



Gasnetzgebiets- transformationsplan



Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen
LEITFADEN

Datenrückmeldung
bis 30.6.2022 | 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, erdgas schwaben gmbh

Dr. Volker Bartsch, DVGW e.V.

Mitglieder Arbeitsgruppe:

Sebastian Brix, Westnetz GmbH

Ralf Cohrs, ESWE Versorgungs AG

Frank Dietzsch, DVGW e.V.

Udo Freitäger, inetz GmbH

Philipp Glandorf, EWE NETZ GmbH

Thomas Götze, EWE NETZ GmbH

Eva Hennig, Thüga AG

Gerrit Köhler, SachsenNetze GmbH

Markus König, Netze BW GmbH

Lorenz Müller, Netze-Gesellschaft Südwest mbH

Tonish Pattima, DVGW e.V.

Benjamin Peschka MVV Netze GmbH

Anselm Pfitzmaier, schwaben netz gmbh

Andreas Schick, Netze-Gesellschaft Südwest mbH

Michael Schneider, Energienetze Bayern GmbH & Co. KG

Andreas Schrader, DVGW e.V.

Tobias Seifert, SachsenNetze GmbH

Vorsitzende H2vorOrt

Florian Feller, erdgas schwaben gmbh

Dr. Jürgen Gröner, Westnetz gmbh (Stellvertreter)

Projektleiter DVGW

Dr. Volker Bartsch

Leitfaden Gasnetzgebietstransformationsplan 2022

Inhalt

Einleitung	5
1 Anwendungsbereich	6
2 Mitgeltende Dokumente	6
2.1 DVGW-Regelwerk	6
2.2 Gesetze und Verordnungen	7
2.3 Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen	7
2.4 Begleitdokumente	7
3 Begriffe und Abkürzungen	8
4 Rahmenbedingungen für die Transformationsplanung	9
4.1 Marktliche Rahmenbedingungen	9
4.2 Technische Rahmenbedingungen	9
4.3 Klimapolitische Rahmenbedingungen	9
4.4 Weitere Rahmenbedingungen	10
5 Übersicht über die Analysepfade der Einzelplanungen	11
5.1 Die vier Analysepfade	11
5.2 Härtegradiententwicklung der Einzelplanungen	12
5.3 Kaskadierung von Ergebnissen von nachgelagerten Netzbetreibern	13
6 Einspeiseanalyse	13
6.1 Status quo	13
6.2 Einspeise-Eignung	13
6.3 Gasbeschaffenheit und Brennwertnachverfolgung	14
7 Kapazitäts- und Kundenanalyse	14
7.1 Bottom-Up-Bewertung	15
7.1.1 Ausgangspunkt: Leistungsermittlung und Netztopologie	15
7.1.2 Ermittlung und Bewertung der Kundengruppen	16
7.1.3 Entwicklung über die Jahre: Zielwertbetrachtung	17
7.2 Top-Down-Validierung	18
7.2.1 Dialog aufnehmen und Informationen einholen	18
7.2.2 Iterative Feedbackschleife	18
7.2.3 Dialog mit Kunden und Kommunen	19
8 Technische Analyse	20
8.1 Analyse Netzkomponenten (Ziel: „Komplettbewertung“)	20
8.1.1 Teilschritt 1: Analyse der Rohrleitungen	20
8.1.2 Teilschritt 2 (nicht 2022): Analyse weiterer Rohrleitungskomponenten	21
8.1.3 Teilschritt 3 (nicht 2022): Analyse Netzanschlusskomponenten (nicht TRGI)	21
8.1.4 Teilschritt 4 (nicht 2022): Analyse Anlagen	21
8.1.5 Ausblick: DVGW-Datenbank zur H ₂ -Tauglichkeit	21
8.2 Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze	22
8.3 Netzhydraulische Analyse	23

9	Rückmeldung zur Konsolidierung in Gesamt-GTP	24
9.1	Umstellzonen	24
9.2	Kapazitätsanalyse und Einspeiseanalyse	25
9.3	Kundenanalyse	26
9.4	Technische Analyse	27
10	Projektcheckliste GTP-Erstellung	27
11	Beispielanalyse	28
12	Anhänge	38
12.1	Weitere Ausführungen zur Einspeiseanalyse: Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze	38
12.2	Weitere Ausführungen zur Kundenanalyse	39
12.2.1	Der übergeordnete europarechtliche Rahmen	39
12.2.2	Klassifizierung von Verbrennungsprozessen bei Industrie- und Gewerbe	40
12.2.2.1	Relevante europäische Vorgaben	40
12.2.2.2	Sensible Verbrennungsprozesse	41
12.3	Weitere Ausführungen zur technischen Analyse	43
12.3.1	Anleitung zur netzhydraulischen Wasserstoffberechnung mit den STANET-Versionen 10.1. und 10.2	43
12.3.2	H ₂ -Tauglichkeit von Rohrleitungsmaterialien	49
12.3.2.1	Kunststoffe	49
12.3.2.2	Stahl	49
12.3.2.3	Duktile Gussrohre & Graugussrohre	49
12.3.2.4	Netzpufferfahrweise von Hochdruckleitungen (> PN25)	49
12.3.2.5	Umstellung von Gasleitungen < 16 bar	50

Einleitung

Mit der Änderung des Klimaschutzgesetzes hat die Bundesregierung die Klimaschutzvorgaben verschärft und das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 verbindlich vorgegeben. Im Rahmen der Energiewende und den ambitionierten Klimazielen, die sich die Bundesrepublik Deutschland gesetzt hat, werden alternative Optionen zu den derzeit eingesetzten fossilen Energieträgern benötigt und effiziente Energiespeichertechnologien gesucht. Für das Erreichen dieser Zielsetzung und der damit verbundenen Klimaschutzziele ist der Energieträger Wasserstoff von entscheidender Bedeutung. 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 des Projekts „H₂vorOrt“ haben mehr als 45 Gasversorgungsunternehmen in enger Zusammenarbeit mit dem DVGW 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 umfasst die Schritte bei der Erstellung des GTPs durch den einzelnen VNB (bis Abschnitt 10). Im Anhang (Abschnitt 12) werden tiefergehende Hintergrundinformationen zu Verfügung gestellt. Auf Basis der Einzelplanungen der Gasverteilnetzbetreiber soll zudem über eine standardisierte Rückmeldung (Abschnitt 9) durch H₂vorOrt ein deutschlandweiter Gesamt-GTP entwickelt werden. Dies dient der kohärenten Transformation der deutschen Gasinfrastruktur. 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 vorgelagerten Netzbetreibern und damit letztlich dem Wasserstoff-Backbone 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)). Anlagen auf Privatkundenseite (TRGI) sind nicht Gegenstand des GTPs, dieser bezieht sich rein auf Gegenstände 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 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 (In Erarbeitung)*

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

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

DVGW G 463 (A), *Gashochdruckleitungen aus Stahlrohren für einen Auslegungsdruck von mehr als 16 bar; Planung und Errichtung*

DVGW G 472 (A), *Gasleitungen aus Kunststoffrohren bis 16 bar Betriebsdruck; Errichtung*

2.2 Gesetze und Verordnungen

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)

2.3 Andere technische Regeln oder sonstige Veröffentlichungen

Kooperationsvereinbarung Gas (KoV)

2.4 Begleitdokumente

Download unter www.h2vorort.de

Rückmeldeformular: GTP_2022_Netzbetreibernummer.xlsx

https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/GTP_2022_Netzbetreibernummer.xlsx

Rückmeldeformular zu Beispiel aus Abschnitt 11: (Beispiel)_GTP_2022_987010555555.xlsx

https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/_Beispiel_GTP_2022_987010555555.xlsx

Optionales Template RLM- und GHD-SLP-Kunden: GTP_2022_Kundenanalyse_Template_intern.xlsx

https://www.dvgw.de/medien/dvgw/verein/energiewende/GTP_2022_Kundenanalyse_Template_intern.xlsx

3 Begriffe und Abkürzungen

H₂-ready, H₂-Readiness: Die H₂-Readiness beschreibt im Sinne des GTP die Feststellung der dauerhaften Eignung und Verwendbarkeit von Bestandteilen von Energieanlagen (i.S.d. EnWG, d.h. Komponenten, Rohrleitungen, Baugruppen, Anlagenteilen, ...) für den Betrieb mit Wasserstoff (5. Gasfamilie) nach DVGW-Arbeitsblatt G 260. Der Betrieb mit methanreichen Gasen der 2. Gasfamilie mit oder ohne Wasserstoff als Zusatzgas soll zudem weiterhin möglich sein. Im Kontext des GTP wird der Begriff auch übergreifend auf Netzabschnitte und Netze erweitert verwendet.

NgNB, VgNB: Nachgelagerter Netzbetreiber, vorgelagerter 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.

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

Umstellzone: 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 durch den vorgelagerten Netzbetreiber aus netztopologischen Gründen mit demselben Gas (H₂ oder CH₄) versorgt werden müssen oder auf VNB-seite netztopologisch nicht trennbar (sektionierbar) sind. Dies kann 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.

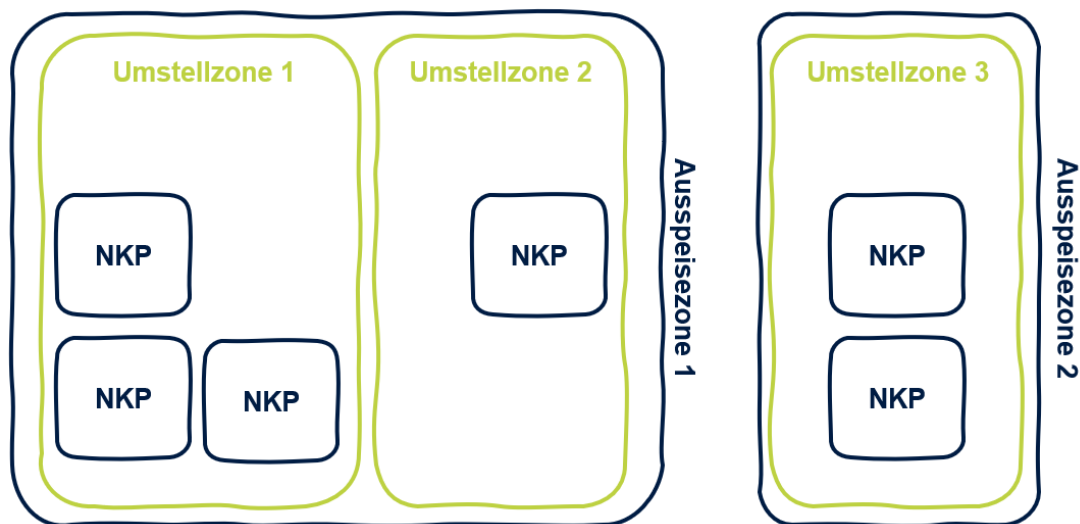


Abbildung 2: Eine Ausspeisezone kann aus einer oder mehreren Umstellzonen bestehen. Eine Umstellzone beinhaltet einen oder mehrere Netzkopplungspunkte (NKP) zum vorgelagerten Netzbetreiber/Wasserstoffquelle

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 H₂ vor Ort 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 Mengenbereitstellung klimaneutraler Gase. Damit die entsprechenden Reduktionspotenziale umgesetzt werden können, sind die notwendigen Mengen an klimaneutralen Gasen bereitzustellen. Wir gehen davon aus, dass der Netzentwicklungsplan einen rechtzeitigen und bedarfsgerechten Ausbau der Versorgungsinfrastruktur für klimaneutrale Gase vollumfänglich sicherstellt und darüber hinaus eine signifikante Menge dezentral erzeugt wird. Wir vertrauen darauf, dass die Politik die Rahmenbedingungen für einen entsprechenden erzeugungsseitigen Markthochlauf schafft.

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 100 % 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.
- 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.

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 Sektorziele wird auf kommunaler Ebene unterstützt (Bottom-up-Analysen der Gemeinden).
- b) Im Dialog zu einer kommunalen Wärmeplanung, die nach Koalitionsvertrag bundesweit eingeführt werden soll, sollte beachtet werden, dass die (bereits vorhandenen) Assets in den Gasinfrastrukturen sinnvoll durch Wärmenetze ergänzt werden können, um eine gesamtwirtschaftlich optimale Lösung für die beschleunigte Wärmewende vor Ort zu ermöglichen.

- 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 einen analogen Rechtsrahmen schafft (§19a EnWG).

5 Übersicht über die Analysepfade der Einzelplanungen

5.1 Die vier Analysepfade

Nach den Rahmenbedingungen der Transformation im vorhergehenden Abschnitt stellen die nachfolgenden drei Abschnitte den Kern des "Leitfaden zur Erstellung eines Gasnetzgebietstransformationsplans (GTP) für die Dekarbonisierung der Verteilnetze" dar. Dieser umfasst insgesamt vier Analysepfade, die vom VNB für die Erstellung des GTP zu durchlaufen und zu erarbeiten sind:

- Einspeiseanalyse (Abschnittl 6)
- Kapazitätsanalyse (Abschnitt 7)
- Kundenanalyse (Abschnitt 7)
- Technische Analyse (Abschnitt 8)

Mit der beginnenden **Einspeiseanalyse** schaut der VNB auf die gesicherte Einspeisung von Biomethan, SNG oder Wasserstoff in sein bestehendes Gasnetz. Sollte beispielsweise der VNB im Status quo nur über Erdgaseinspeisungen in sein Gasnetz verfügen ist seine Analyse bereits abgeschlossen mit dem Ergebnis "Einspeisung 100 % Erdgas". In allen anderen Fällen sind weitergehende Analysen erforderlich mit Berücksichtigung der Einspeiseeignung und der Gasbeschaffenheit.

Da die **Kapazitäts- und Kundenanalyse** inhaltlich eng miteinander verzahnt sind, werden beide in einem Abschnitt zusammengezogen. Dies erleichtert dem VNB das Verständnis und vermeidet unnötige Doppelungen.

Ziel der Kapazitätsanalyse ist eine Einordnung des Gasnetzes in Umstellzonen, die als Basis 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.

Ein wichtiger Schwerpunkt liegt bei den Netzkunden und den Kommunen, die wesentlichen Input und damit einen Rahmen für die Umstellzonen und -reihenfolge liefern. Der Leitfaden gibt dem VNB Erläuterungen zu weitverbreiteten Fragestellungen, Vorlagen zur Strukturierung seiner Netzkunden und erklärende Beispiele an die Hand, wohl wissend, dass der VNB selbst am besten sein eigenes Gasnetz, seine vorgelagerten Netzbetreiber, seine Netzkunden und seine Kommune kennt. Von daher kann der VNB in diesen beiden Analysepfaden seine möglicherweise individuellen Besonderheiten einbringen und damit die Qualität seines GTP erhöhen.

Der VNB formuliert als ein Ergebnis seine Anforderungen an den H₂-Backbone der Fernleitungsnetzbetreiber (unmittelbar bzw. mittelbar gegenüber seinem vorgelagerten VNB). Konkret, wieviel Kapazität er an welchem Netzkopplungspunkt bzw. Ausspeisezone zu welchem Zeitpunkt benötigt. Als einen weiteren Baustein seines GTPs legt er im Rahmen der internen Kundenanalyse Annahmen zu seinen Netzkunden zugrunde. Diese haben Einfluss auf die Entscheidungen zur Ausgestaltung und Priorisierung seiner Umstellzonen.

Die **technische Analyse** schließt die vier Analysepfade ab. Diese umfasst die Analyse der Netzkomponenten, die Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze und die netzhydraulische Analyse.

Der Abschluss der Planung der H₂-Readiness sollte bis 2025 erfolgen, so das Commitment und die Empfehlung von H2vorOrt.

Die Analyseschritte der vier Analysepfade sind folglich nicht sofort und vollumfänglich vom VNB durchzuführen. 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 5.2 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 und eine Konsolidierung zu einem deutschlandweiten Gesamt-GTP zu ermöglichen.

Als Ergebnis erhält der VNB seinen GTP für die vollumfängliche Transformation seines Gasnetzes zur Klimaneutralität für alle Netzkunden in den festgelegten Umstellzonen. Mit der Integration der Einzel-GTPs zu einem deutschlandweiten GTP der VNBs erhält der VNB zudem eine Einordnung seines GTPs in den Gesamtkontext und damit letztlich eine zusätzliche starke "Stimme" auf seinem Weg in die dekarbonisierte Zeit bis spätestens 2045.

5.2 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 bis 2025 vorliegen. In Abbildung 3 sehen Sie eine indicative Entwicklung 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.

5.3 Kaskadierung von Ergebnissen von nachgelagerten Netzbetreibern

GTP-Planungen sollen von allen Verteilnetzbetreibern erstellt werden. Hierbei ist es insbesondere wichtig, dass im Falle von nachgelagerten Netzbetreibern frühzeitig die kontinuierliche Abstimmung mit dem jeweils vorgelagerten VNB erfolgt, da die Ergebnisse des nachgelagerten GTP in den GTP des vorgelagerten Netzbetreibers einfließen (insb. 7.1.3) und umgekehrt die Dekarbonisierungsoptionen für den nachgelagerten Netzbetreiber auf der Zurverfügungstellung von dekarbonisiertem Gas durch den vorgelagerten Netzbetreiber basieren (vgl. 7.2). Dies erfolgt analog der Meldekaskade der internen Bestellung aus der Kooperationsvereinbarung Gas, jedoch ohne die FNBs als Rückmelder einzubeziehen.

6 Einspeiseanalyse

6.1 Status quo

Einspeisung von Biomethan, SNG oder Wasserstoff haben gegebenenfalls einen Einfluss auf die Umstellung des lokalen Teilnetzes. Daher ist eine Aufstellung der Netzeinspeisungen dezentral erzeugter Gase notwendig. Für diese netzplanungsrelevante Analyse sind nur gesicherte Einspeisungen bzw. aktuelle Netzanschlussbegehren zu berücksichtigen, nicht Studien zu den Potenzialen der Biogas- oder Wasserstoffherzeugung.

Es gilt folgendes zu beantworten:

- In welchen Teilnetzen befinden sich solche Einspeisungen?
- Welches Gas aus welcher Gasfamilie wird durch die Erzeuger eingespeist?
- Zustand der Anlage, RED-II-Fähigkeit¹ und Wirtschaftlichkeit²: Wie lange ist die Fortsetzung des Einspeisebetriebs anzunehmen bzw. ab wann ist eine Einspeisung geplant?

Auf dieser Basis sind Teilnetze zu identifizieren, in denen bei einer bestehenden Biomethaneinspeisung eine Umstellung auf H₂ separat überprüft werden muss. Im Rahmen der technischen Analyse sind perspektivische Lösungskonzepte für diese Fälle zu erarbeiten.

Ebenso sind Gebiete zu vermerken, die aufgrund der bestehenden lokalen Einspeisung bzw. Erzeugung frühzeitig in eine lokale netzseitig klimaneutrale Versorgung überführt werden könnten (Biomethan oder lokal erzeugter Wasserstoff).

6.2 Einspeise-Eignung

Nicht Gegenstand des GTP 2022: Um eine plausible Bewertung zu treffen, welche Stellen sich im Netz insbesondere für eine Wasserstoffzuspeisung eignen, ist ein detailliertes Wissen über die

¹ Hierbei handelt es sich insbesondere um z.B. Anteil von Gülle an der Biogasproduktion. RED II = Erneuerbare Energien Direktive II (Renewable Energy Directive II)

² jeweils soweit bekannt

angeschlossenen Kunden sowie entsprechende Messtechnik im Netz notwendig. Daher ist dies nicht Gegenstand des GTP 2022. Der Aufbau dieses Wissens sollte jedoch zeitnah erfolgen. Siehe hierzu auch Abschnitt 12.1.

6.3 Gasbeschaffenheit und Brennwertnachverfolgung

Eine originäre Aufgabe des Netzbetreibers ist es, seinen Endkunden – insbesondere Industriekunden mit komplexeren Qualitätsanforderungen – verlässlich eine einwandfreie Gasbeschaffenheit entsprechend DVGW-Regelwerk zur Verfügung zu stellen. Daher ist eine prozentual konstante Beimischung, die zu einer annähernd konstanten Gasbeschaffenheit im Netz führt, einfacher zu handhaben. Bei schwankender Beimischung besteht die Notwendigkeit, die Gasbeschaffenheit fortlaufend über eine Live-Netzsteuerung (Wobbe-Index-Range mit Brennwertverfolgung) zu überwachen und so zu steuern, dass die vertraglich vereinbarten Grenzwerte an jedem Ausspeisepunkt und Netzkopplungspunkt eingehalten werden. Hierfür muss der Netzbetreiber geeignete mess- und regelungstechnische Verfahren etablieren (Fernwirktechnik, Sensorik etc.). Auf diese Weise können einerseits sensible RLM-Kunden, etwa mit kritischen Produktionsprozessen, geschützt werden, andererseits werden interne Prozesse wie die energiemengenbasierte Abrechnung sichergestellt.

Für die Überwachung der Gasbeschaffenheit empfiehlt sich die Erhebung folgender charakteristischer Kennzahlen:

- H₂-Konzentration [Volumen-%]
- Brennwert Gasgemisch [kWh/m³]
- Wobbe-Index [kWh/m³]
- Normdichte [kg/m³]
- Anteile Kohlenwasserstoffe [mol-%]

Sofern die dynamische Einspeisesituation es erforderlich macht, erfasst der Netzbetreiber diese Kennzahlen fortlaufend via Mess- und Fernwirktechnik. Denkbar ist die Erfassung insbesondere hinter Einspeisestellen bzw. Zumischanlagen, sowie vor sensiblen RLM- und SLP-Kunden. Sollten obige Kennzahlen die für den Netzabschnitt definierten Zielkorridore verlassen, muss beispielsweise durch Zumischung von Gas gegengesteuert werden. Alternativ ist der Schutz sensibler Kunden perspektivisch auch durch Membrananwendungen, die Wasserstoff und Methan trennen, möglich.

Das DVGW-Regelwerk hierzu wird derzeit erarbeitet.

Hinweis: Erfahrungen mit Brennwertnachverfolgungssystemen für die Biomethaneinspeisung aus dem laufenden Betrieb können als Basis für eine Ausweitung auf die H₂-Nachverfolgung verwendet werden.

7 Kapazitäts- und Kundenanalyse

Ziel der Kapazitätsanalyse ist eine erste kapazitätsbasierte Einordnung des Netzes in Umstellzonen, die als Basis zusammen mit den anderen Analysen des GTP einer indikativen Umstellungsreihenfolge (Teilnetze) und letztendlich der Umstellungszeitpunkte auf eine perspektivisch vollumfänglich klimaneutrale Versorgung zugrunde liegen soll. Sollten neben der Versorgung mit 100 Vol.-% H₂ auch Zwischen- oder Endzustände mit Beimischung angedacht sein, sind diese jeweils pro Umstellzone entsprechend zu berücksichtigen.

Hierzu 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 praktisch iterativ ablaufen.

7.1 Bottom-Up-Bewertung

7.1.1 Ausgangspunkt: Leistungsermittlung und Netztopologie

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

Auf Basis der Netzkopplungspunkte und der eigenen und 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 Partitionierung (Sektionierung) des eigenen Netzes zu erhalten, die hilfreich ist, um eine Reihenfolge der Umstellung auf Wasserstoff bzw. weitere grüne Gase räumlich festzulegen. Hierbei sollen sowohl Gegebenheiten und Anforderungen beim vorgelagerten Netzbetreiber als auch auf der Kundenseite so gut wie möglich abgebildet werden.

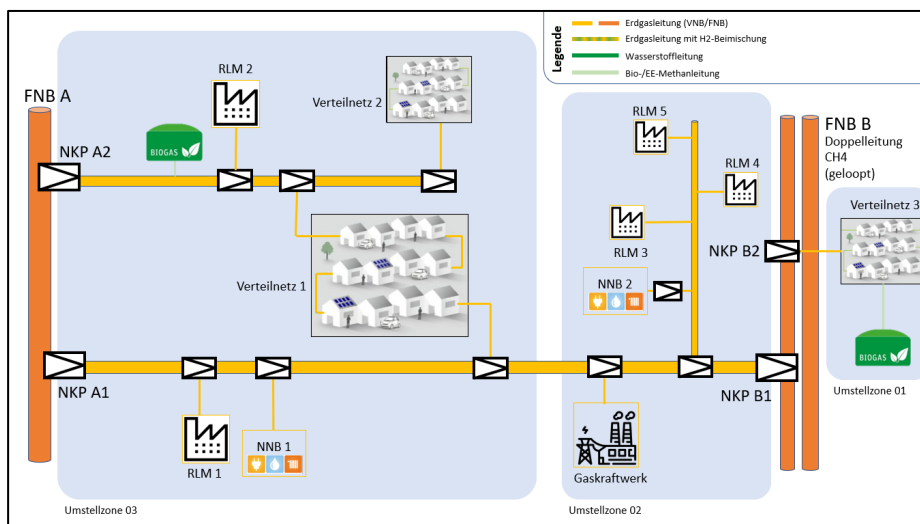


Abbildung 4: Exemplarische Einteilung in Umstellzonen (siehe Beispiel)

Optional: Zudem wird ein vereinfachtes Netzdesign für jedes Teilnetz mit allen Netzkopplungspunkten zum vor- und nachgelagerten Netz und den wesentlichen Leitungsabschnitten erstellt, in dem die Umstellzonen dargestellt werden (Input für Schritt 2).

Hinweis:

- Sollten Sie keine detaillierte Messung an Ihren NKPs vorliegen haben, ist eine abschätzende Berechnung, die zumindest auf Ebene der Umstellzonen planungsrelevante Werte liefert, auch in Ordnung.
- Ggf. sind Menge/Leistung auf Basis der Langfristprognose (nach KOV) unter Berücksichtigung von Prämisse 4 anzupassen.

7.1.2 Ermittlung und Bewertung der Kundengruppen

Nach der Ermittlung der umzustellenden Mengen für das Gesamtnetz bzw. Teilnetze im Schritt 1 und der Untergliederung in Umstellzonen werden in diesem Schritt die umzustellenden Kunden verschiedenen Kundengruppen zugeordnet. Einzelne Kundengruppen werden dann im Rahmen einer detaillierten Kundenanalyse genauer betrachtet. Die Kundengruppen stellen eine Klassifizierung dar, aus der hierbei jedoch nicht zwangsläufig eine Umstellungsreihenfolge hergeleitet werden kann, da es sich bei VNB-Netzen ganz überwiegend um vermaschte und kundengruppenübergreifende Netze handelt. Die kundenseitigen Bedarfe und Potentiale können jedoch in Kombination mit anderen Gegebenheiten die Umstellreihenfolge beeinflussen.

Folgende Gruppen sind zu unterscheiden:

- [1] Kunden mit besonderen Dekarbonisierungsvorgaben (Taxonomy, etc.)
Einzelne Großkunden haben (europa-) rechtlich vorgegebene, strategische oder vertrags- bzw. marktbedingte Dekarbonisierungsvorgaben. Diese Kunden können die Umstellungspriorität des Teilnetzes erhöhen. Ggf. wären diese Kunden separat umzustellen (separate Zwischenversorgung mit H₂). Insbesondere ist auch KWK zu betrachten.
Für Details siehe 12.2.
- [2] RLM-Kunden, die nicht unter [1] fallen, mit hohem Dekarbonisierungspotenzial (große Arbeit/ Leistung)
Einzelne Großkunden können einen besonderen Hebel zum Erreichen von (Zwischen-) Zielen zur Dekarbonisierung bieten. Zusatzkennzeichnungen (s.u.) sind zu beachten.
- [3] Nachgelagerte Netzbetreiber mit eigenem GTP (s.u., 0)
- [4] SLP-Kunden und restliche RLM-Kunden in Analogie zur Marktraumumstellung
Für die Umstellung von SLP-Kunden wird ein branchenweites Vorgehen analog zur Marktraumumstellung³ entwickelt werden, ein massentauglicher Prozess, um auch in diesem Bereich die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Ein konkretes Vorgehen zur H₂-Marktraumumstellung wird gegenwärtig im DVGW-Technischen Komitee „Häusliche und industrielle Gasanwendung des DVGW erarbeitet.
- [5] Kunden, die gegenwärtig keinen aktiven Netzanschluss innehaben, jedoch Interesse an Wasserstoff geäußert haben.

Folgende Kennzeichnungen sind, so zutreffend, betroffenen Kunden hinzuzufügen:

- [A] Kunden mit technischer Kritikalität (Produktionsprozesse etc.)
Einzelne Kunden werden spezifische Anforderungen an die Gasqualität haben (ggf. auch Kunden ohne hohes Dekarbonisierungspotenzial). Auch diese Kunden können die Umstellungspriorität einer Umstellzone beeinflussen. Hierbei ist zwischen Beimischung und 100 Vol.-% H₂ zu differenzieren. Hinsichtlich Kunden, die grundsätzlich kein H₂ > 2 Vol.-% vertragen, muss ggf. eine strategische (z.B. Alternativversorgung) oder technische Lösung (z.B. Membran) angedacht

³ 1. Hinweis: die Umstellzonen entsprechen nicht den detaillierten Umstellbezirken der Marktraumumstellung mit ihrer notwendigen Kleinteiligkeit, sondern sind auf Jahresgenauigkeit und die korrespondierende Dimensionierung angelegt.

werden.

Für Details siehe 12.2.2

- [B] Kunden mit sonstigen besonderen Anforderungen oder Gegebenheiten
Kunden die bekanntermaßen absehbar über Elektrifizierung dekarbonisieren oder Gebiete in denen bekanntermaßen im Rahmen einer integrierten Versorgung alternative Wärmelösungen (z.B. Fernwärme) geplant sind und weitere relevante Gegebenheiten mit Einfluss auf die Planung.

Diese Kundengruppen sind mit Anzahl, Arbeits- und Leistungsdaten zu hinterlegen, im Falle von Gruppen [1] – [3], [5] auch auf Einzelkundenbasis. Kunden mit der Kennzeichnung [A, B] sind ausreichend zu beschreiben. Diese Daten bilden die Basis für die detailliertere Kundenanalyse und dienen zusammen mit der Einspeiseanalyse als Basis für eine Konkretisierung der Umstellzonen und deren Priorisierung. Insbesondere gilt es hier Kunden zu identifizieren, die eine Verschiebung des Umstellungszeitpunkts der Umstellzone (früher oder später) notwendig machen oder die separat umgestellt werden müssen.

Im Rahmen einer integrierten Versorgungsplanung kann es auch zu Gebieten kommen, die künftig nicht mehr mit gasförmigen Energieträgern direkt versorgt werden sollen (z.B. Gruppen 4 mit Kennzeichnung [B]). Diese Gebiete sollten als separate (Umstell-)Zonen ausgewiesen werden.

Optional: In das vereinfachte Netzdesign aus Schritt 1 werden nun die Kunden der Gruppen [1] – [4] sowie die Einspeiser in den Umstellzonen verortet. Kundengruppen und Einspeiser sind optisch differenzierbar zu kennzeichnen.

Auf Basis dieser Arbeitsschritte kann der VNB erkennen, ob sich im Netzdesign eine Clusterbildung gewisser Kundengruppen in bestimmten Umstellzonen ergibt. Zudem wird ersichtlich, wo durch eine erkennbare Häufung von Kunden der Kategorie [1] eine kundenseitige Priorität besteht und durch Häufungen von [1] und [2] ggf. stark gebündeltes Dekarbonisierungspotenzial besteht. Aus der Verortung von [1] – [5] inklusive [A, B] und den damit einhergehenden förderlichen und hinderlichen Faktoren ergibt sich eine erste indikative Priorisierung (siehe Beispiel in Abschnitt 10). Ggf. zeigen sich auch Netzstrukturen, die nahelegen, einzelne Umstellzonen zu separieren. Dies ist im Rahmen der technischen Analyse (Abschnitt 8) zu prüfen.

Exkurs nachgelagerte Netzbetreiber: Diese vorgenommenen Schritte mit Kapazitätsanalyse, Netzkundenanalyse und Umstellzonen ist ebenso von allen nachgelagerten Netzbetreibern durchzuführen. Dieser meldet seine Bedarfe an den jeweils vorgelagerten Netzbetreiber. Dazu ist eine frühzeitige Aufnahme der Zusammenarbeit in diesem Prozess wichtig (vgl. auch 0,7.2). Die Regeln der internen Bestellung aus der Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) gelten sinngemäß.

Hilfestellung: Vgl. beigelegtes Excel-Template zur Erfassung von RLM- und GHD-SLP-Kunden

7.1.3 Entwicklung über die Jahre: Zielwertbetrachtung

Mit den Ergebnissen aus Schritt 1 und Schritt 2 sollen im Schritt 3 nun indikative Umstellungszeitpunkte ermittelt werden. Dabei sind die übergeordneten Dekarbonisierungsziele (vgl. 4.3) und unternehmensstrategische Klimaziele des VNBs zu berücksichtigen.

Ziel ist eine jahresscharfe Reihenfolge der Umstellzonen basierend auf dem aktuellen Wissensstand des Verteilnetzbetreibers. Diese wird in den Folgejahren weiterentwickelt werden. Ggf. sind Aspekte aus der technischen Analyse (Sektionierung) zu berücksichtigen (siehe auch Beispiel in Abschnitt 10).

Hinweis:

- Da der H₂-Backbone der FNB (siehe insb. 7.2) ein anforderungsgetriebenes Dokument ist, wird er sich auf Basis der GTP-Meldungen weiterentwickeln. Die hohe Wahrscheinlichkeit, dass sich die hier aufgestellte Zielwertbetrachtung in den Folgejahren ggf. auch deutlich ändern wird, sollte nicht davon abhalten, sie zu erstellen. Es handelt sich um einen iterativen Prozess, 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.
- 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 sind die Mengen in den relevanten Jahren entsprechend zu reduzieren.

7.2 Top-Down-Validierung

7.2.1 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 den H₂-Backbone) plant. Zudem ist zu klären, welche grundsätzlichen technischen Rahmenbedingungen es gibt, d.h. wie groß der grundsätzlich mögliche Handlungsspielraum ist (auf Basis z. B. der Netztopologie des FNB). Hierbei ist auch eine erste zeitliche Abschätzung seitens des vorgelagerten Netzbetreibers abzuholen. Diese Informationen werden im Rahmen der Bottom-up-Planung berücksichtigt.

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

7.2.2 Iterative Feedbackschleife

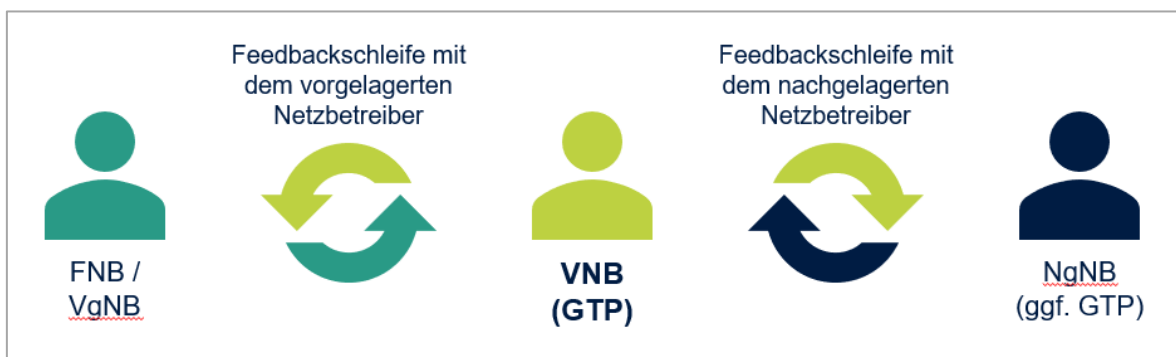


Abbildung 5: Abstimmungen mit den vor- und nachgelagerten Netzbetreibern

Sobald eine erste indikative Umstellplanung aus 7.1 vorliegt oder falls sich Konflikte zur Zeitplanung bei Schritt 3 (Zielwertbetrachtung) ergeben, ist eine Rücksprache mit dem vorgelagerten Netzbetreiber zur Lösungsfindung notwendig. Ziel muss die Zusammenführung der Planungen des vorgelagerten

Netzbetreibers (z.B. „visionäres Wasserstoffnetz“) 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 (gegenwärtig z.B. Grüngasabfrage). Entsprechende Anfragen sollten kohärent zum GTP beantwortet werden, jedoch wird im Dialog mit den FNB angestrebt, Mehrfachabfragen zu vermeiden.

Hinweis: Es ist davon auszugehen, dass eine verbindliche Zusage des FNB ggf. im Jahr 2022 nicht erreicht werden kann und die Rückmeldung sich auf unverbindliche Szenarien, größere Zeiträume und ungefähre Größenordnungen bei Kapazität und Menge beziehen wird. In diesem Fall sind durch den VNB Annahmen zu treffen und diese dem FNB zu kommunizieren. Umso wichtiger ist es, dass der VNB auf Basis seines bestehenden Gasnetzes und seiner Netzkunden aussagefähig gegenüber dem FNB wird, wo – sei es an bestehenden Netzkopplungspunkten oder ggf. neuen Netzkopplungspunkten –, wann und wieviel Kapazität bzw. Menge er benötigt. Der GTP 2022 ist ein erster Wurf und der Beginn eines Austauschprozesses. Er muss noch nicht perfekt sein.

VNBs sollten in jedem Fall auch zeitnah den Kontakt zu nachgelagerten Netzbetreibern aufnehmen und klären, inwiefern hier ein GTP erstellt wird und nicht auf deren Kontaktaufnahme warten. Dieser Informationsaustausch ist beidseitig notwendig.

7.2.3 Dialog mit Kunden und Kommunen

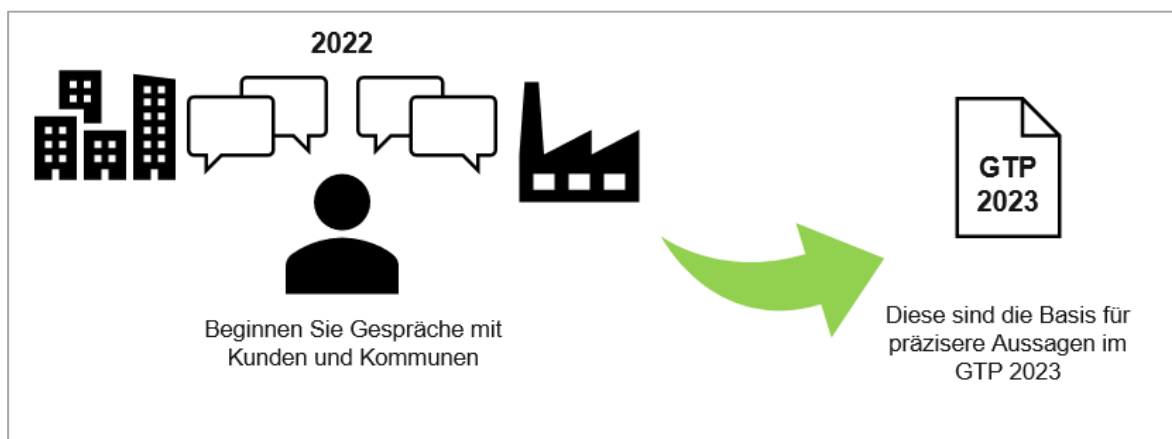


Abbildung 6: Dialog mit Kunden und Kommunen

Für 2022 sollten zeitnah mit den relevanten Netzkunden aus der internen Kundenanalyse Gespräche initiiert werden. Hierdurch wird in manchen Fällen der Prozess zur Findung einer Dekarbonisierungsstrategie beim Kunden auch erst initiiert werden. Im Jahr 2023 ist dann im GTP auf Basis der kundenseitigen Informationen eine belastbarere Kategorisierung der Kunden anzufertigen. Hier können gegebenenfalls auch direkte Gespräche mit Herstellern von Kundenanlagen helfen.

Analog sollte zeitnah mit den Kommunen ins Gespräch gegangen werden, um Wasserstoff und dekarbonisierte Gase in der kommunalen Wärmeplanung und perspektivischen klimaneutralen Energieversorgung korrekt zu verorten. Dies wird auch 2023 in eine detailliertere Analyse einfließen.

Erste Erkenntnisse aus Gesprächen, so sie vorliegen, sollten unter 7.1 berücksichtigt werden.

8 Technische Analyse

8.1 Analyse Netzkomponenten (Ziel: „Komplettbewertung“)

In den Gasverteilnetzen gibt es eine Vielzahl von unterschiedlichen eingesetzten Netzkomponenten, wie z.B. Rohrleitungsmaterialien, Armaturen, gastechnische Anlagen (beispielsweise Gas-Druckregel und Messanlagen) und Hausanschlüsse. In einem ersten Schritt werden 2022 im GTP die Rohrleitungsmaterialien gemäß G 410 erfasst. Die Erfassung und Prüfung weiterer Komponenten und Anlagen erfolgt in den Folgejahren. Details zur grundsätzlichen Eignung von Rohrleitungsmaterialien für die H₂-Readiness finden Sie in 12.3.2.

Hinweis:

- Die technische Bewertung der H₂-Readiness erfolgt auf Grundlage des DVGW-Merkblattes G 221 und der dort zitierten technischen Regelwerksdokumente. Ein möglicher Prüfablauf ist hier⁴ angegeben. Dies ist nicht Gegenstand des GTP 2022, sollte jedoch im Unternehmen initiiert werden, um in Folgejahren hierzu aussagefähig zu sein.
- Wenn Sie bei Leitungsabschnitten Nachforschungen anstellen, um das Material zu eruieren, empfehlen wir, direkt alle Bauteile zu erfassen. Dies hilft Ihnen in den Folgejahren und vermeidet Doppelarbeit.
- Aktuelle Baustellen sollten genutzt werden, um Lücken in der Dokumentation zu schließen. Vgl. auch G 402.

8.1.1 Teilschritt 1: Analyse der Rohrleitungen

Hier analysiert der Netzbetreiber sein Rohrleitungsnetz inkl. Netzanschlussleitungen hinsichtlich:

- Material
- Durchmesser (DN)
- Druckstufen (MOP)
- Nenndruck (DP)
- Baujahr
- Wandstärke (so bekannt)
- Hersteller (so bekannt)

⁴ Steiner, K; Drews, D.; Schrader, A.: Umstellung von Netzabschnitten auf Wasserstoff nach dem DVGW-Merkblatt G 221: ein Vorschlag für ein Programmablaufdiagramm.. ewp - energie | wasser-praxis, Heft 1/2022, S. 16-23 und Heft 2/2022, S. 14-19

Diese Daten werden üblicherweise durch die Netzbetreiber im Portal für die Statistik gemäß G 410 gemeldet. Diese Daten sollten mit dem aktuellen Stand des Betriebsmittelinformationssystems auf Richtigkeit und Vollständigkeit abgeglichen werden (siehe 9.4).

Hinweise:

- Dies ist für den GTP 2022 ausreichend. Notwendige Einzelbetrachtungen zur H₂-Readiness (siehe 12.3.2) sind zu initiieren.
- Bitte prüfen Sie insbesondere den gemeldeten Umfang an Gussleitungen auf Richtigkeit. Versuchen Sie, den Anteil am Werkstoff „unbekannt“ zu minimieren und aktiv daran zu arbeiten, eine eventuelle solche Position 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. Methanversorgung).

8.1.2 Teilschritt 2 (nicht 2022): Analyse weiterer Rohrleitungskomponenten

Hinweis: Dieser Abschnitt ist für den GTP 2022 noch nicht als Untersuchungsgegenstand vorgesehen. Er wird voraussichtlich in 2023 behandelt. Wir empfehlen zeitnah die Beschäftigung mit diesen Komponenten aufzunehmen, um 2023 aussagefähig zu sein.

8.1.3 Teilschritt 3 (nicht 2022): Analyse Netzanschlusskomponenten (nicht TRGI)

Hinweis: Dieser Abschnitt ist für den GTP 2022 noch nicht als Untersuchungsgegenstand vorgesehen. Er wird voraussichtlich in 2023 behandelt. Wir empfehlen zeitnah die Beschäftigung mit diesen Komponenten aufzunehmen, um 2023 aussagefähig zu sein.

8.1.4 Teilschritt 4 (nicht 2022): Analyse Anlagen

Hinweis: Dieser Abschnitt ist für den GTP 2022 noch nicht als Untersuchungsgegenstand vorgesehen. Er wird voraussichtlich in 2023 behandelt. Wir empfehlen zeitnah die Beschäftigung mit diesen Komponenten aufzunehmen, um 2023 aussagefähig zu sein.

8.1.5 Ausblick: DVGW-Datenbank zur H₂-Tauglichkeit

Durch das DBI-Forschungsprojekt „H₂-Kompendium VNB“ gibt es erste Indikationen zur Wasserstoffverträglichkeit von Materialien, Komponenten und Produkten (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, arbeitet der DVGW an dem Aufbau einer webbasierten Datenbank, in der Informationen zur Materialverträglichkeit und zur Bewertung der H₂-Tauglichkeit verbindlich für die gesamte Branche vorgehalten werden. Zusätzlich zur Bewertung für den Einsatz mit 100 Vol.-% Wasserstoff sollen Methan-Wasserstoff-Gemische mit unterschiedlichen Wasserstoff-Beimischungen berücksichtigt werden.

Die geplante DVGW-Datenbank ist als „lebendes System“ zu verstehen, welches ständig durch die im Markt agierenden Komponentenhersteller und auch durch die DVGW-Institute erweitert und aktualisiert wird. Dem Netzbetreiber kommt dabei die Rolle zu, unbekannte Komponenten 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. Die Befüllung der Datenbank erfolgt in zwei Bereichen:

- Unternehmensinformationen über eingesetzte Netzkomponenten werden dem DVGW zur Verfügung gestellt. Der DVGW legt hierzu ein einheitliches Datenformat (CSV) fest. Dieses Datenformat wird gerade erstellt und schnellstmöglich veröffentlicht.
- Der DVGW stellt Informationen zu allen verfügbaren Komponenten über die H₂-Tauglichkeit bereit. Die Erkenntnisse aus den DBI-Kompendien (FNB, VNB, Speicher) werden zur initialen Befüllung der Datenbank herangezogen.

Ziel ist eine anwenderfreundliche Datenbank und Verknüpfung der beiden Informationsquellen. Durch die Rückmeldungen von Netzbetreibern erhöht sich der Detaillierungsgrad der Datenbank über weitere Komponenten, Bauteile und Produkte im Laufe des Nutzungszeitraumes der Datenbankanwendung. Langfristig (ab 2023) sollen die Informationen wieder aus der Datenbank exportierbar sein, damit die Netzbetreiber die Ergebnisse wieder zurück in ihre jeweiligen Systeme integrieren können (bidirektionaler Austausch).

8.2 Prüfung einer Sektionierung der Umstellzonen in Teilnetze

Abhängig von der

- a) Kapazitätsanalyse,
- b) Kundenanalyse,
- c) Zielwertbetrachtung,
- d) Einspeiseanalyse und
- e) Netztopologie

kann eine Sektionierung (netztopologische Trennung) von Netzen in zwei oder mehrere separate Umstellzonen notwendig werden⁵. Bei einer solchen Sektionierung ist folgendes zu klären:

- Wie lange bleiben die Teilnetze getrennt? Trennung u. U über längeren Zeitraum. Muss in den Planungen berücksichtigt werden
- Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit bei Abtrennung von Netzabschnitten (ggf. Ersatzversorgung/Stabilisierung Flüssiggas-Luft Mischanlage)

Pro Teilnetz ist der rohrleitungsseitige Ertüchtigungsbedarf auszuweisen. Basierend hierauf:

- Cluster von nicht H₂-geeigneten Rohrleitungsbeständen sind auf netzhydraulische Separierbarkeit zu prüfen (ggf. klimaneutrale Methanversorgung).
- Die notwendigen Ertüchtigungen und deren Verortung im Investitionsplan können eine Rückwirkung auf die Umstellreihenfolge der Umstellzonen haben (vgl. Zielwertbetrachtung 7.1.3).
- Der Bau von neuen, strategischen Zuführungsleitungen ist ggf. zu prüfen. Hierbei können ggf. auch Großkunden vorgezogen werden.

Eine Sektionierung ist beispielsweise dann hilfreich, wenn die Kopplungspunkte zu(m) vorgelagerten Netzbetreiber(n) in einer Umstellzone an zwei oder mehreren unterschiedlichen Leitungen liegen und die Leitungen zeitlich versetzt umgestellt werden.

⁵ Hinweis: hiermit ist nicht eine Sektionierung im Sinne der Marktraumumstellung (Straßenzüge etc.) gemeint.

8.3 Netzhydraulische Analyse

Allgemein

Die konkrete Analyse richtet sich nach dem geplanten Mischungsverhältnis bei der Einspeisung bspw. 20 Vol.-%, oder 100 Vol.-% und dem Umstellungszeitpunkt (prognostizierte Zielnetzkapazität). Jedes (Teil-) Netz ist vor einer Umstellung einer netzhydraulischen Analyse zu unterziehen.

Hierbei ist zunächst der Fokus auf Netzabschnitte zu setzen, die in der Kapazitäts-/ Kundenanalyse als besonders relevant identifiziert wurden oder die technisch besonders sensibel sind (z.B. Niederdrucknetze)

Grundlagen

Aufgrund der abweichenden physikalischen Eigenschaften und brenntechnischen Kenndaten des Wasserstoffs gegenüber Erdgas, wie bspw. des Brennwertes, der relativen Dichte, des Wobbe-Index, etc. verändern sich mit zunehmendem Wasserstoffanteil die hydraulischen Bedingungen.

Der Brennwert des Wasserstoffs beträgt ca. 1/3 des Erdgases (abhängig von der Art des Referenz-Erdgases), bedeutet im Umkehrschluss, dass sich bei gleichbleibendem chemisch gebundenem Energietransport der Volumenstrom bei reinem Wasserstoff im selben Verhältnis erhöht.

Bei gleichbleibendem Leitungsdurchmesser wird sich auch die Strömungsgeschwindigkeit im selben Verhältnis erhöhen, es ergibt sich jedoch kaum eine Auswirkung auf die Transportfähigkeit. Regelwerksseitige Rahmenbedingungen zu Strömungsgeschwindigkeiten von H₂ werden gegenwärtig im DVGW geklärt.

Relevant für die Gasversorgung ist der Betriebsdruck bzw. der sich einstellende Druckverlust im Auslegungsfall. Dieser steigt zunächst proportional mit dem Wasserstoffanteil an, erreicht das Maximum bei einer Beimischung von ca. 80 Vol.-% H₂ und sinkt bis 100 Vol.-% H₂ wieder etwas ab, so dass sich je nach Referenz-Erdgas im Falle von reinem Wasserstoff ein ca. 20–30 % höherer Druckverlust einstellt, der zu einer Unterschreitung des festgelegten minimalen Betriebsdruckes führen kann.

Eine gesonderte Betrachtung ist in den Niederdrucknetzen durchzuführen. Eine Zumischung von Wasserstoff führt auch zu einer Dichteänderung und einem veränderten Druckgewinnverhalten. 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 kann im Anhang entnommen werden.

Jedes Netz bzw. umzustellendes Teilnetz ist für das geplante Mischungsverhältnis 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.

Tabelle 1: 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

Im Rahmen einer Maßnahmenanalyse kann für das Verteilnetz 3 die Wiederherstellung des Soll-Zustandes geplant werden. Oftmals sind die Maßnahmen mit geringem technischem Aufwand verbunden, bspw. Sektionierungen von Netzen, Ringschlüsse, Betriebsdruckerhöhungen oder Höherdimensionierungen von Leitungen.

9 Rückmeldung zur Konsolidierung in Gesamt-GTP

Rückmeldefrist: 30.6.2022

Rückmeldevorlage: GTP_2022_Netzbetreibernummer.xlsx

Rückmeldung an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

9.1 Umstellzonen

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

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

[1] Unternehmensdaten (Netzbetreibername, Netzbetreibernummer, Adresse, Ansprechpartner)

[2] Zuordnung NKP - Umstellzone: **EIC-Code**, NKP-Namen, Nummer Umstellzone (Netzbetreibernummer + Bindestrich + hochlaufende Nummer (beginnend mit 01))

[3] Zuordnung AGS zu Umstellzone: **Amtlicher Gemeindegeschlüssel**, Nummer Umstellzone

Hinweis:

- Es wird jeweils einem oder mehreren NKPs bzw. Gemeindegeschlüsseln eine Umstellzone zugewiesen.
- Bitte passen Sie den Dateinamen der Rückmeldevorlage entsprechend Ihrer Netzbetreibernummer an (z.B. GTP_2022_9870105555555555.xlsx)

9.2 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 2022 – 2032 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.



Anlehnend an der Systematik aus der Grüngasabfrage des FNB Gas 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.

- Umstellzone
- Netzbetreibernummer vorgelagerter Netzbetreiber
- Name vorgelagerter Netzbetreiber
- Arbeit (2021, Prognosen: 2022-2032, 2035, 2040, 2045)
 - CH₄ und
 - H²

[5] Einspeisung dezentral: Hier wird erfasst, welche dezentrale Einspeisung an Methan oder Wasserstoff dezentral eingespeist wird.

- Umstellzone
- Marktllokation
- Gastyp [H₂, CH₄, Bio-/EE-CH₄]
- Arbeit (2021, 2022-2032, 2035, 2040, 2045)

[6] 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 (Umstellzone, Netzbetreibernummer NgNB, Name, Konsolidierungsstand [GTP kohärent / GTP nicht kohärent / GTP nicht vorhanden], Arbeit für Methan und H₂ über die Zeit (vgl. oben)).

- VNBS sollten in Ihren Angaben auch kompatible Annahmen für nachgelagerte Netzbetreiber treffen, die keinen eigenen GTP erstellen.⁶
- Hinweis: Unternehmen, die keinen GTP erstellen werden nicht explizit im Gesamt-GTP namentlich benannt/hervorgehoben!

⁶ 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.

9.3 Kundenanalyse

Im Gesamt-GTP werden u.a. auf Basis von NUTS-3-Gebieten sogenannte „Heatmaps“ erstellt. Diese basieren nicht auf den Umstellzonen, sondern stellen (davon unabhängig) Kundenstrukturen dar. Es soll u.a. die Verteilung von Kunden mit vorgezogenen Dekarbonisierungsbedarfen, die Verteilung RLM zu SLP (wie sitzt die Industrie in der Fläche) sowie von Großkunden (Kategorie 2, Kundenanalyse) bestimmt werden. Im GTP 2022 werden nur Arbeitsdaten erfasst. Im GTP 2023 soll dies auf zeitgleiche Spitzenlast erweitert werden.

Um Deutschlandweit einfacher darstellen zu können greifen wir auf NUTS-3-Gebiete und nicht Ihre Umstellzonen zurück⁷:

- 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.

Hilfe zur Datenerhebung:

- Verortung in NUTS-3:
 - die Postleitzahl liegt bei RLM- und SLP-Kunden in der Marktlotation vor
 - Die Zuordnung Postleitzahl zu NUTS-3 kann dieser Tabelle⁸ entnommen werden
- RLM-Kunden: Arbeitsdaten liegen vor
- SLP-Kunden: Arbeit auf Basis der letzten Jahresabrechnung

✉ Rückmeldung über die Excelvorlage:

[7] Kundenstruktur 1 – Allgemein

Basis für Kartendarstellungen (NUTS-3) zur Verteilung der Jahresarbeit / Großkundendichte pro NUTS-3-Gebiet:

- NUTS-3
- Gesamtarbeit (=RLM (incl. NgNB) + SLP)
- RLM-Arbeit (gesamt, < 10 Mio. kWh, ≥ 10 Mio. kWh, ≥ 50 Mio. kWh, ≥ 100 Mio. kWh)
- NgNB-Arbeit (Summe nachgelagerter NKPs im NUTS-3-Gebiet)
- SLP-Arbeit

[8] Kundenstruktur 2 – akute Dekarbonisierungsbedarfe

RLM-Kunden pro NUTS-3-Gebiet, die aufgrund der Taxonomy, EU-ETS, marktlichen oder anderen Gründen frühzeitigen Dekarbonisierungsanforderungen unterliegen.

- NUTS-3,
- Arbeit, Anzahl (gesamt; ~~gesplittet~~ gesplittet nach Anforderungsquelle: Taxonomy, EU-ETS, marktlich, sonstige)

⁷ Quelle: <https://de.wikipedia.org/wiki/NUTS>

⁸ <https://ec.europa.eu/eurostat/de/web/nuts/correspondence-tables/postcodes-and-nuts>

9.4 Technische Analyse

Es soll nur zu 8.1 rückgemeldet werden: Bitte aktualisieren Sie Ihre Meldung an die Gas-Wasser-Statistik des DVGW nach G 410 so akkurat wie möglich. Auf Basis dieser Daten wird der DVGW Aussagen, die nicht auf Einzelunternehmen rückführbar sind, für den Gesamt-GTP erzeugen.

10 Projektcheckliste GTP-Erstellung

Rückmeldefrist: 30.6.2022

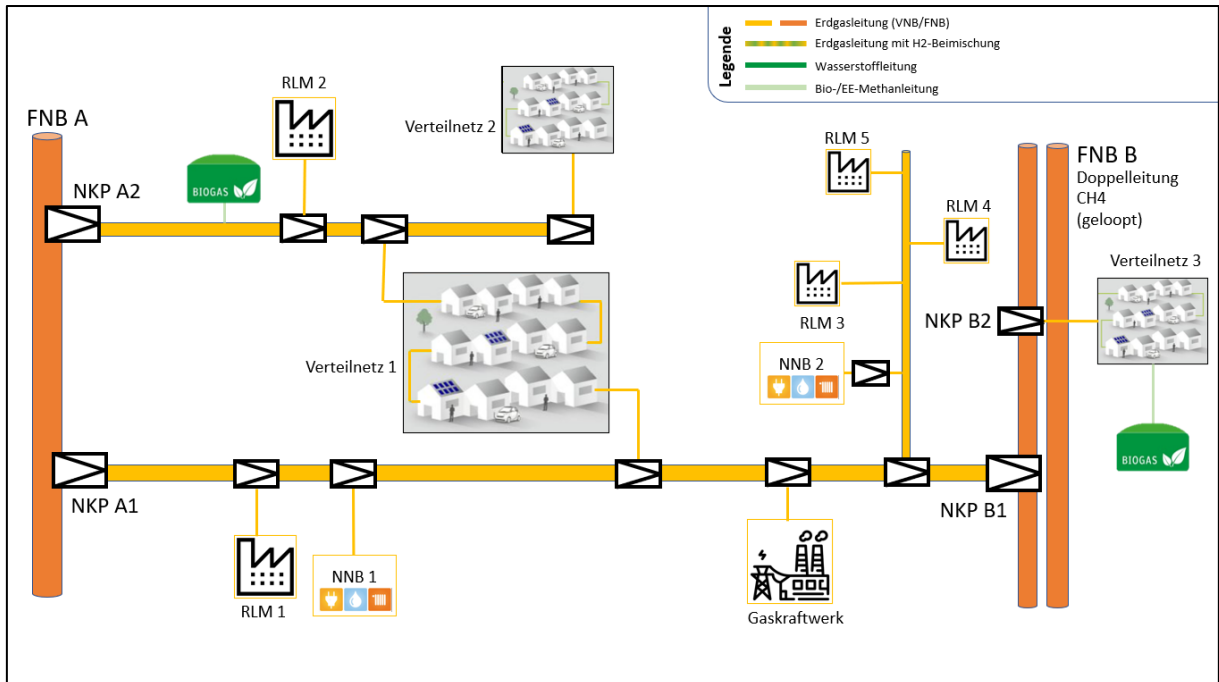
Rückmeldevorlage: GTP_2022_Netzbetreibernummer.xlsx

Rückmeldung an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

1. Erstellen Sie eine erste Aufteilung in Umstellzonen auf Basis der Kapazitätsanalyse (7.1.1) und Einspeiseanalyse (6.1).
2. Führen Sie ein Erstgespräch mit Ihrem vorgelagerten Netzbetreiber / FNB und nachgelagerten Netzbetreibern und passen Sie ggf. die Umstellzonen an. Bleiben Sie zu Änderungen im regelmäßigen Austausch (vgl. 7.2).
3. Führen Sie die Kundenanalyse durch und analysieren Sie die Auswirkung auf die Umstellzonen (7.1.2).
4. Dokumentieren Sie, an welchen Netzstellen ggf. eine Sektionierung notwendig ist, um die Umstellzonen so abzubilden (vgl. 8.2).
5. Führen Sie die H2-Readiness-Analyse Ihrer Leitungsmaterialien gemäß 8.1.1 durch und aktualisieren Sie die Gas-Wasser-Statistik gemäß G 410 gemäß 9.4. Führen Sie bei Bedarf an relevanten Stellen eine netzhydraulische Analyse gemäß 8.3 durch.
6. Dokumentieren Sie Ihre Umstellzonen in der Rückmeldevorlage (Befüllung Reiter 1-3) gemäß 9.1.
7. Führen Sie die interne Zielwertbetrachtung gemäß 7.1.3 durch, beziehen Sie die Betrachtungen ihrer vorgelagerten Netzbetreiber mit ein und dokumentieren Sie die Ergebnisse in der Rückmeldevorlage (Reiter 4-6) gemäß 9.2. Diskutieren Sie dies mit ihrem vorgelagerten Netzbetreiber.
8. Befüllen Sie die Rückmeldevorlage (Reiter 7-8) zur Kundenstruktur gemäß 9.3 – bitte vergewissern Sie sich, dass sie die aktuelle Version der Rückmeldevorlage von der Website verwenden.
9. Benennen Sie das Rückmeldeformular korrekt mit Ihrer Netzbetreibernummer (z.B. GTP_2022_987010555555.xlsx) und senden Sie das Rückmeldeformular an: GTP-H2vorOrt@dvgw.de

11 Beispielanalyse

Beispieldaten finden Sie anbei in der Datei „(Beispiel)_GTP_2022_987010555555.xlsx“.



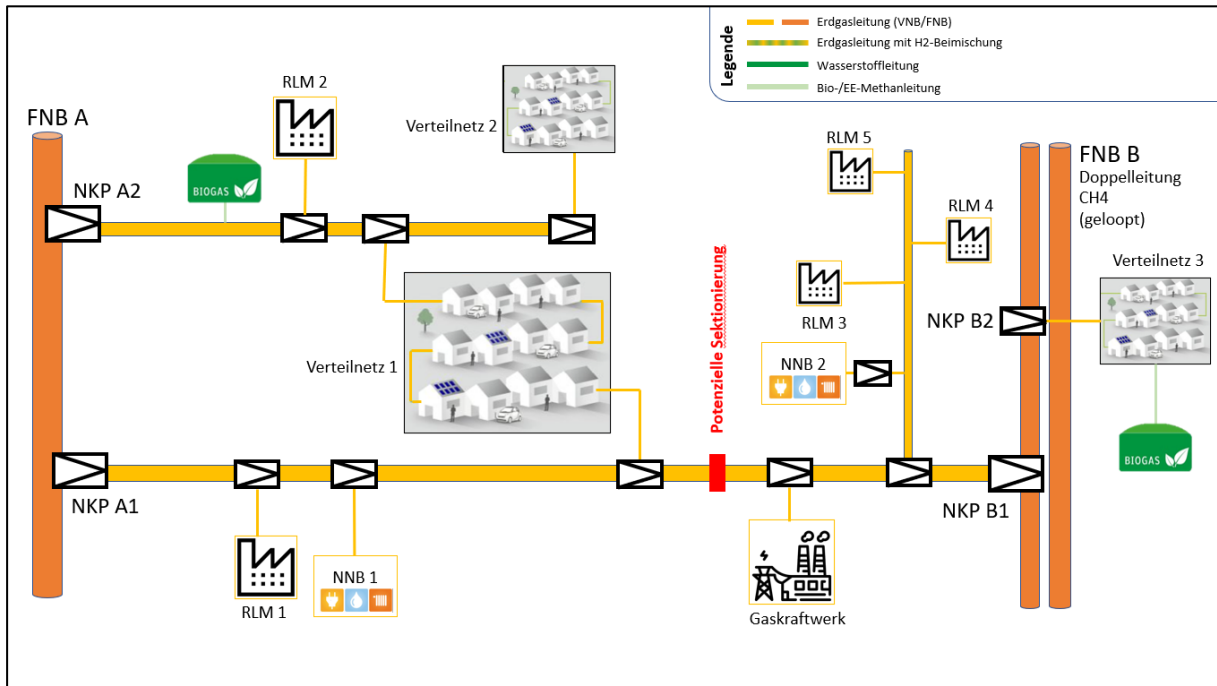
Der betrachtete Beispielverteilstrombetreiber bezieht Erdgas über die beiden vorgelagerten FNB A und FNB B. Drei Hochdrucknetze versorgen fünf RLM-Kunden, zwei nachgelagerte Netzbetreiber, ein Gaskraftwerk sowie zwei Verteilstromnetze. Das Verteilstromnetz 3 wird direkt über FNB B sowie über eine Biogasanlage gespeist.

Kapazitätsanalyse

Bei den Netzkopplungspunkten ergibt sich folgendes aus der internen Bestellung (vgl. 7.1.1):

NKP	A1	A2	B1	B2
Arbeit	565 GWh	600 GWh	595 GWh	248 GWh
Leistung	185 MW	200 MW	200 MW	90 MW

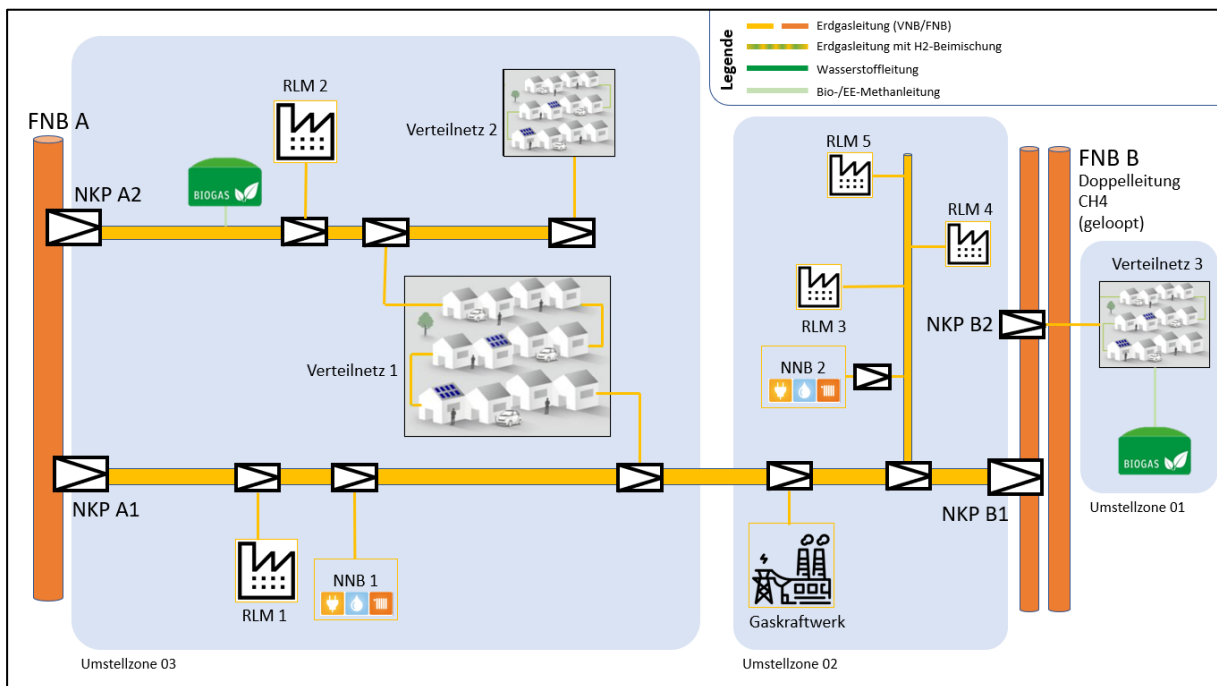
Erste Kandidaten für Umstellungszonen ergeben sich aus den beiden Fernleitungen. Hierbei ist die Vermaschung von Leitung B mit Leitung A über NKP B1 ein zu lösendes Thema. Eine Prüfung (siehe Abschnitt „Sektionierung“) ergibt, dass eine Sektionierung hier technisch und versorgungsseitig möglich ist:



Hinweis: 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 wird und die andere weiterhin mit Erdgas versorgt. Dies ist bei der Leitung von FNB A entsprechend nicht möglich.

In einem Erstgespräch mit den beliefernden FNBs (vgl. 7.2.1) ergab sich, dass eine Belieferung mit H₂ über die Fernleitung B vermutlich zuerst beginnt. FNB B wird ab 2029 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:

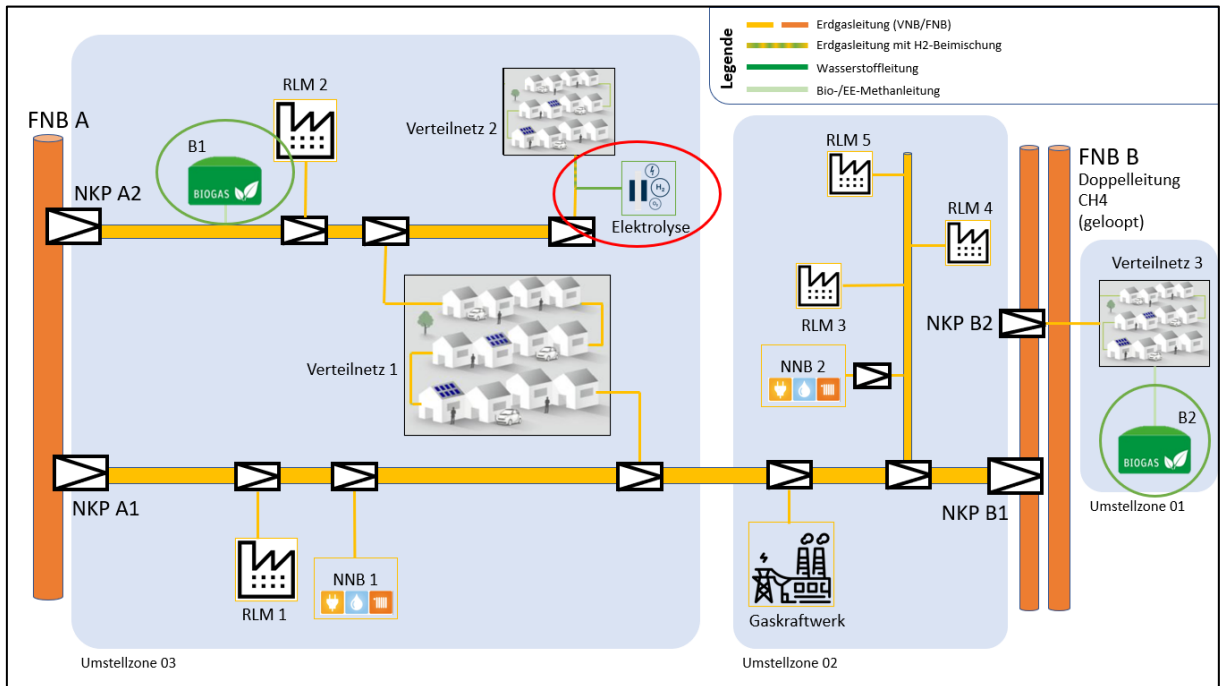


Einspeiseanalyse

Im Netzgebiet gibt es 2 Biomethananlagen:

- 24 GWh p.a. nahe NKP A1
- 20 GWh p.a. in Verteilnetz 3

Geplante Elektrolyse ab 2031: 40 GWh p.a. in Verteilnetz 2, was zu einer Beimischung in Verteilnetz 2 führt.



Kundenanalyse

Im regionalen Netz befinden sich 6 RLM-Kunden, davon ein Gaskraftwerk, sowie zwei nachgelagerte Netzbetreiber. In Verteilnetz 1 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 3 befinden sich 9 RLM-Kunden sowie 8.000 SLP Kunden.

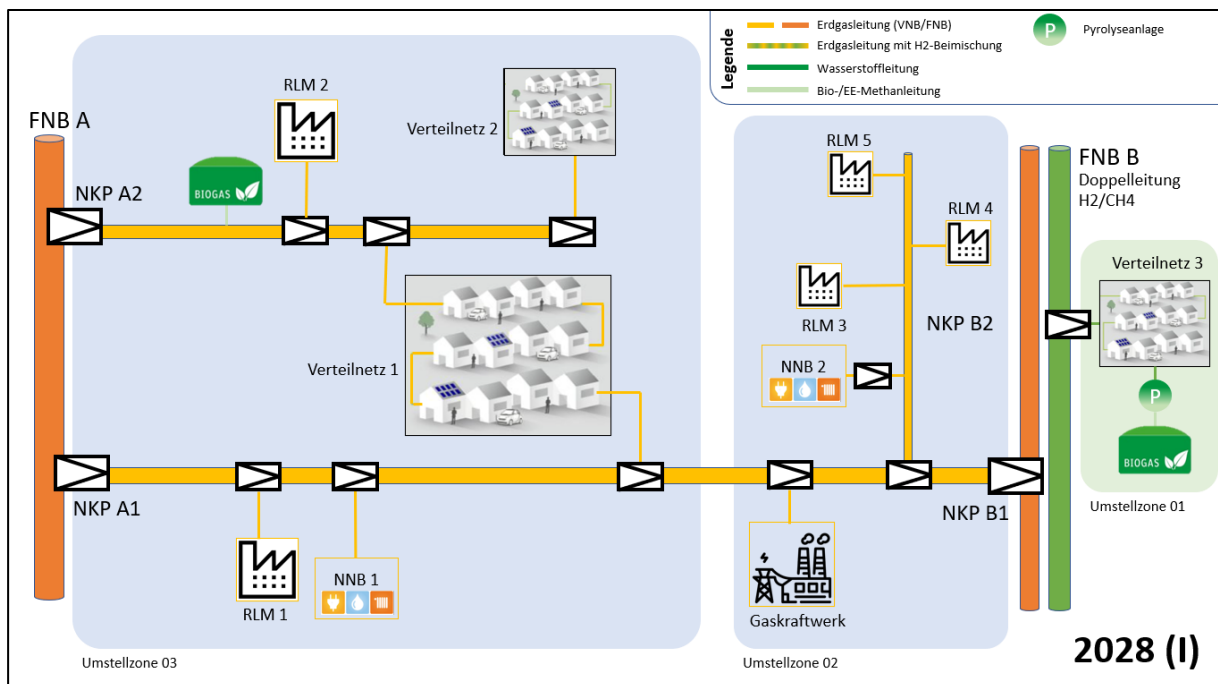
Sie finden die Rückmeldungen gemäß 9.3 in der Beispielmeldung „(Beispiel)_GTP_2022_987010555555.xlsx“ [gegenwärtig noch in Arbeit]

Zielwertbetrachtung

Aus Liefersituation und Kundenanforderungen ergibt sich eine Umstellreihenfolge von:

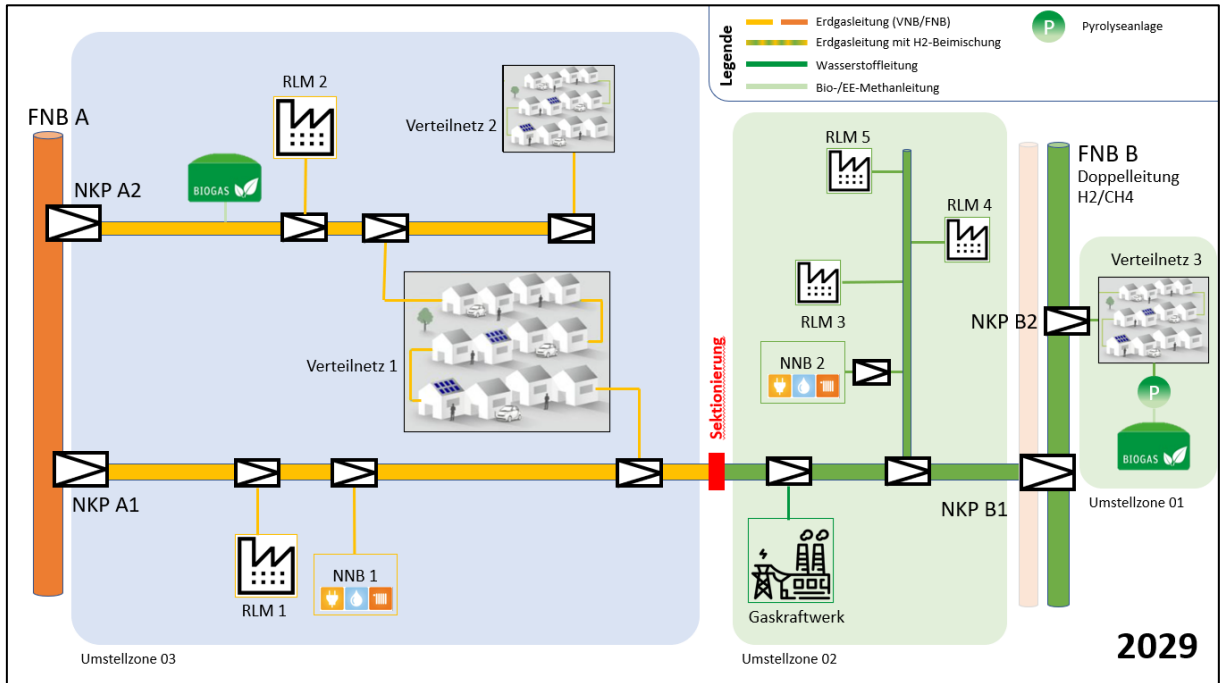
- Umstellung Umstellzone 01: 2028
- Umstellung Umstellzone 02: 2029
- Umstellzone 03:
 - Beimischung Verteilnetz 2: 2031
 - Umstellung: 2035

2028



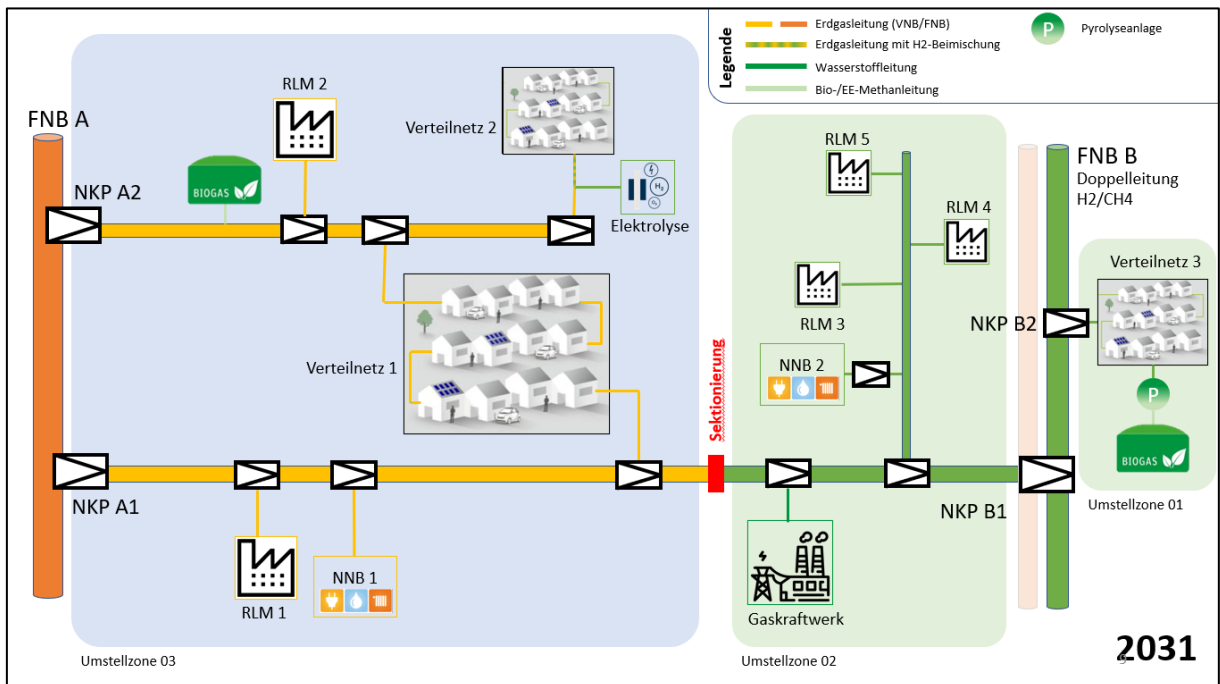
Durch die Umstellung von Umstellzone 2 auf Wasserstoff muss eine Lösung für die Biogaseinspeisung gefunden werden. Verteilnetz 3 soll mit 100% H₂ versorgt werden, daher ist es zielführend, aus dem Biomethan Wasserstoff zu gewinnen. Dies kann beispielsweise durch Dampfreformation (CO₂-neutral) oder Pyrolyse (CO₂-Negativemissionen) geschehen. In diesem Fall wird die Chance ergriffen, mittels Pyrolyse Negativemissionen zu erzeugen, die zusätzlich vermarktbar sind.

2029

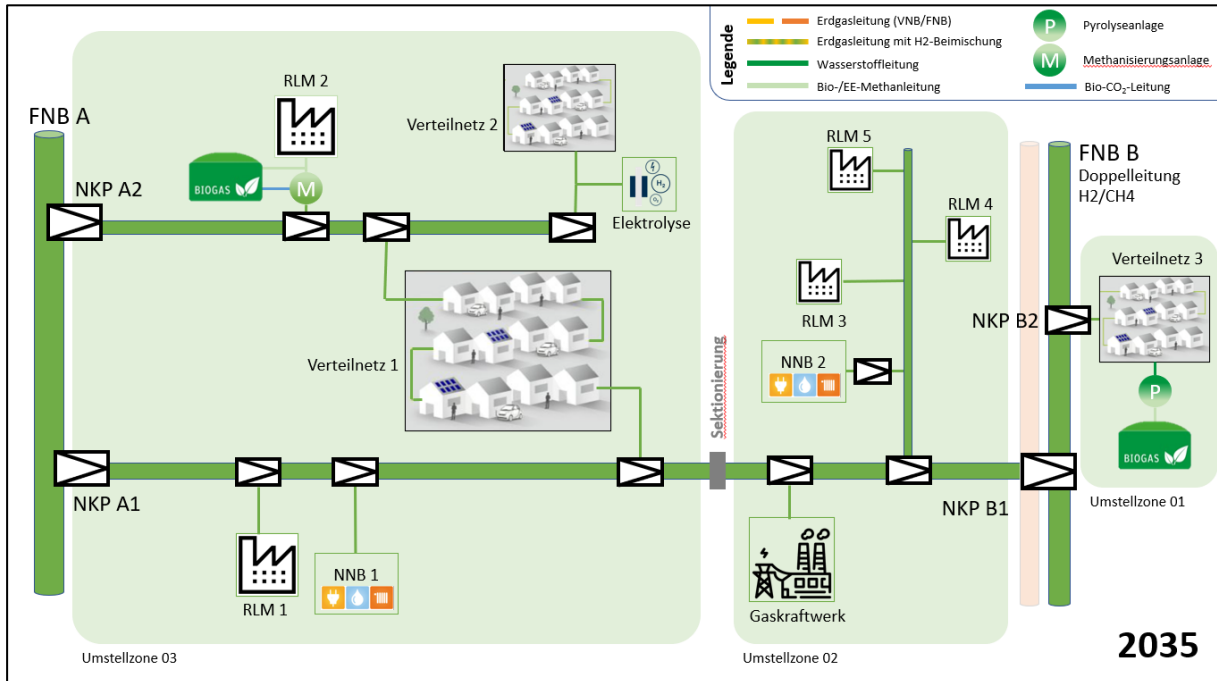


Durch die in 2028 erfolgte Sektionierung kann Umstellzone 02 in 2029 auf 100% H2 umgestellt werden.

2031



Verteilnetz 2 wird ab sofort mit einer Wasserstoffbeimischung von 20 Vol.-% über die Elektrolyse beliefert. Ein Rückspeisung in die Hochdruckleitung gibt es nicht.



FNB A liefert nun auch 100% H₂, wodurch Umstellzone 03 umgestellt werden kann. Der Kunde RLM 2, 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 2 wird nun auch mit 100% H₂ versorgt. Mit Abschluss der Umstellung kann die Sektionierung zwischen den Umstellzonen 02 und 03 wieder aufgehoben werden.

Sie finden die korrespondierenden Arbeitswerte in der beiliegenden Beispielmeldung „(Beispiel)_GTP_2022_9870105555555555.xlsx“.

Technische Analyse

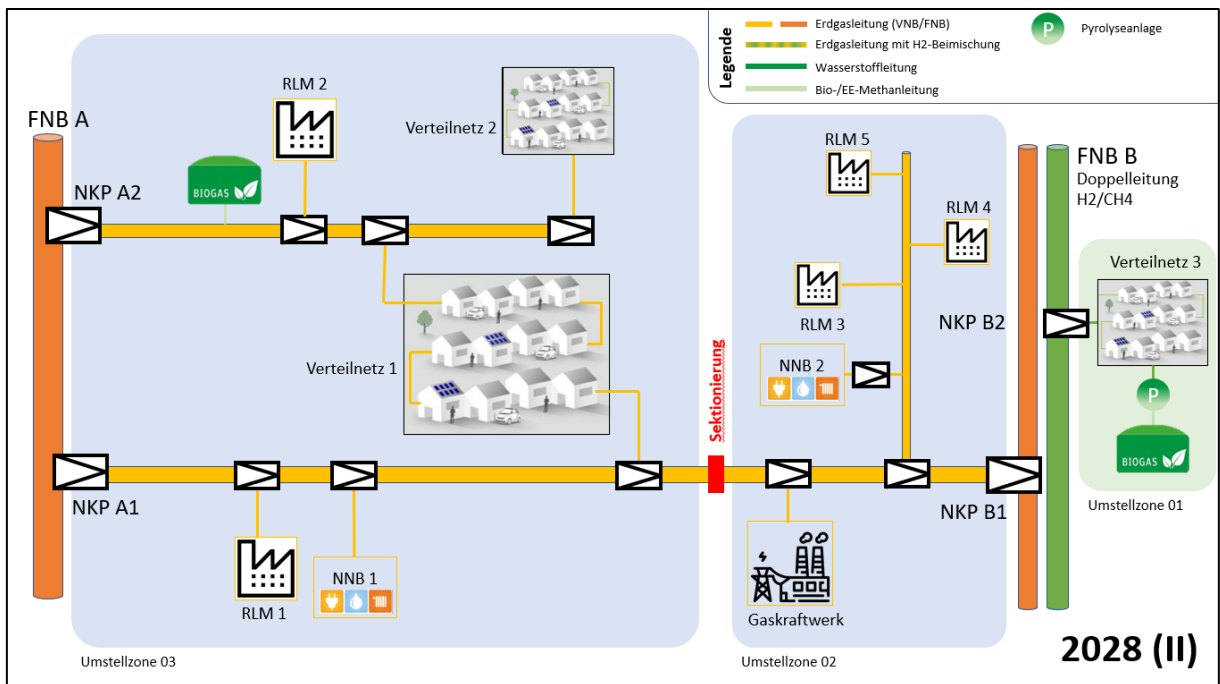
Die technische Analyse erfolgt begleitend zu den obigen Schritten.

Sektionierung

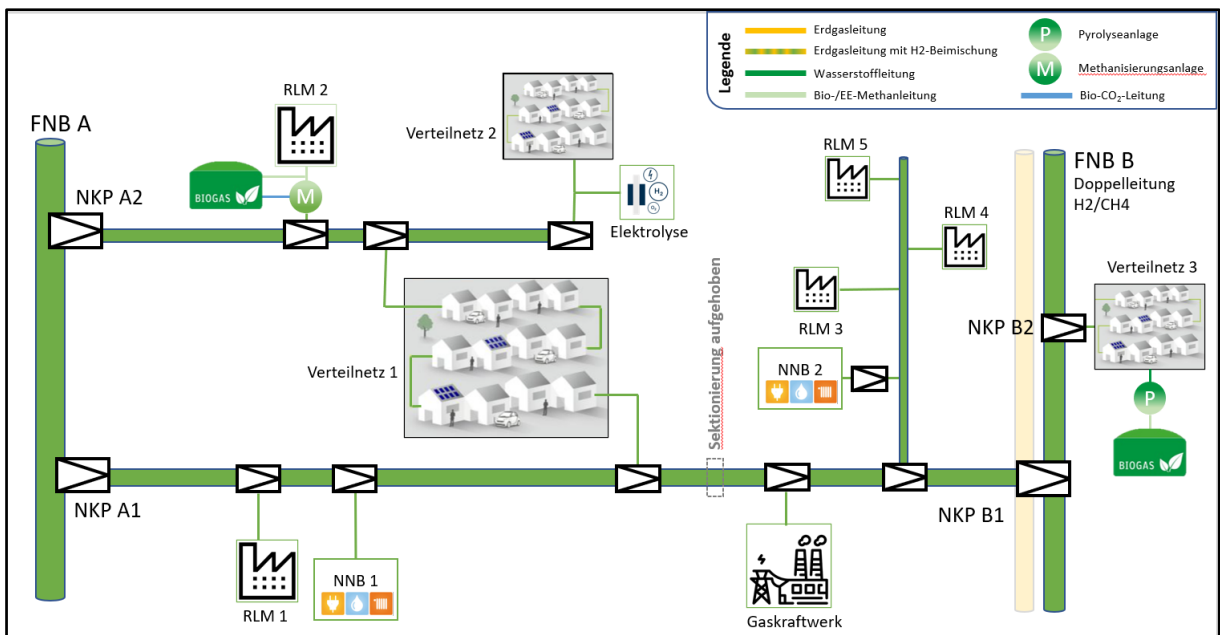
FNB B wird ab 2029 in einer der Doppelleitungen Wasserstoff transportieren, hingegen sieht FNB A den Wasserstofftransport in seinen Planungen im Jahr 2035 vor.

Es ist das Ziel des VNB im Sinne der Dekarbonisierung einen möglichst hohen Anteil im Hochdrucknetz zwischen NKP A1 und NKP B1 mit dem NKP B1 und Wasserstoff zu versorgen. Die Kundenanalyse hat ergeben, dass es sich um RLM-Kunden ohne technische Kritikalität handelt (außer RLM 2 mit stofflicher Nutzung). Das Gaskraftwerk benötigt aufgrund der Dekarbonisierungsvorgaben eine möglichst rasche Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff. Die nachgelagerten Netzbetreiber werden frühzeitig in den Transformationsplanungsprozess einbezogen. Die netzhydraulische Analyse und Kapazitätsanalyse hat ergeben, dass eine Trennung zwischen dem Gaskraftwerk und der Einspeisung in das Verteilnetz 1 erfolgen muss bzw. eine Sektionierung in die Umstellzonen 02 (Wasserstoff) und 03 (Erdgas). Diese muss spätestens vor der Umstellung von Umstellzone 02 fertiggestellt sein.

Allerdings entstehen in diesem Betriebszustand aus einem zusammenhängenden Hochdrucknetz zwei separate Hochdruck-Stichnetze.



Ab 2035 kann auch FNB A auf Wasserstoff umstellen, so dass sich ein neuer Betriebszustand einstellt (analog zur heutigen Versorgungssituation) und die Sektionierung wird folglich aufgehoben. Der VNB schafft sich durch die doppelte Einspeisung des Hochdrucknetzes mit den NKP B1 und A1 betriebliche Flexibilitäten aus Dispatchingsicht sowie im Falle von Außerbetriebnahmen, Störungen und Baustellen.



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 G410 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	7.950	109	≤DN 25	≤DN 32	109	PVC		Vor 1920	
>0,1 bar -1 bar	12.824	176	>DN25 -DN50	>DN32 -DN63	114	PE sonstige (z.B. PE50, PE63)		1920-1929	
>1 bar -5 bar	4	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

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]
≤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	521	PE80		1930-1939	
>5 - 16 bar	134	>350-500	>355-500	44	PE100 (auch PE RC)	1245	1940-1949	
		>500-700		16	PE-X		1950-1959	78
					Andere Kunststoffe		1960-1969	144
					St (PE mit KKS)	60	1970-1979	87
		>700-1000			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	1.524			1.524		1.524		1.524

^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	72	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		72	St (bitumiert ohne KKS)		1950-1959	
>65-75 bar		>500-700			Unbekannt		1960-1969	
>75-85 bar		>700-1000					1970-1979	72
>85-95 bar		>1000					1980-1989	
>95-100 bar							1990-1999	
							2000-2009	
>100 bar							2010-2019	
							2020-2029	
							unbekannt	
Summe	72			72		72		72

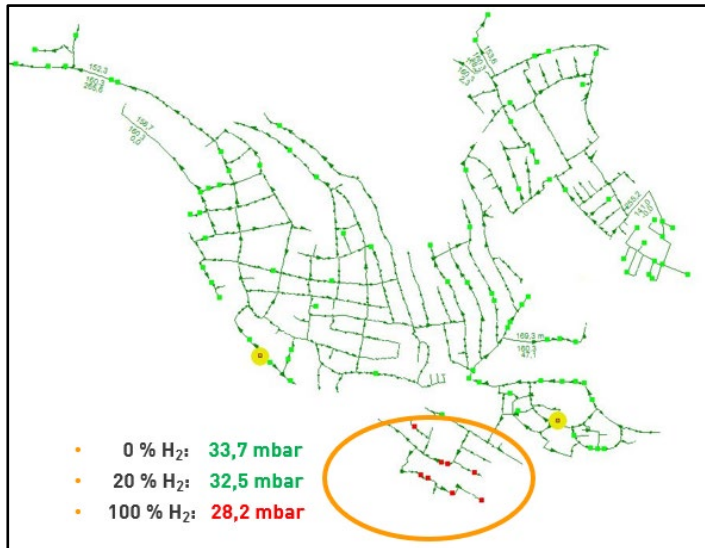
^a Andere Werkstoffe sind sinngemäß zuzuordnen

Netzhydraulische Analyse

Eine netzhydraulische Analyse der Hochdrucknetze sowie der Verteilnetze 1 und 2 hat ergeben, dass der minimal erforderliche Mindestdruck gemäß den unternehmensinternen Richtlinien/Planungsprämissen bei 100% Wasserstoff eingehalten wurde.

Folglich lässt sich auch im Verteilnetz 2 im Jahr 2031 eine Wasserstoffbeimischung per Elektrolyse aus netzhydraulischer Sicht realisieren.

Ausgenommen ist das Verteilnetz 3, da der zulässige Mindestdruck von 30 mbar unterschritten wurde:



Eine nachfolgende Maßnahmenanalyse hat ergeben, dass eine Sektionierung des Netzes den Soll-Zustand bei 100% Wasserstoff mit geringem technischem Aufwand wiederherstellen kann.

Ebenso hat eine netzhydraulische Überprüfung der Sektionierung des Hochdrucknetzes zwischen NKP B1 und A1 für die Jahre 2028 ff. ergeben, dass die Trennung zwischen dem Gaskraftwerk und der Einspeisung in das Verteilnetz 1 erfolgen muss, andernfalls würde im berechneten Spitzenlastfall der zulässige Mindestdruck im Hochdrucknetz nicht mehr eingehalten werden und die maximale Anlagenleistung am NKP B1 wäre rechnerisch überschritten.

12 Anhänge

12.1 Weitere Ausführungen zur Einspeiseanalyse: Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze

Durch die Erweiterung der Begriffsdefinition im EnWG § 3 Nr. 10c wird Wasserstoff, sofern der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt, dem Biogas gleichgestellt. Durch diese Gleichstellung greift auch für Wasserstoff Teil 6 („Biogas“) der Gasnetz-zugangsverordnung (GasNZV), so dass für Wasserstoff die gleichen Privilegien wie für Biogas gelten:

- Netzanschlusspflicht
- Kostenteilung beim Netzanschluss: 75% Netzbetreiber / 25% Anschlussnehmer
- Netzbetreiber hat Verfügbarkeit des Netzanschlusses sicherzustellen (96%)
- Standardisiertes Verfahren zur Anschlussprüfung
- Vorrangiger Netzzugang
- Erweiterter Bilanzierungszeitraum

Zudem müssen bezüglich der Gasqualität die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 eingehalten werden, was Wasserstoff aufgrund der gegenüber Biogas veränderten physikalischen und brenntechnischen Eigenschaften nicht erfüllt. In ein Erdgasnetz eingespeister Wasserstoff gilt somit als Zusatzgas – Biogas dagegen als Austauschgas. Gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 können Zusatzgase dem Grundgas in begrenzter Menge zugesetzt werden, wobei die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gasgemisches die Höhe der Beimischung bestimmt.

Sofern also die brenntechnischen Kenndaten entsprechend dem Regelwerk eingehalten werden, ist eine Beimischung von Wasserstoff im einstelligen Prozentbereich ins Erdgasnetz unkritisch. Limitierend sind hier die Anwendungen wie z. B. BHKW oder CNG-Tankstellen, die z. B. aufgrund der Kraftstoffnormen den Wasserstoffanteil auf 2 Vol.-% begrenzen. Eine Ermittlung der H₂-sensiblen Kunden in der Region der Einspeisung ist somit bei der Prüfung des Netzanschlussbegehrens essenziell. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der Wasserstoff nahezu ganzjährig aufgenommen werden muss, also auch in der warmen Jahreszeit in der die Erdgasdurchflussmengen reduziert sind. Die mögliche Wasserstoff-Einspeisemenge ergibt sich somit aus dem Jahresverlauf des Erdgas-Volumenstroms an der Einspeisestelle unter Berücksichtigung der Wasserstoffverträglichkeit der ans Netz angeschlossener Kunden und des bereits im Erdgas vorhandenen Wasserstoffanteils.

Die Einspeisung des (grünen) Wasserstoffs wird überwiegend dann erfolgen, wenn ausreichend erneuerbare Energie aus Wind und PV zur Verfügung steht. Demgegenüber stehen Zeiten, in denen kaum EE-Strom zur Verfügung steht und kein Wasserstoff ins Erdgasnetz eingespeist werden kann. Diese diskontinuierliche H₂-Einspeisung führt zu schwankenden Gasqualitäten, die insbesondere bei einigen Industriekunden zu großen Problemen führen könnte. Die Akzeptanz bei den Kunden kann dadurch erhöht werden, dass Konzepte erarbeitet werden, die eine nahezu konstante H₂-Konzentration im Erdgasnetz garantieren.

Sehr hilfreiche Hinweise insbesondere zu den Themen Anschlussverfügbarkeit und Mindesteinspeisekapazität liefert das von der BNetzA im Jahr 2014 erstellte Positionspapier zur Anwendung der Vorschriften der Einspeisung von Biogas auf die Einspeisung von Wasserstoff und synthetischem Methan in Gasversorgungsnetze. Zudem wird aktuell in dem vom DVGW initiierten Projektkreis „Einspeisebegehren Wasserstoff“ ein detailliertes Prüfprozedere für die einheitliche Bearbeitung von Netzanschlussbegehren erarbeitet.

12.2 Weitere Ausführungen zur Kundenanalyse

12.2.1 Der übergeordnete europarechtliche Rahmen

Die Dekarbonisierung der KWK ist wie alle anderen Sektoren der europäischen Klimaziele 2030 und 2050 berührt. Das bedeutet, dass für alle Anlagen ein Pfad zur Reduktion des CO₂-Ausstoßes erarbeitet werden muss. Je nach Größe der Anlagen fallen sie entweder unter den ETS-Emissionshandel oder in den Non-ETS-Sektor. Nachdem die Ziele für 2030 von -40 % auf mindestens -55 % angepasst wurden, werden auch die Reduktionspfade für ETS und Non-ETS verstärkt.


Durch die Erneuerbare Direktive wird vorgegeben, dass 2030 die Gebäude mit 49 % erneuerbarer Energie versorgt werden müssen, was dazu führt, dass auch die Wärmeversorgung aus Fern- und Nahwärmenetzen diesem Ziel folgen muss.

Dies wird durch die Energieeffizienz-Direktive noch verstärkt, die konkrete Vorgaben macht, wie die Fernwärme dekarbonisiert werden muss (Art. 24), die im Jahr 2035 mindestens 50% erneuerbare Primärenergie oder Abwärme vorschreibt, aber mindestens 20 % Erneuerbare Energien.

Seit Dezember 2021 gibt es einen Entwurf für die Gebäuderichtlinie, die ab 2030 nur noch den Bau von Null-Energie-Gebäuden zulässt, die ihre Energie ausschließlich eigenständig oder aus einer nahen Energie-Community beziehen dürfen. Eine Fernwärmeversorgung ist nur zulässig, wenn diese komplett aus Erneuerbaren Energiequellen gespeist wird.

Zusätzlich sind die Regeln der Gesetze zur nachhaltigen Berichterstattung und der Beihilfe zu beachten. Eine steigende Anzahl an Unternehmen wird zukünftig verpflichtet, ihre Berichterstattung um CAPEX und OPEX in nachhaltige Produkte und Aktivitäten, die in der Taxonomie definiert sind, zu erweitern.

Der Vorschlag für das Klassifizierungssystem wurde von einer Expertengruppe im Auftrag der EU-KOM erarbeitet und konsultiert. 70 Prozesse wurden als relevant ausgewählt.



 Forstwirtschaft: Aufforstung, Waldmanagement	 Wasser: Gewinnung/Aufbereitung
 Landwirtschaft: Viehhaltung, Güllemanagement	 Abwasser: Reinigung, Klärschlamm, <u>Klärgas</u>
 Industrieproduktion: Stahl, Zement, H ₂ , Kunststoffe	 Müll: Deponiegas, CCS/CCU, CO ₂ -Netze
 Strom: Erzeugung, Netze, Wärmepumpen	 Verkehr: Züge, ÖPNV, Tankstellen, Autos,
 Wärme/Dampf/Kälte: Erzeugung, Netze	 Information/Kommunikation: Serverfarmen
 Gas: Netze, Biogas, H ₂ -Speicherung	 Bau-/Wohnungswirtschaft: Renovierungen, Neubau

Abbildung 7: Stand Februar 2022, Quelle: Taxonomy Report: Technical Annex

Um zukünftig taxonomiekonforme Investitionen zu tätigen oder Produkte als taxonomiekonform zu deklarieren, müssen die betroffenen Unternehmen bzw. KWK-Anlagen festgelegte CO₂-Grenzwerte einhalten. Nach aktuellem Stand gelten z. B. neue KWK-Anlagen, die mit Erdgas betrieben werden, nur als taxonomiekonform, sofern sie verschiedene ambitionierte Regeln einhalten.

Auch Zuschüsse der KfW oder Bafa dürfen zukünftig aufgrund der neuen Beihilferegeln – gültig ab 1.1.2023 – nur noch an Gas-KWK vergeben werden, wenn ein klarer Pfad in die Dekarbonisierung der einzelnen Anlage vorgesehen ist. In Anlehnung an die Taxonomie wäre dies durch den Einsatz von 100 % erneuerbare und klimaneutrale Gase bereits 2035 gegeben. Die Erfüllung dieser Anforderung auch

bilanziell darzustellen, sollte in der nationalen Ausgestaltung der nachgelagerten Regeln berücksichtigt werden. Ungeachtet dessen muss jede Neuanlage aber auch jeder Umbau für den Betrieb mit Wasserstoff ausgelegt sein.

Bestimmte Industriezweige werden zukünftig verstärkt darauf achten, dass sämtliche Produkte und Prozesse in der Lieferkette taxonomiekonform gestaltet werden, da der Markt, die Banken und die Eigentümer dies fordern werden.

Zur zeitgerechten Erreichung der europarechtlichen Ziele ist eine Wasserstoff-Transformation der vorhandenen Gasinfrastruktur unabdingbar.

12.2.2 Klassifizierung von Verbrennungsprozessen bei Industrie- und Gewerbe

12.2.2.1 Relevante europäische Vorgaben

Momentan befinden sich alle relevanten europäischen Gesetze in Überarbeitung durch das sog. „Fit for 55“-Paket. Viele davon betreffen Industriekunden und die Gaskraftwerke/Gas-KWK. Besonders wichtig sind dabei die Regeln für den Emissionshandel (ETS), Erneuerbare Direktive, Energieeffizienz-Direktive, Gebäuderichtlinie, und die nachhaltige Finanzierung (Taxonomie) und die Beihilferegeln.

Für Industriekunden sind besonders die Reduktion des CO₂-Pfades ausschlaggebend, da zum einen mehr Zertifikate aus dem Markt genommen werden und die CO₂-Preise voraussichtlich weiter steigen werden (aktuell bei 90 €/t). In Deutschland gibt es ca. 1900 Anlagen im Emissionshandel⁹. Auf der Liste stehen Kraftwerke und KWK-Anlagen sowohl in Industrieunternehmen als auch aus dem Energiesektor, wie auch weitere Kundenanlagen z.B. zur Produktion von Zement- und Zementklinker, Stahl, Aluminium, Ziegel, Eisenmetalle, Chemie, Papier, Glas, Gips, Kalk, Zellstoff.

Aus diesen Überlegungen folgt, dass insbesondere folgende Industriezweige/Stromerzeugung für eine zügige Umstellung hin zu klimaneutralen Gasen zu betrachten sind und Indikationen vorgeben, welche Netzabschnitte frühzeitig umgestellt werden müssten:

- Stahlerzeugung, Walzwerke etc.
- Baustoffindustrie: Zement, Zementklinker, Bitumenmischanlagen ...
- Chemie
- Raffinerien
- Glas, Keramik
- Kunststoffherstellung
- Automobilhersteller und -zulieferer
- Papier
- Ziegel
- Lebensmittelindustrie/Landwirtschaft: Molkereien, Brauereien, Getreidetrockner, Grastrockner, etc.
- KWK, Industrielle KWK, Stromerzeugung generell

⁹ Anlagenliste 2021 (CO₂-Zuteilung): https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/NIMs-Liste_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2
weiterführend, Anlagenliste 2019 (IST-Emissionen): https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/anlagenlisten/2019.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

12.2.2.2 Sensible Verbrennungsprozesse

In Industrie und Gewerbe wird Gas sowohl energetisch als auch stofflich genutzt. Die nachfolgenden Betrachtungen dienen ausschließlich der Identifikation von Prozessen/Abnehmern, die einen Einfluss auf die Umstellreihenfolge sowie den gewählten Umstellpfad (direkt auf 100 % oder Nutzung der Zwischenstufe 20 Vol.-%) haben können.

Die Sensibilität der Prozesse hinsichtlich Wasserstoff hat mehrere Dimensionen: Sicherheit, Effizienz, Umweltauswirkungen, Einfluss auf die Produktqualität (Abbildung 9).

Spezifische auf Wasserstoffverträglichkeit ausgerichtete Untersuchungen sind derzeit in der Bearbeitung. Bisherige Erkenntnisse aus Untersuchungen hinsichtlich Erdgasbeschaffenheitsschwankungen bilden eine erste Grundlage zur Beurteilung der Sensibilität der Prozesse auch für Wasserstoff. Bei einer Beimischung von 20 Vol.-% Wasserstoff verändern sich Gasbeschaffenheitskenndaten. Abbildung 8 zeigt exemplarisch den Einfluss von Wasserstoffbeimischungen auf die Gaskennwerte.

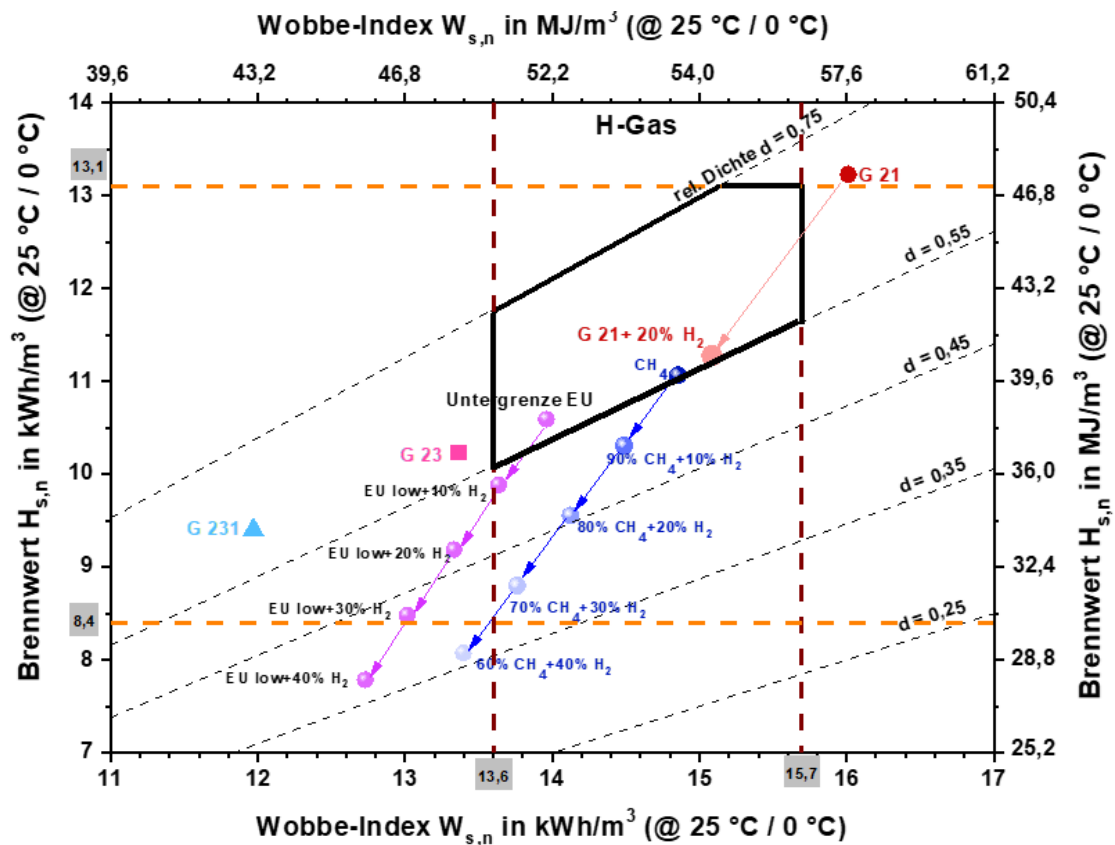


Abbildung 8: Einfluss von Wasserstoffbeimischungen (0-40%) auf die Gaskennwerte (Quelle: DVGW Roadmap Gas 2050 auf Basis DVGW G 260)

Untersuchungen von industriellen Verbrennungsprozessen hinsichtlich der Veränderungen des Wobbeindex zeigen eine deutliche Sensibilität der Prozesse (Abbildung 9). Die aus Abbildung 8 durch Wasserstoffbeimischungen ermittelten Veränderungen des Wobbeindex können in Kombination mit Abbildung 9 erste Hinweise auf sensible und kritische Prozesse geben.

Branche	Prozess	Effizienz				Sicherheit (Emissionen + thermische Überlast)				Produktqualität				
		± 2 %	± 4 %	± 5,5 %	± 7,5 %	± 2 %	± 4 %	± 5,5 %	± 7,5 %	± 2 %	± 4 %	± 5,5 %	± 7,5 %	
Schwankungsbreite Wobbe-Index / Heiz- oder Brennwert zum eingestellten Wert														
Wärme Prozess	Raum	Hellstrahler*	Grün	Grün	Gelb	Rot	Grün	Grün	Grün	Rot	Grün	Grün	Grün	Grün
		Dunkelstrahler*	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
		Warmluftzeuger*	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
		Heiz- und Dampfkessel	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
		direkte und indirekte Trocknung	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Energie- versorgung	Gasturbinen	Diffusion Mode	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
		DLE Mode	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Gasmotoren	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Metallurgie	Vorwärmung (Metalle)	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Thermochem. Wärmebehandlung	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Endogaserzeugung	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Verzinkungsprozesse	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Schmelzprozesse (NE-Metalle)	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Keramik	Kalköfen, Kalzinierung von Tonerden	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Ziegelfertigung	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Porzellanbrennen	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Glas	Glasschmelzen (Behälterglas)	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Glasschmelzen (Flachglas)	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Glasschmelzen (Spezialglas)	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
	Feeder und Kühlung (Tempern)	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün
Chemie	Chemie-, Kunststoffindustrie	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün	Grün

Grundlage: keine Kompensationsmaßnahmen

Hellstrahler*, Dunkelstrahler*, Warmluftzeuger*:
"Produktqualität" bedeutet hier Raumwärmequalität

■ kein Handlungsbedarf
■ z. T. Handlungsbedarf
■ Handlungsbedarf

Abbildung 9: Sensitivität von industriellen Verbrennungsprozessen in Bezug auf Erdgasbeschaffenheitsschwankungen (unabhängig von Wasserstoffbeimischungen) (Quelle: GWI u.a. Hauptstudie Gasbeschaffenheit II)

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass bestehende Prozesse/Anlagen in der Industrie bei einer Umstellung auf 100 % Wasserstoff einer grundlegenden Anpassung/Überarbeitung bedürfen. Diese können vom Austausch der Brennertechnik über notwendige MSR-Technik, dem Austausch von feuerfesten Materialien bis hin zur kompletten Neuinstallation reichen. Die (konstante oder fluktuierende) Beimischung von bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff ist deutlich komplexer in der Bewertung und muss in jedem Einzelfall betrachtet werden. Hier gilt grundsätzlich, dass Prozesse mit einer hohen Luftzahl häufig robuster hinsichtlich der Wasserstoffbeimischung sein können. Häufig kann die Installation einer umfassenden MSR-Technik Basis für die Anpassung bestehender Prozesse sein und sollte daher immer als Lösungsoption betrachtet werden.

Die stoffliche Nutzung von Erdgas ist bezüglich der Beimischung von Wasserstoff sehr herausfordernd, da diese i.d.R. sehr empfindlich in Bezug auf Gasbeschaffenheitsschwankungen ist.

In der stofflichen Nutzung in der Chemie-Industrie sind als relevante Prozesse vor allem die Ammoniak-Synthese (z. B. für Düngemittel), die Methanol-Synthese, die Dampfreformierung (für SynGas- bzw. H₂-Erzeugung), die Azetylen/Ethin/C₂H₂-Erzeugung oder auch die Herstellung von Blausäure (HCN) von Bedeutung. Hinzu kommen Prozesse wie beispielsweise auch die Endogas-Erzeugung, eine Anwendung aus der Metallverarbeitung (vor allem in Härtereien).

Hintergrundinformationen (Quelle: DVGW-Hauptstudie Gasbeschaffenheit Phase II, Dezember 2018)

- Ein großer Teil von häuslichen Geräten und alle industriellen Anlagen werden auf eine in der Regel zum Einstellungszeitpunkt unbekannt örtliche Gasbeschaffenheit eingestellt.

- Das Thema Gasbeschaffenheit ist in vielen Bereichen nur unzureichend im Fokus. Abfragen der Gasbeschaffenheiten erfolgen relativ selten, im häuslichen Bereich wird der örtliche Wobbe-Index zu über 90 % nur jährlich oder seltener abgefragt. Im industriellen Bereich haben nur ca. 23 % der Endverbraucher Zugriff auf „Echtzeit“-Daten (d. h. Datenquellen, die mindestens alle 15 min Daten zur Verfügung stellen).
- Bei etwa 50 % der zentralen Energieversorgungsanlagen (Industriekraftwerke, Großkraftwerke) sind automatische Strategien vorhanden, die indirekt die Gasbeschaffenheit berücksichtigen. Nur etwa 7 % der Befragten gaben an, dies auch im Zusammenhang mit Gasbeschaffenheitsschwankungen zu nutzen.
- Industrielle und gewerbliche Anlagen werden aus Gründen der Effizienz am Anlagenoptimum (nahstöchiometrische Fahrweise, Luftzahl $\lambda \leq 1,15$) eingestellt, es gelten zudem hohe Anforderungen an Emissionen. Im Vordergrund steht die Einhaltung der Produktqualität. 25 % weisen Kompensationsstrategien auf, insgesamt ein Drittel kann über die Regelung von Abgaskennwerten indirekt auf Gasbeschaffenheitsschwankungen reagieren.
- Für die Bereiche Industrie und Energieversorgung spielt die Gasbeschaffenheitskenngröße Wobbe-Index nur eine untergeordnete Rolle. Wichtiger sind der Heizwert (H_i), der minimale Luftbedarf (L_{min}) oder für die stoffliche Nutzung von Erdgas die Gaszusammensetzung.
- Nur ein geringer, aber steigender Anteil von häuslichen Geräten und Anlagen ist mit gasadaptiver Verbrennungsregelung ausgestattet.

12.3 Weitere Ausführungen zur technischen Analyse

12.3.1 Anleitung zur netzhydraulischen Wasserstoffberechnung mit den STANET-Versionen 10.1. und 10.2

Allgemein

Im Markt gibt es verschiedene Anbieter für netzhydraulische Berechnungssoftware. Im Folgenden werden typische Schritte der Analyse am Beispiel des Anbieters STANET dargestellt. Gerne werden analoge Anleitungen für andere Anbieter aufgenommen, sofern diese H2vorOrt zur Verfügung gestellt werden.

STANET ist ein Netzberechnungs- und Analysesystem für die Versorgungsnetze Gas und zahlreiche weitere Sparten. Mit einem bestehenden Rechenetzmodell Gas lassen sich auch Wasserstoffbeimischungen und Wasserstoffnetze berechnen.

In der Version 10.1 waren bereits Berechnungen mit unterschiedlichen Gasparametern möglich, sodass auch Netze mit Wasserstoff berechnet werden können. In der neuen Release-Version 10.2 (Stand 02/2022) wurde die Berechnung der Wasserstoffbeimischung und des Wasserstofftransports erweitert.

Version 10.1

Tabelle 2: In Version 10.1 müssen die Netzparameter Dichte, Druckfaktor Kompressibilität und dynamische Zähigkeit für Erdgas, ein beliebiges Mischungsverhältnis von Wasserstoff und Methan oder von 100 % Wasserstoff ermittelt werden

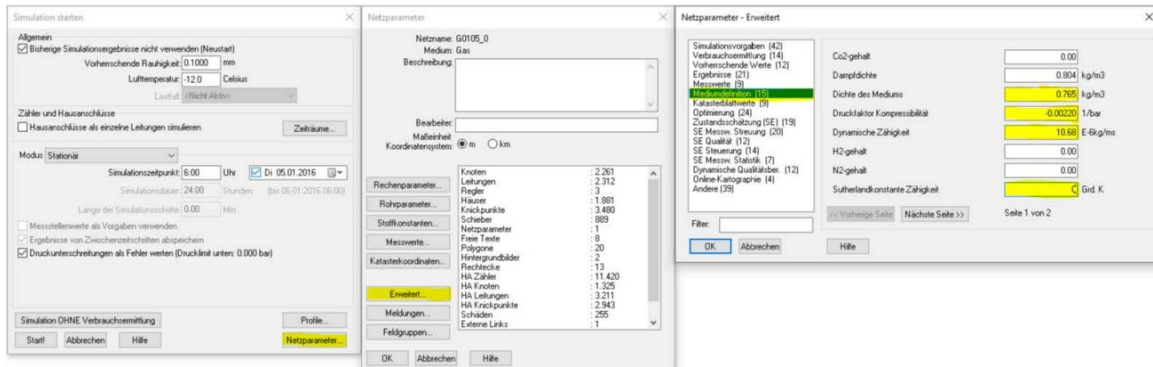
H ₂ -Anteil	Dichte	Druckfaktor Kompressibilität	Dynamische Zähigkeit	Belastungsfaktor	Anmerkung
Vol-%	kg/m ³	1/bar	* 10 ⁻⁶ Pa*s	-	-
0	0,765	-0,00252	10,68	1,0000	Individuelle Ermittlung
20	0,630	-0,00189	10,61	1,1591	Individuelle Berechnung
100	0,090	0,00059	8,48	3,1635	

Der **Belastungsfaktor** entspricht dem Verhältnis des Brennwertes von Erdgas zum Brennwert von Erdgas-Wasserstoff-Gemischen als Funktion des Wasserstoffanteils (Bsp: Brennwert Erdgas: 11,2 kWh/m³; 100% Wasserstoff: 3,54 kWh/m³; Belastungsfaktor: 11,2 kWh/m³/3,54 kWh/m³ = 3,16).

Einmalige Einstellungen:

Unter „Mediumdefinition“ (Datei → Netzparameter → Erweitert → Mediumdefinition) müssen die ermittelten Netzparameter „Dichte des Mediums“, „Druckfaktor Kompressibilität“, „Dynamische Zähigkeit“ und „Sutherlandkonstante Zähigkeit“ einmalig angepasst werden. Im Feld „Sutherlandkonstante Zähigkeit“ muss der Wert 0 eingetragen werden.

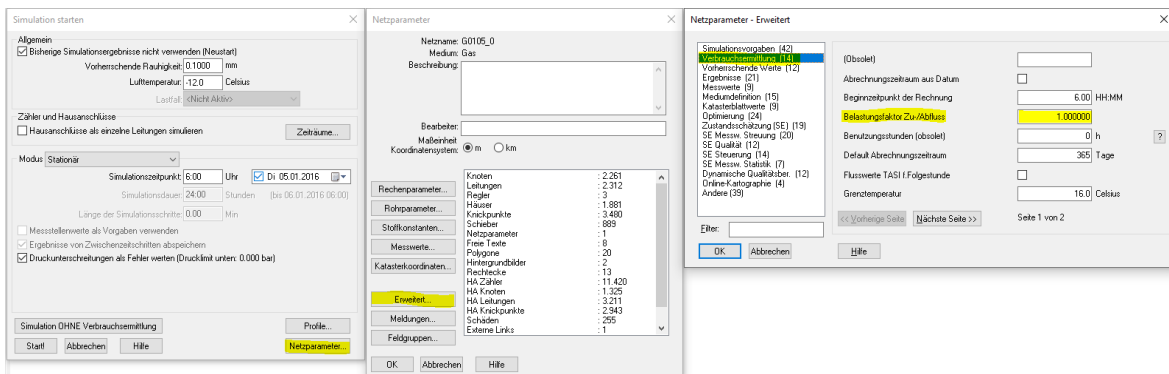
Andernfalls berechnet STANET aus der eingetragenen dynamischen Viskosität, der Gastemperatur und der Sutherlandkonstante die Viskosität auf die jeweilige Gastemperatur um.



Einstellung Belastungsfaktor

Unter „Verbrauchsermittlung“ (Datei → Netzparameter → Erweitert → Verbrauchsermittlung) muss der Belastungsfaktor eingegeben werden.

Wichtiger Hinweis: der Belastungsfaktor muss vor jeder neuen Berechnung erneut eingegeben werden, da sich das Feld nach der Rechnung automatisch auf 1,000000 zurückstellt!

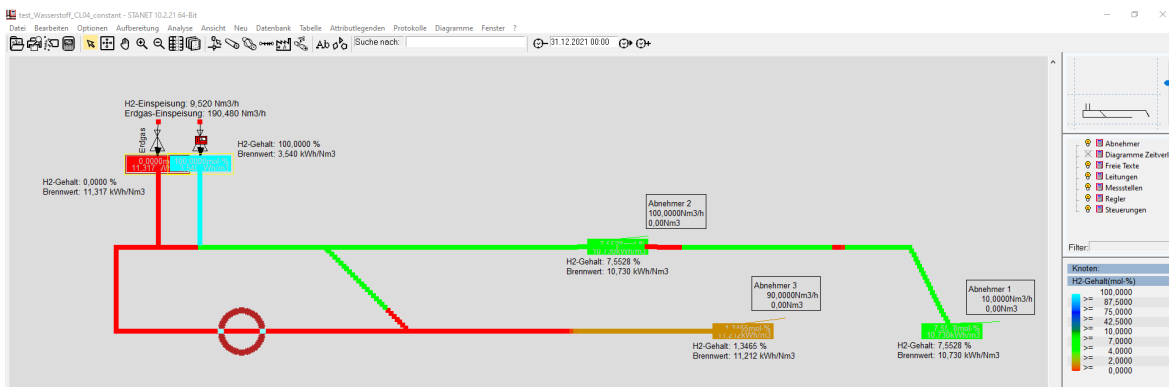


Die Berechnung kann durchgeführt werden.

Version 10.2

In der Version 10.2 sind neue Funktionen zur Simulation von Gasnetzen hinzugekommen, die insbesondere die Qualitätsverfolgung (Gaszusammensetzung, Brennwert) betreffen. Damit wird der Herausforderung Rechnung getragen, dass in die Versorgungsnetze zunehmend verteilte Einspeisequellen mit unterschiedlichen Gaszusammensetzungen eingebunden werden und zukünftig ein steigender Anteil an Wasserstoff durch die Netze transportiert wird.

Die Mischung der verschiedenen Gasströme sowohl im stationären Fall (Gaszusammensetzung an allen Netzpunkten bei stationärem Fließzustand) als auch dynamisch (Verfolgung der Gaszusammensetzung im Netz bei Simulation über einen bestimmten Zeitraum mit variierenden Abnahmen / Einspeisungen inklusive Netzatmung) kann analysiert werden.



Es wurden die Berechnungsverfahren nach GERG-2008 und AGA-8 für die Eigenschaften der Mischgase implementiert, wodurch die Berechnung und Qualitäts-Nachverfolgung mit bis zu 21 Gasbestandteilen möglich ist.

Die Gaszusammensetzung wird über Gasstromdefinitionen vorgegeben, die den Einspeiseknoten zugeordnet werden. Die physikalischen Eigenschaften Normdichte, Zähigkeit, Brennwert und Kompressibilitätsfaktor der Mischgase werden vom Programm automatisch berechnet und können aus der Gasstromdefinition auch als vorherrschende Werte in die „generellen Netzparameter“ eines Netzmodells übernommen werden.

Gasstrom-Definition

Kennung: 3
 Langname: Erdgas
 Kommentar:

1 Methan-Gehalt	93.9408	mol-%	12 n-Octan-Gehalt	0	mol-%
2 N2-Gehalt	0.5711	mol-%	13 n-Nonan-Gehalt	0	mol-%
3 CO2-Gehalt	1.0027	mol-%	14 n-Decan-Gehalt	0	mol-%
4 Ethan-Gehalt	4.0778	mol-%	15 H2-Gehalt	0	mol-%
5 Propan-Gehalt	0.2969	mol-%	16 Sauerstoff-Gehalt	0	mol-%
6 Isobutan-Gehalt	0.0622	mol-%	17 CO-Gehalt	0	mol-%
7 n-Butan-Gehalt	0.0413	mol-%	18 Wasser-Gehalt	0	mol-%
8 Isopentan-Gehalt	0.0103	mol-%	19 H2S-Gehalt	0	mol-%
9 n-Pentan-Gehalt	0.0069	mol-%	20 Helium-Gehalt	0	mol-%
10 n-Hexan-Gehalt	0	mol-%	21 Argon-Gehalt	0	mol-%
11 n-Heptan-Gehalt	0	mol-%			

Als vorherrschende Werte übernehmen...

Errechnete Medienwerte
 Normdichte: 0.764828 kg/m³
 Zähigkeit: 10.173731 E-6kg/ms
 Brennwert: 11.317428 kWh/m³

In Netzparameter übernehmen...

OK Abbrechen Hilfe

Umstellung von m³/h auf kWh

- 1) Unter „Verbrauchsermittlung“ (Datei → Netzparameter → Erweitert → Verbrauchsermittlung) muss die „Einheit kW“ aktiviert setzen.

Netzparameter

Netzname: Hainichen_neu_Messdaten
 Medium: Gas
 Beschreibung:
 Bearbeiter: ingfrei
 Maßeinheit:
 Koordinatensystem: m km

Rechenparameter...	Knoten	: 948
	Leitungen	: 966
	Abnehmer	: 4
Rohparameter...	Regler	: 12
	Häuser	: 1.313
Stoffkonstanten...	Höhenfixpunkte	: 3.706
	Knickpunkte	: 2.979
Messwerte...	Schieber	: 197
Katasterblätter...	Netzparameter	: 1
	HA Verbindungen	: 1.518
	HA Zähler	: 1.936
	HA Knoten	: 1.448
Erweitert...	HA Leitungen	: 2.730
	HA Knickpunkte	: 5.397
Meldungen...	HA Schieber	: 135
	Stationen	: 9
Feldgruppen...	Ergebnisse Knoten	: 46.452

OK Abbrechen Hilfe

Netzparameter - Erweitert

Verbrauchsermittlung (2)

Feld 'Einheit kW' aktivieren in Abn./HA-Zählern
 Sim. kW wiederholen wenn Brennwertänderung: 2.0 %

Filter: kW

<< Vorherige Seite Nächste Seite >> Seite 1 von 1

OK Abbrechen Hilfe Abgleichen mit anderem Netz...

- 2) Unter Tabelle → HA-Zähler wird der Verbrauch pro Jahr in kWh importiert oder über "Ersetzen" in kWh umgerechnet:

Datenbank - Ersetzen ✕

Feld, dessen Wert ersetzt werden soll
 Verbrauch/Jahr

Ersetzen durch festen Wert
 J

Ersetzen durch Inhalt von Feldern

Feld 1
 Feld: Verbrauch/Jahr Operator: * Wert: 11.β

Verknüpfung der beiden Felder:

- 3) Unter Tabelle → HA Zähler/Abnehmer: in Feld „Einheit in kW“ „J“ setzen und Verbrauch Norm in kWh, Messwerte in kWh einlesen:

Abnehmer: 4 Sätze

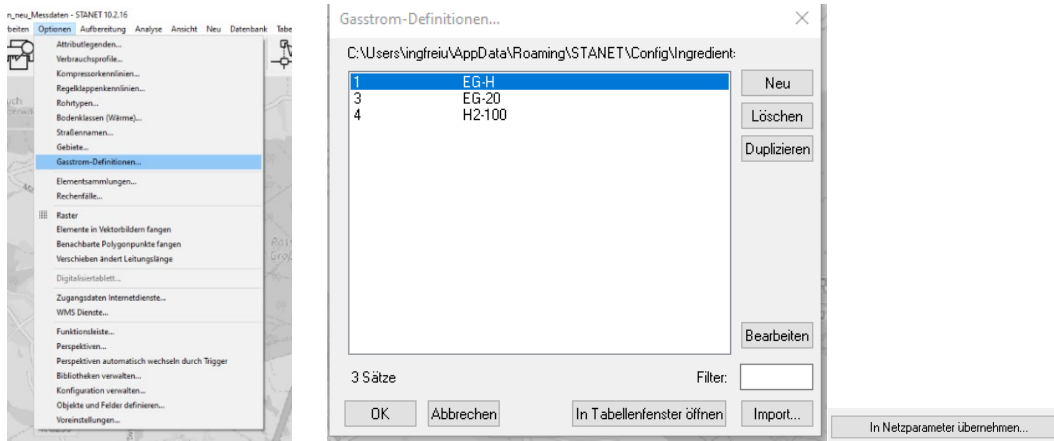
Satz	Knotenname	Einheit kW	Strassenname	Hausnummer	Verbrauch Norm
1	K_42429	J			1600.0000kW
2	K_42584	J			500.0000kW
3	3407	J			100.0000kW
4	3408	J			400.0000kW

Formel K-Faktor festlegen

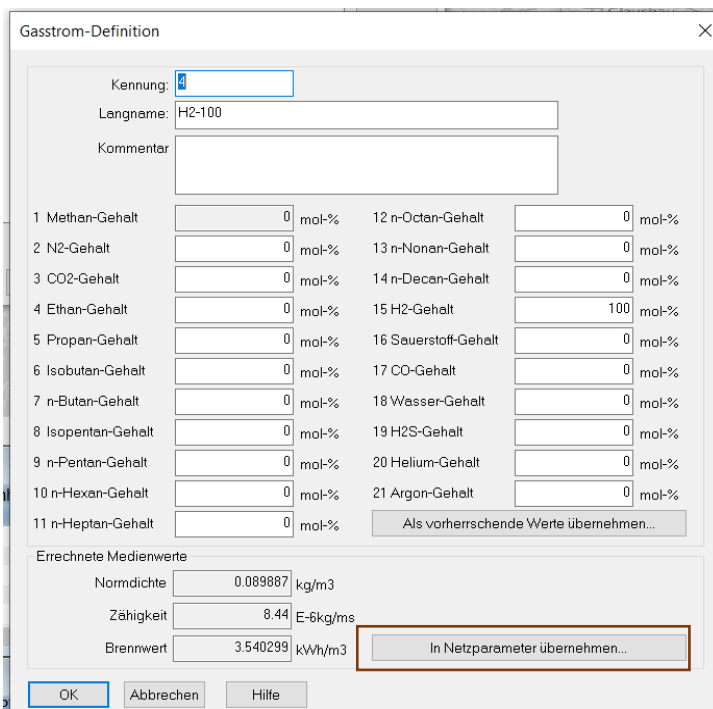
Unter Datei → Netzparameter → Rechenparameter die Formel für die Berechnung des K-Faktors auswählen. Es stehen unter anderem AGA 8 und GERG 2008 zur Verfügung.

Für die dynamische Qualitätsverfolgung kann dies entsprechend unter Datei → Netzparameter → Erweitert → Dynamische Qualitätsber. (z.B. -> D.Q. GERG2008 aktivieren) erfolgen.

Gasstrom-Definitionen festlegen



Einige Definitionen sind ggf. bereits angelegt, weitere können hinzugefügt werden. Jeweils gewünschte Definition in die Einspeiseknoten bzw. global in die Netzparameter übernehmen.



Die Stoffdaten der Komponenten sind bereits in STANET hinterlegt.

Einstellungen weiterer Netzparameter

In den Netzparametern müssen einige weitere Einstellungen gewählt werden wie:

- Qualitäts-Verfolgung rechnen [J/N] (stationär) oder D.Q. Qualitäten berechnen [J/N] (dynamisch)
- Qualitätsberechnung zyklisch mit Kreisfluss [J/N]

(Detailliertere Beschreibungen sind der Bedienungsanleitung zu entnehmen).

Die Berechnung kann durchgeführt werden.

12.3.2 H₂-Tauglichkeit von Rohrleitungsmaterialien

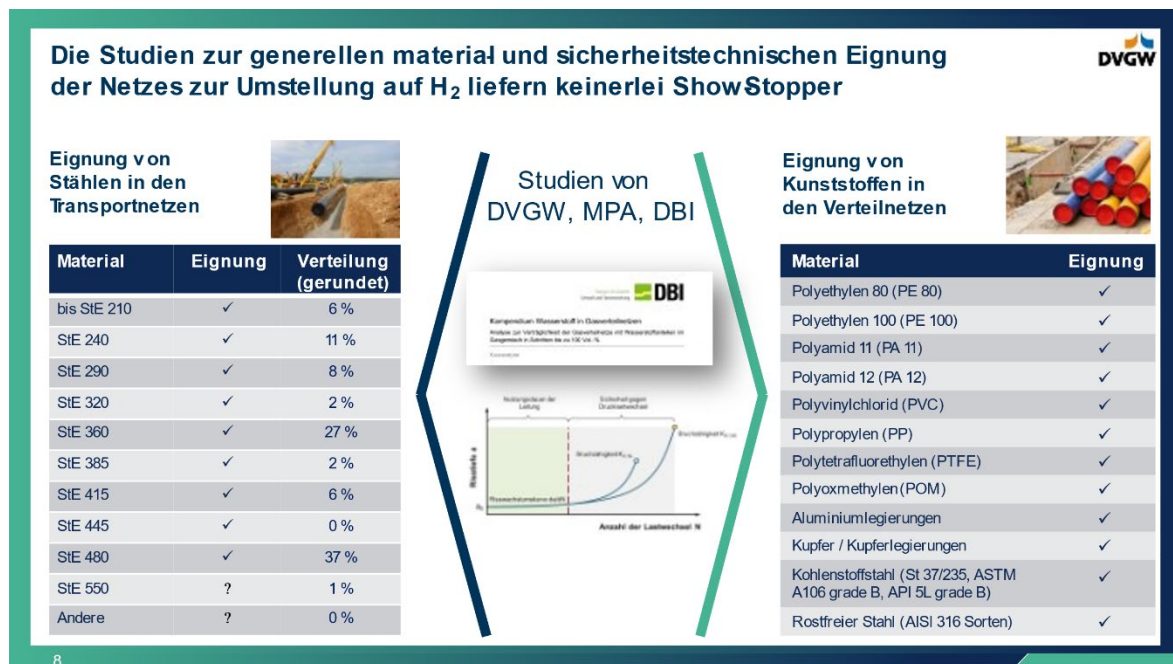


Abbildung 10: Aktueller Kenntnisstand H₂-Tauglichkeit von Rohrleitungswerkstoffen

12.3.2.1 Kunststoffe

Rohre und Formteile aus den Werkstoffen Polyethylen PE63, PE80 und PE100, Polyethylen mit erhöhter Rissbeständigkeit PE100-RC, Polyamid-Werkstoff PA-U12 (bis 16 bar) und weitere Kunststoffe (z. B. PVC) sind für die Verteilung und den Transport von Wasserstoff bis 16 bar geeignet. Für den Anwendungsbereich des DVGW Arbeitsblattes G 472 werden auch wasserstofftaugliche PE-X Rohre und Armaturen kommerziell angeboten.

Weitere Einzelheiten können dem DVGW-Merkblatt G 221 entnommen werden.

12.3.2.2 Stahl

Hinweise zur Wasserstofftauglichkeit von Stählen für Rohrleitungen finden sich im Anhang C des DVGW-Arbeitsblattes G 463.

12.3.2.3 Duktile Gussrohre & Graugussrohre

Bezüglich der H₂-Tauglichkeit von Gussrohren kann gegenwärtig noch keine finale Aussage getroffen werden. Bei ersten Versuchen in Großbritannien scheinen sich hier positive Ergebnisse zu zeigen. Dies muss jedoch weiter untersucht werden.

12.3.2.4 Netzpufferfahrweise von Hochdruckleitungen (> PN25)

Für Gashochdruckleitungen, die als Netzpuffer mit zeitlich variierenden Betriebsdrücken betrieben werden, ist eine Bewertung nach Anhang C des DVGW-Arbeitsblattes G 463 vorzunehmen.

12.3.2.5 Umstellung von Gasleitungen < 16 bar

Bis zur Neuerscheinung der DVGW Merkblätter G 407 „Umstellung von Gasleitungen aus Stahlrohren bis 16 bar Betriebsdruck für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff“ und G 408 „Umstellung von Gasleitungen aus Kunststoffrohren bis 16 bar Betriebsdruck für die Verteilung von wasserstoffhaltigen methanreichen Gasen und Wasserstoff“ ist für die Umstellung von Gasleitungen < 16 bar die G 221 (M) heranzuziehen.