

***e-on***

| Gastransport



Open Season 2008/2009

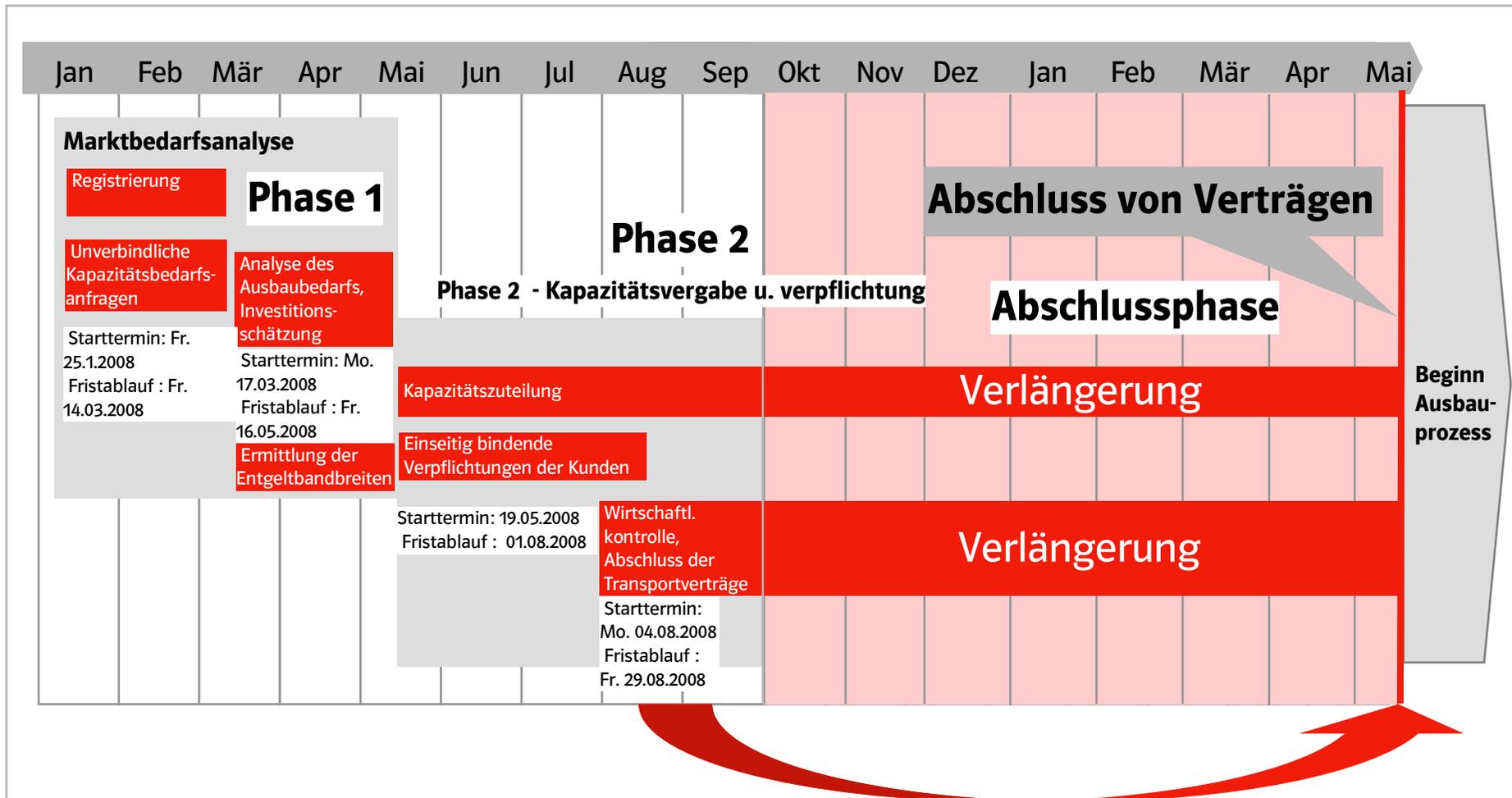
## Zusammenfassung

- EGT investiert bis 2012 rd. 400 Mio. € in den Ausbau des europäischen Netzverbunds und trägt somit maßgeblich zur Stärkung der Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa bei
- Zu den Maßnahmen gehören 2 „Leuchtturmprojekte“, die in Summe rd. 320 Mio. € ausmachen
  - Ausbau der Nord-Süd-Transportkapazität durch den Loop der Leitung Sannerz-Rimpar
  - Ausbau der Transportkapazität nach Österreich durch den Loop der MEGAL Bis zwischen Schwandorf-Oberkappel
- Ferner eine Vielzahl von Netzausbaumaßnahmen zur Enpassbeseitigung und zur Umsetzung anstehender Marktgebietskooperationen
- Damit kann EGT seine starke Marktposition im deutschen überregionalen Gasfernleitungssegment ausbauen und sich gut aufstellen für die zukünftigen strategischen Herausforderungen im europäischen Kontext

## **Inhalt**

1. Ablauf Open Season
2. 1. Phase – unverbindliche Bedarfsabfrage
3. 2. Phase – verbindliche Buchungen
4. Abschlussphase – Finales Ausbauszenario und Priorisierung
5. Priorisierungstool

# Open Season: Zeitablauf



## Gründe für die Verzögerung

- Nachfrage überstieg deutlich das Maß des möglichen Netzausbaus
- Komplexe Gespräche mit BNetzA seit Juni 2008
- Schreiben von BNetzA am 13.10.2008 zu Priorisierungskriterien und Investitionsvolumen
  - verschiedene Kriterien für eine Priorisierung und Auswahl zwischen verschiedenen Projekten als Richtschnur
  - keine klare Aussage zum Investitionsvolumen und den Investitionsbedingungen
- Abstimmungsgespräche mit angrenzenden Netzbetreibern
- Schwierige Gespräche mit BNetzA zu Investitionsbedingungen bis Mai 2009

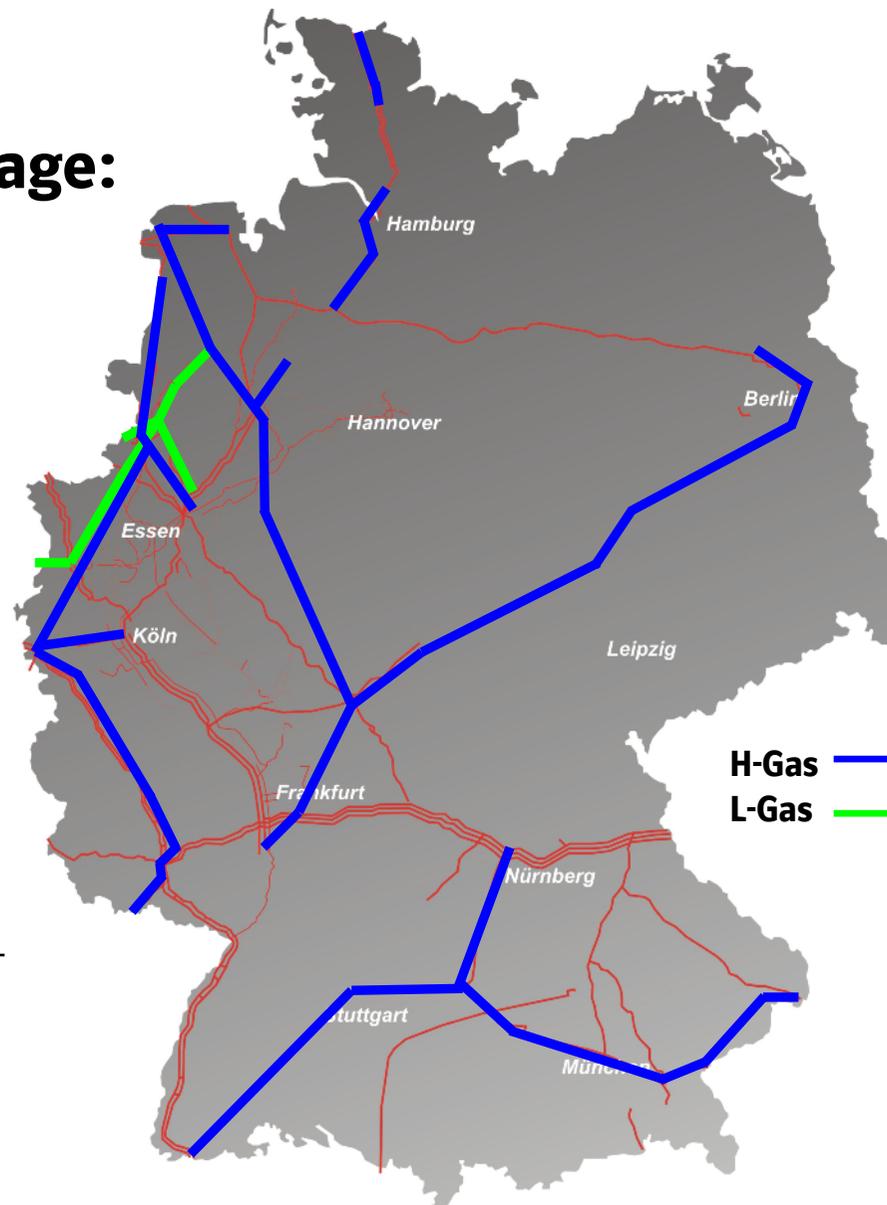
## Ergebnis Phase 1 – unverbindliche Bedarfsabfrage:

### Abschätzung Leitungslänge

H-Gas	L-Gas
2900 km	250 km

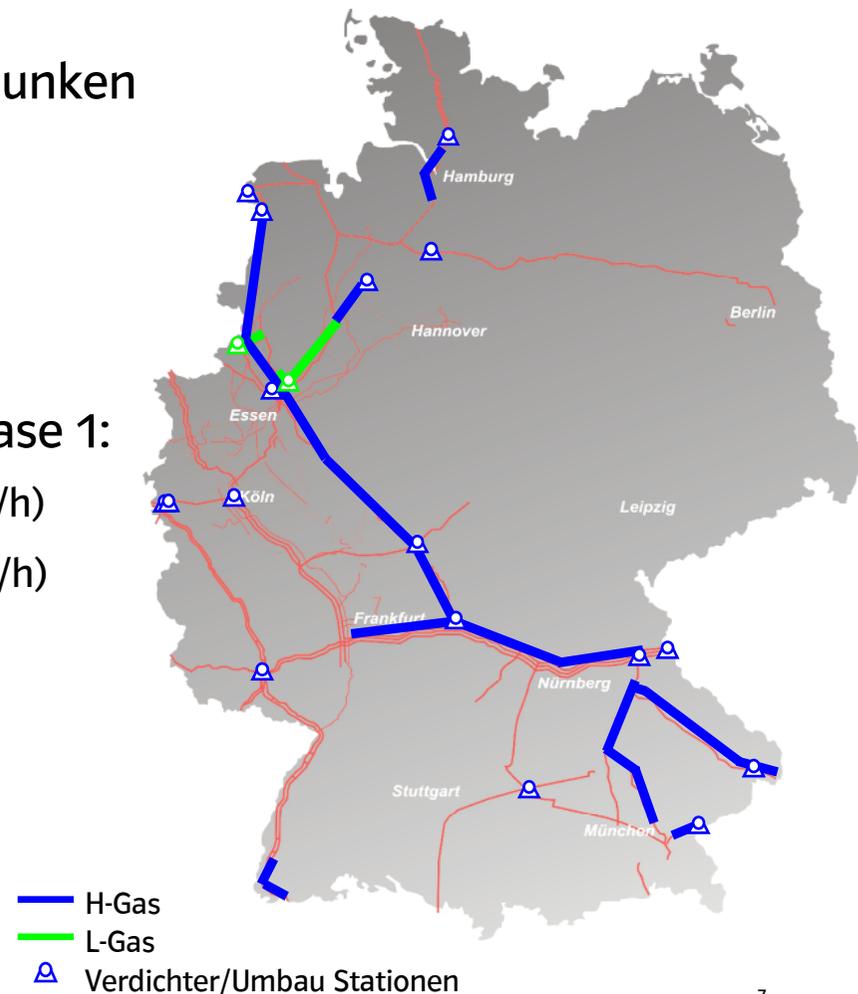
### Abschätzung Investment

H-Gas	L-Gas	Gesamt
6,6 Mrd. €	0,6 Mrd. €	7,2 Mrd. €



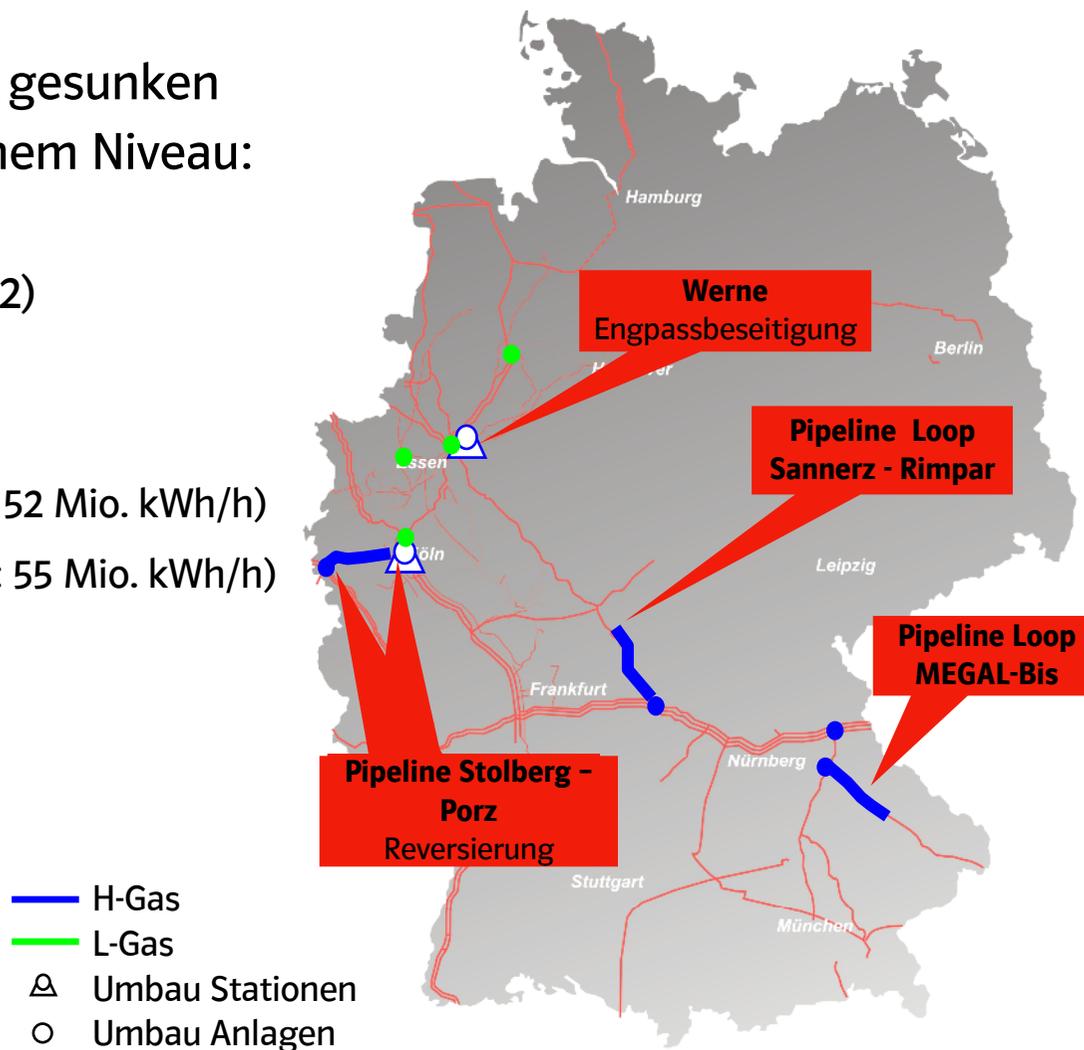
## Ergebnis Phase 2 – verbindliche Buchungen

- Teilnahme deutlich gegenüber Phase 1 gesunken  
aber immer noch auf sehr hohem Niveau:  
44 Kunden (statt 102 in Phase 1)  
169 Anfragen (statt 485 in Phase 1)
- Angefragte Leistung (H+L) ca. 30% von Phase 1:  
Entry: +52 Mio. kWh/h (Phase 1: 223 Mio. kWh/h)  
Exit: +55 Mio. kWh/h (Phase 1: 134 Mio. kWh/h)
- Investitionsvolumen:  
ca. 3 Mrd. €  
ca. 1.350 km Leitungen

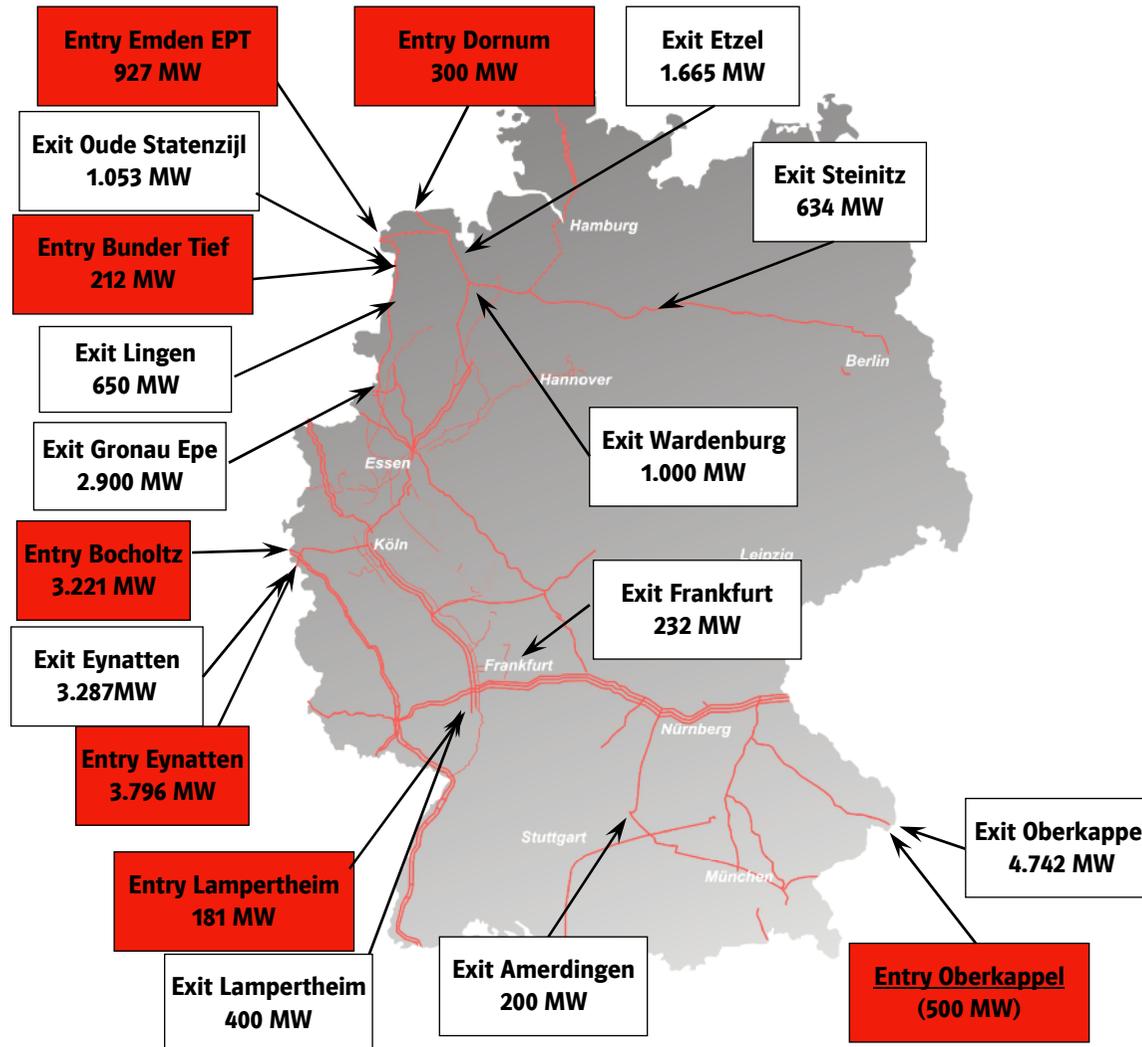


## Finales Ausbauszenario der Abschlussphase

- Teilnahme gegenüber Phase 2 gesunken  
aber immer noch auf sehr hohem Niveau:  
40 Kunden (statt 44 in Phase 2)  
132 Anfragen (statt 169 in Phase 2)
- zugeteilte Leistung (H+L) :  
Entry: +11 Mio. kWh/h (Phase 2: 52 Mio. kWh/h)  
Exit: +18 Mio. kWh/h (Phase 2: 55 Mio. kWh/h)
- Investitionsvolumen:  
ca. 400 Mio. €  
ca. 125 km Leitungen



## Übersicht der realisierten Kundenanfragen H-Gas (Plateau-Phase)

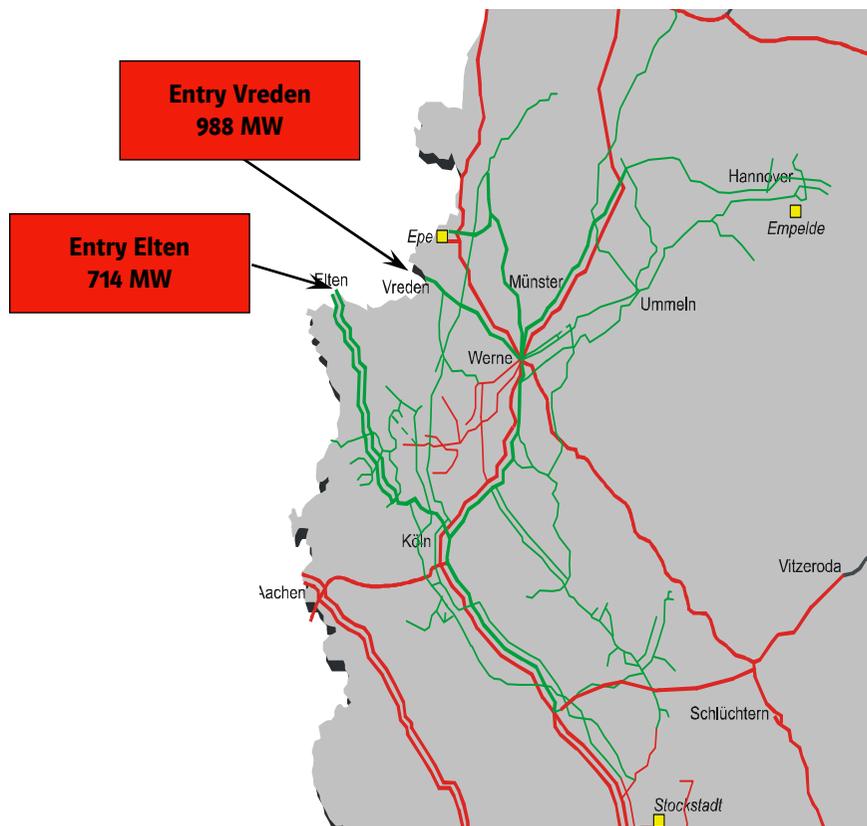


Entry	Capacity (MW)*
Bocholtz	3.221
Bunder Tief	212
Dornum	300
Emden EPT	927
Eynatten	3.796
Lampertheim	181
Oberkappel	500
<b>SUMME:</b>	<b>9.137</b>

Exit	Capacity (MW)*
Amerdingen	200
Etzel	1.665
Eynatten	3.287
Frankfurt	232
Gronau Epe	2.900
Lampertheim	400
Lingen	650
Oberkappel	4.742
Oude Statenzijl	1.053
Steinitz	634
Wardenburg	1.000
Sonstiges	510
<b>SUMME:</b>	<b>17.350</b>

\* vorbehaltlich laufender Zuteilungsverfahren

## Übersicht der realisierten Kundenanfragen L-Gas (Plateau-Phase)



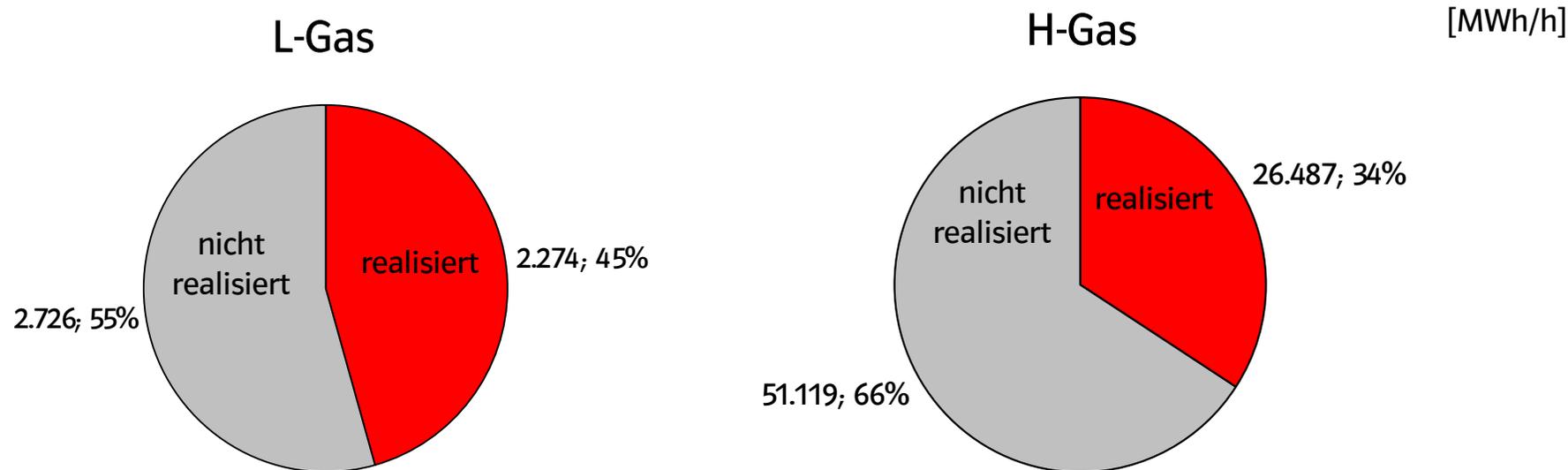
<b>Entry</b>	Vreden (988 MW)*
	Elten (714 MW)*
	<hr/> Summe: 1.702 MW *

<b>Exit</b>	Sonstiges (573 MW) *
-------------	----------------------

\* vorbehaltlich laufender Zuteilungsverfahren

## Realisierte Kapazitätsanfragen

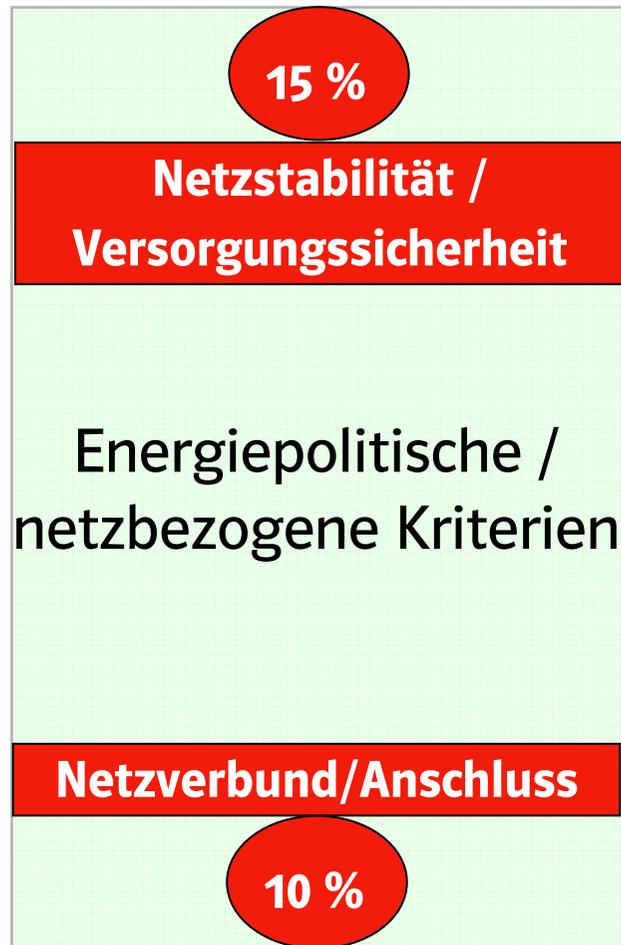
Mit 13 % des Investitionsvolumens aus Phase 2 werden 35 % der Kapazitäten aus der Abschlussphase befriedigt. 29 Kunden haben Kapazitäten zugeteilt bekommen. 11 Kunden haben **keine** Kapazitäten zugeteilt bekommen.



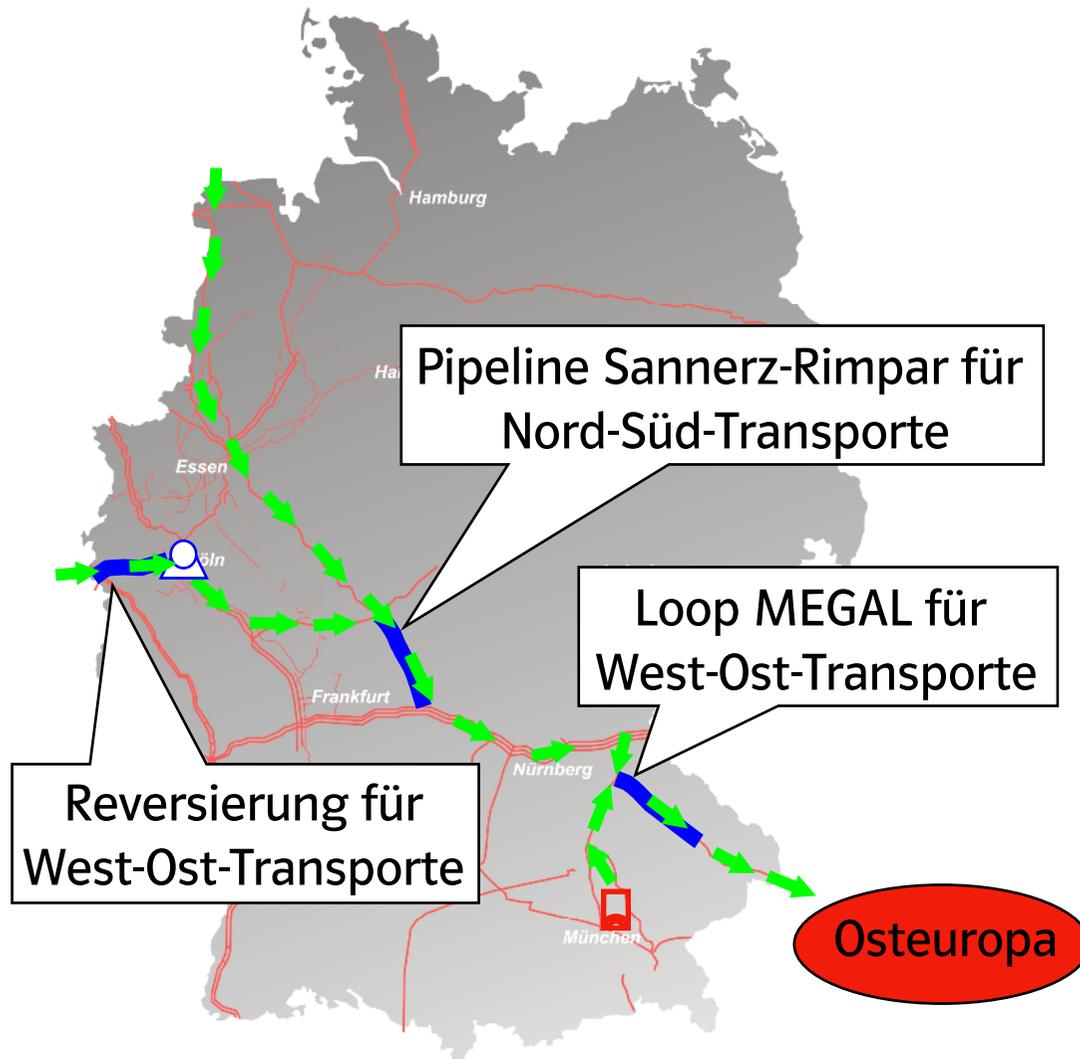
Prozentualer Anteil realisierter Kapazitäten Abschlussphase:	34,8 % = ca. 400 Mio. € (13% v. Invest.)
Gesamtnachfrage Phase 2:	100,0 % = ca. 3.000 Mio. € (100% Invest.)

Die Zahlen beziehen sich auf die verbindlich angefragten Kapazitäten aus der Abschlussphase, vorbehaltlich der laufenden Zuteilungsverfahren

## Bewertungskriterien der Priorisierung



## Projekte erhöhen Versorgungssicherheit



Press Release (PR-09-03)

### **ER GEG advises Commissioner Piebalgs on the lessons from Russia-Ukraine gas dispute**

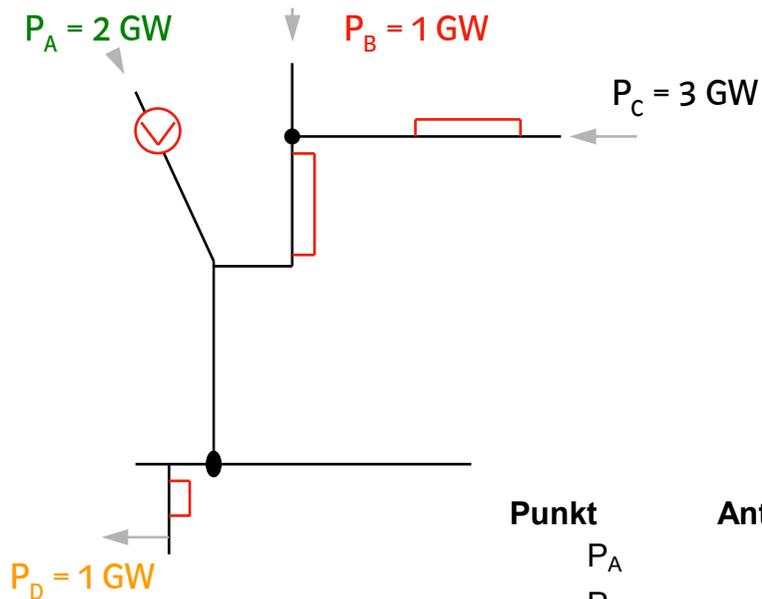
...

(d) Including emergency scenarios in infrastructure planning procedures  
Regulators recommend to TSOs to ensure that any infrastructure investment planning also include a number of supply disruption scenarios and proposals for mitigating the effects of future disruptions.

....

## Bewertungskriterium Engpassbehebung

- Anzahl der unterbrochenen Tage in den letzten 3 Jahren



Bewertung: Vergabe von 0 – 10 Punkten

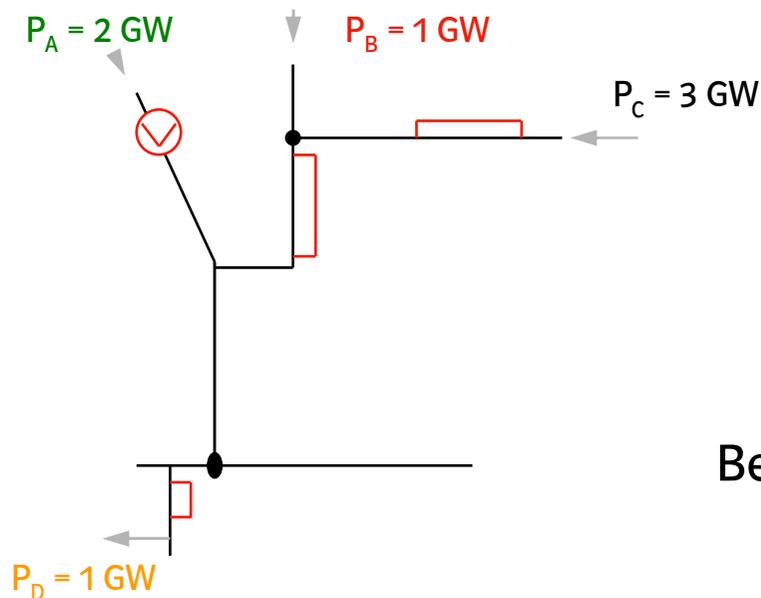
$P_A$  : 20 Tage  
 $P_B$  : 50 Tage  
 $P_C$  : 0 Tage  
 $P_D$  : 0 Tage

Punkt	Anteil	Berechnungsbeispiel	Ranking
$P_A$	20 Tage	$10 \cdot 20 / 50 = 4$	4,0
$P_B$	50 Tage	...	10,0
$P_C$	0 Tage	$10 \cdot 0 / 50 = 0$	0,0
$P_D$	0 Tage	...	0,0

## **Bewertungskriterium Handelswettbewerb**

- Anteil der Kapazität des Kunden an vermarkteter Gesamtkapazität (Stichtag 01.10.2013)
- Punktbezogene Betrachtung: Addieren der Marktanteile pro Punkt zur Ermittlung der „Marktrepräsentanz des Punktes“

## Beispiel Bewertungskriterium Handelswettbewerb

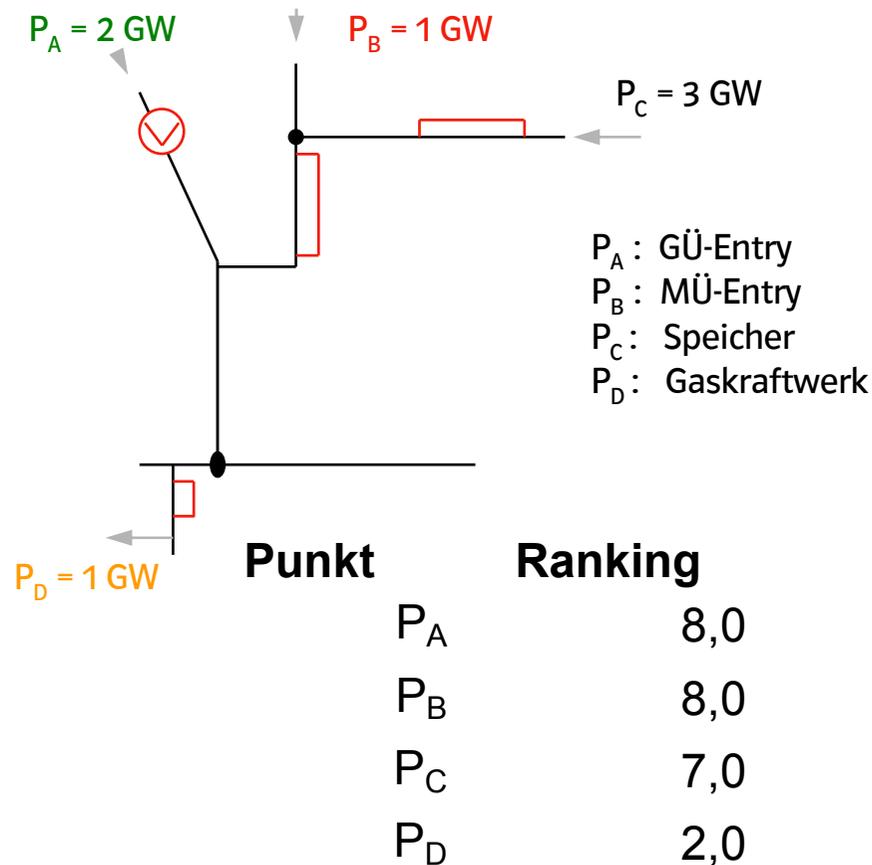


- $P_A$  : Firma GrünGas (Marktanteil 5%)
- $P_B$  : Firma RotGas (Marktanteil 10%)
- $P_C$  : Firma BlauGas (Marktanteil 60%)
- Firma GrünGas (Marktanteil 5%)
- $P_D$  : Firma OrangeGas (Marktanteil 25%)

Bewertung: Vergabe von 0 – 10 Punkten

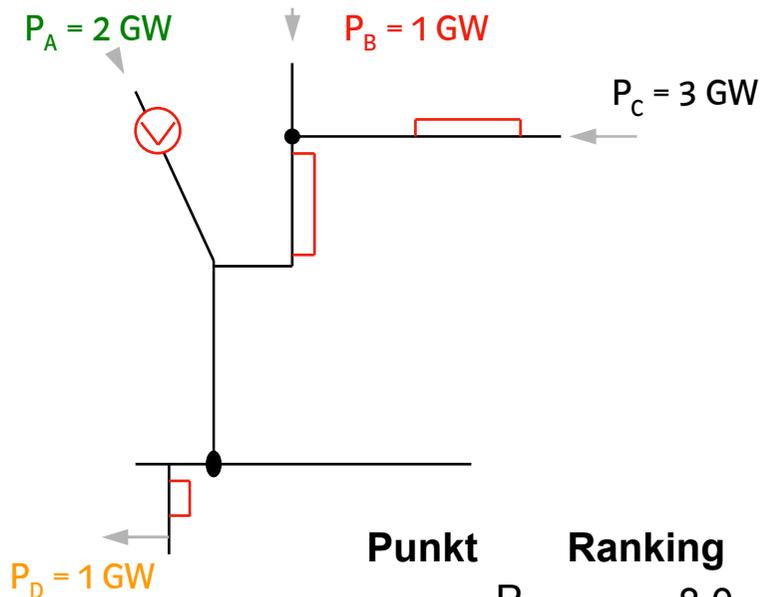
Punkt	Anteil	Berechnungsbeispiel	Ranking
$P_A$	5 %	$10 - 10 \cdot 5 / 65 = 9,23$	9,2
$P_B$	10 %	...	8,5
$P_C$	65 %	$10 - 10 \cdot (60 + 5) / 65 = 0$	0,0
$P_D$	25 %	...	6,2
<b>Maximum</b>	<b>65</b>		

## Beispiel Bewertungskriterium Netzstabilität II



Punktart	Ranking
Biogas	10
GÜ-Entry, MÜ-Entry	8
Speicher	7
MÜ-Exit, NKP-IB, GÜ-Exit	6
Industrie	2
Gaskraftwerke	2

## Beispiel Bewertungskriterium Anschlussprojekte/Netzverbund



Punkt	Ranking
$P_A$	8,0
$P_B$	8,0
$P_C$	6,0
$P_D$	6,0

Punktart	Ranking
Biogas	10
MÜT/GÜP	8
Speicher/ Kraftwerk	6
NKP-IB, Endverbraucher	4

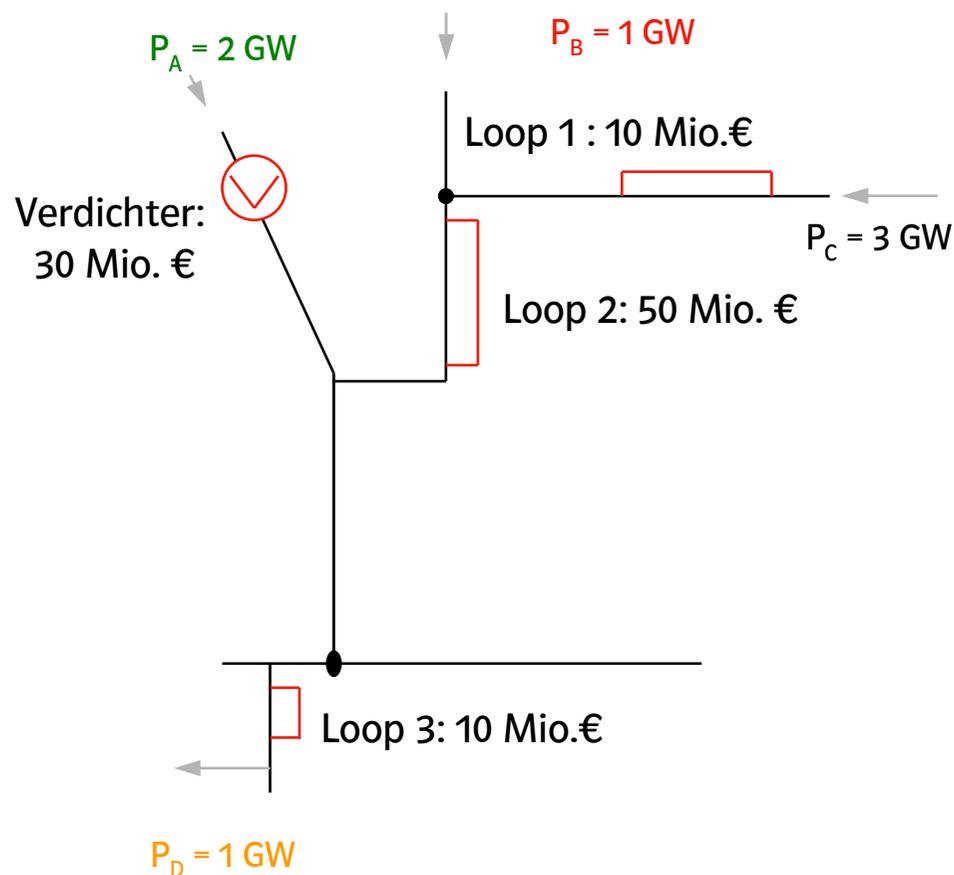
$P_A$  : GÜ-Entry  
 $P_B$  : MÜ-Entry  
 $P_C$  : Speicher  
 $P_D$  : Gaskraftwerk

## **Bewertungskriterium Effizienz I**

1. Planung des Netzausbaus auf Basis der verbindlichen Anfragen
2. Verursachergerechte Zuordnung der Maßnahmen auf die einzelnen Anfragepunkte
3. Zuteilung auf die einzelnen Anfragepunkte
  - a. Kosten, die eindeutig einem Punkt
  - b. Kosten, die eindeutig mehreren Punkten (einer Gruppe) zugeordnet sind
4. Berechnung von spezifischen Annuitäten eines Punktes (€/kWh/h)
5. Berücksichtigung in der Bewertungsmatrix

## Beispiel Bewertungskriterium Effizienz II

Im Beispiel vereinfacht: Annuität ca. 10% Investition !



Punkt A :

$$I_A = 30 \text{ Mio. €}$$

$$\text{spez. Annuität}_A = \frac{30 \text{ Mio. €}}{2 \text{ GW}} \cdot 0,1 = 1,5 \text{ €/kWh/h}$$

Punkt B :

$$I_B = 50 \text{ Mio. €} \cdot \left[ \frac{1 \text{ GW}}{1 \text{ GW} + 3 \text{ GW}} \right] = 12,5 \text{ Mio. €}$$

$$\text{spez. Annuität}_B = \frac{12,5 \text{ Mio. €}}{1 \text{ GW}} \cdot 0,1 = 1,25 \text{ €/kWh/h}$$

Punkt C :

$$I_C = 10 \text{ Mio. €} + 50 \text{ Mio. €} \cdot \left[ \frac{3 \text{ GW}}{1 \text{ GW} + 3 \text{ GW}} \right] = 47,5 \text{ Mio. €}$$

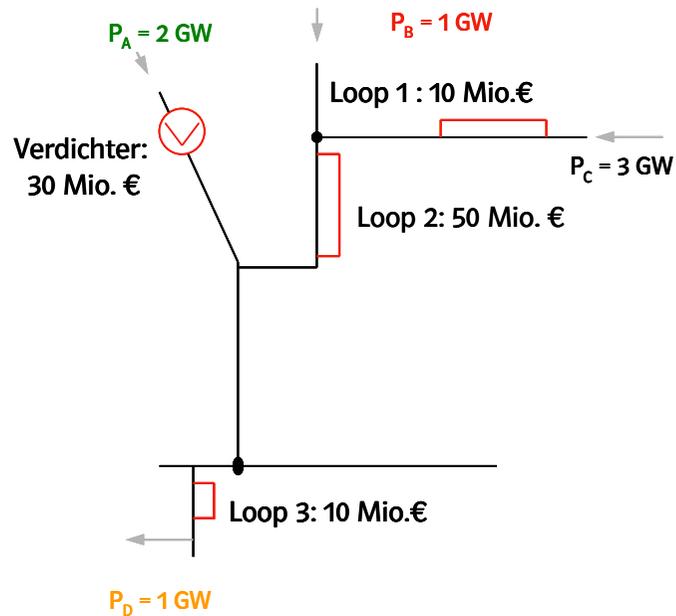
$$\text{spez. Annuität}_C = \frac{47,5 \text{ Mio. €}}{3 \text{ GW}} \cdot 0,1 = 1,58 \text{ €/kWh/h}$$

Punkt D :

$$I_D = 10 \text{ Mio. €}$$

$$\text{spez. Annuität}_D = \frac{10 \text{ Mio. €}}{1 \text{ GW}} \cdot 0,1 = 1 \text{ €/kWh/h}$$

## Beispiel Bewertungskriterium Effizienz III



Punkt	Anteil	Ranking	Berechnungsbeispiel
$P_A$	1,5 €/kWh/h	0,5	$10 - 10 \cdot 1,5 / 1,58 = 0,506$
$P_B$	1,25 €/kWh/h	2,1	...
$P_C$	1,58 €/kWh/h	0,0	$10 - 10 \cdot 1,58 / 1,58 = 0$
$P_D$	1 €/kWh/h	3,7	...

## Bewertungskriterium Netzstabilität

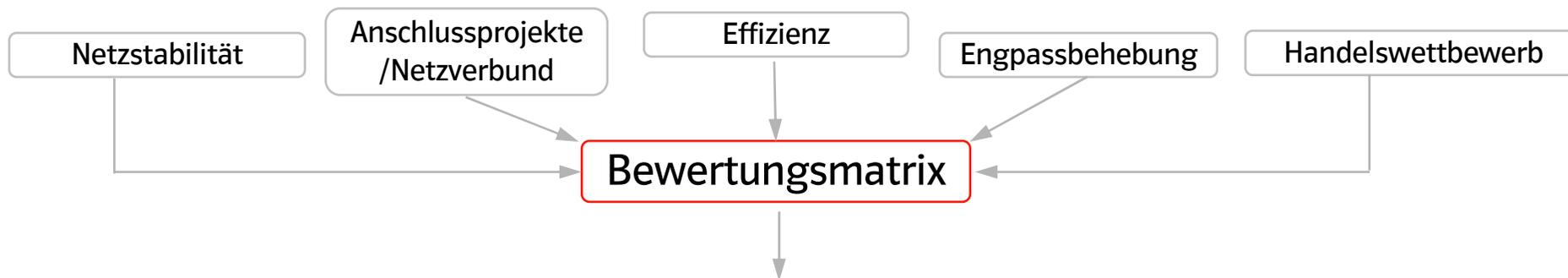
- Sicherstellung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität  
Unterscheidung nach:

Punktart	Ranking	Begründung
Biogas	10	Dezentrale Grundlastversorgung, kurze Transportwege und damit hohe Versorgungssicherheit
GÜ-Entry, MÜ-Entry	8	Sichert die Grundlastversorgung des Netzes
Speicher	7	Sichern Spitzenlastversorgung bei niedrigen Temperaturen
MÜ-Exit, NKP-IB, GÜ-Exit	6	neutral
Industrie	2	Nichtprognostizierbare Abnahmestruktur
Gaskraftwerke	2	Nichtprognostizierbare Abnahmestruktur

## Bewertungskriterium Netzverbund/Anschlussprojekte

- Umsetzung gesetzlicher Vorgaben
- Stärkung des nationalen und europäischen Verbunds sowie MG-überschreitende Transporte
- Berücksichtigung neuer Anschlussprojekte (Biogas, Speicher, KW)

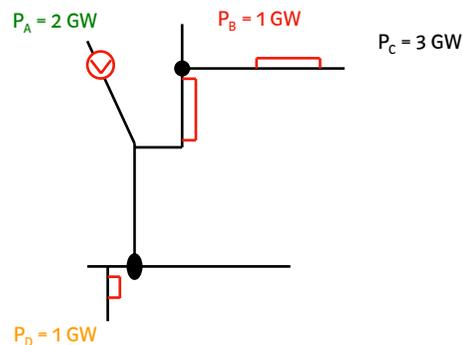
<b>Punktart</b>	<b>Ranking</b>	<b>Begründung</b>
Biogas	10	Gesetzlicher Vorrang, Politisch gewollt
MÜT/GÜP	8	Förderung MGKO und europäischen Verbund
Speicher/ Kraftwerk	6	Politisch gewollt
NKP-IB, Endverbraucher	4	Keinen besonderen Charakter



Punkt	Netzstabilität	Netzverbund	Engpassbehebung	Handelswettbewerb	Effizienz	
<b>Wichtung</b>	<b>15%</b>	<b>10%</b>	<b>15%</b>	<b>10%</b>	<b>50%</b>	<b>100%</b>
P <sub>A</sub>	8,0	8,0	4,0	9,23	0,51	3,78
P <sub>B</sub>	8,0	8,0	10,0	8,46	2,09	5,39
P <sub>C</sub>	7,0	6,0	0,0	0,00	0,00	1,65
P <sub>D</sub>	2,0	6,0	0,0	6,15	3,67	3,35

## Rankingliste

1. P<sub>B</sub> : MÜ-Entry
2. P<sub>A</sub> : GÜ-Entry
3. P<sub>D</sub> : Gaskraftwerk
4. P<sub>C</sub> : Speicher



## Zeitbedarf für Leitungsbau mit Raumordnungsverfahren

