserstoff-Einspeisungseignung können folgende Stichpunkte als Hilfestellung dienen:

- Wann kommt die H₂-Backboneversorgung (vgl. Kapazitätsanalyse) – d.h. wann ist die Transformation auf eine 100% H₂-Versorgung möglich?
- Oftmals werden aktuell bei dezentralen Erzeugungsprojekten sog. „Beimischlösungen“ umgesetzt werden. Hierbei wird dezentral erzeugter Wasserstoff in das „konventionelle“ Gasnetz zugemischt (i.d.R. bis 20 Vol.%).
- Wie ist die Schwankungsbreite der Beimischung? Wie hoch ist die Toleranz der Endkunden bzgl. der Schwankungsbreite?
 - Mengen/Leistungsbilanz am Einspeisepunkt: Wie gestaltet sich die Leistungsbilanz zwischen Ein- zu Ausspeisebedarf in verschiedenen Erzeugungs- und Lastszenarien in Bezug auf die Einspeiseleitung? Bspw. im Winter Höchstlast im Gasnetz („Badewannen-Profil“), aber im Sommer hohe H₂-Erzeugungsleistung (Stromversorgung durch PV).
 - Einspeisung: Ist die Einspeisung kontinuierlich oder fluktuierend (welches Prinzip der Bewirtschaftung ist für die H₂-Erzeugungsanlage vorgesehen)? Gibt es die Möglichkeit vor Ort einen Speicher (Strom und/oder H₂) zu errichten, um möglichst kontinuierlich einzuspeisen?
 - Was ist bzgl. H₂-Readiness für die Beimischung zu beachten? DVGW G 260 (A), DVGW G 407 (M), DVGW G 408 (M), TRGI; Sind H₂-sensible Abnehmer (BHKWs, Tankstellen, ...) in unmittelbarer Nähe am Netz angeschlossen und wie wird mit diesen sensiblen Kunden umgegangen?

- Gibt es lokale Optionen, die vor Ort (temporär) einen anderen Einsatz von H₂ als die Beimischung ermöglichen?
 - Gibt es evtl. zukünftig die Möglichkeit direkt in ein reines H₂-Netz einzuspeisen? Gibt es einen Industriekunden oder ein H₂-Industriernetz vor Ort?
 - Gibt es evtl. vor Ort die Möglichkeit der Methanisierung (z.B. durch Nutzung von klimaneutralem CO₂ aus einer Biomethanaufbereitungsanlage)?

7.3 Brennwertnachverfolgung

Aufgrund unterschiedlicher Gaszusammensetzungen und Gasqualitäten bei der Einspeisung von Biomethan, SNG oder Wasserstoff kann sich auch die Vorgehensweise zur eichkonformen Abrechnung des Energieverbrauchs ändern. Hierzu kann unter Umständen ein System zur Gasbeschaffenheitsverfolgung notwendig sein, wenn nach DVGW G 685-2 (A) Mischbrennwerte ermittelt werden müssen. Zusätzlich sind im Hinblick auf die im Netz angeschlossenen Kundenanlagen weitere gastechnische Kenngrößen (insbesondere die Schwankungsbreite des Wobbe-Index) zu beachten (DVGW G 260 (A)).

8 Kapazitätsanalyse

Vor dem Hintergrund der aktuellen regulatorischen und rechtlichen Entwicklung (EnWG-Novelle zum H₂-NEP, Kooperationsvereinbarung Wasserstoff, Vorgaben zur Netzplanung aus der EU Gasdirektive) werden gegenwärtig durch den Gesetzgeber und die BNetzA in Zusammenarbeit mit der Branche Regelungen zur Ermittlung und verbindlichen Berücksichtigung von Kapazitätsbedarfen der VNB erarbeitet. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen sind die Ermittlungen der Kapazitätsbedarfe aus dem GTP mit diesen neuen Regelungen perspektivisch zu verzahnen.

Ziel der Kapazitätsanalyse ist eine kapazitätsbasierte Einteilung des Netzes in Umstellzonen. Diese Einteilung soll zusammen mit den anderen Analysen des GTP die Basis für eine indikative Transformationsreihenfolge (Teilnetze) bilden. Neben konkreten Umstellzeitpunkten zu klimaneutralen Gasen kann in diesem Kontext auch die Stilllegung von einzelnen Leitungen bis hin zu ganzen Teilnetzen in Umstellzonen geplant werden. Sollten neben der Versorgung mit 100 Vol.-% H₂ auch Lösungen mit Beimischung angedacht sein, sind diese jeweils pro Umstellzone entsprechend zu berücksichtigen, indem die entsprechenden Mengen parallel geplant werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass eine 20 Vol.-% Beimischung nicht einem energetischen Verhältnis von 20% entspricht, sondern ca. 7% (vgl. 14.1).

Um ein kohärentes, tragfähiges Zielbild zu erhalten, wird eine Bottom-Up-Bewertung der Umstellzonen mit einer Top-Down-Validierung durch Gespräche mit dem vorgelagerten Netzbetreiber / FNB zusammengeführt. Beide Prozesse bedingen einander und werden iterativ ablaufen.

8.1 Bottom-Up-Bewertung

8.1.1 Ausgangspunkt: Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie

Der VNB ermittelt im ersten Schritt die an dem/den Netzkopplungspunkt(en) zum vorgelagerten Netzbetreiber notwendige Arbeit (kWh/a) und maximale Leistung (kWh/h) für sein Gesamtnetz. Leistung und Arbeit sind aus den Messeinrichtungen an den Netzkopplungspunkten bekannt. Diese bilden die Basis für die durch klimaneutralen Gase zu ersetzenden Mengen (abzüglich evtl. dezentral erzeugter Mengen sowie Verbrauchsänderungen).

Auf Basis der Netzkopplungspunkte und der eigenen sowie vorgelagerten Netztopologie wird eine erste Untergliederung in Umstellzonen vorgenommen. Diese können mit den Ausspeisezonen aus der internen Bestellung identisch sein. Diese erste Hypothese von Umstellzonen wird im Folgenden zum einen durch Gespräche mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, zum anderen durch die Kundenanalyse und technische Analyse weiterentwickelt. Ziel ist es, eine Unterteilung des eigenen Netzes in Umstellzonen zu erhalten, um eine Reihenfolge der Umstellung auf Wasserstoff bzw. weitere klimaneutralen Gase oder einzelner Stilllegungen räumlich festzulegen. Hierbei sollen sowohl Gegebenheiten und Anforderungen beim vorgelagerten Netzbetreiber als auch auf der Kundenseite so gut wie möglich abgebildet werden.

Wesentliche Führungsgröße für die zeitliche Einordnung von Umstellzonen sind die Entfernung zum und die zeitliche Anbindung an das Wasserstoff-Kernnetz bzw. -fernleitungsnetz.

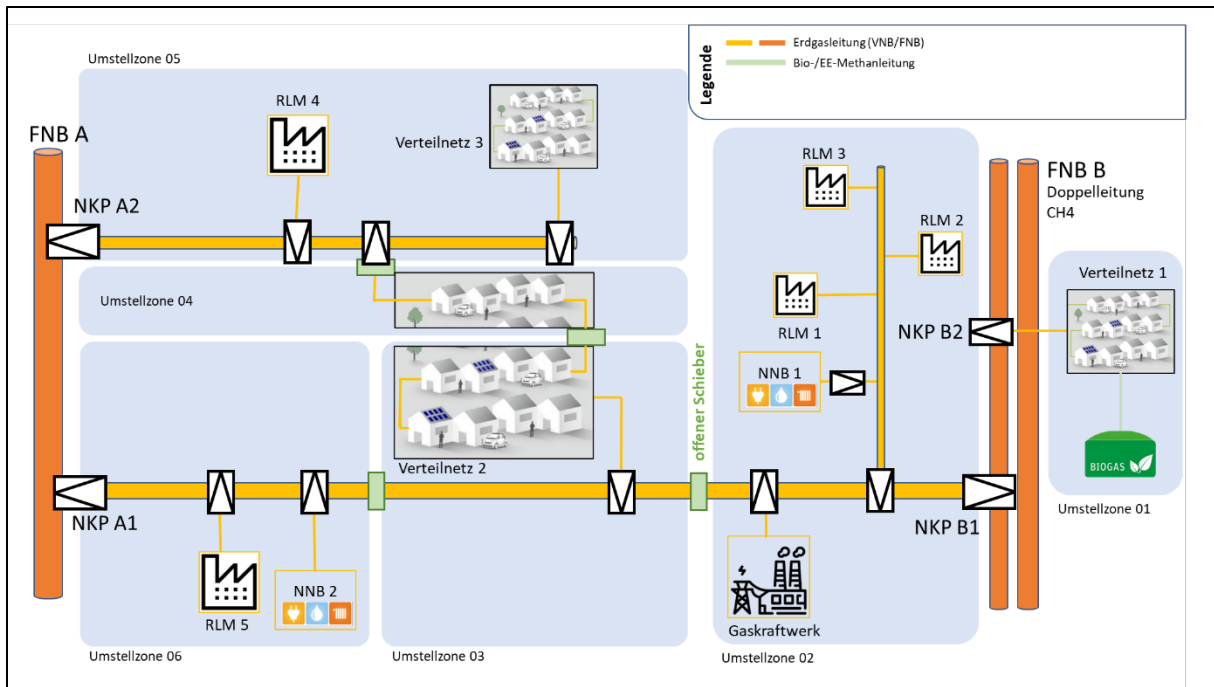


Abbildung 4: Exemplarische Einteilung in Umstellzonen (siehe Beispiel – Kap. 13)

Hinweise:

- Sollten Sie keine detaillierte Messung für eine Umstellzone vorliegen haben, ist eine abschätzende Berechnung, die planungsrelevante Werte liefert, ausreichend.

Die Ausgestaltung der Umstellzonen wird immer anhand der individuellen Gegebenheiten und Bewertungen des jeweiligen Netzbetreibers vor Ort erfolgen und kann sich somit von Unternehmen zu Unternehmen relevant unterscheiden. Aus den Erfahrungen des GTP 2022/2023 lassen sich folgende Empfehlungen ableiten:

- Die Detaillierung der Umstellzonen wird sich iterativ weiterentwickeln – von einer groben Einschätzung hin zu einer konsistenten Planung mit Basis für eine operative Umstellung. Für die interne Planung ist es hilfreich, Umstellzonen konzeptionell weiter zu sektionieren und in Umstellbezirke einzuteilen (vgl. 10.6), die innerhalb des Umstellungszeitraums konkret Schritt für Schritt umgestellt werden können. Im Rahmen des GTP werden weiterhin nur die Umstellzonen rückgemeldet.
- Idealerweise sollten Umstellzonen perspektivisch eine Größe haben, dass sie innerhalb eines Jahres umstellbar sind. Erfahrungen aus der Stadtgas- und L-/H-Gas-Umstellung zeigen, dass die Anzahl in einem Jahr umstellbarer Kunden bei ca. 10.000 Kunden liegen kann (Orientierungswert).
- Die Abstimmung mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern zur Versorgung im Umstellungsprozess sollte ausgeweitet werden. Je nachdem, wie eine Umstellzone operativ umgestellt werden soll, wird ein Konzept für die temporäre gleichzeitige Versorgung der Umstellzone mit Erdgas und Wasserstoff benötigt.



Abbildung 5: Exemplarische Unterteilung einer Umstellzone in Umstellbezirke

8.1.2 Entwicklung über die Jahre: Zielwertbetrachtung

Zusammen mit den Erkenntnissen aus den anderen Analysen können nun indikative Umstellungszeitpunkte ermittelt werden. Dabei sind die übergeordneten Dekarbonisierungsziele (vgl. 4.3) und unternehmensstrategische Klimaziele des VNBs zu berücksichtigen. Ebenso sind eventuell bereits bestehende kommunale Wärmepläne zu beachten.

Ziel ist es, eine jahresscharfe Reihenfolge der Umstellzonen basierend auf dem aktuellen Wissensstand des Verteilnetzbetreibers (u.a. durch Dialog mit Kunden und vorgelagerten Netzbetreibern) zu erhalten.

Dies wird nun in Form einer Arbeits- und Leistungsprognose pro Umstellzone für die Jahre 2024 bis 2034, sowie 2035, 2040, 2045 (Reiter [4] des Rückmeldeformulars) abgebildet. Hierbei ist pro Umstellzone und dort pro vorgelagertem Netzbetreiber eine Zeitreihe für H₂ und CH₄ anzugeben. Es ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der deutschen Klimaziele fossiles CH₄ nach 2045 nicht mehr angesetzt werden darf (eine Meldung des Bezugs von CH₄ im Jahr 2045 wird dementsprechend als Bezug von klimaneutralem Methan über den vorgelagerten Netzbetreiber gewertet und ist mit diesem abzustimmen; ohne entsprechenden Kommentar wird von einer linear anwachsenden Substitution des Erdgases mit klimaneutralem Methan ab 2035 ausgegangen).

Eine gleichzeitige Meldung von CH₄ und H₂ in einer Umstellzone wird hierbei wie folgt gewertet: H₂-Arbeit/Leistung, die zur Beimischung verwendet werden, sind in einer eigenen Zeile mit Gastyp „H₂: Beimischung“ anzugeben. Hierbei ist darauf zu achten, dass eine Beimischung maximal 7% energetisch (entspricht

20 Vol.-%) betragen darf. H2-Arbeit/Leistung in einer Umstellzone zum Einsatz für die Versorgung mit 100% H2 sind entsprechend in einer Zeile mit dem Gastyp „H2: 100%“ anzugeben.

Sofern sowohl CH4-Arbeit/Leistung als auch 100% H2-Arbeit/Leistung gemeldet werden, bedeutet dies, dass innerhalb der Umstellzone neben der bestehenden CH4-Versorgung erste 100% H2-Teilnetze existieren. Sollten die Beimischungsmengen 7% übersteigen (dies sollte bitte vermieden werden⁴), werden diese als 100% H2-Arbeit/Leistung gewertet.

Hinweise:

- Wenn es keine detaillierte Analyse zur Anwendung der Klimaziele im jeweiligen Unternehmen gibt, sind vereinfacht die Klimaziele aus 4.3 c) direkt auf die Gasmengen umzulegen.
- In (Umstell-)Zonen mit perspektivisch nicht-gasförmiger Versorgung, in denen also einzelne Leitungen bis hin zu ganzen Umstellzonen stillgelegt werden, sind die Mengen in den relevanten Jahren entsprechend zu reduzieren.
- Die GTP-Planungen sind mit den Planungen für die Langfristprognose nach KoV zu harmonisieren.

Nach dem nun festgelegten Umfang des Wasserstoff-Kernetzes, werden die Wasserstofftransportnetze über den H2-Netzentwicklungsplan fortentwickelt. Hier werden die Planungen der Verteilnetzbetreiber, und damit die GTPs, mit ihren aufgezeigten Bedarfen zu einer bedarfsgerechten Ausgestaltung der Kapazitäten und räumlichen Ausdehnung des Transportnetzes führen. Um dies sicherzustellen, sollte neben den formalen Regelprozessen auch ein regelmäßiger direkter fachlicher Austausch mit den betroffenen FNBs geschehen. Ebenso wäre eine regionale Abstimmung der gemeinschaftlich an einer FNB-Leitung angeschlossenen VNBs mit dem FNB zu Umstellungssachverhalten zielführend. Analoge Gespräche von nicht direkt an FNBs angeschlossenen VNBs zu ihren vorgelagerten Netzbetreibern sind ebenso sinnvoll, um die Informationen durch die Netzbetreiberkaskade zu tragen.

Es handelt sich hierbei um einen iterativen Prozess zwischen FNB- und VNB-Planung, der sich progressiv über die GTP-Iterationen einem deutschlandweiten, kohärenten Zielbild nähert:

- So können sich die FNB-seitige Umstellungen von Leitungen durch die gesammelten GTP-Anfragen potenziell auch zeitlich oder im Umfang verändern. Analog gilt dies für vorgelagerte VNBs.
- Dies wiederum hat Einfluss auf die interne Zielwertbetrachtung des GTP-Erstellers.

8.1.3 Kaskadierung von Ergebnissen von nachgelagerten Netzbetreibern

GTP-Planungen sollen von allen Verteilnetzbetreibern erstellt werden. Hierbei ist es insbesondere wichtig, dass die nachgelagerten Netzbetreiber frühzeitig auch die kontinuierliche Abstimmung mit dem jeweils

⁴ Grundsätzlich ist es erstrebenswert, dass Umstellzonen eine Granularität haben, die eine Umstellung innerhalb eines Jahres von CH4 auf H2 ermöglichen. Können Sie dies noch nicht so ausdifferenzieren, achten Sie darauf, dass die Mengen-/Leistungs-Angaben zum Gastyp 100% H2-Mengen/Leistung nicht in die Berechnung der Gesamtenergiemenge für die Beimischungsgrenzen eingehen. Beispiel: 100kWh mit 20 Vol.-% Beimischung bedeutet 93 kWh CH4 und 7 kWh H2. Wird nun die Hälfte der Umstellzone in einem Jahr auf 100% H2 umgestellt, so folgt für die verbleibenden Mengen 46,5 kWh CH4 und 3,5 kWh H2.

vorgelagerten VNB suchen. Ebenso sollte ein vorgelagerter VNB zu Beginn des GTP-Prozesses in 2024 alle nachgelagerten VNB über die Erstellung seines GTP informieren und den Dialog dazu aufnehmen.

Die Ergebnisse der jeweils nachgelagerten GTPs sollen in den GTP des vorgelagerten Netzbetreibers einfließen (insb. 8.1.2). Dementsprechend umfassen die Umstellzonen in der Kapazitätsanalyse eines VNB nicht nur die Menge und Leistung im eigenen Netz, sondern stets auch die Menge und Leistung an den Netzkopplungspunkten der jeweils angeschlossenen nachgelagerten Netzbetreiber. Dies ist auch entsprechend in Reiter [4] des Rückmeldeformulars zu berücksichtigen

Umgekehrt sollen auch die Dekarbonisierungsoptionen für den nachgelagerten Netzbetreiber auf der Bereitstellung von dekarbonisiertem Gas durch den vorgelagerten Netzbetreiber basieren. Dies erfolgt analog der Meldekaskade der internen Bestellung aus der Kooperationsvereinbarung Gas auf Ebene der VNB.

Im Rückmeldeformular zum GTP ist daher im Reiter [7] für jeden nachgelagerten Netzbetreiber eine der 3 Optionen für die Erstellung des eigenen GTP anzugeben:

- **„kohärent“:**
 - GTP existiert bei nachgelagertem VNB und
 - in beiden GTP-Meldungen (vorgelagerter und nachgelagerter VNB) werden die **gleichen** Annahmen zu Brennstoff, Menge, Leistung und Zeitpunkt des nachgelagerten VNB getroffen
- **„nicht kohärent“:**
 - GTP existiert bei nachgelagertem VNB und
 - es gibt **unterschiedliche** Annahmen zu Brennstoff, Menge, Leistung und Zeitpunkt des nachgelagerten VNB (dies ist auch zu wählen, falls eine Abstimmung nicht erfolgt ist)
- **„Kein GTP“:** der nachgelagerte VNB erstellt keinen GTP.

8.2 Top-Down-Validierung

8.2.1 Dialog aufnehmen und Informationen einholen

In diesem Schritt ermittelt der VNB im Rahmen seiner netzbetreiberübergreifenden Zusammenarbeit mit dem vorgelagerten Netzbetreiber, an welchen Leitungsabschnitten bzw. Netzkopplungspunkten zu welchem Zeitpunkt und in welcher Kapazitäts- und Mengengrößenordnung der vorgelagerte Netzbetreiber eine zukünftige Wasserstoffversorgung (im Falle eines FNB über dessen Wasserstofftransportleitungen) plant. Neben den konkreten Plänen zum Wasserstoff-Kernnetz sind auch darüberhinausgehende Pläne der FNB hinsichtlich der Anbindung des VNBs abzustimmen. Zudem ist zu klären, welche grundsätzlichen technischen Rahmenbedingungen bestehen, d.h. wie groß der grundsätzlich mögliche Handlungsspielraum ist (auf Basis z. B. der Netztopologie des FNB, Anschlusszeiträume an das Wasserstoff-Kernnetz, ...). Hierbei ist auch eine zeitliche Abschätzung seitens des vorgelagerten Netzbetreibers abzuholen. Diese Informationen sind im Rahmen der Bottom-up-Planung zu berücksichtigen.

Im Rahmen dieser Abstimmung ist bei Bedarf zu klären, inwiefern seitens des vorgelagerten Netzbetreibers eine Beimischung als Übergangslösung möglich wäre bzw. vorgesehen ist.

Ebenso sind bauliche Maßnahmen zu diskutieren, die für die Anbindung an eine Wasserstoffversorgung ggf. notwendig werden.

8.2.2 Iterative Feedbackschleife

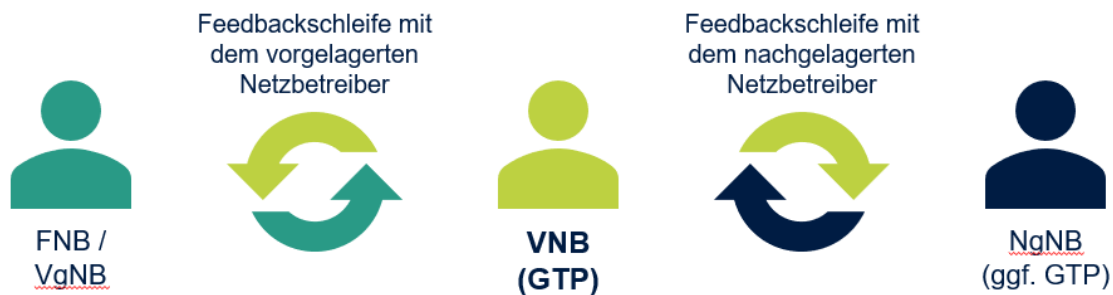


Abbildung 6: Abstimmungen mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern

Sobald eine indikative Umstellplanung aus 8.1 vorliegt und sich Konflikte zur Zeitplanung z.B. aus der Kundenanalyse ergeben, ist eine Rücksprache mit dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Lösungsfindung notwendig. Ziel muss die Zusammenführung der Planungen des vorgelagerten Netzbetreibers (z.B. Wasserstofftransportnetz) mit den Planungen des VNB sein. Ggf. müssen im Rahmen dieses Schrittes Hürden für die Umsetzung des H₂-Netzes auf Ebene des VNB herausgearbeitet werden („wir benötigen 2028 Wasserstoff, er kommt jedoch erst 2032“).

Die Ermittlung der Bedarfe im Rahmen des GTP müssen mit den entsprechenden Prozessen auf FNB-Seite koordiniert werden. Entsprechende Anfragen sollten kohärent zum GTP beantwortet werden, jedoch wird im Dialog mit den FNB angestrebt, Mehrfachabfragen zu vermeiden.

Der GTP 2024 führt den im GTP 2022 und 2023 begonnenen Austauschprozess fort. Auch im Jahr 2025 werden Sie die Möglichkeit haben, Ihre Annahmen zu aktualisieren und abzuändern. Im Rahmen des GTP 2024 ist es insbesondere auch wichtig, mit Nachdruck darauf hinzuwirken, dass die GTP-Erstellung auch bei allen nachgelagerten Netzbetreibern begonnen und jährlich fortgeführt wird. Es ist hierzu empfehlenswert, die eigenen Annahmen mit den nachgelagerten Netzbetreibern zu diskutieren und bei Bedarf kleineren Netzbetreibern auch soweit möglich eine Hilfestellung zu geben. Denn: die eigene Netzplanung kann perspektivisch nur finalisiert werden, wenn alle nachgelagerten Netzbetreiber eingebunden sind und ihren eigenen GTP haben. Eine fundierte GTP-Planung ist die zentrale Grundlage für eine fundierte Meldung in den H₂-Netzentwicklungsplan.

9 Kundenanalyse

Hinweis: Falls Sie den GTP in 2024 erstmalig durchführen, ist es empfehlenswert, die interne Kundenanalyse aus dem GTP 2022 ebenso durchzuführen, um Hinweise für die Strukturierung Ihrer Umstellzonen zu erhalten (dort Kapitel 7.1.2).

Die Kundenanalyse beschäftigt sich mit den wesentlichen Abnehmern im Netzgebiet und untersucht, ob und wann eine Umstellung auf Wasserstoff kundenseitig möglich ist. Zu den größten Abnehmern zählen einerseits die Industriekunden und Kraftwerke (RLM-Kunden) sowie die Kommunen im Kontext der kommunalen Wärmeplanung. Gerade die RLM-Kunden als Ankerkunden sind entscheidend in der Hochlaufphase, um eine Umstellung des Gesamtnetzes wirtschaftlich zu ermöglichen. Auch die Kommunen sind im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung verantwortlich, eine klimaneutrale Transformation der Wärmeerzeugung in Ihren Gebieten herbeizuführen. Hierdurch ergibt sich die Aufgabe des lokalen Netzbetreibers, den Kommunen die Einsatzmöglichkeiten von Wasserstoff und die damit verbundenen Vorteile plausibel und anwendungsgerecht aufzuzeigen.

Der Dialog mit RLM-Kunden und Kommunen ist als fortlaufender Dialog zu betrachten, indem die Umstellung auf Wasserstoff mit einem zunehmenden Härtegrad geplant wird. Um den Kundendialog zu unterstützen, stellt H2vorOrt für die RLM-Kunden einen Leitfaden und Fragebögen zur Verfügung. Die Nutzung dieses Leitfadens wird empfohlen, da die weiteren Abschnitte darauf aufbauen.

9.1 RLM-Kunden sind wichtige Anker für die Netztransformation

Im GTP 2022 erfolgte die Kundenanalyse der RLM-Kunden auf Basis der RLM-Absatzdaten sowie als Einschätzung der zukünftigen Wasserstoffbedarfe indirekt durch Branchenzuordnung.

Im GTP 2023 wurde kundenindividuell auf Basis des entwickelten Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation (unter <https://www.h2vorort.de/publikationen/gtp>) die Kundenanalyse durchgeführt. Hierbei war das Ziel, jeweils mindestens die „Top10“ –Kunden jedes VNB zu befragen.

Im GTP 2024 soll dies nun pro Verteilnetzbetreiber auf die mindestens 30 bedeutendsten RLM-Kunden⁵ (im Normalfall bzgl. Jahresarbeit) ausgeweitet werden, dies umfasst auch die 10 Kunden aus dem Vorjahr.

9.1.1 Die Analyse erfolgt auf zwei Ebenen

Zum einen werden für die Konsolidierung im GTP-Ergebnisbericht 2024 einzelne Kernmerkmale der RLM-Kunden im Kontext der Wasserstofftransformation abgefragt. Einzelne Fragen wurden hierbei gegenüber 2023 präzisiert. Darüber hinaus ist es jedoch wichtig, im Dialog mit dem RLM-Kunden dessen Dekarbonisierung progressiv zu planen und ihn bei der Umsetzung zu unterstützen. Entscheidend hierfür ist insbesondere die Abstimmung zum Umstellzeitpunkt auf Wasserstoff über die gesamte Versorgungskette von FNB bis hin zum Kunden.

⁵ Falls der VNB weniger als 30 RLM-Kunden hat, sind mit allen RLM-Kunden Gespräche zu führen.

9.1.2 Die Nutzung des Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation wird empfohlen

Unterstützend für die Durchführung der Gespräche mit RLM-Kunden hat H2vorOrt auf seiner Website einen „Leitfaden RLM-Netzkundenkommunikation“ veröffentlicht. Der ebenso auf der Website als Exceldatei verfügbare Fragenkatalog des Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation zielt auf folgende Schwerpunkte ab:

- Ab wann benötigt der Kunde Wasserstoff?
- Ist das früher als gegenwärtig vom VNB geplant? Wenn ja, aus welchen Gründen?
- Beabsichtigt der Kunde bei Nichtverfügbarkeit von H₂ den Wechsel des Energieträgers
- Gibt es (technische) Gründe, welche den Einsatz von H₂ beim Kunden ausschließen
- Welche Informationen fehlen den Kunden

9.1.3 Rückmeldung für den Ergebnisbericht 2024

Im Rahmen der GTP-Rückmeldung werden aus dem Fragenkatalog ausgesuchte Fragen abgefragt. Über das Rückmeldeformular sind folgende Fragen zu beantworten (in Klammern jeweils die korrespondierende Frage aus dem Fragenkatalog):

1. Bei wie vielen RLM-Kunden haben Sie eine Kundenanalyse durchgeführt? (Anzahl absolut/relativ zur Gesamt-Jahresarbeit)
2. Sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit für H₂? (1.2)
3. Wo sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff? (1.2)
4. Ab wann sehen die RLM-Kunden die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff? (1.3)
5. Welche Anreize und Treiber sind für die RLM-Kunden ausschlaggebend, die H₂-Nutzung zu starten? (2.1)

Eine Rückmeldung Ihrer Erfahrungen mit dem RLM-Fragebogen bzw. Anfragen zur Unterstützung kann an Netzkundenkommunikation@h2vorort.de gestellt werden.

9.1.4 Der Weg in die zunehmende Verbindlichkeit: Der Abschluss von MoUs

Der Abschluss eines Memorandums of Understanding (MoU) ist ein probates Mittel, um die Zusammenarbeit zwischen Kunden und Verteilnetzbetreiber hinsichtlich der Wasserstoff-Transformation zu stärken. MoUs sind vertragliche Absichtserklärungen, die zwischen VNB und Kunden geschlossen werden.

Zu den wesentlichen Inhalten des MoUs gehören die gemeinsame Zielsetzung sowie die Ausgestaltung des Informationsaustausches. Dieser regelt den Informationsfluss insbesondere zur Kapazitätsplanung und Netzintegration. Ein Beispiel MoU „VNB – Kunde“ wird zeitnah auf www.H2vorOrt.de im Bereich GTP zur Verfügung gestellt.

9.2 Kommunen übernehmen eine Schlüsselrolle für die Gestaltung der Energiewende vor Ort

Neben den RLM-Kunden sind gleichermaßen die Kommunen wichtige Ansprechpartner der VNBs, deren Planung zur Klimaneutralität aktiv unterstützt und mit dem Wissen über die lokale Infrastruktur begleitet werden soll. Dies hat insbesondere durch die Verabschiedung des Wärmeplanungsgesetzes und des neuen Gebäudeenergiegesetzes an weiterer Wichtigkeit gewonnen. Durch die kommunale Wärmeplanung haben die Kommunen einen entscheidenden Einfluss auf die zukünftige Heiztechnologie der SLP-Kunden. Das Dialogziel ist es, die kommunale Wärmeplanung mit den Planungen des lokalen Netzbetreibers abzustimmen und mit dessen GTP zu verknüpfen.

Eine Zusammenfassung der Gespräche mit den Kommunen ist in das Rückmeldeformular (vgl. Abschnitt 0) einzutragen. Darin sollen folgende Fragen beantwortet werden:

1. Mit wie vielen Kommunen haben Sie den Dialog zum Thema Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase aufgenommen?
2. Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?
3. Sehen die Kommunen - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung Ihrer Kommune?
 - a. ... für Industrie und Gewerbe
 - b. ... für die Wärmeversorgung von Gebäuden

10 Technische Analyse

10.1 Rahmenbedingungen für den Umstellungsprozess im Verteilnetz

Beschäftigen Sie sich zeitnah mit den vorbereitenden Umstellprozessen und Maßnahmen gemäß DVGW-Regelwerk. Sofern die Anforderungen von der Gasbeschaffenheit abhängen, werden die betroffenen DVGW-Regelwerksdokumente in den zuständigen Technischen Komitees und Projektkreisen des DVGW auf die Anwendung wasserstoffhaltiger methanreicher Gase (2. Gasfamilie) und reinen Wasserstoffs (5. Gasfamilie) angepasst oder neu erarbeitet. Den Stand der Regelwerksüberarbeitung zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Leitfadens finden Sie im Anhang (14.2.1).

Für neu zu errichtende Gasnetze sollte der zukünftige Betrieb mit Wasserstoff der 5. Gasfamilie nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 bei der Auslegung / Errichtung berücksichtigt und nach DVGW-Regelwerk geplant und gebaut werden.

Nachfolgend werden **die vorbereitenden Maßnahmen zur Umstellung des bestehenden Gasnetzes** auf Wasserstoff in vereinfachter Form dargestellt.

Zur Prüfung und zum Nachweis der H₂-Readiness von bestehenden Gasnetzen spielt die Bestandsdokumentation eine wichtige Rolle.

Um die H₂-Readiness des Rohrleitungsabschnittes und der Anlagen inkl. der verbauten Werkstoffe, Komponenten, Baugruppen und Geräte zu überprüfen und nachzuweisen, wird die vorhandene Dokumentation geprüft und zusammengestellt. Die Informationen liegen, soweit vorhanden, in den Bauakten, Rohrbüchern, Betriebsmittelinformationssystemen, etc. vor.

Hierbei gibt es drei Fälle:

- Bestenfalls liegen dem Gasverteilnetzbetreiber bereits Herstellererklärungen vor. Herstellererklärungen entbinden den Netzbetreiber nicht von seiner Verantwortung zur richtigen und technisch sicheren Auslegung und Betrieb eines Rohrleitungsabschnittes oder einer Anlage.
- Liegen keine Herstellererklärungen vor, so können mit Hilfe der H₂-Datenbank „verifHy“ die Informationen über die H₂-Readiness der Komponenten, Baugruppen und Geräte ermittelt werden.
- Können keine Informationen über die H₂-Readiness erhoben werden, kann diese durch Gefährdungsbeurteilungen, betriebliche Erprobungen oder das Technische Regelwerk, insbesondere nach den Vorgaben und Handlungsempfehlungen der DVGW-Merkblätter G 407, G 408, G 409 und G 221 und/oder Normenbezug nachgewiesen werden.

In jedem Fall sind weitere Prüfungen des Netzbetreibers zum Nachweis der H₂-Readiness eines Rohrleitungsabschnittes oder Anlage erforderlich. Hierbei prüft der Betreiber, ob die Komponenten, Geräte, Baugruppen, Rohrleitungen und Anlagen des umzustellenden Netzabschnitts die Anforderungen der Integrität, der bestimmungsgemäßen Funktionen und technischen Sicherheiten sowie die Konformität mit den relevanten Richtlinien und Anforderungen erfüllt, bspw.:

- werden erforderliche Mindestdrücke im Netz(-abschnitt) eingehalten (netzhydraulische Analyse)?
- werden maximale Anströmungsgeschwindigkeiten für Filter eingehalten, um den sicheren Betrieb und die volle Funktionalität des Bauteils zu gewährleisten?
- beim Explosionsschutz sind Überprüfungen der Ex-Zonen erforderlich
- usw.

Die Prüfungen der H₂-Readiness sind die Voraussetzung für die Identifikation erforderlicher Erneuerungs- und Umstellmaßnahmen für das bestehende Gasnetz. Anschließend kann der Umstellungsprozess gemäß der DVGW-Merkblätter G 407, G 408, G 409, G 221 erfolgen. Für die Umstellung der Endanwendungen ist zudem das DVGW-Merkblatt G 655 zu beachten.

In Abhängigkeit der geplanten Wasserstoffanteile müssen die folgenden beiden Punkte unterschieden werden:

1. Umstellung auf wasserstoffhaltige Gase (2. Gasfamilie) bis 20 Vol.-% H₂: i.d.R. keine wesentliche Änderung; die Abnahme erfolgt dann in Netzbetreiberverantwortung. Wenn Unsicherheiten bei der Nachweisführung und Abnahme bestehen, sollte ein Sachverständiger hinzugezogen werden.
2. Umstellung auf reinen Wasserstoff (5. Gasfamilie) sowie auf wasserstoffhaltige Gase (2. Gasfamilie) über 20 Vol.-% H₂: es handelt sich um eine wesentliche Änderung. Eine Abnahme ist dann gemäß Regelwerk durch einen Sachverständigen erforderlich.

Hinweis: Grundsätzlich können die Gasverteilnetzbetreiber auch ohne vorliegende Herstellererklärungen/-dokumentationen und auch ohne die H₂-Datenbank „verifHy“ den Nachweis der H₂-Readiness erbringen. Aber: je weniger Dokumentation vorhanden ist, desto höher ist der praktische Nachweisbedarf und Aufwand.

Im laufenden Jahr werden voraussichtlich drei Artikel in der Fachzeitschrift "DVGW energie | wasser-praxis" (ewp) veröffentlicht, die sich mit der Umstellung von Gasverteilnetzen unter Berücksichtigung der DVGW-Merkblätter G 407 & G 408 befassen. Der erste Artikel skizziert die Umstellung anhand eines Ablaufdiagramms und dient als Interpretationshilfe für die beiden Merkblätter.

Im zweiten Artikel wird über die Betriebserfahrungen aus Wasserstoff-Pilotprojekten berichtet.

In der dritten Veröffentlichung wird ein fiktives Netz detailliert analysiert und eine Bewertung für eine Umstellung von Gasleitungen aus Stahl- und Kunststoffrohren bis zur Hauptabsperreinrichtung (HAE) auf 100% Wasserstoff durchgeführt.

10.2 Unterstützung in der Bewertung: DVGW-Datenbank „verifHy“ zur H₂-Readiness

Als erster Schritt wurden im Rahmen des DBI-Forschungsprojektes „H₂-Kompendium VNB“ erste Indikationen zur Wasserstoffverträglichkeit von Materialien, Komponenten und Produkten erstellt. Diese werden in den Kompendien standardisiert als Steckbriefe dargestellt.

Da nicht alle im deutschen Gasverteilnetz eingesetzten Komponenten im Rahmen der Erstellung des „H₂-Kompendiums VNB“ abgebildet werden konnten, erfolgte im Auftrag des DVGW durch das DBI der Aufbau der webbasierten Datenbank „verifHy“, mit dem Ziel, Informationen zur Bewertung der H₂-Readiness für die gesamte Branche zu erfassen. Die Datenbank unterstützt Gasnetzbetreiber, ihre Netze fortlaufend auf Erdgas-Wasserstoff-Gemische bzw. reinen Wasserstoff umzustellen und Investitionen bzw. Erneuerungsmaßnahmen z.B. im Rahmen von Zielnetzplanungen jeweils nach dem neusten Wissensstand zu planen.

Die DVGW-Datenbank „verifHy“ ist als lebendes System zu verstehen, welches ständig durch die im Markt agierenden Produkthersteller und auch durch die DVGW-Institute erweitert sowie aktualisiert wird. Netzbetreiber können über eine Weboberfläche oder ein standardisiertes Austauschformat (CSV) Informationen zur H₂-Readiness von Produkten und Komponenten abfragen. Auf Grundlage dessen wird den Datenbank-Nutzer und -Nutzerinnen die Möglichkeit gegeben, unter Angabe von

Produktspezifikationen (Hersteller, Typenbezeichnung etc.), eine Bewertung der H₂-Readiness durchzuführen. Dies geschieht idealerweise auf Basis einer produktspezifischen Bewertung. Sofern in der Datenbank (noch) keine produktspezifische Bewertung vorliegt, kann die Bewertung der Wasserstoffeignung nur auf Komponentenebene erfolgen. In diesem Fall kann dann eine orientierende Bewertung einzelner Komponenten und Materialien hinsichtlich der Wasserstoffeignung auf Grundlage bestehender Literatur erfolgen, deren Aussage jedoch weniger belastbar ist. Weiterhin können die Informationen aus der Datenbank exportiert werden, damit die Netzbetreiber die Ergebnisse wieder zurück in ihre jeweiligen Systeme integrieren können (bidirektionaler Austausch). Das Austauschformat zur Abfrage sieht folgende Attribute vor:

Tabelle 1: Spezifikationen zur Bewertung der H₂-Readiness

Feldbezeichnung	Bemerkung
Komponente ID	ID der Komponente entsprechend der Stammdatenliste, exportierbar über die Weboberfläche der H ₂ -Datenbank
ID	ID des Netzbetreibers
Produkt Name	Name des Produkts. Sofern nur die Komponente angefragt werden soll, ist dieses Feld leer zu lassen
Hersteller ID	ID des Herstellers. Unterstützt die Produktsuche (Siehe Abschnitt „Mögliche Auswertungsergebnisse“ ID 4 & 5). Insofern nur die Komponente angefragt werden soll, ist dieses Feld leer zu lassen.
Werkstoff	Werkstoffnummer des gasführenden Materials
Nennweite	Nennweite der Komponente / des Produktes. Bspw. entsprechend DN 100, DN 80 oder DN 63
Baujahr	Baujahr der Komponente / des Produkts
Artikelnummer	Artikelnummer des Produkts. Insofern nur die Komponente angefragt werden soll, ist dieses Feld leer zu lassen
Auslegungsdruck	Auslegungsdruck der Komponente / des Produkts
Anzahl / Länge	Anzahl der im Netz verbauten Produkte / Komponenten (bspw. Gasdruckzähler) oder Länge des im Netz verbauten Produkts / der im Netz verbauten Komponente (bspw. Rohrleitung) in Metern

Um für einzelne Produkte die Wasserstofftauglichkeit zu ermitteln, muss darauf geachtet werden, dass die in den technischen Datenbanken (GIS/BIS) vorgehaltenen Attribute mit denen in der verifHy-DB für die jeweiligen Produktgruppen hinterlegten Attribute übereinstimmen. Hier besteht die Möglichkeit, dass die derzeit im GIS/BIS vorhanden Attribute erweitert werden müssen. Weiterhin ist es hilfreich, wenn die Schreibweise der erfassten Einträge (Hersteller, Marken) in den eigenen technischen Systemen mit den Einträgen der verifHy-DB übereinstimmen. Unter diesen Voraussetzungen ist eine spätere automatisierte Zuordnung der Bauteile möglich. Eine ausführliche Vorgehensweise ist im Leitfaden zur Nutzung der verifHy-DB beschrieben (<https://www.verifhy.de/leitfaden/>).

Neben der Möglichkeit, automatisierte Abfragen auf der Datenbank laufen zu lassen, dient die Datenbank auch als Nachschlagewerk für fachliche Informationen.

Die Befüllung der Datenbank erfolgt in zwei Bereichen:

- Der DVGW stellt alle verfügbaren Informationen über die H₂-Readiness der Komponenten und Produkte bereit. Die Erkenntnisse aus den DBI-Kompendien (FNB, VNB, Speicher) werden zur initialen Befüllung der Datenbank herangezogen. Es ist dabei zu beachten, dass für die Beurteilung im Rahmen des Neuerwerbs von Produkten (Neubau) Informationen mit hoher Verbindlichkeit (z.B. Prüfberichte für konkrete Produkte) erwartet werden. Im Bestand ist diese Verbindlichkeit nicht erreichbar, da Informationen zum Zustand der in Betrieb befindlichen Bauteile weder erhoben noch im Rahmen einer Bewertung verarbeitet werden können.
- Neben der Abfrage kommt dem Netzbetreiber zusätzlich die Rolle zu, nicht in der Datenbank erfasste Produkte über die Schnittstelle an die H₂-Datenbank zu melden. Die fehlenden Werte müssen dann mit verfügbaren Daten sowohl von Hersteller- als auch von Institutsseite angereichert werden. Ziel ist ein progressives Anwachsen des Datenbestands, um eine möglichst hohe Abdeckung der verbauten Netzkomponenten zu erreichen. Wenn im Zuge einer Anfrage ein Produkt gemeldet wird, das noch nicht in der Datenbank vorhanden ist, so wird es durch den DVGW erfasst und anschließend der Dialog mit dem Hersteller initiiert. Durch die Anfragen von Netzbetreibern erhöht sich so der Detaillierungsgrad der Datenbank über weitere Komponenten und Produkte im Laufe des Nutzungszeitraumes der Datenbankanwendung.

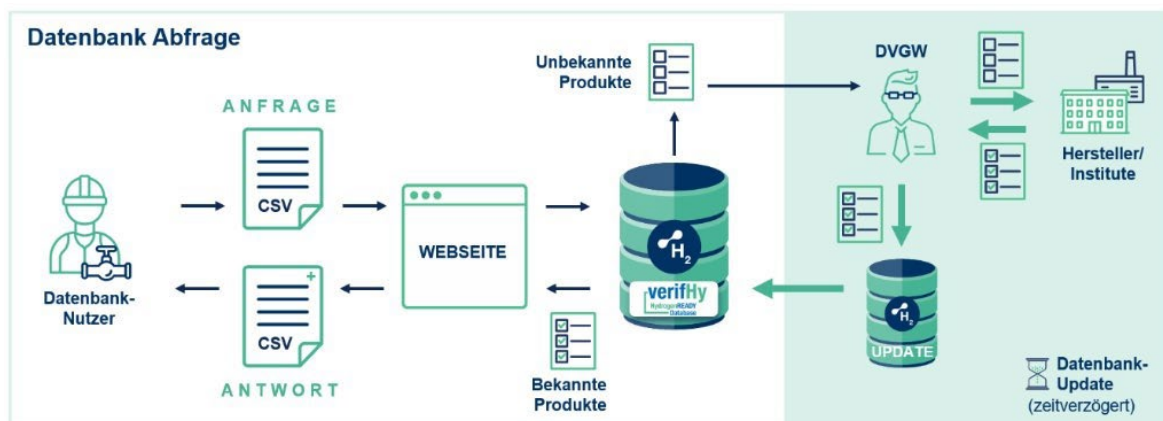


Abbildung 7: Abfrageprozess der verifHy-Datenbank

Für eine detaillierte Beschreibung der Leistungen, Lizenzierungen, Pflege und Nutzung von verifHy sei auf den technischen Leitfaden verwiesen, der unter www.verify.de/leitfaden/ verfügbar ist und laufend aktualisiert wird.

verifHy ist seit dem 03.01.2023 verfügbar. Mit den ersten Kunden, welche aktiv die verifHy-Datenbank abgefragt haben, stieg auch der Bestand an Produkten, Herstellern und Marken.

Die Abbildung 8 zeigt die Entwicklung des Datenbestands im Jahr 2023. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass alle Daten, auch solche die durch die Hersteller eingepflegt werden, durch das DBI qualitätsgesichert werden.

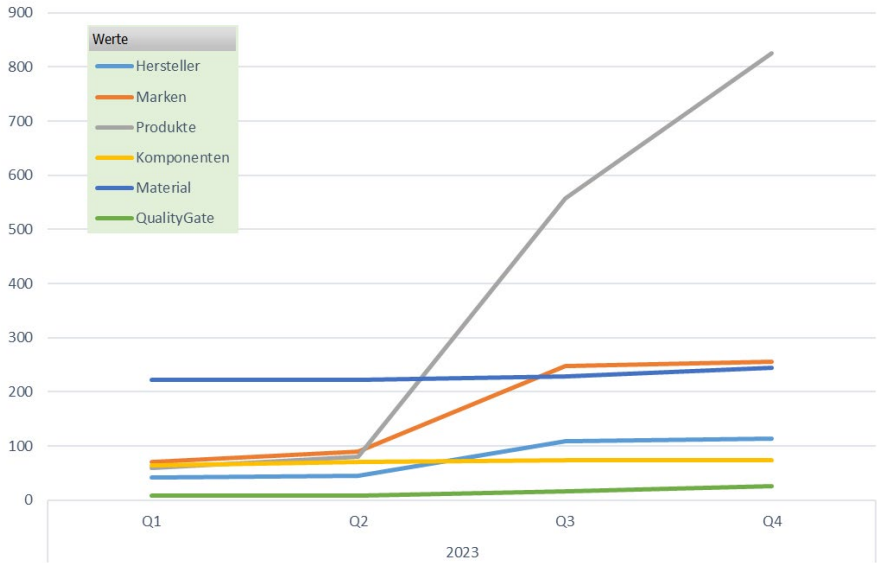


Abbildung 8: Entwicklung des Datenbestands der verifyHy-Datenbank

10.3 Analyse Netzkomponenten (Ziel: „Komplettbewertung“)

In den Gasverteilnetzen gibt es eine Vielzahl von unterschiedlich eingesetzten Netzkomponenten, wie z.B. Rohrleitungen, Armaturen, gastechische Anlagen (beispielsweise Gas-Druckregel und Messanlagen) und Netzanschlüsse. Der Fokus liegt dieses Jahr auf der Erfassung der nicht erdverbauten Netzanschlusskomponenten und der gastechischen Anlagen.

Wie bereits im GTP 2022 und 2023 sollen zusätzlich die Rohrleitungsmaterialien über die Gas-Wasser-Statistik des DVGW gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 410 aktualisiert werden.

Bereiten Sie sich auf die Erfassung und Prüfung der Komponenten vor. Dies bedeutet insbesondere nicht-digitalisierte Informationen (soweit vorhanden) aus Bauakten, Rohrbücher, etc. in Betriebsmittelsystemen zu überführen. Die Informationen sollen so erfasst werden, dass eine Prüfung der H₂-Readiness vorgenommen werden kann, bspw. mit der verifHy-Datenbank. Dies umfasst insbesondere die Spezifikationen nach Tabelle 1 (Datenbank).

Die Erfassung und Bewertung der Komponenten und Materialien ist als ganzjähriger, fortlaufender Prozess zu verstehen. Folglich auch außerhalb des jährlichen Erarbeitungs- und Rückmeldezeitraums des GTP.

Ziel ist eine Komplettbewertung und daraus abgeleitet eine investitionsfähige Planung bis spätestens 2025.

Hinweis: wenn Sie bei Leitungsabschnitten Nachforschungen anstellen, um das Material zu eruieren oder aktuelle Baustellen haben, wird empfohlen, direkt alle Bauteile zu erfassen. So können ggf. weitere Dokumentationslücken (vgl. auch DVGW-Arbeitsblatt G 402) geschlossen werden.

10.3.1 Teilschritt 1: Analyse der Rohrleitungen

Aktualisieren Sie, wie bereits im GTP 2022 und 2023, die Gas-Wasser-Statistik des DVGW gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 410.

Diese Daten sollten mit dem aktuellen Stand des Betriebsmittelinformationssystems auf Richtigkeit und Vollständigkeit abgeglichen werden.

Hinweise:

- Bitte prüfen Sie insbesondere den gemeldeten Umfang an Gussleitungen auf Richtigkeit. Versuchen Sie, den Anteil am Werkstoff „unbekannt“ aktiv zu reduzieren.
- Die grundsätzliche Eignung der Rohrleitungsmaterialien zur H₂-Readiness ist bei der Bestimmung von Umstellzonen zu berücksichtigen. Dies kann insbesondere bei größeren Gussarealen relevant sein (Ertüchtigung vs. Versorgung mit klimaneutralem Methan).
- Die H₂-Readiness von Rohrleitungsmaterialien kann auch über die verifHy-Datenbank geprüft werden.

10.3.2 Teilschritt 2: Analyse der gastechischen Anlagen

Anhand der Dokumentations- und Betriebsmittelinformationssysteme werden die Komponenten in den gastechischen Anlagen, getrennt nach unterschiedlichen Druckstufen erfasst. Sofern keine Informationen zu den einzelnen Komponenten vorliegen, sollte zumindest die Anzahl der Anlagen und Schienen in das Rückmeldeformular eingetragen werden.

Zu erfassende Druckstufen:

- Gastechnische Anlagen $p \leq 5$ bar:
- Gastechnische Anlagen $5 < p \leq 16$ bar
- Gastechnische Anlagen GDRM $16 < p \leq 40$ bar
- Gastechnische Anlagen GDRM $40 < p \leq 100$ bar
- Gastechnische Anlagen im Kundeneigentum

Zu erfassende Komponenten je Druckstufe:

- Anlagen
- Schienen
 - Hauptarmaturen in GDRM
 - Filtergruppen
 - Druck- und Mengenregler
 - Messung/Zähler
 - Sicherheitsabsperrentile
 - Sicherheitsabblaseventile
 - Druckaufnehmer
 - Odoranlagen
 - Vorwärmung
 - Gasbeschaffenheitsmessung (z.B. PGC)

Die Bewertung der H₂-Readiness wird vom jeweiligen Netzbetreiber eigenständig vorgenommen, wie in Kapitel 10.1 beschrieben.

10.3.3 Teilschritt 3: Analyse der nicht erdverbauten Netzanschlusskomponenten

Anhand der Dokumentations- und Betriebsmittelinformationssysteme werden bei den nicht erdverbauten Netzanschlusskomponenten in Netzbetreiberverantwortung die Anzahl der nachfolgenden Komponenten erfasst:

- Hausdruckregler
- Messung/Zähler

- Hauseinführungskombinationen

Die Bewertung der H₂-Readiness wird vom jeweiligen Netzbetreiber eigenständig vorgenommen, wie in Kapitel 10.1 beschrieben.

10.3.4 Teilschritt 4: Analyse und Differenzierung der Zählertypen

Die **Anzahl der Zähler** (sowohl als Netzanschlusskomponente als auch in der gastechnischen Anlage) werden in einer separaten Abfrage spezifiziert:

- Zähler insgesamt
 - davon Ultraschallzähler
 - davon Turbinengaszähler
 - davon Quantometer
 - davon Drehkolbenzähler
 - davon Balgengaszähler
 - davon Corioliszähler
- Mengenumwerter

10.3.5 Teilschritt 5: Analyse weiterer Rohrleitungs- und erdverbauter Netzanschlusskomponenten (nur bei GTP-Erstbearbeitung)

Wurde in den Jahren 2022 und 2023 kein GTP erarbeitet, wird empfohlen die Analysen des vergangenen Jahres nachzuholen.

Anhand der Dokumentations- und Betriebsmittelinformationssysteme werden hierbei die verbauten Armaturen und Einbauteile der Versorgungs- und Netzanschlussleitungen erfasst.

Wichtig: an den DVGW werden diese Komponenten im Rahmen des GTP 2024 nicht zurückgemeldet (eigenständige Bearbeitung):

- Armaturen
 - Schieber
 - Kugelhähne
 - Druckanbohrventile
 - Absperrklappen
- Einbauteile
 - Kondensatsammler
 - Ausbläser

- Erdverbaute Gasströmungswächter
- Isoliertrennstücke

Die Bewertung der H₂-Readiness wird vom jeweiligen Netzbetreiber eigenständig vorgenommen, wie in Kapitel 10.1 beschrieben.

10.4 Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H₂-ready-Komponenten und -Materialien

Im Falle von Netzerweiterungen und Erneuerungen wird empfohlen ausschließlich Gasnetzkomponenten – und Materialien zu verbauen, die für den Einsatz von reinem Wasserstoff (5.Gasfamilie gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260) geeignet sind, um flächendeckend und kontinuierlich die H₂-Readiness Ihres Gasverteilnetzes zeitnah herzustellen.

Der Beschaffungsprozess und die technischen Spezifikationen müssen dahingehend in Ihren Unternehmen angepasst werden.

Bitte beantworten Sie in diesem Kontext im Rückmeldeformular die nachfolgenden Fragen (gilt für Umstellungszonen, die langfristig mit reinem Wasserstoff geplant und betrieben werden):

- Werden in Ihrem Unternehmen bei entsprechender Marktverfügbarkeit bereits H₂-ready-Komponenten (100%) ausgeschrieben?
 - Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben
 - Ja, wird bereits teilweise ausgeschrieben
 - Ist in Planung/Vorbereitung
 - Nein, es erfolgt keine Ausschreibung
- Falls Sie eine andere Antwort als „Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben“ gegeben haben, bis wann planen Sie die vollständige Ausschreibung umzusetzen?
 - 2024
 - 2025
 - 2026
 - später/unklar

10.5 Netzhydraulische Analyse

Allgemein

Jedes (Teil-) Netz ist vor einer Umstellung einer netzhydraulischen Analyse zu unterziehen. Die konkrete Analyse richtet sich dabei auch nach dem Umstellungszeitpunkt bzw. der prognostizierten Zielnetzkapazität.

Grundlagen

Da Wasserstoff in seinen physikalischen und brenntechnischen Eigenschaften gegenüber Erdgas abweicht, zum Beispiel hinsichtlich des Brennwertes und der Dichte, ändern sich auch die netzhydraulischen Bedingungen.

Der Brennwert von Wasserstoff beträgt etwa ein Drittel des Brennwertes von Erdgas (abhängig von der Art des Referenz-Erdgases). Dies bedeutet, dass sich beim Transport der gleichen Menge Energie durch das Gasnetz der Volumenstrom bei reinem Wasserstoff auf das Dreifache gegenüber Erdgas erhöhen muss. Bei

gleichbleibendem Leitungsdurchmesser wird sich so die Strömungsgeschwindigkeit im selben Verhältnis erhöhen. Bisherige Untersuchungen in den Gasverteilnetzleitungen haben gezeigt, dass deutlich höhere Strömungsgeschwindigkeiten in den Leitungen zulässig sind und sich kaum eine Auswirkung auf die Transportfähigkeit ergibt. Diese Erkenntnisse werden zeitnah vom DVGW veröffentlicht.

Weitere Untersuchungen zu zulässigen Strömungsgeschwindigkeiten in GDRM-Anlagen und Transportleitungen wurden in einem separaten Projekt (HySpeed) vom DVGW angestoßen.

Relevant für die Gasversorgung ist der Betriebsdruck bzw. der sich durch den Transport von Wasserstoff einstellende Druckverlust. Dieser ist abhängig von der Druckstufe und ist bei Niederdrucknetzen ca. 20% höher bei reinem Wasserstoff gegenüber Erdgas⁶. Eine gesonderte Betrachtung ist in den Niederdrucknetzen durchzuführen. Eine Zumischung bzw. Umstellung auf Wasserstoff führt auch zu einer Dichteänderung und einem veränderten Druckgewinn bei Höhenunterschieden innerhalb des Netzes.

Während der Druckgewinn für Erdgas H bei ca. 4,5 mbar/100 m Höhendifferenz liegt, steigt der Druckgewinn bei reinem Wasserstoff auf ca. 11 mbar/100m an. Das heißt, topographische Differenzen können zu Druckgewinnen führen (Auftrieb des Gases).

Aufgrund der in Niederdrucknetzen besonders geringen Druckdifferenz zwischen Einspeisedruck und maximalem Betriebsdruck kann es bei entsprechenden Höhendifferenzen zur Überschreitung des maximalen Betriebsdruckes (Abk. MOP) kommen.

Vorgehen

Ein Wasserstoff-rechenfähiges, hydraulisches Gasnetzmodell ist zu erstellen. Eine Anleitung für die Versionen 10.1 und 10.2 des Simulationstools STANET® findet sich im Anhang des GTP-Leitfadens 2022.

Jedes Netz bzw. umzustellendes Teilnetz ist für 100 Vol.-% Wasserstoff für den Auslegungsfall und/oder der Zielnetzkapazitäten zu berechnen. Die sich einstellenden Betriebsdrücke sind mit den Vorgaben der internen Richtlinien für zulässige minimale Betriebsdrücke (für Niederdrucknetze noch zusätzlich der maximal zulässige Betriebsdruck) abzugleichen, um die netzhydraulische Eignung zu bewerten und Schwachstellen zu identifizieren.

⁶ Vgl. DVGW Roadmap Gas 2050 – Deliverable-Nummer 2.4 „Anpassungsbedarf für die Gasnetze hinsichtlich Struktur und Betrieb“

Tabelle 2: Beispielanalyse für 100 Vol.-% Wasserstoff

Netz	DP [mbar]	OP _{min} zulässig (interne Vorgaben) [mbar]	OP _{min} errechnet Erdgas [mbar]	OP _{min} errechnet 100% H ₂ [mbar]	MOP zulässig [mbar]	MOP errechnet Erdgas [mbar]	MOP errechnet 100% H ₂ [mbar]	Netz- hydraulische Eignung
Hochdrucknetz 1	25.000	15.000	18.100	16.000	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Hochdrucknetz 2	16.000	5.000	6.960	6.850	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Hochdrucknetz 3	5.000	1.500	1.800	1.580	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Verteilnetz 1	5.000	150	220	210	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	nur für ND- Netze relevant	Ja
Verteilnetz 2	5.000	30	37	35	50	45	48	Ja
Verteilnetz 3	5.000	30	34	28	50	45	57	Nein

(Abkürzungen: DP=design pressure=Auslegungsdruck; OP=operating pressure=Betriebsdruck; MOP=maximum operating pressure = max. Betriebsdruck; ND=Niederdruck)

Es wird empfohlen zumindest repräsentative Netze zu berechnen, die sich im Erdgasfall in einem netzdruck-technischen Zustand befinden, der vermuten lässt, dass eine H₂-Versorgung nicht ohne zusätzliche netztechnische Maßnahmen erfolgen kann. Dies betrifft überwiegend Niederdrucknetze und Netze mit spezifischen topographischen Gegebenheiten (größere Höhenunterschiede).

10.6 Umstellbezirke: Prüfung der Sektionierung von Umstellzonen

Umstellzonen werden als strategische Einheiten betrachtet, die eine indikative Reihenfolge für Umstellungen auf klimaneutrale Gase festlegen.

Die Umstellzonen müssen für den Umstellungsprozess ihrerseits in mehrere Umstellbezirke unterteilt werden. Umstellbezirke fungieren als operative Einheiten und sollten idealerweise so dimensioniert sein, dass die Kunden innerhalb eines Bezirks gemäß den Richtlinien des DVGW-Arbeitsblatts G 680 "Erhebung, Umstellung und Anpassung von Gasgeräten" in der Regel innerhalb einer Arbeitswoche (Montag bis Freitag) umgestellt werden können.

Die Einteilung der Bezirke ist im Wesentlichen abhängig von:

- Kundenstruktur und der Kundengeräte:

Welche Anzahl an Industriekunden befinden sich im Umstellungsbezirk?

Aufgrund individueller Prozesse und Anlagenstrukturen der Industriekunden variiert die Dauer der Umstellung erheblich. Die Umstellung kann sich über mehrere Tage und Wochen erstrecken und erfordert eine rechtzeitige Vorbereitung vor der eigentlichen Umstellung im Bezirk.

Welcher Anteil der Geräte ist H₂-ready?

Die Geräte der Haushaltskunden müssen entweder ausgetauscht oder durch Umrüstung angepasst werden. Im Rahmen des DVGW-Projekts „Roadmap Gas 2050“ gehen die Autoren davon aus, dass für die Außerbetriebnahme, Demontage, Installation und Inbetriebnahme eines neuen Geräts etwa 8 Stunden benötigt werden. Im Gegensatz dazu erfordert die Anpassung eines H₂-ready-Gasgeräts durch ein Umrüstkit lediglich 1-2 Stunden.

- Verfügbarkeit/Anzahl der Dienstleister und Anpassungsfirmen

Weitere Parameter haben einen Einfluss auf die Ausgestaltung der Umstellbezirke:

- **Netztopologie:**
es muss überprüft werden, ob ein geplanter Bezirk durch die vorhandenen Sektionsschieber vom übrigen Netz getrennt werden kann, oder ob zusätzliche Schieber und Ausblaseventile erforderlich sind.⁷
- **Versorgungssituation / netzhydraulische Gegebenheiten:**
die Versorgungssituation und Netzstabilität des restlichen Gasnetzes muss nach der Abtrennung des Bezirks zu jedem Zeitpunkt gewährleistet bleiben.
Es muss überprüft werden, ob neue Leitungen oder neue GDRM-Anlagen hierfür erforderlich sind.
- **Verfügbarkeit von Netztechnikern beim Netzbetreiber:**
je größer der Bezirk, desto mehr Netzanpassungsmaßnahmen (Einbau von Schiebern, etc.) sind notwendig und desto mehr Netzmonteure/-techniker sind erforderlich.
- **Jahreszeitliche Gegebenheiten:**
ein Bezirk, in dem hauptsächlich Heiz- und Brennwertgeräte vorhanden sind, sollte vorrangig außerhalb der Heizperiode umgestellt werden. Im Gegensatz dazu können Bezirke mit einem starken Gewerbe- und Industrieanteil auch während der Heizperiode umgestellt werden.
- **Behördliche Belange und Genehmigungen, unter anderem für Tiefbauarbeiten.**

⁷ Bei langandauernden Sektionierungen kann auch eine vorübergehende physische Trennung sinnvoll sein.

11 Ausblick: Investitions- und Umstellplanung

Mit dem GTP 2025 soll es den VNBs ermöglicht werden, eine investitionsfähige Planung für die Herstellung der H2-Readiness zu erstellen. Dies sollte bereits 2024, soweit möglich, vorbereitet und begonnen werden.

Da mit dem GTP 2024 nun eine Gesamtbewertung der Technik möglich ist, kann auf Basis der Beurteilung der H2-Readiness des Bestandsnetzes ermittelt werden, welche Komponenten des Netzes zu ersetzen wären und wie sich dies in die grundsätzliche Instandhaltungsplanung des Unternehmens einfügt und welche darüber hinaus gehenden Maßnahmen notwendig wären.

Betrachtung auf Ebene Umstellzonen

I. Herstellung der H2-Readiness

Dies läuft im Wesentlichen in folgenden Schritten pro Umstellzone:

1. Ermittlung der H2-Readiness des Netzinventars
2. Ermittlung von technischen Nutzungsdauern / Abgleich mit Umstellzeitpunkt
3. Ermittlung der spezifischen Ausgaben pro Betriebsmittel für die Herstellung der H2-Readiness
4. Differenzierung in Ausgaben, die
 - a. im Rahmen der turnusgemäßen, regulären Erneuerung (vgl. 2.),
 - b. im Rahmen sonstiger Verpflichtungen,
 - c. rein für die Herstellung der H2-Readiness zu verorten sind
5. Allokation der Ausgaben für die H2-Readiness der überregionalen Verteilnetzinfrastruktur anteilig (z.B. nach ausgespeister Jahresmenge in die jeweilige Umstellzone) pro Umstellzone analog Punkt 4.

Hieraus ergeben sich für den VNB die notwendigen Ausgaben pro Umstellzone für die Herstellung der H2-Readiness.

II. Herstellung der Umstellbarkeit und Umstellung

Neben der Herstellung der H2-Readiness fallen netzseitig auch Ausgaben für die Umstellung und deren Vorbereitung an. Hierbei sind zwei Aufwandskategorien zu unterscheiden:

1. Herstellung der Umstellbarkeit: Die Sektionierung von Umstellbezirken etc. muss netztopologisch abgebildet werden
2. Umstellung: die konkrete, straßenzugweise Umstellung selbst muss auch finanziert werden.

Betrachtung auf Ebene Kommune

Darüber hinaus ist eine Betrachtung der Kosten auf Kommunenebene aus zwei Gründen sinnvoll:

1. Input für eine optimierte kommunale Wärmeplanung.
In Fällen, in denen mehrere Kommunen Teil einer Umstellzone sind, ist es erforderlich, die Kosten für die Herstellung der H2-Readiness kommunenscharf darzustellen und als Information zur Verfügung zu stellen.

In Fällen, in denen eine einzelne Umstellzone die Kommune nicht alleine umfasst, sind die Kosten der Schnittmengen der das Gebiet der Kommune schneidenden Umstellzonen mit dem Gebiet der Kommune darzustellen.

2. Vorbereitung der Anforderungen aus §71 k GEG:

Im Rahmen des §71 k GEG wird durch den VNB zusammen mit der nach Landesrecht für die Wärmeplanung zuständige Stelle ein Fahrplan erstellt. Es ist davon auszugehen, dass letztere im Normalfall die Gemeinde ist. Dieser Fahrplan ist auch durch die BNetzA zu genehmigen. Im Rahmen dieses Fahrplans ist nach §71 k Abs. 2 GEG folgendes zu leisten:

„(2) Der verbindliche Fahrplan nach Absatz 1 Nummer 2 muss einen Investitionsplan mit zwei- bis dreijährlichen Meilensteinen für die Umsetzung des Neubaus oder der Umstellung des Gasnetzes auf Wasserstoff enthalten.“

Dies bedeutet, dass vorbereitend hierfür die Ausgaben nach I.1 - 5 sowie für Umstellbarkeit und Umstellung gemeindescharf zu erfassen sind. Hierbei sind Kommunen mit fortgeschrittener Kommunalen Wärmeplanung bevorzugt zu bearbeiten.

Hierbei ist zu beachten, dass eine Umstellung eines Gasverteilnetzes auf Wasserstoff grundsätzlich auch ohne die Erstellung eines Fahrplans nach §71 k GEG erfolgen kann.

12 Rückmeldung zur Konsolidierung in Gesamt-GTP

Rückmeldefrist: 30.6.2024

Rückmeldevorlage: Rueckmeldung_GTP_2024_Netzbetreibernummer.xlsx

Rückmeldung an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

Bitte passen Sie den Dateinamen der Rückmeldevorlage entsprechend Ihrer Netzbetreibernummer an (z.B. Rueckmeldung_GTP_2024_987010555555.xlsx)

Beachten Sie bitte die seit diesem Jahr eingebauten Konsistenzchecks (jeweils in Spalte A, Übersicht in Blatt 1). Diese geben Ihnen Hinweise auf eine ggf. fehlerhafte Befüllung.

12.1 Umstellzonen

Bitte dokumentieren Sie in Ihrer Rückmeldung Ihre Umstellzonen. Dies geschieht sowohl auf Basis der NKP als auch der versorgten Gemeinden über den Amtlichen Gemeindeschlüssel.

Rückmeldung über die Excelvorlage ([Nr] = Reiter in der Vorlage):

- [1] „Unternehmensdaten“ (vollständiger Netzbetreibername, 13-stellige Netzbetreibernummer (DVGW Codenummer Netzbetreiber), Adresse, Ansprechpartner)
- [2] Zuordnung „NKP zu Umstellzone“: **EIC-Code**, NKP-Namen, Nummer Umstellzone (13-stellige Netzbetreibernummer + Bindestrich + hochlaufende Nummer (beginnend mit 01, Bsp.:“ 987010555555-01”))
- [3] Zuordnung „AGS zu Umstellzone“: **Amtlicher Gemeindeschlüssel**, Nummer Umstellzone

Hinweis:

- Es wird jeweils einem oder mehreren NKPs bzw. Gemeindeschlüsseln eine Umstellzone zugewiesen.
- Die 13-stellige Netzbetreibernummer (DVGW Codenummer Netzbetreiber) finden Sie unter <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>
- Bitte passen Sie den Dateinamen der Rückmeldevorlage entsprechend Ihrer Netzbetreibernummer an (z.B. Rueckmeldung_GTP_2024_987010555555.xlsx)

12.2 Kapazitätsanalyse und Einspeiseanalyse

Die Methodik der Abfrage der H₂-Bedarfe soll, wie heute bei der Kapazitätsmeldung von Erdgas, der Logik der internen Bestellung folgen. Hierbei wird entsprechend der Meldekette der internen Bestellung nach oben konsolidiert. Hierbei ist es jedoch wichtig, dass beide Seiten zur Abstimmung aktiv aufeinander zugehen und keiner in einer Warteposition verharrt.

Ziel der Rückmeldung an und anschließende Konsolidierung durch H2vorOrt in den gesamten GTP ist die Darstellung der Wasserstoffbedarfe oder Bedarfe an klimaneutralen Gasen in den jeweiligen Umstellzonen. Abgefragt werden sollen die Bedarfe im Zeitraum von 2023 – 2034 pro Jahr sowie die Jahre 2035, 2040 und 2045. Die Auswertung der Rückmeldungen dient der Identifikation von Umstellzonen, die vorrangig bzw. frühzeitig auf 100 % Wasserstoff umgestellt werden können bzw. Netzgebiete, in denen (bis zu 20 Vol.-%) Wasserstoff der Methanversorgung beigemischt wird.



Auf Basis ihrer unternehmensindividuellen Prognosen und der GTP-Analysen sollen folgende Informationen über die Exceldatei rückgemeldet werden:

[4] „Einspeisung vorgelagert“: Hier wird erfasst welche Menge zu welcher Zeit mit welchem Gas durch den vorgelagerten Netzbetreiber pro Umstellzone bereitgestellt wird.

- Nummer Umstellzone
- Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber (vgl. <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>) Vollständiger Name vorgelagerter Netzbetreiber (entsprechend <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>)
- Arbeit (kWh) & Leistung (kW) (2023, Prognosen: 2024-2034, 2035, 2040, 2045)
 - CH₄ und
 - H₂:
 - H₂: Beimischung und/oder
 - H₂: 100%
- Hinweis:
 - **Wichtig: Bitte füllen Sie Zeilen jeweils vollständig aus! D.h. in jeder Zeile muss jede Spalte ausgefüllt sein (Nummer Umstellzone, etc.)**
 - Bitte für jede Umstellzone die Prognosen jeweils für CH₄ und H₂ angeben. Dabei ist zwischen H₂ zur Beimischung (bis 20 Vol.-% d.h. 7% energetisch) und H₂ zum Einsatz in 100%-Netzen zu unterscheiden. D.h. jede Umstellzone belegt zwischen ein bis drei Zeilen:
 - Beispielsweise eine Zeile bei reiner Versorgung mit perspektivisch klimaneutralem Methan oder Stilllegung,
 - zwei Zeilen für einen Wechsel von CH₄ zu 100% Wasserstoff oder für den Einsatz von perspektivisch klimaneutralem Methan mit Beimischung von Wasserstoff sowie
 - drei Zeilen, um Transformationsverläufe mit einem vorübergehenden Einsatz von H₂ zur Beimischung und perspektivisch 100% H₂ abzubilden.
 - Für Leereinträge (z.B. im Jahr 2023 keine prognostizierte Arbeit und Leistung für H₂) stets eine „0“ eintragen.
 - Eine Meldung des Bezugs von CH₄ im Jahr 2045 wird gemäß den Planungsprämissen als Bezug von klimaneutralem Methan über die Fernleitungsnetzbetreiber gewertet. Dies ist mit dem vorgelagerten Netzbetreiber abzustimmen. Ohne anderslautenden Kommentar wird von einer linear anwachsenden Substitution des Erdgases mit klimaneutralem Methan ab 2035 ausgegangen.
 - Falls in einer Umstellzone Netzkopplungspunkte von mehreren vorgelagerten Netzbetreibern liegen, so ist die Umstellzone hier unterteilt nach Netzbetreiber nach obigem Schema mehrfach in mehreren Zeilen untereinander darzustellen (vorgelagerter Netzbetreiber 1: CH₄, H₂; vorgelagerter Netzbetreiber 2: CH₄, H₂; ...)

[5] „Einspeisung dezentral“: Hier wird erfasst, welche Menge an Methan (Biomethan oder klimaneutrales Methan anderen Ursprungs („EE-CH₄“)) oder Wasserstoff dezentral eingespeist wird.

- Nummer Umstellzone
- Marktlokation (optional)
- Gastyp [H₂, CH₄, Bio-/EE-CH₄]
- Arbeit (kWh) und Leistung (kW) (2023, 2024-2034, 2035, 2040, 2045)

[6] „Einspeisebegehren“: Anzahl der der Netzanschlussbegehren im Kalenderjahr 2023⁸ für die Einspeisung jeweils für Biomethan/EE-Methan und H₂ wie folgt erfasst:

- < 1 MW
- 1 – 3 MW
- > 3 MW

[7] Nachgelagerter Netzbetreiber: Gibt es nachgelagerte Netzbetreiber, so ist darzustellen, inwiefern die GTP-Planungen existieren und zusammenpassen. Dies ist im entsprechenden Reiter der Excel-Rückmeldungsvorlage zu verzeichnen:

- Nummer der eigenen Umstellzone
- 13-stellige Netzbetreibernummer des nachgelagerten Netzbetreibers (vgl. <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>)
- Vollständiger Name des nachgelagerten Netzbetreibers (vgl. <https://codevergabe.dvgw-sc.de/MarketParticipants>)
- Konsolidierungsstand GTP:
 - kohärent
 - nicht kohärent (eigene Zahl eingetragen)
 - kein GTP vorhanden
- Gastyp [CH₄, H₂: Beimischung, H₂: 100%] – analog zu [4] jeweils eine Zeile
- Arbeit(kWh) und Leistung (kW) (2023, 2024-2034, 2035, 2040, 2045) für Methan und H₂

Hinweis:

- **Wichtig: Bitte füllen Sie Zeilen jeweils vollständig aus! D.h. in jeder Zeile muss jede Spalte ausgefüllt sein (Nummer Umstellzone, etc.)**
- VNBs sollten in Ihren Angaben auch kompatible Annahmen für nachgelagerte Netzbetreiber treffen, die keinen eigenen GTP erstellen.⁹
- Hinweis: Unternehmen, die keinen GTP erstellen werden nicht explizit im Gesamt-GTP namentlich benannt/hervorgehoben!
- Eine Meldung der Versorgung mit CH₄ im Jahr 2045 wird gemäß den Planungsprämissen als Versorgung von klimaneutralem Methan gewertet. Es wird von einer linear anwachsenden Substitution des Erdgases mit klimaneutralem Methan ab 2035 ausgegangen.

⁸ Relevant für die zeitliche Verortung ist der zur verpflichtenden Rückmeldung führende Antrag.

⁹ Die heute bezogenen Gasmengen der nachgelagerten Netzbetreiber sind aus der internen Bestellung bekannt. Liegt kein GTP vor, so ist von einer zum eigenen Netzabschnitt passenden Transformation auszugehen mit einer analogen Mengenentwicklung.

12.3 Kundenanalyse

Im Ergebnisbericht 2024 des GTP wird der Dialogfortschritt der Netzbetreiber mit seinen RLM-Kunden und Kommunen dargestellt.

✉ Rückmeldung über die Excelvorlage:

[8] „RLM-Kunden“

Es wird die Anzahl der durchgeführten Gespräche mit RLM-Kunden dokumentiert:

- Anzahl Interviews (mind. TOP 30)
- Deren Anteil an der Gesamtjahresarbeit des Netzbetreibers

aufgeteilt nach Größenklassen:

- RLM-Arbeit \geq 100 Mio. kWh
- RLM-Arbeit \geq 50 Mio. kWh
- RLM-Arbeit \geq 10 Mio. kWh
- RLM-Arbeit $<$ 10 Mio. kWh

Zudem werden spezifische Fragen an Netzkunden, die beispielsweise unter Zuhilfenahme des Fragenkatalogs des Leitfadens RLM-Netzkundenkommunikation erhoben werden können, ausgewertet. Dies erfolgt ebenso aufgeteilt nach obigen Größenklassen:

- „Sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit für H₂?“ Hier wird ein Kunde gezählt, wenn er bei der folgenden Frage („Wo sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff?“) mindestens einmal mit „Ja“ geantwortet hat“
- „Wo sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff?“
 - Prozesswärme
 - Materialverarbeitung
 - Stromerzeugung (inkl. KWK)
 - Stoffliche Nutzung
 - Gebäudewärme direkt (Heizung)
 - Gebäudewärme indirekt (Abwärme H₂-Prozesswärme / -KWK)
 - Mobilität
- „Ab wann sehen die RLM-Kunden die Einsatzmöglichkeit von Wasserstoff?“
 - vor 2030
 - 2030-39
 - ab 2040
- „Welche Anreize und Treiber sind für die RLM-Kunden ausschlaggebend, die H₂-Nutzung zu starten?“
 - EU-ETS Emissionshandel
 - Taxonomie-Verordnung
 - Unternehmensinterne Vorschriften
 - Versorgungssicherheit und Planbarkeit
 - Marktanreize für grüne Produkte
 - Sonstiges

[9] „Kommunen“

Es wird die Anzahl der durchgeführten Gespräche mit Kommunen dokumentiert:

- Anzahl der Konzessionsgemeinden des Netzbetreibers insgesamt
- Anzahl der Kommunen, mit denen Gespräche zu Wasserstoff durchgeführt wurden

Zudem werden spezifische Fragen an die Kommunen ausgewertet:

- Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?
- Sehen die Kommunen - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung
 - privater Haushalte und öffentlicher Einrichtungen?
 - der lokalen Industrie und Gewerbe?

12.4 Technische Analyse

Aktualisieren Sie, wie bereits im GTP 2022 und 2023, die Gas-Wasser-Statistik des DVGW gemäß G 410. Die Daten werden **nicht** über das Rückmeldeformular gemeldet, sondern von H2vorOrt separat über den DVGW bezogen.

✉ Bitte erfassen Sie die Anzahl der Komponenten Ihrer gastechnischen Anlagen sowie die nicht erdverbauten Netzanschlusskomponenten (nicht TRGI) und melden Sie diese wie folgt über die Excelvorlage:

[10] „Technische Analyse“

Für Gastechnische Anlagen:

- Zu erfassende Druckstufen:
 - Gastechnische Anlagen $p \leq 5$ bar:
 - Gastechnische Anlagen $5 < p \leq 16$ bar
 - Gastechnische Anlagen GDRM $16 < p \leq 40$ bar
 - Gastechnische Anlagen GDRM $40 < p \leq 100$ bar
 - Gastechnische Anlagen im Kundeneigentum
- Zu erfassende Komponenten je Druckstufe:
 - Anlagen
 - Schienen
 - Armaturen in GDRM
 - Filtergruppen
 - Druck- und Mengenregler
 - Messung/Zähler
 - Sicherheitsabsperrentile
 - Sicherheitsabblaseventile
 - Druckaufnehmer
 - Odoranlagen
 - Vorwärmung

- Gasbeschaffenheitsmessung (z.B. PGC)

Für nicht erdverbaute Netzanschlusskomponenten:

- Hausdruckregler
- Messung/Zähler
- Hauseinführungskombinationen

Analyse und Differenzierung der Zählertypen:

- Zähler insgesamt
 - davon Ultraschallzähler
 - davon Turbinengaszähler
 - davon Quantometer
 - davon Drehkolbenzähler
 - davon Balgengaszähler
 - davon Corioliszähler
- Mengenumwerter



Bitte beantworten Sie zusätzlich im Rückmeldeformular die nachfolgenden Fragen zum Beschaffungsprozess auf H₂-ready-Komponenten und -Materialien (gilt für Umstellzonen die langfristig mit reinem Wasserstoff geplant und betrieben werden):

[11] „Beschaffung“

Werden in Ihrem Unternehmen bei entsprechender Marktverfügbarkeit bereits H₂-ready-Komponenten (100%) ausgeschrieben?

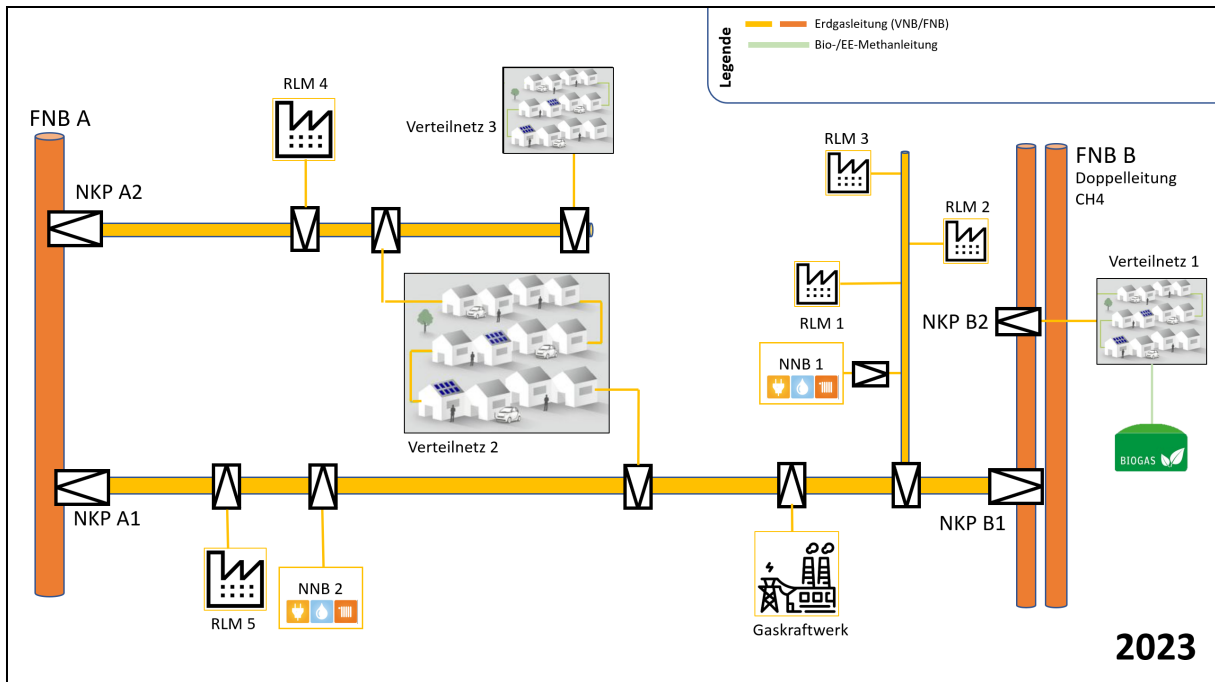
- Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben
- Ja, wird bereits teilweise ausgeschrieben
- Ist in Planung/Vorbereitung
- Nein, es erfolgt keine Ausschreibung

Falls Sie eine andere Antwort als „Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben“ gegeben haben, bis wann planen Sie die vollständige Ausschreibung umzusetzen?

- 2024
- 2025
- 2026
- später/unklar

13 Beispielanalyse

Beispieldaten finden Sie anbei in der Datei „GTP_2024_Beispiel_Kap-13.xlsx“.



Der betrachtete Beispielveilnetzbetreiber bezieht Erdgas über die beiden vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber FNB A und FNB B. Drei Hochdruckleitungen versorgen fünf RLM-Kunden, zwei nachgelagerte Netzbetreiber, ein Gaskraftwerk sowie zwei Verteilnetze. Das Verteilnetz 1 wird direkt über FNB B sowie über eine Biogasanlage gespeist.

Im regionalen Netz befinden sich sechs RLM-Kunden, davon ein Gaskraftwerk, sowie zwei nachgelagerte Netzbetreiber NNB1 und NNB2. In Verteilnetz 3 befinden sich 12 weitere RLM-Kunden und 13.000 SLP-Kunden. In Verteilnetz 2 befinden sich 16 RLM-Kunden sowie 20.000 SLP-Kunden. In Verteilnetz 1 befinden sich neun RLM-Kunden sowie 8.000 SLP-Kunden. Die nachgelagerten Netzbetreiber 1 und 2 haben 7.000 bzw. 9.000 SLP-Kunden.

Eine detaillierte Aufstellung der Datenbasis hinsichtlich Abnehmer und Erzeugung für das Beispiel steht in Kapitel 13.6 zur Verfügung.

Im Folgenden wird stets auch gezeigt, wie die Rückmeldung im Excelformular auf Basis des Beispiels aussehen würde.

Zu Beginn kann direkt die Rückmeldung für Reiter „1 Unternehmensdaten“ befüllt werden:

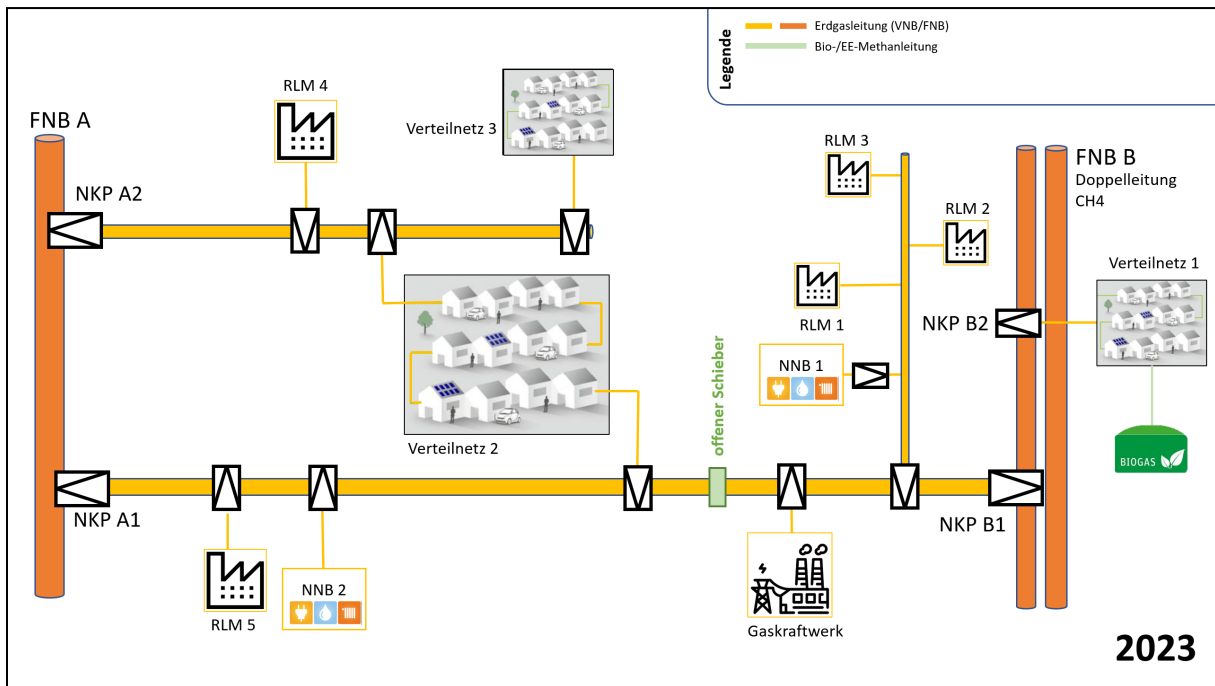
Netzbetreibername	Netzgesellschaft Musterstadt GmbH
Netzbetreibernummer (13-stellig)	9870105555555
Straße & Hausnummer	Musterstraße 1
PLZ	55555
Ort	Musterstadt
Ansprechpartner	
Name, Vorname:	Musterperson, Mareike
Telefonnummer:	055 / 555 555 55
E-Mail-Adresse:	M.Musterperson@NGMusterstadt.de

13.1 Kapazitätsanalyse I - Leistungs- und Mengenermittlung sowie Netztopologie

Bei den Netzkopplungspunkten ergibt sich folgendes aus der internen Bestellung (vgl. 8.1.1):

NKP	A1	A2	B1	B2
Arbeit	271 GWh	557 GWh	606 GWh	248 GWh
Leistung	134 MW	310 MW	326 MW	130 MW

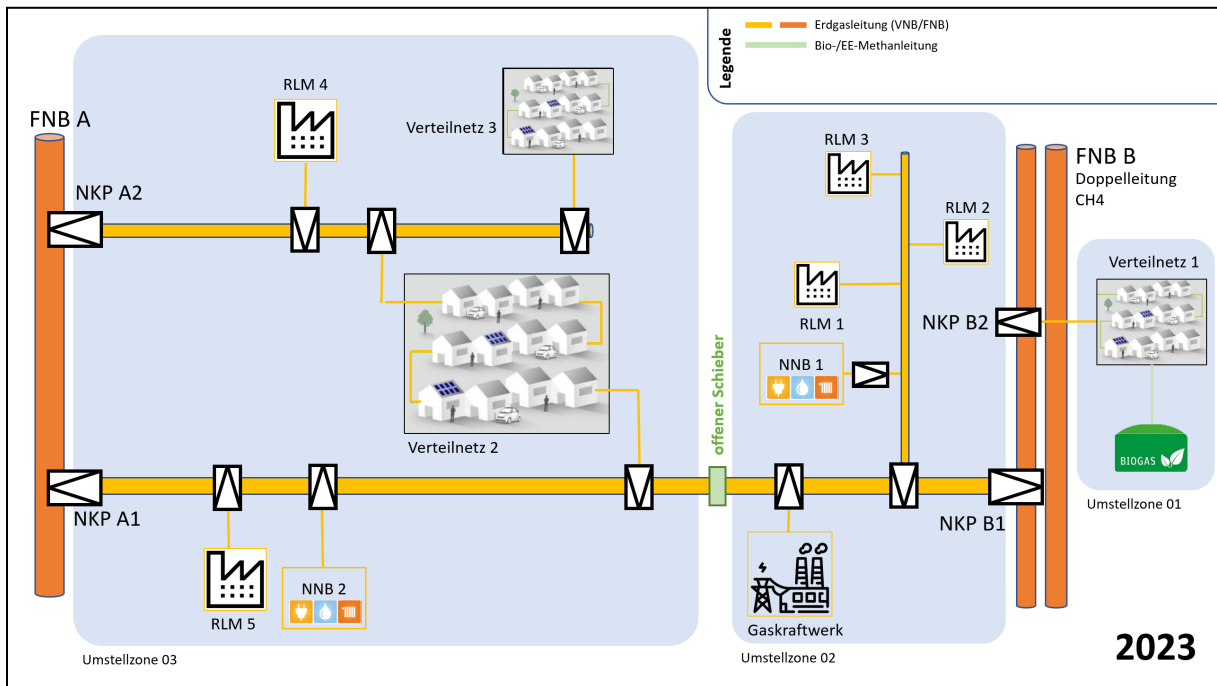
Erste Kandidaten für Umstellungszonen ergeben sich aus den beiden Fernleitungen. Hierbei ist die Vermaschung von Leitung B mit Leitung A über NKP B1 ein zu lösendes Thema. Eine Prüfung ergibt, dass eine Sektionierung hier technisch und versorgungsseitig möglich ist:



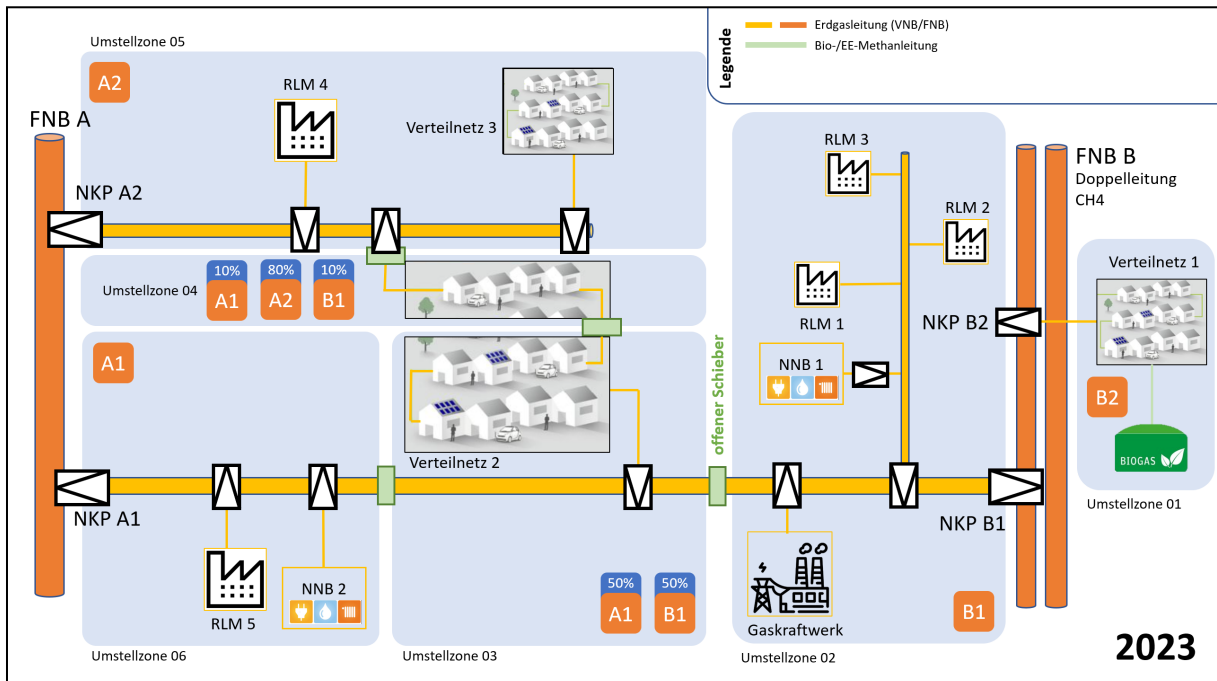
Hinweis: Die Leitung FNB B ist geloopt, d.h. es gibt hier zwei parallele Leitungsstränge, die im Ausgangszustand beide Erdgas transportieren. Dies ermöglicht eine graduelle Umstellung, da entsprechend zunächst eine der beiden Leitungen auf H₂ umgestellt und die andere weiterhin mit Erdgas versorgt wird. Dies ist bei der Leitung von FNB A entsprechend nicht möglich.

In einem Erstgespräch mit den beliefernden FNBs (vgl. 8.2.1) ergab sich, dass eine Belieferung mit H₂ über die Fernleitung B vermutlich zuerst beginnt. FNB B wird ab 2028 in einer der Doppelleitungen Wasserstoff transportieren, hingegen sieht FNB A den Wasserstofftransport in seinen Planungen im Jahr 2035 vor.

Auf Basis dieser Informationen ergibt sich ein erstes Bild für die Umstellzonen:



Hierbei ist jedoch ersichtlich, dass Umstellzone 3 vergleichsweise groß ist. Basierend auf den Empfehlungen aus Kapitel 8.1.1 ist es sinnvoll, statt dieser einen Umstellzone mehrere Umstellzonen mit max. 10.000 Kunden zu erstellen. Bei der Größe von Verteilnetz 2, bietet es sich an, es in zwei Umstellzonen à ca. 10.000 Kunden aufzuteilen. Für Verteilnetz 3 und RLM 4 ergibt sich eine weitere Unterteilung. Zudem sollte für den nachgelagerten Netzbetreiber 2 samt RLM 5 aus denselben Gründen eine eigene Umstellzone erstellt werden. Es ergibt sich folgende granularere Unterteilung/Sektionierung:



Hierbei stellt sich der anteilige Bezug von Erdgas über die Netzkopplungspunkte in den Umstellzonen wie in der Grafik abgebildet dar.

Gespräche mit den nachgelagerten Netzbetreibern NNB1 und NNB2 wurden ebenso geführt. NNB1 erstellt seit 2023 selbst einen GTP, die Kohärenz der Planungen wird durch einen regelmäßigen Austausch zwischen beiden Netzbetreibern sichergestellt. NNB2 erstellt in 2024 keinen GTP, nimmt sich dies jedoch für 2025 vor.

Rückmeldung Reiter „2 NKP zu Umstellzone“:

EIC-Code	NKP-Namen	Nummer Umstellzone (Netzbetreibernummer-XX)
25Z123456789004D	NKP B2	9870105555555-01
25Z123456789003C	NKP B1	9870105555555-02
25Z123456789001A	NKP A1	9870105555555-03
25Z123456789003C	NKP B1	9870105555555-03
25Z123456789001A	NKP A1	9870105555555-04
25Z123456789002B	NKP A2	9870105555555-04
25Z123456789003C	NKP B1	9870105555555-04
25Z123456789002B	NKP A2	9870105555555-05
25Z123456789001A	NKP A1	9870105555555-06

Zusammen mit den zugehörigen Amtlichen Gemeindeschlüsseln ergibt sich die

Rückmeldung Reiter „3 AGS zu Umstellzone“:

Amtlicher Gemeindeschlüssel (8-stellig)	Nummer Umstellzone (Netzbetreibernummer-XX)	Kommentar	NUTS-3
09777111	9870105555555-01	Gemeinde 1 Verteilnetz 1	DE27B
09777112	9870105555555-01	Gemeinde 2 Verteilnetz 1	DE27B
09776113	9870105555555-02	Gemeinde 3 (NBB1 & Gaskraftwerk)	DE27A
09776114	9870105555555-02	Gemeinde 4 (NBB1 & RLM)	DE27A
09776115	9870105555555-03	Gemeinde 5 (Verteilnetz 2: Sektion 1)	DE27A
09776115	9870105555555-04	Gemeinde 5 (Verteilnetz 2: Sektion 2)	DE27A
09776116	9870105555555-05	Gemeinde 6 (Verteilnetz 3)	DE27A
09776117	9870105555555-05	Gemeinde 7 (RLM 4)	DE27A
09776118	9870105555555-06	Gemeinde 8 (NBB 2 & RLM 5)	DE27A

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2023:

Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber			
	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand	Gastyp	
9870105555555-02	9870106666666 NgNB 1	kohärent	CH4	
9870105555555-02	9870106666666 NgNB 1	kohärent	H2	
9870105555555-06	9870107777777 NgNB 2	kein GTP	CH4	
9870105555555-06	9870107777777 NgNB 2	kein GTP	H2	

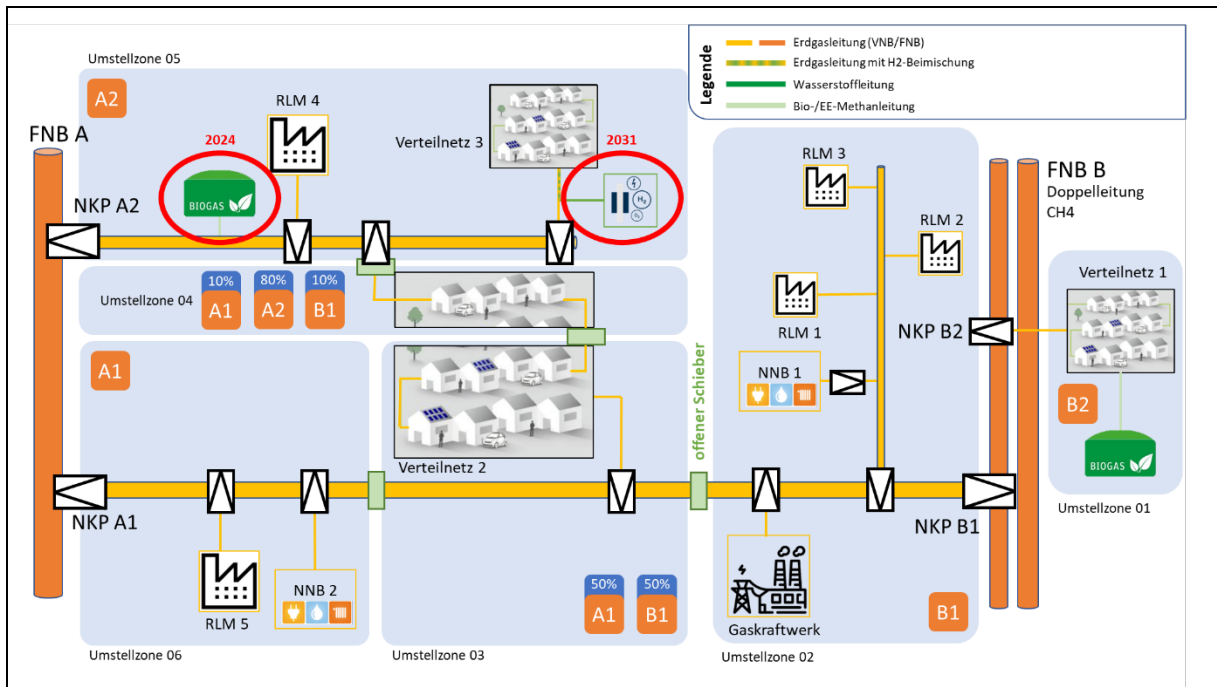
13.2 Einspeiseanalyse

In Umstellzone 1 gibt es eine Biomethananlage mit 20 GWh p.a., die in das Verteilnetz 1 einspeist.

Zudem liegen folgende Einspeisebegehren vor, denen aus Netzbetreibersicht gegenwärtig nichts entgegensteht:

- 34 GWh p.a. / 4.000 kW Biomethan in Umstellzone 5 nahe NKP A2 ab 2024
- 20 GWh p.a. / 2.500 kW Wasserstoff (Elektrolyse) ab 2031 in Umstellzone 5 vor Verteilnetz 1, was zu einer Beimischung in Verteilnetz 1 führen soll.

Es wurden keine Einspeisebegehren gemeldet, die netztechnisch nicht umgesetzt werden können.



Rückmeldung Reiter „6 Einspeisebegehren“:

Anzahl	Biomethan/EE-Methan			H2		
	<1 MW	1-3 MW	>3 MW	< 1MW	1-3 MW	>3 MW
	0	0	1	0	1	0

13.3 Kundenanalyse

Der Verteilnetzbetreiber startet den Dialog mit den RLM-Kunden 1 bis 5, dem Gaskraftwerk und sechs weiteren RLM-Kunden aus den Verteilnetzen. RLM 4 nutzt das bezogene Erdgas stofflich und ist weiterhin auf eine Methanversorgung angewiesen. Zwei der weiteren RLM-Kunden wollen in Zukunft kein H2 beziehen, sondern setzen auf andere Energieträger. Gleichzeitig haben jedoch Betriebe in Netznähe ohne aktuellen Netzzugang einen zukünftigen Bedarf an H₂ kommuniziert¹⁰.

Rückmeldung Reiter „8 RLM-Kunden“ (die vollständige Befüllung kann der beiliegenden Exceldatei entnommen werden):

Siehe Kapitel 9.1 & 12 Leitfaden						
Zusammenfassung der RLM-Interviews		Anzahl Interviews	% der Gesamt-Jahresarbeit		Sehen die RLM-Kunden grundsätzlich die Einsatzmöglichkeit für H2?	
					Anzahl Kunden mit mindestens einem "Ja" in 1.2	Proz
Korrespondierende Frage im Fragenkatalog RLM-Kundenkommunikation					1.2	
Einheit		[Anzahl]	[Prozent]		[Anzahl]	[Proz]
RLM-Arbeit ≥ 100 Mio. kWh		1	8.8%		1	
RLM-Arbeit ≥ 50 Mio. kWh		3	10.2%		2	
RLM-Arbeit ≥ 10 Mio. kWh		8	5.6%		6	
RLM-Arbeit < 10 Mio. kWh		0	0.0%		0	

Zusätzlich werden Gespräche mit den Kommunen der Verteilnetze 1 bis 3 geführt.

1. Die konzessionsgebende Kommune zu „Verteilnetz 2“ in Umstellzone 3 und 4 sieht den Einsatz von Wasserstoff im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung für Umstellzone 3 als Option für die Wärme und notwendig für die Industrie an. Zone 4 wurde in der kommunalen Wärmeplanung als Wärmenetzausbaugbiet definiert, das nicht mit Wasserstoff betrieben werden soll. Das Wärmenetz soll zwischen 2028 und 2032

¹⁰ Um das Beispiel nachvollziehbar zu halten, wird davon ausgegangen, dass sich mengen- und leistungsseitig die sich vom Netz trennenden und hinzukommenden RLM-Kunden ausgleichen.

ausgebaut werden und die Umstellung aller Kunden bis Ende 2033 erfolgen (Reduktion von Menge/Leistung um 20% p.a. ab 2030). In Umstellzone 4 gibt es keine Gewerbe-/Industriebedarfe, so dass somit ab 2034 eine Stilllegung erfolgen wird. Aufgrund der Industriebedarfe in Umstellzone 3 wird diese als Wasserstoffnetzausbaugbiet definiert, wodurch auch die häusliche Versorgung mit Wasserstoff ermöglicht wird.

2. Die Kommune zu „Verteilnetz 1“ geht fest von einer zukünftigen H₂-Nutzung in Gebäudewärme und Industrie/Gewerbe aus.
3. Die Kommune zu „Verteilnetz 3“ ebenso, geht im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung jedoch auch davon aus, dass ein heute gasversorgtes Gebiet mit 3.000 SLP-Kunden sowie vergleichsweise jungem Gebäudebestand nicht auf H₂ sondern auf Wärmepumpen umgestellt wird. Die entsprechenden Ertüchtigungsmaßnahmen des lokalen Stromnetzes sind bis 2030 abgeschlossen. In den Jahren 2032 bis 2035 werden je 750 Abnehmer umgestellt (Reduktion von 15.000.000 kWh / 7.500 kW p.a.). Die restlichen 10.000 SLP-Kunden befinden sich laut KWP in einem Wasserstoffnetzausbaugbiet.

In keiner der Umstellzonen ist eine FNB-basierte Beimischung von Wasserstoff in das Erdgas-Verteilnetz geplant.

Rückmeldung Reiter „9 Kommunen“:

Siehe Kapitel 9.2 & 12 Leitfaden		Zusammenfassung der Kommunen-Interviews	
0. Wieviele Konzessionsgemeinden haben Sie?	1. Mit wie vielen Kommunen haben Sie Gespräche zu Wasserstoff durchgeführt?	2. Wie viele Kommunen haben auf Basis eines Stadt-/Gemeindebeschlusses oder Landesgesetzes mit einer kommunalen Wärmeplanung begonnen?	
Anzahl	Anzahl	Anzahl	Anzahl
3	3	3	3

3. Sehen die Kommunen - beim Einsatz klimaneutraler Gase wie Wasserstoff - die Gasversorgung langfristig weiterhin als Baustein der sicheren energetischen Versorgung der Kommune?					
Für private Haushalte und öffentliche Einrichtungen			Für Gewerbe und Industrie		
Anzahl "Ja"	Anzahl "Möglich"	Anzahl "Nein"	Anzahl "Ja"	Anzahl "Möglich"	Anzahl "Nein"
2	1	0	3	0	0

13.4 Kapazitätsanalyse II - Zielwertbetrachtung

Aus Liefersituation und Kundenanforderungen ergeben sich folgende betrachtenswerte Jahre:

- Einspeisung Biomethan Umstellzone 05: 2024
- Umstellung Umstellzone 01: 2028
- Umstellung Umstellzone 02: 2029
- Beimischung Verteilnetz 3: 2031
- Umstellung Umstellzone 03: 2033
- Stilllegung Umstellzone 04: 2034
- Umstellung Umstellzone 05: 2035
- Umstellung Umstellzone 06: 2035

Der Rückgang an SLP-Kunden in Verteilnetz 3 (2032 – 2035) wird im Abschnitt zu 2035 dargestellt.

Zu Beginn ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2023:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2023	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2023 (kWh)	2023 (kW)
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	248.000.000	130.000
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	465.000.000	252.000
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	121.250.000	63.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	121.250.000	63.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	20.000.000	11.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	180.000.000	99.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	334.000.000	189.000
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-06	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	192.500.000	93.000
987010555555-06	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0

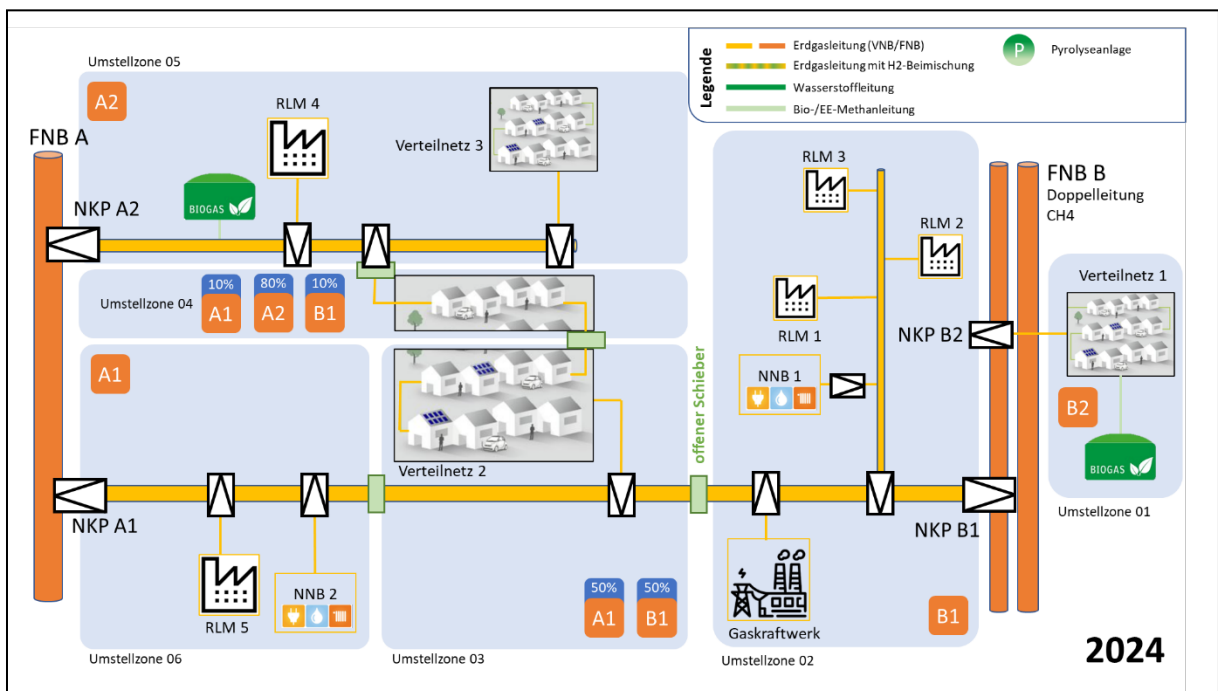
Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2023:

Siehe Kapitel 7 & 12 - Leitfaden			2023		
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	Marktlotation (optionale Angabe)	Gastyp	2023 (kWh)	2023 (kW)
987010555555-01	Biomethan B2	12345678901	Bio-/EE-CH4	20.000.000	3.000
987010555555-01	Biomethan B2 Pyrolyse	12345678901	H2	0	0
987010555555-05	Biomethan A2	12345678902	Bio-/EE-CH4	0	0
987010555555-05	PtX A2	12345678903	H2	0	0

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2023:

Siehe Kapitel 8 & 12 Leitfaden				2023		
Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand (mit GTP des nachgelagerten Netzbetreibers)	Gastyp	2023 (kWh)	2023 (kW)
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	CH4	220.000.000	115.000
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	H2: Menge/Lst. 100%	0	0
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	CH4	180.000.000	90.000
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	H2: Menge/Lst. 100%	0	0

2024 – Beginn Biomethaneinspeisung Umstellzone 05



Die Biogasanlage nahe NKP A2 wurde realisiert, folglich kann der Bezug an NKP A2 entsprechend reduziert werden.

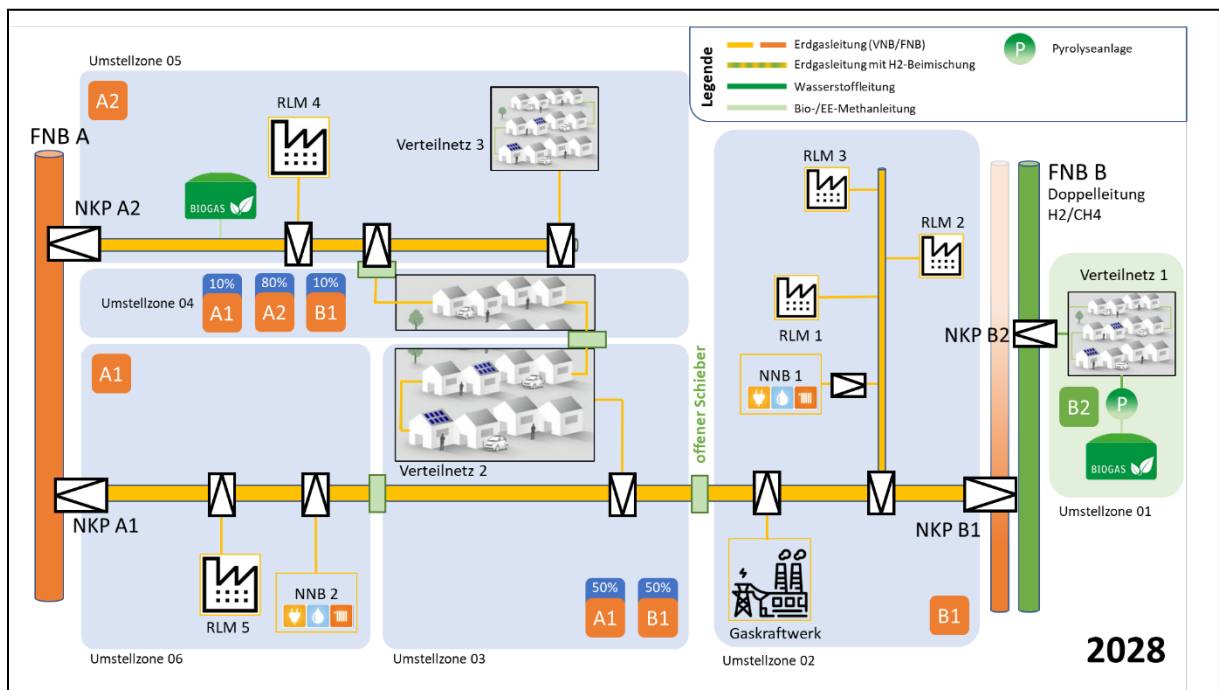
Somit ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2024:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2023		2024	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2023 (kWh)	2023 (kW)	2024 (kWh)	2024 (kW)
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	334.000.000	189.000	300.000.000	185.000
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2024:

Siehe Kapitel 7 & 12 - Leitfaden				2023		2024	
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	Marktlokation (optionale Angabe)	Gastyp	2023 (kWh)	2023 (kW)	2024 (kWh)	2024 (kW)
987010555555-05	Biomethan A2	12345678902	Bio-/EE-CH4	0	0	34.000.000	4.000

2028 – Umstellung Umstellzone 01 auf 100% H₂



Durch die Umstellung von Umstellzone 1 auf Wasserstoff muss eine Lösung für die Biogaseinspeisung gefunden werden. Verteilnetz 1 soll mit 100% H₂ versorgt werden, daher ist es zielführend, aus dem Biomethan Wasserstoff zu gewinnen. Dies kann beispielsweise durch Dampfreformation (CO₂-neutral) oder Pyrolyse (CO₂-Negativemissionen) geschehen. In diesem Fall wird die Chance ergriffen, mittels Pyrolyse Negativemissionen zu erzeugen, die zusätzlich vermarktbar sind.

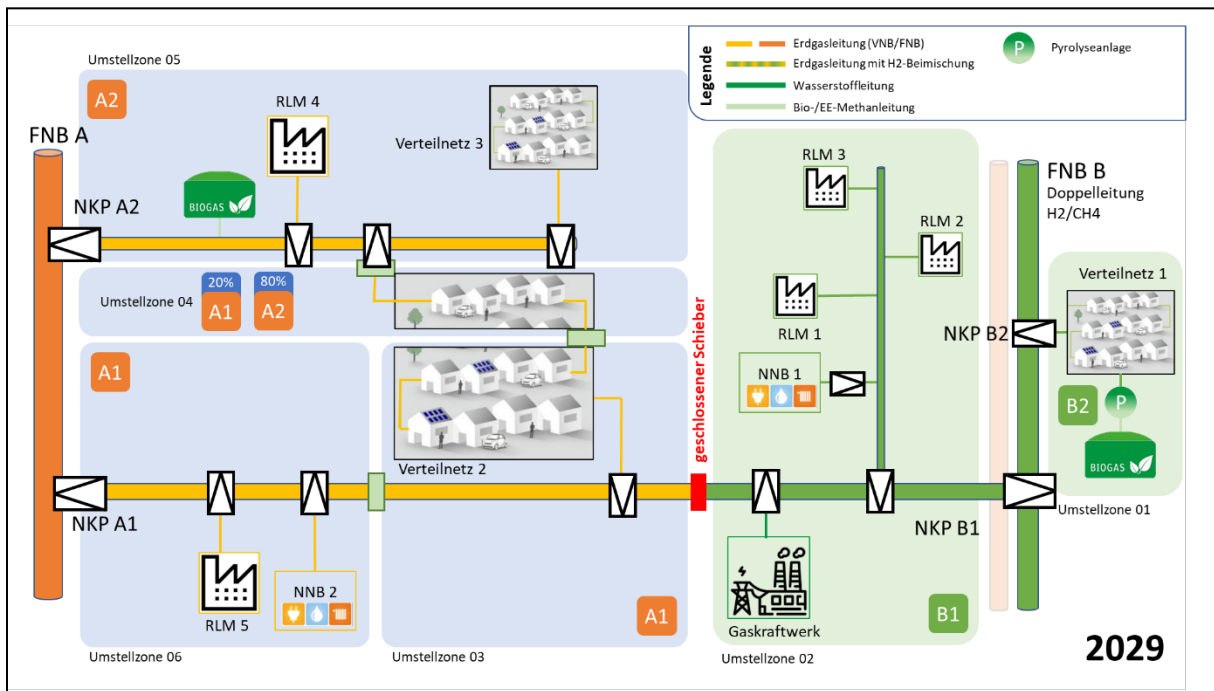
Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2028:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2027		2028	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2027 (kWh)	2027 (kW)	2028 (kWh)	2028 (kW)
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	248.000.000	130.000	0	0
987010555555-01	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	248.000.000	130.000

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2028:

Siehe Kapitel 7 & 12 - Leitfaden				2027		2028	
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	Marktlokation (optionale Angabe)	Gastyp	2027 (kWh)	2027 (kW)	2028 (kWh)	2028 (kW)
987010555555-01	Biomethan B2	12345678901	Bio-/EE-CH4	20.000.000	3.000	0	0
987010555555-01	Biomethan B2 Pyrolyse	12345678901	H2	0	0	20.000.000	3.000

2029 – Umstellung Umstellzone 02 auf 100% H₂



Durch die Sektionierung zwischen Umstellzonen 02 und 03 kann Umstellzone 02 in 2029 auf 100% H₂ umgestellt werden. Hierdurch verändert sich auch der Bezug an den Netzkouplungspunkten, da Umstellzone 03 (nun komplett via A1) und 04 (nun 20% A1, 80% A2) kein Erdgas mehr über NKP B1 beziehen.

Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2029:

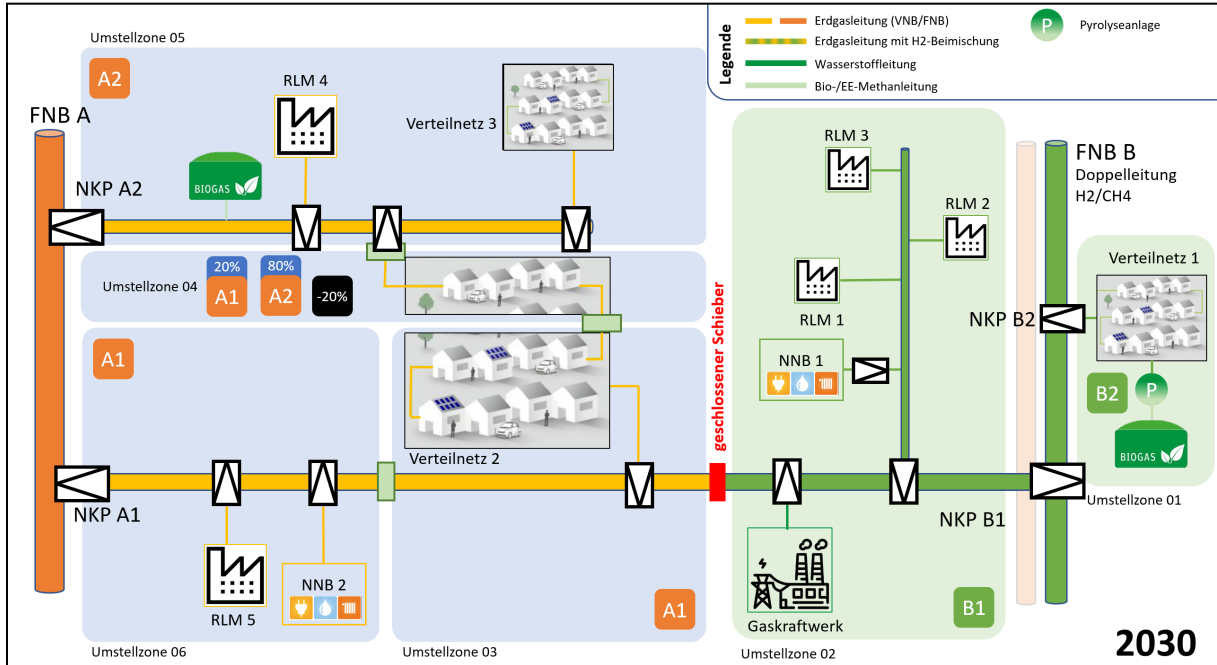
Ssiehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2028		2029	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2028 (kWh)	2028 (kW)	2029 (kWh)	2029 (kW)
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	465.000.000	252.000	0	0
987010555555-02	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	465.000.000	252.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	121.250.000	63.000	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	121.250.000	63.000	242.500.000	126.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	20.000.000	11.000	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	180.000.000	99.000	200.000.000	110.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2029:

Ssiehe Kapitel 8 & 12 Leitfaden				2028		2029		
Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreibernummer nachgelagerter Netzbetreiber	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand (mit GTP des nachgelagerten Netzbetreibers)	Gastyp	2028 (kWh)	2028 (kW)	2029 (kWh)	2029 (kW)
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	CH4	220.000.000	115.000	0	0
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	220.000.000	115.000
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	CH4	180.000.000	90.000	180.000.000	90.000
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0

2030 – Beginn der Stilllegung von Umstellzone 04 (bis 2034)

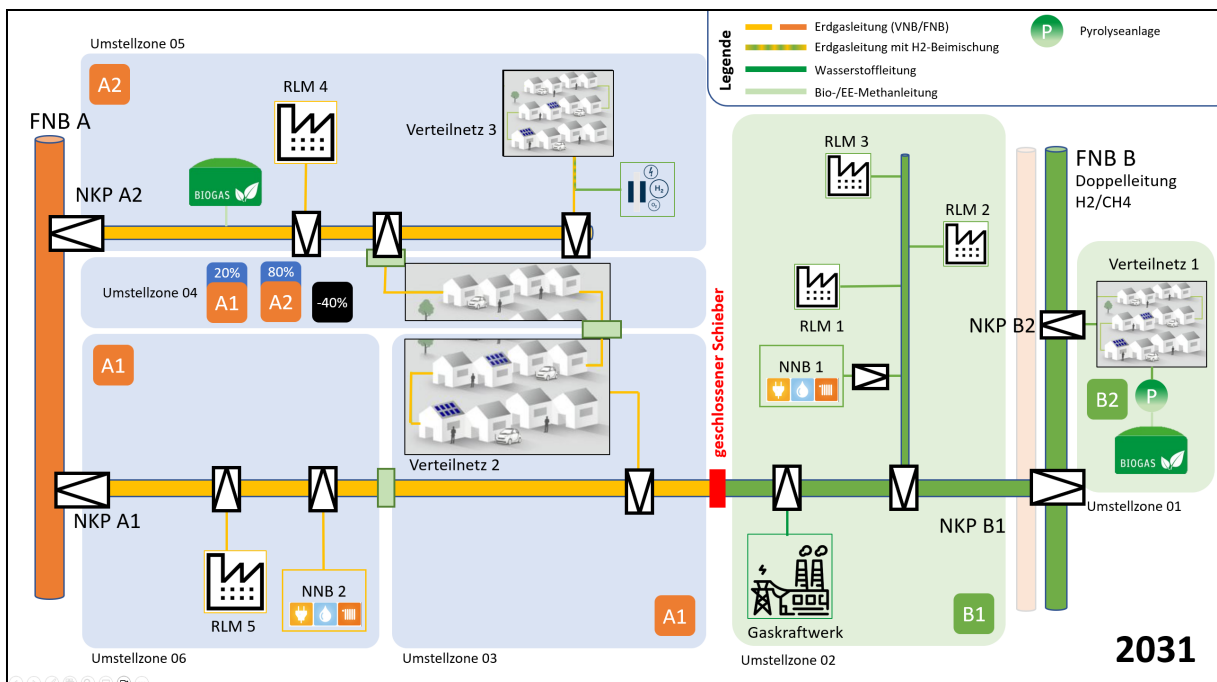
In Verteilnetz 2 wird nun Zug um Zug auf das Wärmenetz umgestellt. Entsprechend werden sukzessive Netzabschnitte stillgelegt. Es kommt zu einer Reduktion von 20% bzw. 40.000.000 kWh / 22.000 kW pro Jahr.



Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2029:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden		Name vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Gastyp	2029 (kWh)	2029 (kW)	2030 (kWh)	2030 (kW)
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer	Netzbetreiber	Gastyp				
987010555555-04	987010555555-04	FNB A	CH4	200.000.000	110.000	160.000.000	88.000
987010555555-04	987010555555-04	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0

2031 – Beginn Einspeisung Elektrolyse in Umstellzone 05



Verteilnetz 3 wird ab sofort mit einer Wasserstoffbeimischung von 20 Vol.-% über die Elektrolyse beliefert. Eine Rückspeisung in die Hochdruckleitung erfolgt nicht. Umstellzone 04 ist nun zu 40% auf Fernwärme umgestellt.

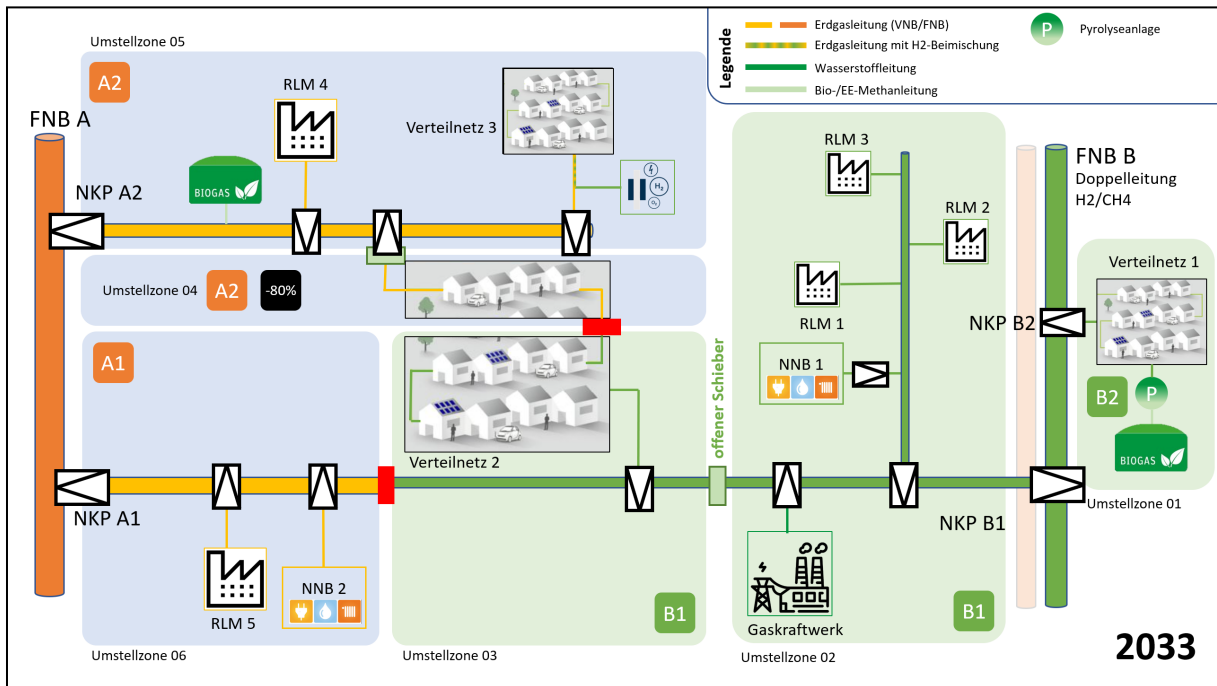
Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2031:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2030		2031	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2030 (kWh)	2030 (kW)	2031 (kWh)	2031 (kW)
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	300.000.000	185.000	280.000.000	182.500
987010555555-05	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ für 2031:

Siehe Kapitel 7 & 12 - Leitfaden		Marktklokation		2030		2031	
Nr Umstellzone	interne Bezeichnung (Name)	(optionale Angabe)	Gastyp	2030 (kWh)	2030 (kW)	2031 (kWh)	2031 (kW)
987010555555-05	PtX A2	12345678903	H2	0	0	20.000.000	2.500

2033 – Umstellung Umstellzone 03 auf 100% H₂

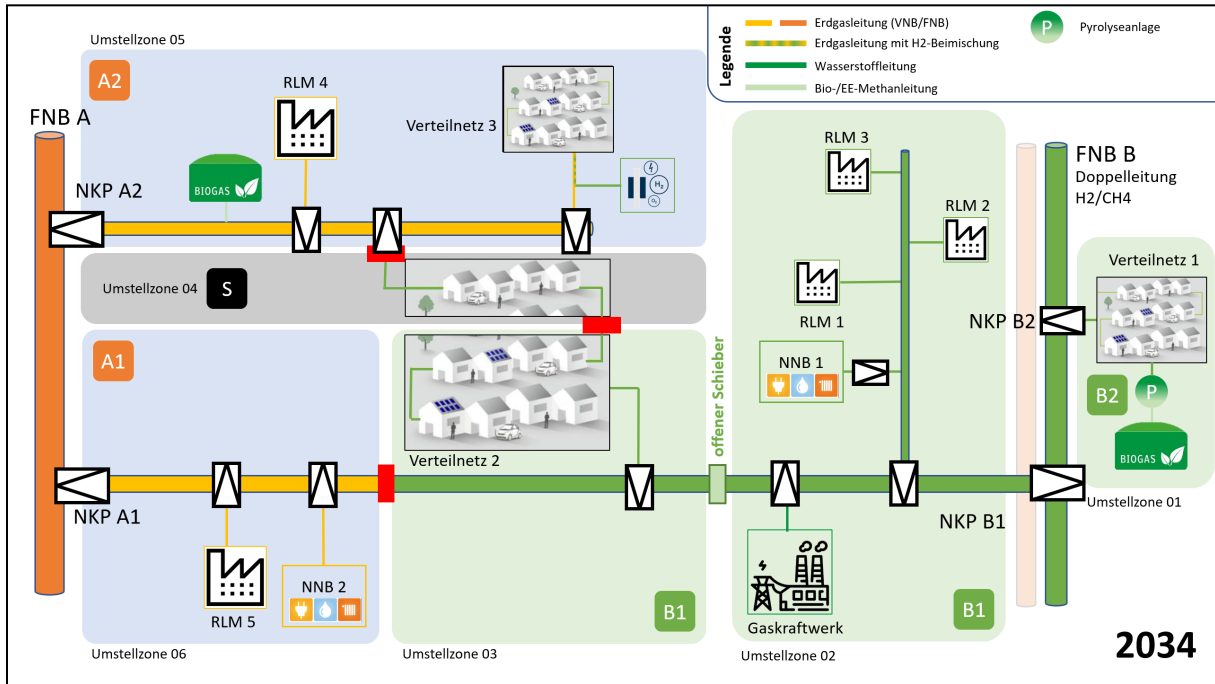


In 2033 wird nun Umstellzone 03 und damit die erste Sektion von Verteilnetz 2 auf 100% H₂ umgestellt. Hierdurch ändert sich wiederum der Bezug über die Netzkopplungspunkte. Umstellzone 03 wird nun durch NKP B1 versorgt, Umstellzone 04 vollständig durch NKP A2 und ist nun zu 80% auf Fernwärme umgestellt.

Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2033:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2032		2033	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2032 (kWh)	2032 (kW)	2033 (kWh)	2033 (kW)
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	242.500.000	126.000
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	242.500.000	126.000	0	0
987010555555-03	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	CH4	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB B	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	80.000.000	44.000	40.000.000	22.000
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0

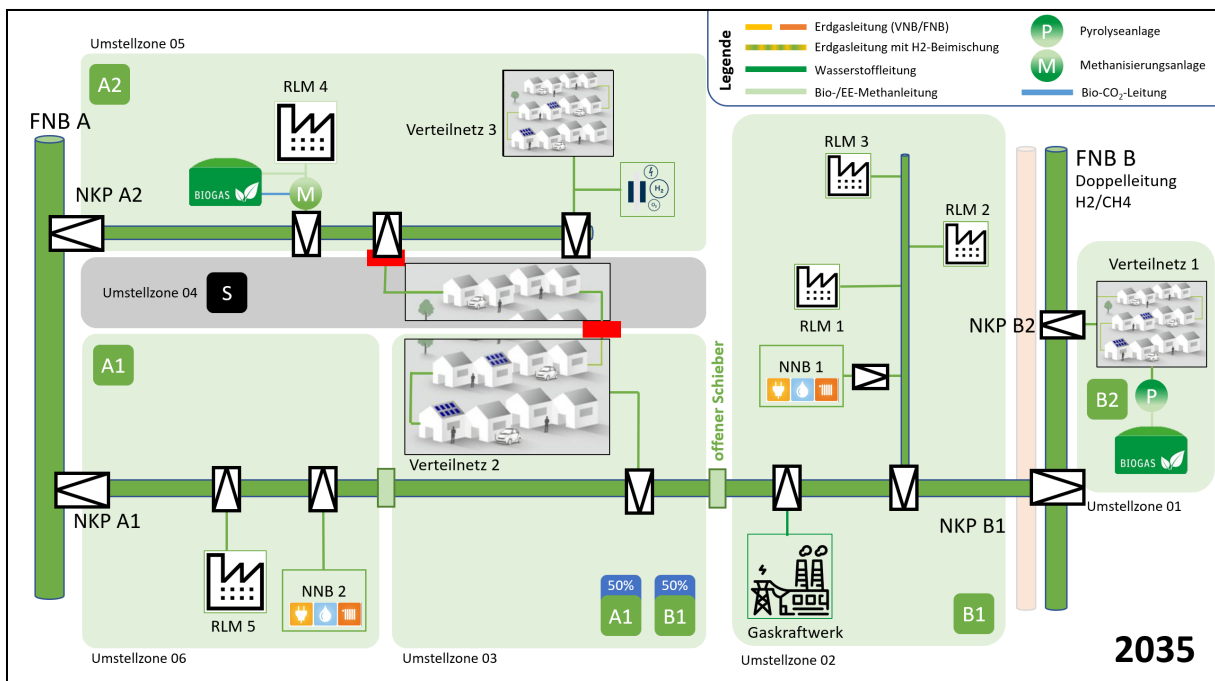
2034 – Stilllegung Umstellzone 4



In 2034 wird nun Umstellzone 04 und damit die zweite Sektion von Verteilnetz 2 stillgelegt. Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2034:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2033		2034	
Nr Umstellzone	Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2033 (kWh)	2033 (kW)	2034 (kWh)	2034 (kW)
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	CH4	40.000.000	22.000	0	0
987010555555-04	Netzbetreibernummer	FNB A	H2: Menge/Lst. 100%	0	0	0	0

2035 – Umstellung Umstellzone 05 und 06 auf 100% H₂



FNB A liefert nun auch 100% H₂, wodurch die Umstellzonen 05 und 06 umgestellt werden können. Der Kunde RLM 4, der Methan stofflich nutzt, wird weiterhin mit Methan versorgt. Die Biomethananlage speist nun direkt in seine Versorgungsleitung ein. Zudem wird das in der Biomethanaufbereitungsanlage entstehende klimaneutrale CO₂ verwendet, um Wasserstoff aus der Hauptleitung zu methanisieren und somit die verfügbare Leistung zu erhöhen. Verteilnetz 3 wird nun auch mit 100% H₂ versorgt. Gleichzeitig wird die Umrüstung der 3.000 Gebäude auf Wärmepumpen (2032-2035, -15 Mio kWh / -7.500 kW p.a.) in Verteilnetz 3 in diesem Jahr abgeschlossen.

Mit Abschluss der Umstellung kann die Sektionierung zwischen den Umstellzonen 03 und 06 wieder aufgehoben werden. Hierdurch stellt sich hinsichtlich der Netzkopplungspunkte eine Bezugssituation ein, die der Ausgangssituation ähnlich ist (Ausnahme: Stilllegung Umstellzone 4).

Es ergibt sich in der Rückmeldung für Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ für 2035:

Siehe Kapitel 8 & 12 - Leitfaden				2031		2032		2033		2034		2035	
Nr Umstellzone	Netzbetreiber Nummer vorgelagerter Netzbetreiber	Name vorgelagerter Netzbetreiber	Gastyp	2031 (kWh)	2031 (kW)	2032 (kWh)	2032 (kW)	2033 (kWh)	2033 (kW)	2034 (kWh)	2034 (kW)	2035 (kWh)	2035 (kW)
987010555555-03	Netzbetreiber Nummer	FNB B	CH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreiber Nummer	FNB B	H2 Menge/Lst. 100%	0	0	0	0	242.500.000	126.000	242.500.000	126.000	121.250.000	63.000
987010555555-03	Netzbetreiber Nummer	FNB A	CH4	242.500.000	126.000	242.500.000	126.000	0	0	0	0	0	0
987010555555-03	Netzbetreiber Nummer	FNB A	H2 Menge/Lst. 100%	0	0	0	0	0	0	0	0	121.250.000	63.000
987010555555-04	Netzbetreiber Nummer	FNB B	CH4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreiber Nummer	FNB B	H2 Menge/Lst. 100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreiber Nummer	FNB A	CH4	120.000.000	66.000	80.000.000	44.000	40.000.000	22.000	0	0	0	0
987010555555-04	Netzbetreiber Nummer	FNB A	H2 Menge/Lst. 100%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
987010555555-05	Netzbetreiber Nummer	FNB A	CH4	280.000.000	182.500	265.000.000	175.000	250.000.000	167.500	235.000.000	160.000	0	0
987010555555-05	Netzbetreiber Nummer	FNB A	H2 Menge/Lst. 100%	0	0	0	0	0	0	0	0	220.000.000	152.500
987010555555-06	Netzbetreiber Nummer	FNB A	CH4	192.500.000	93.000	192.500.000	93.000	192.500.000	93.000	192.500.000	93.000	0	0
987010555555-06	Netzbetreiber Nummer	FNB A	H2 Menge/Lst. 100%	0	0	0	0	0	0	0	0	192.500.000	93.000

Für Reiter „5 Einspeisung dezentral“ ergeben sich für 2035 keine Änderungen, da es sich bei den über die Methanisierungsanlage eingespeisten Mengen um Energiemengen von NKP A2 handelt und diese somit entsprechend in Reiter „4 Einspeisung vorgelagert“ abgebildet sind.

Für Reiter „7 Nachgelagerte Netzbetreiber“ für 2035:

Siehe Kapitel 8 & 12 Leitfaden				2034		2035		
Nr Umstellzone	13 stellige Netzbetreiber Nummer nachgelagerter Netzbetreiber	Name nachgelagerter Netzbetreiber	Konsolidierungsstand (mit GTP des nachgelagerten Netzbetreibers)	Gastyp	2034 (kWh)	2034 (kW)	2035 (kWh)	2035 (kW)
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	CH4	0	0	0	0
987010555555-02	987010666666	NgNB 1	kohärent	H2 Menge/Lst. 100%	220.000.000	115.000	220.000.000	115.000
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	CH4	180.000.000	90.000	0	0
987010555555-06	987010777777	NgNB 2	kein GTP	H2 Menge/Lst. 100%	0	0	180.000.000	90.000

Sie finden die vollständigen korrespondierenden Werte in der beiliegenden Beispierrückmeldung „GTP_2024_Beispiel_Kap-13.xlsx“.

13.5 Technische Analyse

Die technische Analyse erfolgt begleitend zu den obigen Schritten.

13.5.1 Analyse Netzkomponenten (Ziel „Komplettbewertung“)

Rohrnetzmaterialien

Bei der Analyse des Rohrleitungsnetzes und der Netzanschlussleitungen hinsichtlich Werkstoffe, Durchmesser, Druckstufen, Baujahre und Wandstärken und dem Abgleich im Portal für die Statistik gemäß DVGW G 410 (A) (nicht über das Excel-Rückmeldeformular) ergibt sich folgendes aggregiertes Bild:

Bestandsdaten für Netzanschlüsse (≤5 bar)

MOP			Durchmesser			Werkstoff ^a		Baujahr	
	Stück	Länge [km]	DN	Außendurchmesser dn (Kunststoffe)	Länge [km]		Länge [km]		Länge [km]
≤0,1 bar	8.320	109	≤DN 25	≤DN 32	109	PVC		Vor 1920	
>0,1 bar -1 bar	17.920	176	>DN25 -DN50	>DN32 -DN63	114	PE sonstige (z.B. PE50, PE63)		1920- 1929	
>1 bar -5 bar	3	1	>DN50	>DN63	63	PE80		1930- 1939	
			Unbekannt	Unbekannt		PE100 (auch PE RC)	95	1940- 1949	
						PE-X	156	1950- 1959	
						Andere Kunststoffe		1960- 1969	14
						Stahl	35	1970- 1979	16
						Duktilguss (GGG)		1980- 1989	78
						Unbekannt		1990- 1999	63
								2000- 2009	65
								2010- 2019	48
								2020- 2029	2
								unbekannt	
Summe		286			286		286		286

^a Andere Werkstoffe sind sinngemäß zuzuordnen

MOP		Durchmesser			Werkstoff ^a		Baujahr			
	Länge [km]	DN	Außendurchmesser dn (Kunststoffe)	Länge [km]		Länge [km]		Länge [km]		
≤0,1 bar	342	≤100	≤110	329	PVC		Vor 1920			
>0,1 - 1 bar	985	>100-200	>110-225	614	PE sonstige (z.B. PE50, PE63)		1920-1929			
>1 - 5 bar	63	>200-350	>225-355	395	PE80		1930-1939			
>5 - 16 bar	72	>350-500	>355-500	108	PE100 (auch PE RC)	1245	1940-1949			
		>500-700		≤110	16		1950-1959	78		
					Andere Kunststoffe		1960-1969	144		
					St (PE mit KKS)	60	1970-1979	87		
				>700-1000		>110-225	St (PE ohne KKS)	195	1980-1989	407
						St (bitumiert mit KKS)		1990-1999	265	
						St (bitumiert ohne KKS)		2000-2009	283	
						Duktilguss (GGG)		2010-2019	238	
						Grauguss (GG) behandelt/saniert	23	2020-2029	21	
						Grauguss (GG) unbehandelt		unbekannt	1	
						Unbekannt	1			
Summe	1.462			1.462		1.462		1.462		

^a Andere Werkstoffe sind sinngemäß zuzuordnen

Bestandsdaten für Gasleitungen <16 bar ohne Netzanschlüsse von Verteilnetzbetreibern

MOP		Durchmesser			Werkstoff ^a		Baujahr	
	Länge [km]	DN	Außendurchmesser dn (Kunststoffe)	Länge [km]		Länge [km]		Länge [km]
>16-25 bar	134	Unbekannt			Andere Kunststoffe (z.B. Aramid)		Vor 1920	
>25-35 bar		≤100			St (PE mit KKS)	72	1920-1929	
>35-45 bar		>100-200			St (PE ohne KKS)		1930-1939	
>45-55 bar		>200-350			St (bitumiert mit KKS)		1940-1949	
>55-65 bar		>350-500		134	St (bitumiert ohne KKS)		1950-1959	
>65-75 bar		>500-700			Unbekannt		1960-1969	
>75-85 bar		>700-1000					1970-1979	134
>85-95 bar		>1000					1980-1989	
>95-100 bar							1990-1999	
							2000-2009	
>100 bar							2010-2019	
							2020-2029	
							unbekannt	
Summe	134			134		134		134

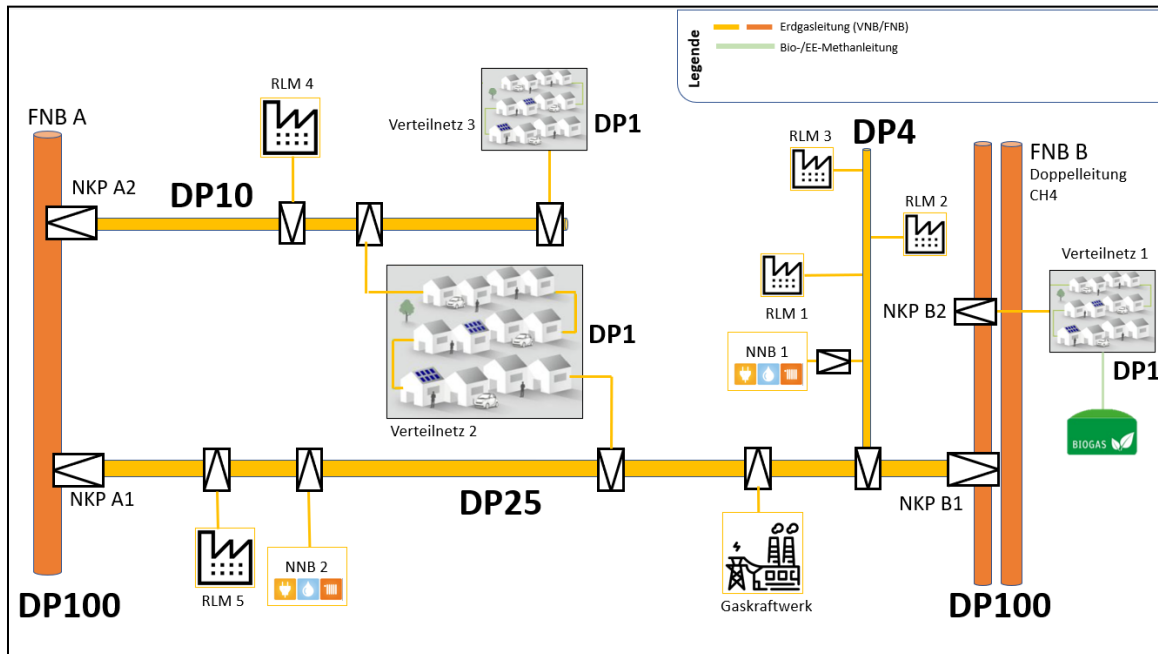
^a Andere Werkstoffe sind sinngemäß zuzuordnen

Bestandsdaten für Gasleitungen >16 bar ohne Netzanschlüsse von Verteilnetzbetreibern

Analyse der gastechnischen Anlagen und nicht-erdverbauten Netzanschlusskomponenten

Der Gasverteilnetzbetreiber ermittelt mit Hilfe der Anlagendokumentation und der Betriebsmittelinformationssysteme die Anzahl der Komponenten in den gastechnischen Anlagen, getrennt nach unterschiedliche Druckstufen sowie die nicht-erdverbauten Netzanschlusskomponenten.

Die Auslegungsdruckstufen der einzelnen Leitungssysteme können der nachfolgenden Abbildung entnommen werden:



Die Kunden-GDRM der Kunden RLM4 und RLM5 sowie des Gaskraftwerks befinden sich im Eigentum des Netzbetreibers. Die DP25-GDRM zur Versorgung des nachgelagerten Netzbetreibers NNB2 befindet sich im Eigentum des NNB2, folglich erfolgt die Prüfung und Rückmeldung durch NNB2.

Hingegen ist die DP4-Übergabe-GDRM zu NNB1 im Eigentum des Netzbetreibers.

Für das dargestellte Netzgebiet inkl. der 41.000 SLP-Kunden und 43 RLM-Kunden erfolgt in Reiter „10 Technische Analyse“ die Rückmeldung (die vollständige Befüllung kann der beiliegenden Exceldatei entnommen werden):

GDRM-Anlagen GDRM $p \leq 5$ bar					
Anzahl	Anlagen	Schienen	Hauptarmaturen in GDR	Filtergruppen	Druck- und Mengenregl
	1	2	4	2	2
GDRM-Anlagen GDRM $5 < p \leq 16$ bar					
Anzahl	Anlagen	Schienen	Hauptarmaturen in GDR	Filtergruppen	Druck- und Mengenregl
	3	6	12	6	6
GDRM-Anlagen GDRM $16 < p \leq 40$ bar					
Anzahl	Anlagen	Schienen	Hauptarmaturen in GDR	Filtergruppen	Druck- und Mengenregl
	4	8	16	8	8
GDRM-Anlagen GDRM $40 < p \leq 100$ bar					
Anzahl	Anlagen	Schienen	Hauptarmaturen in GDR	Filtergruppen	Druck- und Mengenregl
	4	10	20	10	10
GDRM in Kundeneigentum					
Anzahl	Anlagen	Schienen	Hauptarmaturen in GDR	Filtergruppen	Druck- und Mengenregl
	1	2	4	2	2
Netzanschlusskomponenten (nicht erdverbaut)					
Anzahl	Hausdruckregler	Zähler	Hauseinführungs-kombinationen	Kommentar	
	35.522	41.037	38.286		
Zähler (Netzanschluss + GDRM)					
Anzahl	Check Gesamtanzahl = (aus oberen Einträgen)	= Check Gesamtanzahl (diese Zeile rechts)	davon Ultraschall	davon Turbinengas	davon Balgengas
	41.065	41.065	15	13	39.500
Mengenumwerter (Netzanschluss + GDRM)					
Anzahl	Mengenumwerter	Kommentar			
	57				

13.5.2 Netzhydraulische Analyse

Eine netzhydraulische Analyse der Hochdrucknetze sowie der Verteilnetze 2 und 3 hat ergeben, dass der minimal erforderliche Mindestdruck gemäß den unternehmensinternen Richtlinien/Planungsprämissen bei 100% Wasserstoff eingehalten wurde.

Folglich lässt sich auch im Verteilnetz 3 im Jahr 2031 eine Wasserstoffbeimischung per Elektrolyse aus netzhydraulischer Sicht realisieren.

Ausgenommen ist das Verteilnetz 1, da der zulässige Mindestdruck von 150 mbar unterschritten wurde.

Eine nachfolgende Maßnahmenanalyse hat ergeben, dass eine Betriebsdruckerhöhung den Soll-Zustand bei 100% Wasserstoff mit geringem technischem Aufwand wiederherstellen kann, so dass die Umstellung auf 100% Wasserstoff über den NKP B2 und die Pyrolyse-Anlage erfolgen kann.

13.5.3 Ausrichtung des Beschaffungsprozesses auf H2-ready-Komponenten und -Materialien

Der Verteilnetzbetreiber hat bereits seit zwei Jahren seinen Beschaffungsprozess entsprechend H2-ready angepasst.

Rückmeldung Reiter „11 Beschaffung“

Siehe Kapitel 10 & 12 Leitfaden	Technische Analyse - Beschaffung	
	Werden in Ihrem Unternehmen bei entsprechender Marktverfügbarkeit bereits H ₂ -ready-Komponenten (100%) ausgeschrieben?	Falls Sie noch nicht vollständig H ₂ -ready-Komponenten (100%) ausschreiben - bis wann planen Sie dies umzusetzen?
	Dropdown-Auswahl Ja, wird bereits vollständig ausgeschrieben	Dropdown-Auswahl Wir schreiben bereits vollständig aus

13.6 Datenbasis

13.6.1 Kundenstruktur 2023 und Entwicklung aus kommunaler Wärmeplanung

Name	Kundenart	Anzahl Kunden	RLM-Größenklasse [Mio. kWh/a]	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
Umstellzone 01		8.009		268	133.000
Verteilnetz 1	SLP	8.000	-	160	91.000
	RLM	4	2,0	8	3.000
	RLM	4	11,5	46	11.000
	RLM	1	54,0	54	28.000
Umstellzone 02		7.014		465	252.000
NNB 1	SLP + RLM	7.010	-	220	115.000
RLM 1	RLM	1	70,0	70	16.000
RLM 2 + 3	RLM	2	12,5	25	6.000
Gaskraftwerk	RLM	1	150,0	150	115.000
Umstellzone 03		10.016		242,5	126.000
Verteilnetz 2	SLP	10.000	-	220	110.000
	RLM	1	12,5	12,5	3.000
	RLM	15	2,0	30	13.000
Umstellzone 04		10.000		200	110.000
Verteilnetz 2	SLP	10.000	-	200	110.000
Umstellzone 05		13.013		334	189.000
Verteilnetz 3	SLP	13.000	-	260	147.000
	RLM	12	2,0	24	10.000
RLM 4	RLM	1	50,0	50	32.000
Umstellzone 06		9.009		192,5	93.000
NNB 2	SLP+RLM	9.008	-	180	90.000
RLM 5	RLM	1	12,5	12,5	3.000

Auswirkungen Kommunale Wärmeplanung Verteilnetz 2 (Umstellzone 04)		Anzahl Kunden	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
bis 2029	SLP	10.000	200	110.000
2030	SLP	8.000	160	88.000
2031	SLP	6.000	120	66.000
2032	SLP	4.000	80	44.000
2033	SLP	2.000	40	22.000

Auswirkungen Kommunale Wärmeplanung Verteilnetz 3 (Umstellzone 05)		Anzahl Kunden	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
bis 2031	SLP	13.000	260	147.000
2032	SLP	12.250	245	139.500
2033	SLP	11.500	230	132.000
2034	SLP	10.750	215	124.500
2035	SLP	10.000	200	117.000

13.6.2 Versorgung 2023 und Entwicklung aus dezentraler Einspeisung

Name	Versorgung	Σ Arbeit [Mio. kWh/a]	Σ Leistung [kW]
Umstellzone 01		268	133.000
	NKP B2	248	130.000
	Biomethan	20	3.000
Umstellzone 02		465	252.000
	NKP B1	465	252.000
Umstellzone 03		242,5	126.000
	NKP A1	121,25	63.000
	NKP B1	121,25	63.000
Umstellzone 04		200	110.000
	NKP A1	20	11.000
	NKP A2	160	88.000
	NKP B1	20	11.000
Umstellzone 05		334	189.000
	NKP A2	334	189.000
Umstellzone 06		192,5	93.000
	NKP A1	192,5	93.000

Dezentrale Einspeisung in Umstellzone 05 (reduziert NKP A2)			
ab 2024	Biomethan	34	4.000
ab 2031	Elektrolyse	20	2.500

14 Anhänge

Die Anhänge der Leitfäden 2022 und 2023 beinhalten auch hilfreiche und relevante Informationen. Diese werden hier nicht erneut aufgeführt (Bsp. Kapazitätsberechnungen mit Stanet).

14.1 Anhang Kapazitätsanalyse

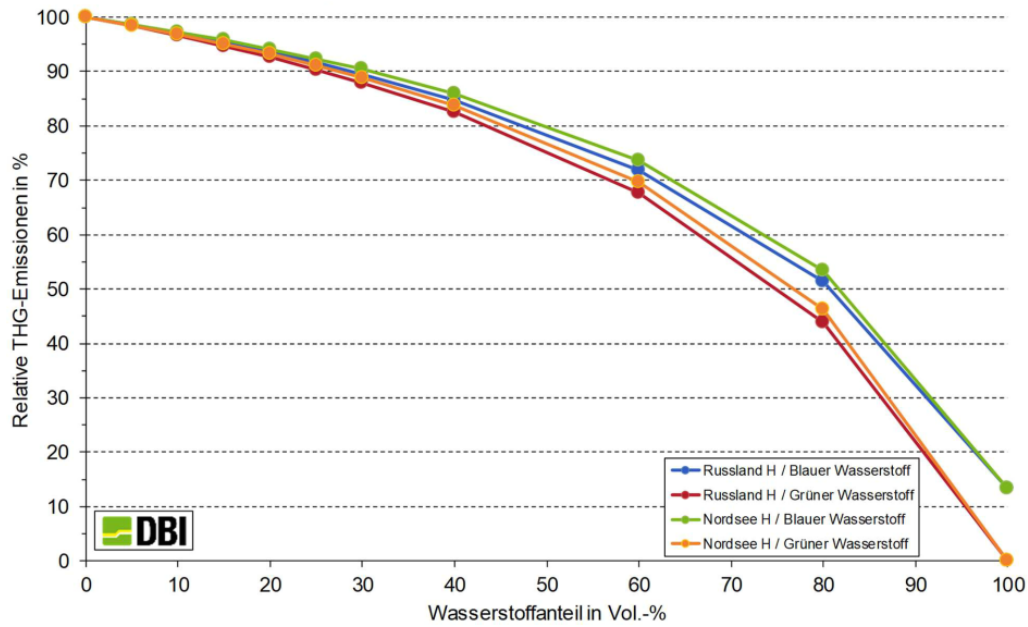


Abbildung 9: Veränderungen der THG-Emissionen durch Wasserstoff im Erdgas (Quelle: Kompendium Wasserstoff in Gasverteilnetzen, DBI)

14.2 Anhang Technikanalyse

14.2.1 Stand des DVGW-Regelwerks zu Wasserstoff (Stand Januar 2024)

Überarbeitung ausstehend

Kurzbezeichnung	Beschreibung	H2-Relevanz
G 110 (A)	Ortsfeste Gaswarneinrichtungen	2. Gasfamilie - H2-ready
GW 117 (M)	Kopplung von GIS- und ERP-Systemen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 271 (M)	Netzcluster Erneuerbare Gase	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 405 (M)	Umstellung von Gasarmaturen mit einem Betriebsdruck > 16 bar auf den Betrieb mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 450 (M)	Betriebsmolchung	H2-Relevanz noch in Prüfung
G 452-1 (A)	Anbohren und Absperren	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 457 (A)	Nachträgliche Druckerhöhung von Gasleitungen aus Polyethylen (PE 63, PE 80, PE 100)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 459-1 (A)	Netzanschlussleitungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 466-2 (A)	Gasrohnetze aus duktilen Gussrohren mit Betriebsdruck von mehr als 4 bar bis 16 bar - Instandhaltung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 472 (A)	Gasleitungen aus Polyethylenrohren bis 10 bar, Betriebsdruck - Errichtung	H2-Relevanz noch in Prüfung
G 494 (A)	Schallschutzmaßnahmen an Geräten und Anlagen zur Gas-Druckregelung und Gasmessung	5. Gasfamilie - H2-ready
G 614-1 (A)	Freiverlegte Gasleitungen auf Werksgelände hinter der Übergabestelle - Planung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme	2. Gasfamilie - H2-ready mit technischen Einschränkungen
G 621 (A)	Gasinstallationen in Laborräumen und naturwissenschaftlichen Unterrichtsräumen - Planung, Erstellung, Änderung, Instandhaltung und Betrieb	2. Gasfamilie - H2-ready
G 626 (A)	Mechanische Abführung von Abgasen für raumluftabhängige Gasfeuerstätten in Abgas- bzw. Zentralentlüftungsanlagen	2. Gasfamilie - H2-ready
G 660 (A)	Abgasanlagen mit mechanischer Abgasabführung für Gasfeuerstätten mit Brennern ohne Gebläse	2. Gasfamilie - H2-ready
G 730 (M)	H2-Füllanlagen; Erlangung der Betriebserlaubnis	5. Gasfamilie - H2-ready
G 732 (A)	H2-Füllanlagen; Betrieb und Instandhaltung	5. Gasfamilie - H2-ready
G 733 (M)	H2-Füllanlagen; Dokumentation	5. Gasfamilie - H2-ready
G 737 (M)	H2-Füllanlagen; Brandschutz und Verhalten im Schadensfall, Arbeitshilfe für Betreiber, Planer und Einsatzkräfte	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 315 (A)	Maßnahmen zum Schutz von Versorgungsanlagen bei Bauarbeiten	H2-Relevanz noch in Prüfung
G 5702 (P)	Unterirdische Kompaktanlagen zur Gas-Druckregelung - UKA	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW-Information GAS Nr. 26	Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für Power-to-Gas-Anlagen – Errichtung und Betrieb	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready

In Überarbeitung

Kurzbezeichnung	Beschreibung	H2-Relevanz
G 100-B1 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachverständige zur Bewertung von Hochspannungsbeeinflussungen (HSB)	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 102-12 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 12: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Wasserstoffherstellungs- und Einspeiseanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-6 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 6: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gasleitungen bis 5 bar = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-7 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 7: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gasleitungen von mehr als 5 bar – Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 260	Gasbeschaffenheit	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 260-B1	1. Beiblatt zur G 260	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 410 (A)	Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 425-1 (M)	Standardisierung von Messverfahren von Methanemissionen: Allgemein	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 425-2 (M)	Standardisierung von Messverfahren von Methanemissionen: Absaugmethode	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 425-3 (M)	Standardisierung von Messverfahren von Methanemissionen: Fahrzeuggestützte	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 459-2 (A)	Gas-Druckregelungen in Netzanschlüssen; Funktionale Anforderungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-1 (A)	Überprüfung von Gasrohnetzen mit einem Betriebsdruck bis 16 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-3 (M)	Leckstellen an Gasleitungen in Gasrohnetzen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-4 (M)	Gasspur- und -Gaskonzentrationsmessgeräte für die Überprüfung der Gasanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-5 (M)	Überprüfung von Gasrohnetzen mit einem Betriebsdruck bis 16 bar unter Einhaltung der EU-Methanemissionsverordnung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 466-3 (A)	Gasrohnetze aus PVC - Instandhaltung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 469 (A)	Druckprüfverfahren Gastransport/Gasverteilung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 469-B1	1. Beiblatt zur G 469: 2019-07 Druckprüfverfahren Gastransport/Gasverteilung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 479 (A)	Gasanlagen in hochwassergefährdeten Gebieten	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 482 (A)	Messtechnische Mindestanforderungen an Netzanschlüssen, GDRM-Anlagen und Einspeiseanlagen an Wasserstoffnetzen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 492-2 (A)	Gasbeschaffenheitsmessanlagen für einen Betriebsdruck bis einschließlich 100 bar; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung, Inbetriebnahme, Betrieb und Instandhaltung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 493-1 (A)	Qualitätskriterien für Planer und Hersteller von Gasanlagen	5. Gasfamilie - H2-ready
G 495 (A)	Gasanlagen - Betrieb und Instandhaltung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 497 (A)	Verdichteranlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 502 (M)	Leitungsüberwachung mittels KI-basierter Luftbilddauswertung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 670 (M)	Leitfaden für Qualitätskontrollen des Wareneingangs von Gaszählern für Haushalt und Leichtindustrie	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-1	Grundlagen der Energieermittlung	H2-Relevanz noch in Prüfung
G 685-3	Zählerstandbasierte Energieermittlung (ZBE)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-5	Lastgangbasierte Energieermittlung (LBE)	5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-8 (A)	Gasabrechnung - Abrechnung von Wasserstoff der 5. Gasfamilie nach DVGW G 260 (A)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 693 (A)	Ermittlung von Unsicherheiten von Erdgasemissionen, Heizwerten und CO2-Emissionsfaktoren für den CO2-Emissionshandel	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 697 (M)	Anforderungen an die RLM Gasmessung zur Anbindung an das Smart Meter Gateway	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 731 (A)	Wasserstofffüllanlagen Planung, Bau, Prüfung und Inbetriebnahme	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 1050 (A)	Physischer Schutz von gastechnischer Infrastruktur	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 11 (A)	Qualifikationsanforderungen für die Zertifizierung von Fachunternehmen des kathodischen Korrosionsschutzes (KKS) - Textgleich mit FKKS-Richtlinie Güteüberwachung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 29 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige zur Berechnung von Hochspannungsbeeinflussungen (HSB)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 117 (M)	Kopplung von GIS- und ERP-Systemen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 128 (A)	Einfache vermessungstechnische Arbeiten an Versorgungsnetzen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 130 (A)	Qualitätssicherung in der Netzdokumentation	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 335 (A)	Bauteile für Kunststoff-Rohrleitungssysteme in der Gas- und Wasserversorgung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 350 (A)	Schweißverbindungen an Rohrleitungen aus Stahl in der Gas- und Wasserversorgung; Herstellung, Prüfung und Bewertung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 1200-B1	1. Beiblatt zur GW 1200: 2021-06 Grundsätze und Organisation des Entstörungsmanagements für Gasnetzbetreiber und Wasserversorgungsunternehmen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 5600-1 (P)	Werkstoffübergangsverbinder aus Metall für Rohre aus Polyethylen (PE 80, PE 100) sowie aus vernetztem Polyethylen (PE-Xa) für Gasleitungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 5600-2 (P)	Mechanische Verbinder aus Kunststoffen für Gasrohrleitungen aus Polyethylen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
VP 601	Gas- und Wasserhaufeinführung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready

Veröffentlicht

Kurzbezeichnung	Beschreibung	H2-Relevanz
G 100 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachverständige für Energieanlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas und Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-1 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-2 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 2: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gas-Druckregel- und Messanlagen = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-3 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 3: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Gasmessanlagen nach DVGW G 492 (A) = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-4 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 4: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für die Gasabrechnung gemäß DVGW G 685 Teil 1 - 7 (A) = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-5 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 5: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Durchleitungsdruckbehälter = Qualifizierungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-8 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Verdichteranlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-9 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Odorierung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 102-11 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur - Teil 11: Spezifische Anforderungen an Sachkundige für Biogas-Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 213 (A)	Anlage zur Herstellung von Brenngasmischanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 220 (A)	Anlagentechnik Power-to-Gas-Anlagen	5. Gasfamilie - H2-ready
G 221 (M)	Leitfaden zur Anwendung des DVGW-Regelwerks auf die leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit wasserstoffhaltigen Gasen und Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 260 (A)	Gasbeschaffenheit	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 265-3 (M)	Anlagen für die Einspeisung von Wasserstoff in Gasversorgungsnetze - Planung, Fertigung, Errichtung Prüfung, Inbetriebnahme und Betrieb	5. Gasfamilie - H2-ready
G 269 (A)	Messung der Beschaffenheit regenerativ erzeugter Gase	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 292-2 (A)	Überwachung und Steuerung von Anlagen zur Einspeisung von Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 404 (M)	Maßnahmen zur technischen Reduzierung von Methanemissionen in der Gasinfrastruktur	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 406 (M)	Anforderungen an Gasarmaturen in H2-Anwendungen mit Betriebsdrücken bis 100 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 407 (M)	Umstellung von Gasleitungen aus Stahlrohren für die Verteilung von wasserstoffhaltigen, methanreichen Gasen und H2 bis 16 bar Betriebsdruck	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 408 (M)	Umstellung von Gasleitungen aus Kunststoffrohren für die Verteilung von wasserstoffhaltigen, methanreichen Gasen und H2 bis 16 bar Betriebsdruck	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 409 (M)	Umstellung von Gasleitungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 414 (A)	Freiverlegte Gasleitungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 440 (M)	Explosionsschutzdokument für Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 452-2 (A)	Anbohren und Absperrn; Teil 2: Abquetschen von Kunststoffrohrleitungen für Gas mit Drücken bis 5 bar und Außendurchmesser bis 315 mm	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 452-3 (M)	Anbohren und Absperrn; Teil 3: Abquetschen von Kunststoffrohrleitungen für Gas mit Drücken über 5 bar bis 16 bar und Außendurchmesser bis 225 mm	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 453 (A)	Maßnahmen bei unvollständiger technischer Abnahmedokumentation von Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 5 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 458-1 (A)	Nachträgliche Druckerhöhung von Gas-Hochdruckleitungen aus Stahl größer 16 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 462 (A)	Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck - Errichtung	5. Gasfamilie - H2-ready
G 463 (A)	Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 16 bar - Errichtung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 464 (M)	Bruchmechanisches Bewertungskonzept für Gasleitungen aus Stahl mit einem Auslegungsdruck von mehr als 16 bar für den Transport von Wasserstoff	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 465-2 (A)	Gasleitungen für einen Auslegungsdruck bis einschließlich 16 bar; Instandsetzung; In- und Außerbetriebnahme	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 466-1 (A)	Gasleitungen aus Stahlrohren für einen Betriebsdruck größer als 16 bar - Betrieb	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 468-1 (A)	Qualifikationskriterien für Gasrohrnetz-Überprüfungsunternehmen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 468-2 (M)	Gasspürer; Schulungsplan	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 472 (A)	Gasleitungen aus Polyethylenrohren bis 10 bar, Betriebsdruck - Errichtung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 474 (M)	Maßnahmen für den sicheren Betrieb von Gasrohrleitungen in den Einflusszonen bergbaulicher Tätigkeit	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 491 (A)	Gas-Druckregelanlagen für Eingangsdrücke bis einschließlich 100 bar	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 493-2 (A)	Qualifikationskriterien für Unternehmen zur Instandhaltung von Gasanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 496 (A)	Rohrleitungen in Verdichter- und Expansionsanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 498 (A)	Druckbehälter in Rohrleitungen und Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 622 (A)	Typprüfung von Gasgeräten am Aufstellungsort	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 648 (A)	Anforderungen an DVGW-TRGI-Sachverständige	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 655 (M)	Leitfaden - H2 Readiness Gasanwendung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-2	Volumen im Normzustand	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-4	Gasabrechnung – zählerstandbasierte Energieermittlung (ZBE)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-6 (A)	Gasabrechnung – Kompressibilitätszahl (K-Zahl)	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 685-7 (A)	Gasabrechnung - Differenzwertbildung	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 1030 (A)	Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Betreibern von Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung, Aufbereitung, Konditionierung oder Einspeisung von Biogas	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
G 2100 (M)	Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) – Leitfaden 2023	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
GW 129 (A)	Sicheres Arbeiten im Bereich von Netzanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 6	Dispatching im Gasversorgungsnetz	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW Information Gas Nr. 25	Odorierung Wasserstoff	
DVGW-Information GAS Nr. 19	Flanschverbindungen in Gasanlagen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 27	Korrosionsschutz - Überblick Merkmale und Prüfmethode von Werks- und Nachumhüllungen	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW-Information GAS Nr. 29	Definition der H2-Readiness für Gasinfrastruktur und Gasanwendungen	5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW Information Gas Nr. 31	Beschreibung der möglichen Vorgehensweise bei Verletzung der 2% Grenze im Rahmen der Abrechnung gemäß DVGW Arbeitsblatt G 685:2020	5. Gasfamilie - H2-ready
DVGW Information Gas Nr. 32	Beschreibung der möglichen Vorgehensweise bei Verletzung der 2% Grenze im Rahmen der Abrechnung gemäß DVGW Arbeitsblatt G 685:2020	2. + 5. Gasfamilie - H2-ready
Wasserstoffinformation Feuerwehr Verteilung Installation	Wasserstoffinformation Feuerwehr Verteilung Installation	5. Gasfamilie - H2-ready

Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar

Kurzbezeichnung	Beschreibung	H2-Relevanz
G 102-1 (A)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur – Teil 1: Allgemeine Anforderungen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 102-10 (M)	Qualifikationsanforderungen an Sachkundige der Gasinfrastruktur - Teil 10: Sachkundige für Gasfüllanlagen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 105 (M)	Schulungsplan für die theoretische Aus- und Weiterbildung für Sachkundige für Gasfüllanlagen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 106 (M)	Qualifikationsanforderungen an Fachkräfte für den Gasgerä-teumbau im Rahmen einer Änderung der Gasbeschaffenheit; Schulungsplan	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 107 (M)	Qualifikationsanforderungen an Fachkräfte für die Qualitätssicherung im Rahmen einer Änderung der Gasbeschaffenheit; Schulungsplan	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 265-1 (A)	Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze - Teil 1: Fermentativ erzeugte Gase; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 265-2 (A)	Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze - Teil 2: Fermentativ erzeugte Gase - Betrieb und Instandhaltung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 400 (M)	Definitionen für Gastransport/Gasverteilung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 402 (A)	Netz- und Schadensstatistik - Erfassung und Auswertung von Daten zum Aufbau von Instandhaltungsstrategien für Gasverteilungsnetze	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 403 (M)	Entscheidungshilfen für die Rehabilitation von Gasverteilungsnetzen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 411 (M)	Ereignisuntersuchung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 451 (M)	Bodenschutz bei Planung und Errichtung von Rohrfermleitungen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 454 (A)	Maßnahmen zur Vervollständigung der technischen Abnahmedokumentation von Gas-Druckregel- und Messanlagen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 456 (M)	Reduzierte Rohrdeckung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 468-1 (A)	Qualifikationskriterien für Gasrohrnetz-Überprüfungsunternehmen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 485 (A)	Digitale Schnittstelle für Gasmessgeräte (DSFG)	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 494 (M) - 1. Beiblatt	Schallschutzmaßnahmen an Geräten und Anlagen zur Gas-Druckregelung und Gasmessung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 497 (A)	Verdichteranlagen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 5484 (VP)	OMS Konformitätsprüfung für unidirektionale Zähler	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 616 (A)	Ermittlung von Zeta-Werten für Formteile und Verbindungsstücke in Rohrleitungen der Gas-Inneninstallation	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 625 (A)	Messtechnischer Nachweis ausreichender Verbrennungsluftversorgung (Messung des notwendigen Förderdruckes für die Verbrennungsluftversorgung von raumluftabhängigen Gasfeuerstätten)	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 635 (A)	Gasgeräte für den Anschluss an ein Luft-Abgas-System für Überdruckbetrieb (standardisiertes Verfahren)	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 637-1 (A)	Anschluss von Gasfeuerstätten mit mechanischer Abgasabführung ohne Strömungssicherung an Hausschornsteine - Gasgeräte der Art D3.1 und/oder D3.2	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 640-1 (A)	Aufstellung von anschlussfertigen BHKW	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 640-2 (A)	Aufstellung von Brennstoffzellen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 641 (M)	Aufstellung von Gasgeräten im Freien	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 670 (M)	Leitfaden für Qualitätskontrollen des Wareneingangs von Gaszählern für Haushalt und Leichtindustrie	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 676 (A)	Qualifikationskriterien für Gasgeräte-Wartungsunternehmen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 680 (A)	Umstellung und Anpassung von Gasgeräten	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 682 (A)	Qualifikationskriterien für Anpassungs- und Umstellungsunternehmen - Anforderungen und Prüfung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 687 (A)	Zusammenführung von G 687 (A), G 689 (A) und G 692 (M)	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 694 (M)	Überarbeitung G 694 (M)	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 694 (M)	Kommunikationsadapter zur Anbindung von Messeinrichtungen an die LMN-Schnittstellen des Smart Meter Gateways	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 697 (M)	Anforderungen an die RLM Gasmessung zur Anbindung an das Smart Meter Gateway	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 711 (A)	CNG - Tankstellen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 712 (A)	CNG-Tankstellen Betrieb und Instandhaltung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 800-1 (M)	Technischer Ratgeber Gas Effizienz (DVGW-TRGE) Teil 1 - Wärmeverorgung in Gebäuden	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 800-2 (M)	Technischer Ratgeber Gas Effizienz (DVGW-TRGE) Teil 2 - Thermoprozesse	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 1000 (A)	Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Unternehmen für den Betrieb von Anlagen zur leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Gas (Gasversorgungsanlagen)	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 1001 (M)	Sicherheit in der Gasversorgung: Risikomanagement von gastechnischen Infrastrukturen im Normalbetrieb	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 1002 (M)	Sicherheit in der Gasversorgung - Organisation und Management im Krisenfall	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 1003 (M)	Hinweise zur Aufrechterhaltung der Gasversorgung bei Ausfall der regulären Kommunikation	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 1010 (A)	Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Betreibern von Erdgasanlagen auf Werksgebäude	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 1020 (A)	Qualitätssicherung für Planung, Erstellung, Änderung, Instandhaltung und Betrieb von Gasinstalltionen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
G 2000 (A)	Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetz	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 22-1 (A) - AfK Nr. 3-1	Maßnahmen beim Bau und Betrieb von Rohrleitungen im Einflussbereich von Hochspannungsanlagen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 22-2 (M) - AfK Nr. 3-2	Ermittlung der Hochspannungsbeflussung durch Messung und Berechnung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 22-3 (M) - AfK Nr. 3-3	Konstruktive Maßnahmen zur Reduzierung der abgreifbaren Beeinflussungswchselspannung auf Rohrleitungen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 22-4 (M) - AfK Nr. 3-4	Reduktionsleiter	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 22-5 (M) - AfK Nr. 3-5	Gefährdungspotentiale und Maßnahmenkonzepte bei Arbeiten an relevant hochspannungsbeflussenden Rohrleitungen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 27 (A)	Verfahren zum Nachweis der Wirksamkeit des kathodischen Korrosionsschutzes an erdverlegten Rohrleitungen - Textgleich mit der AfK-Empfehlung Nr. 10	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 32 (M)	Nachumhüllungen - Bewertung der Eignung und Verwendbarkeit der Nachumhüllungsmaterialien nach DIN EN ISO 21809-3	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 125-B1 (M)	1. Beiblatt zu GW 125 Bäume, unterirdische Leitungen und Kanäle: Beurteilungskriterien für Baumwurzel-Gasrohrleitungs-Interaktionen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 130 (M)	Qualitätssicherung in der Netzdokumentation	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 302-1 (A)	Grabenloser Bau von Gas- und Wasserleitungen - Teil 1: Unternehmen und Verfahrenstechnik	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 315 (A)	Maßnahmen zum Schutz von Versorgungsanlagen bei Bauarbeiten	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
GW 1200 (A)	Grundsätze und Organisation des Entstörungsmanagements für Gas- und Wassernetzbetreiber	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 6	Dispatching im Gasversorgungsnetz	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 7 - Teil 1	Technische Spezifikation für DSFG-Realisierungen Grundlegende Spezifikationen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 7 - Teil 2	Technische Spezifikation für DSFG-Realisierungen Abbildung der DSFG auf die IEC60870-5-101 und -104	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 7 - Teil 3	Technische Spezifikation für DSFG-Realisierungen - Teil 3	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 7 - Teil 4	Technische Spezifikation für DSFG-Realisierungen Revisionsexport	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 14	Leitfaden für Qualitätskontrollen des Wareneingangs von Balgengaszählern	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 15	Leitfaden für die Erstellung der Dokumentation von Gas-Druckregel- und Messanlagen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 17	Blitzschutz an Gas-Druckregel- und Messanlagen - Leitfaden zur Umsetzung der Anforderungen der DIN EN 62305	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information GAS Nr. 18	Prozessdatenaustausch zwischen Leitzentralen der Gaswirtschaft auf Basis von TASE.2	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information GAS Nr. 23	Digitale Schnittstelle für Primärgeräte mit Zählerstandübertragung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 24	Odoriermittelmessgeräte ohne gaschromatographische Trennung des Analyten in seine Einzelkomponenten für die betriebliche Messung	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas Nr. 28	Gasverfügbarkeit bei Großstörungen im Stromnetz	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 20	Umsetzung der Homogenbereiche im Erdbau für die Vergabe und Abwicklung von Bauaufträgen im Leitungstiefbau - Anwendungsbeispiel	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 26	Einsatz von Vermessungs-Apps in Versorgungsunternehmen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Gas/Wasser Nr. 27	Korrosionsschutz – Überblick Merkmale und Prüfmethoden von Werks- und Nachumhüllungen	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready
DVGW-Information Wasser Nr. 104	Sanierungs- und Rückbauverfahren - Methoden und praktische Beispiele zum DVGW Arbeitsblatt W 135	Unabhängig von der Gasfamilie anwendbar - H2-ready

14.3 Anhang Kundenanalyse

Auf www.H2vorOrt.de sowie auf weiteren Seiten des DVGW werden Sie zeitnah eine Liste der uns bekannten H2-Ready Gasendgeräte finden. Wir freuen uns hierzu auch über weitere Ankündigungen/Meldungen von Herstellern.