



Bundesnetzagentur

Aktuelle Schwerpunkte der Gasmarktregulierung aus Sicht der Bundesnetzagentur

Bernd Odenthal

Workshop – Aktuelles und zukünftiges Gasmarktdesign

10. Januar 2019, Berlin



www.bundesnetzagentur.de



- Gasmarktregulierung bei der Bundesnetzagentur
 - Struktur
 - Aktuelle Themen
- Bundesnetzagentur in der europäischen Zusammenarbeit
- Umsetzung der Network Codes
- Ausblick: Zukünftige Herausforderungen

Gasmarktregulierung bei der Bundesnetzagentur



- Bundesnetzagentur als
Regulierungsbehörde zuständig für:
 - Elektrizität
 - Gas
 - Telekommunikation
 - Post
 - Eisenbahnen
- Beschlusskammern als Entscheidungsorgan der BNetzA
 - Gesetzliche Grundlage für den Energiebereich:
§ 59 EnWG



- **Beschlusskammer 4**
Genehmigung im Bereich der Investitionsmaßnahmen und Sonderformen der Netznutzung
- **Beschlusskammer 7**
Regulierung des Zugangs zu Gasversorgungsnetzen
- **Beschlusskammer 9**
Regulierung Netzentgelte Gas
- **Energieabteilung, u.a.:**
 - Referat 607 - Zugang zu Gasverteilernetzen, technische Grundsatzfragen, Versorgungsqualität
 - Referat 609 - Gasfernleitungsnetze – Zugang, Internationales, Netzentwicklung
 - Referat 611 - Netzentgelte Gas



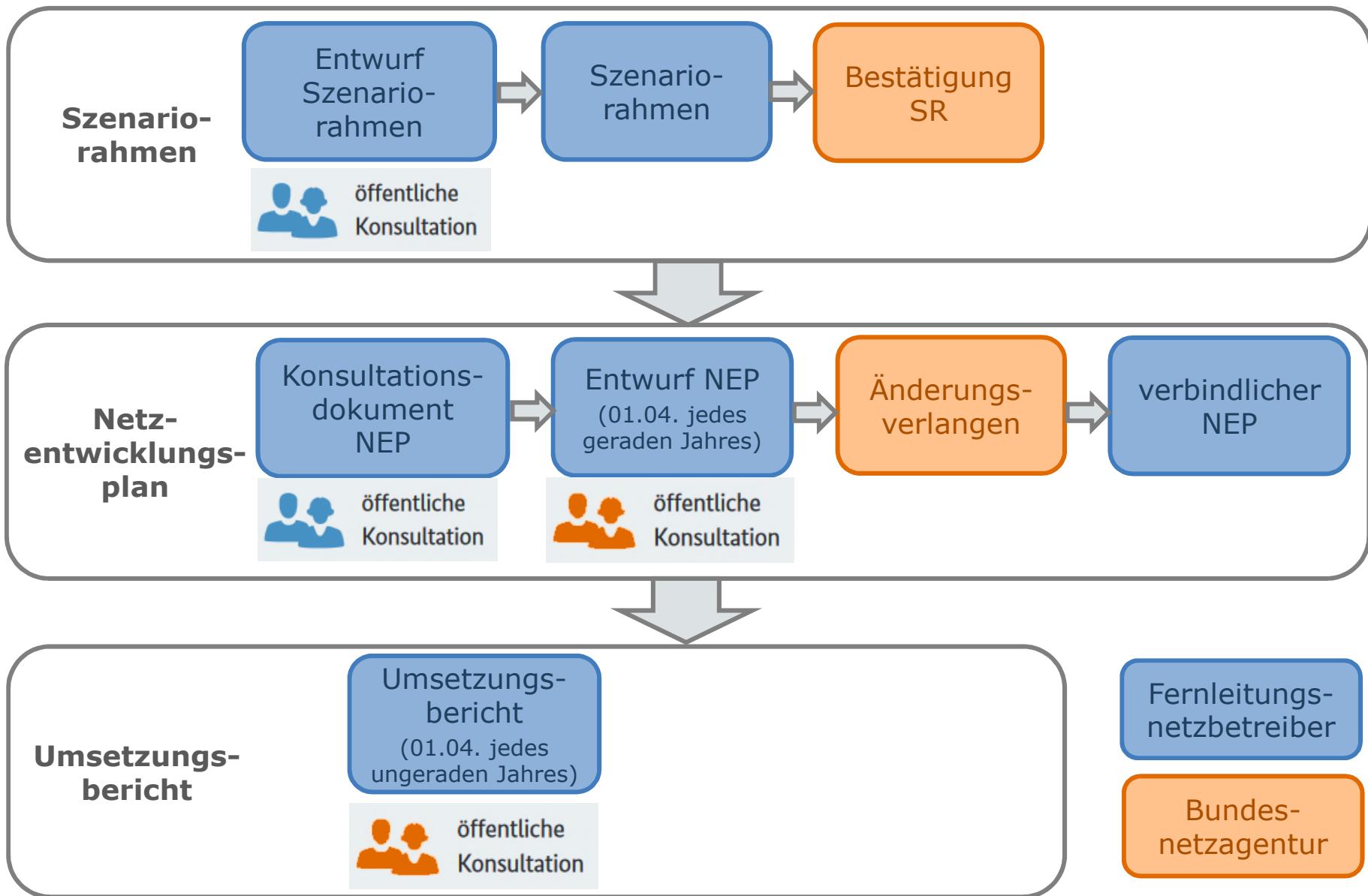
Auswahl aktueller Festlegungsverfahren im Gasbereich:

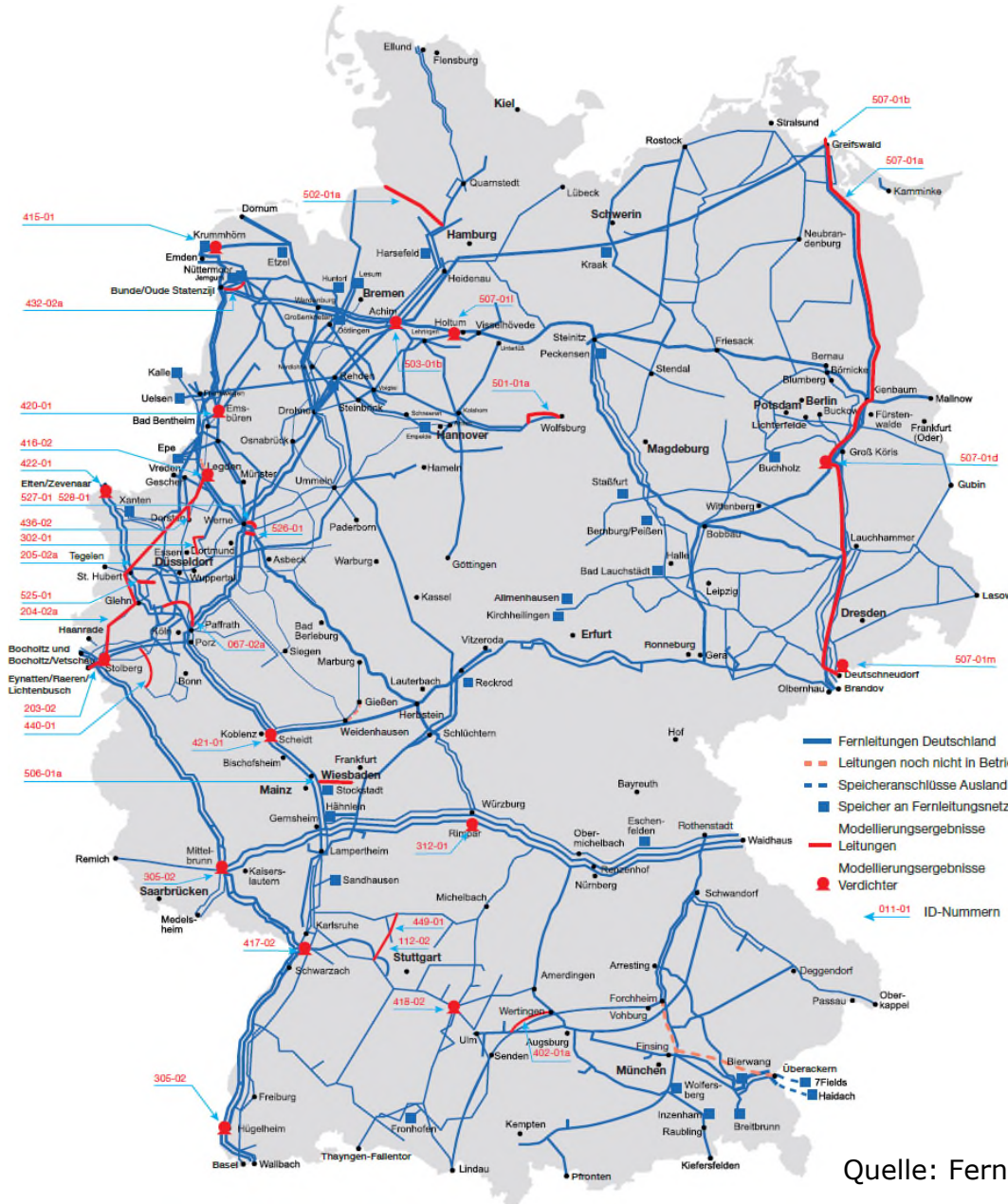
- **„REGENT“**: Festlegung einer Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Ausspeisesystem NetConnect Germany / GASPOOL tätigen Fernleitungsnetzbetreiber
- **„AMELIE“**: Einführung eines wirksamen Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern eines Marktgebietes
- **„MARGIT“**: Festlegung der Berechnung der Entgelte für unterbrechbare Kapazitäten, der Rabatte an LNG-Terminals, der Höhe von Multiplikatoren und von saisonalen Faktoren
- **„BEATE 2.0“**: Festlegung von Vorgaben zur Umrechnung von Jahresleistungspreisen in Leistungspreise für unterjährige Kapazitätsrechte sowie von Vorgaben zur sachgerechten Ermittlung der Netzentgelte nach § 15 Abs. 2 bis 7 GasNEV
- **„KASPAR“**: Standardisierung von Kapazitätsprodukten



Grundlage **§ 15a Energiewirtschaftsgesetz:**

- Fernleitungsnetzbetreiber erstellen alle zwei Jahre gemeinsam einen nationalen NEP
- NEP muss alle
 - **Wirksamen Maßnahmen** zur **Optimierung, Verstärkung** oder zum **Ausbau** des Fernleitungsnetzes identifizieren
 - **bedarfsgerecht** oder zur **Gewährleistung der Versorgungssicherheit**
 - **netztechnisch** für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb **erforderlich**
 - in den **nächsten zehn Jahren** notwendig
- Bundesnetzagentur kann Änderungen am NEP verlangen
- NEP ist für die Fernleitungsnetzbetreiber verbindlich





Modellierungsergebnisse bis Ende 2028

- Verdichterstationen: 508 MW
- Leitungsbau: 1390 km
- Kosten: 7 Mrd. €

• **Rote** Maßnahmen: Modellierungsergebnisse Leitungen und Verdichter



- Entscheidung über den NEP am 20.12.2018
 - Bestätigung von 152 der 159 vorgeschlagenen Maßnahmen der Basisvariante (6,85 Mrd.€ Invest)
 - Herausnahme von Maßnahmen u.a. dadurch begründet, dass sie nicht in Anwendungsbereich des NEP fallen (Anbindungsleitung)
 - keine Aussage über Bedarfsgerechtigkeit und Realisierungswahrscheinlichkeit der einzelnen Anlagen (KW, LNG-Terminal)
- Versorgungssicherheitsvariante TENP
 - Bestätigung erforderlicher Maßnahmen, falls keine vollständige Wiederinbetriebnahme möglich (Entscheidungspflicht FNB)

- Marktraumumstellung:
Umstellung der mit L-Gas versorgten Netzgebiete auf H-Gas schrittweise bis 2030
- Grenzüberschreitender Netzausbau / marktbasierter Bedarfsermittlung an Grenzübergangspunkten zu europäischen Nachbarn („Incremental Capacities“)
- Gesamtdeutsches Marktgebiet ab 10/2021

H-Gas



L-Gas



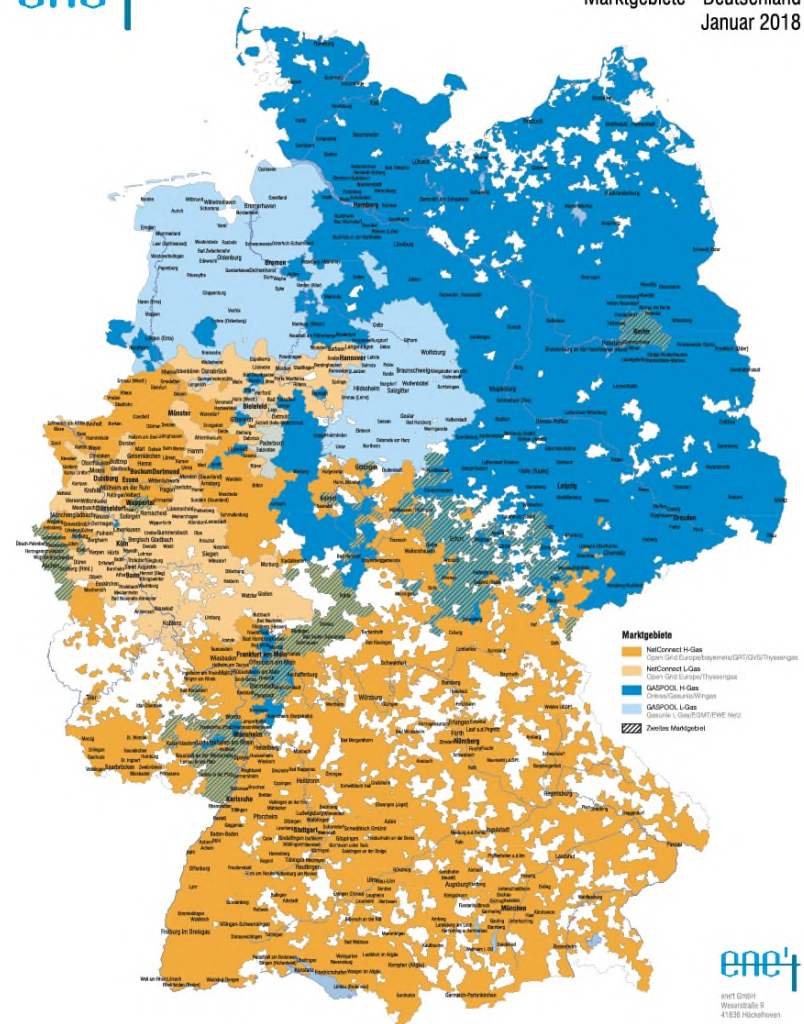
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



- Derzeit zwei Marktgebiete in Deutschland:
 - Netconnect Germany
 - GASPOOL
- Pflicht zur Zusammenlegung ergibt sich aus § 21 Abs. 1 GasNZV
- Umsetzungstermin zum 1.10.2021
- Prüfung der Umsetzung des § 21 Abs. 1 durch BNetzA, ggf. Aufsichtsverfahren nach § 65 EnWG



Karte der Marktgebiete Gas
Marktgebiete - Deutschland
Januar 2018



enet GmbH
Wandstraße 8
41530 Hückelhoven
Telefon: 02433 52001-0
Telefax: 02433 52001-900
E-Mail: info@enet.eu
Internet: www.enet.eu

BNetzA in der europäischen Zusammenarbeit



ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)



- VO (EG) Nr. 713/2009 – ACER-Verordnung
- am 3.3.2011 an die Stelle der ERGEG getreten, eigene Rechtspersönlichkeit, Sitz Ljubljana
- Aufgaben:
 - Koordinierung des Handelns der nationalen Regulierungsbehörden
 - Unterstützung und Beratung der Kommission
 - Empfehlungen und Stellungnahmen
 - Beteiligung an der Erstellung von Netzkodizes
 - Einzelne Entscheidungsbefugnisse, zB Modalitäten für den Zugang zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen, Erteilung von Ausnahmen von der Regulierung (jeweils bei Uneinigkeit der NRAs)



Mitwirkung durch die Bundesnetzagentur:

- Regulierungsrat (Board of Regulators): je ein Mitglied der nationalen Regulierungsbehörden sowie ein nicht stimmberechtigtes Mitglied der Kommission; zentrales Entscheidungsorgan
- Working Groups, z.B. ACER Gas Working Group (AGWG)
- Task Forces, z.B.
 - Balancing, Capacity Allocation Mechanism, Interoperability, Tariffs

Einordnung von ACER

- Erheblicher Einfluss auf europäische Regulierungsvorgaben, insbesondere bei Netzkodizes
- Doppelgesichtigkeit: Einerseits Regulierungsbehörde, andererseits Plattform für nationale Regulierungsbehörden



CEER (Council of European Regulators)



- Seit 2000 etabliert, BNetzA Mitglied seit 2005, Sitz Brüssel, Verein nach belgischem Recht
- 30 Mitglieder (28 EU-Vertreter, Island, Norwegen); 3 Beobachter (Schweiz, Montenegro, Mazedonien)
- Fokus auf Themen, die nicht in die Zuständigkeit von ACER fallen, etwa:
 - Verbraucherschutz
 - Regulatorische Aspekte der Endkundenmärkte
 - Förderung Erneuerbarer Energien
 - Internationale Zusammenarbeit
 - Verteilnetze
- Stellungnahmen und Empfehlungen

Umsetzung der Network Codes



- Seit 3. RL-Paket, in StromZVO (VO [EG] 714/2009) und GasZVO (VO [EG] 715/2009) geregelt
- Haben sich zum zentralen Bereich der Mitarbeit der BNetzA im europäischen Regulierungsverbund entwickelt

Geltende Netzkodizes im Gasbereich

- NC Capacity Allocation Mechanisms (CAM) – VO (EU) 2017/459
- NC Balancing (BAL) – VO (EU) 312/2014
- NC Interoperability and Data Exchange (INT) – VO (EU) 2015/703
- NC Harmonised Transmission Tariff Structures (TAR) - VO (EU) 2017/460



Einordnung Netzkodizes

- Elemente der „regulierten Selbstregulierung“
- Starker Einfluss von ENTSO-E/ENTSO-G – Problem der Interessenneutralität?
- Demgegenüber aber Steuerung durch Kommission und ACER, Beteiligung der Marktakteure
- Also: Zusammenspiel von Selbstregulierung und imperativer Regulierung
- Bislang weitgehend energiewirtschaftliches Unikum (vergleichbar allenfalls mit technischer Normierung)



- Zur Einspeisung von Gas in ein Marktgebiet ist Buchung von Kapazitäten, u.a. an Grenzübergangspunkten (Interconnection Points) erforderlich.
- Artikel 19 Nr. 9 NC CAM:
 - *„Verbinden zwei oder mehr Kopplungspunkte dieselben zwei benachbarten Einspeise-Ausspeisesysteme, **bieten** die betroffenen benachbarten Fernleitungsnetzbetreiber die an den Kopplungspunkten **verfügbaren Kapazitäten** an einem **virtuellen Kopplungspunkt an. [...]***“
- Implementierungsfrist: 1. November 2018
- Offene Frage:
 - Was passiert mit existierenden Kapazitätsverträgen?

All-In-Modell vs. Duales Modell



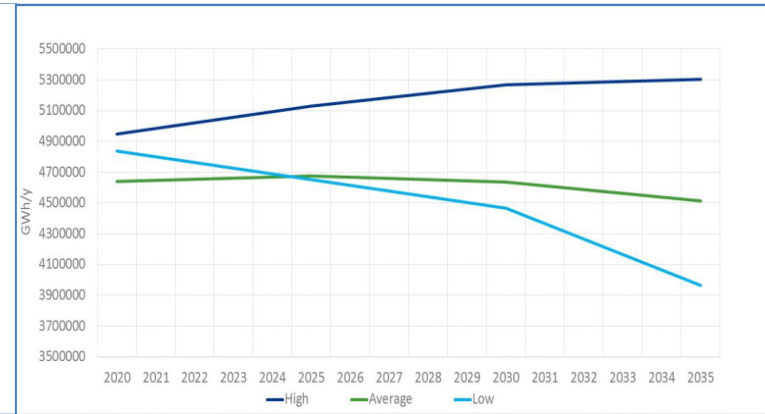
- Vollständige Überführung aller Kapazitätsverträge wird von einigen Marktteilnehmern als wünschenswert angesehen
- Aber: Aus Wortlaut des NC CAM keine verpflichtende Überführung von Altverträgen ersichtlich (OLG Düsseldorf)
- Folge: Deutsche FNB setzen VIP-Verpflichtung gem. dualem Modell um
 - Innerhalb Europas kommt es zu unterschiedlichen Interpretationen und somit abweichenden Umsetzungsmodellen

Ausblick: Zukünftige Herausforderungen



Hintergrund der Studie

- Sinkende Bedeutung von Erdgas auf dem Wärmemarkt
- Intensive Diskussion in der Branche zur Rolle von Gas in dekarbonisierter Wirtschaft
- Evtl. Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen notwendig



Von der Studie identifizierte Chancen/Herausforderungen

- Gas als alternativer Treibstoff im Transport-Sektor (CNG/LNG)
- Produktion grüner Gase könnte gefördert werden
- Sinkende Auslastung von bestehender Gas-Infrastruktur (Gefahr von Stranded Assets)
- Power-to-Gas Technologie und Wasserstoff als zukünftiges Substitut für konventionelles Gas



Schlüsse/Ergebnisse:

- Grüne Gase
 - Definition von Rahmenbedingungen für die **Regulierung von Wasserstoff-Versorgungsnetzwerken** notwendig, sofern keine Vorgaben hierzu im Third-Energy-Package
- Power-to-Gas
 - ÜNBs/FNBs/VNBs sind in einigen Ländern bereits aktiv in der Bereitstellung **von CNG/LNG/PtG Infrastruktur** im Rahmen von **Pilot-Projekten**
 - **Unbundling** muss strikt eingehalten und **Wettbewerbsverzerrungen** unbedingt vermieden werden
- Stranded Assets
 - **Potentielle Investitionen** in den Gassektor müssen hinreichend genau auf ihre **Notwendigkeit** geprüft werden
 - **Bessere Aufsicht/Abstimmung auf europäischer Ebene** durch ACER und die nationalen Regulierungsbehörden sowie ENTSOG

FROG-Study

April 2018

3D-Strategie

- Dekarbonisierung
- Digitalisierung
- Dynamische Regulierung

CEER-Fokus

- Regulatorische Herausforderungen
- Mögliche regulatorische Chancen im Bezug auf die Energiewende

Fragebogen

(an EU-Regulierungsbehörden)

August 2018

Inhalt/Vorgehensweise

- Befragung der europäischen Regulierungsbehörden mit Fokus auf folgende Themen:
 - Grüne Gase & Power-to-Gas / Wasserstoff im Gassektor
 - Stranded Assets

Konsultationsdokument

(für alle Stakeholder)

Anfang 2019

Work in Progress

Finales CEER-Positionspapier

(Veröffentlichung voraussichtlich Mitte Juni 2019,
Charakter einer Stellungnahme zum geplanten Gas-Package)





Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Bernd Odenthal

Bundesnetzagentur

Referat 609 „Gasfernleitungsnetze –
Zugang, Internationales, Netzentwicklung“