



NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS

der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Gas 2012

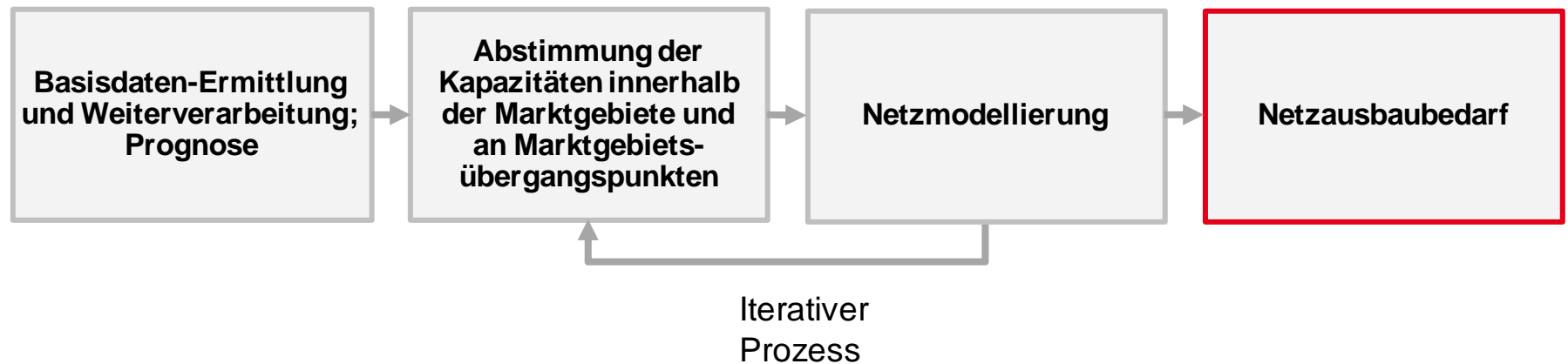
Methode und Ergebnisse

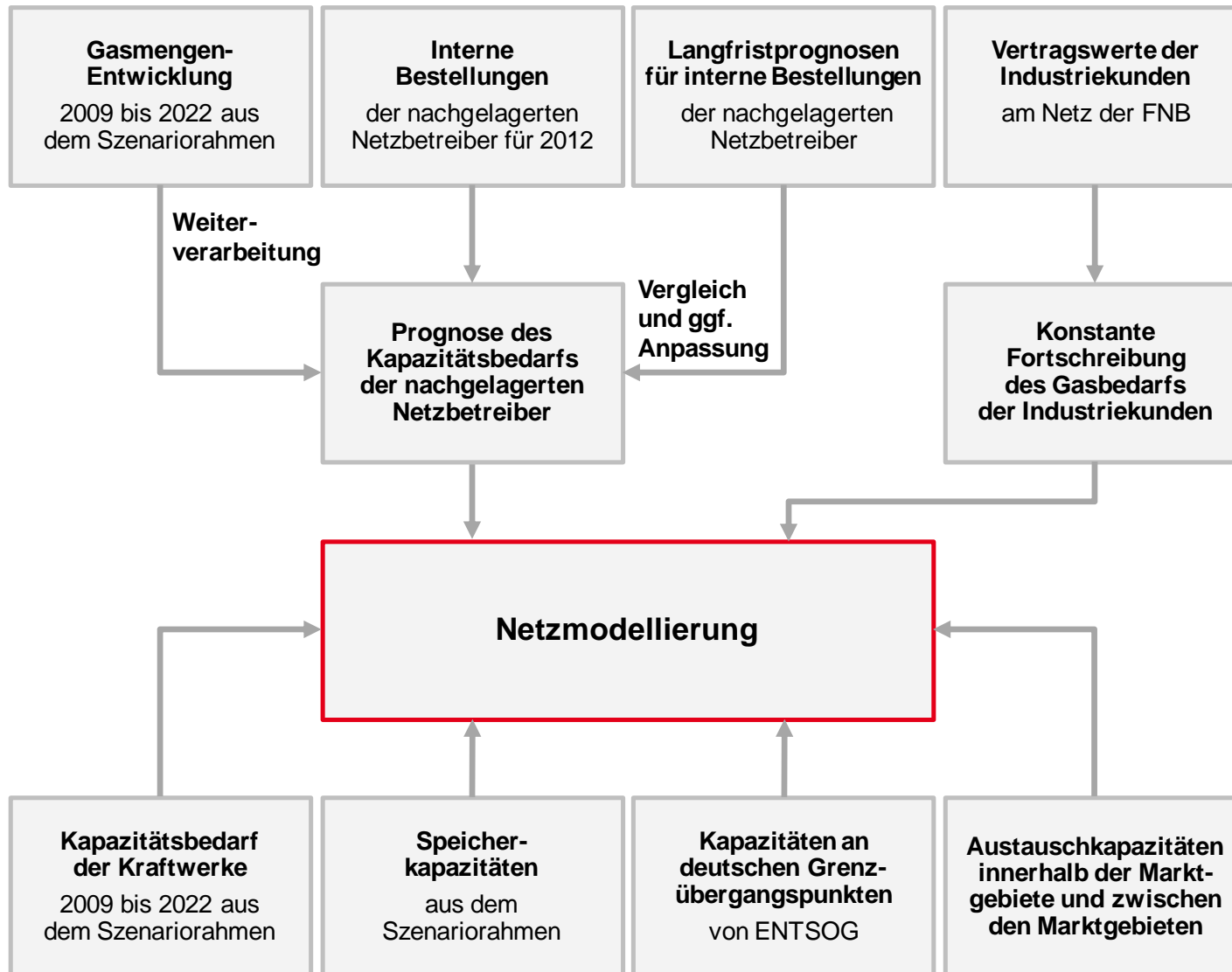
29. Februar 2012

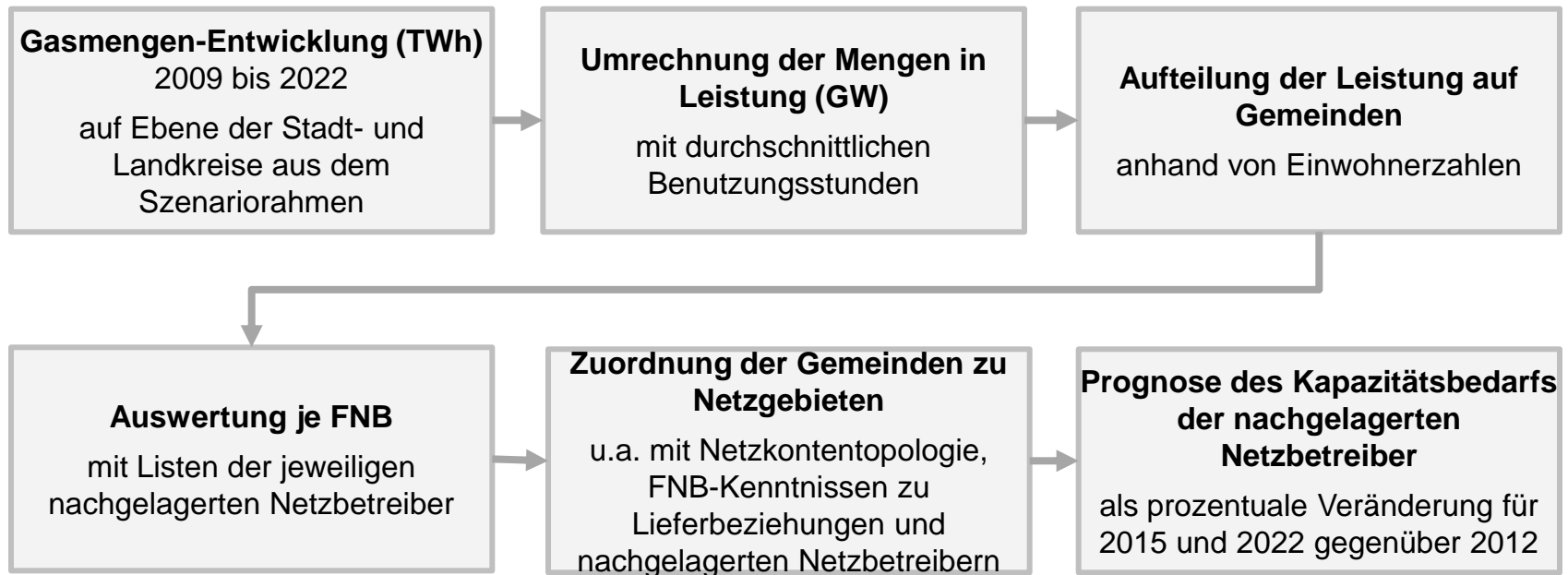


Methode und Ergebnisse

- **Allgemeines Vorgehen beim NEP (*Modellierung*)**
- Beispiel der Modellierung (H-Gas Nord)
- Ergebnisse Szenario II
 - 2015
 - 2022
- Ergebnisse Szenario I
- Szenarien zur Versorgungssicherheit
 - H-Gas
 - L-Gas
- Power-to-Gas
- Projektlaufzeiten
- (L-Gas Bilanz)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle



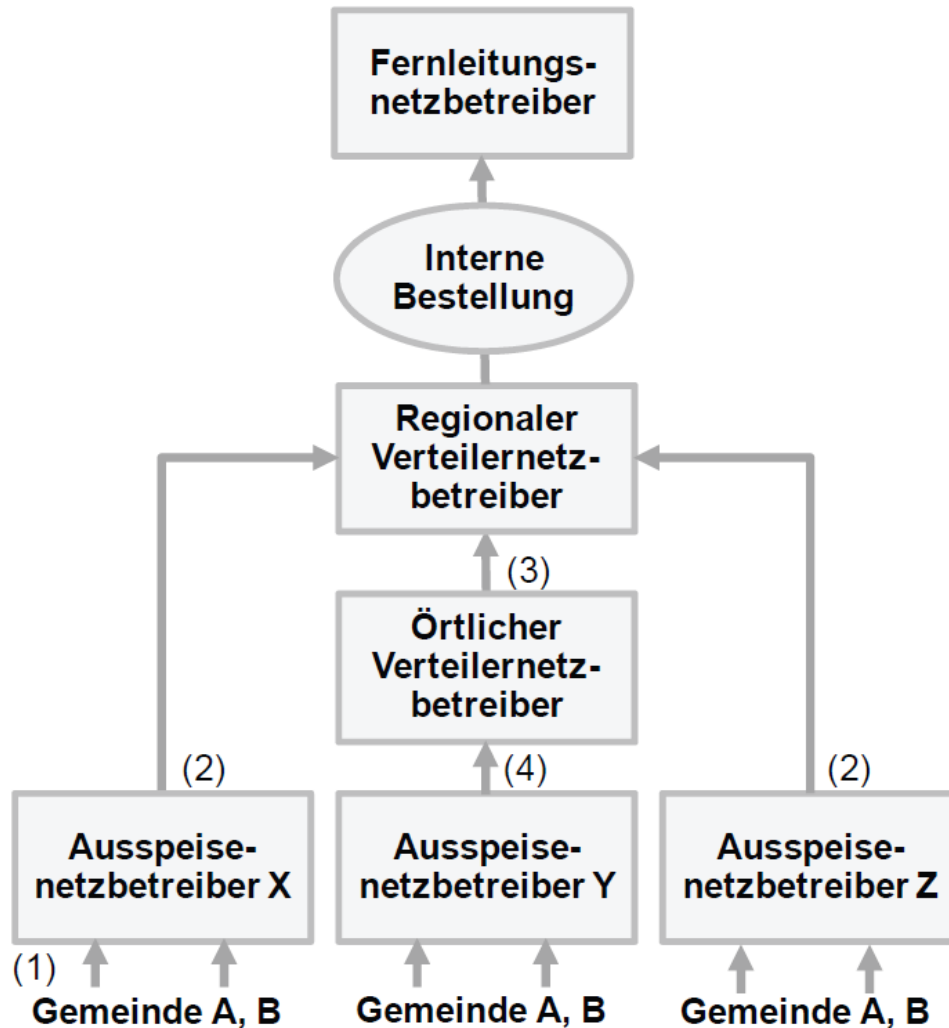




Angenommene Benutzungsstunde zur Umrechnung des Gasbedarf in Leistung

Sektor	Durchschnittliche Benutzungsstunden	Quelle/ Erläuterung
Haushalte	2.420	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
GHD	2.560	Berechnung auf Basis repräsentativer Standardlastprofile nach einem Gutachten der TU München 2005 [BGW/ VKU 2007]
Industrie	4.000	Ansatz auf Basis von Auswertungen der Fernleitungsnetzbetreiber
Verkehr	5.500	Ableitung über eigene Abschätzung der jährlichen Benutzungstage (Bd/a) sowie der täglichen Benutzungsstunden (Bh/d) von Erdgastankstellen
Biogas	8.760	Annahme einer konstanten Biogaseinspeisung

Beispiel zur Datenverarbeitung und Prognose des Kapazitätsbedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber



- Aus der Lutum +Tappert-Datenbank ist die **Zuordnung der Gemeinden zu den Ausspeisenetzbetreibern** bekannt (1).
- Aus den **Netzkontentopologien** der Marktgebietsverantwortlichen sind die Lieferketten (2), (3) und (4) bekannt.
- Aus diesen Informationen ergibt sich durch **Summenbildung** die Mengen- und Leistungsentwicklung der Ausspeisenetzbetreiber.
- Aus der Leistungsentwicklung lassen sich Zuwächse oder Rückgänge als **relative Veränderungen** ermitteln.
- Die **interne Bestellung des Jahres 2012** wird mit diesen relativen Veränderungen fortgeschrieben.



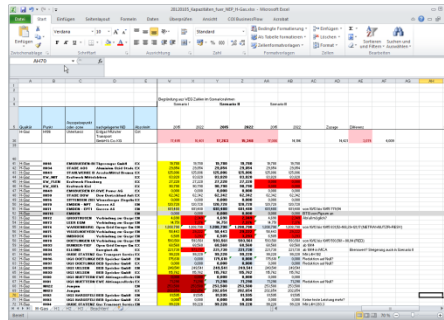
- (1) Ein nachgelagerter Netzbetreiber versorgt laut Lutum+Tappert-Gemeindedatenbank und Netzkontentopologie Gemeinden in
 - Teilen des Kreises A und
 - Teilen des Kreises B.
 - (2) Die Anteile der vom Netzbetreiber versorgten Gemeinden an den beiden Kreisen berechnen sich über Einwohnerzahlen.
 - (3) Diese Anteile werden mit der Leistungsentwicklung der beiden Kreise – welche sich aus dem Szenariorahmen ableitet – multipliziert.
 - (4) Die internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber für 2012 werden mit den sich aus (3) ergebenden prozentualen Leistungsveränderungen bis 2022 fortgeschrieben.
- Insgesamt wird damit für die Prognose des Kapazitätsbedarfs des nachgelagerten Netzbetreibers im Rahmen des NEP 2012 eine adäquate Berücksichtigung der beiden Kreise sichergestellt.

Methode und Ergebnisse

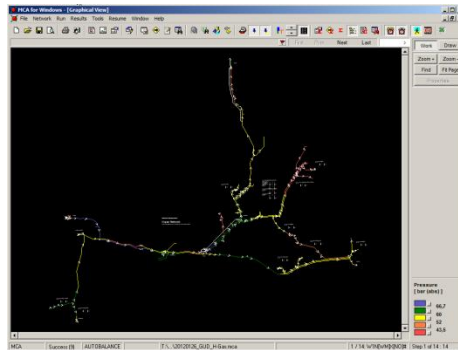
- Allgemeines Vorgehen beim NEP (Modellierung)
- **Beispiel der Modellierung (H-Gas Nord)**
- Ergebnisse Szenario II
 - 2015
 - 2022
- Ergebnisse Szenario I
- Szenarien zur Versorgungssicherheit
 - H-Gas
 - L-Gas
- Power-to-Gas
- Projektlaufzeiten
- (L-Gas Bilanz)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle

- 2 neue Gaskraftwerke (+1,3 GW)
- Erhöhte interne Bestellleistung
 - nachgelagerte Speicher planerisch nicht mehr zur Spitzenlastabdeckung eingesetzt
- +3,2 GW in 2015
- +2,1 GW in 2022
- Erhöhte Exportkapazität in
- Richtung Dänemark (+4 GW)

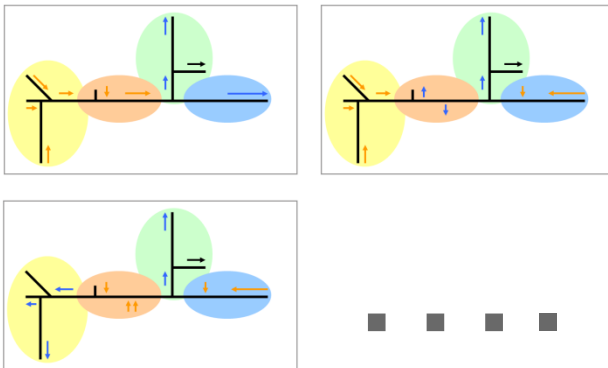




- Zusammenstellung der Daten



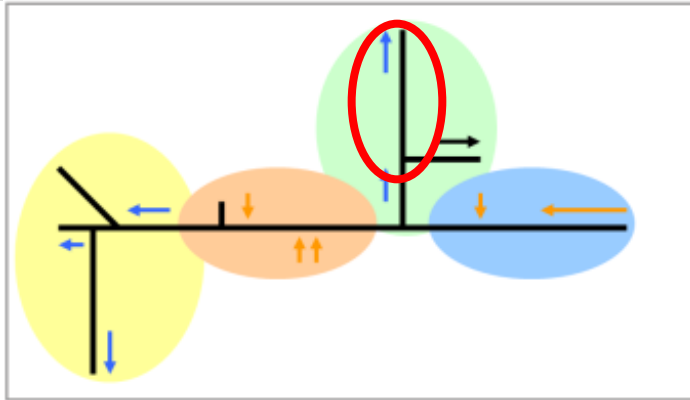
- Aufdatung des Simulationswerkzeugs



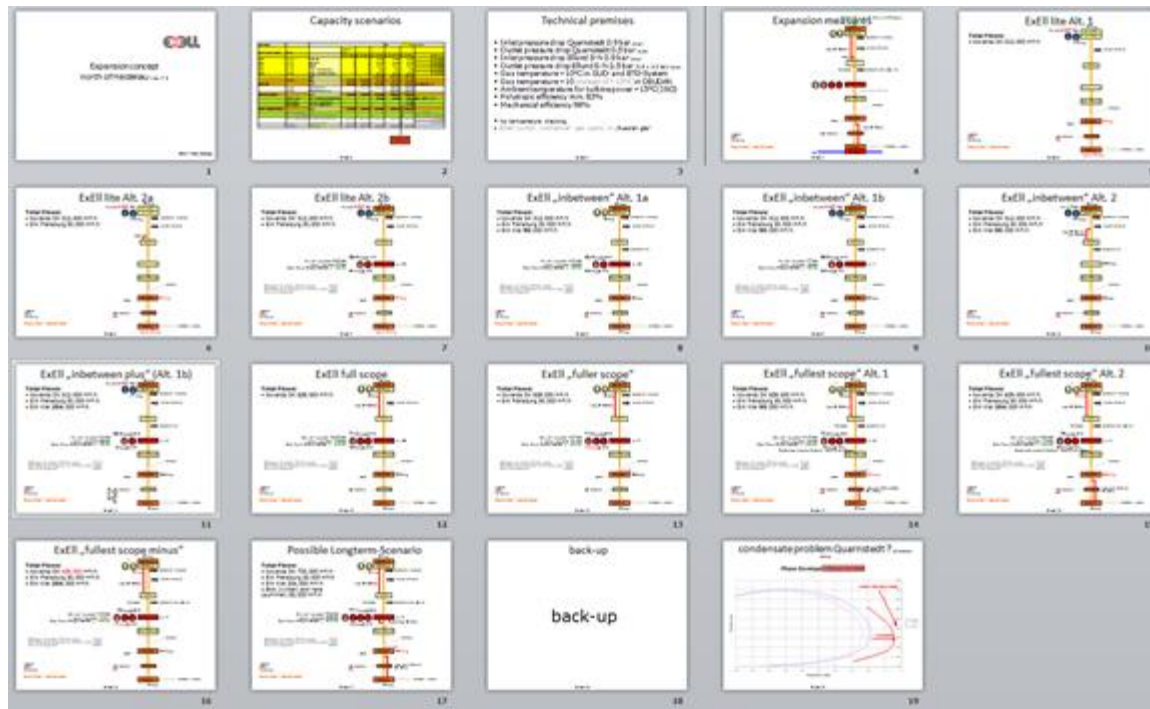
2 x

...

- Überprüfung der Last-Szenarien



- Identifikation Engpass: *Winter 3 (MO->WN)*



- Untersuchung verschiedener Lösungsvarianten

ExEl „inbetween“ Alt. 1a

Total Flows:

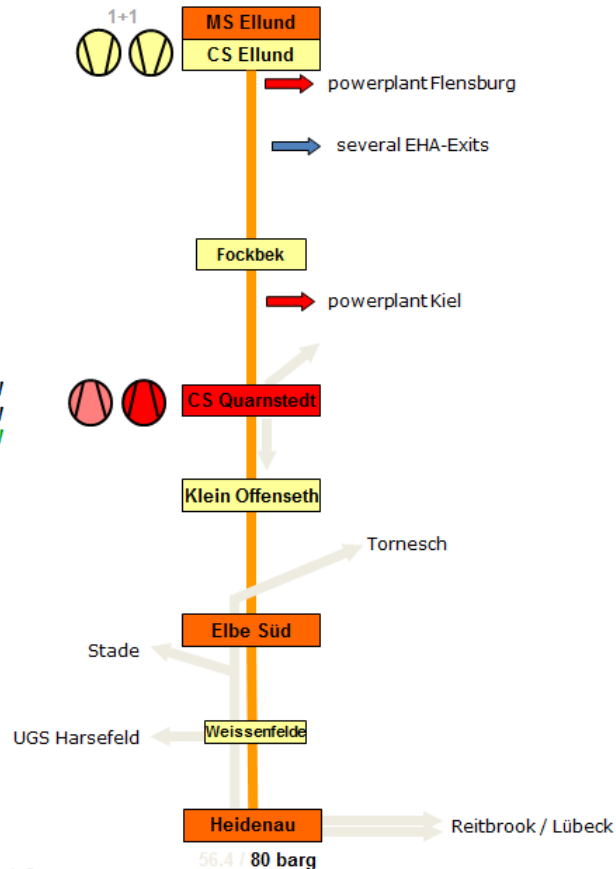
- towards DK 312,000 m³/h
- SW Flensburg 30,000 m³/h
- SW Kiel 100,000 m³/h

1+1, „net“ req. power ~4.5 MW
„gross“ req. power 4.8 MW
e.g. 7 MW Class Compressor (each 7.69 MW_{ISO}) = 7.69 MW

ISO power derating for CS Quarnstedt: 91.74%
ISO efficiency derating factor for CS Quarnstedt: 98.8%
Overall derating factor: 90.64%

Legend:

New
Existing
Existing, not relevant
Expanded / reconstructed



Sheet 8

- Auswahl einer Variante (Bsp. Szenario II, 2015)
- Berücksichtigung der planerischen Entwicklung bis 2022



Modellierungsergebnisse (Szenario II, 2022):

- 24 MW Verdichterleistung
- 63,5 km Leitung
- rd. 310 Mio. €

- Iteration: Besteht eine Option in Wechselwirkung mit anderen Bereichen? ✓
- Iteration: Besteht eine Option in anderen Bereichen? ✓

-> Ergebnis im NEP Entwurf

Methode und Ergebnisse

- Allgemeines Vorgehen beim NEP (Modellierung)
- Beispiel der Modellierung (H-Gas Nord)
- **Ergebnisse Szenario II**
 - 2015
 - 2022
- Ergebnisse Szenario I
- Szenarien zur Versorgungssicherheit
 - H-Gas
 - L-Gas
- Power-to-Gas
- Projektlaufzeiten
- (L-Gas Bilanz)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle

Ergebnisse bis 2015 im Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II) (Abb. 14)



- 7 neue Gaskraftwerke
(+10,7 GW)
- Niedrige interne Bestellleistung
(-2,5 GW)
- Erhöhter Austausch zwischen
den Marktgebieten (+14,4 GW)

Modellierungsergebnisse:

- 74 MW Verdichterleistung
- 194 km Leitung
- rd. 517 Mio. €

Ergebnisse 2012 bis 2022 im Raum H-Gas West/ Süd (Szenario II) (Abb. 15)



- 9 neue Gaskraftwerke (+9,8 GW)
- Niedrige interne Bestellleistung (-6,9 GW)
- Speicheranschlüsse
 - Einspeisung +16,7 GW
 - Ausspeisung +13,5 GW
- Erhöhte Importkapazitäten aus
 - Frankreich +4 GW
 - Schweiz +28 GW
- Erhöhter Austausch zwischen den Marktgebieten (+14,4 GW)

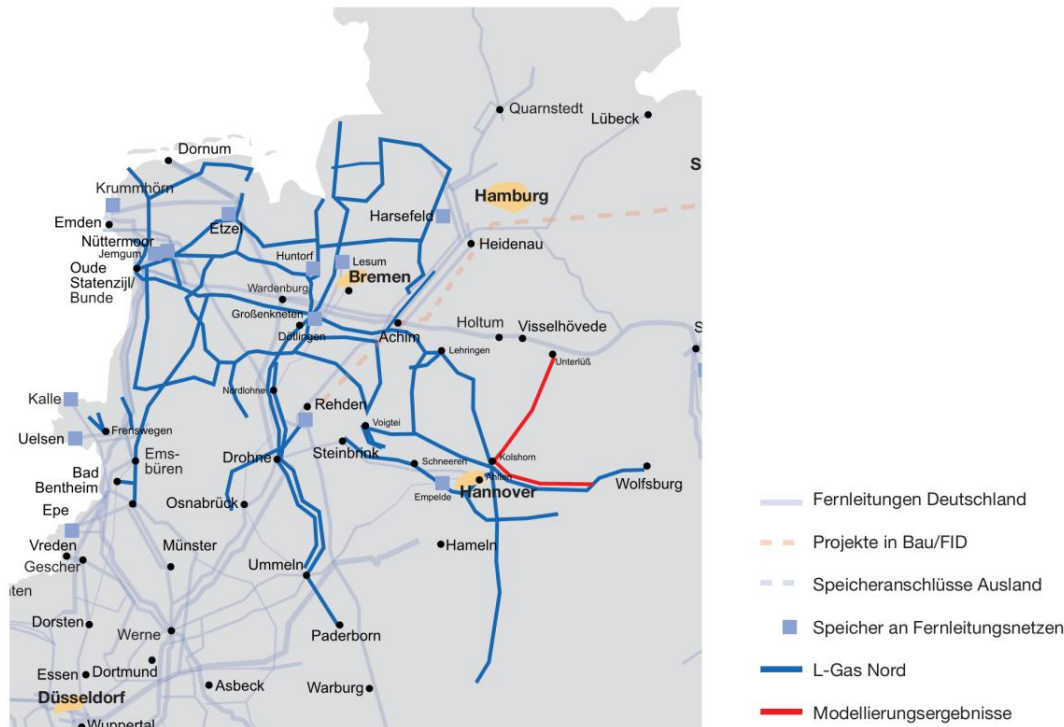
Modellierungsergebnisse:

- 259 MW Verdichterleistung
- 471 km Leitung
- rd. 1.364 Mio. €



- 5 neue Gaskraftwerke
(+2,8 GW)
- Niedrige interne Bestellleistung
-1,9 GW in 2015
-5,9 GW in 2022
- Modellierungsergebnisse:
- kein Ausbaubedarf

Einbindung des Kraftwerks bei Braunschweig im Raum L-Gas Nord (Abb. 18)



- 1 neues Gaskraftwerk (+1 GW)
- Geänderte interne Bestellleistung
 - +0,5 GW in 2015
 - 0,1 GW in 2022
- Speicheranschlüsse
 - Einspeisung +0,0 GW
 - Ausspeisung +0,6 GW
- Erhöhter Austausch zwischen Teilnetzen (+1 GW)

Modellierungsergebnisse:

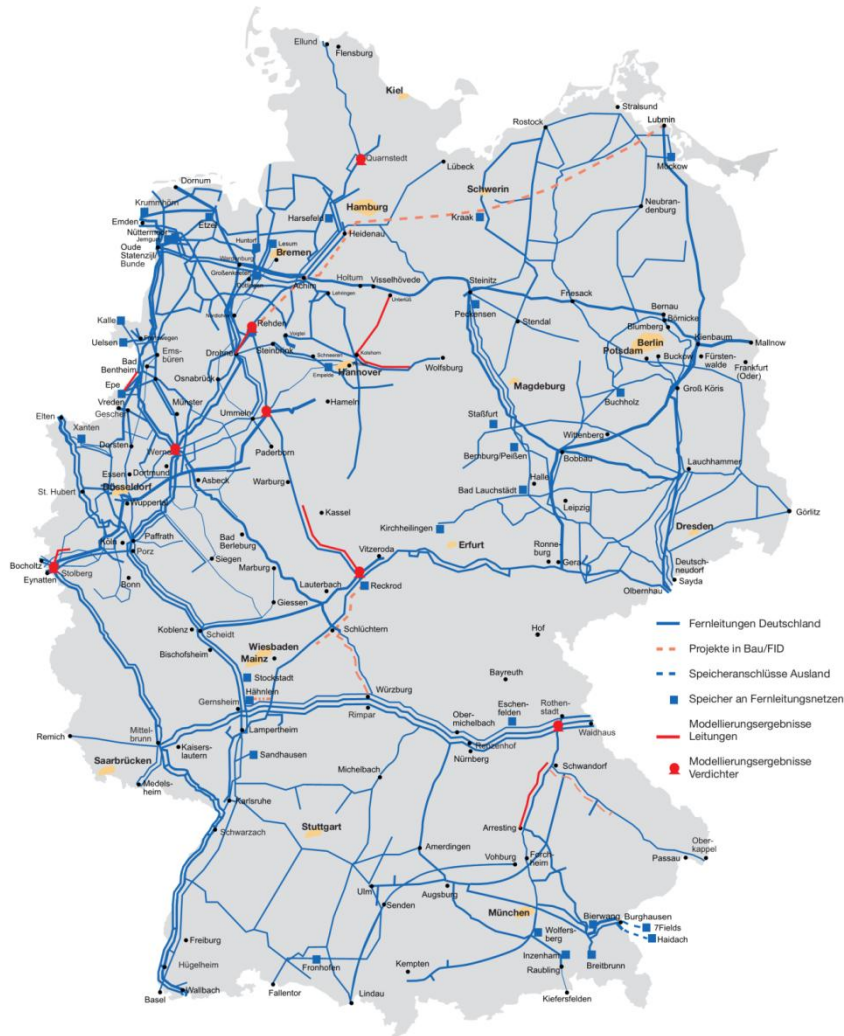
- kein Ausbaubedarf



- 2 neue Gaskraftwerke
+1,8 GW in 2015
+2,0 GW in 2022
- Niedrige interne Bestellleistung
-2,4 GW in 2015
-6,7 GW in 2022

Modellierungsergebnisse:

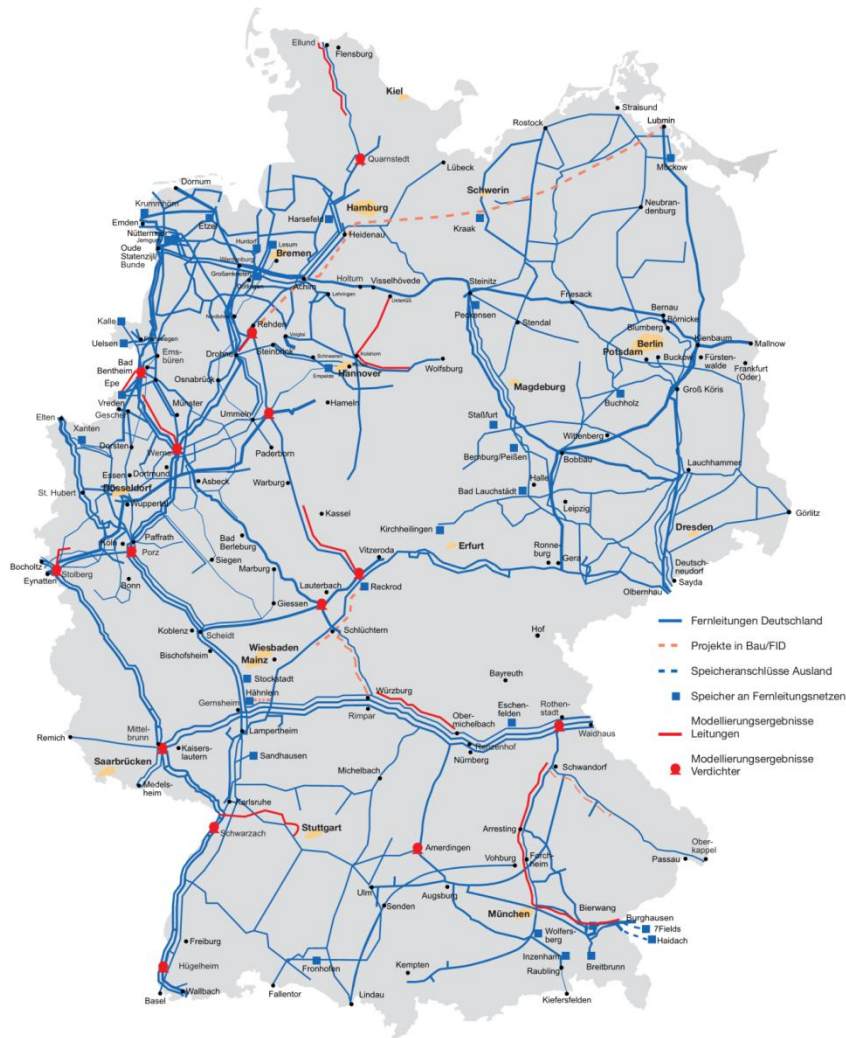
- kein Ausbaubedarf



- Neue Gaskraftwerke (+17,6 GW)
- Niedrige interne Bestellleistung (-3,1 GW)
- Speicheranschlüsse
 - Einspeisung +0,0 GW
 - Ausspeisung +0,6 GW
- Erhöhter Austausch zwischen den Marktgebieten (+15,4 GW)

Modellierungsergebnisse:

- 90 MW Verdichterleistung
- 194 km Leitung
- rd. 615 Mio. €



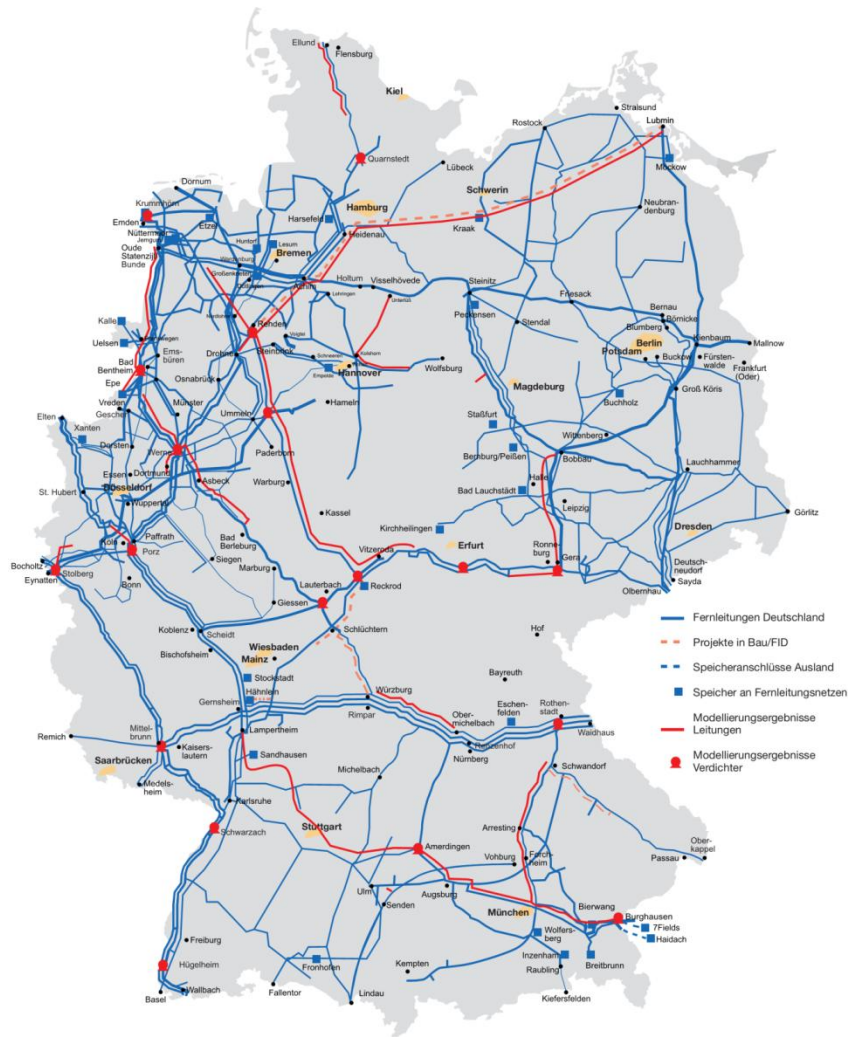
- Neue Gaskraftwerke (+16,9 GW)
- Niedrige interne Bestellleistung (-17,4 GW)
- Speicheranschlüsse
 - Einspeisung +16,7 GW
 - Ausspeisung +15,1 GW
- Erhöhter Austausch zwischen den Marktgebieten (+15,4 GW)
- Erhöhter Im- und Export (+36 GW)

Modellierungsergebnisse:

- 357 MW Verdichterleistung
- 729 km Leitung
- rd. 2.189 Mio. €

Methode und Ergebnisse

- Allgemeines Vorgehen beim NEP (Modellierung)
- Beispiel der Modellierung (H-Gas Nord)
- Ergebnisse Szenario II
 - 2015
 - 2022
- **Ergebnisse Szenario I**
- Szenarien zur Versorgungssicherheit
 - H-Gas
 - L-Gas
- Power-to-Gas
- Projektlaufzeiten
- (L-Gas Bilanz)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle



- Neue Gaskraftwerke (+26,5 GW)
- Niedrige interne Bestellleistung (-3 GW)
- Speicheranschlüsse
 - Einspeisung +50,5 GW
 - Ausspeisung +40,6 GW
- Erhöhter Im- und Export (+36 GW)
- Erhöhter Austausch zwischen den Marktgebieten (+15,4 GW)

Modellierungsergebnisse:

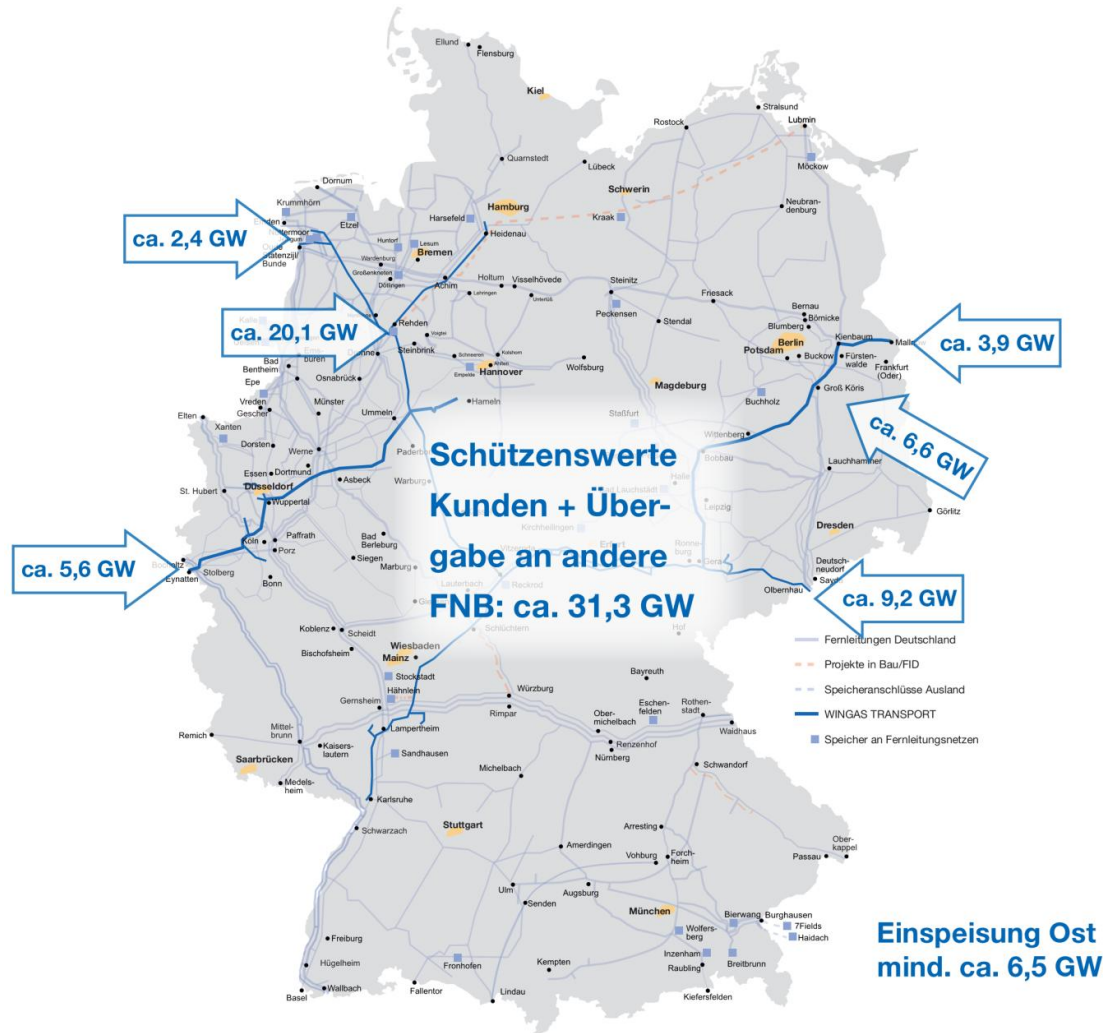
- 738 MW Verdichterleistung
- 1.835 km Leitung
- rd. 4.636 Mio. €

Methode und Ergebnisse

- Allgemeines Vorgehen beim NEP (Modellierung)
- Beispiel der Modellierung (H-Gas Nord)
- Ergebnisse Szenario II
 - 2015
 - 2022
- Ergebnisse Szenario I
- **Szenarien zur Versorgungssicherheit**
 - **H-Gas**
 - L-Gas
- Power-to-Gas
- Projektlaufzeiten
- (L-Gas Bilanz)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle

Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas

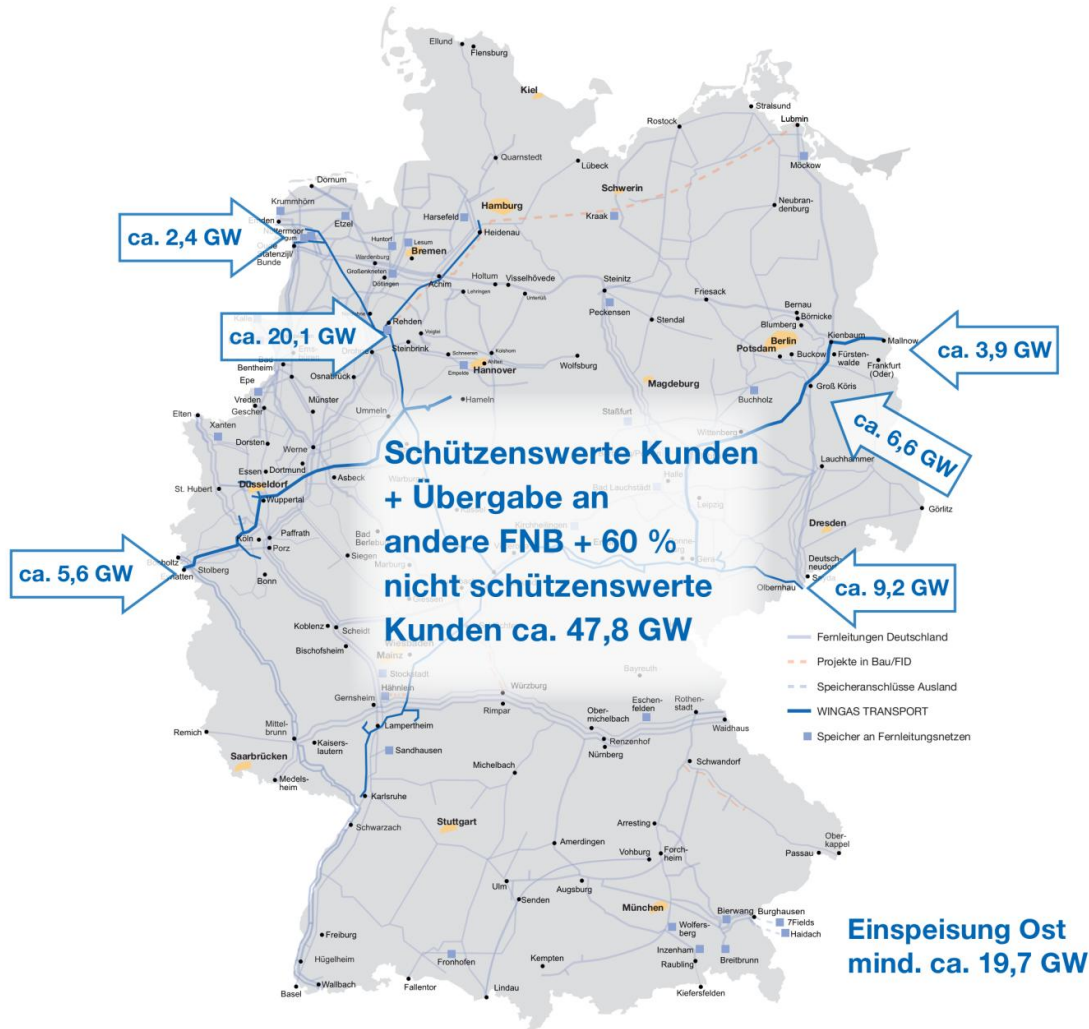
Ausfall der größten separat betriebenen Gasimportleitung



- Reduktion Mallnow auf 90 % für 30 Tage
- Anteil geschützter Kunden 50 % der internen Bestellungen
- Auswirkung „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG

Szenario zur Versorgungsstörung H-Gas

Ausfall der größten separat betriebenen Gasimportleitung



- Abschätzung der Auswirkungen auf die „nicht schützenswerten Kunden“

Methode und Ergebnisse

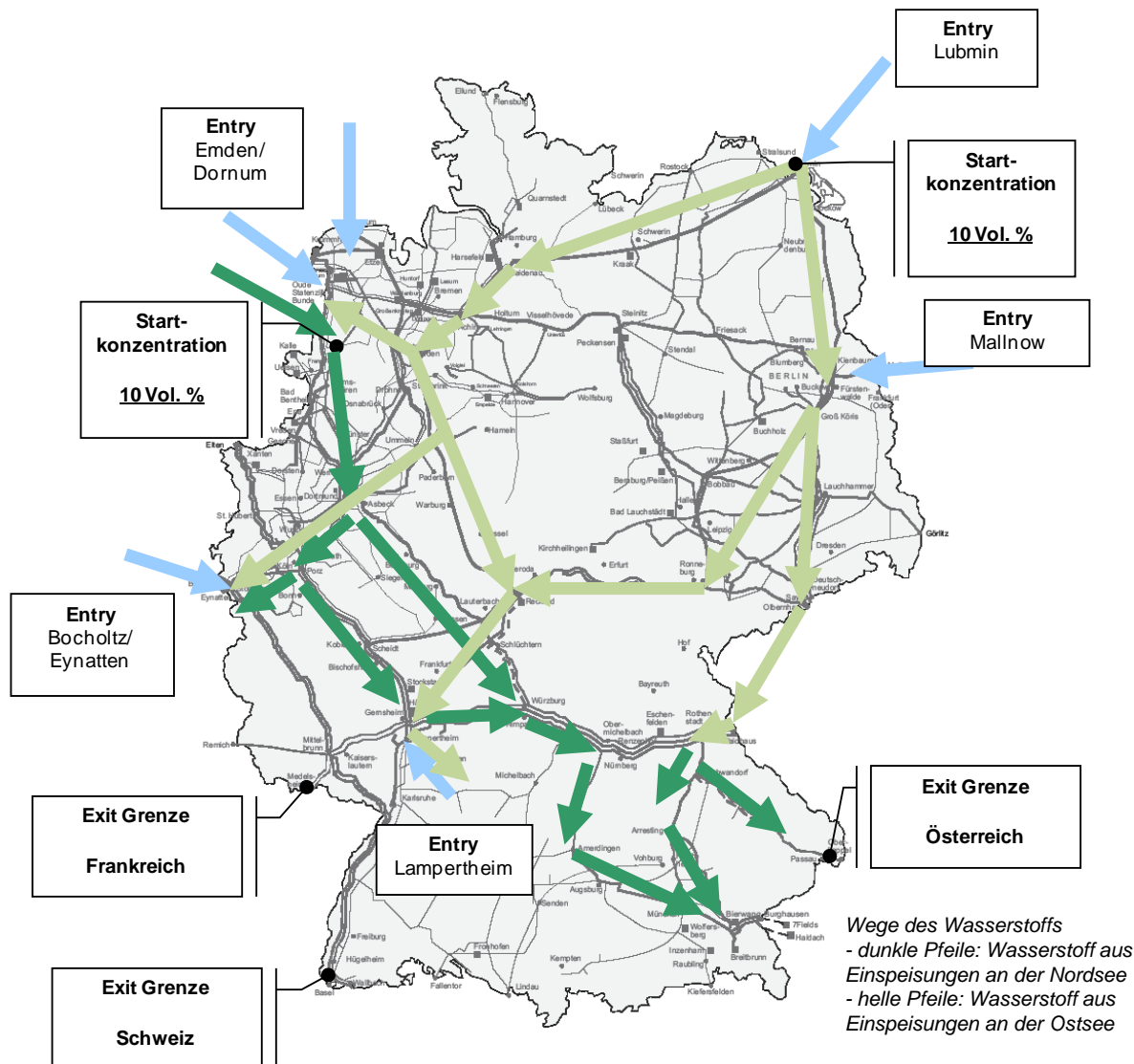
- Allgemeines Vorgehen beim NEP (Modellierung)
- Beispiel der Modellierung (H-Gas Nord)
- Ergebnisse Szenario II
 - 2015
 - 2022
- Ergebnisse Szenario I
- **Szenarien zur Versorgungssicherheit**
 - H-Gas
 - **L-Gas**
- Power-to-Gas
- Projektlaufzeiten
- (L-Gas Bilanz)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle



- *Ausfall der zwei größten Produktions-Aufkommen in Deutschland*
 - *Dauer 20 Tage*
 - *Erdgasverbrauch im relevanten Netzgebiet während der kältesten aufeinander-folgenden Tage der letzten 20 Jahre*
 - *Darstellung der Auswirkung der Versorgungsstörung auf die Gruppe der „geschützten Kunden“ gemäß § 53a EnWG*
-
- Festlegung Aufkommen: Entschwefelungsanlagen Großenkneten und Voigtei
 - Direkt betroffene Netze: GUD und EGMT
 - Ansatz ebenfalls: Anteil 50 % schützenwerte Kunden an Bestelleistung
 - Berücksichtigung lokaler Engpässe und Transportrestriktionen
- > Keine Auswirkungen auf die schützenwerten Kunden**

Methode und Ergebnisse

- Allgemeines Vorgehen beim NEP (Modellierung)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle
- Beispiel der Modellierung (H-Gas Nord)
- Ergebnisse Szenario II
 - 2015
 - 2022
- Ergebnisse Szenario I
- Szenarien zur Versorgungssicherheit
 - H-Gas
 - L-Gas
- **Power-to-Gas**
- Projektlaufzeiten
- (L-Gas Bilanz)
- Szenariobasierte Kapazitätsmodelle



- Bis zu 30 % der Startkonzentration kann in Süddeutschland ausgespeist werden
- Vollständige Fernleitungsinfrastruktur in Deutschland betroffen
- An allen Grenzübergabepunkten wird mit Wasserstoff angereichertes Gas übergeben

Abschätzung der maximalen Einspeisepotenziale von Wasserstoff auf Basis historischer Flussdaten

Importpunkt	1 Vol. % Wasserstoff Maximum	10 Vol. % Wasserstoff Maximum
Emden	69,2 MWh/h (92 MW _{el})*	691,7 MWh/h (923 MW _{el})*
Dornum	93,1 MWh/h (124 MW _{el})*	930,4 MWh/h (1.240 MW _{el})*
Lubmin	234,5 MWh/h (312 MW _{el})*	2.345 MWh/h (3.120 MW _{el})*

* Annahme: 75 % Wirkungsgrad der Elektrolyseanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff

Die vollständige Einspeisung der Offshore Stromproduktion (13.000 MW_{el}) würde zu Wasserstoffkonzentrationen > 60% führen. Hier erscheint der Aufbau einer separaten Wasserstoffinfrastruktur zielführender.

Übernahme von synthetischem Methan ist bis zu einem Zumischungsgrad von 100% möglich.

Abschätzung der notwendigen Investitionen in das Fernleitungsnetz



Maßnahme, Anlagen	Wasserstoff ≤ 1 Vol. % [Mio. Euro]	Wasserstoff 10 Vol. % [Mio. Euro]
Mess-/ Regelstationen	30	30
Umbau der Gasturbinen für Brenngasaufbereitung	75	75
Modifikation/ Ersatz der Gasturbinen und Umrüstung Verdichter	-	rund 3.625 (Ersatz)
Summe Einspeisung, Umbau und Anschluss	105	3.730



NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS

der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Netzentwicklungsplan Gas 2012

Workshop zum Netzentwicklungsplan Gas 2012

Berlin, 29. Februar 2012





- 01 Begrüßung, Markus Wild, Projektkoordinator
- 02 Kurze Darstellung des Szenariorahmens (Prognos)
- 03 Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA und Ausblick
Dr. Stefanie Neveling, BNetzA
- 04 Präsentation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 durch die
Fernleitungsnetzbetreiber
- 05 Mittagspause
- 06 Versorgungssicherheit und Power-to-Gas
- 07 Diskussion zu Herausforderungen des Netzausbaus
- 08 Zusammenfassung & Ausblick



Basis: EnWG-Novelle 2011

08.2011

Veröffentlichung des Szenariorahmens und Konsultation

09.2011

Vorlage des Entwurfs bei der BNetzA

06.02.2012

Formelle Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA

20.02.2012

Veröffentlichung des NEP-Entwurfs durch FNB und Konsultation

**20.02.2012-
09.03.2012**

Konsultationsphase

01.04.2012

Vorlage des NEP-Entwurfs bei der BNetzA



- 01 Begrüßung, Markus Wild, Projektkoordinator
- 02 **Kurze Darstellung des Szenariorahmens (Prognos)**
- 03 Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA und Ausblick
Dr. Stefanie Neveling, BNetzA
- 04 Präsentation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 durch die
Fernleitungsnetzbetreiber
- 05 Mittagspause
- 06 Versorgungssicherheit und Power-to-Gas
- 07 Diskussion zu Herausforderungen des Netzausbaus
- 08 Zusammenfassung & Ausblick



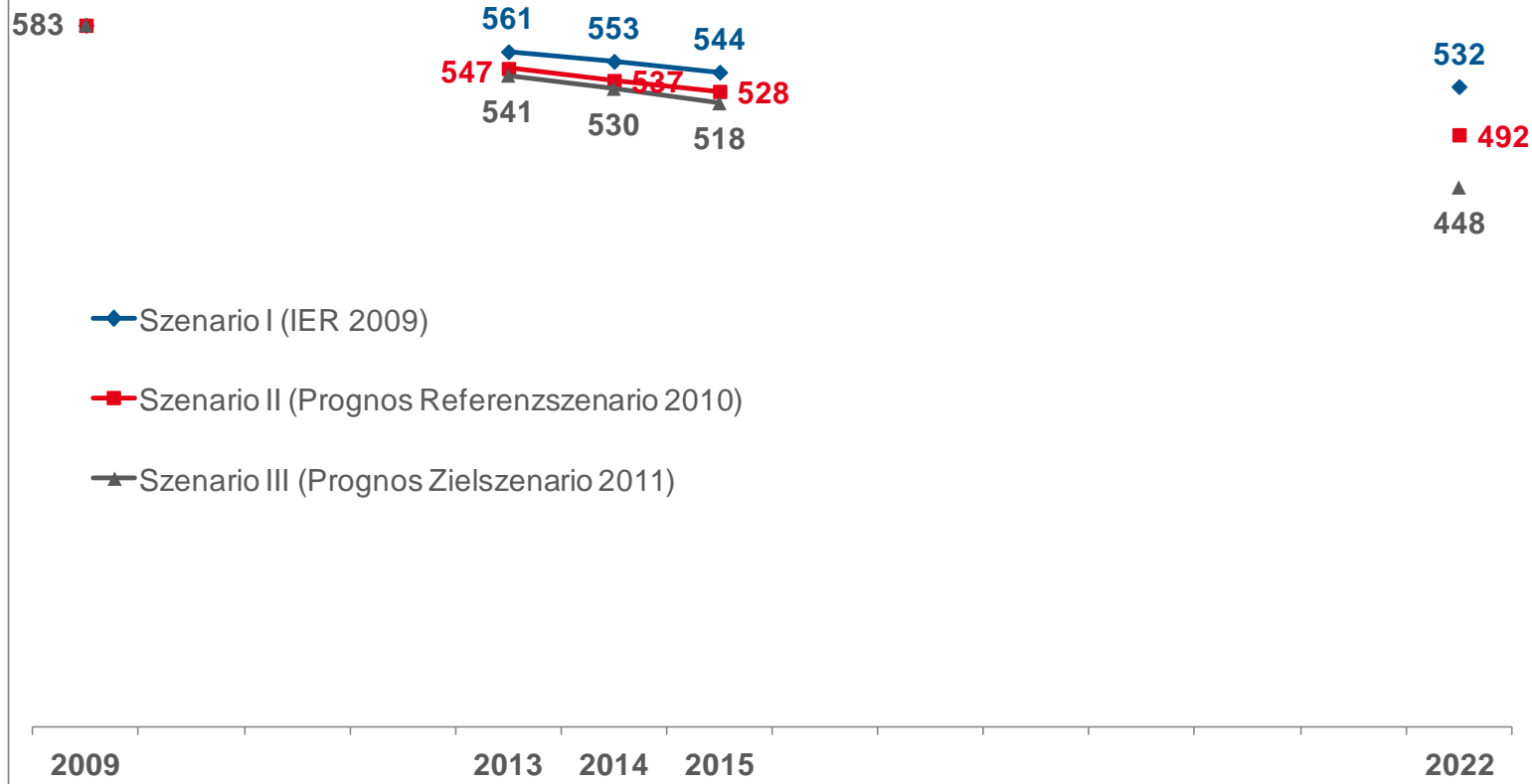
Szenarien zur Stromerzeugung aus Gas			
Szenarien zum Gas-Endenergiebedarf	Szenario I: - Gaskapazitäten stark wachsend - FNB-Szenario hohe Gasnetzbelastung	Szenario II: - Gaskapazitäten moderat wachsend - Übernahme von ÜNB-Szenario B	Szenario III: - Gaskapazitäten nahezu konstant - Übernahme von ÜNB-Szenario A
Szenario I: - Hoher Gasbedarf - Energieprognose 2009*	Szenario I: Hohes Gasbedarfsszenario		
Szenario II: - Mittlerer Gasbedarf - Referenzszenario 2010**		Szenario II: Mittleres Gasbedarfsszenario	
Szenario III: - Niedriger Gasbedarf - Zielszenario 2011**			Szenario III: Niedriges Gasbedarfsszenario

→ Das Gas Aufkommen (Erdgasförderung und Biogas) ist in allen Szenarien gleich.

* Quelle: IER/ RWI/ ZEW: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 (Energieprognose 2009), März 2010

**Quelle: Prognos/EWI: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung 2010/2011

Endenergieverbrauch Gas im Szenariorahmen, in TWh



Installierte Leistung und Stromerzeugung im bestätigten Szenariorahmen – Überblick



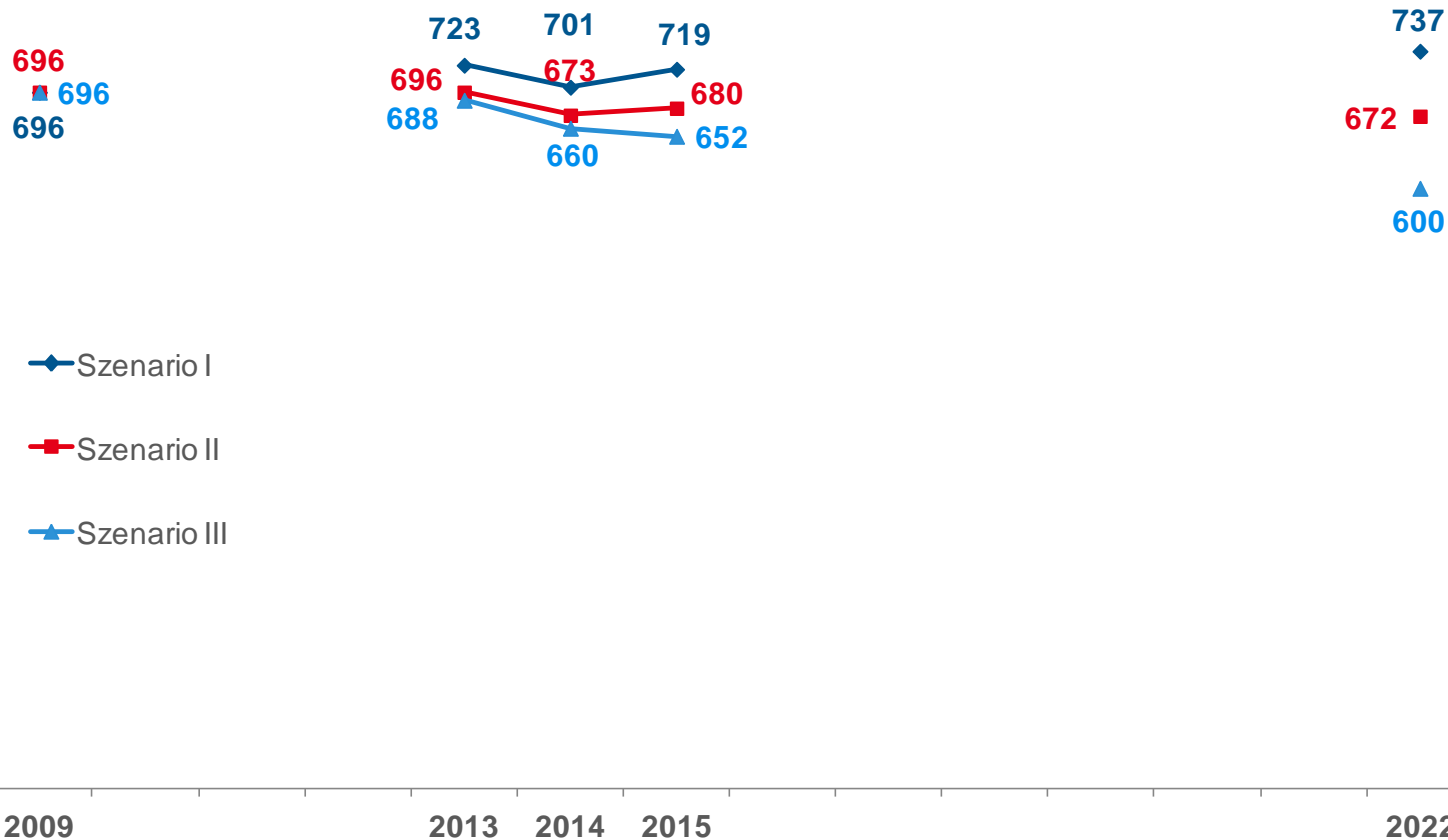
Installierte Nettoleistung [GW]	Referenz	Szenario I: Hoher Gasbedarf	Szenario II: Mittlerer Gasbedarf	Szenario III: Niedriger Gasbedarf
	BNetzA	Prognos	Szenariorahmen der ÜNB	
	2010	Prognos: 2022	Szenario B: 2022	Szenario A: 2022
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,3	16,6	18,6	21,3
Steinkohle	25,0	21,2	25,1	30,6
Erdgas*	24,0	40,2	31,3	25,1
Pumpspeicher	6,3	6,3	9,0	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,3
Summe konventionell	101,9	89,5	89,2	91,2
Laufwasser	4,4	4,7	4,7	4,5
Wind onshore	27,1	47,5	47,5	43,9
Wind offshore	0,1	13,0	13,0	9,7
Photovoltaik	18,0	54,0	54,0	48,0
Biomasse	5,0	8,4	8,4	7,6
Sonstige Erneuerbare	1,7	2,2	2,2	1,9
Summe erneuerbar	56,3	129,8	129,8	115,6
Summe Nettoleistung	158,2	219,3	219,0	206,8
Energiebedarf netto [TWh]	535,4	535,4	535,4	535,4
Jahreshöchstlast [GW]	84,7 - 87,5	84,0	84,0	84,0

Erdgasimportbedarf in Deutschland - Bestätigter Szenariorahmen



NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS
der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

Erdgasimportbedarf in Deutschland im Szenariorahmen
Angaben in TWh, unterer Heizwert



- Die Öffentlichkeitsbeteiligung hat zu konstruktiven Anregungen geführt.
- Die Stellungnahmen wurden aufgegriffen und soweit möglich und sachgerecht berücksichtigt.
- Im Dialog mit den ÜNB wurden die Entwicklungspfade zur Stromerzeugung aus Erdgas abgestimmt
- Die überarbeitete und von der BNetzA bestätigte Fassung des Szenariorahmens bildet die Grundlage für den NEP 2012.



- 01 Begrüßung, Markus Wild, Projektkoordinator
- 02 Kurze Darstellung des Szenariorahmens (Prognos)
- 03 Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA und Ausblick
Dr. Stefanie Neveling, BNetzA**
- 04 Präsentation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 durch die
Fernleitungsnetzbetreiber
- 05 Mittagspause
- 06 Versorgungssicherheit und Power-to-Gas
- 07 Diskussion zu Herausforderungen des Netzausbaus
- 08 Zusammenfassung & Ausblick



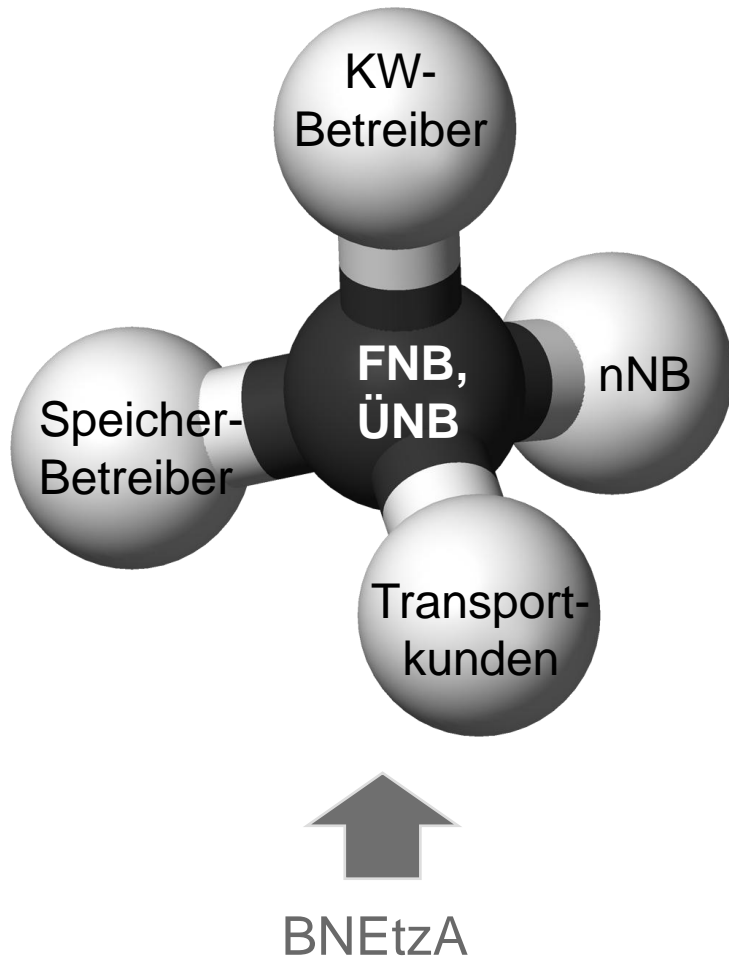
- 01 Begrüßung, Markus Wild, Projektkoordinator
- 02 Kurze Darstellung des Szenariorahmens (Prognos)
- 03 Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA und Ausblick
Dr. Stefanie Neveling, BNetzA
- 04 Präsentation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 durch die
Fernleitungsnetzbetreiber**
- 05 Mittagspause
- 06 Versorgungssicherheit und Power-to-Gas
- 07 Diskussion zu Herausforderungen des Netzausbaus
- 08 Zusammenfassung & Ausblick



- 01 Begrüßung, Markus Wild, Projektkoordinator
- 02 Kurze Darstellung des Szenariorahmens (Prognos)
- 03 Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA und Ausblick
Dr. Stefanie Neveling, BNetzA
- 04 Präsentation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 durch die
Fernleitungsnetzbetreiber
- 05 Mittagspause
- 06 Versorgungssicherheit und Power-to-Gas
- 07 Diskussion zu Herausforderungen des Netzausbaus**
- 08 Zusammenfassung & Ausblick



	Szenario II bis 2015	Szenario II bis 2022	Szenario I bis 2022 (indikativ)
Verdichterleistung	90 MW	360 MW	740 MW
Leitungsbau	200 km	730 km	1.840 km
Kosten	600 Mio. Euro	2.200 Mio. Euro	4.600 Mio. Euro



Umfangreicher Koordinierungsbedarf zwischen den an der Netzentwicklung Beteiligten.

Hierzu gehören:

- Kraftwerksbetreiber
- Nachgelagerte Netzbetreiber (nNB)
- Speicherbetreiber
- Transportkunden
- Netzbetreiber (FNB, ÜNB)
- BNetzA als zuständige Behörde

- Die Bereitstellung von festen frei zuordenbaren Kapazitäten (FZK) für **Gaskraftwerke**
- Die effiziente Bereitstellung von FZK unter Berücksichtigung der saisonalen Abhängigkeiten des Einspeise- und Ausspeisekapazitätsbedarfs von **Speichern**
- Regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz kapazität ersetzender Maßnahmen in **nachgelagerten Netzen**, z.B.
 - unterbrechbare Ausspeisekapazitäten / Umschaltverträge
 - Netzpuffer
 - Speicher
 - Lastflusszusagen

➤ **Ziel: Angemessenes Verhältnis von Kosten und Nutzen**



- 01 Begrüßung, Markus Wild, Projektkoordinator
- 02 Kurze Darstellung des Szenariorahmens (Prognos)
- 03 Bestätigung des Szenariorahmens durch die BNetzA und Ausblick
Dr. Stefanie Neveling, BNetzA
- 04 Präsentation des Netzentwicklungsplans Gas 2012 durch die
Fernleitungsnetzbetreiber
- 05 Mittagspause
- 06 Versorgungssicherheit und Power-to-Gas
- 07 Diskussion zu Herausforderungen des Netzausbaus
- 08 Zusammenfassung & Ausblick**

Vielen Dank für Ihre Teilnahme!



NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS
der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber



NETZENTWICKLUNGSPLAN GAS
der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber

[Impressum](#)

[START](#) | [NETZENTWICKLUNGSPLAN](#) | [SZENARIORAHMEN](#) | [KONSULTATIONSVERFAHREN](#)



Ihre Meinung ist gefragt!

Aktuell

Pressemitteilung

20.02.2012

Entwurf zum Netzentwicklungsplan
Gas veröffentlicht

► [mehr lesen](#)

► Entwurf zum
Netzentwicklungsplan Gas

[Download](#)

Anmeldung zum Workshop
Netzentwicklungsplan am 29.02.12 in
Berlin

► [Anmeldeformular \(Download
Faxantwort\)](#)