

# Netzentwicklungsplan Gas 2016

## Entwicklung der H-Gas-Versorgung Ergebnisse der Modellierung

Philipp Behmer (TG), Thorsten Schuppner (OGE)

# Agenda

- **H-Gas-Quellenverteilung für die Varianten Q.1 und Q.2**
- **H-Gas-Leistungsbilanz**
  - Entwicklung des Bedarfs
  - Berücksichtigung der Grenzübergangspunkte
  - Berücksichtigung der Speicher
- **Aufteilung des Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte**
  - Berücksichtigte Einflussfaktoren
  - Ergebnisse der Aufteilung des Zusatzbedarfs
- **Ergebnisse der Modellierung**
  - Eingangsgrößen für die Netzmodellierung
  - Ergebnisse in den Modellierungsvarianten

# H-Gas-Quellenverteilung

## Vorgehensweise

### ■ Ausgangssituation

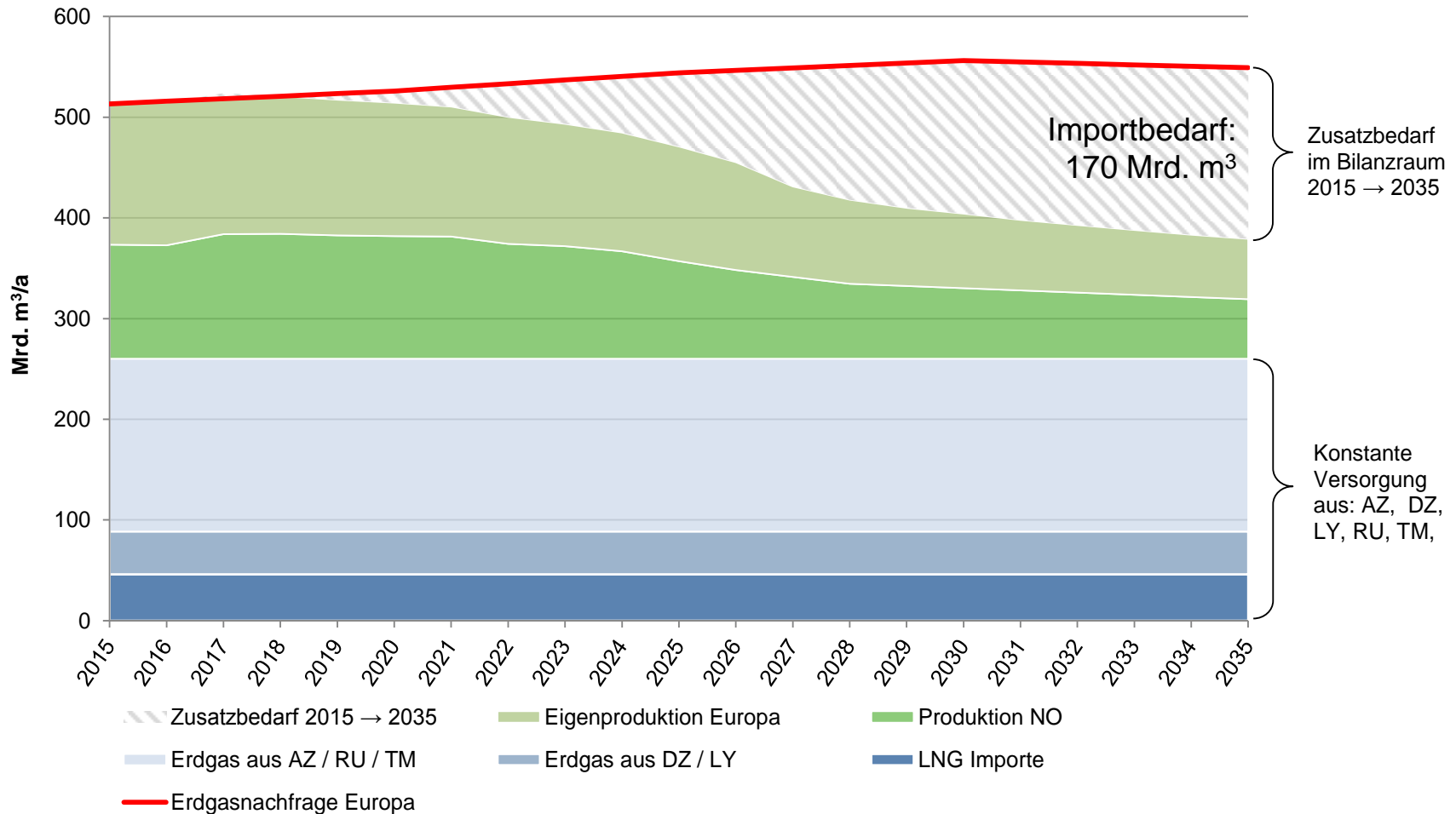
- Rückläufige europäische Eigenproduktion, insbesondere Rückgang der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der deutschen Eigenproduktion
- ⇒ Zunehmender H-Gas-Importbedarf in Europa

### ■ Vorgehensweise

- Ableitung einer „H-Gas-Quellenverteilung“ und Ermittlung der Auswirkungen auf die deutschen Fernleitungsnetze
- Änderungen im Vergleich zum Szenariorahmen NEP Gas 2016:
  - Modellierungsvariante Q.1: Keine  
(Berücksichtigung der Projekte TESLA und EASTRING gem. TYNDP 2015)
  - Modellierungsvariante Q.2: Modifizierung gemäß BNetzA-Bestätigung zum Szenariorahmen NEP Gas 2016  
(Berücksichtigung der Projekte EASTRING und Nord Stream-Erweiterung)

# H-Gas-Quellenverteilung

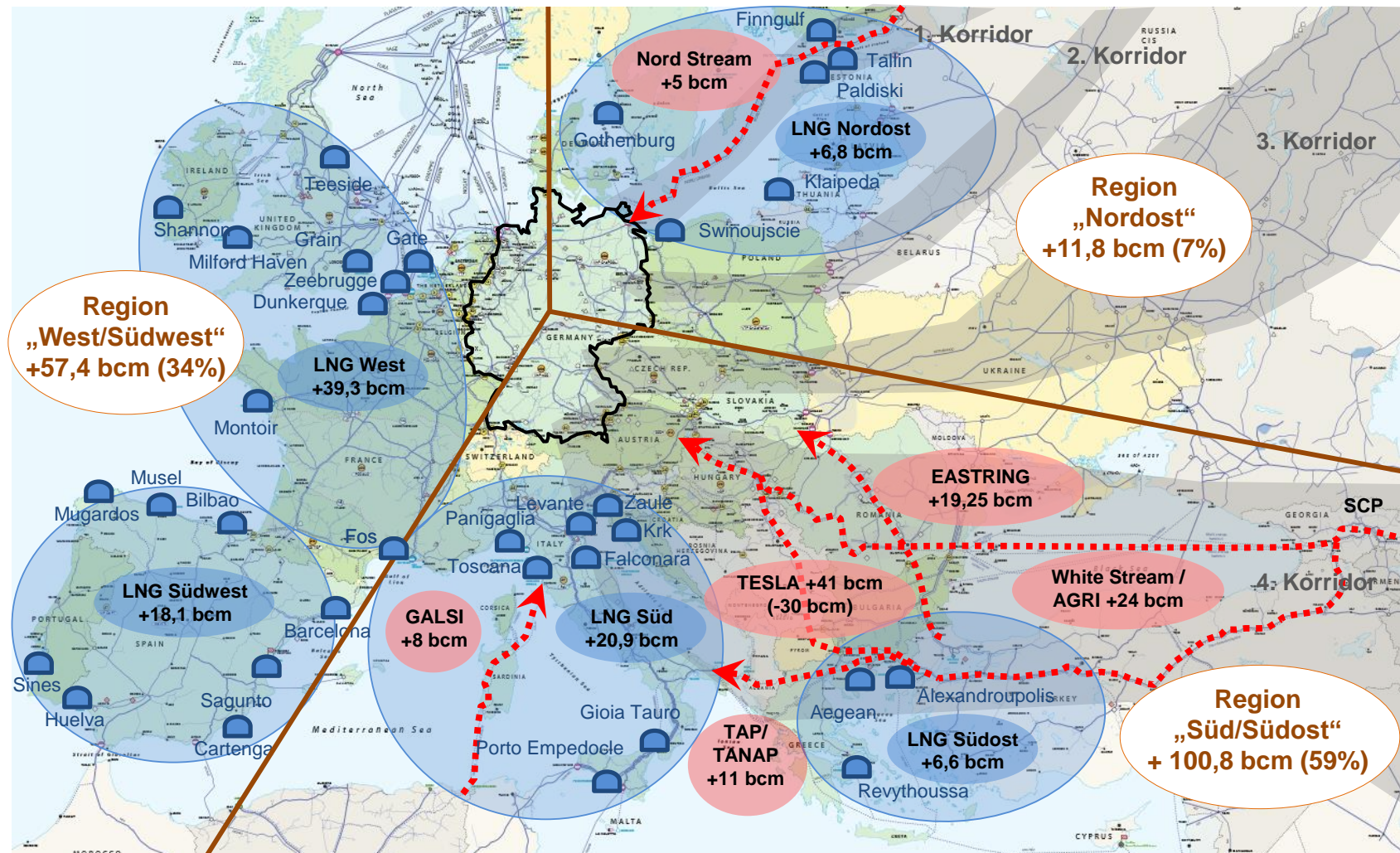
## Entwicklung von Angebot und Nachfrage in Europa



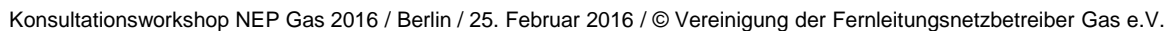
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber auf Basis des TYNDP 2015, Annex C2 und C4.

# Modellierungsvariante Q.1

## TESLA + EASTRING I + White Stream







# H-Gas-Quellenverteilung

## Vergleich der Varianten

<b>Region</b>	<b>NEP Gas 2015</b>	<b>Modellierungs- variante Q.1</b>	<b>Modellierungs- variante Q.2</b>
Nordost	11%	7%	42%
West/Südwest	30%	34%	32%
Süd/Südost	59%	59%	26%

# H-Gas-Leistungsbilanz

## Annahmen

### Hintergrund:

- Untersuchung, ob genügend H-Gas-Leistung für die Gasbedarfsentwicklungen der Modellierungsvarianten zur Verfügung steht
- Bilanzbetrachtung einer Spitzenlastsituation
- Erforderliche Entry-Leistung ist durch Exit-Bedarf (Spitzenlastbedarf) vorgegeben

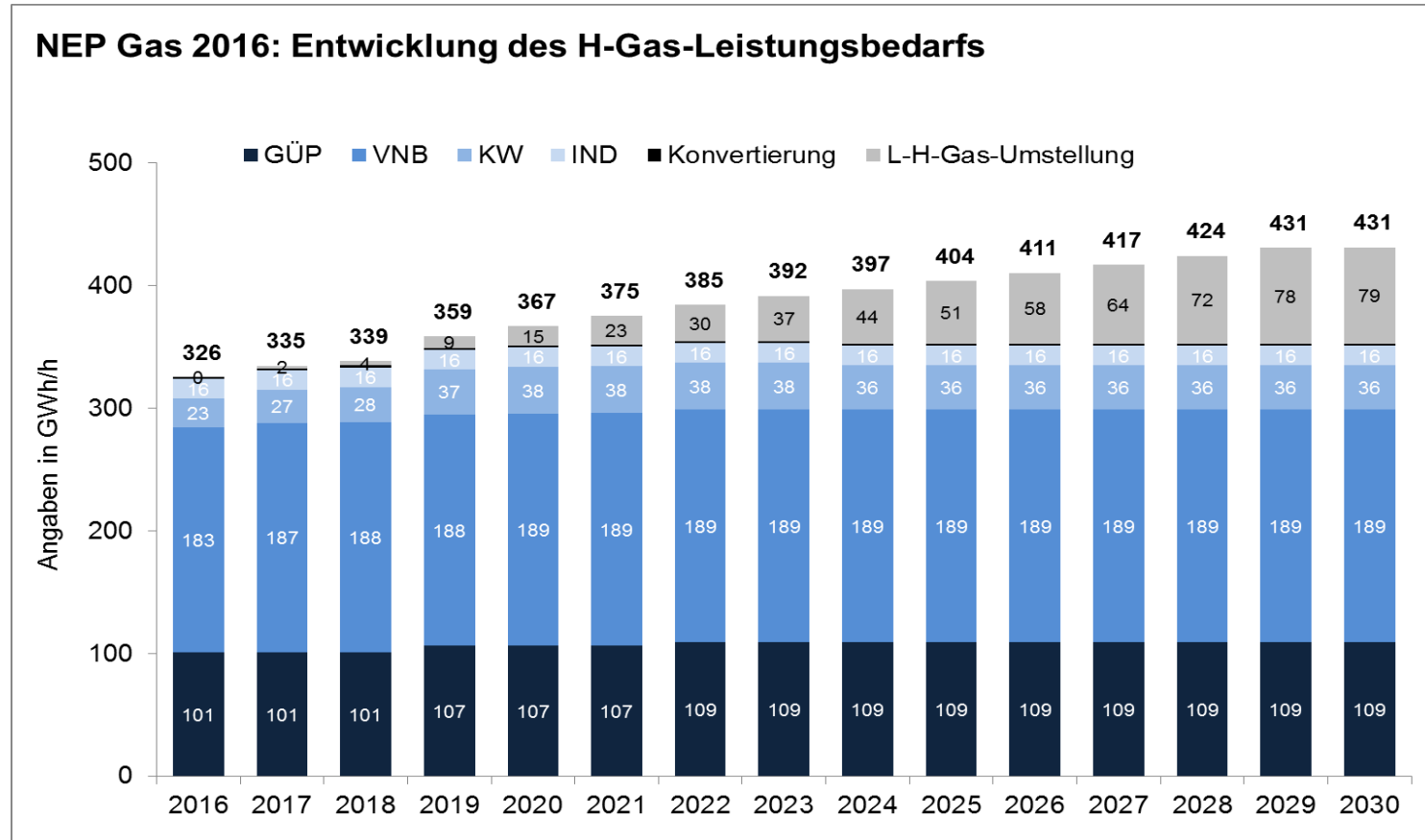
### Annahmen:

- Grenzübergangspunkte: Beschäftigung orientiert sich an der TVK
- Speicher: saisonale Beschäftigung (Auslagerung im Spitzenlastfall)
- Verteilernetzbetreiber, Industriekunden, Kraftwerke: Kapazitäten entsprechend den Modellierungsvarianten Q.1 und Q.2
- Umstellungen von L-Gas-Gebieten: als erwartete H-Gas-Abnahme



# H-Gas-Leistungsbilanz

## Entwicklung des Bedarfs



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

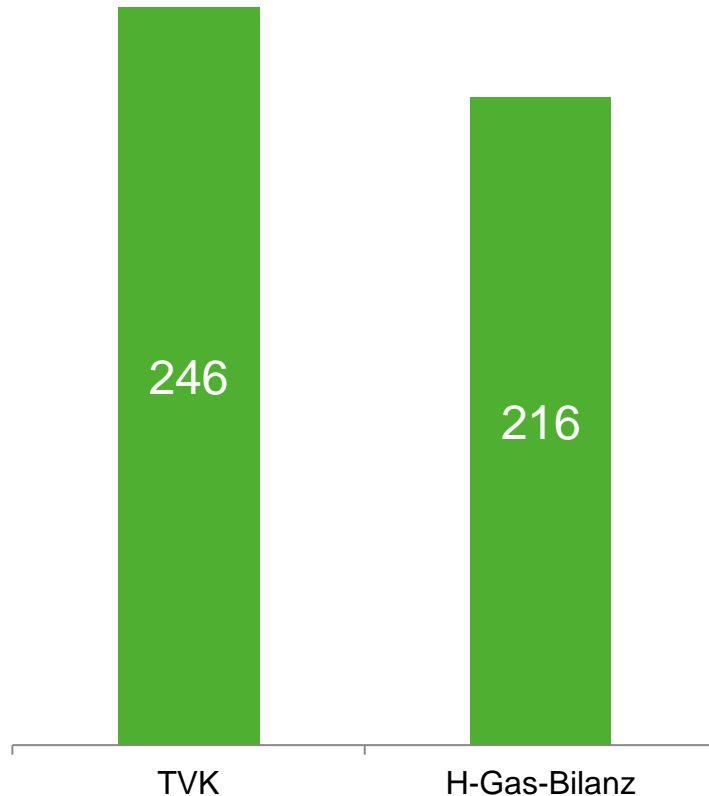
► Bis 2030 zusätzlicher Bedarf von 105 GWh/h, davon 79 GWh/h für Umstellung

# H-Gas-Leistungsbilanz

## Berücksichtigung der GÜP (Entry)

### Berücksichtigung der GÜP in der H-Gas-Bilanz\*

GWh/h



\* Für das Jahr 2027

### Auswertung

- GÜP-Leistung in der H-Gas-Bilanz des NEP Gas 2016:
  - 216 GWh/h (2027)
- GÜP-Leistung, TVK:
  - 246 GWh/h (2027)
- Abweichungen u.a. bedingt durch:
  - Nicht-Berücksichtigung unregulierter Kapazitäten
  - Konkurrierende Kapazitäten
  - Berücksichtigung der GÜP in der Spitzenlastsituation
  - Berücksichtigung unterbrechbarer Leistung

# H-Gas-Leistungsbilanz

## Berücksichtigung der Speicher (Entry)

### Grundsätzliche Prämissen:

- Zur Deckung des Exit-Bedarfs werden zunächst die an den Grenzübergangspunkten zur Verfügung stehenden Leistungen berücksichtigt, da diese Leistung unabhängig von möglichen Speicherfüllstandsrestriktionen zur Verfügung stehen.
- Speicher werden anschließend unter Berücksichtigung lokaler transporttechnischer Gegebenheiten zur Leistungsdeckung herangezogen.
- Ein Teil der zur Bedarfsdeckung notwendigen Entry-Leistung kann alternativ aus den Grenzübergangspunkten oder aus Speichern zur Verfügung gestellt werden („Flexibilität GÜP/ Speicher“).
- Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen der Erstellung des NEP Gas 2016 die entsprechende, zusätzliche Flexibilität quantifiziert.

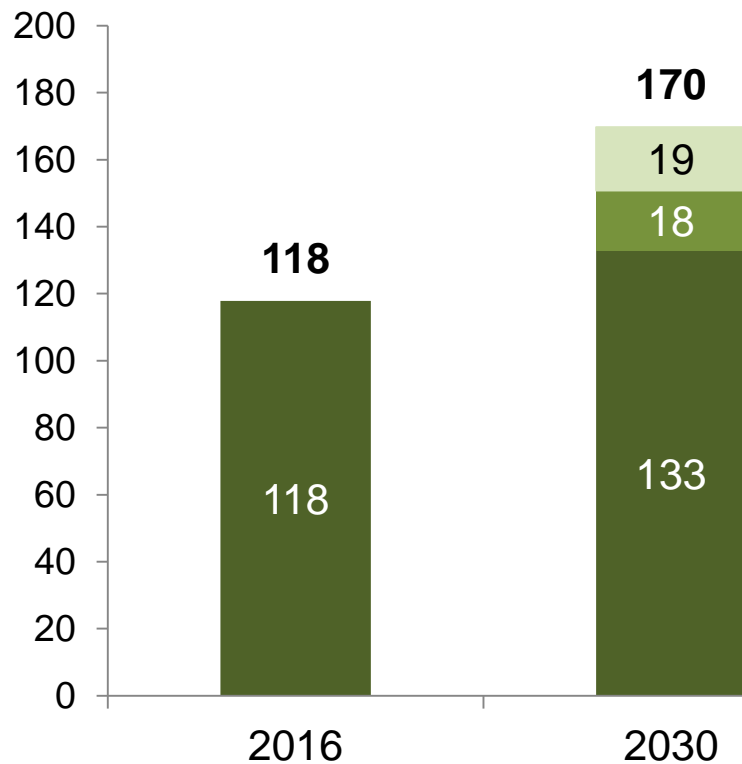
# H-Gas-Leistungsbilanz

## Berücksichtigung der Speicher (Entry)

### Berücksichtigung der Speicher in der H-Gas-Bilanz

GWh/h

■ Bestand ■ §39-Ausbaubegehren ■ Umstellung



### Auswertung

#### Bestandsspeicher:

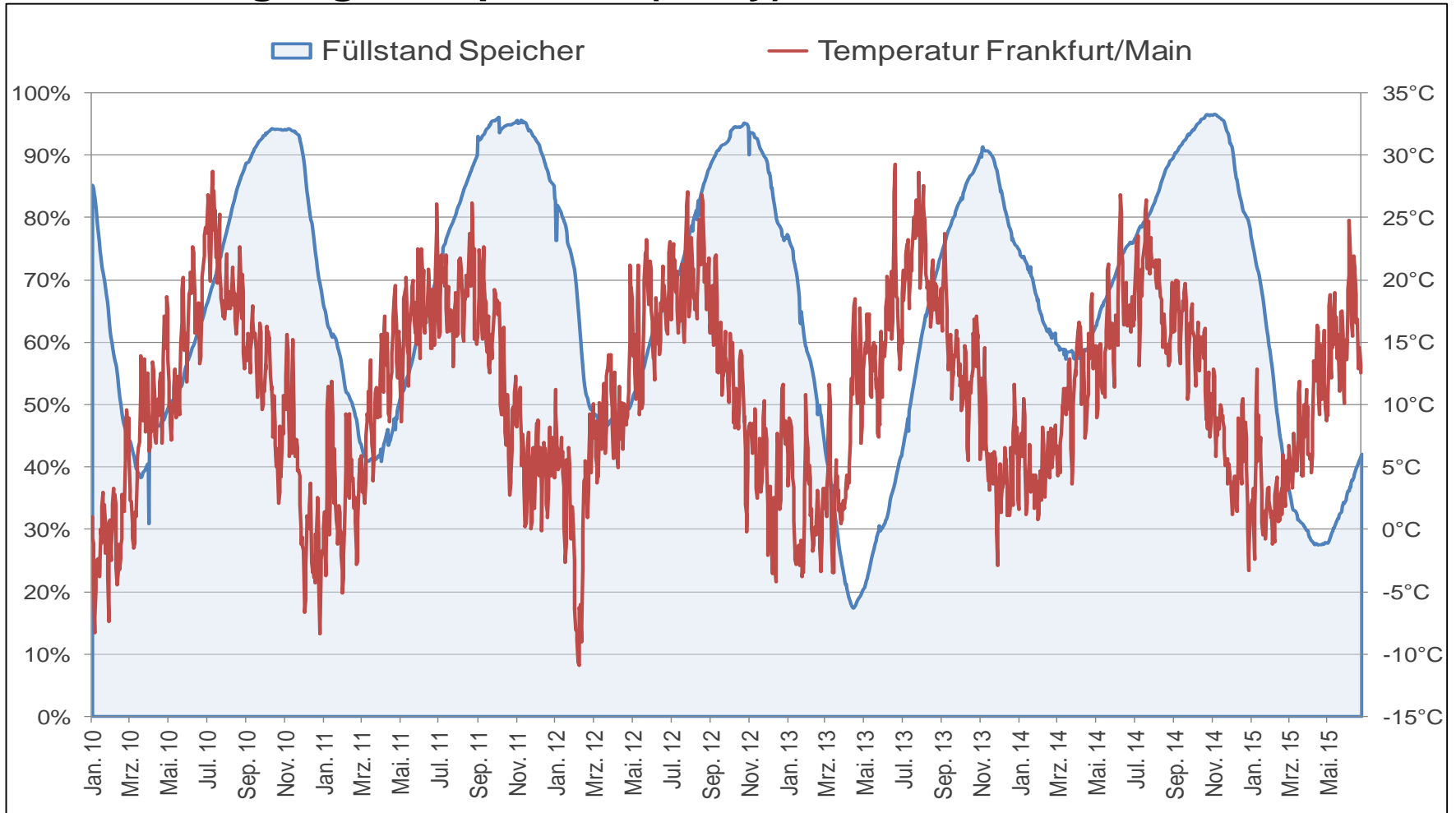
- Leistungsbereitstellung wächst von 118 GWh/h in 2016 auf 133 GWh/h in 2030.

#### Zusätzliche Speicher:

- § 39 GasNZV: + 18 GWh/h
- Umstellung: + 19 GWh/h
- Leistungsbeitrag der Speicher in 2030: 170 GWh/h.

# H-Gas-Leistungsbilanz

## Berücksichtigung der Speicher (Entry)



- ▶ Speicherleistung bei niedrigem Füllstand deutlich reduziert
- ▶ Bei 35% beträgt die maximale Ausspeicherleistung für den deutschen Markt 143 GWh/h



# H-Gas-Leistungsbilanz

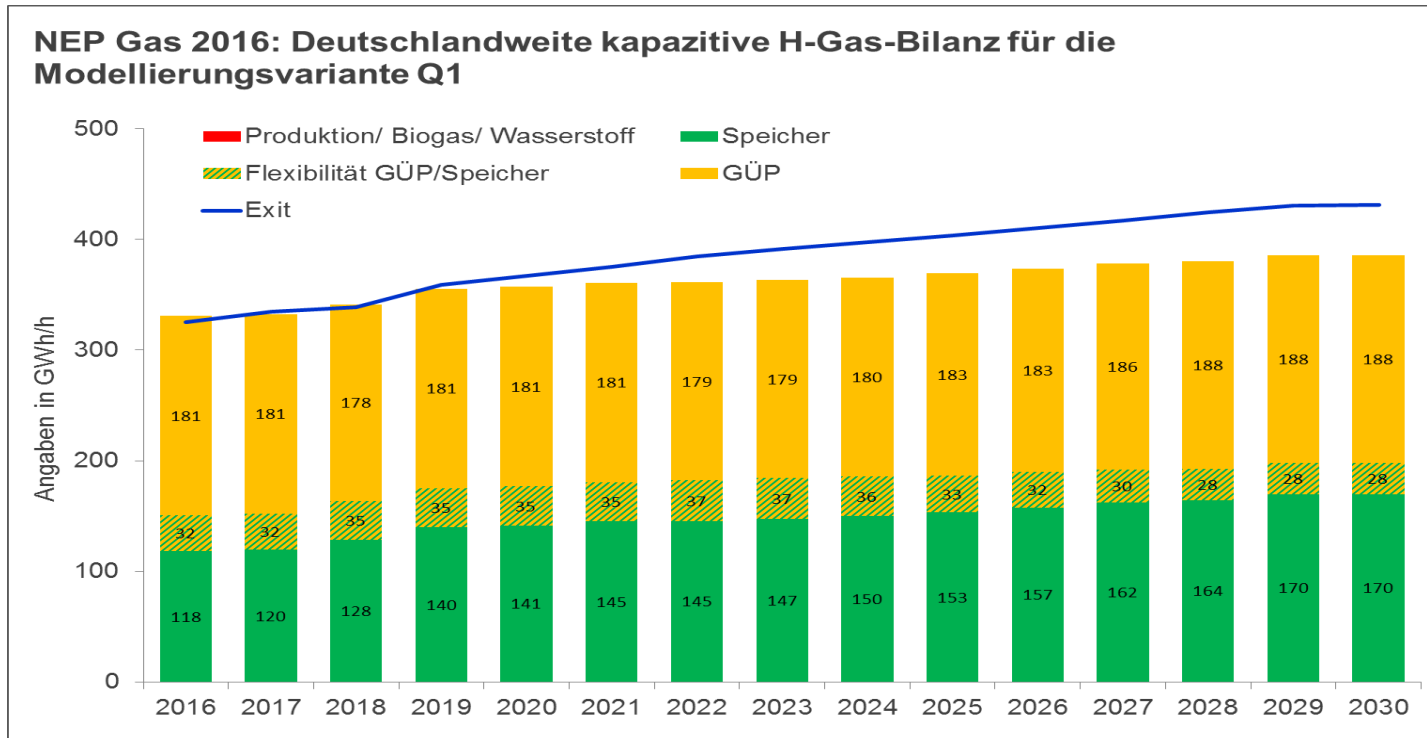
## Berücksichtigung der Speicher (Entry)

### Flexibilität GÜP/Speicher:

- Zusätzliches Potenzial bei denjenigen Speichern, die nicht mit mindestens der bei einem Füllstand von 35 % verfügbaren Ausspeicherleistung angesetzt wurden: 32 GWh/h (2016).
- Damit ergäbe sich eine Speicherleistung von in Summe rund 150 GWh/h (118 GWh/h + 32 GWh/h), die bei Reduzierung der entsprechenden Grenzübergangspunkte bilanziell angesetzt werden könnte (2016).
- Dies entspricht in Summe über alle H-Gas-Speicher einer um 7 GWh/h höheren Speicherleistung in Bezug auf eine 35 %-ige Ausspeicherleistung der H-Gas-Speicher (143 GWh/h). Die TVK beträgt 138 GWh/h (2016).
- Damit würden die Speicher deutschlandweit bilanziell mit einer Leistung bei mindestens 35 % Speicherfüllstand angesetzt werden.

# H-Gas-Leistungsbilanz

## Ergebnis



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

- ▶ Speicher liefern mit bis zu 46 % einen erheblichen Beitrag in der Bilanz
- ▶ In 2022 und 2027 zusätzlicher H-Gas-Bedarf von 23 GWh/h bzw. 38 GWh/h
- ▶ Aufteilung auf Grenzübergangspunkte entsprechend H-Gas-Quellenverteilung

# H-Gas-Leistungsbilanz

## Ergebnis

### Modellierungsvariante Q.1:

<b>Zusätzlicher H-Gas-Bedarf</b>	<b>2022</b>	<b>2027</b>
(GWh/h)	<b>23,1</b>	<b>38,4</b>
Region Nordost (7 %)	1,6	2,7
Region West/ Südwest (34 %)	7,9	13,1
Region Süd/ Südost (59 %)	13,6	22,7

### Modellierungsvariante Q.2:

<b>Zusätzlicher H-Gas-Bedarf</b>	<b>2022</b>	<b>2027</b>
(GWh/h)	<b>27,3</b>	<b>42,6</b>
Region Nordost (42 %)	11,5	17,9
Region West/ Südwest (32 %)	8,7	13,6
Region Süd/ Südost (26 %)	7,1	11,1

# Aufteilung des Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte

## Wesentliche Einflussfaktoren:

- Produktionsrückgänge in den Niederlanden und Dänemark
- Informationen des TYNDP 2015
- Informationen aus Netzentwicklungsplänen angrenzender Nachbarländer/ Netzbetreiber
- Pläne benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten
- Kapazitätsbedarf im angrenzenden Netzgebiet zu Grenzübergangspunkten (z. B. auf Grund der Marktraumumstellung oder des Zusatzbedarfs von Gaskraftwerken)
- Besonderheiten einzelner Netzgebiete (z. B. vor- bzw. nachgelagerte Leitungssysteme sind nicht in der Lage, den erhöhten Leistungsbedarf zu erfüllen)
- Kostenaspekte beim Netzausbau

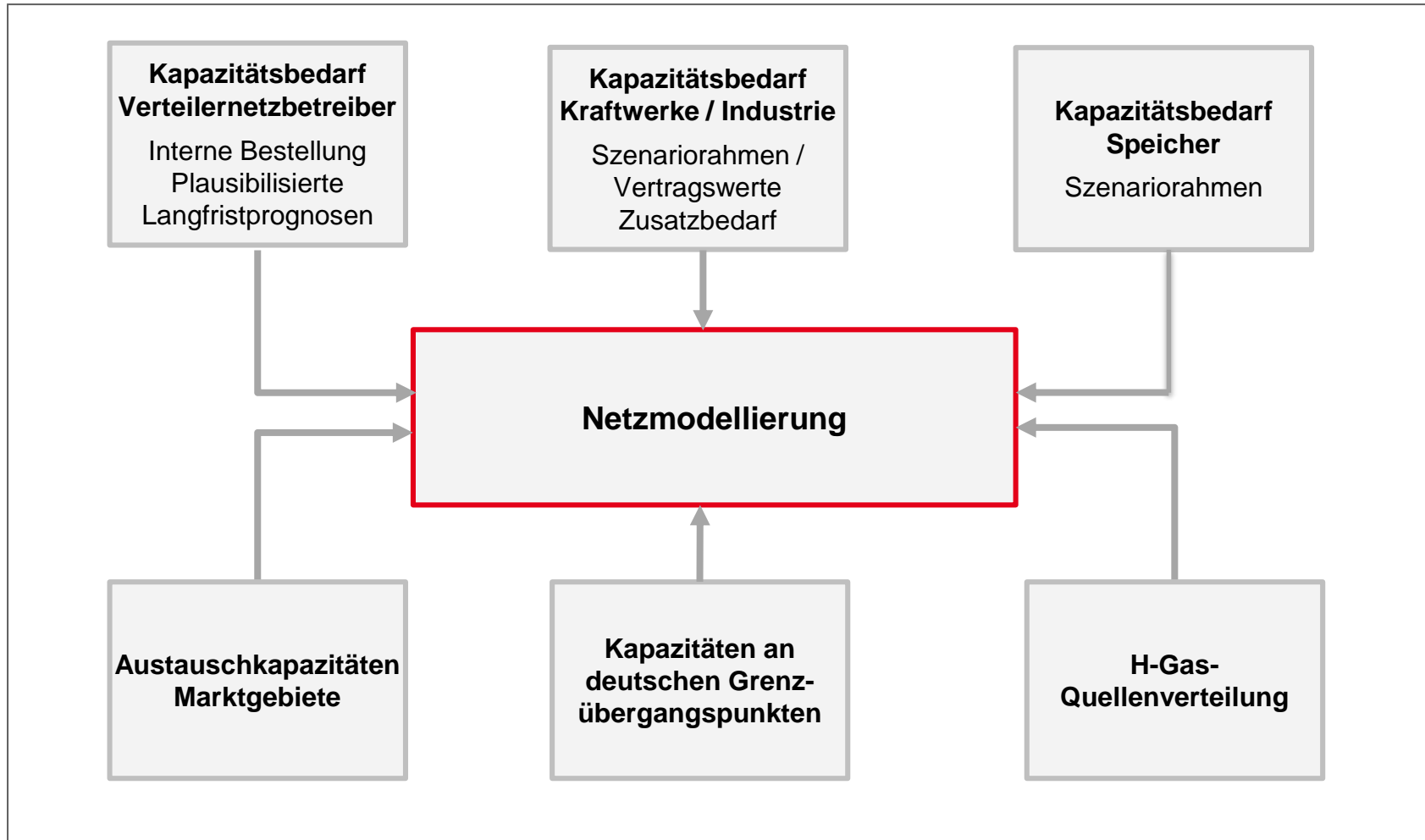
# Aufteilung des Zusatzbedarfs auf die Grenzübergangspunkte (Q.2, 2027)





# Ergebnisse der Modellierung

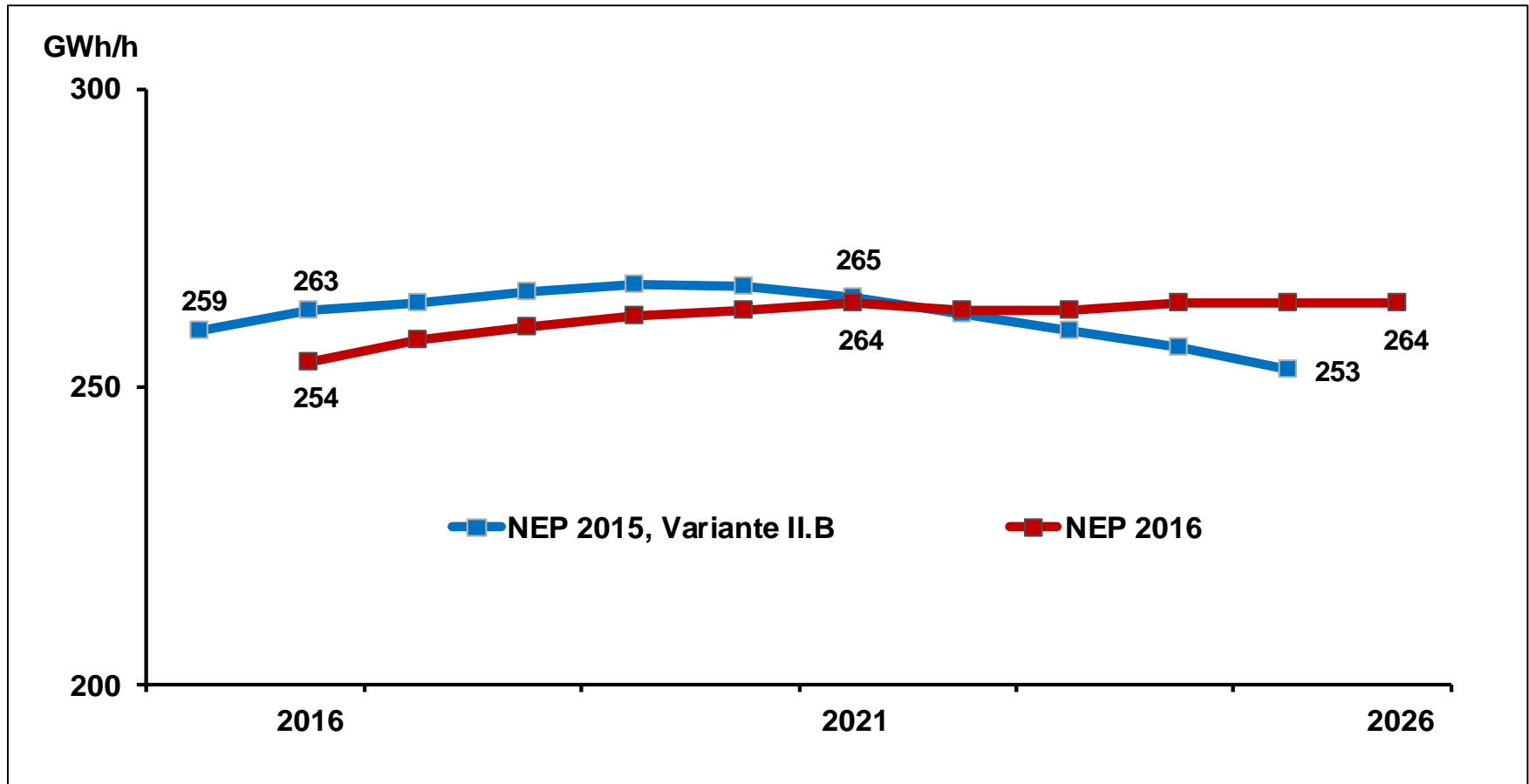
## Eingangsgrößen für die Netzmodellierung



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

# Ergebnisse der Modellierung

## Eingangsgrößen für die Netzmodellierung: Verteilernetzbetreiber

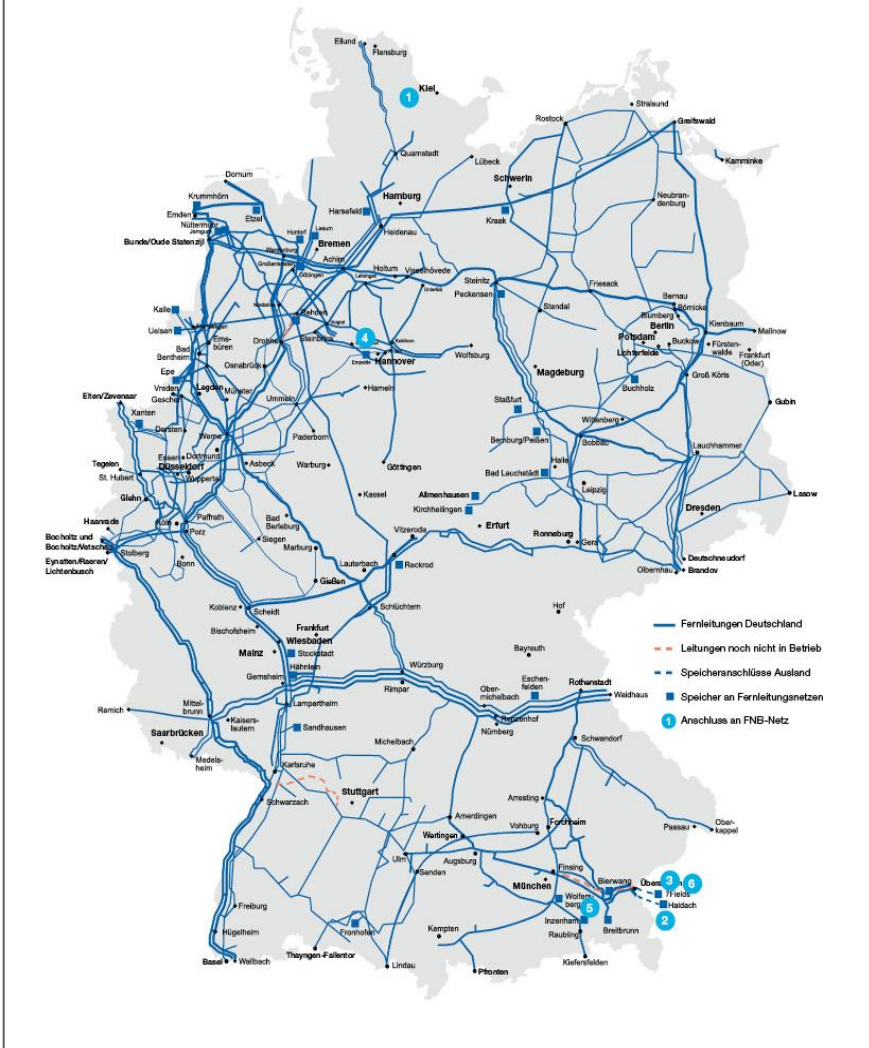


Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

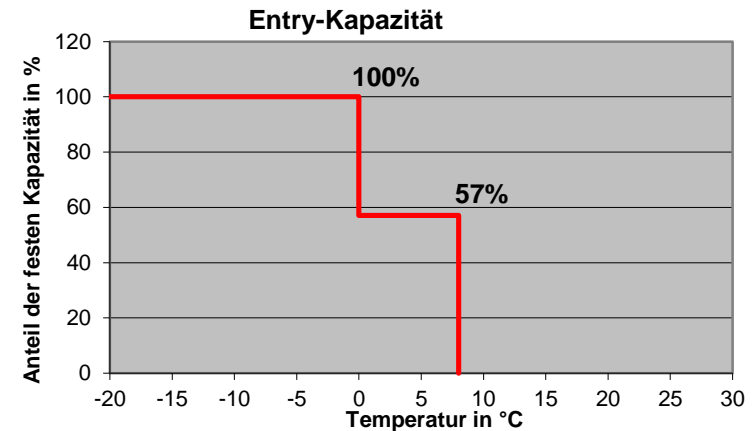
# Ergebnisse der Modellierung

## Eingangsgrößen für die Netzmodellierung: Speicher

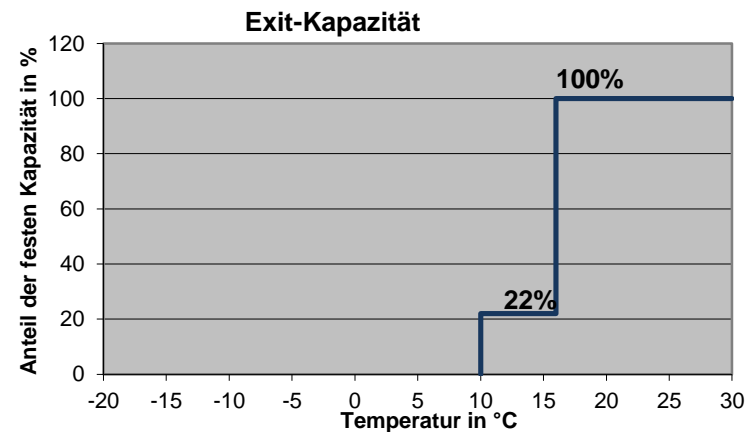
### Neue Speicher mit Anschluss an das FNB-Netz



### Entry (Ausspeicherung)



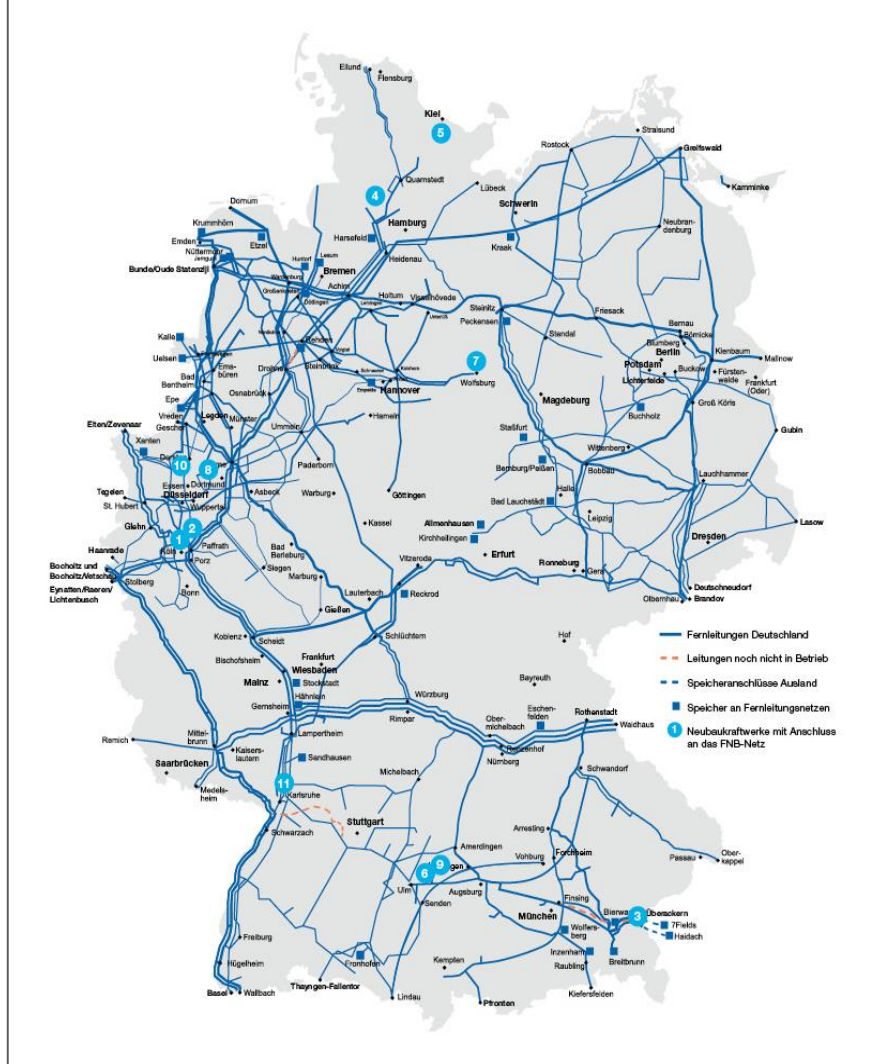
### Exit (Einspeicherung)



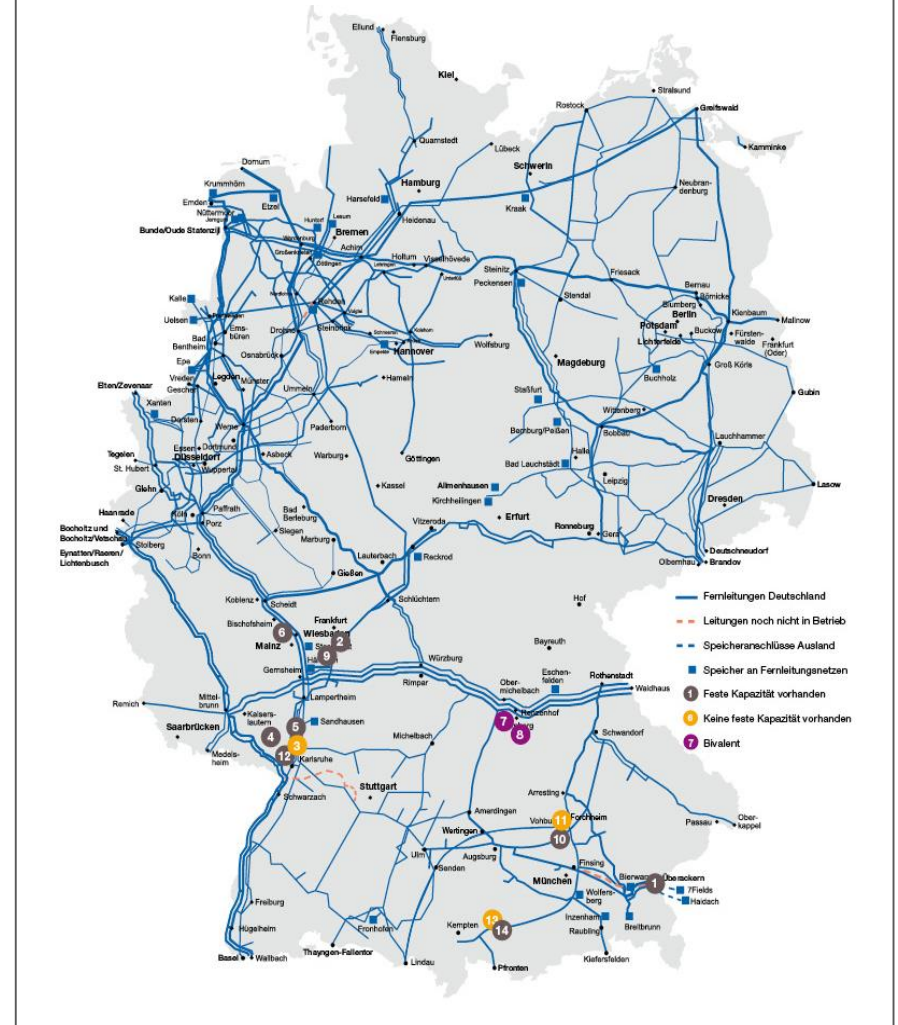
# Ergebnisse der Modellierung

## Eingangsgrößen für die Netzmodellierung: Kraftwerke

Neue Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz



Systemrelevante Kraftwerke mit Anschluss an das FNB-Netz

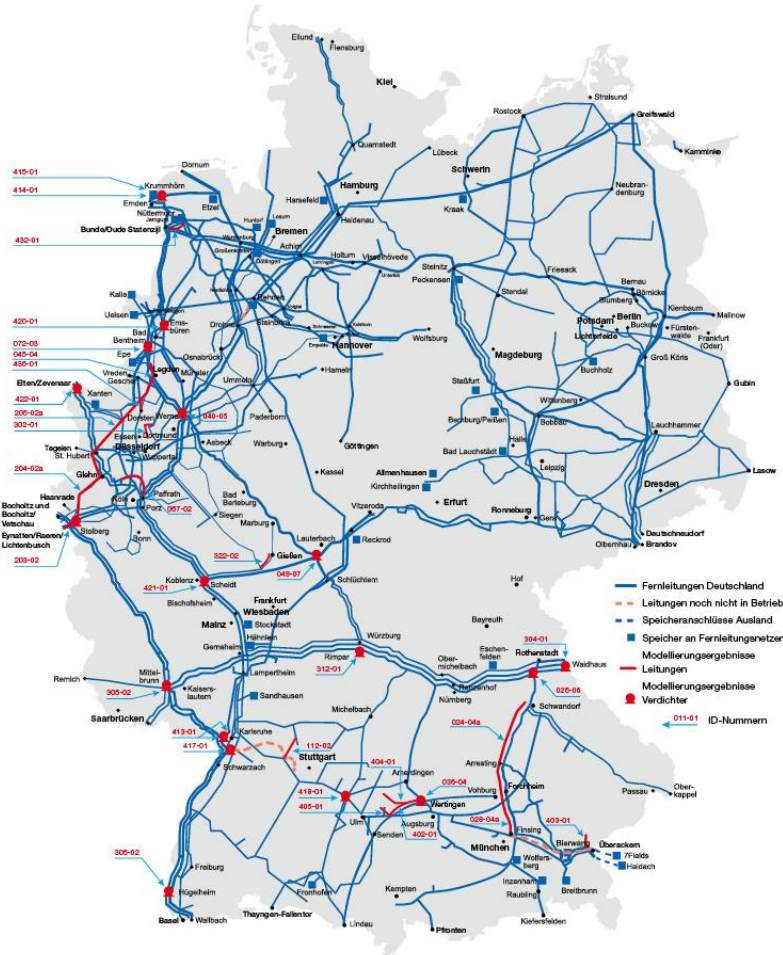




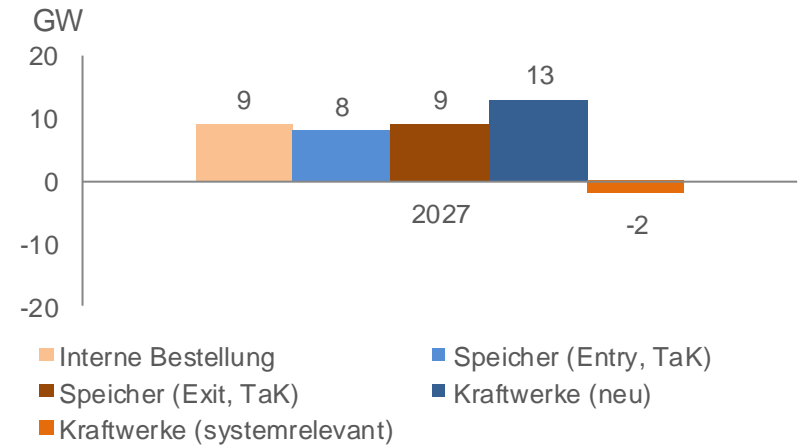
# Ergebnisse der Modellierung

## Modellierungsvariante Q.1

### Ausbaumaßnahmen bis 2027



### Geänderte Anforderung 2027



### Modellierungsergebnisse bis 2027

#### Verdichterstationen:

■ 369 MW

#### Leitungsbau:

■ 614 km

#### Kosten:

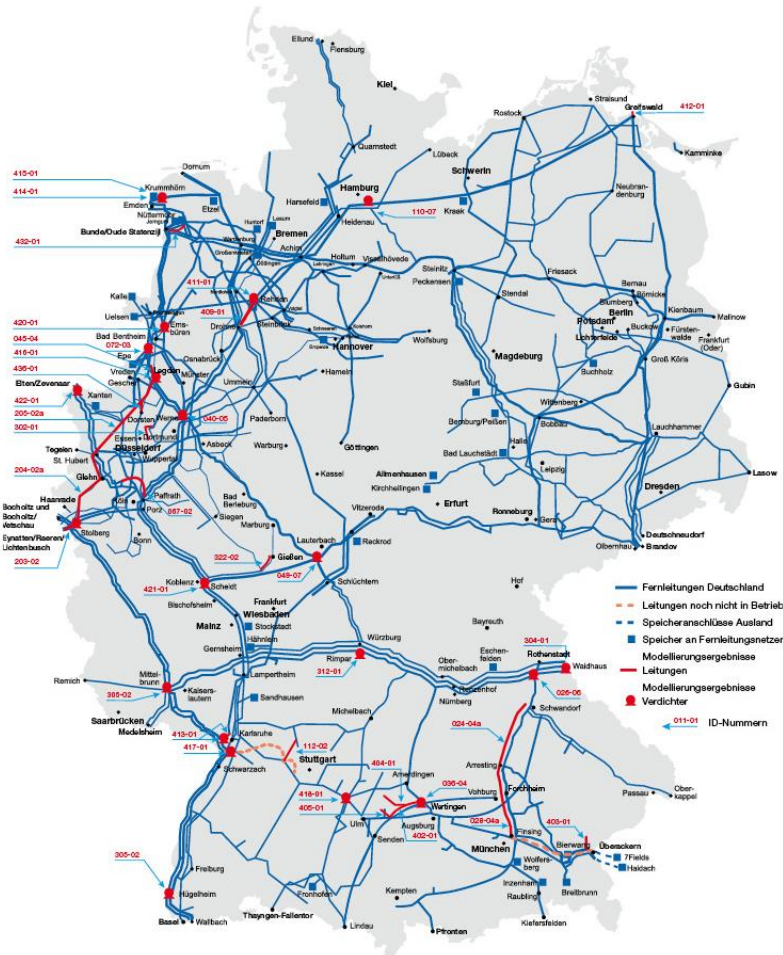
■ 3,9 Mrd. €



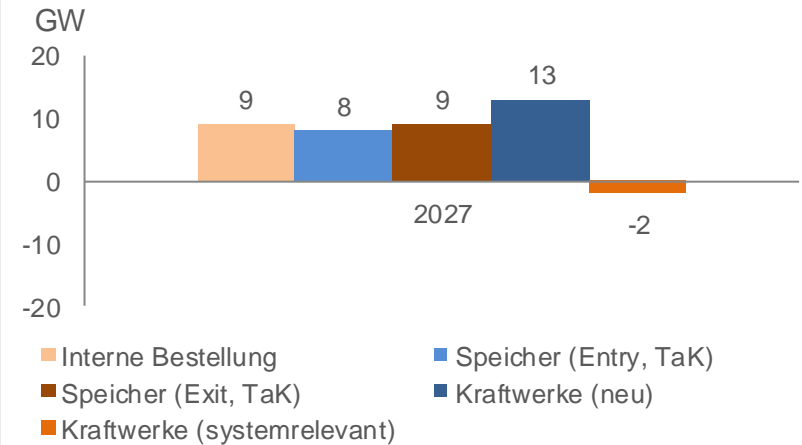
# Ergebnisse der Modellierung

## Modellierungsvariante Q.2

### Ausbaumaßnahmen bis 2027



### Geänderte Anforderung 2027



### Modellierungsergebnisse bis 2027

#### Verdichterstationen:

■ 490 MW

#### Leitungsbau:

■ 618 km

#### Kosten:

■ 4,4 Mrd. €

# Vergleich Q.1 und Q.2

## Zusätzliche Maßnahmen Q.2 gegenüber Q.1:

- Kein zusätzlicher Leitungsbau erforderlich
- 1 Erweiterung und 2 Neubauten von Verdichterstationen
  - Erweiterung NOWAL Verdichter – VDS Rehden
  - Erweiterung NEL – Neubau VDS Hamburg
  - Neubau VDS Legden
- Weitere Maßnahmen
  - NOWAL – Anpassung des Nenndurchmessers
  - NOWAL GDRM-Anlagen
  - Anlandestation Vierow

# Ergebnisse der Modellierung

## Zusammenfassung

### Investitionsvolumina bis 2022 bzw. 2027

Mio. €



### Fazit

- FNB sehen vorgeschlagene Maßnahmen des NEP Gas 2015 im Wesentlichen durch die Ergebnisse des NEP Gas 2016 bestätigt.
- Erfordernis zusätzlicher Ausbaumaßnahmen durch:
  - Konkretisierten L-H-Gas-Umstellungsbedarf (Q.1, Q.2)
  - Nord-Stream-Erweiterung (Q.2)
- Investitionsvolumina bis 2027:
  - Q.1: 3,9 Mrd. €
  - Q.2: 4,4 Mrd. €

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Vereinigung der  
Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.

Georgenstraße 23 / D-10117 Berlin

Telefon +49 30 9210 23 50

Telefax +49 30 9210 23 543

info@fnb-gas.de

www.fnb-gas.de