



Wettbewerbsprobleme und aktuelle Regulierungsansätze im deutschen Gasmarkt

Berlin, 11. Juni 2010

Dr. Martin Bandulet
Dr. Wolfgang Eisenbast

E-Bridge Consulting GmbH
www.e-bridge.com
Tel.: +49 228 90 90 6-0
Fax: +49 228 90 60 6-29

Veränderungen und Herausforderungen im Gasmarkt

Ökonomische Lösungsansätze

Aktuelle Entwicklungen

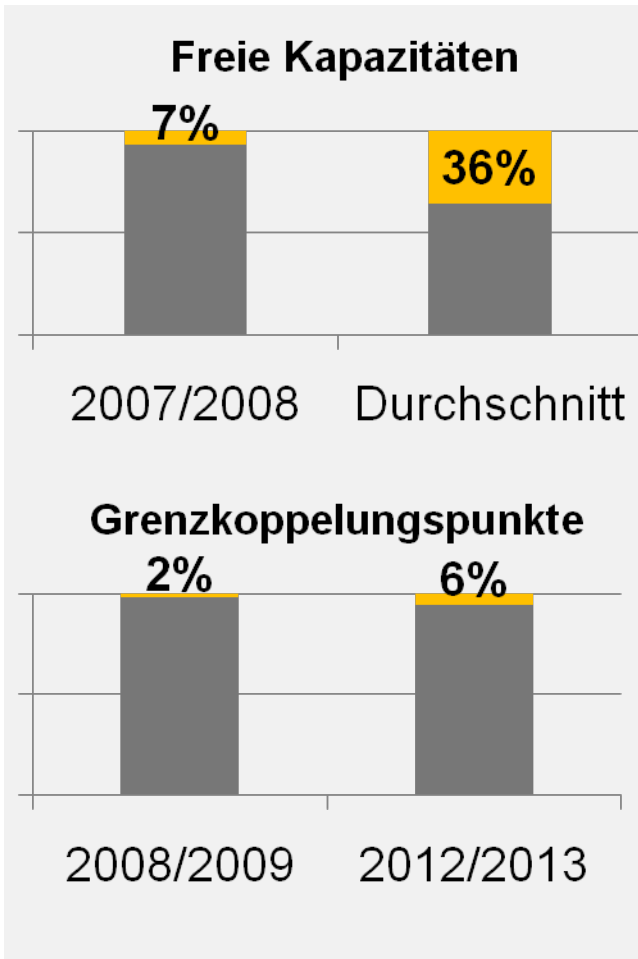
Veränderungen hin zu mehr Wettbewerb

- Einführung der Gasbörse an der EEX
- KOV III/GABi Gas
- GeLi Gas
- Verringerung der Anzahl der Marktgebiete auf
inzwischen 3 H-Gas und 3 L-Gas Marktgebiete
 - Gaspool und NCG als wesentliche Handlungspunkte
(H-Gas)

Marktgebiete schränken den Wettbewerb ein

- Aufspaltung der Liquidität auf verschiedene Marktplätze
 - Marktgebiete bedingt durch historische Eigentümerstrukturen und nicht durch physikalische Engpässe
 - Beschränkte Liquidität der EEX (überwiegend OTC)
- Gefahr der Überhöhung bzw. eingeschränkte Verursachungsgerechtigkeit der Entry- und Exittarife
 - Pancaking
 - Überhöhte Transaktionskosten
 - Entgelte orientieren sich nicht an den Engpässen (fehlendes Preissignal)
 - Nicht harmonisierte und intransparente Kapazitätsberechnungen, Buchungs-, und Nominierungsprozesse

Vertragliche Engpässe



Erhebliche vertragliche Engpässe im deutschen Netzgebiet und an den Grenzkoppelungspunkten

Fehlende Engpassbewirtschaftung als Ursache

- Short run-UIOLI wird nicht konsequent angewendet („kann-Vorschrift“)
- Weitgehende Renominierungsrechte wirken handelsbeschränkt
- Auktionen der letzten 10% Kapazitäten kaum angewendet
- Mismatch der Kapazitäten an den Grenzkoppelungspunkten

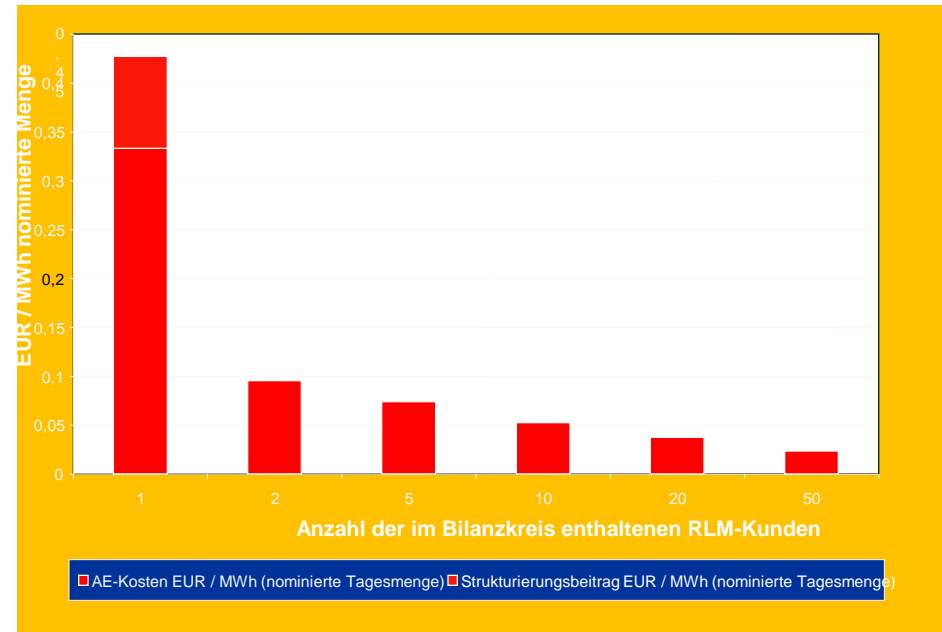
Fehlsteuerung des Regelenergiemarktes

- Intransparente Verfahren & Annahmen bei der Bedarfsfestsetzung
 - Unabgestimmt zwischen den Netzbetreibern
 - Wirtschaftliche Risiken für Anbieter
 - Unsicherheiten über Häufigkeit, Dauer und Zeitpunkt der Inanspruchnahme
 - Eingeschränkter Wettbewerb, da Zersplitterung des Angebotes über die Marktgebiete

- Mangelnde Anreize zur effektiven Bewirtschaftung des Netzpuffers
 - BKN müssen interne Reserven vorrangig einsetzen ohne Vergütung
 - Gefahr des Rückbaus des Netzpuffers

Ausgleichsenergiemarkt

- Zwei-Preis-System kann Händler mit kleinem Portfolio benachteiligen



- Modellhafte Untersuchung
 - Neueinsteiger werden unter Berücksichtigung aufgrund des Portfolioeffektes mit höheren Ausgleichsenergiekosten belastet als etablierte Händler

Veränderungen und Herausforderungen im
Gasmarkt

Ökonomische Lösungsansätze

Aktuelle Entwicklungen

Marktgebietsabgrenzung

- **Notwendige Konkretisierungen**
 - Einheitliche und transparente Berechnungsvorschriften zur Bestimmung von Ein- und Ausspeisekapazitäten
 - Veröffentlichung der max. Transportkapazitäten bzw. Prognose der Netzbelastung aufgrund von Buchungen
 - Nur wenn auf dieser Basis physische Engpässe erwartet werden und diese nicht durch Lastflusszusagen (gegen Kostenerstattung) nicht (oder Open Seasons) behoben werden können, ist die Existenz von Marktgebieten zu rechtfertigen.
 - Eine solche Definition von Marktgebieten wäre in der GasNZV festzulegen.
- **Mögliches Ziel**
 - Minimierung der Marktgebiete auf ein H-Gas und ein L-Gas-Marktgebiet (sofern volkswirtschaftlich optimal)
 - Benchmark: NBP

Vertragliche Engpässe

- Anwendung eines Firm day ahead „Use-It-Or-Loose-it“ (UIOLI)-Prinzip
 - Wirksame Begrenzung der Renominierungen
 - Auktionierung der Kapazitäten
 - Gebündelte Produkte

Marktgebiete-Kooperationsplattform

- Schaffung einer bundesweiten Marktgebiete-Kooperationsplattform
 - Intransparente und uneinheitliche Kapazitätsbestimmungs-, Buchungs- und Nominierungsprozesse behindern Marktentwicklung
 - Harmonisierung und Zusammenführung derzeitiger Kooperationsplattformen zu bundesweiter Plattform

- Abstimmung des Handels von Speicher- und Transportkapazitäten
 - Entwicklung von Kombiprodukten aus Speicher- und Transportkapazitäten
 - Angebote über die einheitliche Plattform

Regelenergie

- Marktransparenz sollte weiter erhöht werden
 - Veröffentlichungen von Verfahren zur Bestimmung des Regelenergiebedarfs
 - Standardisierung der Regelenergieprodukte, der Fristen und Ausschreibungsbedingungen
 - Errichtung einer gemeinsamen Ausschreibungsplattform

Regelenergie

- Interne und externe Regelenergie sollten prinzipiell gleichbehandelt werden
 - Vergütung der Kosten des Netzpuffers durch den BKN
 - Erhöhung der Bilanzkreis-kosten, Verringerung der Netzentgelte
 - Alternativ: explizite Berücksichtigung der Kosten der Netzpufferung in den Netzentgelten
 - Mittelfristig Abschaffung der Unterscheidung externer und interner Regelenergie und somit Erhöhung des Wettbewerbsdrucks auf die Anbieter von Regelenergie
- Regelenergiebeschaffung über die Börse kann Liquidität des kurzfristigen Marktes beeinflussen

- Mäßigung der pönalisierenden Wirkung des Preissystems
 - Vereinfachung des Ausgleichsenergiepreissystems durch Einführung eines 1-Preis-System (wie Strom)
 - Durch zusätzliche Anwendung einer Strukturierungskomponente wirkt das Preissystem wie ein gemäßigtes „2-Preis-System“

Veränderungen und Herausforderungen im
Gasmarkt

Ökonomische Lösungsansätze

Aktuelle Entwicklungen

Wettbewerbselemente durch die GasNZV

- Neue GasNZV verändert wesentliche Bedingungen des Netzugangs:
 - Einrichtung einer Kapazitätsplattform für die Produkte
 - Zonung der Kapazitäten (nicht unbedingt eine Bündelung)
 - Umfassende Anwendung eines Auktionsmodells zur Kapazitätsvergabe
 - Umsetzung von firm-day-ahead UOILI
 - Umsetzung eines wirksameren langfristigen UIOLI

Wichtige Wettbewerbselemente durch die GasNZV

- Vorgaben für die weitere Reduzierung der Marktgebiete
 - Bis 1. April 2011: Höchstens 2 H-Gasmarktgebiete und ein L-Gasmarktgebiet
 - Bis 1. August 2013: Zusammenlegung auf 2 Gasmarktgebiete

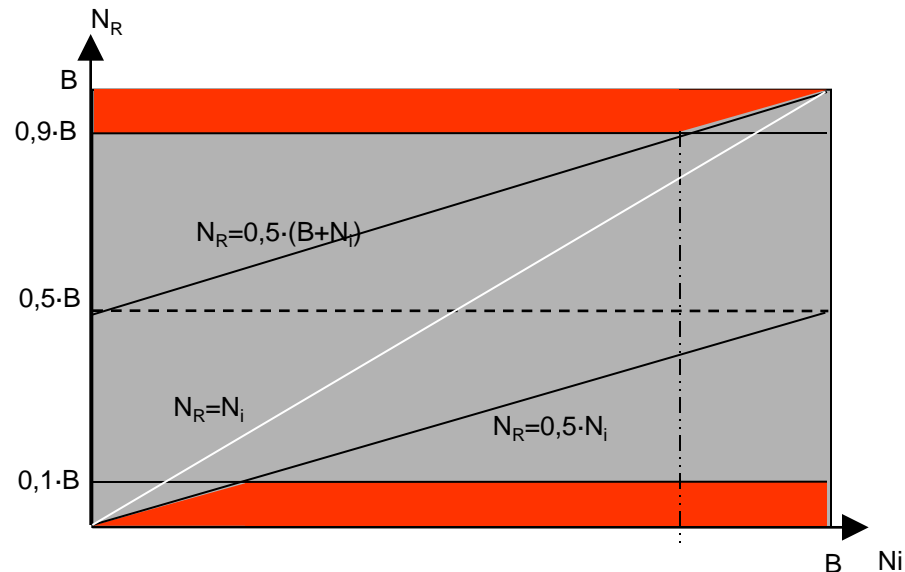
- Vereinheitlichung der Beschaffung externer Regelenergie durch den marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber

- Begrenzung der langfristigen Verträge über 4 Jahre auf max. 65%

Festlegungsverfahren Kapazitätsmanagement

- Festlegungsverfahren zum Kapazitätsmanagement konkretisiert darüber hinaus wichtige Details
 - Zusammenfassung der Marktkoppelungspunkte zu einheitlichen Buchungspunkten (mit gebündelten Produkten)
 - Konkretisierung des firm day-ahead UIOLI
 - Initiale Nominierung bis 10 h (D-1)
 - Begrenzung von Renominierungsrechten

*Begrenzung von Renominierungsrechten:
vorgeschlagnene Spielräume*



Festlegungsverfahren Kapazitätsmanagement

- Weitere Vorgaben
 - Zeitliche Vereinheitlichung der Kapazitätsprodukte
 - Rückgabemöglichkeiten
 - Bündelung von Sekundär- und Primärmarkt

- Zusätzliche Erwägungen
 - stützen sich auf die novellierte GasNZV, wo sie weiter ausgeführt werden
 - Day-ahead Auktionen (ein- oder mehrstufig)
 - Einführung von Kapazitätsauktionen

Bewertung

- GasNZV greift wesentliche Punkte der Wettbewerbsdefiziten auf und antizipiert Vorgaben der ERGEG in den noch zu beschließenden Rahmenrichtlinien zum Kapazitäts- und Engpassmanagement
- **Vollständige Auktionierung** ist ökonomisch sinnvoller Allokationsmechanismus.
- Unklar erscheint aber die konkrete **Kapazitätsdimensionierung** möglicher gebündelter Produkte
 - An den Netzkopplungspunkten („bundled products“) oder marktgebietsübergreifend („virtual interconnection point“)
 - Netzbetreiber sehen relevante Umsetzungsprobleme bei gebündelten Produkten.

Bewertung

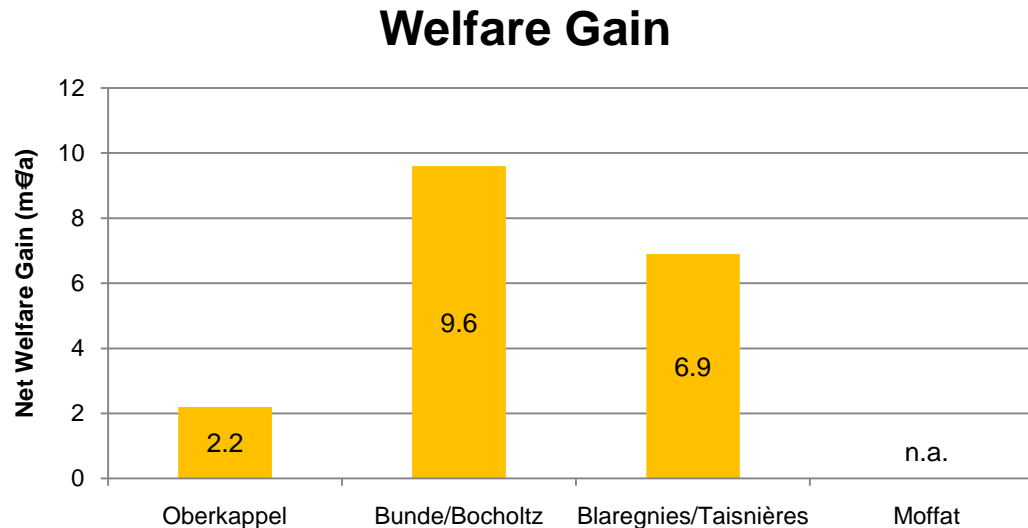
- **Firm day-ahead UIOLI** fördert kurzfristigen Kapazitätsmarkt - und beinhaltet auch Möglichkeiten einer Marktkoppelung als Alternative zur vollständigen Marktgebietszusammenlegung
 - Bspw. zwischen NCG und Gaspool oder auch zwischen transnationalen Marktgebieten.
- **Effektives long-run UIOLI** ist - sofern mit effektiven Pönalen verbunden - ein Mittel zur Schaffung höherer Liquidität der Sekundärmärkte.
- Diskussionen um die **Gestaltung der zukünftigen Marktgebiete** (Vorschläge H- und L-Gasgebiete eigentümerbezogen zusammenzulegen) zeigen die Bedeutung der Eigentumsrechte der jetzigen Netzbetreiber.

Bewertung

- Die Wirksamkeit der „deutschen“ Regelungen ist zugleich gebunden eine **effektive europaweite Umsetzung des Kapazitäts- und Engpassmanagements** zur Reduzierung regionaler Preisunterschiede und Erhöhung der Liquidität.

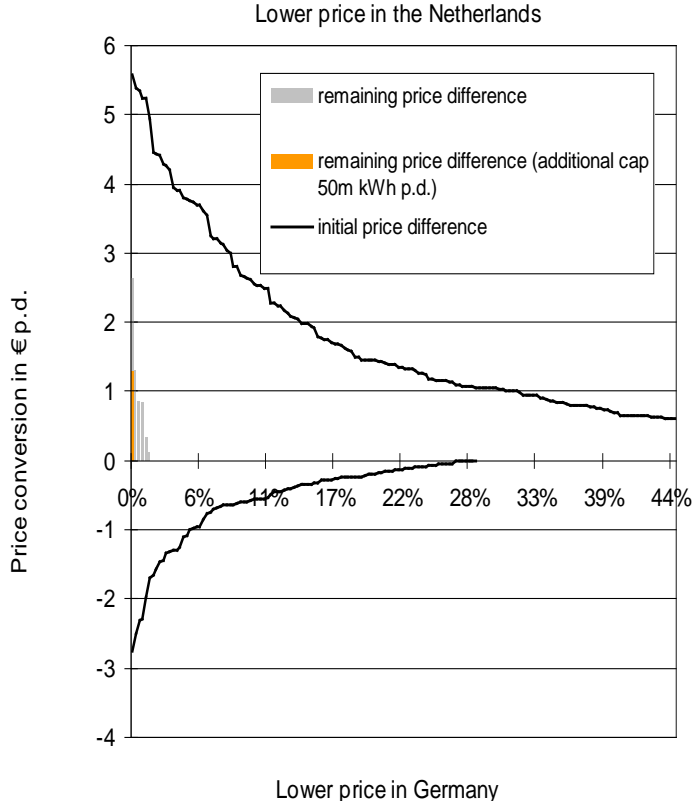
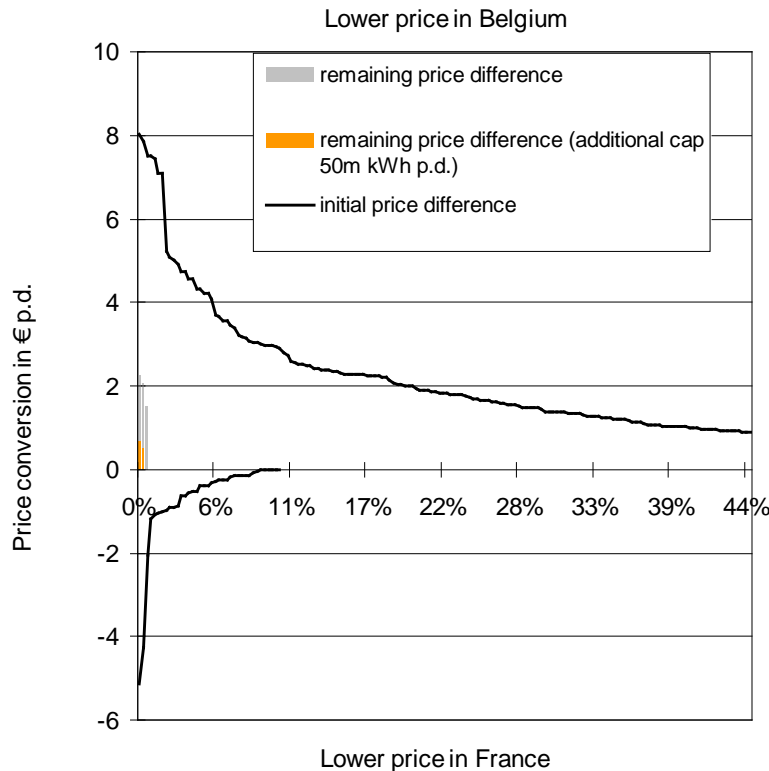
- **Hierzu einige Ergebnisse einer aktuellen Studie für die ERGEG ...**

Wohlfahrtsgewinne durch firm day-ahead UIOLI



- Die Wohlfahrtsgewinne an ausgesuchten IPs in der EU liegen zwischen €2 and €10 Mio. p.a.
- Diese entstehen ohne zusätzliche Investitionen und führen v.a. dazu, dass zum größten Teil der Zeit alle Flüsse, die zur Preiskonvergenz führen würden, möglich werden.

Preiskonvergenz



Wichtige Erkenntnisse für die weitere Diskussion um die GasNZV

- Umsetzung von firm day-ahead UIOLI an den Grenzkuppelstellen führt zur weitgehenden Ausnutzung möglicher Preisarbitrage und ist wohlfahrtsfördernd
 - Nutzung von Preisarbitrage wird gefördert durch gebündelte Produkte.
 - Beschränkungen der Renominierungen schließt nicht aus, dass „releaste“ Kapazität nicht zur Flexibilität genutzt werden können, v.a. bei Umsetzung der vollständigen Auktionsmodels.
- Die Beseitigung vertraglicher Engpässe durch verbesserte Bewirtschaftungsregeln ist somit ökonomisch gesehen sinnvoll.

**Vielen Dank für die
Aufmerksamkeit!**

E-Bridge Consulting GmbH
www.e-bridge.com
Tel: +49 228 90 90 6-0

- Eisenbast, W./Bandulet, M., Ökonomische Lösungsansätze zu mehr Wettbewerb im deutschen Gasmarkt, in: ew, Heft 12/2009
- Bandulet M./Fuchs, K.: Das neue System für Regel- und Ausgleichsenergie in Deutschland – Eine Untersuchung der Anreizwirkungen, in: ZfE, Heft 3/2009
- E-Bridge: Macro-Economic Effects Regarding Congestion Management in Europe, Study for E-Control, BNetzA, CRE and ERGEG