



# **Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032**

## Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus

**24.01.2023**

# Agenda

- Grundlagen
- Eingangsgrößen für die Modellierung
- LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten
- Ergebnisse der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus
- Netzausbauvorschlag
- Fazit
- Aktuelle Zusatzinformationen zu den LNG-Anschlüssen an das Fernleitungsnetz

# Eingangsgrößen für die Modellierung



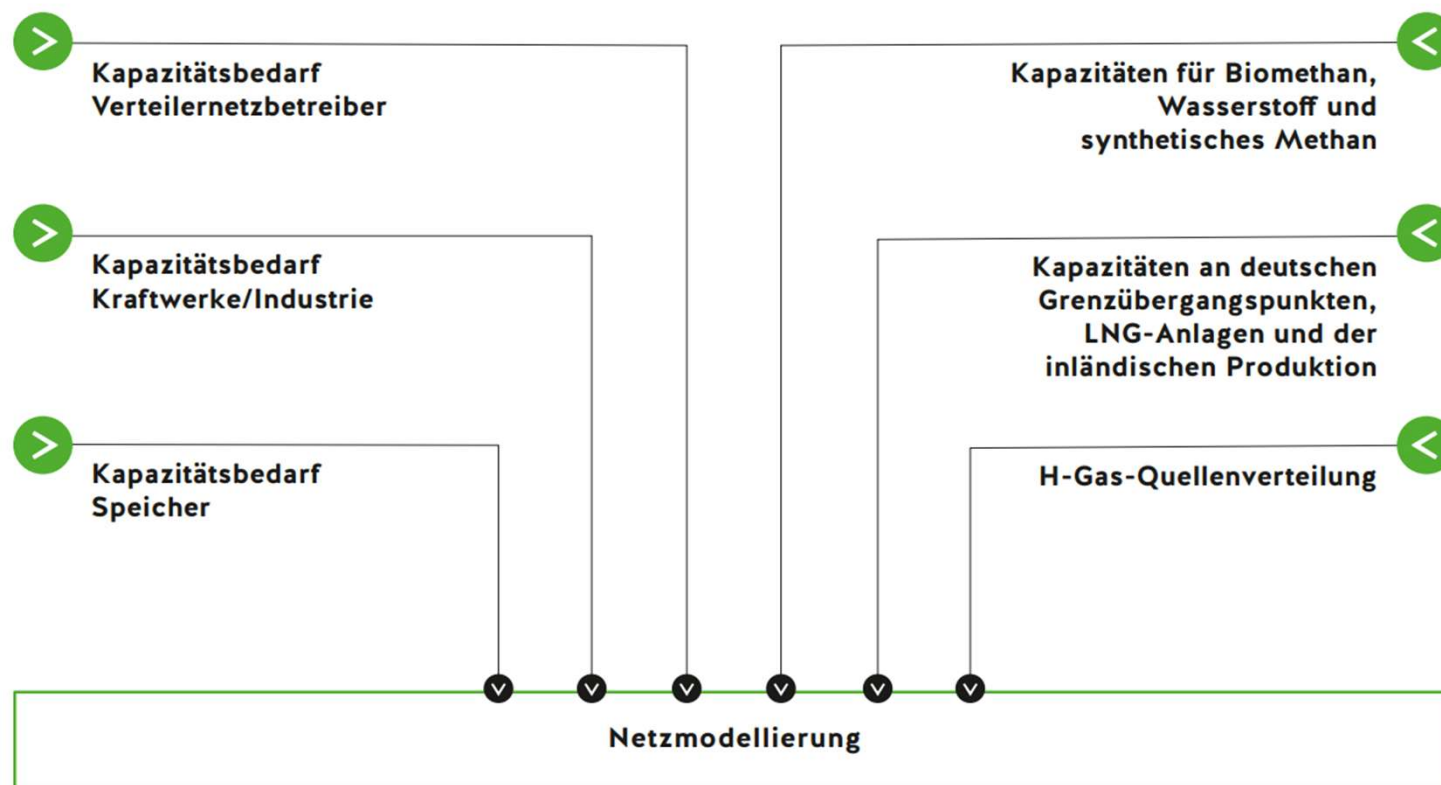
# Teilneubescheid der BNetzA zum bestätigten Szenariorahmen

- Die BNetzA hat am 11. November 2022 einen Teilneubescheid zum bestätigten Szenariorahmen 2022 erlassen.
- **Tenor 1** des Teilneubescheids verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber **drei weitere Modellierungsvarianten** (LNGplus-Varianten) mit den folgenden Vorgaben zu berechnen:
  - Vollständiger Entfall von russischen Einspeisemengen
  - Berücksichtigung einer Verbrauchsreduktion
  - Betrachtung des Modellierungsjahres 2032 mit Ermittlung der schnellstmöglichen Inbetriebnahmedaten der ermittelten Netzausbaumaßnahmen, auch wenn diese schon vor 2032 liegen sollten
- Gemäß **Tenor 2** werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, auf Basis einer der LNGplus-Varianten zu ermitteln, welche **Erdgasleitungen aus dem Erdgasnetz herausgenommen** und für das im Zwischenbericht vom 06. Juli 2022 veröffentlichte Wasserstoffnetz genutzt werden können.
- **Tenor 3** verpflichtet die Fernleitungsnetzbetreiber eine **H-Gas-Mengenbilanz** für jede LNGplus-Variante durchzuführen.

Eingangsgrößen für die Modellierung

# Übersicht: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung

Abbildung 3: Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Verteilernetzbetreiber

- Für die Modellierung des Kapazitätsbedarfs der Verteilernetzbetreiber (VNB) in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten wird folgender Modellierungsansatz verwendet:
  - **Startwert:** Angefragte **interne Bestellung** des Jahres 2022.
  - Entwicklung 2023 bis 2032: Annahme einer **Leistungsreduktion in Höhe von 9,4 %** bezogen auf den Startwert der internen Bestellung des Jahres 2022 auf Basis eines Mengenrückgangs des Gasbedarfs um 15 % bis zum Zieljahr 2032.
  - Die im Rahmen der abgeschlossenen MoU auf Basis der Marktabfrage WEB angegebenen **Substitution von Methan durch Wasserstoff** wurden in den LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten entsprechend zusätzlich berücksichtigt.

Wichtige Eingangsgrößen für die LNGplus-Modellierung

## Kraftwerke, Industrie und Speicher

### ■ Kraftwerke:

- Bestand: Kapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2022 – NEP Konsultation“
- Neubau: Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV
- Berücksichtigung einer **Substitution von Methan durch Wasserstoff bei Vorliegen eines MoU**

### ■ Industrie:

- Bestand: Fortschreibung der Bestandskapazitäten bis 2032
- Zusatzbedarf: Gemäß vorliegender Anfragen bis zum 15.07.2021
- Berücksichtigung eines **Leistungsrückgangs von 9,4% bis 2032** sowie einer **Substitution von Methan durch Wasserstoff bei Vorliegen eines MoU**

### ■ Speicher:

- Bestand: Kapazitäten gemäß NEP-Gas-Datenbank Zyklus „2022 – NEP Konsultation“
  - Neubau: Kapazitätsreservierungen und Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38 und 39 GasNZV
- Bedarfe, die nicht an das Netz der Fernleitungsnetzbetreiber, sondern an nachgelagerte Netze angeschlossen sind, sind durch die Verteilernetzbetreiber in der internen Bestellung zu berücksichtigen.

Wichtige Eingangsgrößen für die LNGplus-Modellierung

## Mögliche LNG-Standorte und deren Clusterung

Abbildung 6: Mögliche LNG-Standorte und deren Clusterung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- Bei der Modellierung wurden angefragte Leistungen von LNG-Anlagen, die auf ein Netzgebiet wirken, zusammengelegt („Clusterung“).
- Sehr hohe angefragte Leistungen in einem Cluster hätten große Netzausbauten innerhalb des jeweiligen Netzgebietes und darüber hinaus zur Folge.
- Die gebildeten Cluster sind
  - Wilhelmshaven
  - Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg)
  - Ostsee (Rostock, Lubmin)



Wichtige Eingangsgrößen für die LNGplus-Modellierung

## Anfragen für LNG-Anlagen gemäß §§ 38/39 GasNZV

Tabelle 6: Anfragen zu LNG-Anlagen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber (Stand 30. September 2022)

Nr.	FNB	Cluster	LNG-Vorhabenstandorte	Gasanschlusskapazität [MWh/h]	Status	FSRU	landseitige LNG-Anlagen
1	OGE	Wilhelms- haven	Wilhelmshaven	26.000	§ 39 GasNZV	ja*	ja
				10.600		ja	nein
				5.500		ja	nein
				6.000	§ 38 GasNZV	nein	ja
Summe Cluster Wilhelmshaven				48.100			
2	GUD	Unterelbe	Brunsbüttel	8.700	§ 39 GasNZV	nein	ja
				1.975		nein	ja
				3.125		nein	ja
				15.469		ja	nein
3			Stade	9.300	§ 39 GasNZV	nein	ja
				6.950		nein	ja
				5.450		nein	ja
				10.150	§ 38 GasNZV	ja	nein
4	-		Hamburg	-	-	-	-
Summe Cluster Unterelbe				61.119			
5	ONTRAS	Ostsee	Rostock	6.250	§ 38 GasNZV	ja	nein
6	Fluxys D, GUD LBTG, NGT, OGT		Lubmin	6.000	§ 38 GasNZV	ja	nein
	GASCADE			11.100	§ 38 GasNZV	ja	nein
				49.400	§ 38 GasNZV	ja	nein**
Summe Cluster Ostsee				72.750			
Summe alle Cluster (LNG-Anlagen)				181.969			

\* bis zur Fertigstellung der landseitigen LNG-Anlage wird ein Teil der Leistung über ein FSRU bereitgestellt

\*\* Offshore-Plattform in Phase 2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Wichtige Eingangsgrößen für die LNGplus-Modellierung

### Cluster Wilhelmshaven

- Zum **Planungsstart für den Zwischenstand** zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 lagen bei OGE Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV in Höhe von **26 GWh/h** für LNG-Anlagen in Wilhelmshaven vor.
- Zur **Konsultation des ergänzten Szenariorahmens 2022** lagen bei OGE für den Standort Wilhelmshaven Netzausbaubegehren von drei Projektträgern nach § 39 GasNZV in Höhe von **42,1 GWh/h** für LNG-Anlagen vor. Dabei handelte es sich in zwei Fällen um LNG-Floating Storage and Regasification Units (FSRU) und in einem Fall um eine FSRU, welche ab 2025 durch eine feste landseitige LNG-Anlage erweitert werden soll.
- **Im Rahmen der Konsultation** ist eine **weitere Kapazitätsreservierungsanfrage** gemäß § 38 GasNZV in Höhe von **6 GWh/h** fristgerecht für den Standort Wilhelmshaven eingegangen.
- Durch den **Bau eines neuen Leitungsstrangs von Wilhelmshaven nach Döhne** können **bis Ende 2027** zusätzliche Kapazitäten in Höhe von **26 GWh/h bereitgestellt** werden.
- In einer Variante wird die vollständige Leistung in der Modellierung für das Jahr 2032 in Höhe von **48,1 GWh/h** berücksichtigt. In den weiteren Versorgungssicherheitsvarianten wird daher das Cluster auf **26 GWh/h** begrenzt.

## Wichtige Eingangsgrößen für die LNGplus-Modellierung


### Cluster Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg)

- Zum **Planungsstart für den Zwischenstand** zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 lagen bei GUD Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 39 GasNZV in Höhe von **35,5 GWh/h** für die LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade vor.
- Zur **Konsultation des ergänzten Szenariorahmens 2022** lagen bei GUD für die LNG-Anlagen in Brunsbüttel und Stade Netzausbaubegehren nach § 39 GasNZV in Höhe von rund **51 GWh/h** für LNG-Anlagen vor. Dabei handelte es sich in einem Fall um eine FSRU.
- **Im Rahmen der Konsultation ist eine weitere Kapazitätsreservierungsanfrage** gemäß § 38 GasNZV in Höhe von **10,2 GWh/h** für eine FSRU am Standort Stade fristgerecht eingegangen.
- Für den im LNG-Beschleunigungsgesetz genannten Standort Hamburg lag zum Stichtag 30.09.2022 keine Kapazitätsreservierungsanfrage nach §§ 38 GasNZV vor.
- Mit den bereits im Bau befindlichen Anbindeinfrastrukturen, den im Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 ermittelten und bestätigten Ausbaumaßnahmen für die Kapazitätsbereitstellung in Höhe von 20 GWh/h, und weiteren kürzlich identifizierten kleineren Maßnahmen lässt sich die in das GUD-Netz eingespeiste LNG-Leistung bis zum Jahr 2026 sukzessive weiter auf **27,5 GWh/h** erhöhen.
- In einer Variante wird für das Cluster Unterelbe in der Modellierung für das Jahr 2032 die vollständige Leistung in Höhe von **61,1 GWh/h** berücksichtigt. In den weiteren Versorgungssicherheitsvarianten wird das Cluster daher auf **27,5 GWh/h** begrenzt.

## Wichtige Eingangsgrößen für die LNGplus-Modellierung

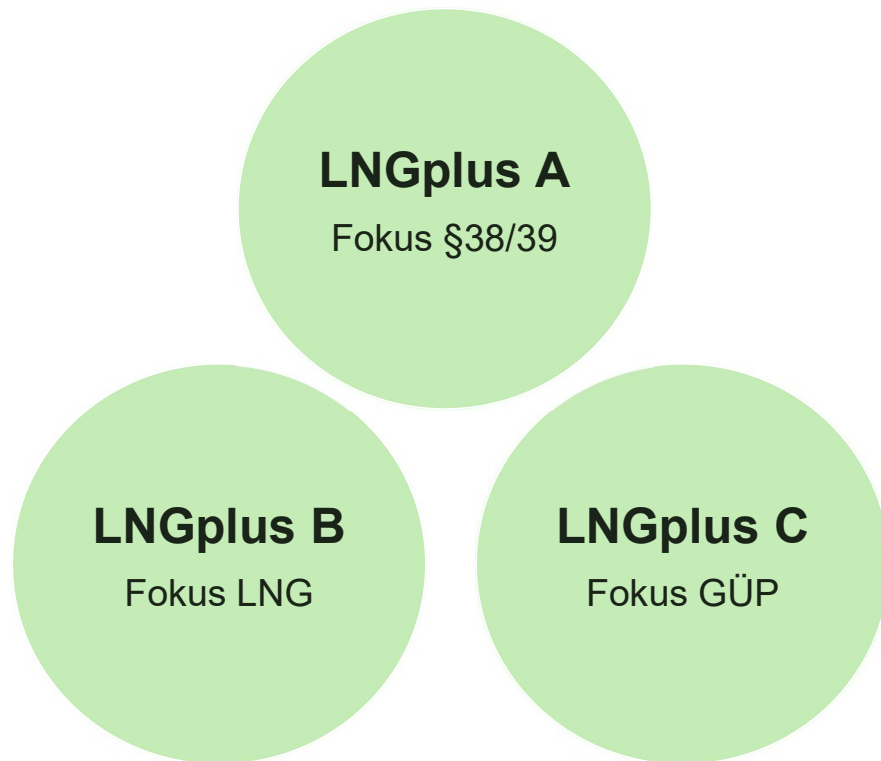
### Cluster Ostsee (Rostock, Lubmin)

- Zum **Planungsstart für den Zwischenstand** zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 lagen keine Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV vor.
- Zur **Konsultation des ergänzten Szenariorahmens 2022** sind bei GASCADE Kapazitätsreservierungsanfragen nach § 38 GasNZV in Höhe von **17,1 GWh/h** für LNG-Anlagen in Lubmin eingegangen.
- **Im Rahmen der Konsultation** sind zwei **weitere Kapazitätsreservierungsanfrage** gemäß § 38 GasNZV in Höhe **von 49,4 GWh/h** für den Standort Lubmin und in Höhe **von 6,25 GWh/h** für den Standort Rostock fristgerecht eingegangen.
- In einer Variante wird für die Standorte **Lubmin und Rostock** in der Modellierung für das Jahr 2032 die vollständige Leistung in Höhe von **66,5 GWh/h** bzw. **6,25 GWh/h** berücksichtigt.
  - In den weiteren Versorgungssicherheitsvarianten werden die bilanziell fehlenden Kapazitäten zur Deckung der Bedarfsmengen für Lubmin zum einen mit **28,2 GWh/h** und zum anderen mit **10,1 GWh/h** berücksichtigt.
  - Für Rostock wurde in den weiteren Versorgungsvarianten eine Kapazität in Höhe von **1,5 GWh/h** angesetzt.

The background image is a composite of two scenes. The upper portion shows a vast green field with several large wind turbines scattered across the horizon under a hazy sky. The lower portion shows an industrial facility with several large, cylindrical storage tanks with metal grates on top, connected by pipes and walkways. The entire image is overlaid with a semi-transparent green filter.

# **LNGplus- Versorgungssicherheitsvarianten A/B/C**

## Erläuterung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten



- **LNGplus A:** vollständige Berücksichtigung aller Kapazitätsreservierungen/ Kapazitätsausbauansprüche nach §§ 38/39 GasNZV für LNG-Anlagen.
- **Betrachtung von zwei weiteren Varianten** mit unterschiedlichem Fokus Grenzübergangspunkte (GÜP) und LNG sachgerecht:
  - Vollständiger Ersatz russischer Liefermengen ausschließlich durch deutsche LNG-Anlagen nicht effizient.
  - Zur schnellen Bereitstellung der Kapazitäten Berücksichtigung von Grenzübergangspunkten mit Zugang zu westeuropäischen LNG-Anlagen sachgerecht.
  - Angrenzende Netzbetreiber aus Belgien, Frankreich und den Niederlanden haben signalisiert, zusätzliche Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten zur Verfügung zu stellen.
  - Zum jetzigen Zeitpunkt noch offen, welche Kapazitäten an den LNG-Standorten konkret realisiert werden.
- **LNGplus B:** Fokus auf Ersatz russischer Liefermengen durch deutsche LNG-Anlagen.
- **LNGplus C:** Fokus auf Bereitstellung zusätzlicher Kapazität über westeuropäische Grenzübergangspunkte.

## LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten A/B/C

# Erläuterung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

Einspeisepunkte der LNGplus-Varianten	LNGplus-Varianten A/B/C		
	LNGplus-Variante A	LNGplus-Variante B	LNGplus-Variante C
	GWh/h		
LNG – Wilhelmshaven	48,1	26,0	26,0
LNG – Unterelbe	61,1	27,5	27,5
LNG – Ostsee	72,8	29,7	11,6
<b>Summe</b>	<b>182</b>	<b>83</b>	<b>65</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Erläuterung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten

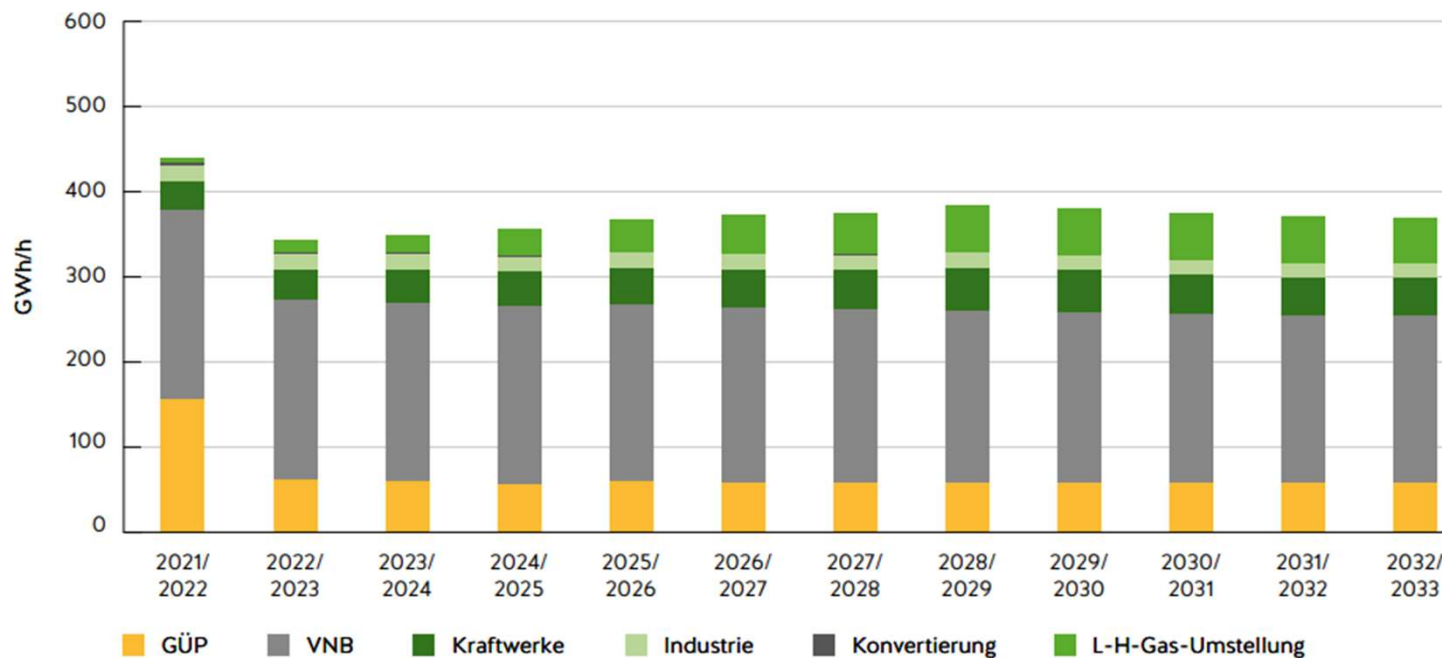
### Wesentliche Prämissen:

- **Vollständiger Ersatz** russischer Erdgaseinspeisungen, die auf Deutschland wirken in Höhe von 92 GWh/h.
- **Keine** Berücksichtigung von russischen **Transitmengen** in die europäischen Nachbarländer.
- **Berücksichtigung** der Erdgasversorgung von **Südosteuropa** in der Modellierung mit entsprechenden Ausspeiseleistungen nach **Tschechien** in Höhe von 30 GWh/h (7 GWh/h Bestandskapazitäten und 23 GWh/h Zusatzkapazitäten).
- Die Ausspeisekapazitäten Richtung **Schweiz, Österreich** und **Luxemburg** bleiben **unverändert**.
- Die Ausspeisekapazitäten Richtung **Polen** werden auf die **gebündelten Kapazitäten reduziert**.
- Die **Berücksichtigung** von **LNG- und GÜP-Kapazitäten** soll als **feste Kapazität** erfolgen.



# Berücksichtigung der Ausspeiseleistung in den LNGplus-Varianten

Abbildung 28: Entwicklung des H-Gas-Leistungsbedarfs in den LNGplus-Varianten



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- **Bedarfsanpassungen\*:**
  - Berücksichtigung von Verbrauchsrückgang (VNB, IND, LH) sowie Methan-Substitution durch Wasserstoff (VNB, IND, KW),
  - Keine Berücksichtigung von Transiten aus Russland,
  - Erhöhung der Ausspeiseleistung nach Tschechien um 23 GWh/h.
- Die **Ausspeisekapazitäten** Richtung Schweiz, Österreich und Luxemburg bleiben unverändert.
- Durch die Bedarfsanpassungen sinkt der **H-Gas-Leistungsbedarf bis zum GWJ 2032/33 auf 372 GWh/h** gegenüber dem GWJ 2021/22 (443 GWh/h).

\* ggü. Basisvariante und LNG-Variante

## LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante A/B/C

# H-Gas-Leistungsbilanzen für das Modellierungsjahr 2032/2033

Gaswirtschaftsjahr 2032/2033	LNGplus-Variante A Fokus §38/39	LNGplus-Variante B Fokus LNG	LNGplus-Variante C Fokus GÜP
	GWh/h		
Einspeisung	459	359	341
- davon LNG	182	83	65
Ausspeisung	372	372	372
<b>Zusatzbedarf (+)/ Überdeckung (-)</b>	<b>-87</b>	<b>13,2</b>	<b>31,3</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### ■ LNGplus-Variante A:

- Deutliche bilanzielle Überdeckung wegen hoher LNG-Einspeisungen (-87 GW)
- Zum Bilanzausgleich Erhöhung der Exporte (DK, NL, BE, FR) und Reduzierung GÜP-Importe (NL, NO)

### ■ LNGplus-Variante B:

- Bilanzielle Unterdeckung (13 GW)
- Zum Bilanzausgleich zusätzliche GÜP-Einspeiseleistungen erforderlich

### ■ LNGplus-Variante C:

- Bilanzielle Unterdeckung (31 GW)
- Zum Bilanzausgleich zusätzliche GÜP-Einspeiseleistungen erforderlich

## LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten A/B/C

# Kapazitätsansatz LNG und zusätzliche\* GÜP-Kapazitäten im Jahr 2032

Einspeisepunkte der LNGplus-Varianten	LNGplus-Variante A	LNGplus-Variante B	LNGplus-Variante C
	GWh/h		
Bunde/Oude	-	0,6	12,2
Ellund	-	-	2,3
Eynatten/Raeren/Lichtenbusch	-	4,0	8,2
Medelsheim	-	4,2	4,2
LNG - Wilhelmshaven	48,1	26,0	26,0
LNG - Unterelbe	61,1	27,5	27,5
LNG - Ostsee	72,8	29,7	11,6

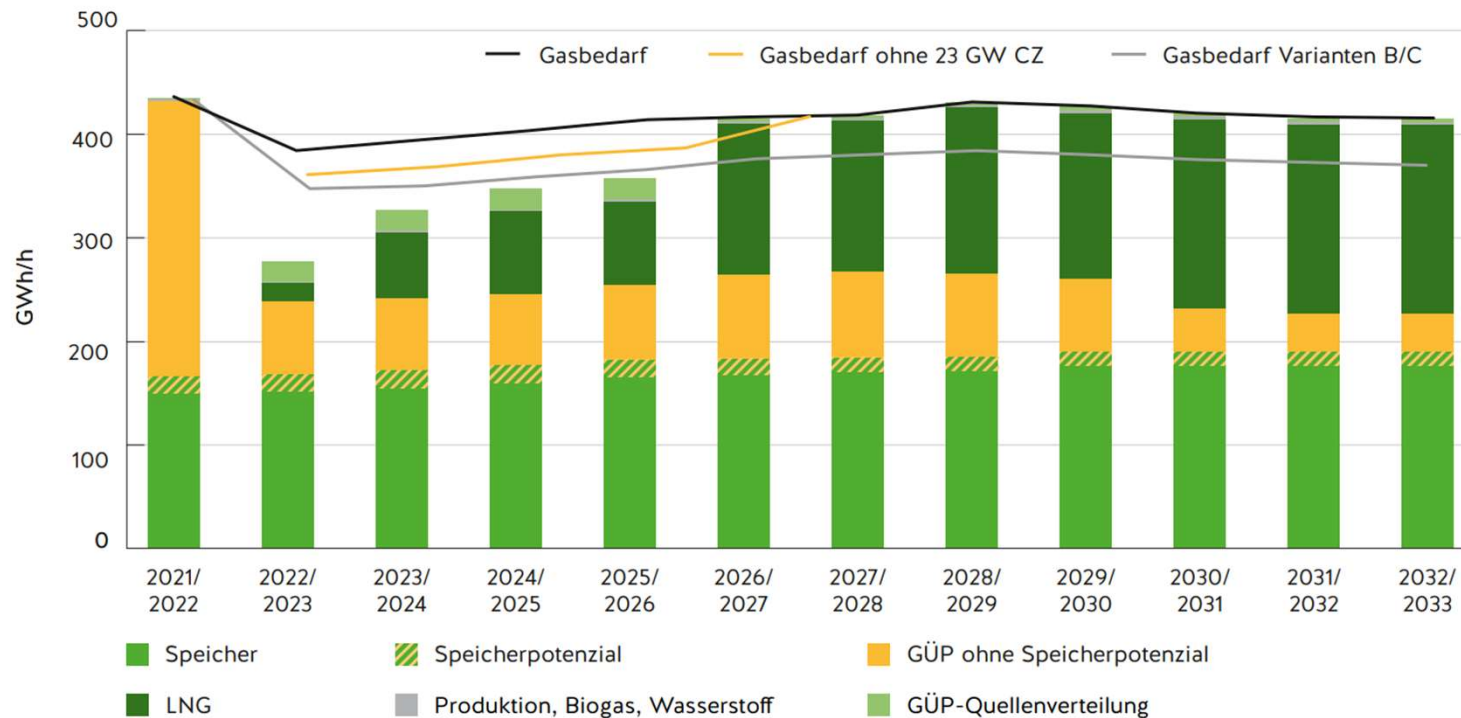
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

\*gegenüber den in der NEP-Gas-Datenbank enthaltenen Kapazitäten

- **LNGplus-Variante A:**
  - Durch die Anpassung der GÜP-Ein- und Ausspeiseleistungen ist die Bilanz gedeckt
  - Keine zusätzlichen GÜP-Kapazitäten erforderlich
- **LNGplus-Variante B:**
  - Zum Bilanzausgleich zusätzliche GÜP-Einspeiseleistungen (13,2 GW) erforderlich:
    - Frankreich: +4,2 GWh/h
    - Belgien: +4,0 GWh/h
    - Niederlande: +0,6 GWh/h
    - Kraftwerke: +4,4 GWh/h
- **LNGplus-Variante C:**
  - Zum Bilanzausgleich zusätzliche GÜP-Einspeiseleistungen (31,3 GW) erforderlich:
    - Frankreich: +4,2 GWh/h
    - Belgien: +8,2 GWh/h
    - Niederlande: +12,2 GWh/h
    - Dänemark: +2,3 GWh/h
    - Kraftwerke: +4,4 GWh/h

# H-Gas-Leistungsbilanz und -Quellenverteilung bis zum GWJ 2032/33

Abbildung 29: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante A



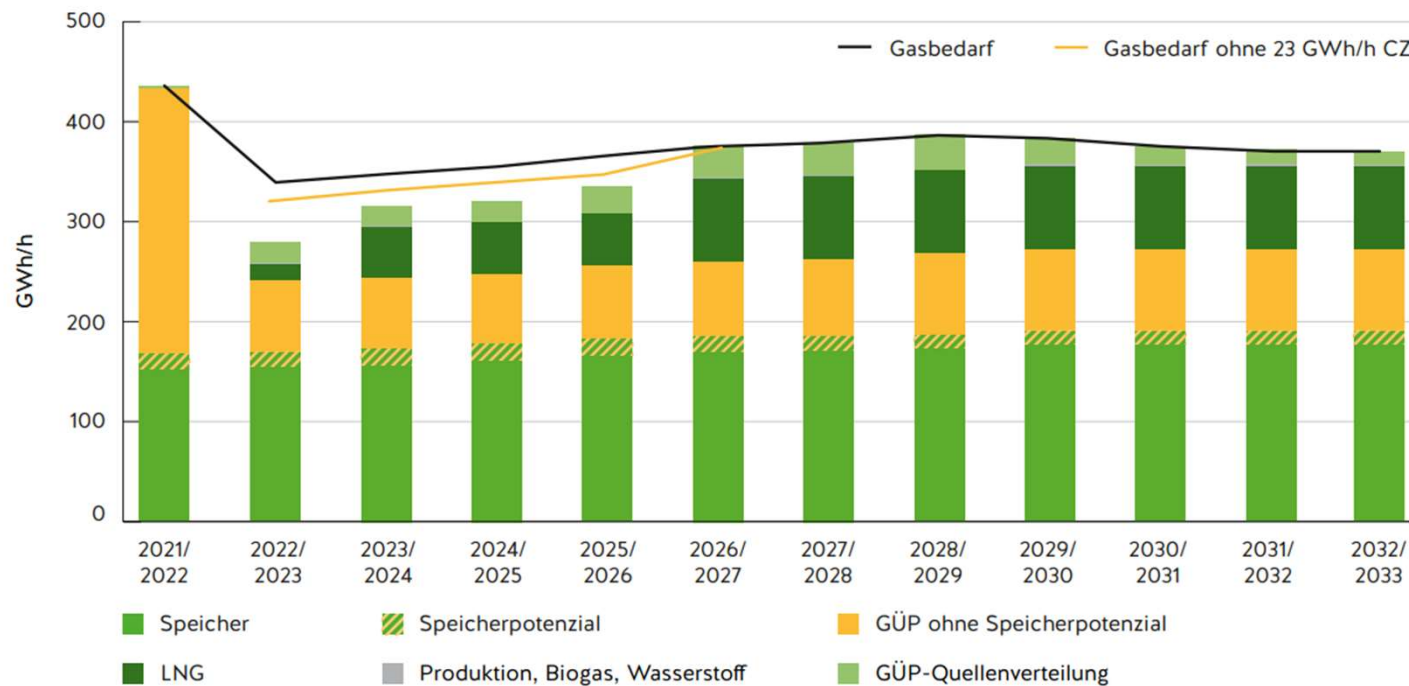
- Die H-Gas-Bilanz ist ab dem GWJ 2026/27 auf Grund der GÜP-Anpassungen gedeckt.
- Bis die LNG-Einspeiseleistungen im GWJ 2026/27 zur Verfügung stehen, ist die H-Gas-Bilanz unterdeckt, sofern auch in den Anfangsjahren Ausspeiseleistungen zu den Nachbarländern Dänemark, Niederlande, Belgien und Frankreich angesetzt werden.
- Ohne diese Ausspeiseleistungen in die Nachbarländer in Höhe von rund 45 GWh/h ist die Bilanz – abgesehen vom GWJ 2022/23 – nahezu ausgeglichen.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante B – Fokus LNG

# H-Gas-Leistungsbilanz und -Quellenverteilung bis zum GWJ 2032/33

Abbildung 30: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante B



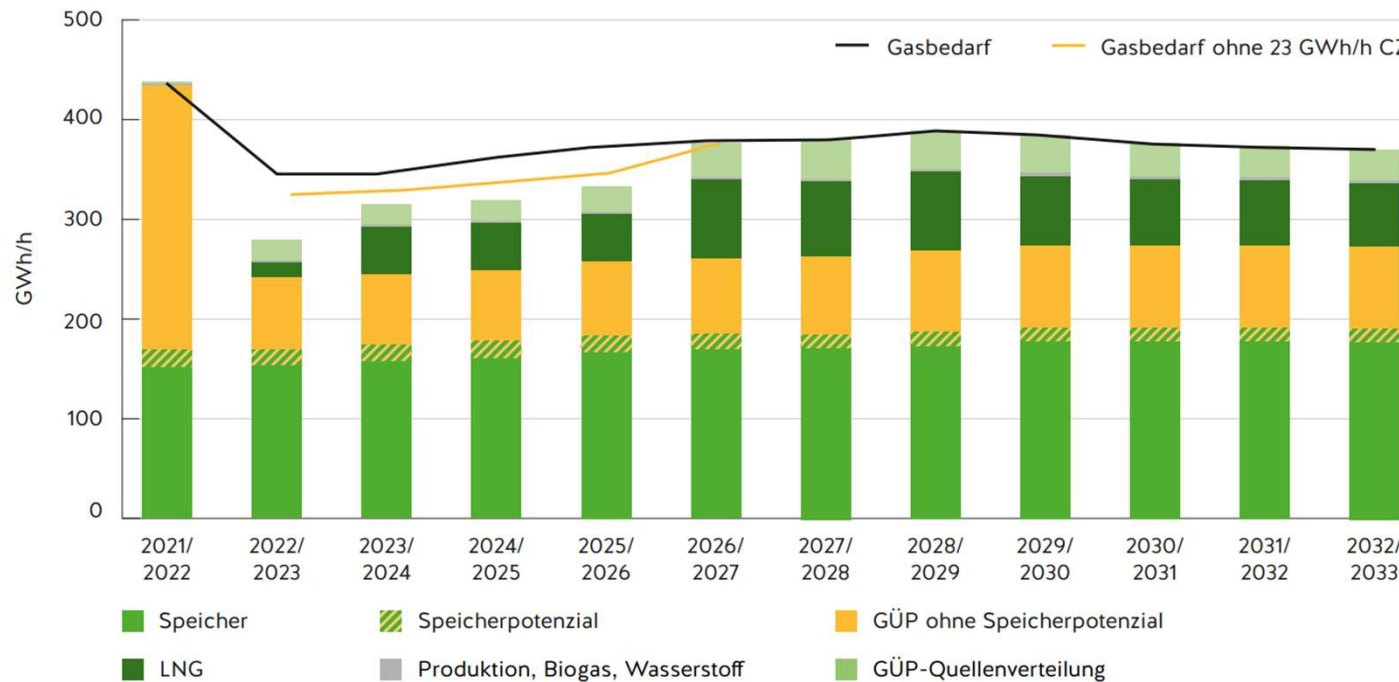
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- Ab dem GWJ 2026/27 kann die Bilanz durch zusätzliche Einspeisungen aus den Nachbarländern Belgien, Frankreich und den Niederlanden sowie den dann vollständig zur Verfügung stehenden LNG-Einspeiseleistungen gedeckt werden.
- Bis zum GWJ 2025/26 ist die H-Gas-Leistungsbilanz dagegen deutlich unterdeckt, da die LNG-Einspeiseleistungen sich in der Hochlaufphase befinden. Die Versorgung Südosteuropas mit zusätzlich 23 GWh/h kann daher in den nächsten Jahren bilanziell im Spitzenlastfall nicht gewährleistet werden.
- Für das GWJ 2032/33 können durch die Netzausbaumaßnahmen feste, zusätzliche Kapazitäten in Höhe von rund 83 GWh/h durch deutsche LNG-Anlagen sowie 13 GWh/h an Grenzübergangspunkten zur Verfügung gestellt werden.

## LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante C – Fokus GÜP

# H-Gas-Leistungsbilanz und -Quellenverteilung bis zum GWJ 2032/33

Abbildung 31: Deutschlandweite H-Gas-Leistungsbilanz der LNGplus-Variante C



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- Ab dem GWJ 2026/27 kann die Bilanz durch zusätzliche Einspeisungen aus den Nachbarländern Belgien, Frankreich, den Niederlanden und Dänemark sowie den dann vollständig zur Verfügung stehenden LNG-Einspeiseleistungen gedeckt werden.
- Bis zum GWJ 2025/26 ist die H-Gas-Leistungsbilanz dagegen deutlich unterdeckt, da die LNG-Einspeiseleistungen sich in der Hochlaufphase befinden. Die Versorgung Südosteuropas mit zusätzlich 23 GWh/h kann daher in den nächsten Jahren bilanziell im Spitzenlastfall nicht gewährleistet werden.
- Für das GWJ 2032/33 können durch die Netzausbaumaßnahmen feste, zusätzliche Kapazitäten in Höhe von rund 65 GWh/h durch deutsche LNG-Anlagen sowie 31 GWh/h an Grenzübergangspunkten zur Verfügung gestellt werden.

## Fazit H-Gas-Leistungsbilanz und -Quellenverteilung

- Die **LNGplus-Versorgungssicherheitsvariante A** zeigt ohne eine Anpassung der Ein- und Ausspeiseleistungen eine Überdeckung in Höhe von 87 GWh/h. Dies zeigt, dass die angefragten Leistungen für LNG-Standorte in voller Höhe von 182 GWh/h **nicht benötigt** werden.
- Grundsätzlich zeigen die beiden Bilanzen der **LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten B und C ähnliche Effekte**:
  - Bis zum GWJ 2025/26 sind die H-Gas-Leistungsbilanzen unterdeckt, da die LNG-Einspeiseleistungen sich in der Hochlaufphase befinden. Die Versorgung Südosteuropas mit zusätzlich 23 GWh/h kann daher in den nächsten Jahren bilanziell im Spitzenlastfall nicht gewährleistet werden.
  - Ab dem GWJ 2026/27 kann die Bilanz durch zusätzliche Einspeisungen aus den Nachbarländern Belgien, Frankreich, den Niederlanden und Dänemark sowie den dann vollständig zur Verfügung stehenden LNG-Einspeiseleistungen gedeckt werden.
  - Bis zum GWJ 2032/33 können durch die Netzausbaumaßnahmen **feste, zusätzliche Kapazitäten** durch deutsche LNG-Anlagen und an Grenzübergangspunkten **in Höhe von 96 GWh/h** zur Verfügung gestellt werden.





# Modellierungsergebnisse LNGplus

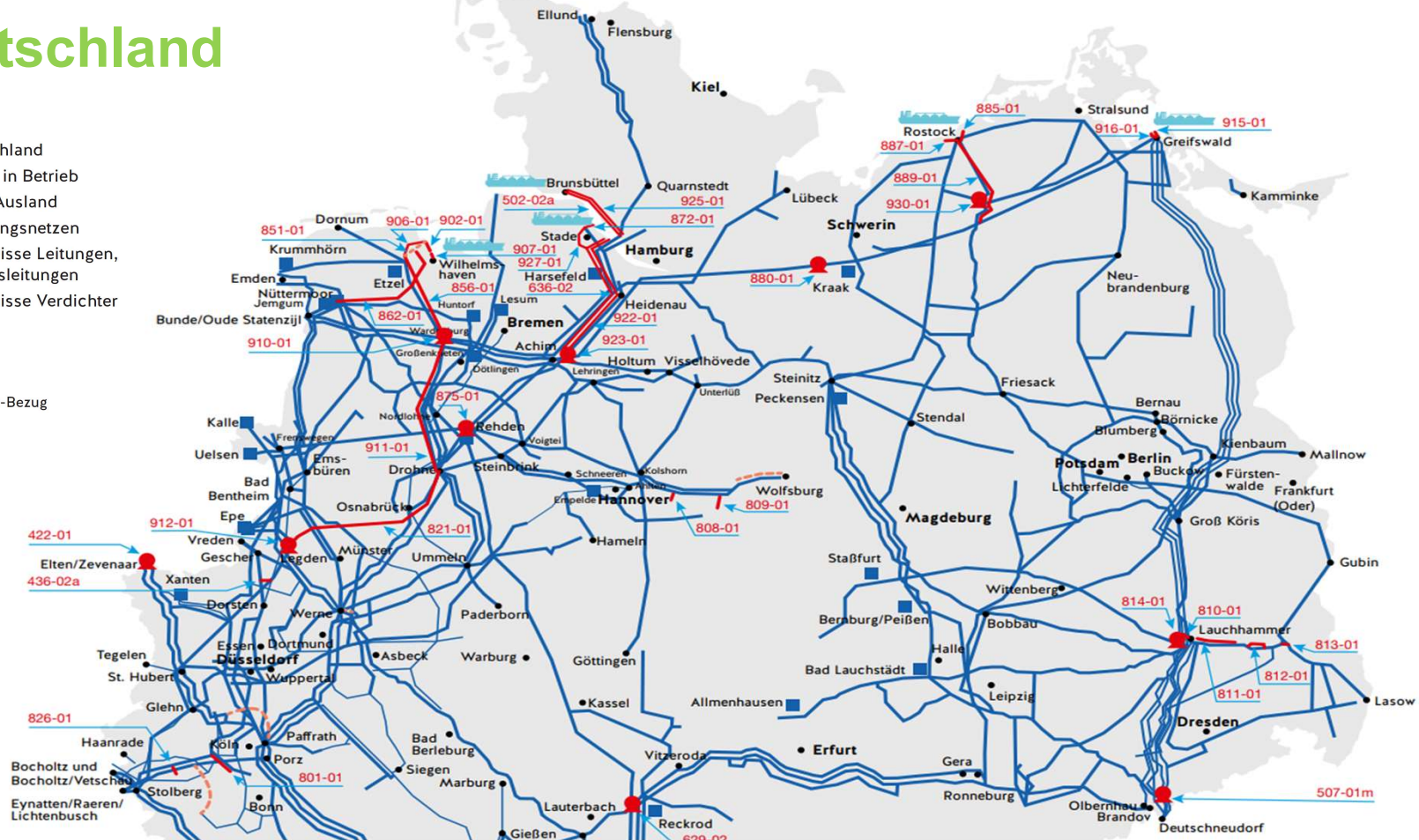


# Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A

## Norddeutschland

- Fernleitungen Deutschland
- - - Leitungen noch nicht in Betrieb
- Speicheranschlüsse Ausland
- Speicher an Fernleitungsnetzen
- Modellierungsergebnisse Leitungen, inkl. LNG-Anbindungsleitungen
- Modellierungsergebnisse Verdichter
- 011-01 ID-Nummern
- LNG-Anlage

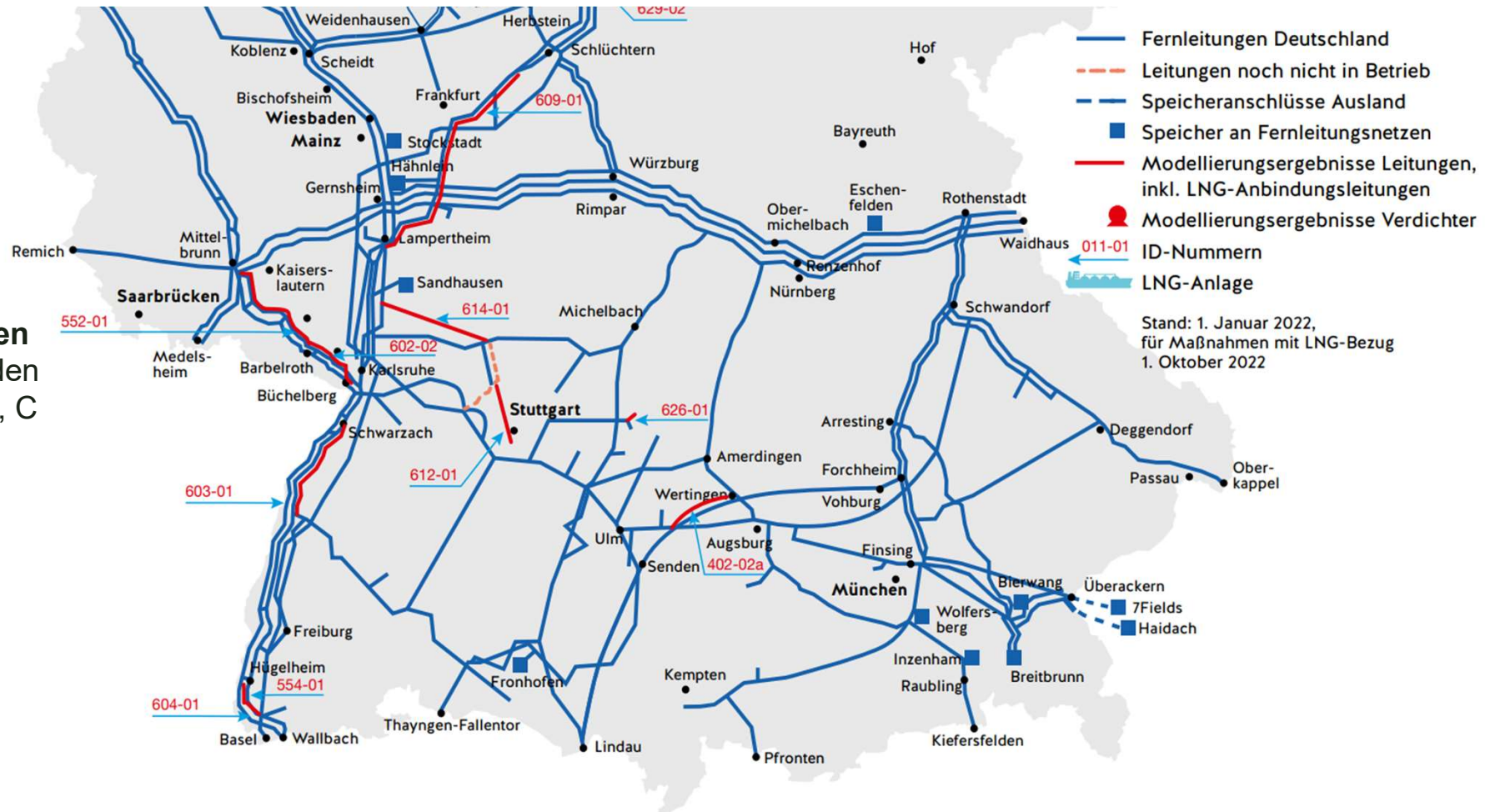
Stand: 1. Januar 2022,  
für Maßnahmen mit LNG-Bezug  
1. Oktober 2022



## Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A

### Süddeutsch- land

Netzausbaumaßnahmen  
in Süddeutschland in den  
Varianten LNGplus A, B, C  
identisch



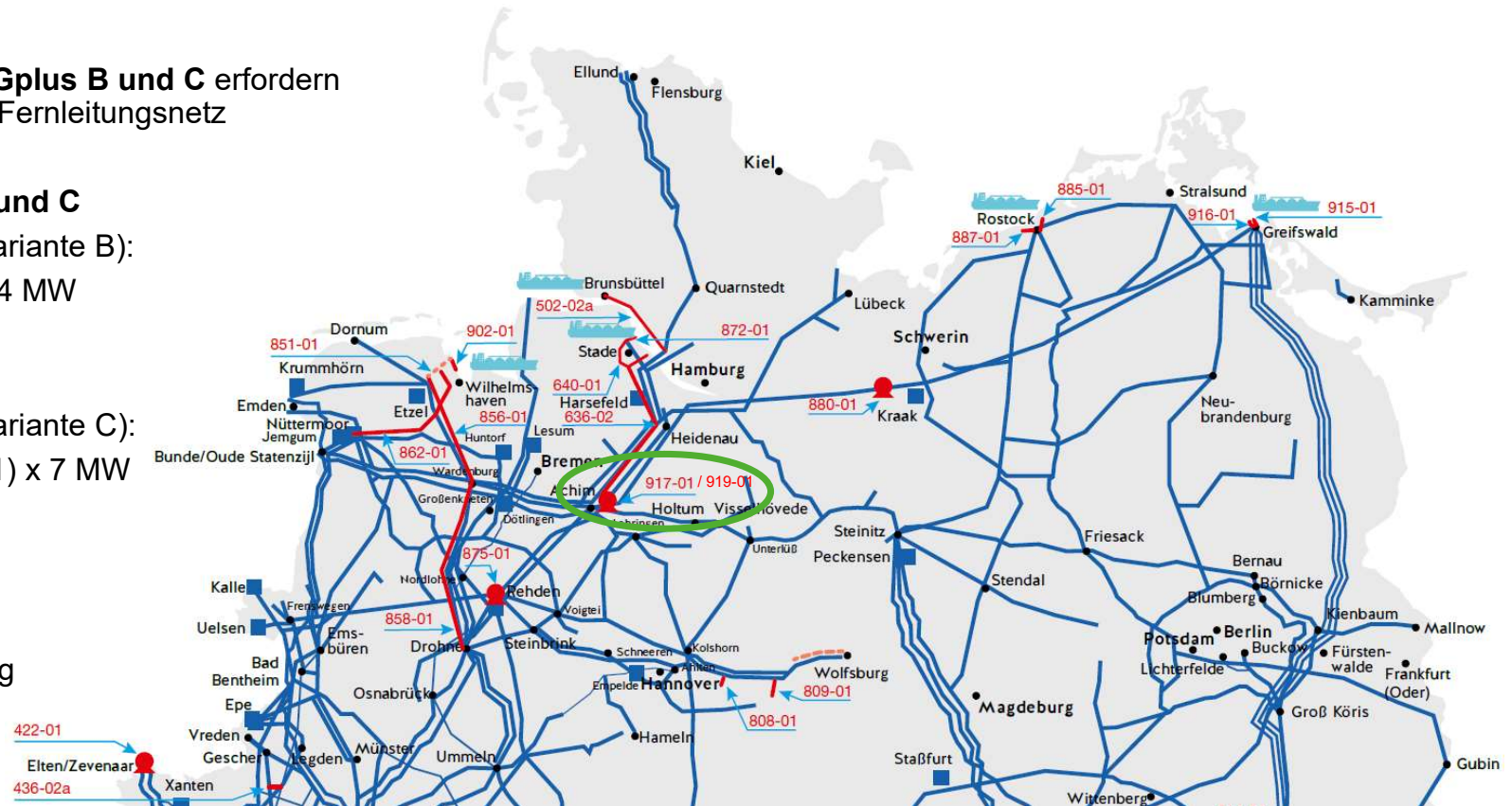


## Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvariante LNGplus B und C

Versorgungssicherheitsvarianten **LNGplus B und C** erfordern **ähnliche Investitionskosten** in das Fernleitungsnetz

### Unterschied zwischen LNGplus B und C

- VDS Achim/Embsen ID 917-01 (Variante B):
  - Verdichterzusammensetzung: 1 x 4 MW
  - Kosten: **22,9 Mio. Euro**
- VDS Achim/Embsen ID 919-01 (Variante C):
  - Verdichterzusammensetzung: (1x1) x 7 MW (+ 10 MW ggü. Variante B)
  - Kosten: 78,9 Mio. Euro (+ 56 Mio. Euro ggü. Variante B)
- Die Maßnahme dient der Erhöhung der Einspeisekapazitäten aus NL (Bunde/Oude) und DK (Ellund)



## Ergebnisse der LNGplus-Varianten bis Ende 2032

Zusammenfassung der Ergebnisse der LNGplus-Varianten	LNGplus-Variante A	LNGplus-Variante B	LNGplus-Variante C
Leitung [km]	1.062	805	805
Verdichterstationen (zusätzliche Leistung und notwendige Reversierungen) [MW]	249	165	175
Investitionen [Mrd. Euro]*	5,4	4,1	4,2
– Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzenwicklungsplan Gas 2020–2030 (ohne LNG)	1,8	1,8	1,8
– LNG-Maßnahmen	3,2	1,9	1,9
– Weitere neue Netzausbaumaßnahmen aus dem Netzenwicklungsplan Gas 2022–2032	0,4	0,4	0,4

\*gerundete Werte


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

# Netzausbauvorschlag

- Die Versorgungssicherheitsvariante **LNGplus A** hat gegenüber den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C
  - **wesentlich höhere Netzausbaukosten.**
  - die Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen kann teilweise erst später erfolgen.
  - die angefragten 182 GWh/h für LNG-Anlagen sind **für die Versorgung von Deutschland und den europäischen Nachbarländern nicht erforderlich.**
  - Daher kommt die Versorgungssicherheitsvariante LNGplus A als Netzausbauvorschlag nicht in Betracht.
- Die wesentlichen Unterschiede der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C
  - in **LNGplus B** wird Deutschland **verstärkt über direkte LNG-Importe** an der Nord- und Ostseeküste versorgt.
  - in **LNGplus C** hingegen wird Deutschland **verstärkt über LNG-Kapazitäten aus europäischen Nachbarländern** versorgt.
  - die **Investitionskosten** für die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen liegen mit rund 4,1 bzw. 4,2 Mrd. Euro **nahe beieinander.**
  - Daher sehen die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst von einem konkreten Netzausbauvorschlag ab und stellen die Netzausbaumaßnahmen der **LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten zur Konsultation.**
- Sämtliche Details zu den Netzausbau-, LNG-Anbinde- und den Startnetzmaßnahmen sind in der **NEP-Gas-Datenbank** im **Zyklus „2022 – NEP Konsultation“** enthalten.

# Fazit

- Die **Netzausbaumaßnahmen zur Bereitstellung der LNG-Kapazitäten** sollen **größtenteils bis zum Jahr 2026 realisiert** werden. Die vollständige Umsetzung dieser Netzausbaumaßnahmen ist bis zum Jahr 2028 geplant.
- Die Versorgungssicherheitsvariante **LNGplus A hat gegenüber den Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C wesentlich höhere Netzausbaukosten** und die Realisierung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen kann teilweise erst später erfolgen. Darüber hinaus zeigen die Leistungs- und Mengenbilanzen, dass die angefragten 182 GWh/h für LNG-Anlagen für die Versorgung von Deutschland und den europäischen Nachbarländern nicht erforderlich sind.
  - Daher kommt die Versorgungssicherheitsvariante **LNGplus A als Netzausbauvorschlag nicht in Betracht.**
- Da die Versorgungssicherheitsvarianten **LNGplus B und C ähnliche Investitionskosten** in das Fernleitungsnetz erfordern, sehen die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst von einer konkreten Formulierung eines Netzausbauvorschlags ab und stellen die Netzausbaumaßnahmen der Versorgungssicherheitsvarianten LNGplus B und C **zur Konsultation.**
  - Unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse des Netzentwicklungsplans Gas 2022–2032 werden die Fernleitungsnetzbetreiber einen **Netzausbauvorschlag im Entwurfsdokument formulieren.**



# **Aktuelle Zusatzinformationen zu den LNG-Anschlüssen an das Fernleitungsnetz (Stichtag 19.01.2023)**

---

Nicht Bestandteil des Konsultationsdokuments NEP Gas 2022-2032



Aktuelle Zusatzinformationen zu den LNG-Anschlüssen an das Fernleitungsnetz

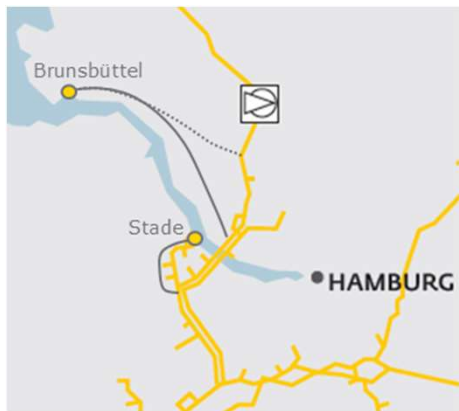
## Wilhelmshaven Anbindungsleitung WAL Teil 1 und WAL Teil 2



- WAL Teil 1 (ID 851-01) 28 km und GDRM Anlage (853-01)
- WAL Teil 2 (902-01) 2 km und GDRM Anlage (901-01)
- Inbetriebnahmen:
  - WAL Teil 1: am 16.12.2022 erfolgt
  - WAL Teil 2: 01.10.2023 geplant
- Erste LNG-Gasübernahme ins Fernleitungsnetz am 21.12.2022
- Anfang Januar erster LNG Tanker in Wilhelmshaven eingetroffen, Starteinspeisung 100 GWh/d
- Danach bandförmige Einspeisung ins Netz geplant
- Maßnahmen sind H2-ready



## Cluster Unterelbe (Brunsbüttel, Stade, Hamburg)



- Neubau
- ..... Einbindung von Bestandsinfrastruktur
- Bestandsnetz

- Anbindeleitung und GDRM-Anlage Stade (beschleunigt limitierte Kapazität für FSRU) (ID 872-01 und 873-01):
  - Der Großteil des Materials wird im April 2023 geliefert.
  - Start erster Bauarbeiten im Januar 2023. Der Beginn von Tiefbauarbeiten ist ab spätestens April 2023 vorgesehen.
- Anbindeleitung und GDRM-Anlage LNG Stade (ID 640-02 und 641-02):
  - In Planung, aktuell: umweltfachliche Kartierung.
  - geplante Fertigstellung: 2026.
- Teilnutzung VNB-Leitung Brunsbüttel - Klein Offenseth (beschleunigt limitierte Kapazität für FSRU) (ID 874-01)
  - Bauliche Erstellung der Anbindeleitung und Nutzbarmachung der VNB-Leitung abgeschlossen.
  - Testbetrieb unmittelbar bevorstehend.
- Leitung Brunsbüttel-Hetlingen und GDRM-Anlage Hetlingen (ID-502-3a und ID-502-3b)
  - Materiallieferungen laufen und Genehmigungsunterlagen wurden eingereicht.
  - Fertigstellung ist für Oktober 2023 geplant.
- Alle Maßnahmen sind H2-ready.

## Aktueller Stand LNG

# Lubmin/Rostock

- In der Zwischenzeit wird der Hafen Rostock von der Politik als Ölhafen priorisiert und ein FSRU Rostock nicht mehr unterstützt. Daraufhin wurde die **Kapazitätsreservierungsanfrage nach § 38 GasNZV für LNG Rostock zurückgezogen**.
- Die Anbindungsleitung Industriehafen Lubmin (ID 915-01) mit Verbindung zur AST Greifswald wurde Ende November 2022 fertig gestellt.
- In Lubmin **erste LNG-Gasübernahme** vom FSRU Neptune in das Fernleitungsnetz **am 09. Januar 2023**. Einspeisung im **Regelbetrieb seit 15. Januar 2023** bis zu 6 GWh/h möglich.
- Die **landseitige Anbindungsleitung BEG (ID 916-01)** mit Verbindung zur EST Lubmin 2 ist zur **Inbetriebnahme in Q4 2023** geplant.
- Die Arbeiten für das zweite geplante LNG-Terminal in Lubmin, das vom deutschen Energiekonzern RWE und der norwegischen Stena-Power betrieben werden soll, schreiten voran. Dazu laufen bereits vorbereitende Arbeiten für einen Microtunnel, durch den eine Leitung aus der Ostsee an Land kommen soll.
- Für die **LNG-Einspeisung in Lubmin** sind zur Bereitstellung der Transportkapazitäten aufgrund der besonderen Lage zu den Ferngasleitungen NEL und EUGAL **Maßnahmen mit identischer Dimensionierung** vorgesehen.
  - Je nach Marktbedarf steht eine von der in der Modellierung für die Versorgungssicherheitsvarianten **LNGplus B und C** **unterstellten Kapazitätsnutzung abweichend höhere und frühzeitige Einspeisung bereit**.

**Vielen Dank**