



# Studie Bilanzierungsmodell Gas

**Shipper Meeting**

**20. Dezember 2011**

Vorstellung der Zwischenergebnisse

Christian Hewicker, Jan Willem Turkstra, Benedikt Schuler

Wien, 20.Dezember 2011

# Agenda

- Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund
- Ländervergleich
- Netzsimulation
- Status Quo und weitere Schritte

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

## (Untertägige) Bilanzierung aufgrund verschiedener Faktoren erforderlich, inkl. Abweichungen zwischen Einspeisungen und Abnahme

- Bilanzierung ist notwendig zur Erhaltung der Netzintegrität, d.h. um sicherzustellen dass Druck innerhalb zulässiger Toleranzen bleibt
- Notwendigkeit für Bilanzierung ergibt sich aus versch. Gründen:
  - Abweichung zwischen geplanter/ erwarteter und tatsächlicher Einspeisung/Ausspeisung
  - Stündliches Abnahmeprofil von Gasverbrauchern
  - Stundenprofil des Austauschs mit benachbarten Märkten
  - Netzbeschränkungen innerhalb des Marktgebiets<sup>(a)</sup>
  - Gasqualität <sup>(b)</sup>

*(a) – Relevant für Netzbetreiber; (b) – Hier nicht berücksichtigt*

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

**Bilanzierungsmodell sollte tatsächliche Kosten widerspiegeln und zugleich einen liquiden Markt sicherstellen**

- Verschiedene Bilanzierungsperioden haben spezifische Vorteile und werden unterschiedlich begründet:
  - Stundenbilanzierung – da System-Abweichungen auf stündlichen Abweichungen der Shipper beruhen
  - Kumulative Bilanzierung – da sich die Auswirkungen auf das Druckprofil im Netz aus den kumulierten Abweichungen ergibt
  - Tagesbilanzierung – um Kompatibilität mit täglichem Großhandelsmarkt zu gewährleisten
  - Idealerweise sollte die Bilanzierungsperiode auch der durchschnittlichen Transportzeit in einem Marktgebiet entsprechen, die jedoch zwischen Ländern und Marktgebieten sehr stark variieren kann.
- Auf der Marktseite ist zudem zu beachten, dass Shipper möglicherweise keinen Zugang zu Flexibilität haben (zu angemessenen Kosten)

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

**Grundlegende Anforderungen an Bilanzierungsmodelle sind in Artikel 21 der EU- Richtlinie 715/2009 festgelegt.**

- Artikel 21 der Gas-Regulierung legt fest, dass Bilanzierungsmodelle:
  - Fair, nicht-diskriminierend und marktbasiert sein sollen
  - Auf objektiven Kriterien und marktorientierten Prinzipien aufbauen sollen,
  - Die dem TSO zur Verfügung stehenden Ressourcen widerspiegeln sollen.
- Zudem fordert Artikel 21 von TSO, dass:
  - Netznutzer zeitgerechte, ausreichende, verlässliche Informationen über ihre eigenen Abweichungen erhalten, um Möglichkeiten zum Ausgleich ihres Ungleichgewicht nutzen zu können (Art. 21.2);
  - Ausgleichsenergiepreise die tatsächlichen Kosten widerspiegeln und anreizkompatibel für Netznutzer sind (Art. 21.3);
  - TSOs ihre Bilanzierungsmodelle harmonisieren, inkl. der Höhe und Struktur der Ausgleichsenergiepreise anstreben (Art. 21, 4).

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

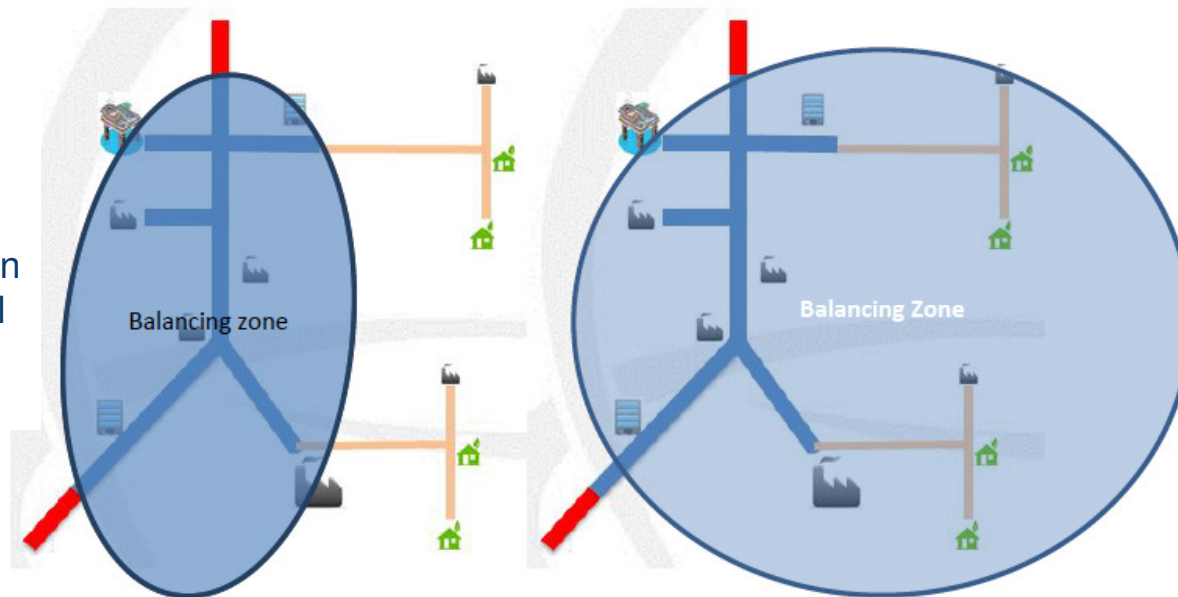
Weitergehende Prinzipien werden durch die “Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems” <sup>(a)</sup> spezifiziert.

- Rahmenrichtlinie wurden durch ACER auf Basis von Art. 6(2) der Gas-Richtlinie entwickelt
- Framework Guidelines definieren grundlegende Prinzipien bezüglich:
  - Rollen und Verantwortlichkeiten von Netznutzern und TSOs
  - Beschaffung und Verkauf von physischer Ausgleichsenergie durch TSOs
  - Bilanzierungsperiode und (Re-) Nominierung
  - Ausgleichsenergiepreise
  - Verpflichtungen der TSOs zur Informationsbereitstellung
  - Länderübergreifende Kooperation zwischen TSOs
- Rahmenrichtlinie ist durch ENTSO-G Network Code umzusetzen

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

**Eine Bilanzzone kann auf die Ferngasebene beschränkt sein oder auch die Verteilnetzebene umfassen**

Nur Einspeisungen aus Speichern und LNG ins Transportsystem sowie Auspeisungen in Speicher sind Teil derselben Bilanzzone.



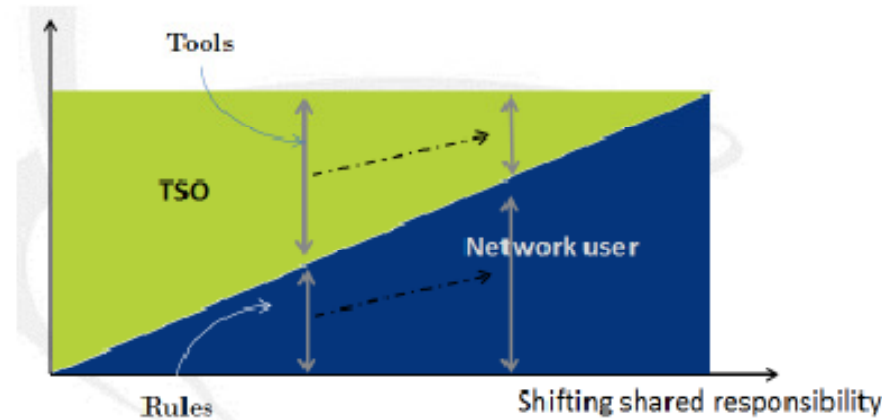
Gasverteilnetze können Teil einer Bilanzzone sein.

Source: ENTSO-G. Gas Balancing Launch Documentation BAL0125-11

- Rahmenrichtlinie zu Gasbilanzierung gilt nur für die Ferngasebene
- Der Network Code ist von ENTSO-G zu erarbeiten und sieht sowohl auf das Transportnetz beschränkte Bilanzzonen als auch die Einbindung unterlagerter Verteilnetze enthalten vor.

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

Rollen und Verantwortlichkeiten von TSOs und Netznutzern sind an die fortschreitende Marktentwicklung anzupassen



Source: ENTSO-G. Gas  
Balancing Launch  
Documentation  
BAL0125-11

- Netznutzer tragen die primäre Verantwortung zum Ausgleich ihres Portfolios, indem sie Ein- und Ausspeisungen über die Bilanzierungsperiode ausgleichen.
- Netznutzer und TSOs sollen Zugang zum Handelsmarkt haben, der auf einem virtuellen Handelspunkt innerhalb eines Entry-Exit-Systems aufbaut.
- Die Rolle des TSOs bei der Bilanzierung soll durch Anreize für Netznutzer für selbstständigen Ausgleich ihres Portfolios minimiert werden.



# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

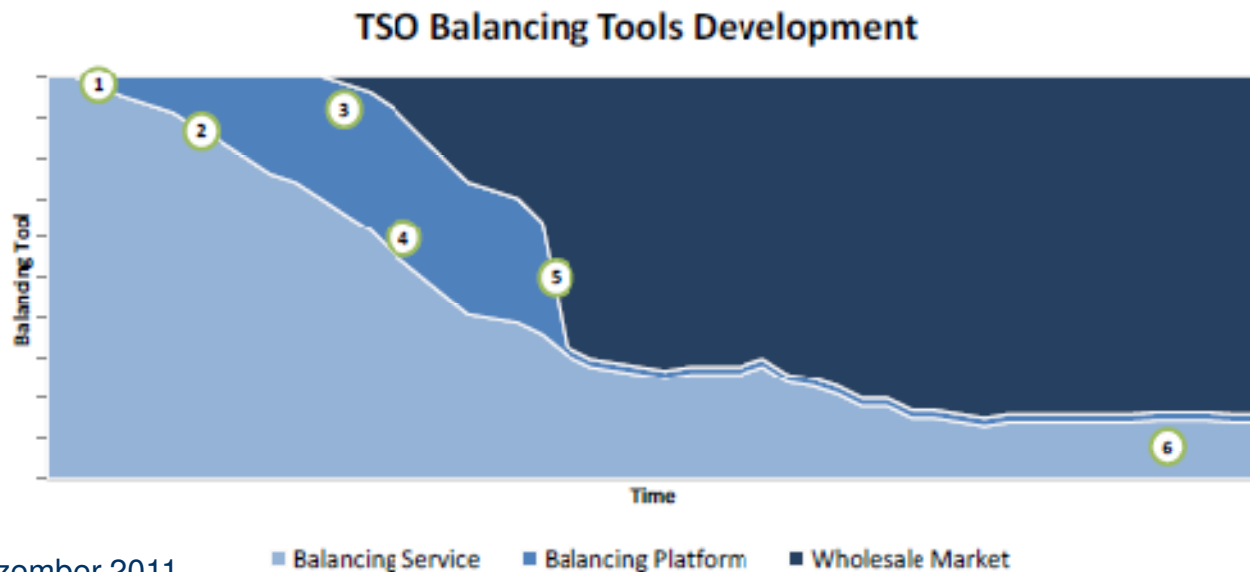
## TSOs dürfen Gasmengen kaufen und verkaufen, aber auch spezifische Ausgleichsdienste zur Bereitstellung von Regelenergie beschaffen

- TSOs sind befugt, Gas und - soweit notwendig - auch weitere Dienste zur Bereitstellung von Regelenergie zu beschaffen und einzusetzen.
- TSOs müssen Regelenergie und entsprechende Dienste unter Beachtung der nachfolgenden Prinzipien beschaffen und einsetzen:
  - Minimierung der Kosten
  - Beschaffung über den Gas-Großhandelsmarkt wird bevorzugt, wobei als Zwischenlösung spezifische Regelenergiemärkte zulässig sind.
  - Präferenz für Within-day Produkte
  - Anwendung von Standard-Produkten (soweit wie möglich)
- Kostenneutralität der TSO
- Nationale Regulierungsbehörden können Anreize für kosteneffiziente Beschaffung setzen.

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

## Rahmen- Richtlinien erlauben Nutzung von SDL und Beschaffung über den Regenergiemarkt zumindest als Zwischenlösung

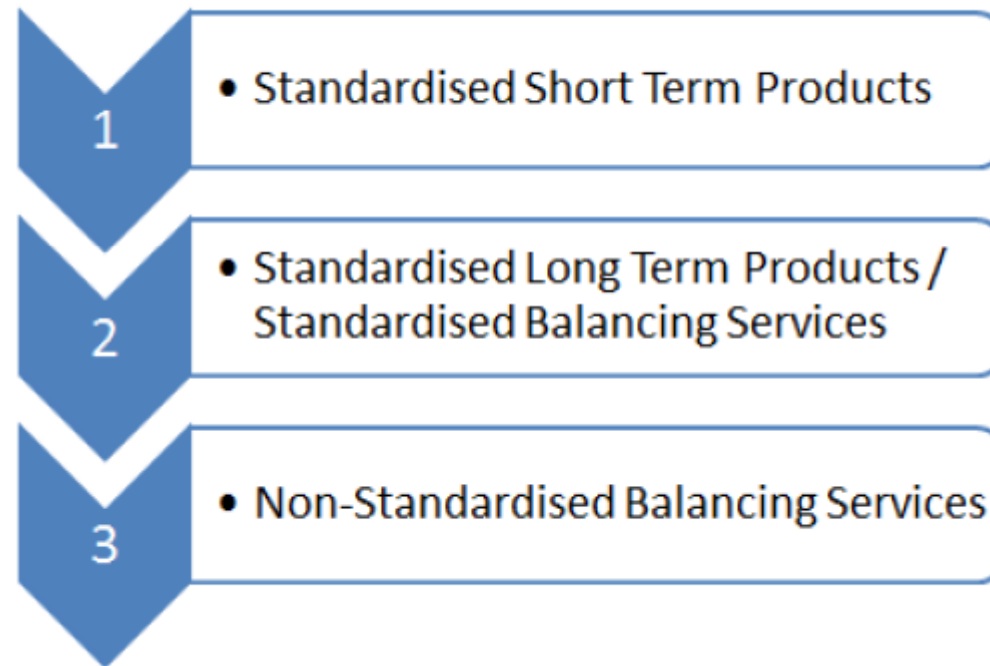
- Klare Präferenz für Beschaffung über Gas-Großhandelsmarkt.
- Spezifische Beschaffungsplattformen können notwendig sein, um z.B. Liquidität bei der Darbietung von Regenergieprodukten zu erzeugen.
- Spezifische Ausgleichsdienste (SDL) sollten sich idealerweise nur auf zeitliche / örtliche Beschränkungen beziehen.



Source: ENTSO-G. Gas  
Balancing Launch  
Documentation BAL0125-  
11

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

Basierend auf der Rahmenrichtlinie geht ENTSO-G von einer eindeutigen Priorität für verschiedene Instrumente aus



Source: ENTSO-G. Gas Balancing Launch  
Documentation BAL0125-11

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

## Rahmenrichtlinie fordert die Einführung einer standardisierten Tagesbilanzierung mit finanzieller Abrechnung von Ausgleichsenergie

- Bilanzierungsperiode ist definiert als Tagesintervall äquivalent zum Gastag (d.h. 5:00 - 5:00 UTC Winterzeit und 4:00-4:00 UTC Sommerzeit)
- Ausgleichsenergie ist grundsätzlich am Tagesende abzurechnen:
  - Abrechnung von Netznutzern berücksichtigt alle Abweichungen zwischen Einspeisungen in und Ausspeisungen in der Bilanzzone.
  - Abrechnung zu Ausgleichsenergiepreisen
  - Ausgleichsenergiekosten eines Netznutzes ergeben sich aus seiner Ausgleichsenergie und dem Ausgleichsenergiepreis.
  - Ausgleichsenergie des Netznutzers wird nach Abrechnung auf Null gesetzt.

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

## TSOs können untertägliche Beschränkungen setzen, um Anreize zur Strukturierung und ein ausgeglichenes Portfolio zu setzen

- Untertägliche Beschränkungen sind nur erlaubt, sofern der TSO zum Ausgleich entsprechender Abweichungen physisch in den Markt eingreifen muss.
- Beschränkungen sind zum Zweck der Sicherung der Systemstabilität und zur Minimierung des Einsatzes von Regel-/Ausgleichsenergie unter folgenden Bedingungen möglich:
  - Bereitstellung von ausreichender Information, damit Netznutzer diesen Beschränkungen nachkommen können.
  - Mögliche Anwendung einer Pönale auf Verletzung derartiger Beschränkungen.
  - Prinzip der Tagesbilanzierung muss gewahrt bleiben, d.h. Pönalen dürfen nur einen kleinen Teil der gesamten Kosten für den Bilanzausgleich ausmachen.
  - Beschränkungen dürfen keine Hindernisse für den grenzüberschreitenden Handel und Markteintritt von Akteuren schaffen.

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

**Toleranzen sind als Zwischenlösung geduldet, soweit Netznutzer keinen Zugang zu einem liquiden kurzfristigen Gasmarkt haben**

- Toleranzen nur dort vorgesehen, wo TSOs Ausgleichsenergie nicht über den Großhandelsmarkt beschaffen können
- Toleranzen für Netznutzer müssen folgende Kriterien erfüllen:
  - Müssen Systemflexibilität und Bedarf der Netznutzer widerspiegeln
  - Abweichungen innerhalb Toleranzen dürfen unentgeltlich bleiben
  - Evtl. Differenzierung nach Kategorien von Transportkunden, jedoch ohne Diskriminierung von Netznutzern mit kleinem Portfolio
- Notwendige Abwägung zwischen vereinfachtem Marktzugang für kleine Akteure und Gleichbehandlung aller Transportkunden

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

**Ausgleichsenergiepreise sollen auf dem Preis für Regelenergie beruhen, doch regulierte oder indizierte Preise sind ebenfalls möglich**

- Vorgaben der Rahmenrichtlinie zu Ausgleichsenergiepreisen
  - Basierend auf Kosten physischer Ausgleichsenergie (soweit möglich)
  - Anreize für Netznutzer zum Ausgleich ihres Portfolios (ohne Markteintrittsbarrieren oder Beeinträchtigung der Marktentwicklung)
- Verrechnung von Ausgleichsenergie auf Basis des Grenzpreises für Regelenergie, sofern über öffentliche Marktplattform beschafft (ggf. mengengewichteter Preis für gehandeltes Gas falls keine Regelenergie eingesetzt).
- Als Übergangslösung können Ausgleichsenergiepreise reguliert oder an einen näherungsweise herangezogenen Marktpreis gekoppelt sein.
- Ausgleichsenergiepreise können eine “kleine” Anreizkomponente enthalten.

# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

## Zusammenfassung der Hauptanforderungen durch die EU-Gasregulierung und die Rahmenrichtlinie zur Gasbilanzierung.

- Wesentliche Anforderungen der Rahmenrichtlinie für das zukünftige Bilanzierungsmodell im österreichischen Gasmarkt
  - Bilanzzone soll einem gemeinsamen Entry-Exit-Gebiet entsprechen (ggf. unter Einbeziehung des Verteilnetzes)
  - Tagesbilanzierung mit finanzieller Ausgleichsenergieabrechnung
  - Möglichkeit zu zusätzlichen Beschränkungen für Untertages-Abweichungen, aber:
    - Nur soweit Ausgleichsmaßnahmen innerhalb des Tages erforderlich
    - Zugehörige Anreize (Pönalen) muss relativ klein bleiben im Vergleich zu Ausgleichsenergieabrechnung am Tagesende
  - Ausgleichsenergiepreise basierend auf Grenzpreisen für die Beschaffung von Regelernergie (sofern über eine separate Marktplattform beschafft)
  - Keine Diskriminierung von neuen oder kleinen Marktteilnehmern



# Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund

## Revidiertes GWG führt zu weiteren Anforderungen an das zukünftige Bilanzierungsmodell

- Abrechnung von Ausgleichsenergie für Verteilnetze durch den Bilanzgruppenkoordinator (GWG §87)
- Evtl. unterschiedliche Bilanzierungsregeln für Transportnetz (e.g. GWG §62, Abs. 1, lit. 30)
- Verteilnetzbetreiber verantwortlich für Beschaffung von Regelenergie am VHP über den Bilanzgruppenkoordinator (GWG §18 Abs. 1, lit. 8, 22)
- Vorzug von Beschaffung von Regelenergie am VHP (§18 Abs. 1, lit. 8)
- Regelenergie soll vorzugsweise über den Bilanzgruppenkoordinator beschafft werden (GWG §18 Abs. 1, lit. 22)

# Agenda

- Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund
- Ländervergleich
- Netzsimulation
- Status Quo und weitere Schritte

# Ländervergleich

**Analyse deckt derzeitige Bilanzierungsregime in 8 europäischen Ländern ab, von denen viele vor kurzem geändert wurden**

Ländervergleich umfasst Nachbarländer, Frankreich und Niederlande

Tschechische Republik	Beschaffung von Regelenergie über Großhandelsmarkt seit 2010
Frankreich	Einschränkungen für GuD usw. seit 2011
Deutschland	Übergang zu täglicher Bilanzierung in 2008
Ungarn	Start eines Regelenergiemarkts in 2010
Italien	Start eines Regelenergiemarkts in 2012
Niederlande	neues System seit 2011
Slowakei	
Slowenien	neues System in 2012?

# Ländervergleich

**Außer AT und NL nutzen alle Länder Tagesbilanzierung, teilweise mit zusätzlichen stündlichen oder kumulativen Anreizen (Pönalen).**

	Bilanzierungsperiode			Untertägl.	Kommentar
	Stündlich	Täglich	Andere	Verpflichtungen	
<b>Österreich(D)</b>	✓				Transport and Verteilung für den österreichischen Verbrauch
<b>Österreich(T)</b>		✓			Transitleitungen
<b>Tschechische Republik</b>		✓	Monatlich		Tägliche und monatliche Abrechnung Spezifische Regeln für alte Transitverträge
<b>Frankreich</b>		✓		✓	Neue Untertage- Beschränkungen für volatile Gasverbraucher
<b>Deutschland</b>		✓		✓	Stündliche Anreize und Toleranzen für große Kunden
<b>Ungarn</b>		✓			
<b>Italien (neu)</b>		✓			
<b>Niederlande</b>			Kumulativ		Keine feste Abrechnungsperiode; Ungleichgewichte werden auf stündlicher Basis ausgeglichen, sobald der TSO regelnd eingreifen muss.
<b>Slowakei</b>		✓	Monatlich		Tägliche und monatliche Bilanzierung für heimische Gasnachfragemengen; Tägliche Bilanzierung von Transitflüssen durch Naturalleistung
<b>Slowenien</b>		✓	Monatlich		Ergänzt durch kumulatives Abweichungskonto, das monatlich abgerechnet wird

# Ländervergleich

**Unabhängig von der Bilanzierungsperiode werden in fast allen Ländern Toleranzen genutzt**

	Toleranzen			Kommentar
	Stündlich	Täglich	Andere	
<b>Österreich(D)</b>	-	-	-	
<b>Österreich(T)</b>		✓		
<b>Tschechische Republik</b>		✓	Monatlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tägliche Toleranzen differenziert nach Entry-/Exit-Punkten und täglichem Gebrauch (in Prozent)</li> <li>• Shipper können nicht verwendete Toleranz ex-post handeln</li> </ul>
<b>Frankreich</b>		✓	Kumulativ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toleranzen variieren nach Marktgebiet und Kapazitätsbuchung</li> <li>• Spezifische Toleranzen für stark volatile Verbraucher (v.a. GuD-Anlagen)</li> </ul>
<b>Deutschland</b>	✓			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toleranzen variieren nach Größe/ Typ von Verbraucher</li> </ul>
<b>Ungarn</b>		✓		<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2% der nominierten Entry- Kapazität</li> </ul>
<b>Italien (neu)</b>		✓		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Toleranzen hängen von Größe des Belieferungsportfolios ab</li> </ul>
<b>Niederlande</b>	-	-	-	
<b>Slowakei</b>		✓	Monatlich	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Toleranzen auf dem Transportnetz</li> </ul>
<b>Slowenien</b>		✓	Kumulativ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tägliche und kumulative Toleranzen anteilig zu gesamten Transportvolumen des Shippers</li> </ul>

20. Dezember 2011



# Ländervergleich

Außer Slowakei und Slowenien setzen alle Länder auf Marktmechanismen, wobei spezifische Regelenenergiemärkte überwiegen.

	Gas-Großhandelsmarkt	Spezifischer Regelenenergiemarkt (-Plattform)	(bilaterale) Flexibilitätsverträge	Kommentar
Österreich(D)		✓		
Tschechische Republik	✓		✓	1. OTE's Intraday Markt 2. Flexibilitätsverträge zwischen TSO und Netznutzer
Frankreich	✓			Spezif. Regelenenergiemarkt-Plattform wurde ersetzt/integriert in Großhandelsmarkt
Deutschland	✓	✓	✓	Verschiedene Instrumente je nach TSO
Ungarn		✓	✓	Inkl. Option Contracts
Italien (neu)		✓		
Niederlande		✓		
Slowakei				Exklusiver Gebrauch von Line Pack (und Speichern)
Slowenien			✓	Verträge mit Importeuren

20. Dezember 2011

E-Control: Balancing Study, Interim Results



# Ländervergleich

Ausgleichsenergiepreise in AT und 4 weiteren Länder marktbasiert, während andere Länder indizierte Preise nutzen

	Preis				Kommentar
	Markt-basiert	Index-basiert	Reguliert	Symmetrisch / asymmetrisch	
Österreich(D)	✓			Symmetrisch	• Mengengewichteter Durchschnittspreis für Regelenergie
Österreich(T)			✓		• Ausgleich durch Naturalleistung + feste Pönalen
Tschechische Republik		✓		Asymmetrisch	• Ausgleich durch Naturalleistung innerhalb Toleranz • Täglicher AE-Preis gebunden an EEX-NCG • Monatliche AE-Verrechnungspreis basierend auf monatlichen Importpreisen
Frankreich	✓			Symmetrisch + Asymmetrisch	• Mischung von 3 versch. Preisen; • Basierend auf mengengewichtetem Durchschnittspreis für Regelenergien
Deutschland		✓	✓	Asymmetrisch	• Korb von Referenzpreisen • Pönalen basierend auf täglichem AE-Preis
Ungarn	✓				• Mengengewichteter Durchschnittspreis f. Regelenergie
Italien (neu)	✓			Symmetrisch	• Grenzpreis für Regelenergie
Niederlande	✓			Symmetrisch	• Grenzpreis für Regelenergie
Slowakei		✓		Asymmetrisch	• Gebunden an monatlichen Preis für Importe • Ausgleich durch Naturalleistung auf Transportnetz
Slowenien		✓		Asymmetrisch	• Gebunden an monatlichen Preis für Importe • Aufschlag f. Abweichungen außerhalb Toleranz

20. Dezember 2011

E-Control: Balancing Study, Interim Results



# Ländervergleich

**Pönalen finden Anwendung auf Abweichungen außerhalb der gewährten Toleranz.**

	Zusätzliche Pönalen	Kommentar
<b>Tschechische Republik</b>	✓ (explizit)	Stufenweise Pönalen in Abhängigkeit von Systemungleichgewicht
<b>Frankreich</b>	Implizit	Pönale resultiert aus wachsendem Unterschied zwischen zugrunde gelegtem Referenzpreis für AE und 3 AE-Preisen, je nachdem welche Toleranz überschritten wird (täglich, kumulativ)
<b>Deutschland</b>	✓ (explizit)	Pönalen für stündliche Abweichungen außerhalb Toleranz
<b>Ungarn</b>	✓ (explizit)	Regulierte Pönalen
<b>Italien (neu)</b>	-	
<b>Niederlande</b>	implizit	TSO kann AE-Preis um 'Anreizkomponente' erhöhen / verringern, sofern Einsatz von RE über einen längeren Zeitraum notwendig
<b>Slowakei</b>	-	
<b>Slowenien</b>	-	



# Ländervergleich

## In manchen Ländern umfasst das Bilanzierungsmodell spezifische Regeln für gewisse Kundengruppen

- Tschechische Republik:
  - Spezifische Regeln für alte Transitverträge
- Deutschland:
  - Toleranzen und Pönalen variieren nach Kundengruppe, d.h.
    - a) SLP-Kunden: Reine Tagesbilanzierung
    - b) Große Kunden (>300MW), Speicher, Grenzübergangspunkte: Tagesbilanzierung mit begrenzter Toleranz für Stundenabweichungen
    - c) Kunden mit Tagesmessung (< 300 MW): Wahl zwischen
      - Behandlung nach b) oder
      - Tagesbilanzierung mit Toleranz auf die Abweichung von stündlicher Einspeisung und durchschnittlicher stündlicher Abnahme
- Frankreich:
  - Spezifische Toleranzen (Kapazität, untertägige Variation) und Beschränkungen für Abnehmer mit stark volatiler Abnahme (v.a. GuD)
  - Zukauf von Flexibilität beim TSO möglich

# Ländervergleich

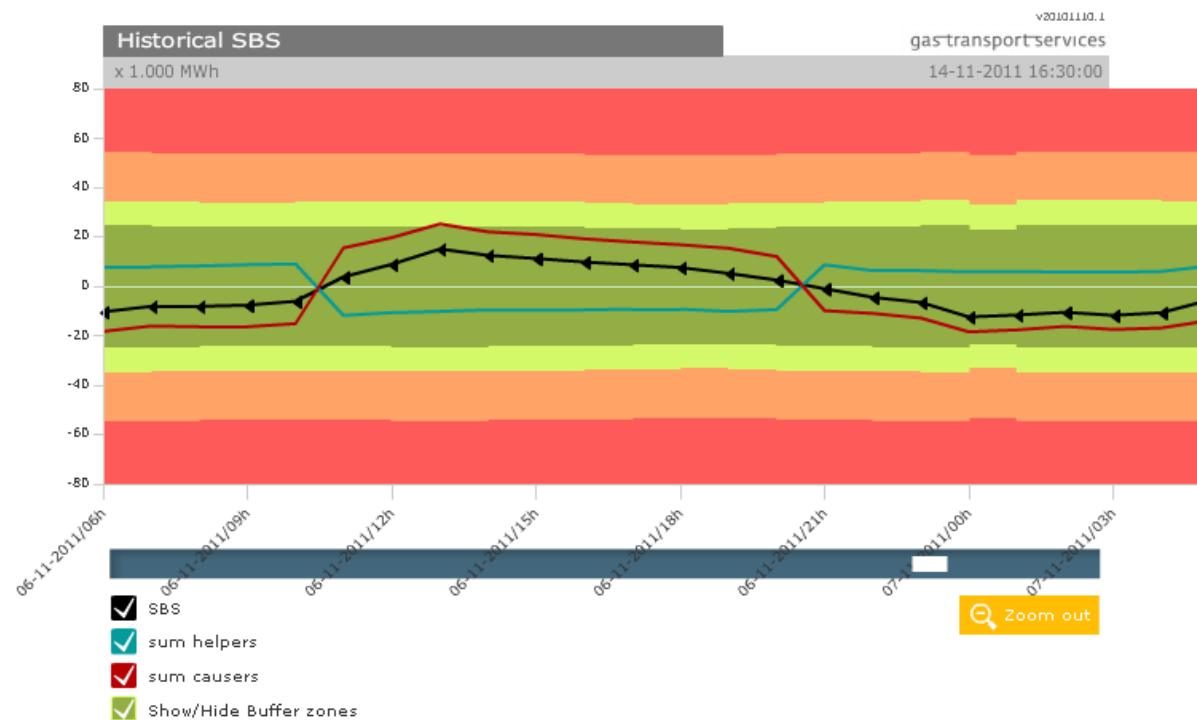
## Erfahrungen mit dem neuen niederländischen Bilanzierungssystem

- Umfangreicher Implementierungsaufwand (IT, Echtzeit-Messung usw.)
- Bislang reibungsloser Betrieb
- Kaum Eingriffe durch den TSO im vergangenen Sommer  
=> Shipper haben das System weitgehend selbstständig stabilisiert
- Auswirkungen auf (Groß-) Verbraucher noch unklar  
(einige Großkunden erwägen offenbar die Bildung eigener und/oder den Wechsel in andere Bilanzgruppen)

# Ländervergleich

## Erfahrungen mit dem neuen niederländischen Bilanzierungssystem

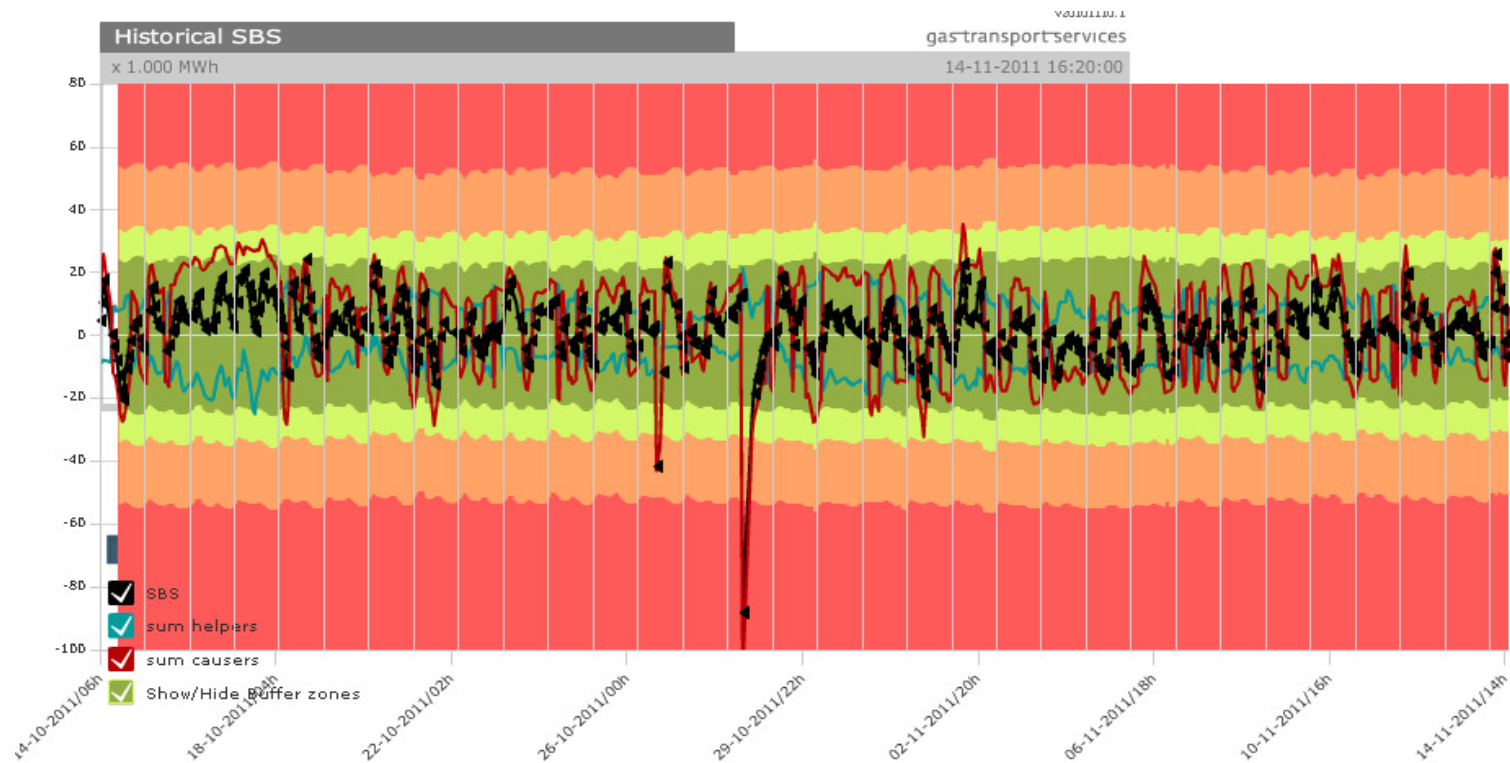
- Ergebnisse zeigen eindeutige Reaktion des Marktes auf Ungleichgewicht (vorhersagbares Tagesprofil?)



# Ländervergleich

## Erfahrungen mit dem neuen niederländischen Bilanzierungssystem

- Beispiel: Systemungleichgewicht innerhalb des 'neutralen Puffers'



# Ländervergleich

## Erfahrungen Deutschland - Erhöhung der Regelenergieumlage aufgrund verschiedener Faktoren

### Umlagekonto

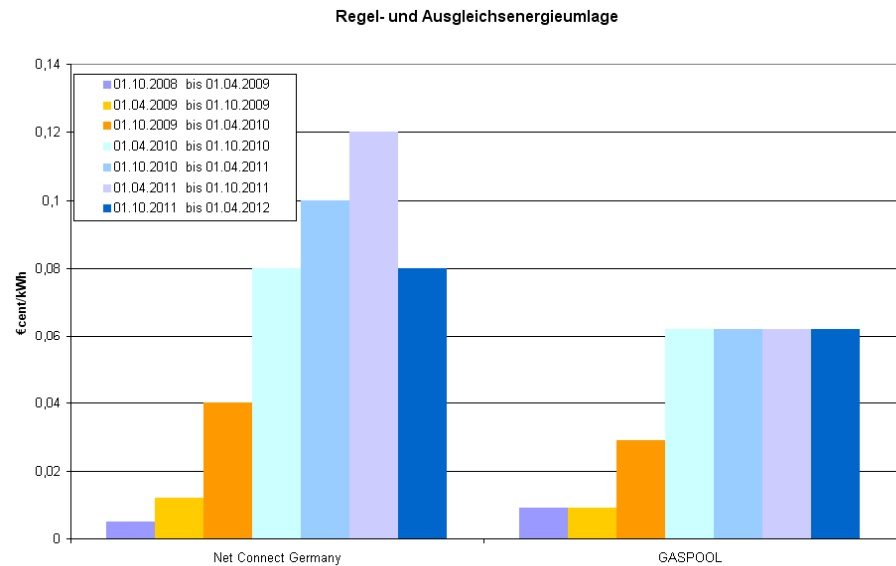
Zur Deckung des zu erwartenden Fehlbetrags aus dem Einsatz von Regel- und Ausgleichsenergie wird eine Umlage erhoben. Erlöse und Kosten, die in diesem Zusammenhang anfallen, werden auf ein Umlagekonto gebucht. Veröffentlicht werden die Monatsalden bis zum Vormonat. Dieser Saldo ermittelt sich aus allen bisher buchhalterisch erfassten Aufwendungen und Erträge, die laut GABi Gas in das Umlagekonto einfließen.

+Erlöse aus Regelenergieverkäufen  
+Ausgleichsenergieerlöse  
+Erlöse aus Strukturierungsbeiträgen  
+Erlöse aus Regelenergieumlage  
+Erlöse aus Mindermengen  
+Zinserträge

-Aufwendungen aus Regelenergieeinkäufen  
-Ausgleichsenergieaufwendungen  
-Aufwendungen aus Mehrmengen  
-Zinsaufwendungen

= Änderung des Umlagekontos

Quelle: Net Connect Germany



Source: Gaspool, NCG

- Regel- und Ausgleichsenergieumlage anfangs sehr niedrig angesetzt,
- Kosten der Regelenergiebeschaffung unterschieden sich vom Marktniveau,
- Möglicher Missbrauch bei SLP Allokationen und RLM Nominierung,
- Zeitlicher Verzug bei Verrechnung von Mehr- und Mindermengen.

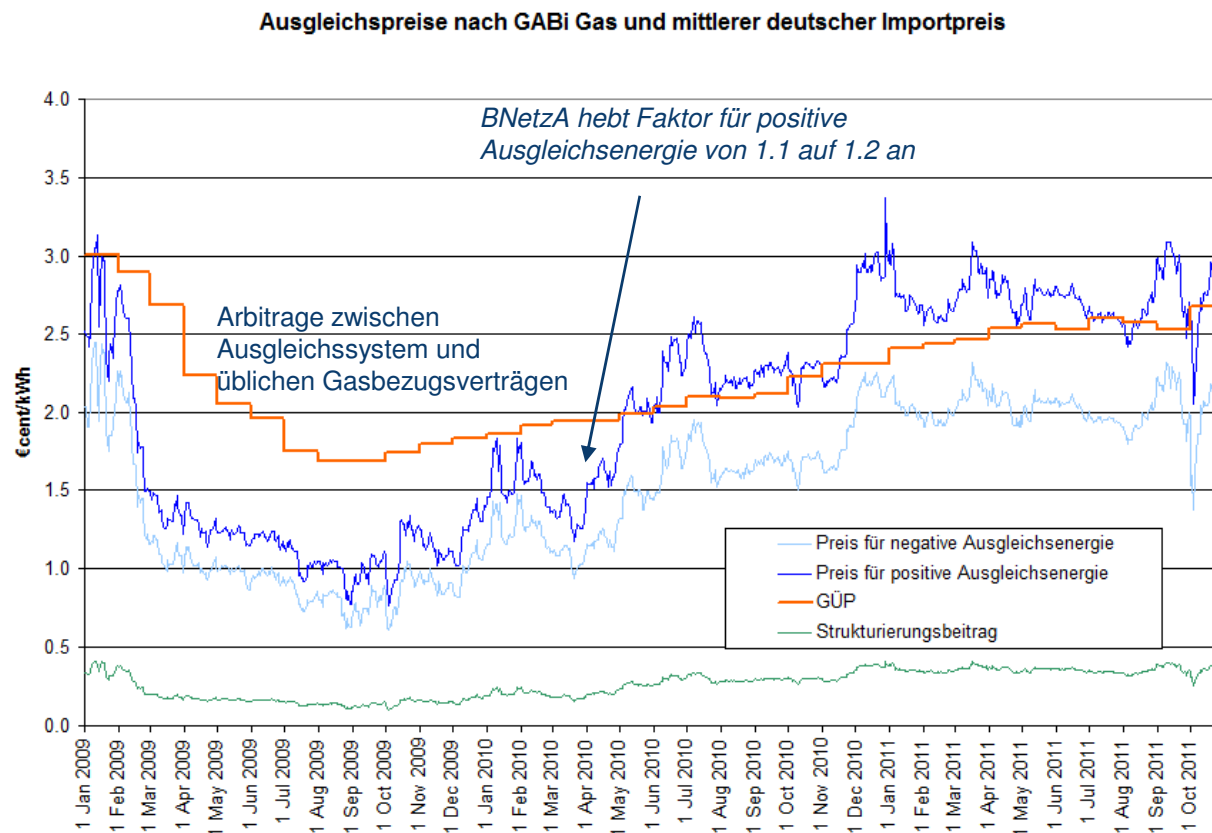
# Ländervergleich

## Erfahrungen Deutschland – Fortlaufende Anpassung von GABi Gas an die Marktentwicklung und zur Vermeidung von Arbitrage

- **Mitteilungen**
  1. Ersetzte APX Gas UK NBP im GABi basket mit OCM SAP (Okt. 2008)
  2. Methode des Indexersatzes bei Ausfall (Dez. 2008)
  3. Daten Clearing während Übergangszeit (Mai 2009)
  4. Anpassungen wegen hohen Bedarfs an Ausgleichsenergie (März 2010): Unter anderem:
    - Ersetze NBP mit GPL
    - Anhebung des Faktors für positive Ausgleichsenergie von 1,1 auf 1,2
  5. Täglicher Referenz Preis anstatt des Settlement Preises (Juli 2011)
- **Konsultation nach Evaluierungsbericht Regel- und Ausgleichsmarkt (April 2011)**
  - Absenkung der 5% nachtäglichen Toleranz (gemäß § 23 Abs. 2 S. 2 GasNZV) auf null (Aug. 2011) - abgeschlossen
  - Ausweitung der Regel- und Ausgleichsumlage auf RLMoT, RLMNEV, und Import-, Exit bzw. Speicherpunkte.
  - Weitere Transparenzmassnahmen
  - Einführung eines symmetrischen Anpassungsfaktors für negative Ausgleichsenergie auf 0,8.

# Ländervergleich

## Erfahrungen Deutschland – Anpassung der Faktoren für die Bestimmung der Ausgleichsenergiepreise.



Im Evaluierungsbericht zum Ausgleichs- und Regelenergiesystem Gas (2011) deutete die BNetzA an, den Anpassungsfaktor für negative Ausgleichsenergie auf 0,8 anzupassen. Erwägungsgrund: Herstellung der Symmetrie. Bisher keine Festlegung

Siehe auch: Evaluationsbericht Regel- und Ausgleichsmarkt S. 31, BNetzA 2011

# Ländervergleich

## Ländervergleich zeigt unterschiedlichen Stand auf dem Weg zum „Gas Target Model“ sowie Anforderungen an Österreich

- Mit Ausnahme von Niederlande und Österreich haben alle Länder bereits eine Tagesbilanzierung eingeführt  
=> zwingender Änderungsbedarf in Österreich (Verteilnetz)
- Trotz Fortschritten bei der Einführung marktbasierter Bilanzierungsmodelle haben alle Länder das Zielmodell noch nicht erreicht
- Differenzierung zwischen Transit und heimischem Verbrauch nur in Österreich, Slowakei und Tschechischer Republik
- Derzeitige Preisstruktur und separater Ausgleichsenergiemarkt in Österreich entsprechen nicht dem Zielmodell, sind aber durch Rahmenrichtlinie ausdrücklich als Übergangslösung anerkannt.

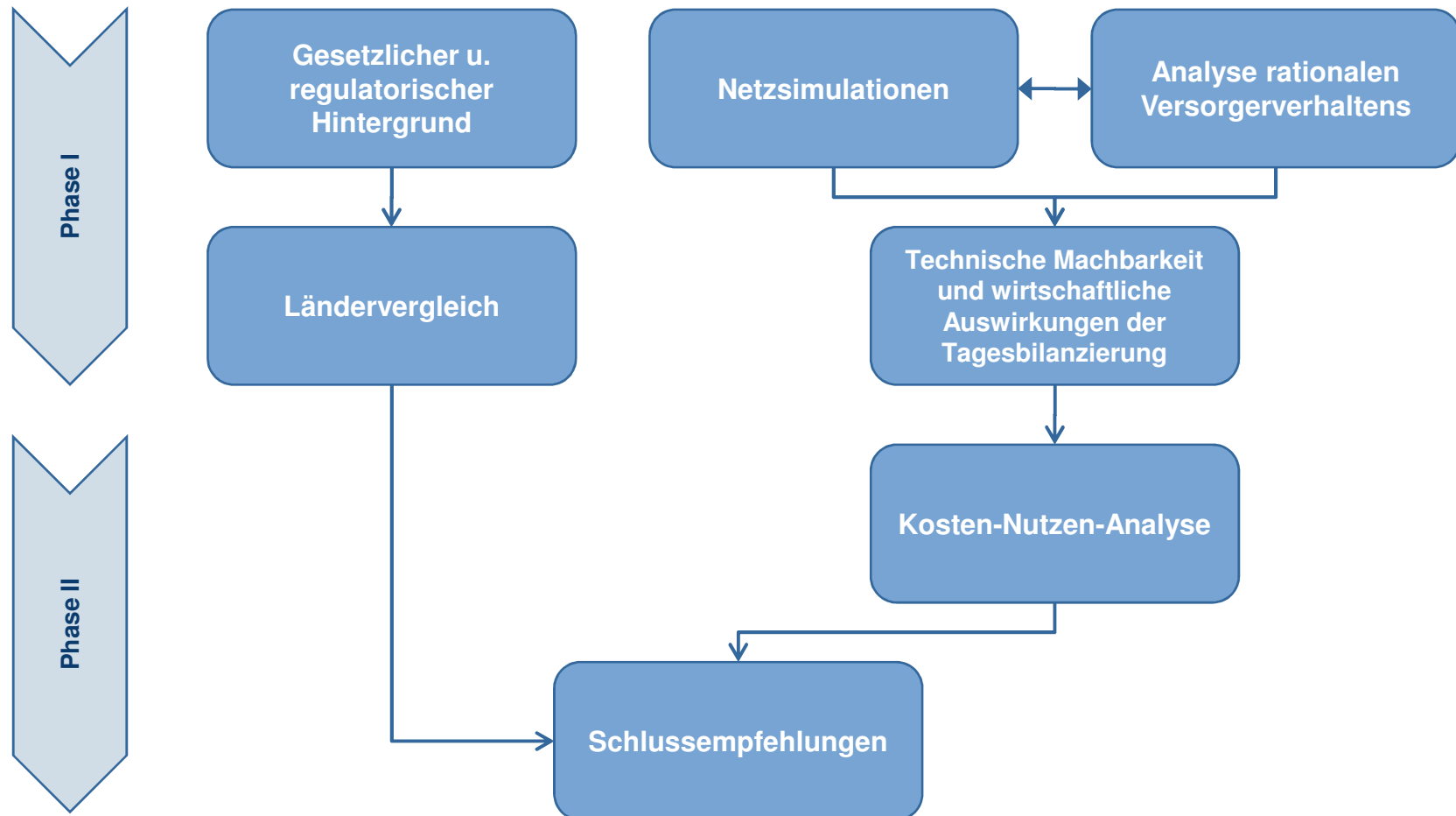


# Agenda

- Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund
- Ländervergleich
- Netzsimulation
- Status Quo und weitere Schritte

# Netzsimulation

Netzsimulationen sind ein Hauptteil dieses Projektes.



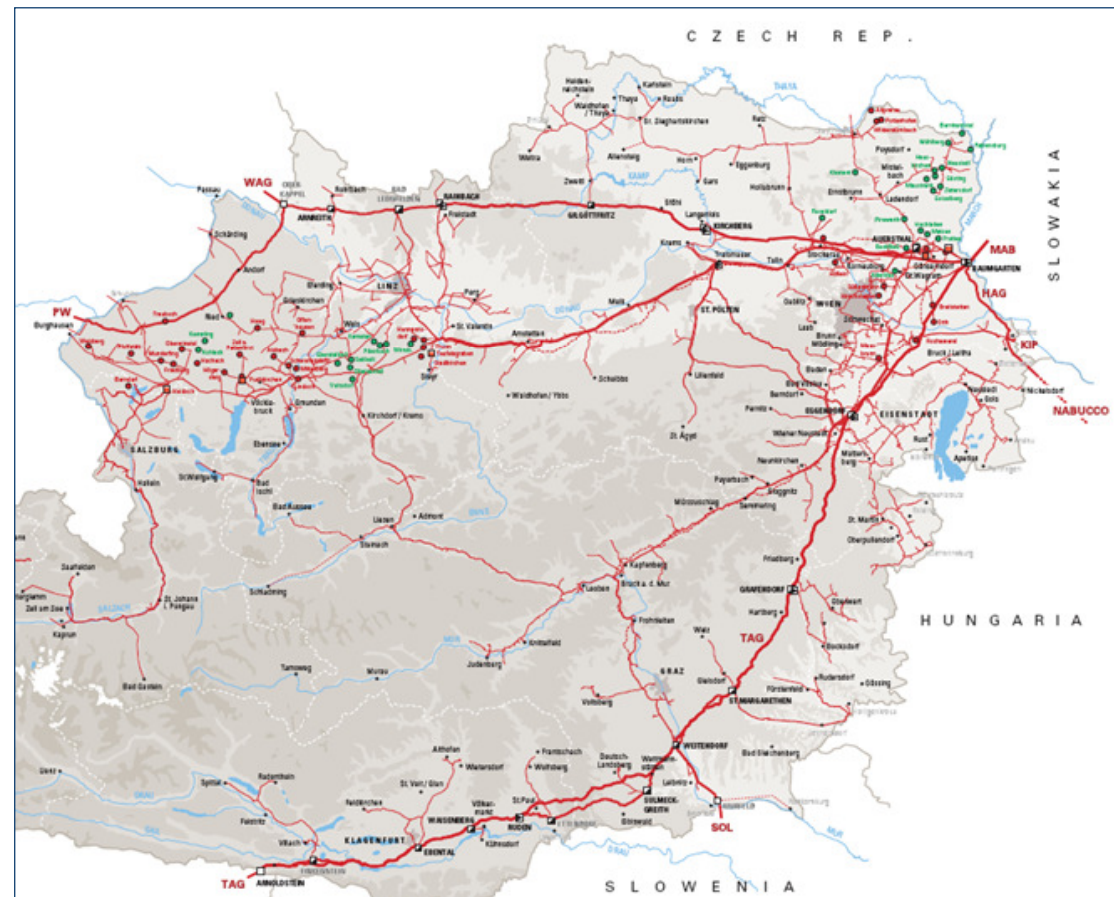
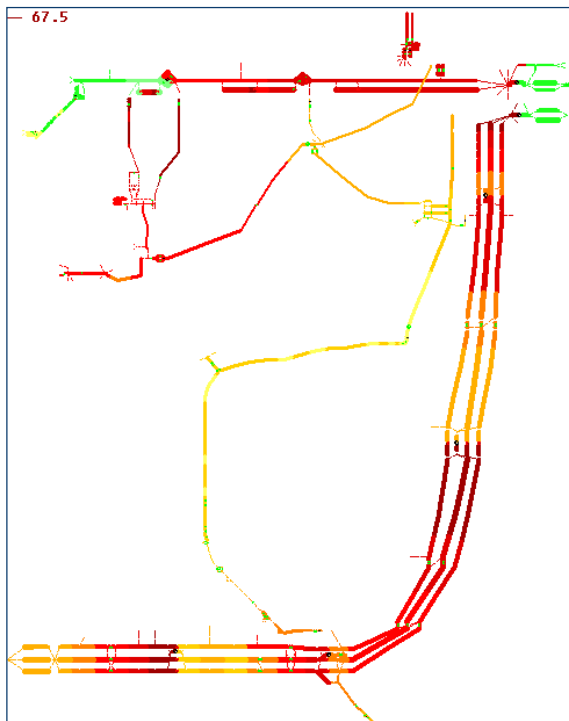
# Netzsimulation

## Netzsimulationen dienen primär der Untersuchung der physischen Machbarkeit verschiedener Bilanzierungsmodelle

- Netzsimulationen konzentrieren sich auf Einhaltung der wesentlichen betrieblichen und technischen Anforderungen in unterschiedlichen Bilanzierungsmodellen
  - Betriebsdruck innerhalb technischer und vertraglicher Grenzen
  - Zusätzliche Nachfrage nach (Speicher-) Flexibilität
  - Zusätzliche Verdichterkosten

# Netzsimulation

Netzmodell erfasst das gesamte Transportnetz des Marktgebiets Ost (inkl. Netzebene / AGGM)



Quelle: OMV

Dezember 20, 2011

E-Control: Balancing Study, Interim Results

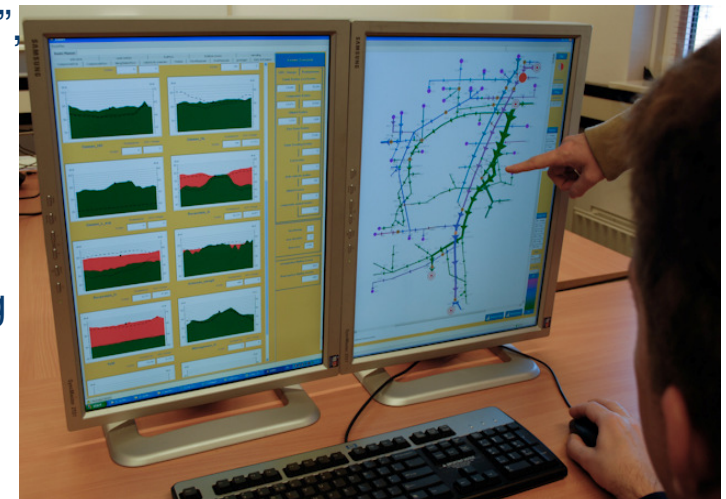
36



# Netzsimulation

## Netzsimulation basiert auf kombinierter Nutzung von Gasflusssimulationen und geeignetem Tool zur Betriebsoptimierung

- Gasflusssimulationen werden in Netzsimulation-Software durchgeführt, die in der Industrie weitverbreitet ist (SIMONE)
- Zusätzliche Nutzung von und Interaktion mit dem von KEMA entwickelten Werkzeug zur Entscheidungsunterstützung im Dispatching
  - System betreibt Netz “wie ein physischer Betreiber”, nicht wie ein Fluss-Simulator
  - Kostenoptimale Kombination von Kompression, Vermischung und Versorgungsflexibilität.
  - 24h rollierender Horizont mit stündlicher Auflösung
  - Ergebnisse werden zurückgespeist in Simulator-System



# Netzsimulation

**Im ersten Schritt hat KEMA physische Modelle des österreichischen Transportnetzes erstellt (OGG, BOG, TAG, AGGM)**

- Netzbetreiber haben KEMA Daten bereitgestellt.
- Konfigurierung individueller Netzmodelle durch KEMA
  - TAG, WAG prinzipiell fertig (SIMONE findet machbare Lösung)
  - AGGM und PVS noch in Entwicklung.
- Laufender Validierungsprozess zusammen mit den Netzbetreibern
  - Abstimmung zu offenen Fragen zu Daten und zu Einschränkungen der Netzmodelle
  - Überprüfung Netzmodell durch Netzbetreiber (basierend auf Rekonstruktion historischer Fälle)
  - Anpassung individueller Netzmodelle

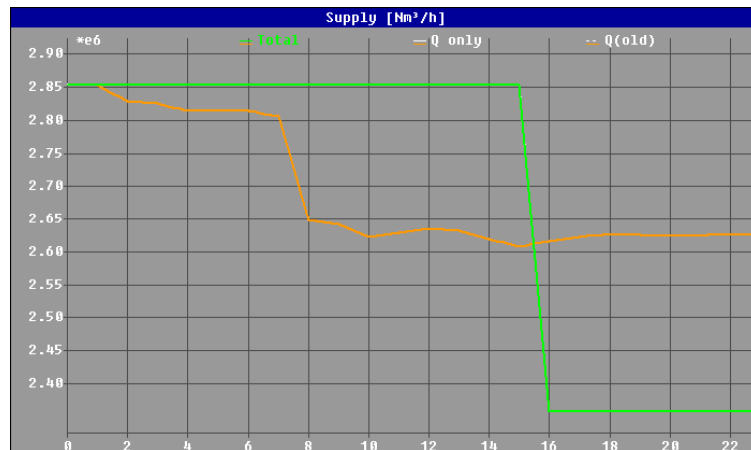
# Netzsimulation

**KEMA wird ein integriertes Modell des österreichischen Transportnetzes erstellen, um die versch. Gasflussszenarien zu analysieren.**

- Nach der Validierung der individuellen Netzmodelle werden sie zu einem integrierten Modell des österreichischen Gastransportnetzes kombiniert
  - Integriertes Netzmodell des Transportnetzes im Marktgebiet Ost
  - Abstimmung notwendig zu Verbindungen und Einstellungen
- Resultierendes Netzmodell dient der Untersuchung der physischen Machbarkeit und der Auswirkungen veränderter Gasflüsse in verschiedenen Bilanzierungsmodellen, wie z.B. :
  - Gleichförmige statt profilbasierte Einspeisungen an Entry-Punkten (VÜP)
  - Variation des Stundenprofils an Grenzübergangspunkten

# Netzsimulation

## Beispiel: Auswirkung von verschiedenen Einspeiseflüssen auf den Druck am Einspeisepunkt

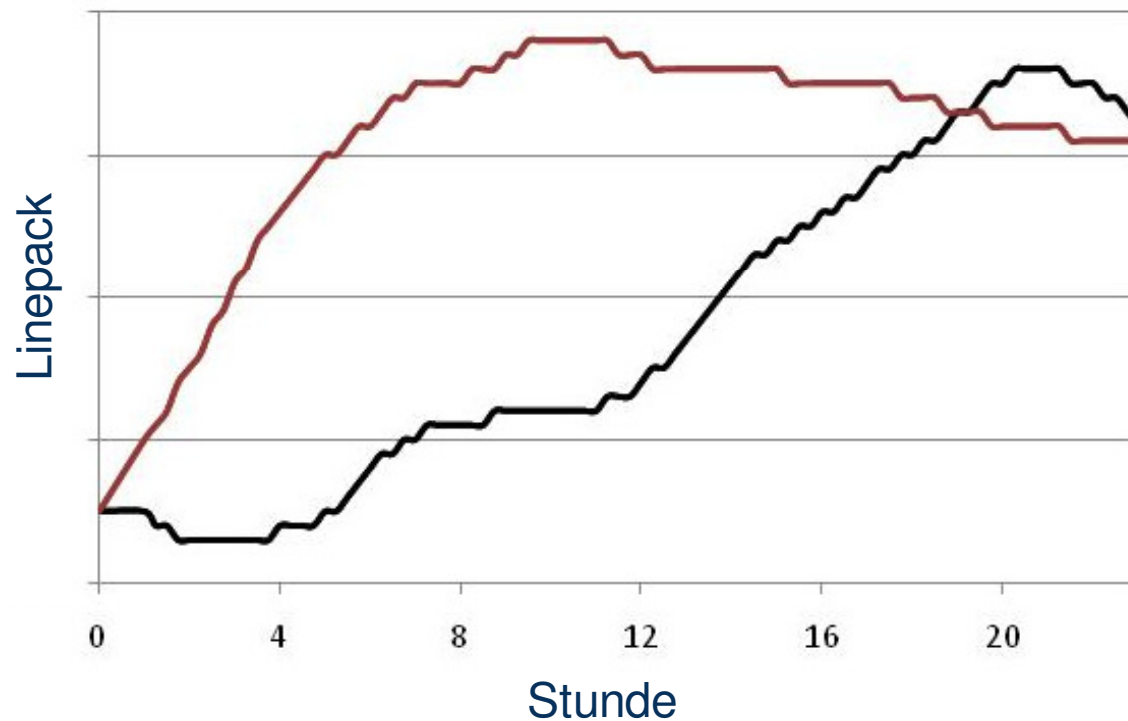


- Orange Kurve zeigt historische Einspeisung an einem bestimmten Tag
- Grüne Kurve zeigt eine stufenförmige Funktion des Flusses mit gleichem täglichen Gasvolumen



# Netzsimulation

## Beispiel: Resultierende Auswirkung auf Line Pack im Transportsystem



Beispiel der  
Entwicklung des  
Linepacks über 24  
Stunden für eine  
individuelles  
Leitungssegment

Schwarz – original

Rot – nach Anpassung

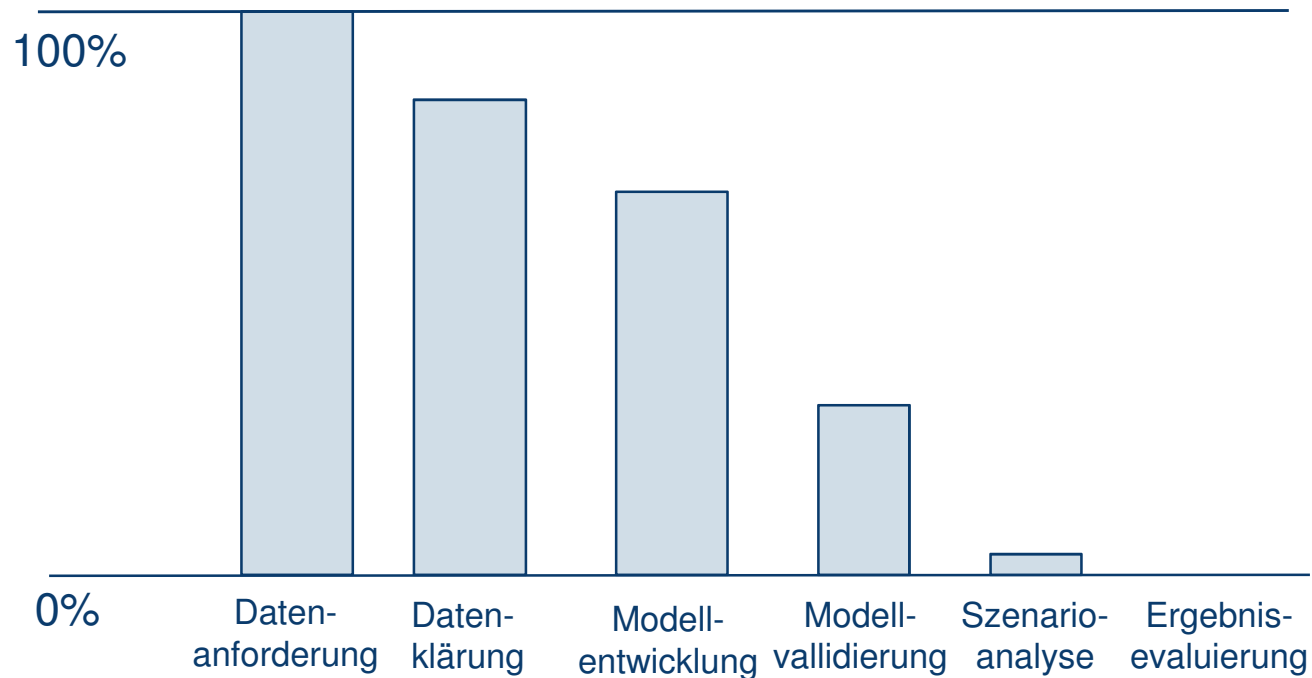
# Agenda

- Allgemeiner und regulatorischer Hintergrund
- Ländervergleich
- Netzsimulation
- Status Quo und weitere Schritte

# Status Quo und weitere Schritte

Entwicklung des Netzmodells im fortgeschrittenen Stadium, aber noch nicht abgeschlossen

- Indikative Ansicht (Stand: 14.Dezember)



# Status Quo und weitere Schritte

**Kern des ersten Teils der Studie ist die Untersuchung der Auswirkungen sich ändernder Gasflüsse im neuen Modell**

- Übergang zu unterschiedlichen Bilanzierungsmodellen wird voraussichtlich die Nominierungen durch die Netznutzer beeinflussen, wie z.B.:
  - Anreize zur Einspeisung flacher Tagesbänder zur Kundenversorgung, um Kosten eines Tagesprofils zu vermeiden
  - Mögliches Risiko des “Exports” von Flexibilität in angrenzende Märkte
  - Auswirkungen möglicher untertäglicher Toleranzen und Pönalen
  - Auswirkungen auf verschiedene Kundengruppen und Lieferportfolios
  - Einfluss von existierenden vertraglichen Vereinbarungen an Grenzübergangspunkten?

# Status Quo und weitere Schritte

**Nach derzeitigem Stand beabsichtigen wir, eine Reihe verschiedener Ansätze für ein zukünftiges Bilanzierungsmodell zu analysieren**

- Anfängliche Untersuchung der beiden Extremfälle:
  - Reine Stundenbilanzierung (Status quo Verteilernetz)
  - Reine Tagesbilanzierung
- Wir gehen davon aus, dass wir in einem zweiten Schritt unterschiedliche Ausprägungen möglicher Mischsystem betrachten werden:
  - Anwendung untertäglicher Pönalen und Toleranzen (stundenscharfe bzw. kumuliert)
  - Mögliche Differenzierung nach Kundengruppen
- Option eines integrierten Bilanzierungsmodells für Fernleitungs- und Verteilernetzebene

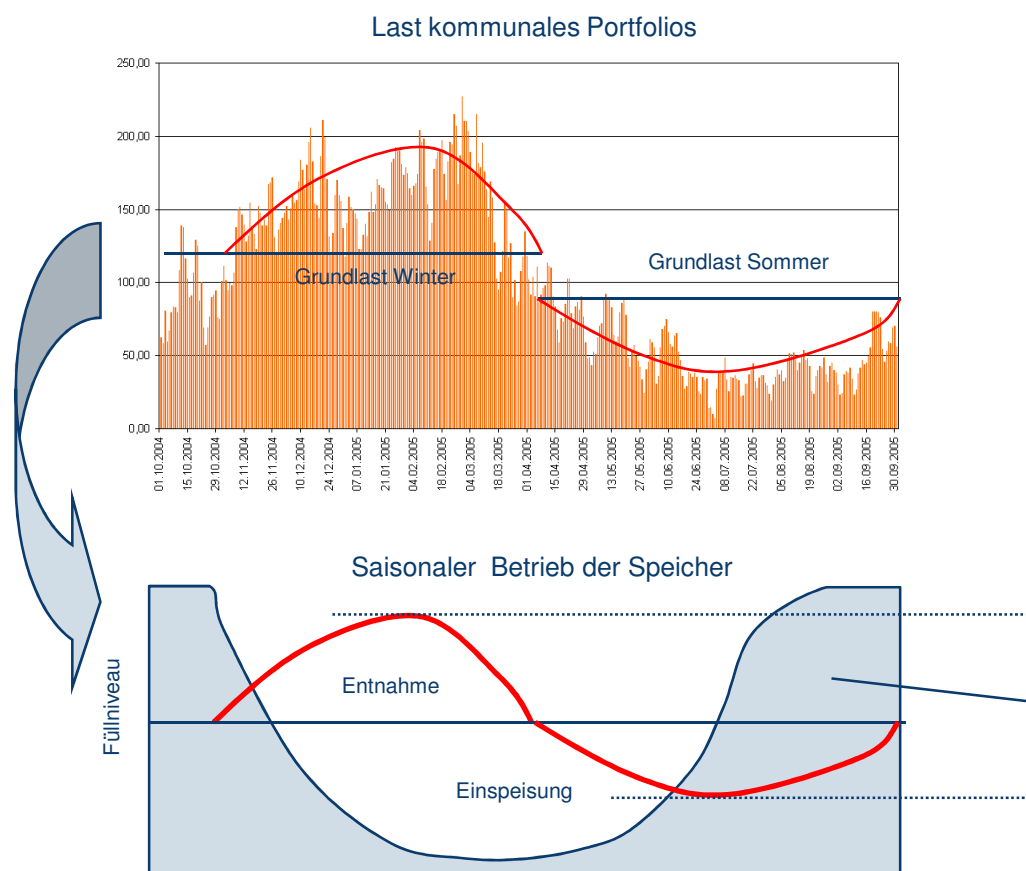
# Status Quo und weitere Schritte

**Zur Beurteilung des Transportkunden-Verhaltens werden wir mögliche Kosten und Einsparungen verschiedener Modelle bewerten**

- Berücksichtigung individueller Kundenkategorien und gemischter Lieferportfolios
  - Analyse mit einer gewissen Unsicherheit behaftet und erfordert Vereinfachungen
    - “wahre” Zusammensetzung des Bezugsportfolios unbekannt
    - vorhandene Flexibilität der verschiedenen Portfolios unbekannt
    - Analyse basiert auf der Annahme rationalen Verhaltens
  - Einschätzung der Kosten der Beschaffung von Tagesprofilen nötig  
ABER: Der Gasmarkt basiert auf täglichen Produkten
- => Vorschlag: Nutzung verfügbarer Speicherprodukte und -kosten zur Ableitung von Schätzwerten für die Kosten der Flexibilität

# Status Quo und weitere Schritte

Speicherkosten können als Proxy zur Berechnung der Strukturierungskosten dienen. Aber in Österreich ist Speicherung saisonal statt kurzfristig.



- Eine typische Beschaffungsstrategie würde den Kauf von Grundlastprodukten und Strukturierung mit Speicherprodukten enthalten.
- Speicherung kann für die saisonale Strukturierung ebenso wie für den täglichen/ stündlichen Ausgleich verwendet werden

## Kostenelemente der Speicherung:

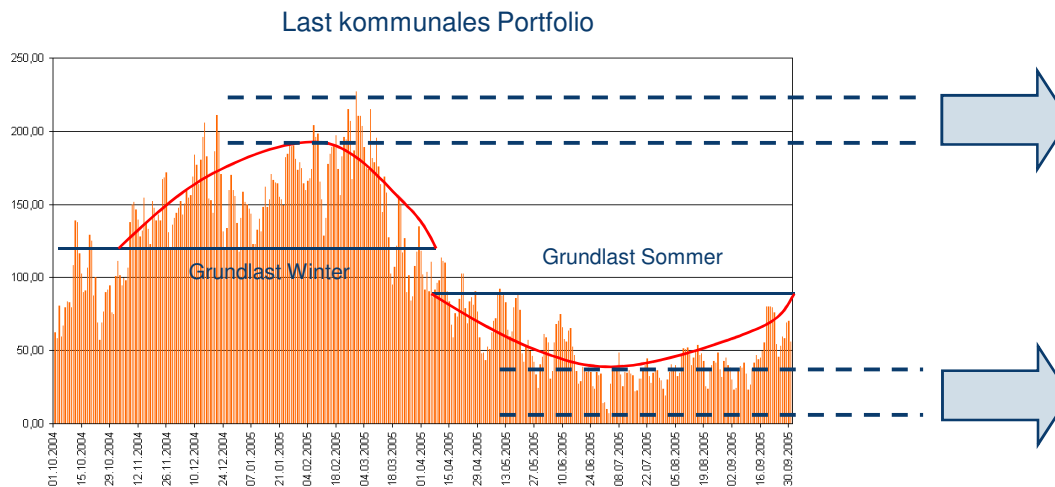
Entnahmekapazität [€/((kWh/h)/h)]

Arbeitsgasvolumen [€/GWh]

Einspeicherkapazität [€/((kWh/h)/h)]

# Status Quo und weitere Schritte

Nutzung von saisonalen Speichern mit zusätzlicher Entnahme- und Injektionskapazität verleihen dem Transportkunden Flexibilität.



Zusätzliche Entnahmeleistung für täglichen/stündlichen Ausgleich im Winter

Zusätzliche Befülleistung für täglichen/stündlichen Ausgleich im Sommer

Anteil der Kosten für Saisonspeicher zuteilbar zur täglichen Strukturierung		Anteil der Entnahmeleistung genutzt für tägliche Strukturierung				
		50%	40%	30%	20%	10%
Anteil der Befülleistung genutzt für tägliche Strukturierung	50%	40%	36%	31%	26%	22%
	40%	37%	32%	28%	23%	18%
	30%	34%	29%	24%	20%	15%
	20%	30%	25%	21%	16%	11%
	10%	27%	22%	17%	13%	8%

Berechnung basiert auf ähnlichen Speicherstrukturen des E.ON Speichers „7 Fields“ und Wingas Speichers in Haidach



# Status Quo und weitere Schritte

**Nutzung von saisonalen Speichern mit zusätzlicher Entnahme- und Injektionskapazität verleihen dem Transportkunden Flexibilität.**

Alle in €cent/kWh

Strukturierungskosten für HH-kunde mit 2000 Bh		Anteil der Entnahmeleistung genutzt für tägliche Strukturierung				
		50%	40%	30%	20%	10%
Anteil der Befüllleistung genutzt für tägliche Strukturierung	50%	0,10	0,09	0,08	0,07	0,05
	40%	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05
	30%	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04
	20%	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03
	10%	0,06	0,05	0,04	0,03	0,02

**Haushaltskunden partizipieren sehr stark an der Entnahmeleistung.....**

Strukturierungskosten für Industriekunde mit 5000 Bh		Anteil der Entnahmeleistung genutzt für tägliche Strukturierung				
		50%	40%	30%	20%	10%
Anteil der Befüllleistung genutzt für tägliche Strukturierung	50%	0,06	0,05	0,05	0,04	0,03
	40%	0,05	0,05	0,04	0,03	0,03
	30%	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02
	20%	0,04	0,04	0,03	0,02	0,02
	10%	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01

Strukturierungskosten für Industriekunde mit 7500 Bh		Anteil der Entnahmeleistung genutzt für tägliche Strukturierung				
		50%	40%	30%	20%	10%
Anteil der Befüllleistung genutzt für tägliche Strukturierung	50%	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02
	40%	0,03	0,03	0,02	0,02	0,01
	30%	0,03	0,02	0,02	0,02	0,01
	20%	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01
	10%	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01

**....während Industriekunden vorwiegend an der Befüllleistung partizipieren**



Vielen Dank für Ihre  
Aufmerksamkeit!

**Kontakt:**

Christian Hewicker

Regional Director

KEMA Consulting GmbH

Kurt-Schumacher-Strasse 8

53113 Bonn

Tel: +49 228 44 690 -56

Fax: +49 228 44 690 -99

[christian.hewicker@kema.com](mailto:christian.hewicker@kema.com)