

# Die Entwicklung des Wettbewerbs auf den Gasmärkten

**Workshop zum Energierecht  
Institut für Energie- und Regulierungsrecht  
Berlin**

**Dr. Martin Bandulet  
E-Bridge Consulting GmbH  
Berlin, 6. Juli 2009**

# Hintergrund

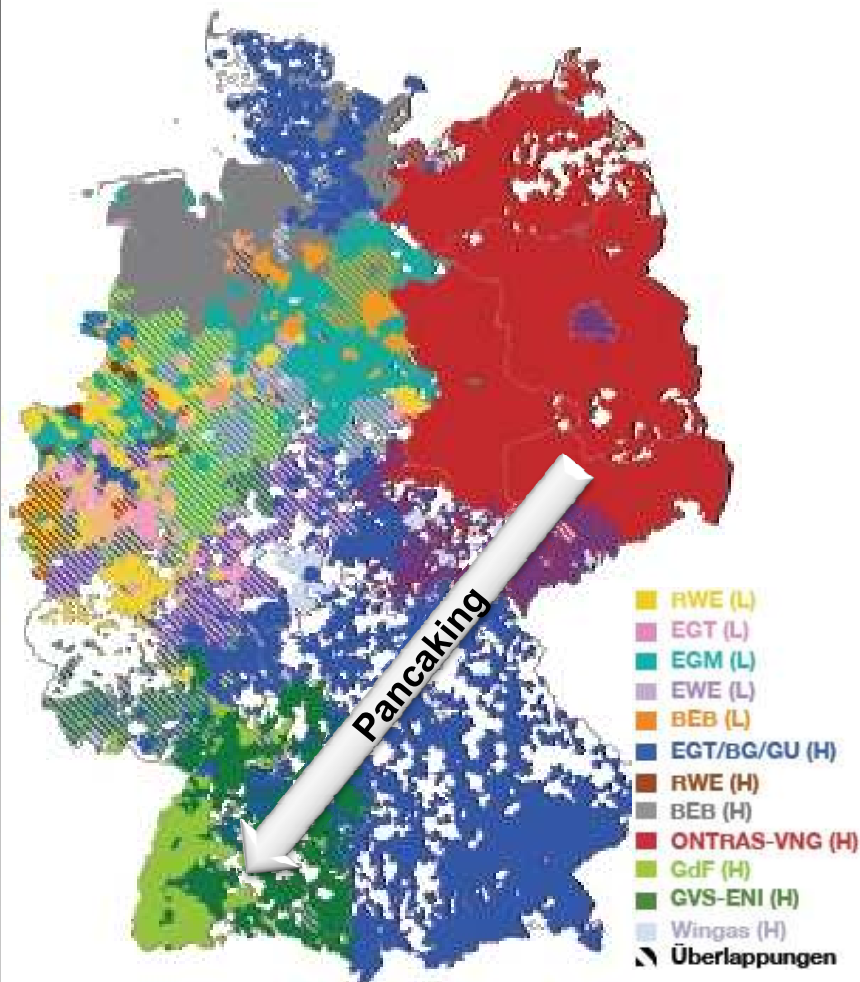
- Deutscher Gasmarkt ist die Drehscheibe des Europäischen Gashandels
  - Zweitgrößter Markt in Europa
  - Zugang zu den wichtigsten europäischen Gasproduzenten
  - Anstieg der Gasnachfrage in Europa um 30% in den nächsten 20 Jahren
  
- Wichtige Meilensteine für freien Gasmarkt wurden beschrrieben
  - KOV III, GABi Gas, GeLi Gas
  - Fast zwei Jahre Gasbörse
  
- Es gibt aber weiterhin wettbewerbliche Beschränkungen
  
- Inhalt der Präsentation: Darstellung
  - bestehender Defizite und
  - erzielter Fortschritte sowie
  - Analyse weiteren Handlungsbedarfs
  
  - ... aber keine Bewertung des Vorschlags der BNetzA „Neugestaltung des Kapazitätsmanagements im deutschen Gasmarkt“

# Bestehende Defizite

---

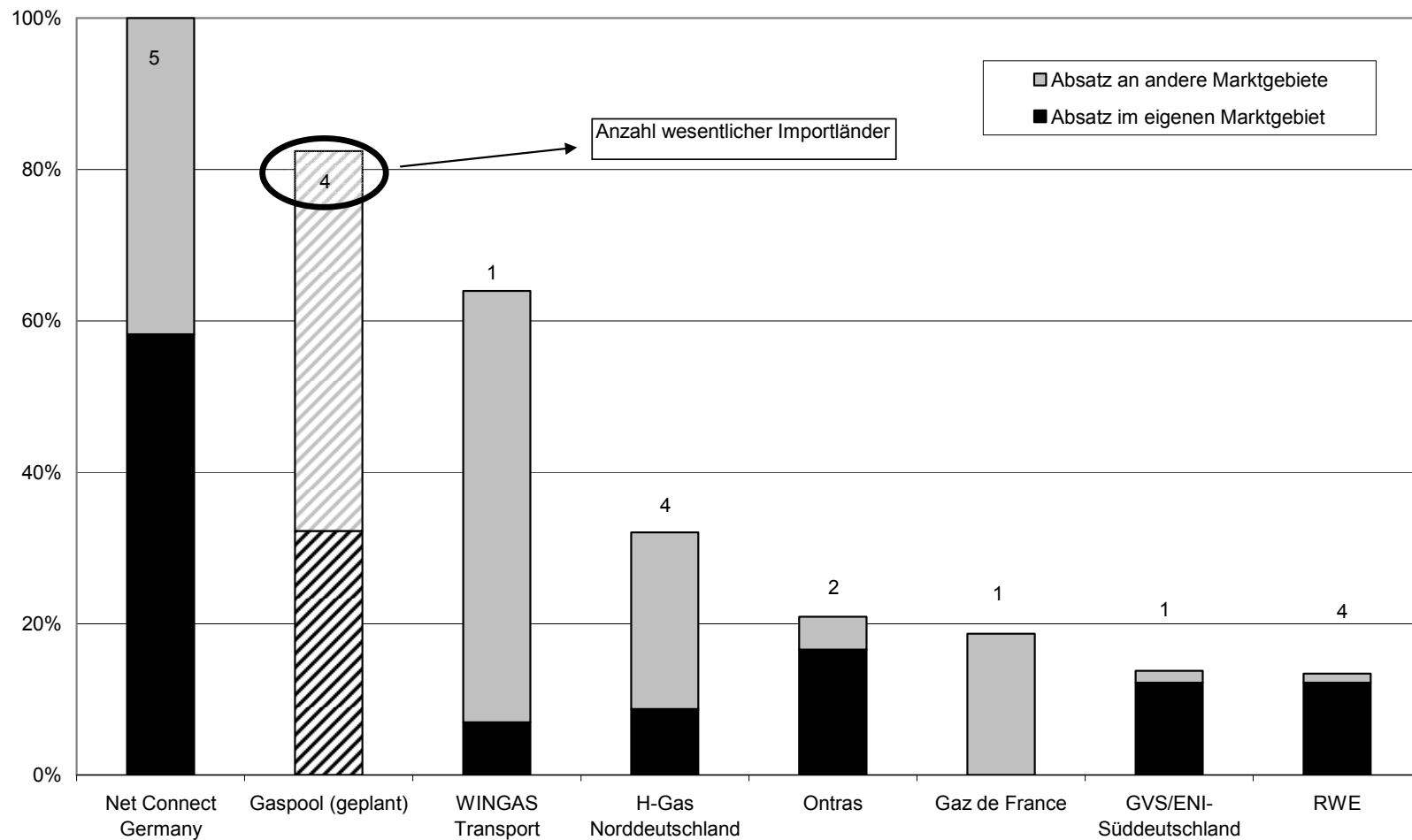
- Im deutschen Gasmarkt lassen sich sechs Markthemmnisse identifizieren:
  - Hohe Anzahl der Marktgebiete
  - Vertragliche Engpässe
  - Fehlende Koordinierung von Speicher- und Transportkapazitäten
  - Mangelnde Regulierung auf europäischer Ebene
  - Intransparente Bepreisung und Beschaffung von Regelenergie
  - Ausgleichspreismechanismus

# Marktgebiete splitten die Liquidität und führen zu überhöhten Netzentgelten und Transaktionskosten



- Verringerung der Liquidität in den einzelnen Marktgebieten
- Risiko überhöhter Entgelte durch Pancaking
  - Entgelte für Gastransport primär von der Form und Gestaltung der Marktgebiete und weniger durch die Kosten für den physischen Transport bestimmt.
  - Folge: wirtschaftlich nicht effiziente und wettbewerbsbehindernde Netzentgelte.
- Überhöhte Transaktionskosten
  - Förderung durch nicht harmonisierte und intransparente Kapazitätsberechnungen, Buchungs-, und Nominierungsprozesse.

# Mit Gaspool wird ab 1.10.2009 ein zweites liquides H-Gas-Markgebiet geschaffen



# Eine weitere Zusammenlegung von Marktgebieten sollte auf Basis objektiver Kriterien erfolgen

- Derzeit keine klaren Kriterien für Festlegung von Marktgebieten
  - Vorschlag für Konkretisierung der GasNZV
    - Einheitliche und transparente Berechnungsvorschriften für max. Transportkapazitäten bzw. Prognose der Netzbelastung aufgrund von Buchungen erforderlich
      - Berechnung durch Netzbetreiber muss für Sachkundige Dritte nachvollziehbar sein
    - Engpässe müssen behoben werden, sofern die damit verbundenen Kosten angemessen sind (Kosten- / Nutzenabwägung)
      - Kurzfristige Engpässe müssen durch feste Lastflusszusagen oder ähnliche Methoden behoben werden
      - Strukturelle Engpässe sind durch Investitionen mit oder ohne Open Season-Verfahren zu beheben
    - Festlegung klarer Kriterien für die Angemessenheit der mit der Engpassbehebung verbundenen Kosten durch die BNetzA
    - Kosten für die Engpassbehebung sind den Netzbetreibern zu erstatten
- Nur wenn auf Basis der transparenten Berechnungsverfahren physische Engpässe erwartet werden UND solange diese nicht durch obengenannte Verfahren behoben werden können, ist die Existenz von Marktgebieten zu rechtfertigen
  - Die Definition von Marktgebieten ist eindeutig durch die GasNZV festzulegen
  - Die marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber müssen physikalische Auslastung und max. Transportkapazitäten für alle marktgebietsüberschreitenden Verbindungen veröffentlichen

# Vertragliche Engpässe und Kapazitätshortung werden derzeit nicht wirksam vermieden

- GasNZV schreibt vor, dass Kapazitäten, die über einen längeren Zeitraum nicht genutzt werden, an den Markt zurückgegeben werden müssen („Use-It-Or-Lose-It“-Prinzip)
  
- Indiz für nicht ausreichende Wirksamkeit dieses Prinzips:
  - BNetzA und die Regionale Initiative Nord-West konstatieren für das deutsche Gasnetz bzw. für die exemplarisch gewählte Grenzkuppelstelle Bunde/Oude-Statenzijl, dass physisch freie Kapazitäten vorhanden sind, selbst wenn Kapazitäten zuvor ausgebucht waren
  - Das Risiko des Verlust einer langfristig bebuchten Kapazität kann durch sporadische kurzfristige Nutzung vermieden werden
  
- Sekundärmärkte lösen das Problem der Kapazitätshortung nicht alleine

# Nicht genutzte feste Kapazitäten sollten künftig täglich versteigert werden

- Vorschlag für Konkretisierung der GasNZV
  - Tägliche Auktionierung nicht genutzter fester Kapazitäten
    - Nominierung aller langfristig gebuchten Kapazitäten bis zu einem festgelegten Zeitpunkt day-ahead
    - Die nicht nominierten Kapazitäten werden in einer day-ahead Auktion als feste Kapazitäten versteigert
    - Inhaber der langfristigen Kapazitätsrechte können ggfls. marktgerecht entschädigt werden
    - Auktionsverfahren ist eng mit Marktteilnehmern und BNetzA abzustimmen, ggfls. Festlegung durch BNetzA
    - Mittelfristig auch marktgebietsüberschreitendes Market Splitting möglich
  - Vorteile dieses Verfahrens
    - Erhöht Day-ahead-Liquidität grundlegend
    - Kompatibel mit Kapazitätsbuchung durch langfristige Verträge
    - Ergänzt das heute bereits festgelegten UIOLI-Prinzip

# Koordination durch konsequente Weiterentwicklung der Marktgebiete-Kooperationsplattform

- Intransparente und uneinheitliche Kapazitätsbestimmungs-, Buchungs- und Nominierungsprozesse behindern Marktentwicklung
  
- Schaffung einer bundesweiten Marktgebiete-Kooperationsplattform
  - Harmonisierung und Zusammenführung derzeitiger Kooperationsplattformen zu einem bundesweit einheitlichen und singulären Buchungs- und Normierungssystem (Marktgebiete-Kooperationsplattform)
  - Nutzen:
    - Harmonisierung der Geschäftsprozesse
    - Erhöhung der Markttransparenz
    - Verringerung des Transaktionsaufwandes bei komplementären Kapazitäten
  
- Abstimmung des Handels von Speicher- und Transportkapazitäten
  - Entwicklung von Kombiprodukten aus Speicher- und Transportkapazitäten
  - Anpassung und Kombination von Trac-X und Store-X
  - Angebote von Kombiprodukten über die einheitliche Plattform

# Regulierung auf europäischer Ebene

- Förderung der Regionalen Initiativen durch klare Arbeitsaufträge und Leitlinien durch ACER
  - Weiterentwicklung heterogener Engpassbewirtschaftungsmethoden hin zu einem marktgerechten Best Practice zur Förderung des grenzüberschreitenden Gashandels in Europa
  - Berücksichtigung der Interessen der Marktteilnehmer in Entwicklungs- und Entscheidungsprozessen der regionalen Initiativen, u. a. durch vertrauliche und getrennte Anhörungen nach Akteursgruppen bei der ACER
  - Stärkung der Rolle von ACER bei nicht ausreichenden Fortschritten der Regionalen Initiativen zur Förderung des grenzüberschreitenden Handels

# Exkurs zum Regelenergiemarkt

- Einführung
- Konzeption des Regel- und Ausgleichsenergiemarktes Gas
  - Grundmodell der Ausgleichsleistungs- und Bilanzierungsregeln im Gassektor
  - Konzeption des Beschaffungsmarktes für Regelenergie
- Beobachtungen
  - Liquidität des Beschaffungsmarktes
  - Höhe des Regelenergiebedarfes
  - Erklärungsansätze
- (Zwischen)fazit

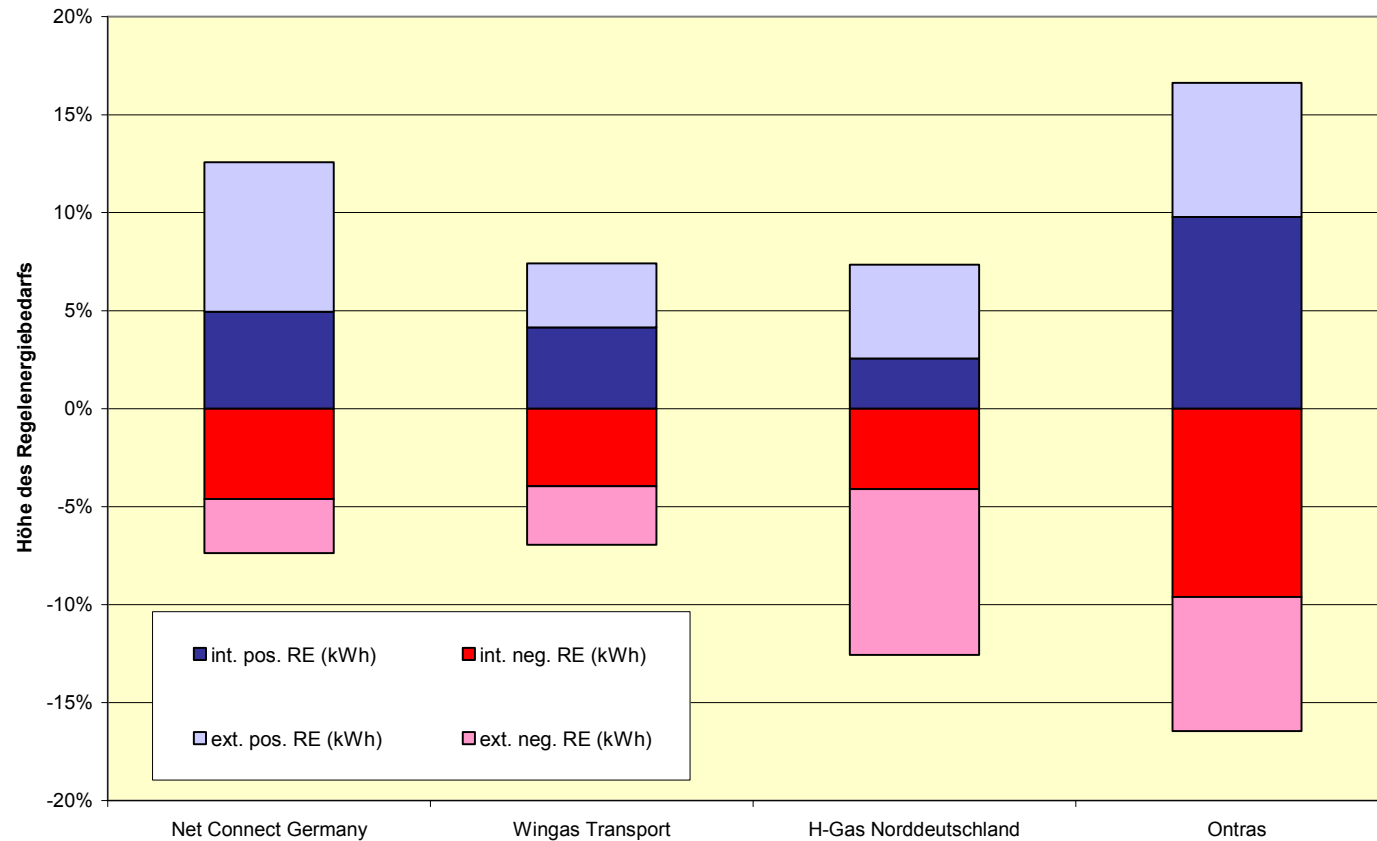
# Beschaffung von Regelenergie

## Konzeption des Marktes

- Definition Regelenergie
  - Diejenige Energie, die aus dem Einsatz oder der Nutzung von Ausgleichsleistungen zum physikalischen Ausgleich eines Marktgebiets im laufendem Betrieb resultiert. Sie wird vom Netzbetreiber benötigt, um die Systemstabilität des Netzes gewährleisten zu können.
- Unterscheidung nach Herkunft
  - Interne Regelenergie: Netzpuffer im Fernleitungs- und in den Verteilnetzen des eigenen Marktgebietes sowie der benachbarten Marktgebiete. Interne Regelenergie wird nicht vergütet.
  - Externe Regelenergie: Bereitstellung kurzfristiger Flexibilitäten sowie Beschaffung und Veräußerung von Gasmengen durch Speichernutzer, Speicherbetreiber, abschaltbare Kunden und andere Transportkunden
- Beschaffung und Einsatz von externer Regelenergie
  - Langfristige (teilweise inkl. Vorhaltung) und kurzfristige Ausschreibung positiver und negativer Regelenergieprodukte
  - dezentraler Einsatz interner Regelenergie: Mengensteuerung des nachgelagerten Netzes zur Reduktion der Tagesspitze
  - Abruf externer Regelenergie zentral durch den BKN (bei langfristiger Beschaffung auf Grundlage einer Merit-Order-Liste)

# Beobachtung

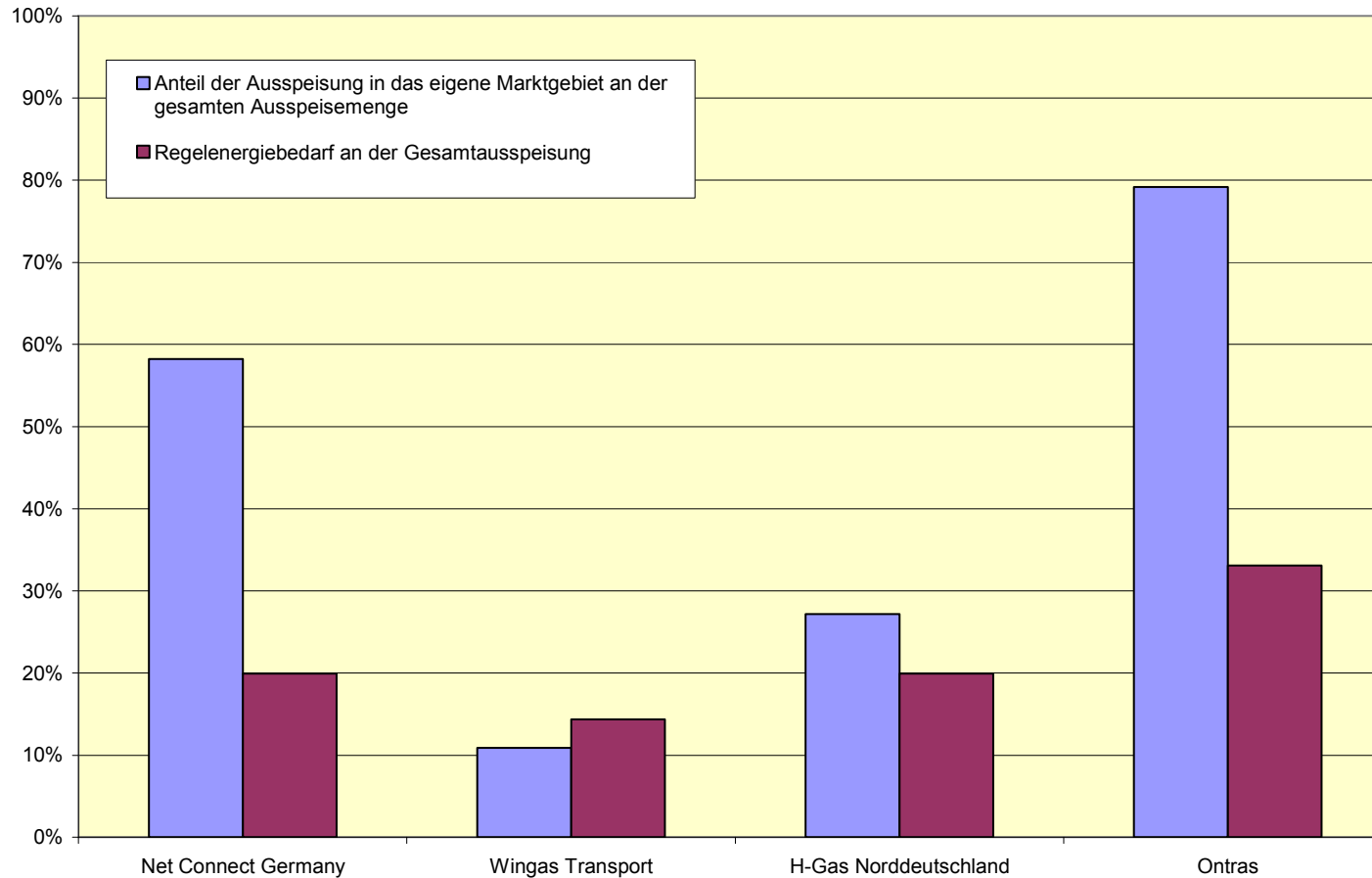
## Unterschiedlich hoher Regelenergiebedarf in den Marktgebieten



**Hinweis:** Marktgebiet NCG: maximal gemessener täglicher Einsatz interner Regelenergie und maximal kontrahierte Vorhalte-Tagesleistung der externen Regelenergie ins Verhältnis gesetzt zur gesamten Ausspeisemenge (eigenes Marktgebiet + Transite) an einem typischen Wintertag (doppelte durchschnittliche Tagesmenge). Übrige Marktgebiete: Sowohl interne als auch externe Regelenergie beziehen sich auf maximal gemessene Tageswerte.

# Eine mögliche Ursache

## Anteil der Transite an der gesamten Ausspeisemenge



Regelenergiebedarf an der Gesamtausspeisung: kumulierte positive und negative interne und externe Regelenergie ins Verhältnis gesetzt zur gesamten Ausspeisemenge (eigenes Marktgebiet + Transite) an einem typischen Wintertag (doppelte durchschnittliche Tagesmenge).

# Beobachtungen

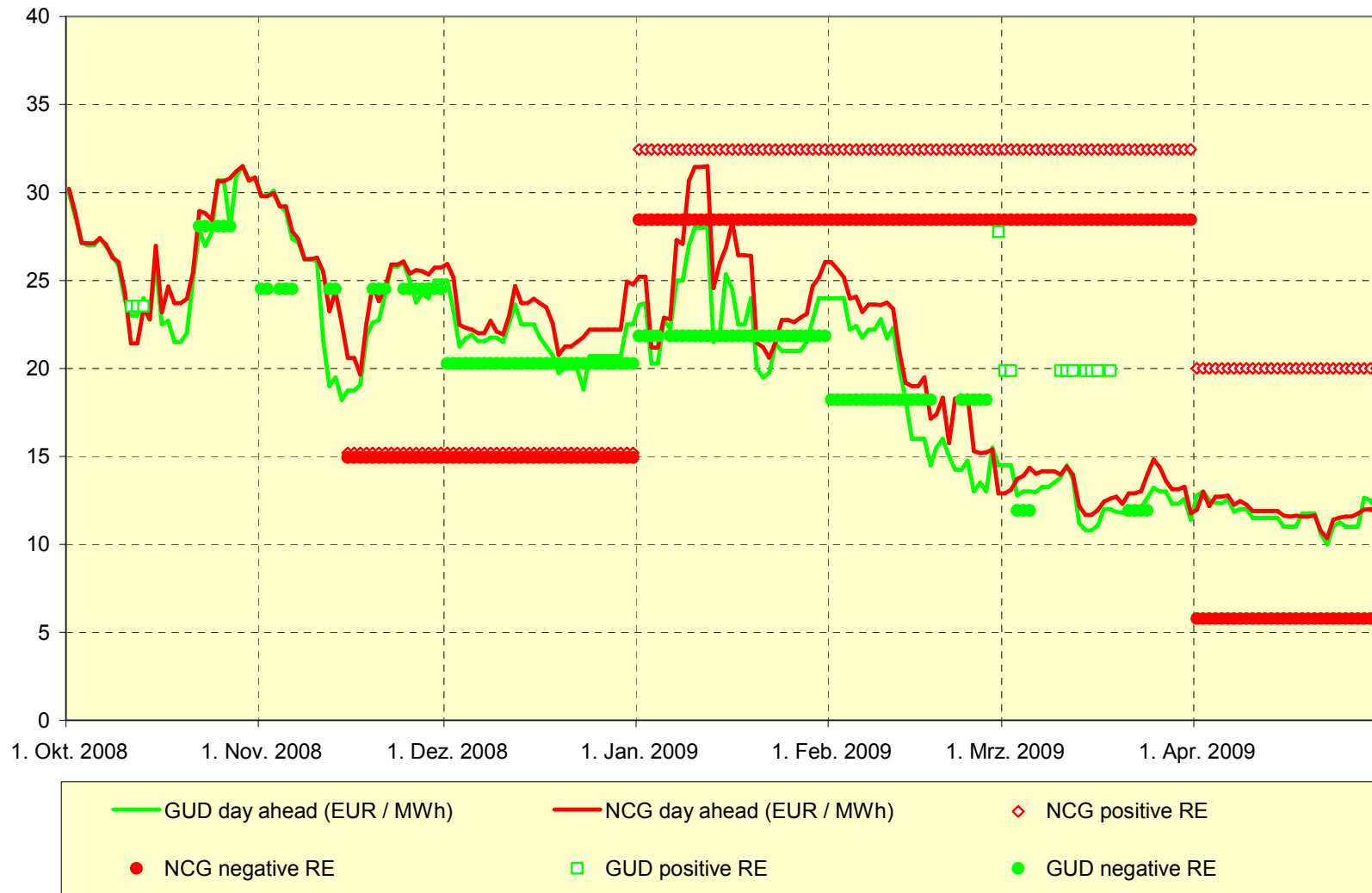
## Liquidität des Beschaffungsmarktes für Regelenergie

---

- Vergleich der Liquidität des Beschaffungsmarktes für Regelenergie der vier größten H-Gas-Marktgebiete Net Connect Germany, Wingas Transport, H-Gas Norddeutschland und Ontras nur indirekt möglich
- Indizien für niedrige Liquidität
  - Ausschreibung von Vorhalteleistung
  - Langfristige Beschaffung
  - Hohe Preisspreizung zwischen Regelenergie- und Spotmarktpreis

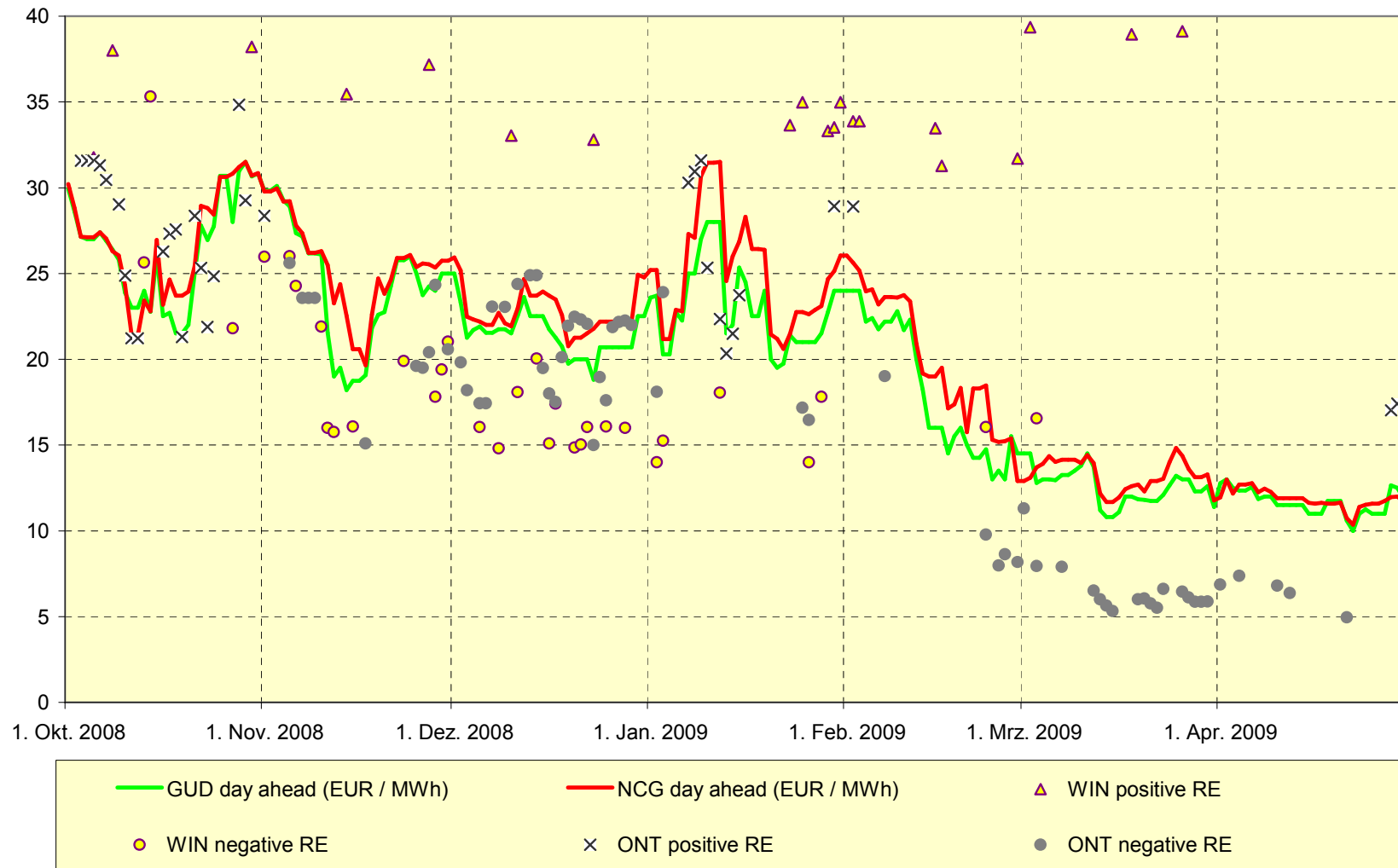
# Beobachtungen

## Langfristige Beschaffung von Regelenergie bei NCG und GUD



# Beobachtungen

## Teilweise flexible Beschaffung von Regelenergie bei WIN und ONT



# Beobachtungen

## Preisspreizung für Regelenergie zum Referenzpreis



Hinweise: Referenzpreis für die Marktgebiete NCG, Wingas Transport und Ontras: EEX-day-ahead NCG; Referenzpreis für H-Gas Norddeutschland: EEX-day ahead GUD. Berechnung der Preisspreizung für WIN, GUD, ONT als mengengewichtete Differenz zwischen dem jeweiligen Ein- bzw. Verkaufspreis für Regelenergie und dem Referenzpreis. NCG: Berechnung der ungewichteten absoluten Preisdifferenz.

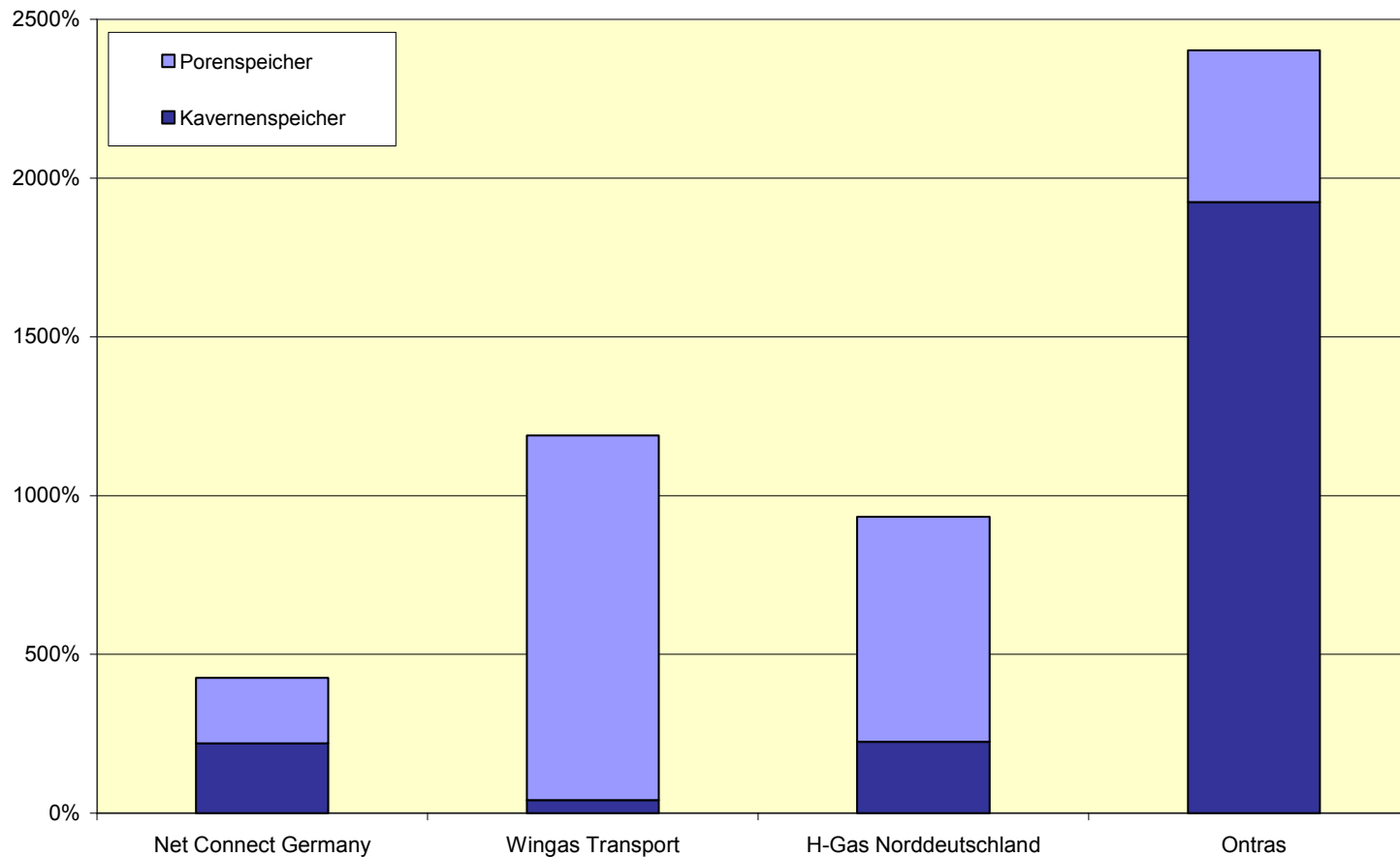
# Ergebnisse

## Märkte für Regelenergie sind unterschiedlich liquide

- Geringe Liquidität des Beschaffungsmarktes für Regelenergie bei Net Connect Germany
  - Langfristige Beschaffung von Regelenergie im zweistufigen Verfahren (Ausschreibung von Vorhalteleistung und langfristige Festsetzung des Arbeitspreises)
  - Hohe Preisspreizung zwischen Regelenergie- und Spotmarktpreis
- Höhere Liquidität bei Ontras
  - Keine Ausschreibung von Vorhalteleistung
  - Teilweise flexible Beschaffung von Regelenergie
  - Geringere Preisspreizung zwischen Regelenergie- und Spotmarktpreis

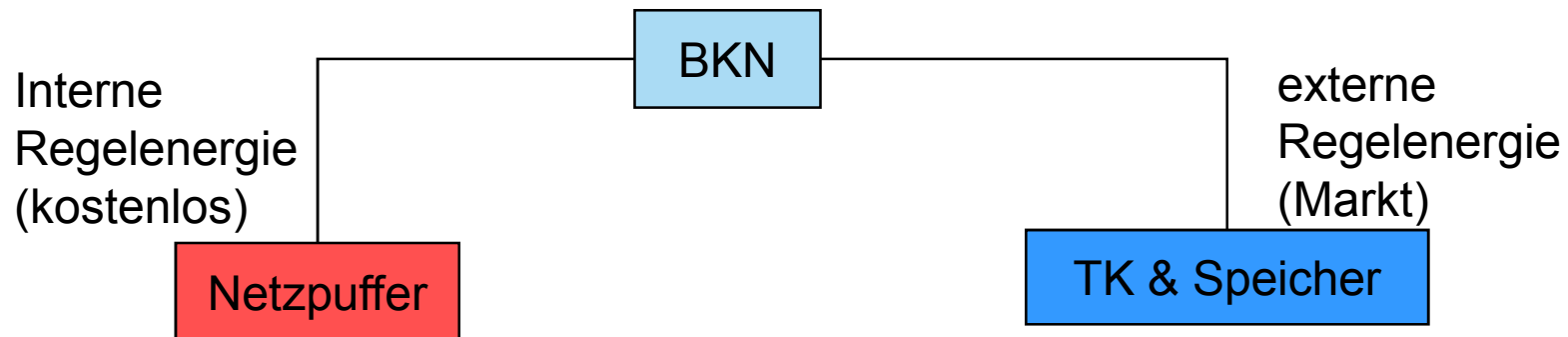
# Erklärungsansatz

## Ausspeiseleistung von Speichern im Marktgebiet



Hinweise: Dargestellt ist der Abdeckungsgrad des externen Regelenergiebedarfs durch die physische Ausspeiseleistung der an das jeweilige Marktgebiet angeschlossenen Kavernen- und Porenspeicher.

# Regelenergiemärkte sind derzeit nicht kompetitiv



rund 90 % (z. B. bei NCG)

- ❑ Jetzige Regelung bewirkt Fehlsteuerung und führt langfristig zu einem Verzicht in der Bewirtschaftung und Rückbau des Netzpuffers
- ❑ Ggf. Beschaffung von teurerer externer Regelenergie

rund 10 % (z. B. bei NCG)

- ❑ Geringe Liquidität einiger Regelenergiemärkte läßt sich durch mangelnde Speichieranbindung erklären
- ❑ Einschränkung des Wettbewerbs auf der Anbieterseite wird durch Zersplitterung von Marktgebieten verschärft
- ❑ Unklar ist, ob sich (auch durch Modifizierung der GABi) der Regelenergiebedarf in den einzelnen Marktgebieten reduzieren ließe (Verfahren & Annahmen zur Bedarfsfestsetzung sind derzeit nicht transparent und zwischen Netzbetreibern nicht abgestimmt)

# Regelenergiemärkte sind wettbewerblich auszugestalten

- Anreize setzen zur Reduktion des Regelenergiebedarfs
  - Überprüfung der Steuerungswirkung der GABi Gas
- Gleichbehandlung interner und externe Regelenergie
  - Vergütung der Kosten des Netzpuffers durch den BKN
    - Erhöhung der Bilanzkreis-kosten, Verringerung der Netzentgelte
    - Alternativ wäre eine explizite Berücksichtigung der Kosten der Netzpufferung in den Netzentgelten denkbar
  - Mittelfristig Abschaffung der Aufteilung in externe und interne Regelenergie
    - Vereinfachung des Beschaffungsprozesses
    - Erhöhung des Wettbewerbdruks auf die Anbieter von Regelenergie
- Erhöhung der Markttransparenz durch Standardisierung von Regelenergieprodukten
  - Veröffentlichungen von Verfahren zur Bestimmung des internen und externen Regelenergiebedarfs
  - Standardisierung der Regelenergieprodukte, der Fristen und Ausschreibungsbedingungen
  - Errichtung einer gemeinsamen Ausschreibungsplattform

# Derzeitige Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln sind eine Notgeburt

- **Ausgestaltung der Ausgleichsenergiepreissystem**
  - Tagesbilanzierung mit zusätzlicher Strukturierungskomponente
  - Preisspreizung („2-Preis-System“) von positiver und negativer Ausgleichsenergie
- **Grundlegende Prinzipien der Preisbildung**
  - Tägliche Preisfeststellung anhand von Referenzpreisen an liquiden Gashandelsplätzen
    - Title Transfer Facility (TTF), Niederlande
    - Zeebrugge Hub, Belgien
    - National Balancing Point (NBP), Großbritannien
    - Virtueller Handelspunkt H-Gas, Marktgebiet NCG (vormals EGT/Bayernets)
  - Preisspreizung von (mindestens) 10% in jede Richtung, ausgehend vom zweithöchst- bzw. zweitniedrigsten Preis
- **Folgen**
  - Keine Koppelung an die tatsächlichen Kosten des BKN für Regelenergie
  - Kleine Bilanzkreise werden stärker belastet als große

# Anpassungen des Ausgleichsenergie-Preismechanismus sind angebracht

- Mäßigung der pönalisierenden Wirkung des Preissystems...
  - Vereinfachung des Ausgleichsenergiepreissystems durch Einführung eines 1-Preis-System (wie Strom)
  - Pönalisierende Wirkung der Strukturierungskomponente ist abzuschätzen und deren Höhe mit den Marktteilnehmern und BNetzA abzustimmen
- ... bei gleichzeitiger Koppelung an die Kosten für Regelenergie
  - Referenzpreis nur eigenes Marktgebiet
  - Evtl. stündliche Saldierung von Regel- und Ausgleichsenergiemengen von Händlern
- Es sollte aber ernsthaft über eine angemessene Verkürzung der Bilanzierungsperiode (warum nicht z. B. vier Stunden) nachgedacht werden!

# Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Kontakt:

Dr. Martin Bandulet

E-Bridge Consulting GmbH

[www.e-bridge.de](http://www.e-bridge.de)

Tel: +49 228 90 90 6-17

Email: [mbandulet@e-bridge.com](mailto:mbandulet@e-bridge.com)