

# Netzentwicklungsplan Gas 2015

## Ergebnisse der Modellierung

Dr. Lars Huke, Open Grid Europe

# Agenda

## **Modellierung der Fernleitungsnetze**

- Modellierungsvarianten
- Entwicklung der H-Gas-Versorgung
- Ergebnisse der Modellierung
- Netzausbauvorschlag

## **Ausblick Szenariorahmen 2016**

- Modellierung des Kapazitätsbedarfs der VNB

# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Überblick Modellierungsvarianten

	verpflichtend	verpflichtend	optional	verpflichtend	
Szenario	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	Mittlerer Gasbedarf (Szenario II)	---	Versorgungssicherheits-Szenario L-Gas 2030	
Modellierungsvariante	Langfristprognose der VNB bis 2025	VNB-Prognose, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II	VNB-Prognose, danach konstant	L-Gas-Bilanz 2030	
Bezeichnung	II.A	II.B	II.C	Analyse der langfristigen L-Gas-Leistungsbilanz bis zum Jahr 2030	
Berechnung	vollständig 2020/ 2025				Bilanzanalyse
Nachgelagerte Netzbetreiber (interne Bestellungen)	Startwert: Interne Bestellungen 2015  Entwicklung: <b>Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2025</b>	Startwert: Interne Bestellungen 2015  Entwicklung: <b>Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2020, danach Gasbedarfsentwicklung entsprechend Szenario II</b>	Startwert: Interne Bestellungen 2015  Entwicklung: Die plausibilisierte 10-Jahres-Prognose der VNB bis einschließlich 2020, danach konstant		
GÜP/ H-Gas-Quellen	Ausbaubedarf entsprechend Kap. 9 Szenariorahmen unter Berücksichtigung des TYNDP. Zusatzbedarf nach H-Gas-Quellenverteilung, Anpassungen gemäß Tenor zu 4. entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens				
MÜP	Bestimmung des geänderten Bedarfs aus den Iterationsschritten der Modellierung				
L-H-Gas-Umstellung	Modellierung der Umstellungsbereiche bis 2025				
Untergrundspeicher	§ 39 Ausbaubegehren: 100 % TaK, Anpassungen gemäß Tenor zu 3. entsprechend der Bestätigung des Szenariorahmens				
Kraftwerke	Neubau entsprechend BNetzA-Kraftwerksliste gem. Szenario II und heute unterbrechbar direkt angeschlossene systemrelevante Gaskraftwerke: 100 % fDZK bis 2025, sofern sie zu dem Zeitpunkt die Lebensdauer von 45 Jahren nicht überschritten haben				
Industrie	Konstanter Bedarf				
Lastflusszusagen	Berücksichtigung von Lastflusszusagen (LFZ) für den kontrahierten Zeitraum und damit keine Fortschreibung von nicht kontrahierten LFZ				
Historische Unterbrechungen	Analyse der historischen Unterbrechungen unter Einbeziehung sämtlicher Unterbrechungen von Oktober 2010 bis einschließlich September 2014 und Ermittlung des hieraus ableitbaren langfristigen Kapazitätsbedarfs				

Quelle: Entscheidung der BNetzA vom 06.11.2014 (Az. 8615-NEP Gas 2015 – Bestätigung Szenariorahmen), Layout angepasst

# Modellierung der Fernleitungsnetze

## H-Gas-Leistungsbilanz: Annahmen

### Hintergrund:

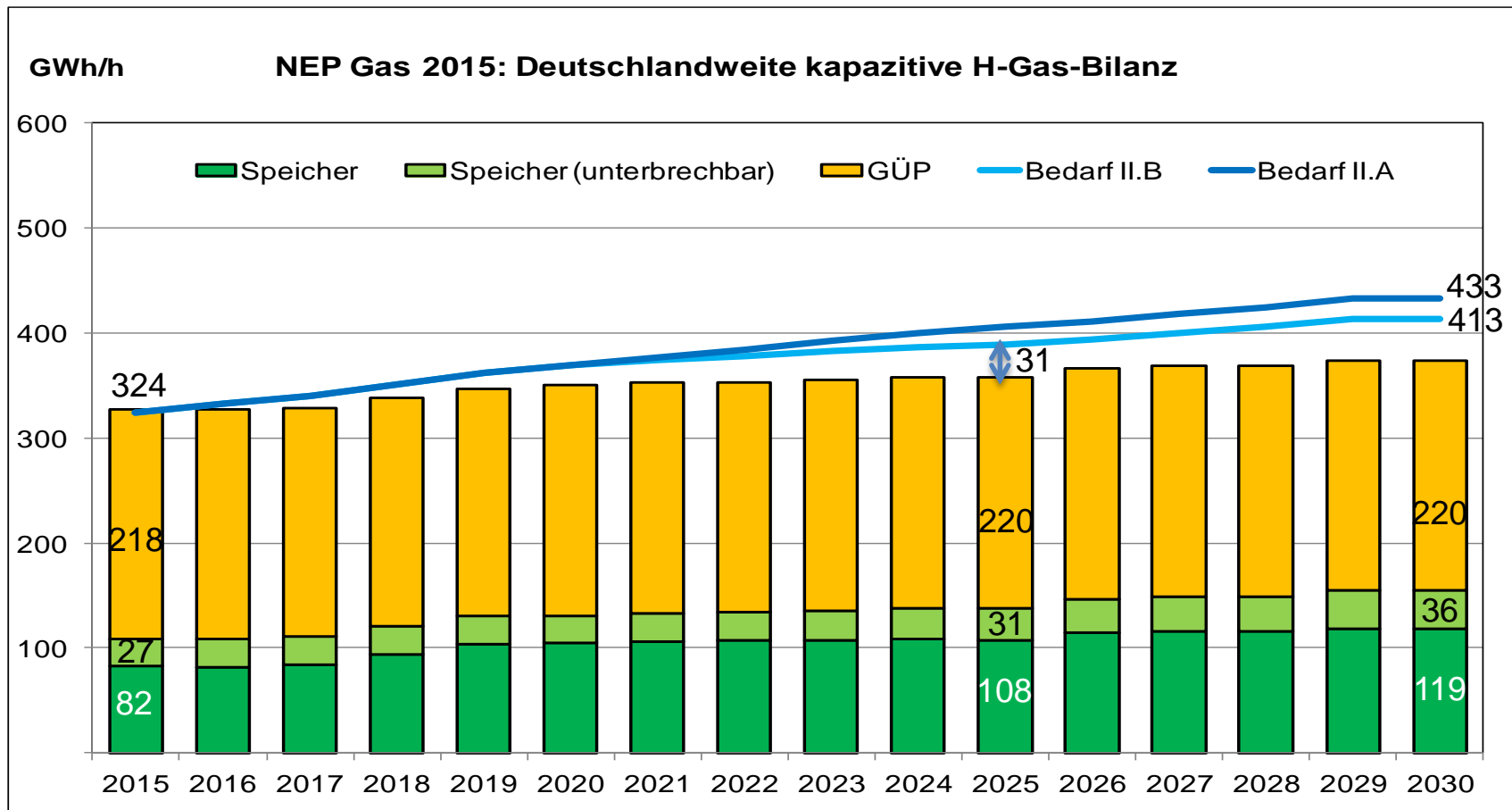
- Untersuchung, ob genügend H-Gas-**Entry-Leistung** (GÜP, Speicher) zur Deckung des **Exit-Bedarfs** der Modellierungsvarianten zur Verfügung steht

### Annahmen:

- **Grenzübergangspunkte:** Beschäftigung im Rahmen der TVK
- **Speicher:** saisonale Beschäftigung (Auslagerung im Spitzenlastfall) unter Berücksichtigung der regionalen Versorgungssituation
- **Bestandskunden/nachgelagerte Netzbetreiber:** entsprechend den Modellierungsvarianten
- **Zusätzlicher Kapazitätsbedarf:** entsprechend den Modellierungsvarianten
- **Umstellungen von L-Gas-Gebieten:** als erwartete H-Gas-Abnahme

# Modellierung der Fernleitungsnetze

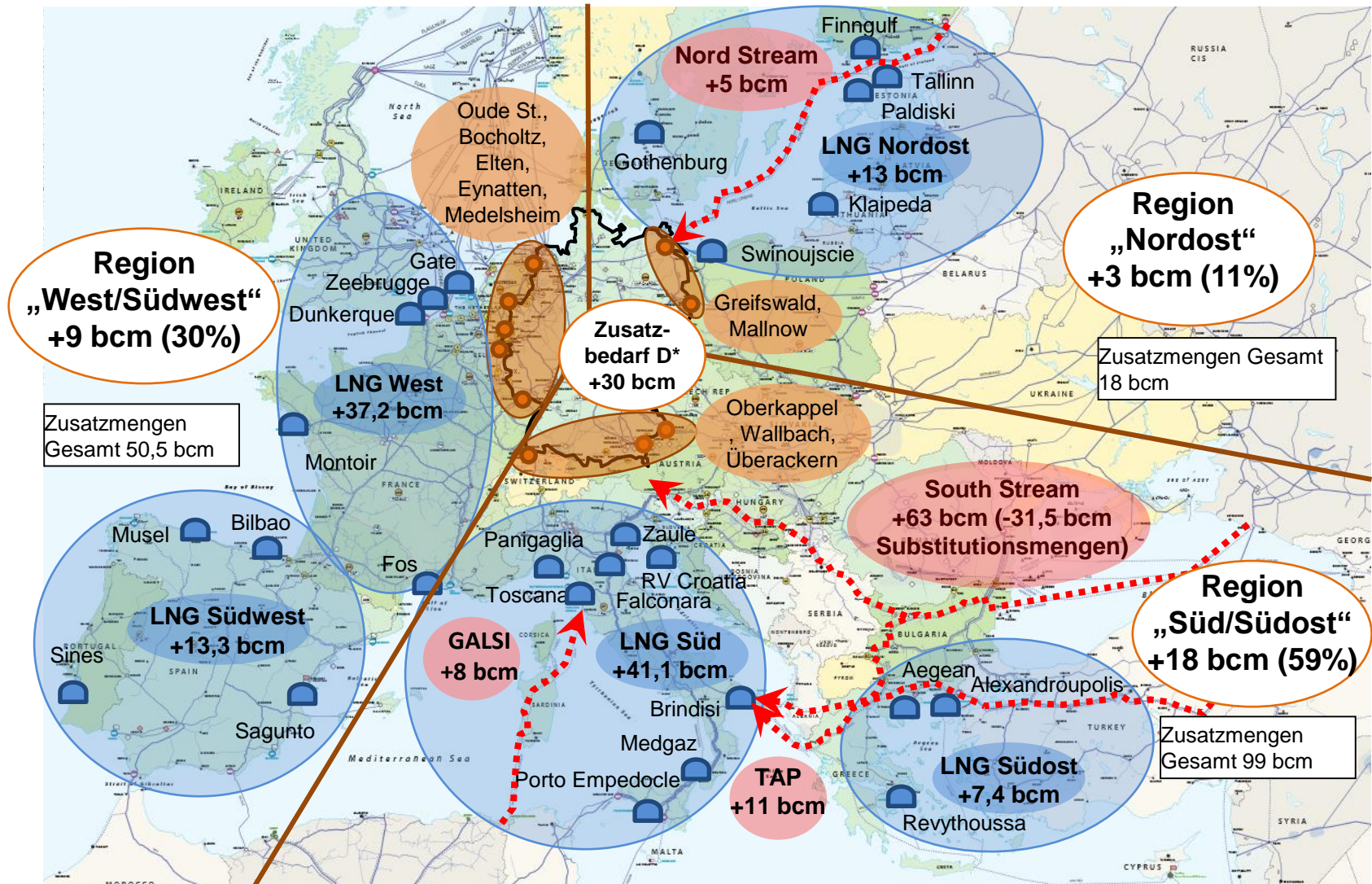
## H-Gas-Leistungsbilanz: Ergebnis



- Zusätzlicher H-Gas-Bedarf in 2025: 31 GW (II.B) bzw. 48 GW (II.A)
- Deckung des Zusatzbedarfs gemäß H-Gas-Quellenverteilung

# Modellierung der Fernleitungsnetze

## H-Gas-Leistungsbilanz: Quellenverteilung



# Modellierung der Fernleitungsnetze

## H-Gas-Leistungsbilanz: Zusatzbedarf II.B

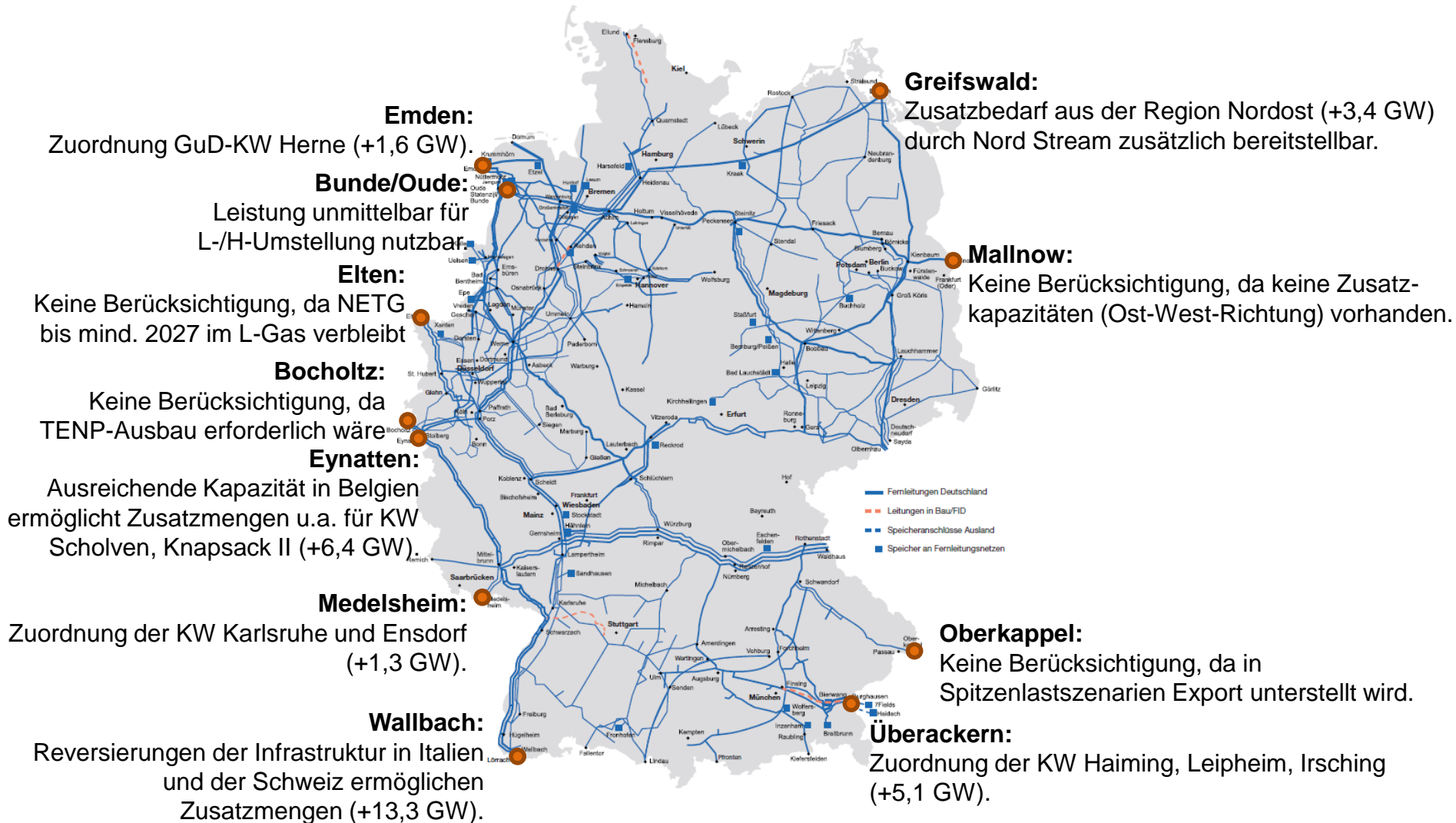
Angaben in GWh/h	2020		2025		
	GASPOOL	NCG	GASPOOL	NCG	
<b>Zusatzbedarf nach Variante II.B</b>	<b>5,3</b>	<b>20,2</b>	<b>0,2</b>	<b>30,8</b>	
Zusätzliche Kapazitäten über Quellenverteilung aus Szenariorahmen:					
Nordost 11 %	Greifswald	2,8	-	3,4	-
	Bunde/ Oude	2,5	-	0,0	-
West/ Südwest 30 %	Eynatten	-	2,2	-	6,4
	Medelsheim	-	1,3	-	1,3
	Emden	-	1,6	-	1,6
Süd/ Südost 59 %	Wallbach	-	10,0	-	13,3
	Überackern	-	5,1	-	5,1
Austausch zwischen den Marktgebieten in Drohne		0,0	0,0	-3,2	3,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



# Modellierung der Fernleitungsnetze

## H-Gas-Leistungsbilanz: Erläuterung des Zusatzbedarfs an GÜPs\*



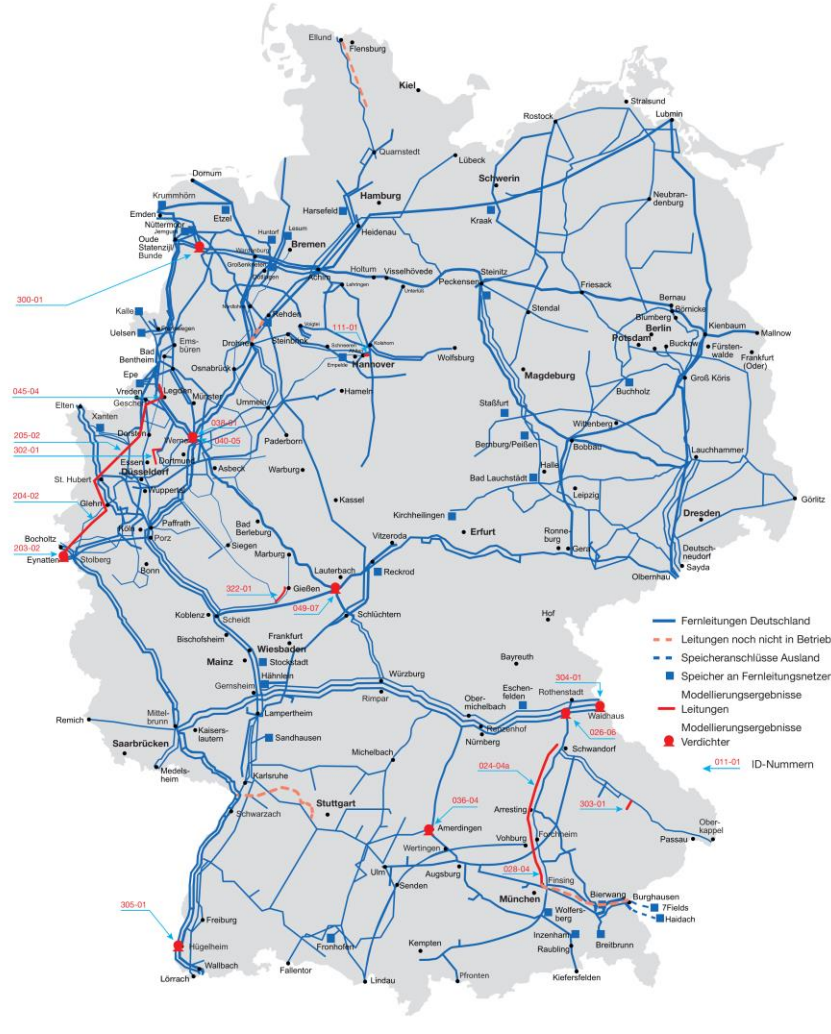
\* Angegebene Daten beziehen sich auf das Jahr 2025



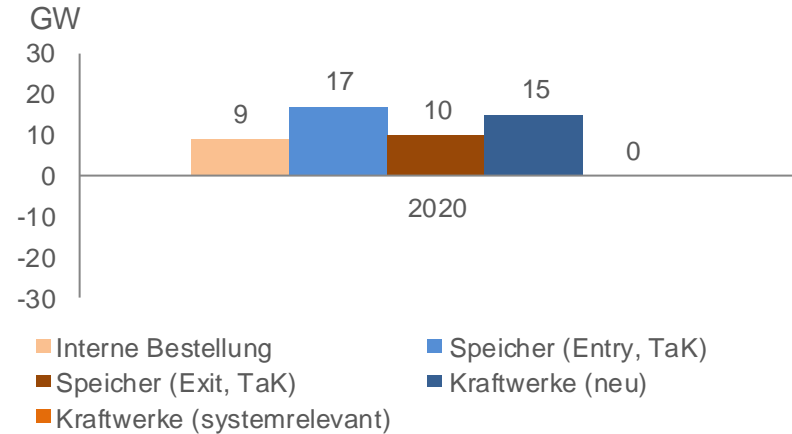
# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Ergebnisse der Modellierung: Variante II.A/II.B bis 2020

### Ausbaumaßnahmen II.A/ II.B bis 2020



### Geänderte Anforderung 2020



### Modellierungsergebnisse bis 2020

#### Verdichterstationen:

■ 217 MW

#### Leitungsbau:

■ 434 km

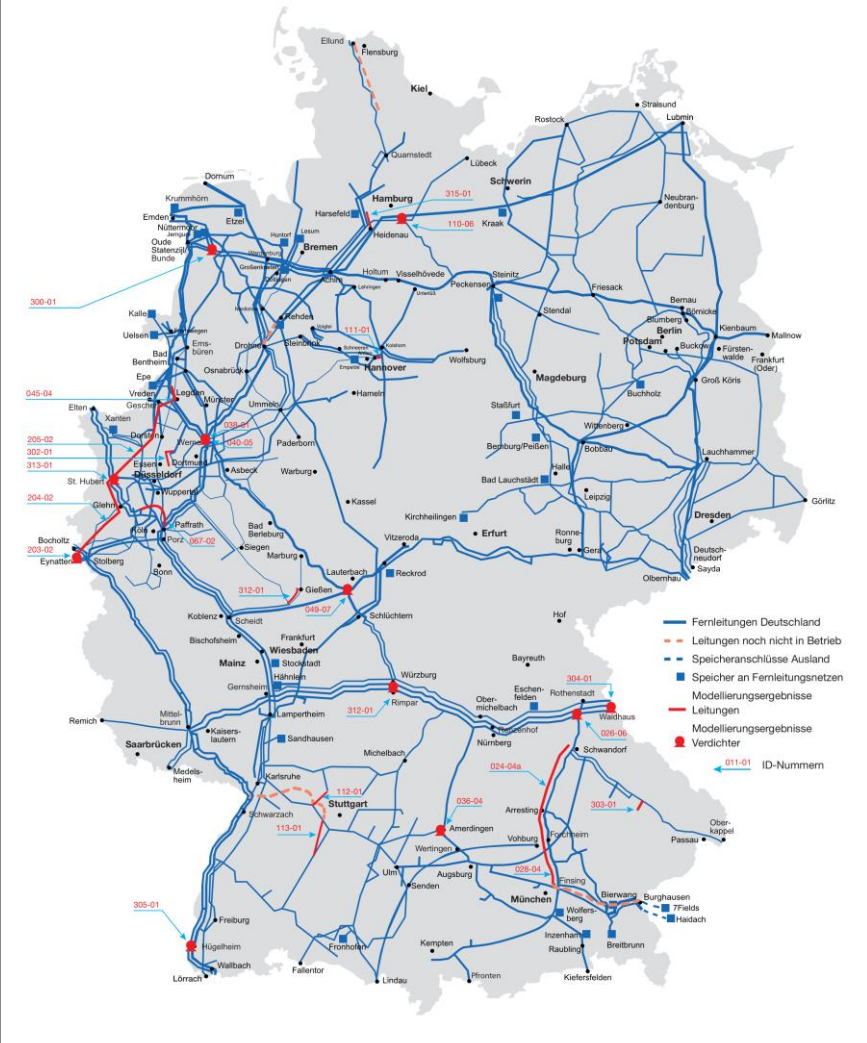
#### Kosten:

■ 2,0 Mrd. €

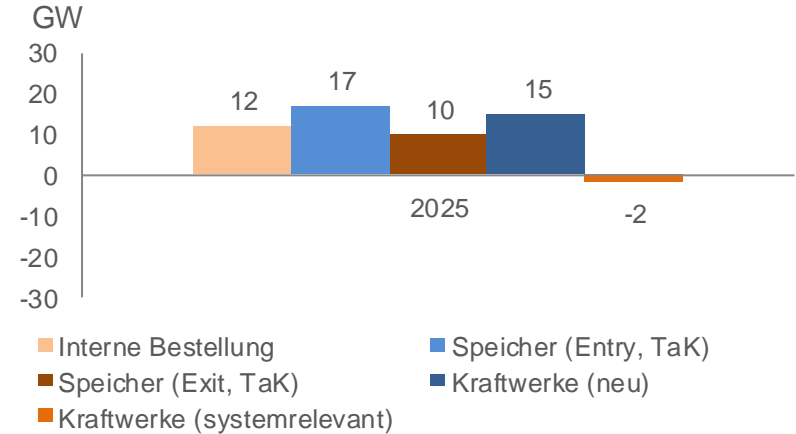
# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Ergebnisse der Modellierung: Variante II.A bis 2025

### Ausbaumaßnahmen II.A bis 2025



### Geänderte Anforderung 2025



### Modellierungsergebnisse bis 2025

#### Verdichterstationen:

- 332 MW

#### Leitungsbau:

- 569 km

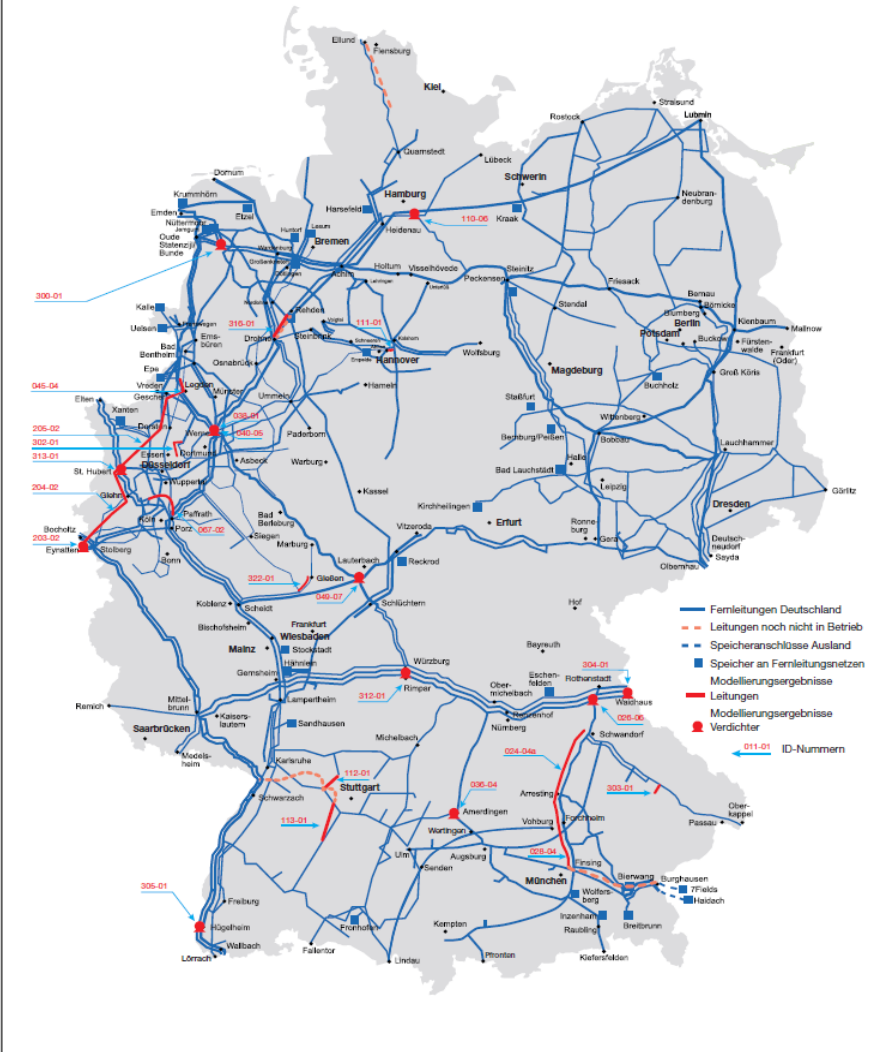
#### Kosten:

- 2,7 Mrd. €

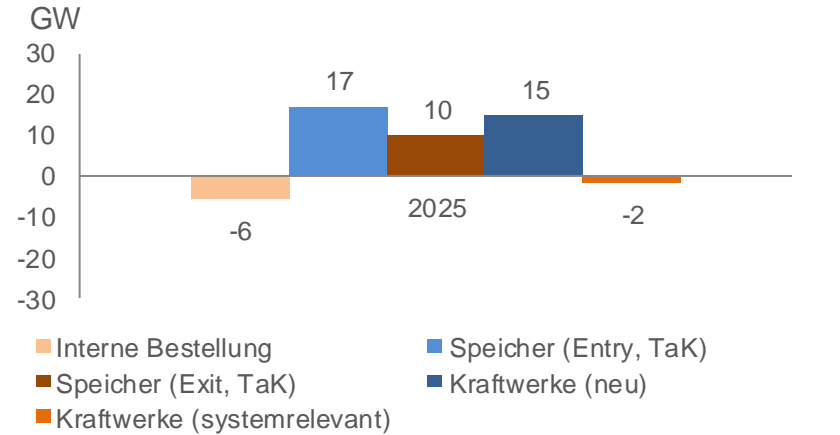
# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Ergebnisse der Modellierung: Variante II.B bis 2025

### Ausbaumaßnahmen II.B bis 2025



### Geänderte Anforderung 2025



### Modellierungsergebnisse bis 2025

#### Verdichterstationen:

■ 332 MW

#### Leitungsbau:

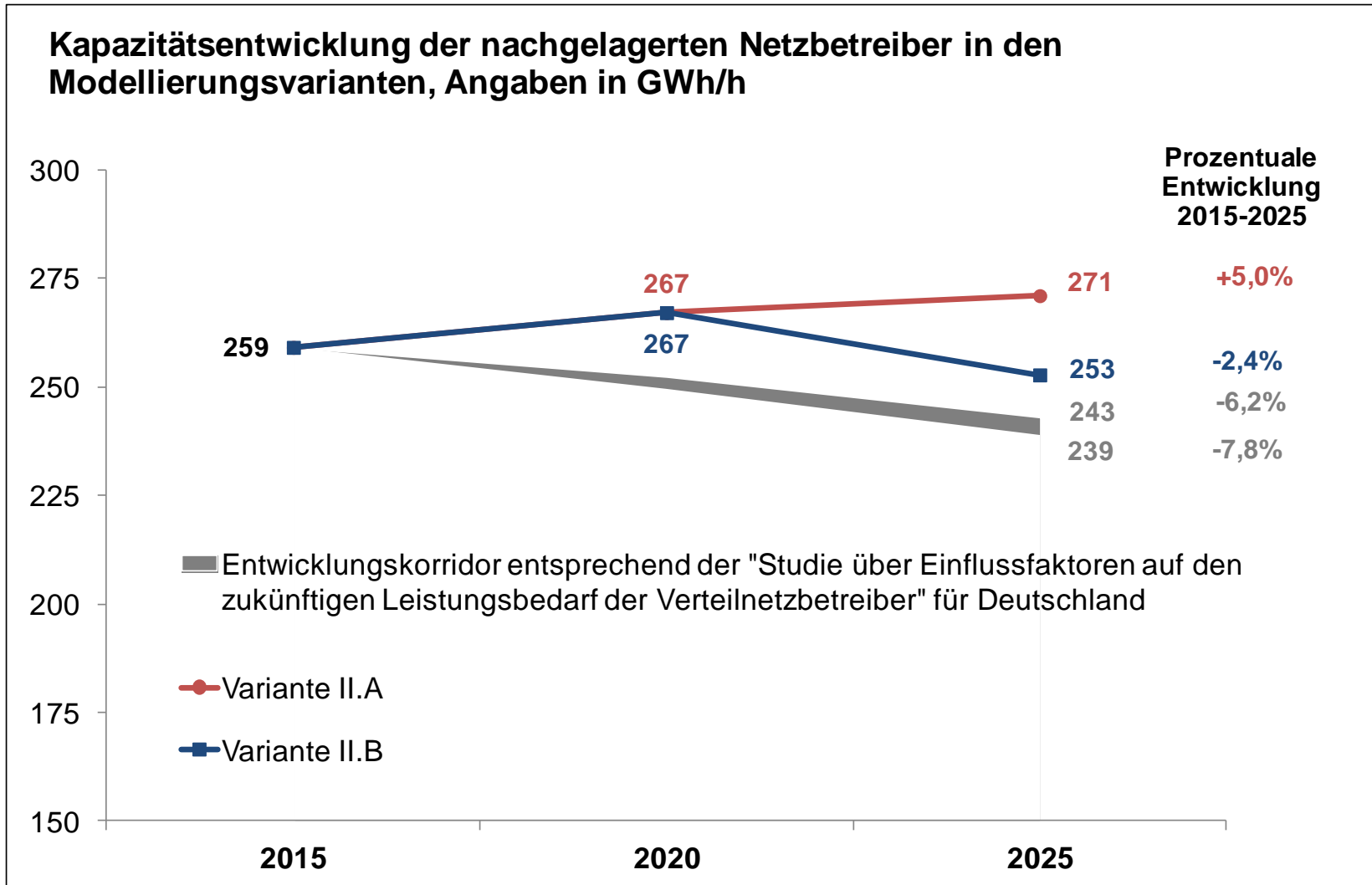
■ 559 km

#### Kosten:

■ 2,7 Mrd. €

# Modellierung der Fernleitungsnetze

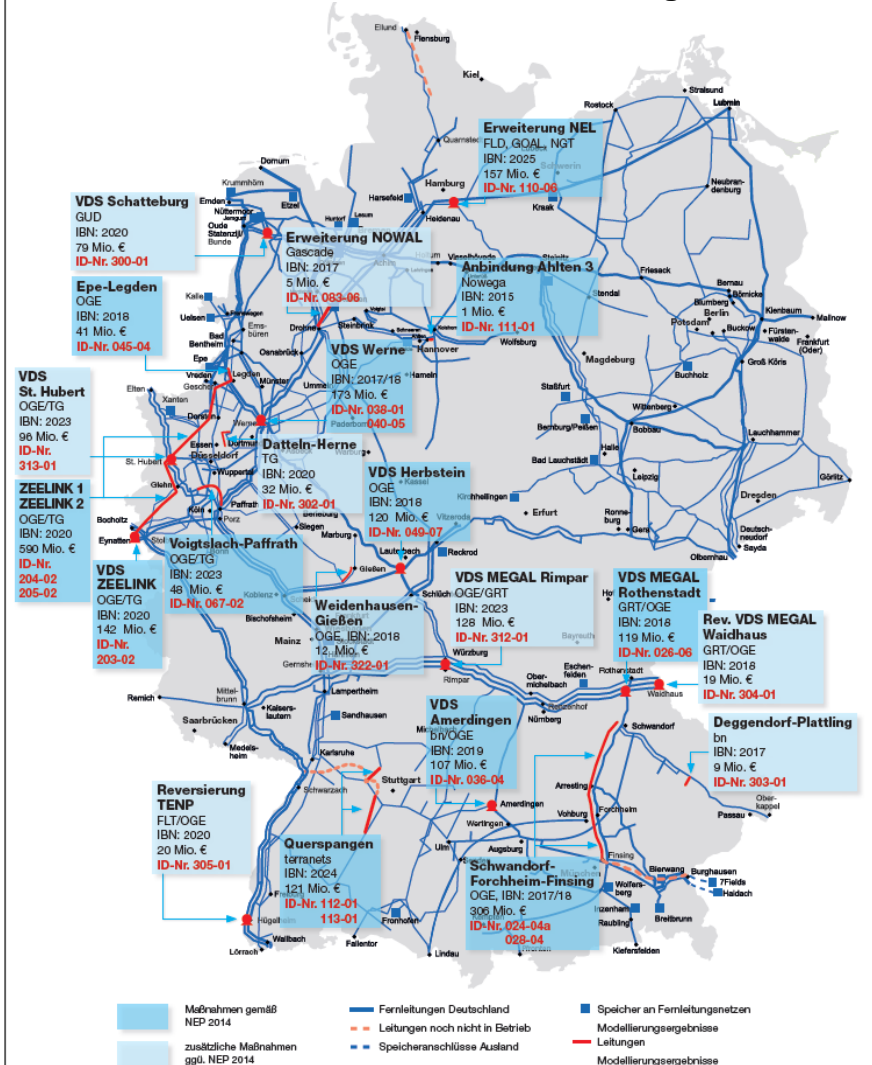
## Netzausbauvorschlag NEP Gas 2015 (1)



# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Netzausbauvorschlag NEP Gas 2015 (2)

### Ausbaumaßnahmen Netzausbauvorschlag NEP 2015



### Vergleich mit NEP 2014

#### Leitungen und Verdichteranlagen gemäß NEP Gas 2014

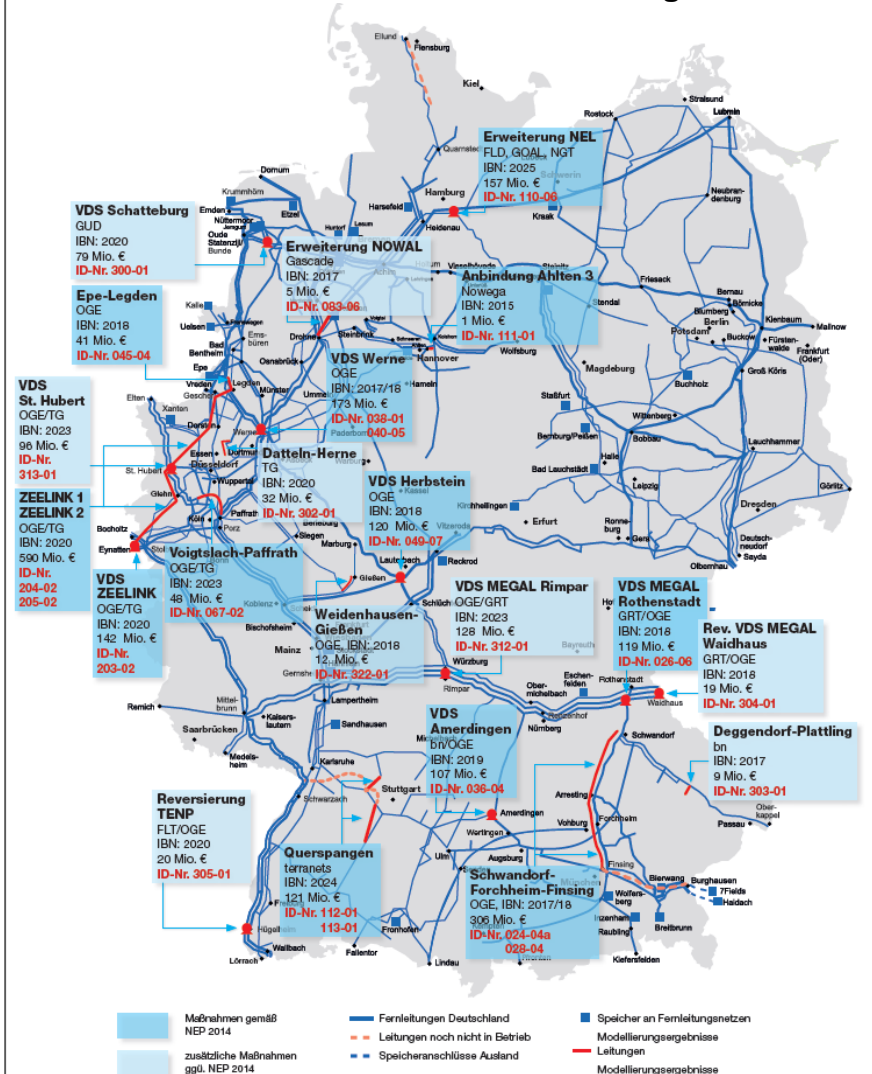
- Erweiterung NEL
- Anbindung Ahlten 3
- Leitung Epe-Legden
- VDS Werne
- ZEELINK 1
- ZEELINK 2
- VDS ZEELINK
- Leitung Voigtlach-Paffrath
- VDS Herbstein
- VDS Rothenstadt
- VDS Amerdingen/ Wertingen
- Querspange Pforzheim-Raum Bietigheim
- Querspange Leonberg-Raum Reutlingen
- Leitung Schwandorf-Forchheim
- Leitung Forchheim-Finsing



# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Netzausbauvorschlag NEP Gas 2015 (3)

### Ausbaumaßnahmen Netzausbauvorschlag NEP 2015



### Vergleich mit NEP 2014

#### Zusätzliche Leitungen und Verdichteranlagen ggü. NEP Gas 2014

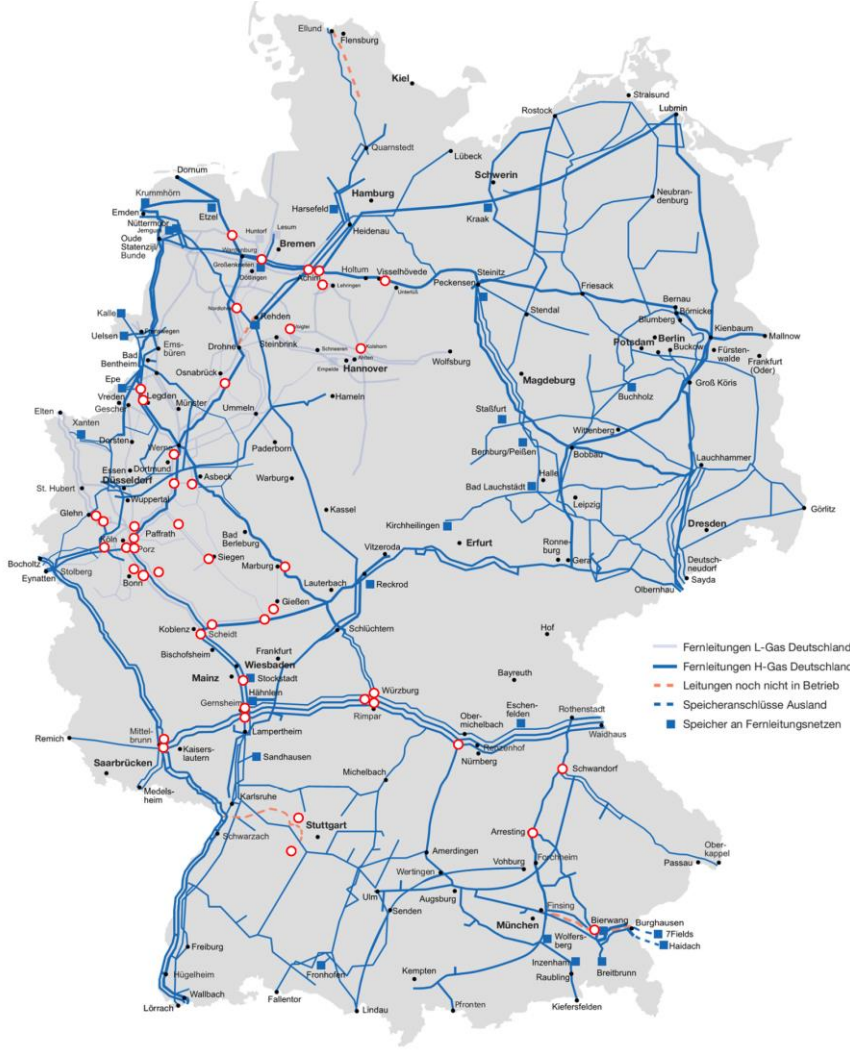
- VDS Schatteburg
- Erweiterung NOWAL
- VDS St. Hubert
- Leitung Datteln-Herne
- Leitung Weidenhausen-Gießen
- VDS MEGAL Rimpar
- Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus
- Leitung Deggendorf-Plattling
- Reversierung TENP
- VDS MEGAL Rimpar, Fahrwegserweiterung
- Leitung Schlüchtern-Rimpar, Druckanhebung



# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Netzausbauvorschlag NEP Gas 2015 (4)

### GDRM-Anlagen Netzausbauvorschlag NEP 2015



### Vergleich mit NEP 2014

#### GDRM-Anlagen gemäß NEP Gas 2014

- GDRM-Anlagen:  
Ganderkesee, Achim, Nordlohne, Hilter, Legden, Marburg, Rechtenbach, Mittelbrunn, Gernsheim, Rimpf, Obermichelbach, Raum Pforzheim-Bietigheim, Raum Leonberg-Reutlingen, Schwandorf, Arresting
- Umstellung auf H-Gas:  
Walsrode/ Fallingb., Luttum bis Wolfsburg, Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz, Bremen/ Achim/ Delmenhorst

#### Zusätzliche GDRM-Anlagen gegenüber NEP Gas 2014

- Umstellung auf H-Gas: Bergheim 1
- Schieberanlagen:  
Oberaden, Ergste, Neukirchen, Horrem, Paffrath, Niederpleis, Rauschendorf
- GDRM-Anlagen:  
Überspeisung Embsen, Wiefelstede, Epe, Asbeck, Marienheide, Paffrath, Porz, Elsdorf, Niederschelden, Weidenhausen, Langenscheid, Scheidt, Mittelbrunn, Leeheim, Gernsheim, Reichertsheim, Siegwiesen

# Modellierung der Fernleitungsnetze

## Netzausbauvorschlag NEP Gas 2015 (5)

### Investitionsvolumina bis 2020 bzw. 2025



\* Maßnahmen des NEP Gas 2014 im Startnetz

### Fazit

- FNB schlagen Netzausbaumaßnahmen mit einem Investitionsvolumen von rund **2,8 Mrd. €** bis zum Jahr 2020 und **3,5 Mrd. €** bis zum Jahr 2025 vor
- Darin sind **Startnetz**-Maßnahmen aus dem NEP Gas 2014 mit einem Investitionsvolumen von rund 0,8 Mrd. € enthalten
- Grundlage: **Modellierungsvariante II.B**
- FNB sehen vorgeschlagene **Maßnahmen des NEP Gas 2014** durch die Ergebnisse des NEP Gas 2015 im Wesentlichen **bestätigt**

# Ausblick Szenariorahmen 2016

## Modellierung des Kapazitätsbedarfs der VNB

### Aktueller Sachstand:

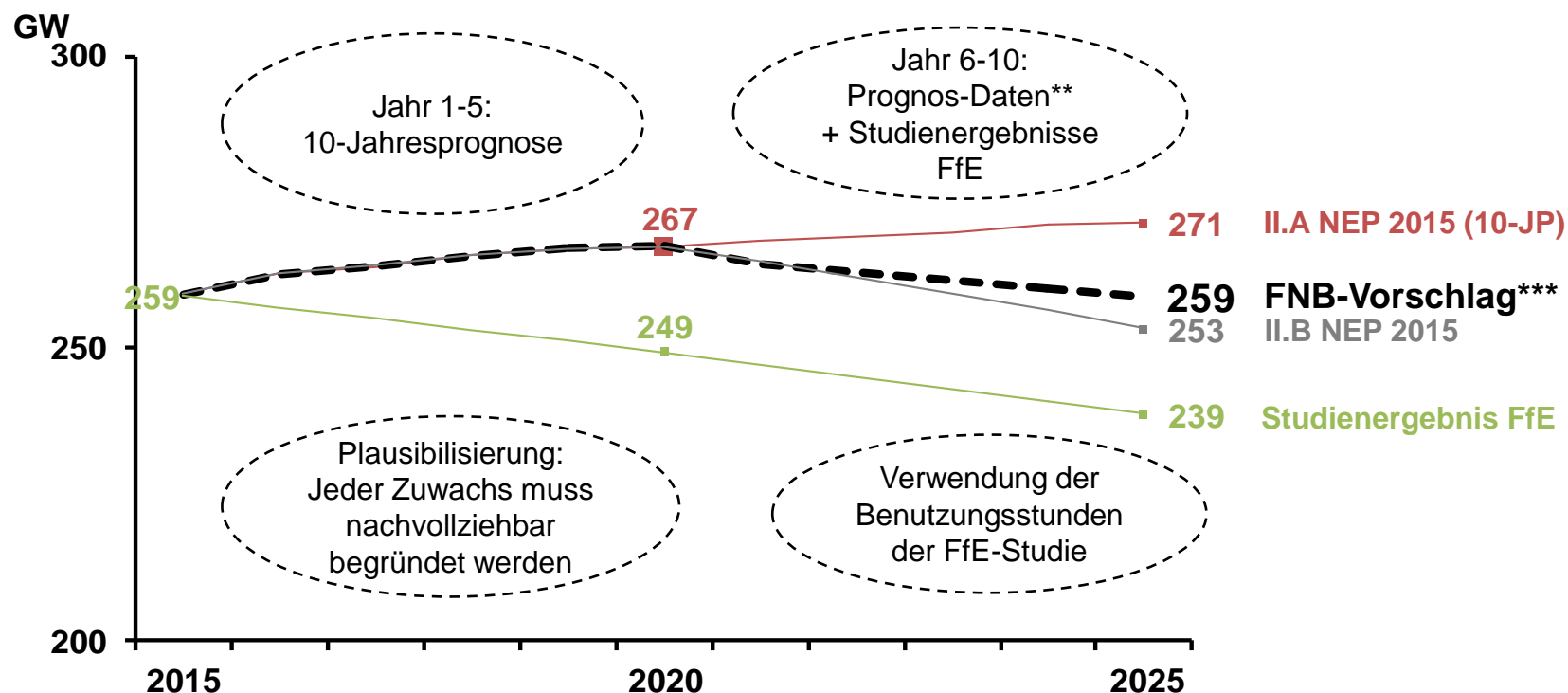
- **Studienergebnis FfE:**
  - Deutschlandweiter Leistungsrückgang sowohl in den Jahren 1-5 als auch in den Jahren 6-10 zu erwarten (6-8%)
  - Regionale Unterschiede vorhanden
- **Arbeitsgruppe** Verbände (BDEW/VKU/Geode), FNB, VNB wird fortgeführt
  - Konstruktive Zusammenarbeit
  - EXCEL-Tool wird von FfE modifiziert und ggf. von den Verbänden zur IB/LFP 2016 ausgerollt - verpflichtende Nutzung nicht vorgesehen
- **Anpassung Plausibilisierung:**
  - Bisheriges „10%-Kriterium“ (Plausibilisierung bei Zuwächsen > 10% in 5 Jahren) passt nicht zu den Studienergebnissen (=Leistungsrückgang)

- **Studienergebnisse** sollten im NEP 2016 **berücksichtigt** werden
- Im NEP 2016 sollte **nur eine VNB-Variante** modelliert werden

# Ausblick Szenariorahmen 2016

## Modellierungsvarianten des Kapazitätsbedarf der VNB\*

FNB-Vorschlag zur Modellierung des Kapazitätsbedarfs der VNB im NEP 2016



\* Datenbasis: NEP 2015.

\*\* Regionalisierter Gasbedarf auf Kreisebene gemäß Energiereferenzprognose.

\*\*\* Auswirkung der Verwendung aktualisierter Benutzungsstunden (FfE-Studie) am Beispiel des NEP 2015.

- Jahr 1-5: Verwendung **der plausibilisierten 10-JP** der Verteilnetzbetreiber
- Jahr 6-10: Verwendung der Studienergebnisse (aktualisierte **Benutzungsstunden**)

# 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](mailto:info@fnb-gas.de)

[www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de)