

**Beurteilung der Funktionsfähigkeit
des österreichischen
Ausgleichsenergiemarktes in der
Regelzone Ost**

Gutachten

Dipl. Ing. Dr. P. Christoph
Dr. Peter Christoph Unter-
nehmensberatung GmbH

Wien, 15. Mai 2003

INHALTSVERZEICHNIS

1 Auftrag und Auftragsdurchführung	1
1.1 Auftrag und Aufgabenstellung	1
1.2 Aufbau des Gutachtens	2
1.3 Durchführung des Gutachtens	3
2 Funktionsfähigkeit des österreichischen Ausgleichsenergiemarktes	4
2.1 Funktionsweise des Ausgleichsenergiemarktes - Kurzer Überblick über das geltende System	4
2.1.1 Angebotsseite	4
2.1.2 Nachfrageseite	4
2.1.3 Preisbildung	5
2.2 Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Marktes	5
2.3 Der Markt	7
2.3.1 Ausgleichsenergiemarkt	7
2.3.2 Überlieferungen von Bilanzgruppen – „Prognoseungenauigkeiten“	7
2.4 Gestaltungsmöglichkeiten für Markt und Preis	9
2.4.1 Zusätzliche Angebote	9
2.4.1.1 Ad (1) Lockerung von Hemmnissen	9
2.4.1.2 Ad (2) Zusätzliche Anbieter	10
2.4.1.3 Ad (3) Fahrweise des RZF als Basis eines breiteren Wettbewerbs	10
2.4.2 Schaffung einer Beurteilungsmöglichkeit des AE-Preises	10
2.4.3 Jahresverträge für Ausgleichsenergie	11
2.5 Regulative Maßnahmen im notwendigen Interventionsfall	11

3	Analyse und Verifizierung der Ausgleichskriterien	13
3.1	Der Weg zum stündlichen Ausgleichsmodell	13
3.2	Vorhandene Daten, Beobachtungen und Stellungnahmen	13
3.2.1	Analysen der E-Control	14
3.2.1.1	Entwicklung der Ein- und Ausspeisungen	14
3.2.1.2	Extreme Preisbereiche aus der Merit Order Liste	15
3.2.1.3	Überlieferungen	17
3.2.1.4	Schlussfolgerungen von E-Control	17
3.2.2	Analysen der AGCS	18
3.2.3	Regelzonenführer RZF (AGGM)	23
3.2.3.1	Ausgangssituation für den Regelzonenführer	23
3.2.3.2	Kritik: zu geringe Verwendung von Linepack	25
3.2.3.3	Der Optimierungsansatz von AGGM	26
3.2.4	Stellungnahmen von Großverbrauchern	27
3.2.5	Einbringen von internationalen Erfahrungen – Workshop mit Brattle Group	28
3.2.5.1	Überblick über die Vorschläge von Brattle	28
4	Ausgleichsprozess und Wirtschaftlichkeitsfunktion	31
4.1	Bedeutung von Linepack	32
4.2	Täglicher versus Stündlicher Ausgleich	34
4.3	Funktionsweise und Verwertung von Linepack	36
4.3.1	Verfügbares und erforderliches Linepack	36
4.3.1.1	Einführung	36
4.3.1.2	Theoretisches Linepack (hypothetical linepack)	37
4.3.1.3	Verfügbares (available) Linepack	37
4.3.1.4	Tatsächlich verfügbares (practically available) Linepack	38
4.3.1.5	Line Pack Verbrauch	41
4.3.1.6	Erforderliches Linepack	42
4.3.1.7	Schlussfolgerungen Linepack	42

4.3.2	Linepack vs. Ausgleichskosten	43
4.3.3	Grundsätze für die Gestaltung eines Linepack Managements	44
4.4	Die Fahrweise des Regelzonenführers	46
4.4.1	Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten	46
4.4.2	An Netzbetreiber verrechnete Ausgleichsenergiekosten	48
4.5	Optimierung Ausgleichsprozess und Anreizsystem für den RZF	49
4.5.1	Prinzipien	49
4.5.2	Regelungen	51
4.5.3	Konzept eines Anreiz-Systems	53
4.5.3.1	„Technische“ Anforderungen	53
4.5.3.2	Finanzielles Anreizsystem	55
4.5.4	Ermittlung des Linepack	56
4.5.5	Nutzung von Beurteilungsparametern für den Netzbetrieb	57
5	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	60
5.1	Festgestellte Schwachpunkte	60
5.1.1	Ausgleichsprozess	60
5.1.2	Ausgleichsenergiemarkt	65
5.2	Schlussfolgerungen	66
6	Anhang	69
6.1	Frageliste, gerichtet an die Industrie	
6.2	International Balancing Regimes March 2003 - The Brattle Group	
6.3	Ergebnisbericht The Brattle Group. Workshop vom 25.3.2003	
6.4	Vorschlag AGGM vom 25.3.2003	

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entwicklung durchschnittlicher AE-Preise Januar-April 2003	S. 6
Tabelle 2: Fallbeispiel Überlieferungen	S. 8
Tabelle 3: Entwicklung der Ausgleichsenergie und -kosten nach Perioden	S. 15
Tabelle 4: Linepackermittlung durch AGGM	S. 26
Tabelle 5: Entwicklung der an Netzbetreiber (NB) verrechneten Ausgleichsenergiekosten	S. 48
Tabelle 6: Reduktion kurzfristiger Ein- und Ausspeisungen	S. 50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kumulierter Gesamtgasverbrauch und kumulierte physikalische Ausgleichsenergiemenge in Nm ³ /h im Februar 2003	S. 14
Abbildung 2: Kumulierte physikalische Ausgleichsenergiemenge im Februar 2003	S. 14
Abbildung 3: Entwicklung der AE-Preises in cent/m ³ im Verhältnis' zur Menge in Nm ³ /h – Kauf von AE durch RZF	S. 16
Abbildung 4: Entwicklung der AE-Preises in cent/m ³ im Verhältnis zur Menge in Nm ³ /h – Verkauf von AE durch RZF	S. 16
Abbildung 5: Korrelation Abruf RZF zum Delta Netz	S. 19
Abbildung 6: Ausgleichsenergieumsätze mit dem AE-Markt	S. 20
Abbildung 7: Kostenkomponente Ausgleichsenergiemenge	S. 21
Abbildung 8: Trend Abrufmengen März 2003	S. 21
Abbildung 9: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise	S. 22
Abbildung 10: Zusammenfassung Ausgleichsenergiepreise	S. 22
Abbildung 11: Abrufmengen Januar 2003	S. 24
Abbildung 12: Abrufmengen Februar 2003	S. 24
Abbildung 13: Abrufmengen März 2003	S. 25
Abbildung 14: Theoretisches Linepack	S. 37
Abbildung 15: Verfügbares Linepack	S. 38
Abbildung 16: Verfügbares Linepack vor und nach Unausgeglichenheit	S. 39
Abbildung 17: Tatsächlich verfügbares Linepack vor und nach Unausgeglichenheit	S. 39
Abbildung 18: Tatsächlich verfügbares Linepack mit Kompression	S. 40
Abbildung 19: Erhöhung des tatsächlich verfügbaren Linepacks durch Kompression	S. 41
Abbildung 20: Einspeisung und Entnahme in einem ausgeglichenen System	S. 41

1 Auftrag und Auftragsdurchführung

Der Werkvertrag, abgeschlossen zwischen der E-Control GmbH („Auftraggeber“) einerseits und Herrn Dipl. Ing. Dr. P. Christoph („Auftragnehmer“) andererseits legt für die Studie folgende Schwerpunkte fest:

- (1) **Beurteilung der Funktionsfähigkeit des österreichischen Ausgleichsenergiemarktes in der Regelzone Ost, sowie die dafür erforderliche**
- (2) **Analyse des Datenstocks und Verifizierung der geltenden Balancing Regeln**

wobei das Angebot des Auftragnehmers einen integrierenden Bestandteil dieses Werkvertrags bildet. Die Verbindung dieser beiden Themen im Rahmen der gemeinsamen Aufgabenstellung hat sich vordergründig aus der Überprüfung der Abhängigkeit von Ausgleichsperiode und Ausmaß der dadurch bedingten Ein- und Ausspeisungen ergeben.

Letztlich steht jedoch die Gestaltung eines kostengünstigen Ausgleichsprozesses im Vordergrund.

Der Auftrag wurde erteilt, um zusätzlichen Input für die Gestaltung der Marktregeln II zu erhalten, die per 1.10.2003 in Kraft treten werden.

1.1 Auftrag und Aufgabenstellung

Zu den beiden Aufgabenstellungen wurden folgende Details vereinbart:

- Ad. (1): Unter dieser Aufgabenstellung ist das derzeit gültige Balancing Modell mit einer stündlichen Ausgleichsperiode anhand nunmehr zur Verfügung stehender Daten zu beurteilen.
- Ad. (2): Hier sind anhand von Beobachtungen mögliche Entwicklungen des Ausgleichsenergiemarktes abzuschätzen und Beurteilungen hinsichtlich der Funktionsfähigkeit des Ausgleichsenergiemarktes vorzunehmen.

Die Verknüpfung der beiden Aufgabenstellungen ergibt sich aus dem, beiden Aufgabenstellungen gemeinsamen Ziel, die Kosten des durchzuführenden Ausgleichsprozesses möglichst niedrig – bei der selbstverständlichen Forderung nach einem abgesicherten Netzbetrieb - und damit die Attraktivität des Energierohstoffes Gas hoch zu halten.

Als Kosten des Ausgleichsprozesses werden hier vereinfachend, unter Weglassung der Kosten für Administration des Systems (AGCS) und anderer betrieblicher Einheiten (AGGM) die variablen Kosten des Ausgleichsprozesses als Produkt der dem System zu- oder abzuführenden Ausgleichsenergie mal dem zu bezahlenden Preis der Ausgleichsenergie angesetzt.

Mit den zur Verfügung stehenden Instrumenten „Balancing Regime“-Ausgleichsprozess und „Preisgestaltung Ausgleichsenergie“ sind nun die Kostenkomponenten des Ausgleichsprozesses zu untersuchen.

Das Bilanzgruppenmodell verknüpft einen, auf Basis einer definierten Ausgleichsperiode regulierten und in die Netzbenutzungsentgelte integrierten (Kosten-)Komponente für den Ausgleichsprozess mit einer auf dem Wettbewerb eines funktionierenden AE-Marktes aufbauenden (Preis-)Komponente für die Bereitstellung der erforderlichen und handelbaren Ausgleichsenergie.

Aufgabe dieser Studie ist damit zu hinterfragen bzw. zu beurteilen,

- ob die gewählte Verknüpfung von stündlicher Ausgleichsperiode und funktionierendem AE-Markt dem angestrebten Wirtschaftlichkeitskriterium am besten entspricht – wie bereits festgehalten unter der Prämisse des abgesicherten Betriebs,
- ob die Komponente der gewählten Ausgleichsperiode optimal zu dieser Verknüpfung beiträgt und
- ob der bestehende AE-Markt als funktionierender Markt bezeichnet werden kann bzw. welche Potenziale noch zusätzlich zu seiner Absicherung genutzt werden können.

Motivation für die Vergabe dieser Studie ist jedenfalls die Identifizierung von Verbesserungspotenzialen, die im Sinne einer Absenkung der Kosten des Ausgleichsprozesses insgesamt genutzt werden können.

1.2 Aufbau des Gutachtens

- In Kapitel 2 erfolgt eine Darstellung des Ausgleichsenergiemarktes und eine Beurteilung der Funktionsfähigkeit mit Marktchancen und –risiken.
- In Kapitel 3 wird auf die Analysen und Daten der für den Ausgleichsprozess/die Netzsteuerung besonders wichtigen Institutionen eingegangen, die durch die Ergebnisse der Einbindung des Beraters „Brattle Group“ und Erfahrungen der Industriekunden ergänzt werden.
- Anschließend wird in Kapitel 4 im Detail auf die für die Wirtschaftlichkeit des Ausgleichsprozesses wichtigen Gestaltungsfunktionen und möglichen Maßnahmen eingegangen.
- Kapitel 5 stellt eine Zusammenfassung der wichtigsten Feststellungen und eine Handlungsempfehlung dar.
- In Kapitel 6 werden wichtige Anhänge zusammengefasst.

1.3 Durchführung des Gutachtens

Im Zuge der Erarbeitung dieses Gutachtens wurden

- neben kontinuierlichen Gesprächen mit E-Control

ebenso eine Reihe von Gesprächen, teils mehrfach

- mit der Wirtschaftskammer als Vertreter der Industrie,
- mit ausgewählten Industriebetrieben
- mit AGGM
- mit AGCS
- mit Vertretern der Gaswirtschaft

geführt.

Für die Gespräche mit der Industrie wurde gemeinsam mit E-Control im Vorfeld eine Frageliste erarbeitet, die über Wirtschaftskammer und Industriellenvereinigung ausgewählten Großabnehmern zur Stellungnahme übergeben wurde. Auf die eingegangenen Antworten wird im Kapitel 3 Bezug genommen¹.

¹ Siehe Anhang 6.1, Frageliste

2 Funktionsfähigkeit des österreichischen Ausgleichsenergiemarktes

2.1 Funktionsweise des Ausgleichsenergiemarktes - Kurzer Überblick über das geltende System

Im Folgenden wird ein kurzer Überblick über die geltenden Marktregeln gegeben.² Diese Darstellung bezieht sich nur auf Regelzone Ost.

2.1.1 Angebotsseite

Unternehmen, die Ausgleichsenergie anbieten wollen, müssen sich bei AGCS registrieren lassen. Dies ist grundsätzlich für alle Bilanzgruppen(BG)-Mitglieder möglich, die Zustimmung des jeweiligen Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV)³ ist dabei erforderlich.

Angebote werden von registrierten Anbietern über von AGCS eingerichtete elektronische Angebotsplattform eingegeben. Die Angebote müssen am Vortag bis spätestens 16 Uhr für den Folgetag mit einer Mindestgröße von 1000 Nm³/h eingegeben werden. Die Angabe eines Fixpreises für die Stunde ist zwingend.

AGCS erstellt aus eingegangenen Angeboten bis 20 Uhr des Vortages jeweils eine Merit Order List für den Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie pro Stunde; bei preislich, zeitlich und örtlich gleichwertigen Angeboten entscheidet der frühere Zeitpunkt des Eingangs.

Die Merit Order List wird von AGCS an den RZF/AGGM nach Marktschluss 20.00 Uhr) weitergeleitet (ohne Angabe der Preise). AGGM ruft direkt bei den registrierten Ausgleichsenergie-Anbietern die von ihm geschätzten erforderlichen Gasmengen ab; auch Teilmengen aus dem Angebot sind möglich. Der Abruf erfolgt zur vollen Stunde mit 30 Minuten Vorlaufzeit.

2.1.2 Nachfrageseite

Der Bedarf an Ausgleichsenergie ergibt sich aus den Abweichungen der tatsächlichen Einspeisungen und Entnahmen von fahrplanmäßig angegebenen unter Berücksichtigung der Nutzung des Linepacks und wird vom RZF anhand dieser Daten abgeschätzt.

Unmittelbare BG-Mitglieder geben am Vortag stündliche Fahrpläne an die BGVs; dieser erstellt einen BG-internen Fahrplan. Die BGVs übermitteln interne

² Siehe auch Anhang Ausgleichsenergiebewirtschaftung zu AB/BKO, im Internet auf der Homepage der E-Control www.e-control.at oder Homepage der AGCS www.acgcs.at.

³ Bei der AGCS registrierte BGVs sind: KELAG, Econgass GmbH, RAG, Ruhrgas Austria AG, Salzburg AG, Steirische Gas Wärme GmbH; Vgl. <http://www.acgcs.at>.

Fahrpläne an die AGCS bis 14:30 des Vortages, getrennt nach Bezug und Abgabe. AGCS leitet einen Saldo-Fahrplan der BG an den RZF/AGGM weiter.

Externe Fahrpläne und FP der externen BG werden am Vortag bis 14:30 an AGGM weitergeleitet; bis 16:30 bestätigt AGGM die Fahrpläne. Fahrpläne der besonderen BG werden bis 16:30 des Vortages an AGGM übermittelt; Änderungen im Laufe des Tages müssen umgehend gemeldet werden.

Der RZF/AGGM schätzt anhand aller Fahrpläne (interne, externe und der externen BG) den Bedarf an Ausgleichsenergie unter Einbezug des Linepacks. Nach dem Abruf der Ausgleichsenergie übermittelt der RZF AGCS die Listen der abgerufenen Angebote.

2.1.3 Preisbildung

Angebotsseite:

- Preis für Ausgleichsenergieanbieter bei Abruf nach Merit Order List: erhält seinen der AGCS angegebenen Angebotspreis für Einspeisung oder Entnahme aus dem Netz

Nachfrageseite:

- Preis für kommerzielle und externe BG als Nachfrager von AE:
 - Bei Abrufung von AE durch RZF (Kauf oder Verkauf): Marktpreis wird als arithmetisches Mittel aus Abrufen berechnet; BG zahlen (bei negativer Abweichung vom Fahrplan) oder erhalten (bei positiver Abweichung vom Fahrplan) den gewichteten stündlichen Preis für AE (Kauf oder Verkauf); in einer Stunde existiert nur ein Preis (Marktpreis) für alle BG.
 - Kein Abruf von Ausgleichsenergie: Marktpreis als einfaches Mittel aus niedrigsten Einspeise- und höchstem Entnahmegebot; falls nur Einspeiseangebote waren, der Preis des niedrigsten Angebots
falls nur Entnahmeangebote waren, der Preis des höchsten Angebots. BG zahlen (bei negativer Abweichung vom Fahrplan) oder erhalten (bei positiver Abweichung vom Fahrplan) den stündlichen Preis für AE (Kauf oder Verkauf).

Die Marktpreise für die einzelnen Stunden eines Tages werden in der Regel am nächsten Tag von AGCS auf der Homepage (www.agcs.at) veröffentlicht.

2.2 Beurteilung der Funktionsfähigkeit des Marktes

Die Funktionsfähigkeit eines Marktes kann letztlich an der „Qualität“ des sich einstellenden Marktpreises beurteilt werden. Eine ausreichende Liquidität des Marktes ist eine Voraussetzung für einen „guten“ Preis für Ausgleichsenergie. Eine weitere Voraussetzung ist die gleichmäßige Aufteilung von Marktanteilen

auf „genügend“ Anbieter als Kennzeichen eines unter den Anbietern stattfindenden Wettbewerbs.

Festgestellt kann werden, dass die Abwicklung des Bilanzgruppenmodells mit der AGCS als Abwickler funktioniert und es zu keinerlei Beanstandungen bislang gekommen ist. Auch die Einführung eines Market Makers, für den zwar grundsätzliche Regelungen vorliegen, wurde seitens keiner der Parteien als notwendig erachtet. Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass aufgrund der Einführung des Systems insgesamt die Marktteilnehmer vorerst vor allem mit ihrer Anpassung an das System beschäftigt und damit weitgehend noch nicht in der Lage waren, sämtliche Details des Systems auszunutzen.

Die nachfolgende Tabelle 1 beschreibt die Entwicklung des Marktpreises auf Basis der nur vom RZF abgerufenen Ausgleichsenergie und den Spread zwischen Kauf- und Verkaufspreis⁴.

Als Kauf von Ausgleichsenergie (durch den RZF) wird die Einspeisungen von Ausgleichsanbietern angesehen, als Verkauf von Ausgleichsenergie (durch den RZF) die Entnahme von Ausgleichsanbietern definiert.

Tabelle 1: Entwicklung durchschnittlicher AE-Preise Januar-April 2003

Monat	Durchschnittlicher Kaufpreis cent/m ³	Menge Kauf m ³	Durchschnittlicher Verkaufspreis cent/m ³	Menge Verkauf m ³	Preisspanne cent/m ³
Januar	17,92	15.786.000	10,46	33.680.000	7,46
Februar	19,66	9.798.000	13,19	24.315.000	6,47
März	18,15	5.267.000	13,29	38.112.000	4,86
April	22,20	1.510.000	13,70	35.140.000	8,50

Quelle: AGCS-Homepage; eigene Berechnungen

⁴ Die Bedeutung des sich aus der Tabelle 1 ergebenden Spread muss insofern relativiert werden, als sich bei der - korrekten - Betrachtung der Tagesbetriebsweisen jeweils ein Tages-trend herausstellt, demzufolge sich das Netz entweder in Unter- oder Überlieferung befindet; es oszilliert nicht um Null. Dadurch kommt nicht ein Spread zwischen Ein- und Ausspeise-preis zum Tragen sondern lediglich der viel kleinere Spread im jeweiligen Bereich der Unter- oder Überlieferung. Dieses Beobachtung wird verstärkt durch die kurze Bilanzierungsperiode von 1 Stunde, in der, anders als bei Tages-Bilanzierungszeiträumen, kein Trendbruch erfolgt. Diese Überlegungen sind auch für kumulative Linepackmodelle von Bedeutung.

2.3 Der Markt

Der Ausgleichsenergiemarkt wird aktuell aus 2 Quellen gespeist

- (1) aus Abrufen durch den RZF – „der Ausgleichsenergiemarkt“
- (2) durch Überlieferungen von Bilanzgruppen – „Prognoseungenauigkeiten“

2.3.1 Ausgleichsenergiemarkt

Die Anbieter dieses Marktes sind aufgrund ihrer Registrierungsverpflichtung bekannt und es können ihre Marktanteile aufgrund der veröffentlichten Abruflisten ermittelt werden. Eine derartige Tabelle befindet sich seitens E-Control in Vorbereitung.

Die Datenanalysen der E-Control anhand der AGCS-Daten ergeben eine eindeutige Dominanz eines Anbieters, dem dadurch – und auch aus Gründen der Veröffentlichung der Angebotspreise - die automatische Rolle eines „Price-Makers“ zufallen kann. Die Konsequenz dieser Position ist, dass eine akzeptable Preisbildung weitestgehend vom (Wohl-)Verhalten eines einzigen Marktteilnehmers abhängt. Aus diesem Grund kommt derartigen Aufschreibungen Bedeutung zu.

Weiters ist zu berücksichtigen, dass die Anbieter weitgehend die gleichen Quellen für ihre Angebote nutzen und eine (mangelnde) Differenzierung bzw. Wettbewerbscharakter von Angeboten auch in der Natur der uns nicht bekannten Speicherverträge („verhandelter Speicherzugang“) liegen kann.

2.3.2 Überlieferungen von Bilanzgruppen – „Prognoseungenauigkeiten“

Derzeit findet eine Steigerung des Marktvolumens am AE-Markt durch Überlieferungen von Bilanzgruppen statt. Überlieferungen können durch alle Bilanzgruppen durchgeführt werden, auch wenn sie gleichzeitig registrierter AE-Lieferant sind. Mehreinspeisungen, die aus Gründen der Vermeidung des Risikos „teure“ AE zu kaufen, erfolgen, sollen nicht als die hier zu behandelnden Überlieferungen bezeichnet werden, wiewohl eine quantitative Differenzierung praktisch nicht möglich ist.

Zu beachten ist dabei, dass diese Überlieferungen zwangsweise Priorität bei ihrem „Ankauf“ genießen, da sie einfach schon im Netz sind.

Überlieferungen werden zum gewichteten stündlichen Marktpreis den Bilanzgruppen mit AE-Bedarf zur Verfügung gestellt. Der Prozess dieses „Handels“, der an den sonst für den Handel festgelegten Bedingungen vorbeigeht und damit „einfach“ ist, wird durch die nachfolgende Tabelle 2 anhand eines Fallbeispiels beschrieben:

Tabelle 2: Fallbeispiel Überlieferungen

	Dimension	Netz kauft	Netz verkauft
Preis Angebot A	Cent/m ³	12	9
Menge Angebot	Nm ³ /h	20.000	20.000
Preis Angebot B	Cent/m ³	14	8
Menge Angebot	Nm ³ /h	10.000	10.000
Erlös A	€	2400	1800
Erlös B	€	1400	800
Gew. Std. Marktpreis	Cent/m ³	12,67	8,67
Lieferung X gegen Fahrplan	Nm ³ /h	-5.000	-5.000
= Qualifikation		Unterlieferung	Unterlieferung
X Erlös	€	-633	-433
Lieferung Y gegen Fahrplan	Nm ³	5.000	5.000
=Qualifikation		Überlieferung	Überlieferung
Y Erlös	€	633	433

- Solange Netz kauft, ist es ein Geschäft für den Überlieferer, da er für sein z.B. Bandgas den Preis von „Speichergas“ (12,67) erhält
- Wenn das Netz verkauft, ist es meist ein Geschäft für die „Unterlieferer“, da sie Gas billig kaufen können.

Wie bekannt, bestehen Interessen die Prognosegenauigkeit aus Gründen einer dann durch den RZF besser zu optimierenden Netzfahrweise zu erhöhen und die Möglichkeit bzw. Attraktivität von Überlieferungen durch ein Preismodell zu reduzieren. Die verwendete Methodik der geplanten Vorgehensweise baut darauf auf, den gehandelten Preis für Überlieferer und Abnehmer weniger attraktiv zu machen.

Die durch Überlieferungen bzw. stärkere Prognoseungenauigkeiten erhöhte Schwierigkeit für den RZF ergibt sich daraus, dass er auf unbekannte Einspeisungen größeren Ausmaßes durch größere AE-Abrufe reagieren muss, und ein prozentueller Einschätzungsfehler für den jeweiligen AE-Bedarf bei großen Mengen absolut größer ist.

Das Risiko eines zu „scharfen“ Preismodells liegt darin, dass aufgrund der mangelnden Attraktivität des Verrechnungspreises für den Anbieter dieser keine Angebote mehr erstellt und seine Mengen – liquiditätswirksam – vom Markt nimmt. Dies kann aus Marktgründen zur Notwendigkeit der Einführung eines Market Maker führen.

Eine Erhöhung der Prognosegenauigkeit verbunden mit einer Beseitigung der „spekulativen“ Überlieferung sollte jedenfalls eine genaue Kenntnis von beste-

henden Zusammenhängen, z.B. in Bezug auf derzeitige Gewinner und Verlierer, allfälligem (Kosten-)Nachteil für das Ausgleichssystem insgesamt sowie absehbaren Konsequenzen voraussetzen.

Da in Bezug auf die angestrebte Prognosegenauigkeit das Aufrechterhalten der Möglichkeiten für Überlieferungen in Frage gestellt wurde, wurden Ansätze für eine missbräuchliche Verwendung dieser Vorgehensweise diskutiert bzw. gesucht. Jedenfalls bleibt als Nachteil von Überlieferungen der negative Einfluss auf die Optimierbarkeit der Netzfahrweise durch den RZF.

Sollte der durch diese Prognoseungenauigkeiten entstehende Markt eine gewisse Bedeutung haben, könnte überlegt werden, inwieweit er zur Beeinflussung des AE-Marktes herangezogen werden kann. Dafür könnte ein geeignetes Preismodell, das Überlieferungen nicht völlig unattraktiv macht, herangezogen werden, wofür allerdings zuerst ein genaues Verständnis über das Grundmuster des Handels mit Überlieferungen und seiner Teilnehmer notwendig.

2.4 Gestaltungsmöglichkeiten für Markt und Preis

2.4.1 Zusätzliche Angebote

Zusätzliche Angebote können über unterschiedliche Vorgehensweisen [(1)–(3)] geschaffen werden, wobei es interessant ist Anbieter einzubinden, die nicht aus dem Einflussbereich der EONGAS stammen und auch nicht die gleichen AE-Quellen verwenden:

- (1) Lockerung von Hemmnissen für vorhandene Anbieter
- (2) Zusätzliche Anbieter
- (3) Verwendung der Fahrweise des RZF zur Schaffung eines breiteren Wettbewerbs im Ausgleichsenergiemarkt

2.4.1.1 Ad (1) Lockerung von Hemmnissen

Konkret kann hier an den Wunsch der RAG gedacht werden, ihre Abrufzeit auf 3 Stunden zu erhöhen, da sie aus technischen, und in der Folge aus Kostengründen bei der derzeitigen ½-stündigen Abrufperiode nur begrenzt wettbewerbsfähig ist.

Dem spricht einerseits die Stellungnahme der AGGM mit ihrem wiederholten Vorschlag der Belassung der Abrufzeit bei ½ Stunde entgegen, was aus Netzbetreibersicht verständlich ist.

Weiters spricht auch die geltende Renominierungszeit von 2 Stunden dagegen, innerhalb der Fahrpläne geändert werden können. Der RZF müsste also vor der Definitivstellung von Fahrplänen bereits Ausgleichsenergie auf Basis von Trends mit einem entsprechenden Risiko abrufen.

Inwieweit Lockerungen der Abrufbedingungen andere (potenzielle) AE-Anbieter zur (verstärkten) Anbotstätigkeit veranlassen würde, wurde bislang nicht hinterfragt.

2.4.1.2 Ad (2) Zusätzliche Anbieter

Derzeit treten als „effektive“ AE-Anbieter nur die beiden Speicherinhaber OMV und RAG sowie die STFG und (bislang) Linzstrom auf. Nicht sind bislang als AE-Anbieter Unternehmen aufgetreten,

- die als Großabnehmer Gas aus nicht voll ausgenützten Lieferverträgen zur Verfügung haben und ihre eigene Abnahme bis zu einem gewissen Grad steuern können, sowie
- Unternehmen, die auch ohne Speicherzugang in Österreich über Gas verfügen.

Seitens eines Großabnehmers wurde darauf hingewiesen, dass grundsätzliche, diesbezügliche Überlegungen bestehen, falls man im Rahmen des künftigen Gasbeschaffungs-Prozederes an kostengünstiges Gas herankommt. Dieses Unternehmen denkt daran, Gas in Bandlast zu beschaffen und nicht benötigtes Gas – in Abhängigkeit der Gas- und AE-Preisentwicklung - dem AE-Markt anzubieten.

Konkrete Absichten, die auch zu konkreten Wünschen hinsichtlich allfälliger Erleichterungen geführt hätten, sind nicht bekannt.

2.4.1.3 Ad (3) Fahrweise des RZF als Basis eines breiteren Wettbewerbs

Ein Ziel der Fahrweise des RZF besteht darin, insbesondere wenn er die Fahrweise der Ausnützung des maximalen Linepack aus Gründen der Netzsituation verfolgt, eine Reduktion der AE-Menge und AE-Kosten zu betreiben.

Eine Verstärkung „kleiner“ AE-Abrufe sollte den Fähigkeiten „kleinerer“ AE-Anbieter entgegenkommen und diese stärker am Markt beteiligen. Dies würde weiters dem Ziel des RZF ebenso entgegenkommen, der an „kleineren“ Abrufen, die sich dann im günstigen Merit Order Bereich befinden, interessiert sein sollte.

2.4.2 Schaffung einer Beurteilungsmöglichkeit des AE-Preises

Der Lösungsansatz ist, einen Vergleich des AE-Preises mit einem Benchmark-Preis herzustellen, der sich aus einem Basis-Gaspreis sowie Speicherkosten zusammensetzt. Stellt man fest, dass sich der AE-Preis stark „nach oben“ entwickelt bzw. dass der Benchmark-Preis signifikant überschritten wird, herrscht Handlungsbedarf.

Einem derartigen Handlungsbedarf wurde in England durch die Einführung des OCM (On The Day Commodity Market“) entsprochen, der - allerdings bei der hohen Liquidität des englischen Gasmarktes - in der Lage war, den Preis für Ausgleichsenergie substanziell abzusenken.

Der Berater Brattle beantwortete die Frage, ob der Preis für Ausgleichsenergie „angemessen“ ist, durch die Feststellung, dass er das dann ist, wenn er kostenbasiert ist. Weiters geht Brattle davon aus, dass, wenn ein Ausgleichsenergiemarkt dem Kriterium der Wettbewerbsfähigkeit entspricht, sich für Ausgleichsenergie ohnehin ein Preis in der Nähe der Kosten einstellen wird.

Aus diesem Grund schlägt Brattle vor, nicht mit einem fixen Speicherpreis in die Kalkulation einzutreten, sondern eine Kalkulation des Speicherpreises vorzu-

nehmen und dafür realistische Annahmen für die einzelnen Komponenten dieser Kalkulation zu treffen.

Die Schwäche dieses Modells besteht in einer glaubwürdigen, für die Verhandlungspartner (AE-Anbieter) nachvollziehbaren und damit für den Regulator durchsetzbaren Kostenaufstellung, da ja der Speicherzugang verhandelt ist, der so ermittelte AE-Preis aber Auslöser von Interventionen sein kann. Trotzdem sollte ein ähnliches Modell möglich sein, da jedenfalls ein Überblick über die Gestaltung eines AE-Preises, auch als eventuellen Interventionsauslöser, erforderlich ist.

Die Entwicklung eines Benchmark-Preises ist von Seiten der E-Control geplant.

2.4.3 Jahresverträge für Ausgleichsenergie⁵

Ergänzend wird noch auf den Vorschlag von Brattle eingegangen, Jahresverträge solange abzuschließen, bis sich genügend Wettbewerb auf dem Ausgleichsmarkt gebildet hat.

Gegenstand dieser Verträge, die seitens AGGM zugleich mit mehreren AE-Anbietern jeweils im Vorhinein für ein Jahr abzuschließen wären, wäre die Verpflichtung der Anbieter, Ausgleichsenergie jeweils kurzfristig über den ganzen Jahresverlauf zu vorverhandelten Preisen zu liefern, wobei E-Control im Falle unangemessener Forderungen AGGM unterstützen und auch als Schiedsinstitution auftreten sollte. Dieser Vorschlag würde in etwa der Position von miteinander konkurrierenden Market Maker bzw. „last resorts“ entsprechen. Als Vorteil wird gesehen, dass auch im Fall von Markt-Liquiditätsproblemen Gas zu vorverhandelten und damit für das System bzw. die Bilanzgruppen zu kalkulierbaren Kosten abgesichert zur Verfügung steht.

Diese Jahresverträge würden den Markt der Merit Order Liste ergänzen; von ihnen würde dann Gebrauch gemacht, wenn unangemessene Preisentwicklungen erkennbar sind, wobei entsprechende Leistungsvorhaltungskosten berücksichtigt werden müssen.

2.5 Regulative Maßnahmen im notwendigen Interventionsfall

Die Schlüsselforderungen der Direktive nach Nichtdiskriminierung von Marktteilnehmern (Lieferanten und Verbraucher) sowie nach Öffnung des Marktes und nach einem Wegfall von Transport- und Liefermonopolen führen grundsätzlich zu zwei Optionen, die ebenso für die Gestaltung des Ausgleichsprozesses mit der Zurverfügungstellung von Ausgleichsenergie gelten:

- Entweder Regulierung als Mittel, Verursachungsgerechtigkeit und Kostenbasiertheit als Quelle der Nichtdiskriminierung sicherzustellen
- und/oder weitestgehende Einführung eines durch genügend Anbieter und Nachfrager abgesicherten und funktionierenden Marktes, wodurch

⁵ Siehe Anhang 6.2; Punkt 3.4

auf Kostenbasiertheit setzende Regulierungen für jene Komponenten, die vom „Markt“ abgedeckt werden können, verzichtet werden kann.

Jedenfalls ist anerkannt, dass ein funktionierender Markt im Sinne der Verbraucherinteressen einen Selbstregelungseffekt in Gang setzt.

Führen „normale“ Marktverbesserungsmaßnahmen nicht zum Ziel und es wird im Rahmen eines Monitoring eine laufende Verschlechterung der Situation in der Konsequenz in Bezug auf den Preis der Ausgleichsenergie als konkrete Zahl festgestellt, hat man sich über einen geeigneten Interventionsmechanismus klar zu werden.

Die im Zuge der Entstehung des GWG bewusst getroffene Annahme, dass ein wettbewerbsfähiger Markt auf dem Speichersektor besteht, war auch die Ursache für die Einführung des verhandelten Speicherzugangs – noch ohne Kenntnis der Gründung einer ECONDAS – wobei als Maß für die Wettbewerbsfähigkeit ein internationales Speicherkosten-Benchmarking vorgesehen war.

Für einen Interventionsmechanismus könnte sich damit ergeben,

- (1) dass im Falle der aufgrund der AE-Preisentwicklung zu treffenden Feststellung, dass kein kompetitiver AE-Markt in Kraft ist, die natürliche Bedrohung die Einführung eines regulierten Speicherzugangs ist. Dies ergibt sich ebenso aus den Ansätzen von Brattle⁶, die die „Cost Reflectivity of Storage Tariff“ zum Thema macht, um einen geeigneten Benchmark zu erhalten, der einen Interventionspunkt markiert.
- (2) dass die ursprüngliche Idee zur Definition eines Interventionspunktes ein internationales Speicherkostenbenchmarking war, das jetzt zusätzlich in ein AE-Kosten-Benchmarking zusammen mit einem Marktanteilsmonitoring im Rahmen des später vorgeschlagenen Monatsberichts überzuführen wäre und
- (3) dass bei einem weiteren Ausbau der Marktdominanz der ECONDAS die Anrufung der Bundeswettbewerbsbehörde möglich ist, der entsprechende Argumentationen und Vorschläge für eine Verbesserung der Marktsituation Verfügung gestellt werden könnten.

⁶ Siehe Anhänge 6.2 und 6.3

⁷ Siehe Anhänge 6.2 und 6.3

3 Analyse und Verifizierung der Ausgleichskriterien

3.1 Der Weg zum stündlichen Ausgleichsmodell

Im Zuge der Verhandlungen mit der Gaswirtschaft zum GWG II wurde seitens der Gaswirtschaft auf einer stündlichen Ausgleichsperiode bestanden, wobei seitens der Großkunden und seitens der Behörde einem täglichen Ausgleich unter anderem aus (Daten)Einfachheitsgründen der Vorzug gegeben wurde. Die Entscheidung fiel schließlich zugunsten eines stündlichen Ausgleiches, der nunmehr auch auf Basis des Bilanzgruppenmodells durchgeführt wird.

Die Behörde hat sich aber gegenüber der Gaswirtschaft vorbehalten eine Änderung herbeizuführen, falls sich im Sinne eines Gesamtoptimums für das Netz und den Kunden aus dem laufend erarbeiteten Datenmaterial ein deutlicher Vorteil für eine „andere Ausgleichsperiode“ herauskristallisiert.

Die Frage ist zu beantworten, ob unter den gegebenen Umständen ein Wechsel zu einer anderen Ausgleichsperiode sinnvoll erscheint, welche Gründe/Parameter qualitativ und welche Gründe/Parameter quantitativ dafür stehen und welche Aussagen in Bezug auf Vor-/Nachteile unter Zugrundelegung der vorliegenden Ergebnisse des stündlichen Ausgleichs für einen täglichen Ausgleich getroffen werden können.

Seitens der Verrechnungsstelle für den Ausgleichsenergiemarkt – der AGCS – wurde bereits seinerzeit festgestellt, dass der im Vergleich zum ursprünglich angedachten täglichen Ausgleich höhere Datenstrom eines stündlichen Ausgleichs keinen erheblichen Mehraufwand darstellt. Ähnliches wurde auch seitens einiger Großabnehmer festgestellt, die durch ihre Lieferanten Unterstützung bei der Erstellung ihrer stündlichen Fahrpläne erhalten („Local Player“-Ansatz).⁸

Außerdem wurde seitens E-Control festgestellt, dass zur Vermeidung möglicher Diskriminierungen und einer besseren Kostenallokation an der Verpflichtung der Abgabe stündlicher Fahrpläne auch weiterhin festgehalten werden soll.

3.2 Vorhandene Daten, Beobachtungen und Stellungnahmen⁹

Für die nachfolgende Beurteilung werden vorerst die von den Haupt-Beteiligten am Ausgleichsprozess eingebrachten Standpunkte kurz beschrieben.

⁸ Der Local Player Ansatz besagt: „Gasmanagement aus einer Hand mit Abdeckung von Energie und Ausgleichsenergie sowie dem notwendigen Fahrplanmanagement“.

⁹ Datenstand 15.05.2003

3.2.1 Analysen der E-Control

3.2.1.1 Entwicklung der Ein- und Ausspeisungen

Abbildung 1: Kumulierter Gesamtgasverbrauch und kumulierte physikalische Ausgleichsenergiemenge in Nm^3/h im Februar 2003

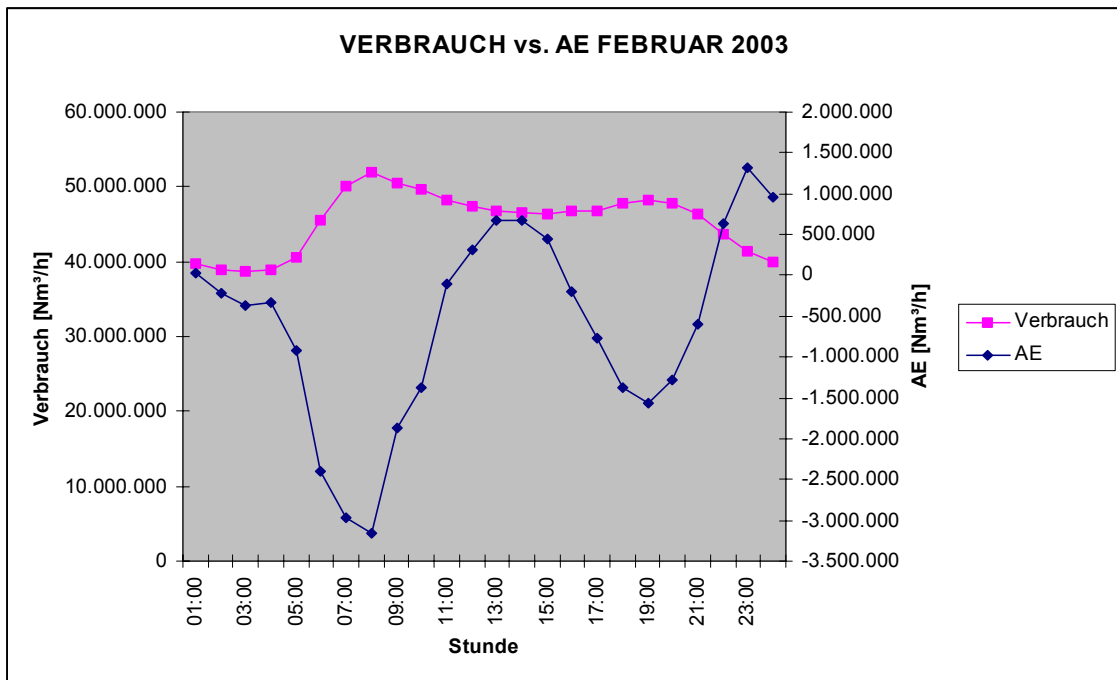
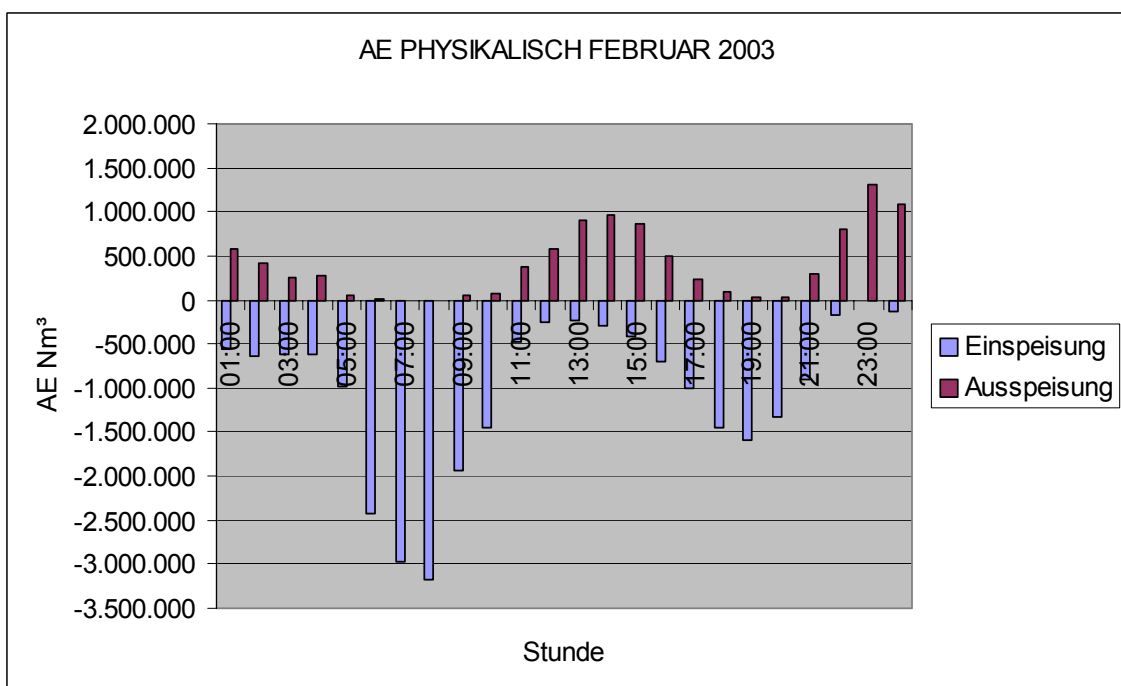


Abbildung 2: Kumulierte physikalische Ausgleichsenergiemenge im Februar 2003



E-Control hat in ihren laufenden Überprüfungen festgestellt, dass zB. im kumulierten Monatsdurchschnitt Februar systematisch der (üblichen) Abend-Einspeisung von Ausgleichsenergie in das Netz am nächsten Morgen gerade in der Zeit höchster Abnahme beträchtliche Ausspeisungen von Ausgleichsenergie aus dem Netz stattfinden (Beobachtung A – Abbildung 2).

Die Konsequenz der beobachteten Handlungsweise liegt nun

- In der evtl. nicht notwendigen Bewegung von Ausgleichsenergie innerhalb von kurzen Zeitabschnitten, wodurch evtl. den Bilanzgruppen durch die Verrechnung von nicht erforderlicher Ausgleichsenergie Kosten überbunden werden.
- In der durch einzelne Marktteilnehmer wahrgenommenen Nutzung dieser Bewegungen zu ihrem kurzfristigen Vorteil, der durch die Allgemeinheit zu bezahlen ist.

Diese Entwicklung wurde in der letzten Zeit beobachtet und es wurden Verbesserungen – vorläufig – festgestellt (Tabelle 3).

Der geringer werdende Preisspread im Monat März 2003 erklärt sich aus dem „Trend“ im Beobachtungsmontat durch signifikante Überlieferungen. Im März liegt die Morgenentnahme erstmals unter der Abendeinspeisung.

Aus dem vorhandenen AE-Anfall der BG ist erkennbar, dass diese die bekanntgewordene Tagessystematik zu individuellen Geschäften nutzen.

Tabelle 3: Entwicklung der Ausgleichsenergie und -kosten nach Perioden

Ausgleichsenergie	AE Einspeisung Nm ³ /h	Davon Periode 22.00-4.00	Preis Cent/m ³	AE Entnahme Nm ³ /h	Davon Periode 6.00-10.00	Preis Cent/m ³
Januar	14.812.420	5.823.598	16,02	-15.937.713	-7.421.934	11,44
Februar	16.547.614	7.088.111	17,33	-16.393.405	-10.613.863	13,54
März ¹	13.694.246 ²	5.882.646	15,63	-13.920.375 ²	-4.158.384	13,76
April ¹	9.968.398	1.893.877	15,20	-10.107.399	-1.289.455	14,10

1 Der geringer werdende Preisspread erklärt sich aus dem „Trend“ im Beobachtungsmontat durch signifikante Überlieferungen.

2 Erstmals liegen die Morgenentnahmen unter der Abendeinspeisung.

Aus dem vorhandenen AE-Anfall der BG ist erkennbar, dass diese die bekanntgewordene Tagessystematik zu individuellen Geschäften nutzen.

3.2.1.2 Extreme Preisbereiche aus der Merit Order Liste

Ein zweiter Ansatz für Handlungsbedarf ergibt sich aus folgender Beobachtung:

Die Ein- bzw. Rückspeisung von Ausgleichsenergie in bzw. aus dem Netz erfolgt teils aus jenen Bereichen der Merit Order Liste, aus denen sich spezifisch hohe bzw. besonders niedere Preise für Ausgleichsenergie ergeben und durch BKO/AGCS in ihrer Abrechnung anzuwenden sind.

Abbildung 3: Entwicklung der AE-Preises in cent/m³ im Verhältnis zur Menge in Nm³/h – Kauf von AE durch RZF

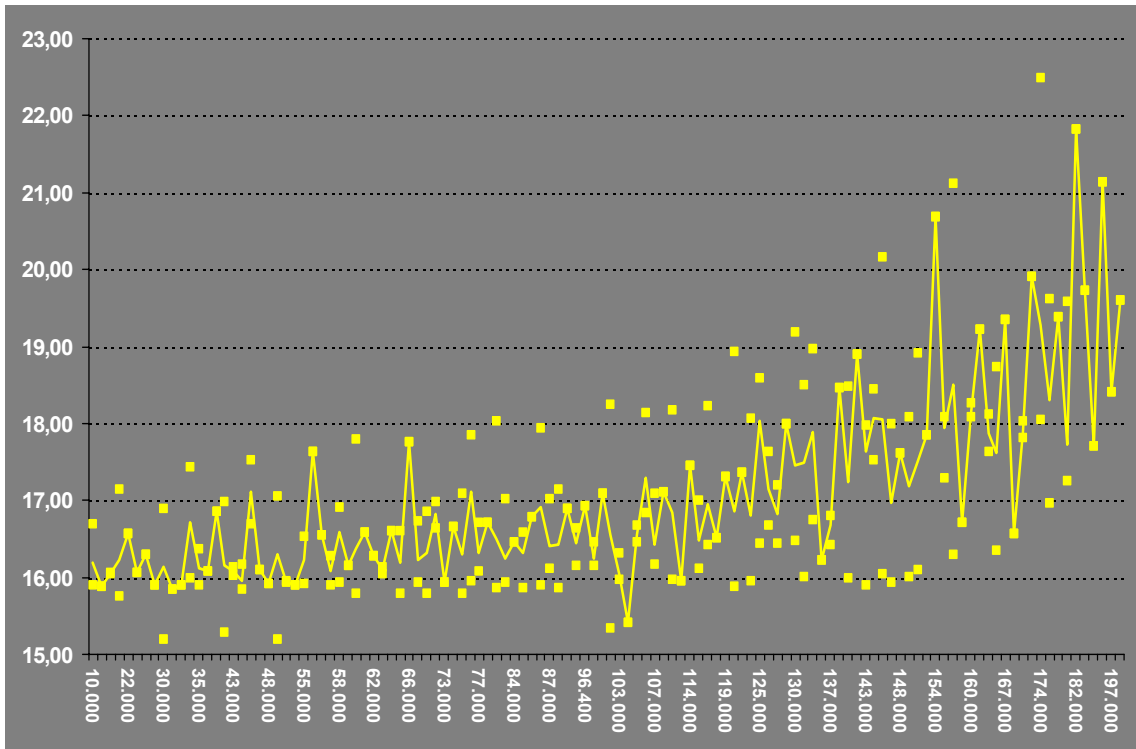
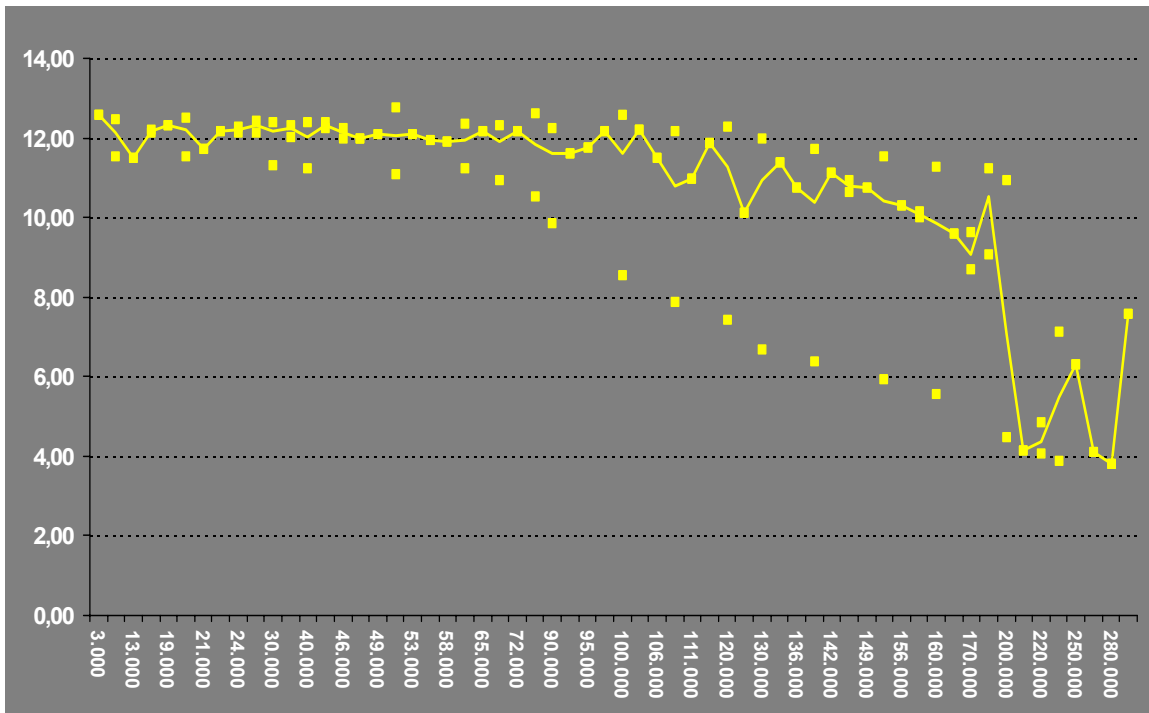


Abbildung 4: Entwicklung der AE-Preises in cent/m³ im Verhältnis zur Menge in Nm³/h – Verkauf von AE durch RZF



Eine Vergleichmäßigung des Ausgleichsenergieabrufes (vorausseilend-nacheilend) kann zur Vermeidung der hohen bzw. niederen Preisbereiche von Ausgleichsenergie führen und ist als eines der wesentlichen Ziele einer wirtschaftlichen Fahrweise des RZF anzustreben.

Diese Vergleichmäßigung wird einerseits – laut Aussage RZF – durch die von ihm derzeit verfolgte „steife“ Fahrweise angestrebt, kann aber auch in entsprechenden Netzsituationen unter gezielter Verwendung eines möglich großen Bereiches an Linepack durch den RZF erreicht werden.

Linepack kann damit, je nach Netzsituation, einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs leisten.

3.2.1.3 Überlieferungen

Festgestellt wurde aufgrund der in letzter Zeit stark auftretenden negativen Ausgleichsenergie, dass substantielle Überlieferungen der Fahrpläne durchgeführt wurden (Abbildung 2). Dies wird – insbesondere wegen der vom Regelzonenführer angestrebten „steifen“ Fahrweise, bei der er von einer Minimierung der Abweichung zwischen Fahrplan und tatsächlichem Verbrauch ausgeht – als kontraproduktiv angesehen, da Überlieferungen in diesem Fall zwangsweise zu Ausgleichsenergie führen¹⁰.

3.2.1.4 Schlussfolgerungen von E-Control

Aus obigen Beobachtungen wurden nun für einen optimierten Betrieb des Ausgleichsprozesses = für einen optimierten Betrieb des Netzes folgende Denkansätze für die Entwicklung der Ein- und Ausspeisungen (Punkt 3.2.1.1), ohne Berücksichtigung von eventuellen Kostenzuordnungen, abgeleitet:

- Der Saldo an abends eingespeister und morgens ausgespeister Ausgleichsenergie signalisiert eine nicht unbedingt in voller Höhe notwendige Bewegung von Ausgleichsenergie.
- Die tatsächlich notwendige Höhe der zu bewegenden/einzuspeisenden Ausgleichsenergie – im Falle der gezielten Linepack-Nutzung - ergibt sich aus der ermittelten Höhe an Ausgleichsenergie abzüglich des in diesem Zeitraum vorhandenen Linepack. Die tatsächlich notwendige Höhe der zu bewegenden/einzuspeisenden Ausgleichsenergie ist unter anderem bestimmt durch die notwendigen Sicherheitsabstände gegenüber den Grenz-Systemdrücken. Im Fall, dass ein vorhandener Linepack über der ermittelten Höhe des Ausgleichsenergiebedarfes liegt, bedeutet das, dass der Linepack imstande ist, die gesamte Ausgleichsenergiebewegung aufzufangen.
- Die dadurch verursachten Kosten belaufen sich auf:

(eingespeiste Ausgleichsenergie minus tatsächlich notwendiger Ausgleichsenergie) * (Ankaufspreis – Verkaufspreis der Ausgleichsenergie gemäß Merit Order Liste).

¹⁰ Siehe Kapitel 2.1.2 – Einflüsse der Überlieferungen auf den AE-Markt

- Diese Kosten stellen eine unnötige Belastung des gesamten Ausgleichsprozesses dar.

Aus der Beobachtung wurde nun die Schlussfolgerung gezogen, dass es dem Regelzonenführer mit Hilfe einer das systemimmanente Linepack stärker ausnutzenden Fahrweise – so die Netzsituation dies zulässt (siehe 4.1 und 3.2.3.3) - möglich sein sollte, die Ausgleichsenergie zu reduzieren und damit zu einer Senkung der Systemkosten insgesamt beizutragen.

Diese Kostensenkung (Menge * Preis der Ausgleichsenergie) sollte sich dabei aus 2 Komponenten ergeben:

- (1) Reduktion der Ausgleichsenergiemenge (m³) und
- (2) Vermeidung der Peak-Preise aus der Merit Order List.

3.2.2 Analysen der AGCS

Die AGCS ist aufgrund der ihr übergebenen Fahrpläne, Verbrauchswerte und der von ihr erstellten Merit Order Liste der für die Beurteilung der Kosten des Ausgleichssystems wichtigste Dateninhaber. Für die nachfolgenden Abbildungen ist die Einschränkung zu treffen, dass

- nach wie vor eine dynamische Entwicklung in Fahrplänen und Fahrweisen stattfindet,
- die vorhandenen Daten deswegen (jeweils) auf den letzten Stand zu bringen sind und vor allem
- miteinander in Bezug auf den Beobachtungszeitraum zu synchronisieren sind

um zu aktuellen und gültigen Aussagen zu kommen.

Die zur Verfügung gestellten Daten zeigen innerhalb des verwendeten Beobachtungszeitraums – grundsätzlich - folgende Entwicklung:

¹¹ Siehe Anhang 6.3, Darstellung weiterführender Details

¹² Weitere Details siehe Anhang 6.3, Seite 14

Abbildung 5: Korrelation Abruf RZF zum Delta Netz

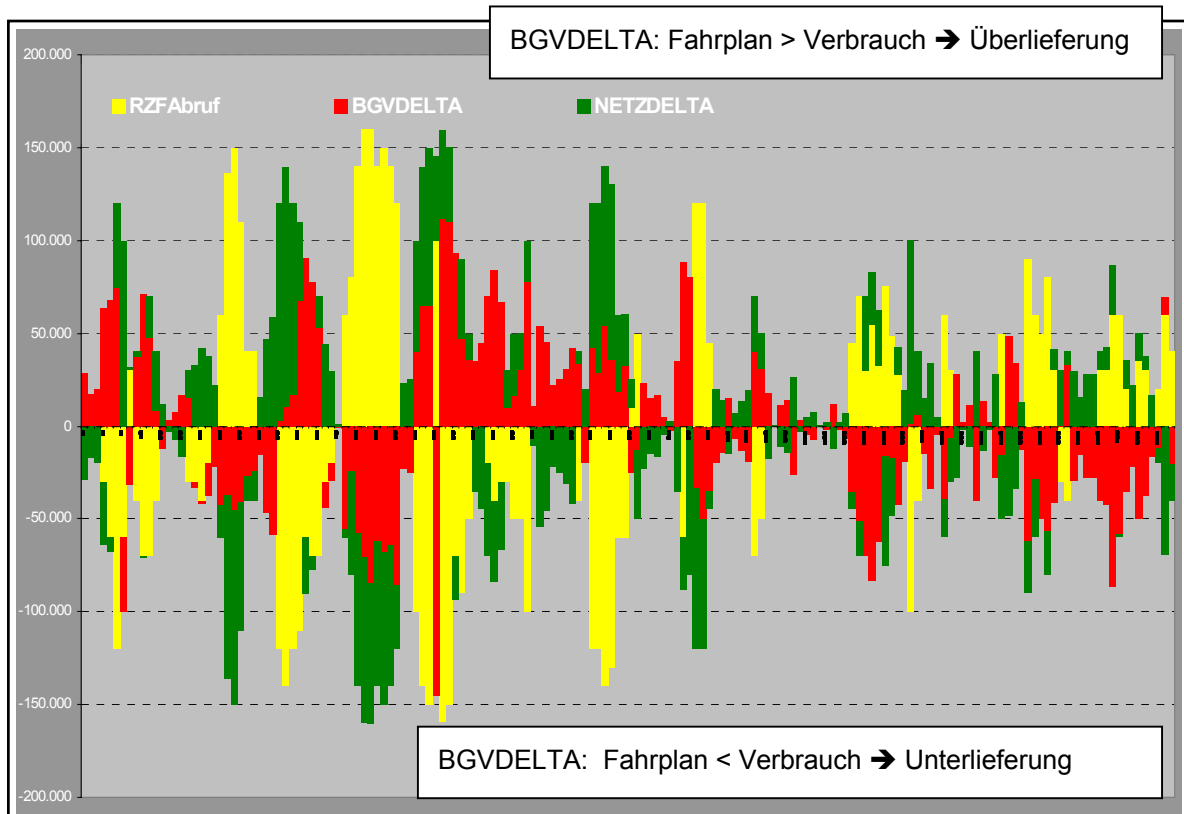


Abbildung 5 stellt die Abweichung des Fahrplans vom tatsächlichen Verbrauch der abgerufenen Ausgleichsenergie („BGV-Delta“=FAHRPLAN-VERBRAUCH) gegenüber und ergibt als weiteres „Netz-Delta“ (=RZF ABRUF-BGVDELTA) die im Netz aufgetretene Flexibilität. Damit gibt dieses Bild eine Indikation für ein vorhandenes Linepack Es zeigt weiters die starke Überdeckung des BGV-Deltas durch Ausgleichsenergieabrufe, gleich in welcher Richtung (+/-).

Zu beachten ist hier

1. der nicht genau bekannte Beobachtungszeitraum und
2. die Tendenz
 - a. der grundsätzlich geringer werdenden Oszillationen als Folge besserer Planungen und
 - b. die sich gegen Ende der Beobachtung herausstellende Unterlieferung.

Abbildung 6: Ausgleichsenergieumsätze mit dem AE-Markt

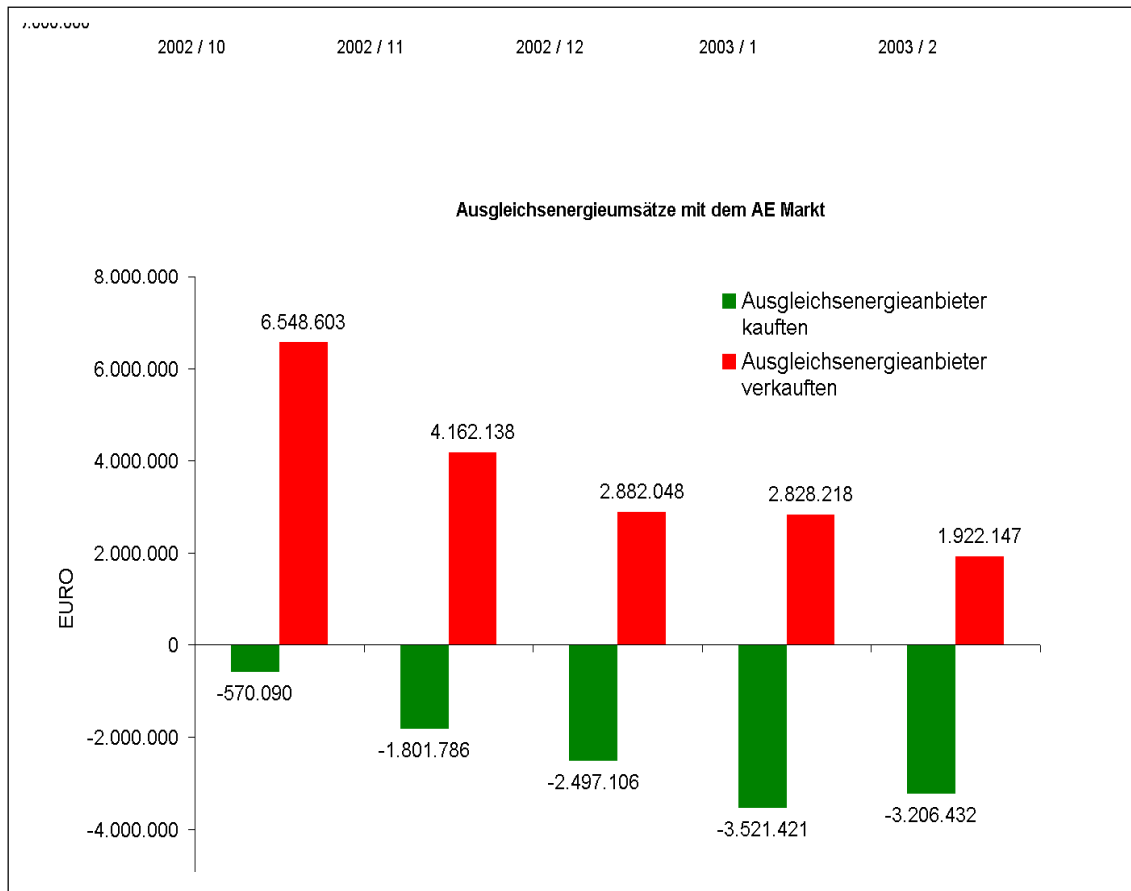


Abbildung 6 zeigt die auf die einzelnen BGV zu verteilenden AE Kosten mit einem im Februar vorübergehenden Rückgang einer Überlieferungstendenz, die allerdings im März wieder aufgetreten ist. Anzustreben ist hier eine Reduktion des AE Umsatzes, der sich aus den Kostenkomponenten Menge * Abrufpreis ergibt. Beide Kostenkomponenten sind mit geeigneten Maßnahmen zu beeinflussen.

Unterstützend zu dieser Abbildung ist allerdings auch der sich entwickelnde Preis-Spread zwischen An- und Verkauf (aus Sicht des AE-Anbieters) von Ausgleichsenergie zu betrachten, da sinkende Ankaufspreise den gewünschten Effekt einer Umsatzsenkung nach sich ziehen, andererseits aber Erhöhungen des Preisspreads zu unerwünschten Spekulationsgeschäften führen können.

Aus Abbildung 7 ist die Zunahme der Überlieferungen ersichtlich, die, solange es positive Abrufe gibt, für den Überlieferer die Chance des Verkaufs der überlieferten Energie zum Merit Order Durchschnittspreis bietet. Eine Präzisierung des Trends ist aus Abbildung 8 ersichtlich, dem nach einer „Testphase“ mit vorwiegend Über- aber auch Unterlieferungen ein eindeutiger Überlieferungstrend ab der 2. Monatshälfte März zu entnehmen ist.

Abbildung 7: Kostenkomponente Ausgleichsenergiemenge

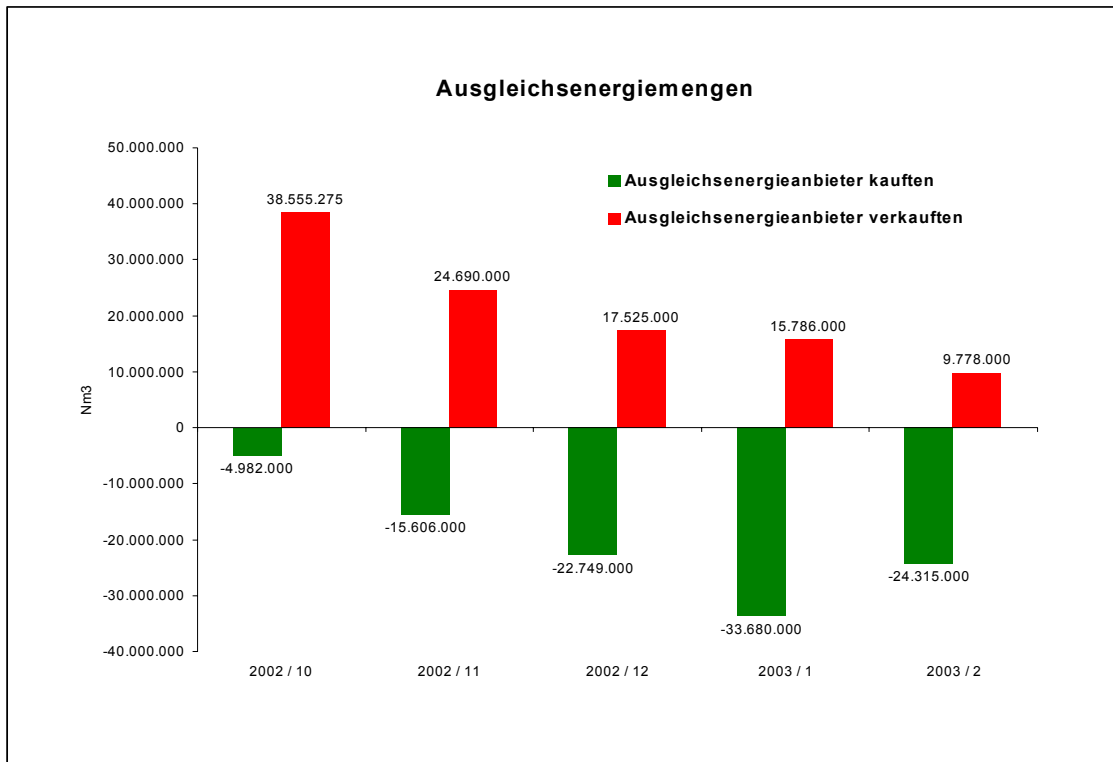


Abbildung 8: Trend Abrufmengen März 2003

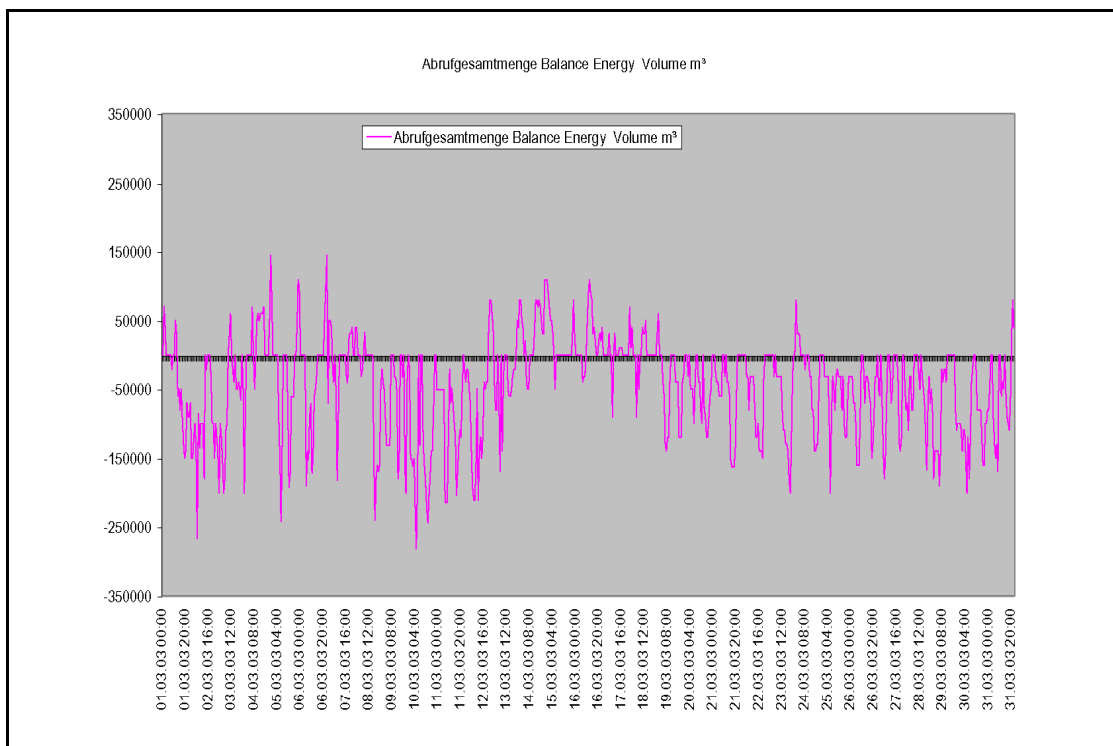


Abbildung 9: Entwicklung Ausgleichsenergiepreise

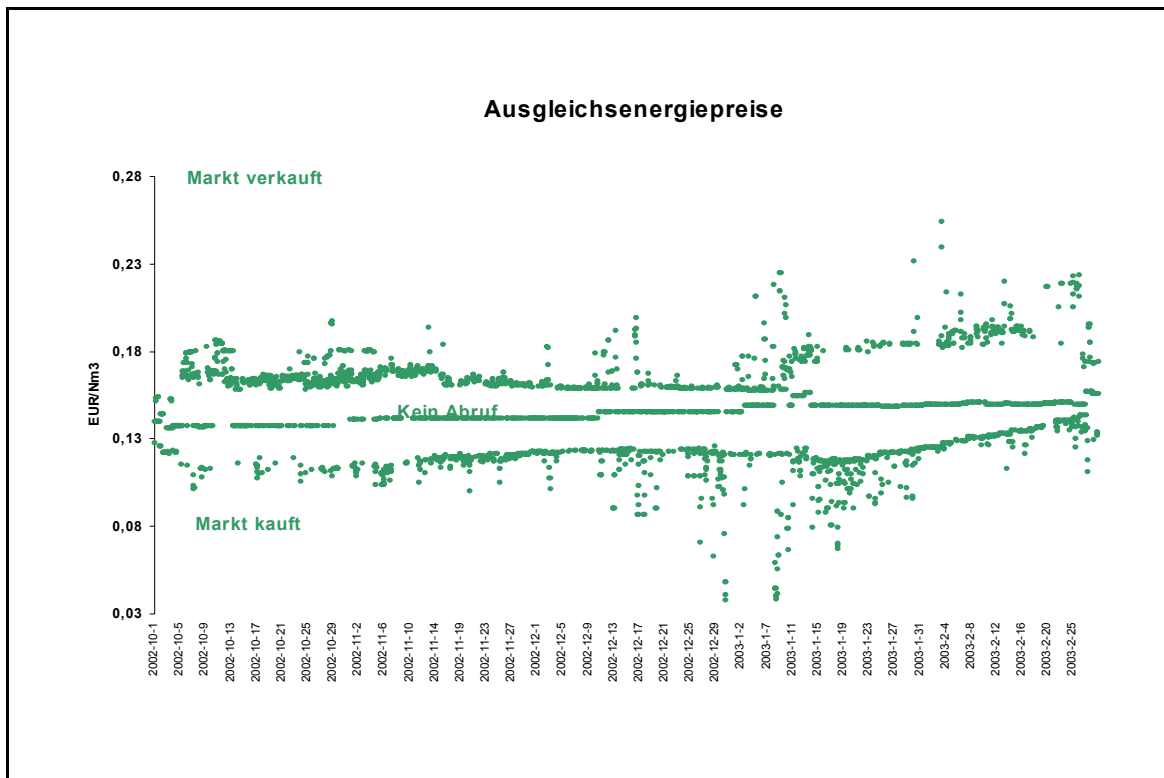


Abbildung 10: Zusammenfassung Ausgleichsenergiepreise

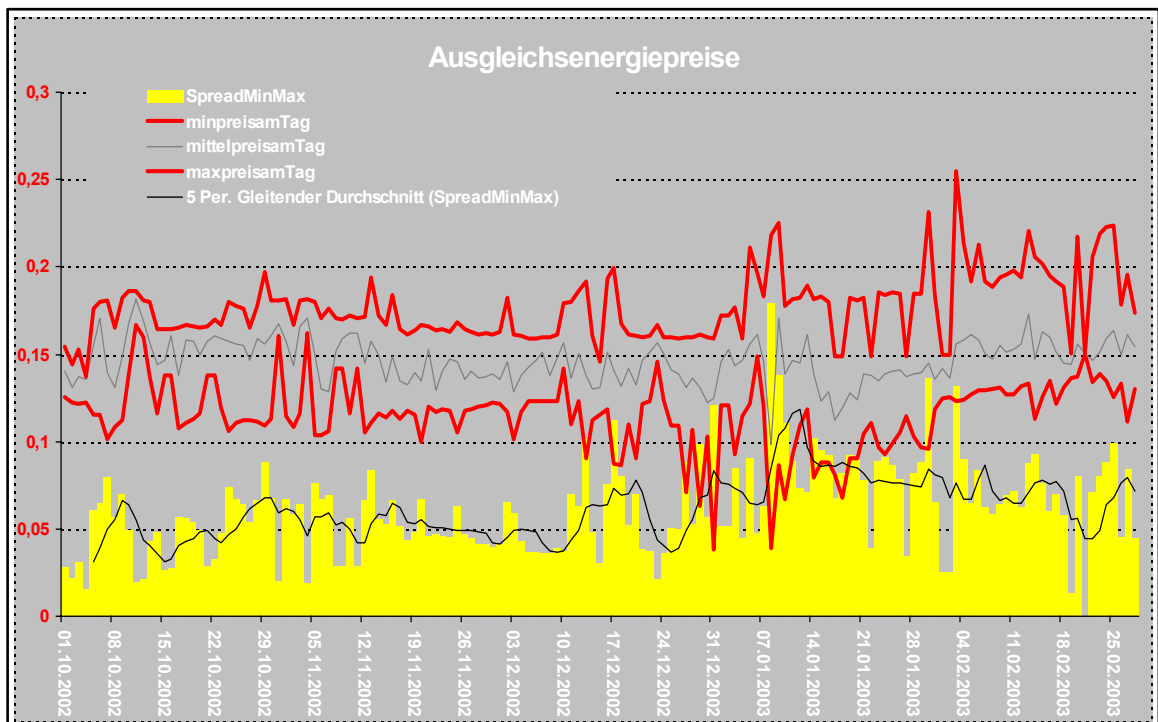


Abbildung 9 zeigt ein Auseinanderdriften des vom Markt aus gesehenen An- und Verkaufspreises und damit einen zunehmenden Spread. Zusätzlich dazu zeigt Abbildung 10 – unten eine seit Mitte Jänner leicht steigende Tendenz der AE-Preise.

Die oben dargestellten Abbildungen ergeben einen ersten Überblick über die Entwicklung der Ausgleichskosten und ihre wichtigen Komponenten. Die Gestaltung dieser Kosten obliegt einerseits dem Regelzonenführer durch die Wahl seiner Fahrweise mit der Möglichkeit Abrufmengen auf das technisch notwendige Maß zu reduzieren sowie andererseits einem funktionierenden Markt für Ausgleichsenergie.

3.2.3 Regelzonenführer RZF (AGGM)

3.2.3.1 Ausgangssituation für den Regelzonenführer

Für eine Beurteilung der Tätigkeit des Regelzonenführers ist neben einer Lernkurve aufgrund der Vielzahl von gegenüber der Zeit vor dem 1.10.2002 zu berücksichtigenden Parametern auch die sich sukzessive verändernde Verhaltensweise der Bilanzgruppen bzw. ihrer Mitglieder zu berücksichtigen.

Wesentliche Unterschiede gegenüber „früher“ sind:

- Bisher (vor dem 1.10.2002) wurde durch den Netzbetreiber OMV vor allem Import, Produktion, OMV-Speicher und seine Verteilung über das PVS, das mit allen erforderlichen Mess- und Steuereinrichtungen ausgestattet ist, damit sämtliche erforderliche Steuerungsfunktionen zur Verfügung stellt, gesteuert.
- Steuerung und die erforderlichen Speicherbewegungen konnten damit, verglichen zu Heute, in einfacher Art und Weise erfolgen.
- Eine wesentliche Verkomplizierung der Fahrweise hat sich durch die verpflichtende Einhaltung der von den BGV vorgegebenen Stundenfahrpläne ergeben, die vor allem durch den Einsatz von Speichern nachzufahren sind – ohne dass diese gegenüber früheren Fahrweisen signifikant höheren Speicherbewegungen als Ausgleichsenergie zu qualifizieren ist („bocksprungartige Fahrweise“). Die Speicher stellen Einspeisepunkte in die Regelzone dar, die Einspeicherung und Ausspeicherung erfolgt strikt nach Fahrplänen der Bilanzgruppenverantwortlichen. Grundsätzlich fließt nur dann Gas in die Regelzone, wenn es dafür einen sog. externen Fahrplan gibt.
- Dieser zusätzliche und auf das Netz wirkende dynamische Einfluss erschwert einerseits die Fahrweise, da dafür noch geringe Erfahrungswerte vorliegen. Andererseits wird für den Netzbetreiber /RZF durch die verpflichtende Einhaltung der Stundenfahrpläne seine Flexibilität eingeschränkt. Die zum Stundenwechsel auftretenden abrupten Änderungen der Einspeisung können nicht ohne besondere Vorkehrungen von den Netzen abgefahren werden.

- Und schließlich verändert sich derzeit noch die Verhaltensweise der Netzbenutzer/Bilanzgruppen in ihrem Bestreben, ihr individuelles wirtschaftliches Optimum zu finden - siehe nachfolgende Abbildungen 11-13.
- Insgesamt ist damit nicht nur von einem technisch dynamischen sondern ebenfalls von einem wirtschaftlich dynamischen Prozess auszugehen, der vom RZF durch eine geeignete Fahrweise „zu beantworten“ ist.

Abbildung 11: Abrufmengen Januar 2003

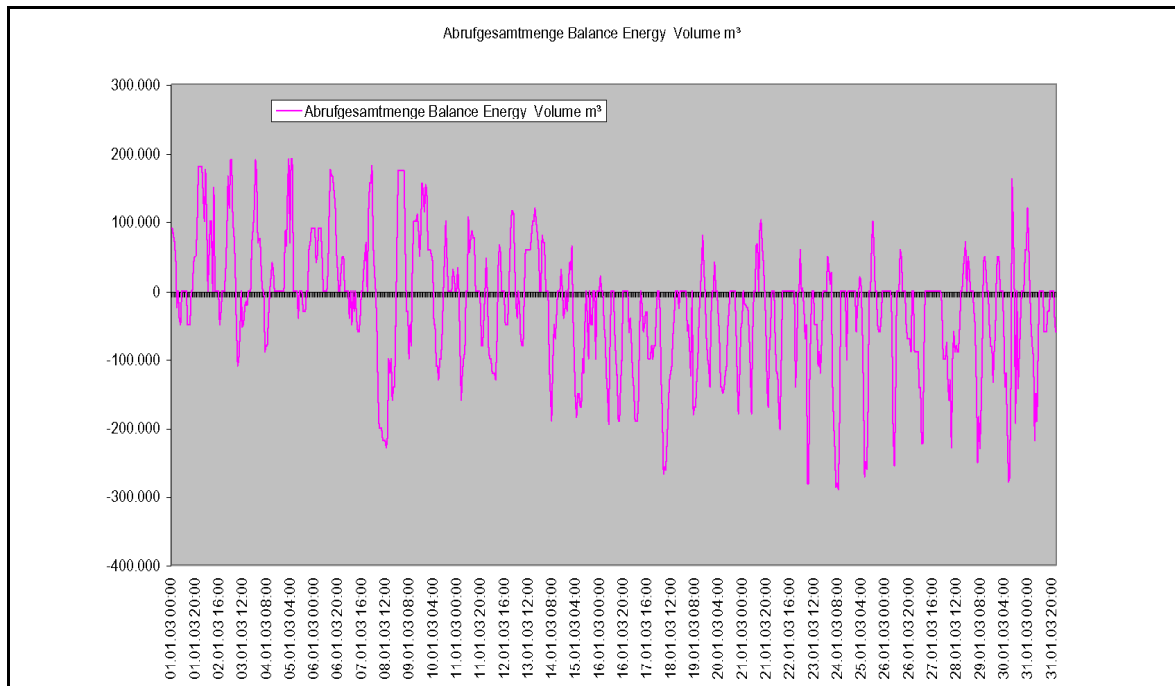


Abbildung 12: Abrufmengen Februar 2003

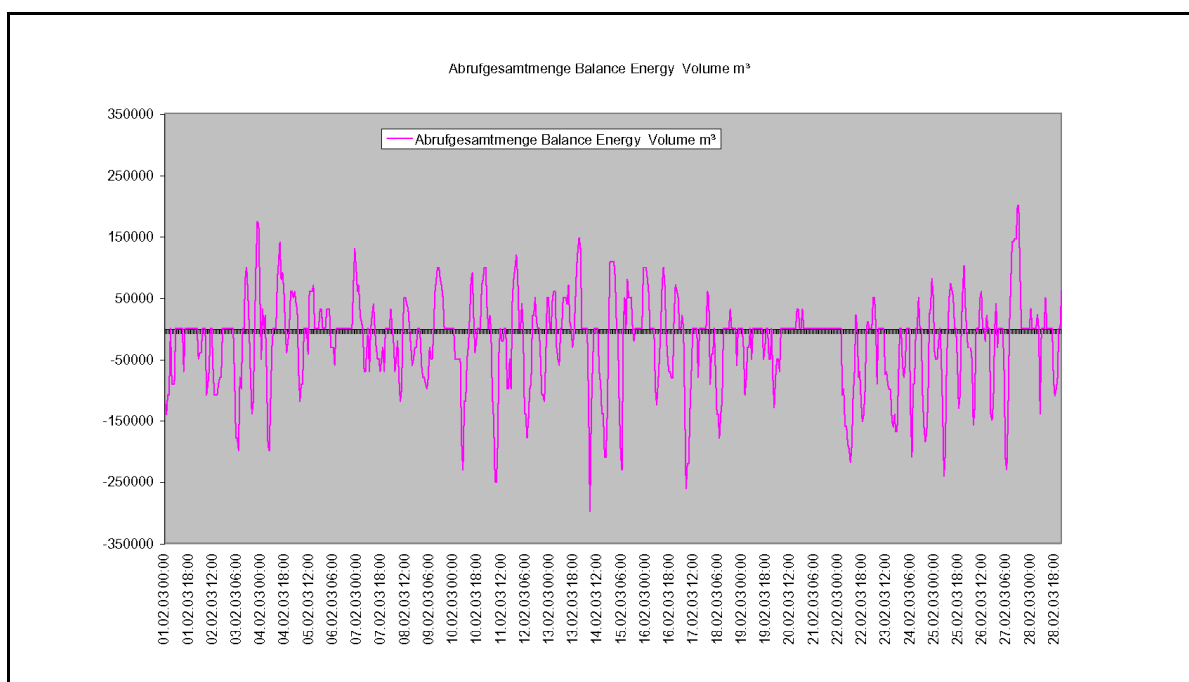
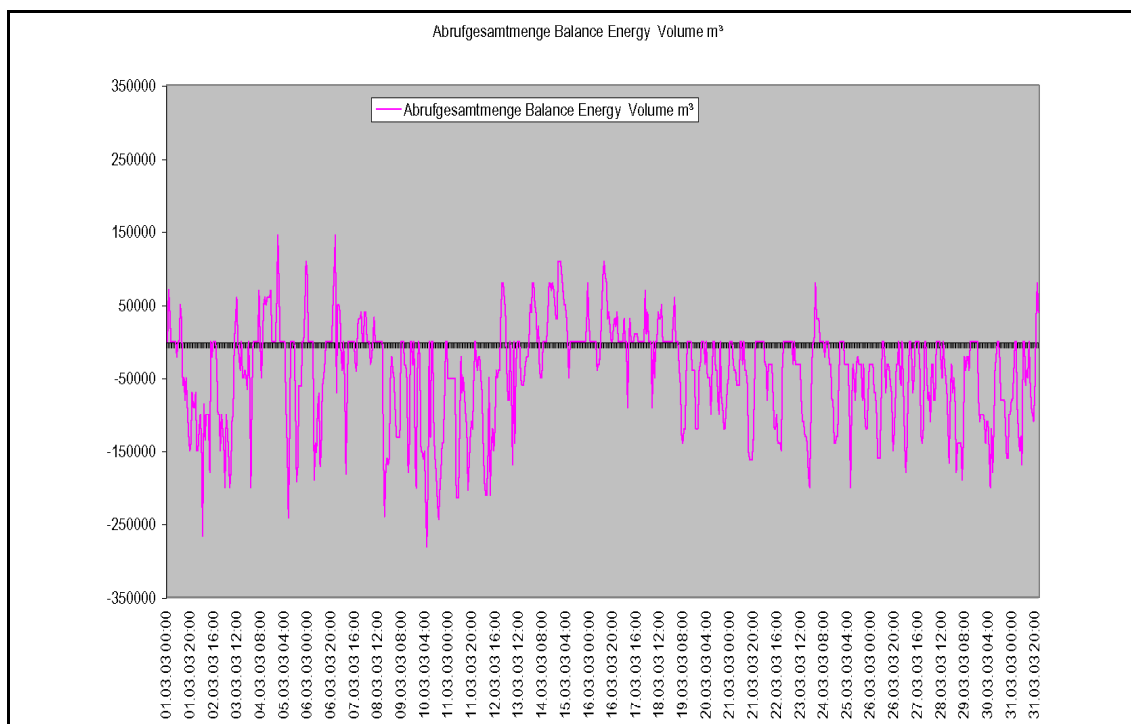


Abbildung 13: Abrufmengen März 2003



Die heutige Fahrweise ist dadurch geprägt, dass einige Parameter (Import, Produktion) durch netz-nichtbeeinflussende Ausspeicherungen bzw. aufgrund der vertraglichen Konstellation Take or Pay konstant gehalten werden, damit den restlichen Parametern durch eine flexible Fahrweise entsprochen werden kann.

Als Steuerinstrumente steht dem RZF letztlich nur der Abruf von Ausgleichsenergie, und damit indirekt der dadurch verursachte Speichereinsatz, zur Verfügung, da die wichtigen Steuerungsfaktoren Einspeisung, Ausspeisung durch Fahrpläne sowie deren Abweichung für den RZF von außen vorgegeben sind.

3.2.3.2 Kritik: zu geringe Verwendung von Linepack

AGGM¹³ beurteilt das zur Verfügung stehende Linepack generell als eher klein und sieht es bereits durch die vorgenommene Fahrweise als voll ausgenutzt, da ab dem Erkennen einer notwendigen Ausgleichsmaßnahme bis zum Erkennen der Auswirkung dieser Maßnahme 1,5 Stunden vergehen (= ½ Stunde für Anmeldung; 1 Stunde für Erkennung der Auswirkung) und das vorhandene Linepack diesen Zeitraum abdeckt.

¹³ Die wechselweise Verwendung der Begriffe RZF und AGGM: Handelt es sich um die Funktion des Regelzonenführers wird dem Begriff RZF der Vorzug gegeben; handelt es sich um konkrete und teils bereits wahrgenommene Aktionen wird die konkrete Unternehmensbezeichnung AGGM verwendet.

AGGM weist weiters darauf hin, dass für eine Berechnung des Linepack nicht das geometrische Volumen von druckgeregelten Leistungsabschnitten herangezogen werden darf.

Eine überschlägige Ermittlung der nichtdruckgeregelten Fernleitungsanteile durch AGGM ergab (Tabelle 4):

Tabelle 4: Linepackermittlung durch AGGM

Netz	geom. Vol. - m ³	Druckspread +/- 3 bar **	vorhandenes Linepack
OÖF	57.000	3	171.000
StFG	20.000	3	60.000
PVS	15.000	3	45.000
EVN *	50.000	3	150.000
Summe	142.000	3	426.000

zuzügl. "große" Verteilnetze (vorläufig nicht angesetzt)

* Keine Angaben liegen bei RZF vor - geschätzt;

**3 bar genutzt, da von Mitteldruck gestartet

Zur Vervollständigung erscheint dem Gutachter eine Betrachtung/Überprüfung der Möglichkeit wesentlich, inwieweit das Linepack der TAG/WAG ganz oder teilweise miteinbezogen werden kann.

Eine exzessive Ausnützung ebenso wie eine Steuerung des vorhandenen Linepack bedingt für den RZF die Verfügbarkeit von aktuellen (online) Messwerten, ohne die der RZF nicht das Ausmaß an verfügbarem Linepack beurteilen kann.

3.2.3.3 Der Optimierungsansatz von AGGM

AGGM sieht ihre Aufgabe in der Minimierung der Ausgleichskosten¹⁴. Er geht dabei davon aus, dass

- aufgrund der überwiegend festgestellten Netzsituation, dass es derzeit zu keinen Oszillationen um den 0-Punkt kommt sondern sich Tages-trends im (+) oder (-) Bereich ergeben, können sich Ausgleichsenergie-mengen nicht kurzfristig ausgleichen.
- Damit fallen Ausgleichsmengen additiv an und sind der Menge nach zu ersetzen – eine Minimierung der Menge ist kaum möglich.
- Verbleibt eine Minimierung des AE Preises aus der Merit Order Liste, die sich bei gleichmäßigen, nicht großen Abrufen ergibt.
- Dazu schlägt AGGM eine „steife“ Fahrweise als Optimum vor, mit deren Hilfe Netzänderungen rasch nachgefahren werden, wobei das dafür aus-gewählte Kriterium die Konstanthaltung des Linepack ist, die am schnellsten Abweichungen signalisiert.

¹⁴ Siehe Vorschlag AGGM v. 25.3.2003/Anhang 6.4

Die von AGGM verwendete Formulierung baut auf einer „eindeutigen Korrelation zwischen bilanzieller und physikalischer Ausgleichsenergie, die durch ein möglich konstantes Linepack charakterisiert ist“ auf. Der Optimierungsansatz anerkennt damit die Bedeutung des Linepack und benötigt – zum optimalen Betrieb des Netzes – seine Definition und seine Messbarkeit.

- Hier wird darauf aufmerksam gemacht, dass zu einer kontinuierlichen Ermittlung des Linepack vor allem an den unterschiedlichen Stellen des Netzes zu wenig Informationen zur Verfügung stehen, womit eine Steuerung des Linepack bzw. des Netzes über das Linepack nicht in dem einem optimalen Betrieb entsprechenden Maße möglich ist.
- Zusammenfassend gehen die Bemühungen von AGGM davon aus, für die Steuerung der vielen Parameter des Netzes durch die Festlegung einiger Parameter (z.B. konstanter Import, Produktion, verbrauchsnahe Fahrpläne durch die BGV, definiertes/korreliertes Linepack) einen festen Boden zu schaffen, von dem aus – jetzt durch Erwerb zusätzlicher Erfahrungen, später durch allfällige komplexe Modelle – nach den vorgewählten Optimierungskriterien eine tatsächlich optimierende Steuerung vorgenommen werden kann.
- Das bedeutet nun - und die Betriebskurven inklusive des wirtschaftlich dynamischen Verhaltens der BGV zeigen das -, dass zusätzliche Erfahrungen zur Stabilisierung des Steuerungsprozesses noch erworben werden sollten.

Kostenmäßig sieht AGGM jedenfalls 2 Punkte als Grundlage seiner Fahrweise:

- Das Optimum der Fahrweise sieht AGGM in einer „steifen“ Fahrweise, die den Fahrplänen mit dem tatsächlichen Verbrauch (auch: geringster Prognosefehler bei Vertrauen auf die Daten der BGV) und dem Mess-toleranzen weitgehend nachgeht, da dies der „Papierform“ nach die geringsten AE-Kosten verursachen sollte. Bei der Umsetzung der Fahrpläne hat der Regelzonenführer ohnehin keinen Spielraum, die vorgegebenen Stundenwerte sind einzuhalten, die Umsetzung selbst geschieht durch die Speicherbetreiber im Fall Ein- Ausspeicherung und durch die Netzbetreiber im Fall des Imports.
- Er sieht auch eine nicht zumutbare Kostenverschiebung in der Tatsache, dass jemand aus dem Netz gegen AE entnimmt und erst am Ende der Clearingperiode mit einem nicht für diesen Zeitpunkt geltenden Clearingpreis abgerechnet wird. Aus diesem Grund strebt AGGM ebenfalls nach einer möglichst „steifen“ Fahrweise.

3.2.4 Stellungnahmen von Großverbrauchern

Zusammenfassend können nach Vorliegen der Stellungnahmen von Großverbrauchern folgende Aussagen getroffen werden, wobei allerdings auf das enge Spektrum der Befragten hinzuweisen ist:

- Die von einem Berater betreuten Verbraucher sehen Vorteile in einem stündlichen Balancingprozess aufgrund der besseren Kostenzuordenbarkeit.

- Es liegen keine konkreten Angaben über die durch die Fahrplannerstellungen für die Großverbraucher entstehenden Kosten vor. Diese werden von „mehreren Stunden pro Tag“ bis zu „10 Minuten bis ¼ Stunde pro Tag“ von dem einschlägig tätigen Berater Gas Alive angegeben.
- Weitgehende Einigkeit besteht bei den Befragten, dass eine Veränderung der Ausgleichsperiode nicht zu einer wesentlichen Veränderung des Abnahmeverhaltens und letzten Ende des eigenen Produktionsplans führen würde. Bereits hier wird darauf hingewiesen, dass eventuelle Konsequenzen aufgrund der kurzen Anwendungszeit derzeit nicht abschätzbar sind.
- Zusammenfassend war jedenfalls aus den Gesprächen der Schluss zu ziehen, dass die Erfahrungsperiode zu kurz war, um konkrete Vorschläge bzw. Kritiken zu erhalten.

3.2.5 Einbringen von internationalen Erfahrungen – Workshop mit Brattle Group

Im Zuge der Entscheidungsfindung wurde The Brattle Group zu den gegenständlichen Fragen des Gutachtens zu einem Workshop am 25. März 2003 eingeladen¹⁵. Weitere Teilnehmer waren Vertreter der niederländischen Regulierungsbehörde DTe. Im Rahmen dieses Workshop hat Brattle Möglichkeiten für Verbesserungen auf dem Ausgleichsenergiemarkt in Österreich dargestellt.

3.2.5.1 Überblick über die Vorschläge von Brattle

Ausgangspunkt für die Verbesserungsvorschläge von Brattle war der Optimierungsansatz für die Kosten des Ausgleichsprozesses, für die vereinfachend Menge an Ausgleichsenergie (+/-) * Preis der Ausgleichsenergie herangezogen wurde.

Die Diskussion täglich/stündliche Bilanzierungsperiode sieht Brattle als zu starke Vereinfachung des Problems an. Die Frage sollte sein, in welchem Ausmaß den Shipper/BG Toleranzen für Unausgeglichenheiten zugestanden werden sollte. Damit ist das Ausmaß, aber nicht die Zeitperiode maßgebend. Reicht das Linepack für die Darstellung des täglichen Flexibilitätsbedarfs, kann zu einem täglichen Ausgleichsprozess – unter der Auflage der Zuordenbarkeit des Vorteils – übergegangen werden.

Nachfolgend werden die von Brattle unterbreiteten Vorschläge kurz zusammengefasst, wobei die Rangordnung der Vorschläge auch eine zeitliche Reihenfolge für die von Brattle vorgeschlagene Umsetzung der Vorschläge darstellt.

(1) Abruf von Ausgleichsenergie:

- Diese Frage wurde vor allem durch eine detaillierte Diskussion über das zu verwendende „freie“ Linepack behandelt. Brattle weist daraufhin, dass die Nutzung des Linepacks die kostengünstigste Flexibilitäts- (oder Aus-

¹⁵ Siehe Ergebnisbericht Brattle vom April 2003, Anhang 6.3, Darstellung weiterführender Details

gleichs-)maßnahme ist. Daher ist eine Ausgestaltung des Ausgleichsenergiemarktes, die die vollständige Nutzung des Linepacks (unter Berücksichtigung der Netzsicherheit) sicherstellt, die kostengünstigste.

- Dies ist nach Ansicht Brattle bei der geltenden Ausgestaltung des österreichischen Ausgleichsenergiemarkts nicht gewährleistet, da der RZF eher Anreize hat, das Linepack nicht zu nutzen: die „Nichtnutzung“ ist nicht mit höheren Kosten für den RZF verbunden, sie verringert das Betriebsrisiko für den RZF (Sicherheit des Netzbetriebs), zudem sind der RZF und der wesentliche Anbieter von Ausgleichsenergie eigentumsrechtlich verbunden.
- Aus diesem Grund schlägt Brattle vor, - ähnlich wie in Holland erfolgt -, dass im Rahmen einer Engineeringstudie das Ausmaß an verfügbarem Linepack im Netz der Regelzone Ost ermittelt wird.
- Liegt das Ausmaß an freiem Linepack vor, ist mit Hilfe von geeigneten Anreiz-Parametern (vorwiegend Engineering Parameter, da finanzielle Anreize – ähnlich wie bei Transco - aufgrund der Eigentümersituation als schwierig zu beurteilen sind) der RZF zu motivieren, dieses Linepack zu nutzen. Finanzielle Anreize können zu einem späteren Zeitpunkt – siehe auch Beispiel UK – nachgetragen werden.
- Wichtiges Hilfsmittel kann dabei eine möglichst große Transparenz von Daten sein, die zB. von E-Control über den Ausgleichsprozess (Umfang Linepack, Ausnützung Linepack, Preise Ausgleichsenergie, etc.) veröffentlicht werden.
- Damit sollten die notwendigen Anreize für eine dem Optimierungsziel Rechnung tragende Netzbetriebsweise vorliegen und es sollten Umfang und Verwendung des zur Verfügung stehenden „freien“ Linepack erkennbar sein. Stellt sich jetzt heraus, dass das vorhandene Linepack in der Lage ist, den gesamten Flexibilitäts-Tagesbedarf abzudecken, kann über die Einführung einer täglichen Ausgleichsperiode „nachgedacht“ bzw. entschieden werden.
- Schon aufgrund der nunmehr vorliegenden genauen Kenntnis des Linepack („Reichweite“ des Linepack) kann mit Hilfe weniger strikter Ausgleichsregeln der Markteintritt von neuen Anbietern zur Bereicherung des Marktes (Ausgleichsenergie und genereller Gaswettbewerb) gefördert werden.
- Sicherzustellen ist laut Brattle, dass nur dann Unausgeglichenheitsbelastungen an unausgeglichene Bilanzgruppen („Shipper“) verrechnet werden, wenn der RZF tatsächlich kostenwirksame Aktionen gesetzt hat, dass heißt nur in den Stunden, in den physikalische Ausgleichsenergie angefallen ist.
- In der weiteren Folge können dann Regeln entwickelt werden, mit deren Hilfe Linepack den einzelnen Bilanzgruppen („Shippern“) in Form einer ohne weitere Kosten zur Verfügung stehenden Toleranz zugeordnet wird.

- Eine Möglichkeit, den RZF zur Nutzung des Linepacks anzuhalten, ist die Einführung von „kumulativen Unausgeglichenheiten“¹⁶. Ausgehend von dem festgestellten verfügbaren Linepack wird einem „Shipper“ oder BG zugestanden, dass ihre Unausgeglichenheiten nicht jede Stunde kostenwirksam werden, sondern erst, wenn sie kumulativ das Linepack überschreiten, das ihnen zugeteilt worden ist. Brattle weist daraufhin, dass diese Vorgehensweise den tatsächlichen Gegebenheiten des Gastransports (Speichermöglichkeiten im Netz, Flussschwindigkeiten etc.) eher entspricht.
- Die Verknüpfung von zugeordnetem Linepack, von innerhalb dieser Toleranz sich bewegenden Bilanzgruppen mit der dadurch nicht gegebenen Verrechnungsmöglichkeit von Ausgleichsenergie sollte ebenfalls als Anreiz dienen, damit der RZF weitgehend Gebrauch vom Linepack macht.

(2) Ausgleichsenergiepreis

- Brattle weist daraufhin, dass einige Faktoren gegen funktionierenden Wettbewerb auf dem Ausgleichsenergiemarkt sprechen: Konzentration der Angebotsmenge auf wenige Anbieter, ein Anbieter hat eine dominierende Marktstellung, auf der Nachfrageseite steht dem ein Nachfrager entgegen, der die Kosten seiner Nachfrage nicht tragen muss.
- Zur Abschätzung der Rechtfertigung der über die Merit Order Liste sich ergebenden Ausgleichsenergiepreise schlägt Brattle eine Modellrechnung auf Basis eines angemessenen Gewinns für Einkünfte von Speichern vor, die Ausgleichsenergie liefern. Brattle sieht eine Benchmarkerstellung für den Ausgleichsenergiepreis auf Basis eines verhandelten Speicherpreises als zu kurz gegriffen und den derzeitigen Preisspread mit ca. 4 cts als erklärungsbedürftig an.

Brattle macht hier auch auf die notwendige Differenzierung zwischen saisonaler Speichernutzung und Speichernutzung für Ausgleichsenergie aufmerksam.

- Darüberhinaus weist Brattle zusätzlich zur vorhandenen Marktgestaltung über die Merit Order Liste auf die Möglichkeit der Einführung von Jahresverträgen mit Ausgleichsenergielieferanten hin. In diesen Jahresverträgen verpflichten sich die Ausgleichsenergieanbieter, Ausgleichsenergie auf kurzfristiger Basis zu einem festgelegten Preis im Zeitraum eines Jahres zu liefern. Dies hat den Vorteil, dass dominierende Ausgleichsanbieter ihre starke Marktposition kurzfristig (bei Engpässen) nicht ausnutzen können. Im Falle eines wenig liquiden Marktes z.B. aufgrund des vorübergehenden Ausfalls von Lieferanten kann es zu unvorhergesehenen Preisspitzen kommen, die durch Jahresverträge abgefangen werden können.

Insgesamt stellt Brattle jedenfalls fest, dass ein „Lernen“ des Marktes mit seinen Bedingungen und Möglichkeiten für die einzelnen Marktteilnehmer erforderlich ist, woraus sich auch der Zeitablauf für die Umsetzung der unterbreiteten Vorschläge ergibt.

¹⁶ Siehe zur ausführlichen Darstellung des Modells Anhang Brattle Workshop, Anhang 6.3

4 Ausgleichsprozess und Wirtschaftlichkeitsfunktion

Der Ordnung halber wird nochmals die einfache Wirtschaftlichkeitsbedingung für den Ausgleichsprozess angeführt:

Ausgleichsenergiemenge * Ausgleichsenergiepreis → Minimum,

wobei in diesem Kapitel die Kostenkomponente „Ausgleichsenergiepreis“ mitbehandelt wird, soweit sie durch den Betrieb des Netzes bzw. durch den Ausgleichsprozess mit beeinflusst wird bzw. beeinflusst werden kann. Entwicklungen auf diese Preiskomponente, die sich durch die Gestaltung der Liquidität des Marktes ergeben, werden unter Kapitel 5 behandelt.

Welche Gefahren bzw. welche unerwünschten Entwicklungen sind nun bei der Gestaltung des Ausgleichsprozesses als maßgeblich für die Höhe der Ausgleichskosten zu beachten ?

- (1) Abruf von Ausgleichsenergie über das technisch notwendig Ausmaß
- (2) Im Falle von größeren Ausgleichsenergieabrufen Anwendung von Peak Preisen aus der Merit Order Liste
- (3) Systematische Unter- bzw. Überlieferungen

Aus Gründen des weiteren Berichtsaufbaus wird zuerst auf Punkt (3) kurz eingegangen:

Ad (3): Systematische Unter- bzw. Überlieferungen

Sie gefährden grundsätzlich die Planbarkeit des Netzbetriebes, da sie als „wirtschaftlich dynamische“ Komponente nicht technischer Logik sondern schwer vorhersehbarer individueller Gewinnmaximierung entspringen. In dieser Funktion können sie jedenfalls zu Problemen im Netzbetrieb, sicher aber zu nicht planbaren Abrufen von Ausgleichsenergie mit einem höheren Mengenrisiko führen.

Aus diesem Grund erhöhen sie die Kosten des Netzes vorwiegend über die Kostenkomponente „Menge Ausgleichsenergie“. Ein typischer Fall besteht darin, wenn zum Zeitpunkt des Bedarfes zuviel in das Netz gestellt wird, diese Überlieferung von anderen Bilanzgruppen verwendet wird und zum Ausgleichsenergie-Durchschnittspreis abgegolten wird.

In der Folge wird auf die Hauptpunkte (1) und (2) des Ausgleichsprozesses und seiner Wirtschaftlichkeit eingegangen:

Ad (1) und (2): Abruf von Ausgleichsenergie über das technisch notwendige Ausmaß sowie Anwendung von Peak Preisen aus der Merit Order Liste für abgerufene Ausgleichsenergie.

Der Ausgleichsprozess und seine Kosten werden durch die Arbeit des Regelzonenführers dominiert. „Gute“ Ausgleichsarbeit ist dadurch charakterisiert, dass geringe Kosten erzeugt werden, geringe Ausgleichsenergiemengen bewegt werden - sofern die Situation des Netzes eine derartige Lösung erlaubt -, und deren spezifischer Preis außerdem an einer „günstigen“ Stelle der Merit Order Liste liegt.

Das dem RZF dazu zur Verfügung stehende Gestaltungselement ist das Linepack. Mit Linepack verschafft sich der Regelzonenführer Zeit, in der er Ein- und Ausspeisung ohne den Abruf von Ausgleichsenergie abgleichen kann, in der er den kurzfristigen Einsatz von Ausgleichsenergiemengen – im Vorhinein auf Prognosebasis ebenso wie im Nachhinein - strecken kann.

4.1 Bedeutung von Linepack

Die Anwendung von Linepack als Steuerungsparameter für den Ausgleichsprozess kann unterschiedlich in Abhängigkeit der Situation des Netzes erfolgen:

- (1) Oszilliert das Netz um die 0-Linie¹⁷ kann die Anwendung von Linepack zur Reduktion von Ausgleichsenergieabrufen auch der Menge nach beitragen, wobei es groß genug sein muss, um „Trendumkehren“ abzuwarten. Dadurch erhält es die Möglichkeit Ausgleich zu schaffen (*Netz-situation 1*).
- (2) Befindet sich jedoch das Netz in einem eindeutigen unter- oder überlieferten Zustand, kann dieser Ausgleich durch das Linepack nicht stattfinden und es findet eine einfache Kumulierung der Unausgeglichenheiten statt, die rasch das verfügbare Linepack erreichen und dann zu hohen Ausgleichsenergiemengenabrufen führen wird (*Netz-situation 2*).

Wie daraus ersichtlich, werden in Abhängigkeit des Netzzustandes unterschiedliche Fahrweisen erforderlich sein, um jeweils das wirtschaftliche Optimum zu erreichen.

Betrachtet man die derzeitige Fahrweise des Netzes, stellt man fest, dass es nahezu ausschließlich „Trends“ folgt, d.h., dass es sich entweder im unter- oder überlieferten Zustand befindet. Oszillationen um den 0-Linie werden als selten bezeichnet¹⁸. Ein „Trend“ bedeutet dabei, dass das Netz seine stündlichen Oszillationen entweder im Bereich ober- oder unterhalb der 0-Linie durchführt, aber die 0-Linie nur bei Trendwechseln überschreitet.

Ad (1) *Netz-situation 1*:

Wendet man das Obengesagte zur Gestaltung eines Ausgleichsprozesses an, der auf der maximalen Nutzung des Linepack aufbaut, ergibt das dann einen positiven Effekt, wenn das Linepack in der Lage ist, diese Trendumkehr zu überdauern.

Ohne genaue Berechnungen und Analysen der Netz-situationen es jedoch nicht absehbar, ob und inwieweit das vorhandene Linepack ausreicht um den gewünschten Effekt des Ausgleichs von (+) und (-) Abrufen zu bewerkstelligen. Ersten Analysen zufolge würde ein die notwendige Trendumkehr abdeckender Linepackbedarf in einer Größenordnung liegen, der gemäß erster Linepackabschätzungen eher nicht von diesem gedeckt ist. Diese Analysen sollten ange-stellt werden.

¹⁷ Siehe auch das von Brattle vorgeschlagene Modell des Kumulativen Ausgleichs unter Nutzung von Linepack – Anhang 6.3

¹⁸ Analysen A. Bergmann, E-Control

Aufgrund der bisherigen Erfahrungen im jetzigen System ist somit eher von „starken“ Trends auszugehen, die ein sehr hohes wirksames Linepack für den gewünschten Effekt erfordern würden. Diese „starken“ Trends stehen jedenfalls einer einfachen Linepacknutzung auch mit geringeren Volumina im Weg.

Die oben gestellte Frage, inwieweit das tatsächlich verfügbare Linepack alleine für die Steuerung des Netzes zur Abpufferung ausreicht bzw. in welchem Ausmaß der Zukauf von Ausgleichsenergie aus Speicherleistungen zusätzlich erforderlich ist, hat sich auch in der Gestaltungsperiode des GWG II als kritische Frage mit unterschiedlichen Lösungsansätzen herausgestellt.

Linepack als systemimmanente Fähigkeit des Netzes ist in der Lage, einen erheblichen Teil des Flexibilitätsbedarfes ohne weitere Kosten für den Netzbenutzer abzudecken – mit dem Netztarif hat der Netzbenutzer bereits Anspruch auf diese Flexibilität –, die Netzbetreiber aber nicht bereit waren, den Umfang dieses kostenfreien Flexibilitätservice bekanntzugeben und zur Verfügung zu stellen. Unter Flexibilität wurde seitens der Gaswirtschaft immer der kostenpflichtige Einsatz von Speichern auf Basis eines nicht regulierten Speichertarifs gesehen.

Die seinerzeit in den Verhandlungen nicht mögliche Quantifizierung und Differenzierung zwischen kostenfreiem Linepack und kostenverursachendem Speichersatz war auch der Anlass dafür, vom Vorschlag des täglichen Ausgleichs abzurücken, bei dem jedenfalls Linepack und Speicher abzugrenzen gewesen wären und zum stündlichen Ausgleich überzugehen, dessen Flexibilitätsbedarf durch den Beitrag des Linepacks abgedeckt ist.

Diese Differenzierung ist nach wie vor ungelöst.

Zu berücksichtigen sind aber auch die Konsequenzen einer starken Linepacknutzung:

Wie seitens E-Control festgestellt¹⁹ erfolgen derzeit kurz hintereinander Ein- und Ausspeisungen mit entsprechenden Bewegungen von Ausgleichsenergie, die bei stärkerem Einsatz von Linepack in dem beobachteten Ausmaß – anzunehmenderweise - nicht unbedingt notwendig sind. Eine Veränderung der derzeitigen Betriebsweise mit oftmaligen und hohem Speichereinsatz in Richtung einer vermehrten Linepackverwendung kann zu einer wesentlichen Reduktion des Ausgleichsenergiegeschäftes für die Speicherbetreiber führen, da Speicherflexibilität durch Linepackflexibilität ersetzt wird.

Auch aus diesem Grund kommt der einvernehmlichen Ermittlung von Höhe und Reichweite des Linepack besondere Bedeutung zu, da dies die Grundlage für eine allfällige Änderung des Netzbetriebs im Sinne der vermehrten Nutzung von Linepack – im Falle des Vorfindens der dafür geeigneten Netzsituation 1 - ist. In weitere Folge sollte auch im Rahmen eines Anreiz Prozesses für den Regelzonenführer die Ausnützung des Linepack mitgeschrieben werden.

Ad (2) Netzsituation 2

¹⁹ Siehe 3.2.1.1 – Entwicklung AE-Ein- und Ausspeisungen trotz gleichzeitiger maximaler Abnahme

Die oben dazu beschriebene und aktuell überwiegend festgestellte Situation der Überlieferung bringt andere Anforderungen an die Betriebsweise, da das Optimum aufgrund der sich laufend kummulierenden Unausgeglichenheit nicht in einem Abwarten auf den selbsttätigen Ausgleich liegt, sondern eher im Versuch, durch gleichmäßige Abrufe die Peakpreisbereiche der Merit Order Liste zu vermeiden.

Gleichmäßige Abrufe führen zu eher raschen Reaktionen in begrenztem Mengenumfang auf festgestellte Unausgeglichenheiten im Netz, die sich aus Druckaufzeichnungen ergeben werden. Der für diese Netzsituationen von der AGGM verfolgte Weg ist eine „steife“ Fahrweise, mit der sie optimale Ergebnisse hinsichtlich des Vermeidens von Peakpreisen anstrebt. Der dafür von der AGGM vorgeschlagene Benchmark ist die Konstanthaltung des Linepack, das auch aus diesem Grund zu definieren ist.

Die sich hier stellende Frage ist, inwieweit eine Veränderung der Netzsituation 2 zu einer Netzsituation 1 – z.B. durch die Vermeidung von signifikanten Fahrplanabweichungen möglich ist, sodass ein Oszillieren um 0 verbunden mit der Nutzung des vorhandenen Linepack zu besseren Gesamtergebnissen hinsichtlich eines wirtschaftlich optimalen Betriebs führt.

Zu berücksichtigen dabei ist allerdings eine damit verbundene aktiv betriebene Verhinderung zB. von Überlieferungen, die wiederum ihren Einfluss auf den Ausgleichsenergiemarkt hat. Darauf wird später eingegangen.

4.2 Täglicher versus Stündlicher Ausgleich

Grundsätzlich besteht keine international dominierende Periodenvorgabe für die Wahl der Ausgleichsperiode. So sind die verschiedensten Ausgleichsperioden (stündlich bis monatlich) international in Anwendung, wie aus dem Bericht von The Brattle Group entnommen werden kann.

Periodizität des Ausgleichsprozesses bedeutet, wann das System gemäß dem ihm zugrundeliegenden Kostenabrechnungs- bzw. -zuordnungssystem wieder ausgeglichen zu sein hat. Die Periodizität stellt damit vor allem ein Zuordnungselement aber nicht ein Kostenreduktionselement dar.

Die Reduktion der Kosten erfolgt durch die Verwendung der dem Netz aufgrund der Kompressibilität des Gases innewohnenden Flexibilität und kann dadurch für den selbsttätigen Ausgleich von hintereinander erfolgenden Ein- und Auspeisungen genutzt werden. Die Reduktion der Kosten erfolgt nicht durch die Wahl einer beliebig gewählten Abrechnungsperiode – Linepack als Flexibilitätsinstrument baut seine Wirkung auf der besonderen physikalischen Fähigkeit des Netzes und nicht auf einer Abrechnungsmethodik auf.

Damit kann die Diskussion um die Wahl der Ausgleichsperiode entkrampft und auf die tatsächlich von der Periode abhängigen Charakteristika zurückgeführt werden, die im Falle der noch anstehenden endgültigen Auswahl der Ausgleichsperiode zu bewerten sind. Diese Charakteristika sind:

- Lange Ausgleichsperioden sind einfacher in der Abwicklung aufgrund des geringeren Datenstroms; aufgrund ihrer Einfachheit begünstigen sie auch den Eintritt neuer Wettbewerber.

Die typische Gefahr langer Ausgleichsperioden besteht im Profiling – dem Ausnützen des Netzes durch eine tagsüber stark unausgeglichene Fahrweise mit hohen, netzbelastenden Spitzen, wobei am Tagesende durch entsprechende Maßnahmen der individuelle Ausgleich wieder hergestellt wird und es zu keinen Zusatzverrechnungen aufgrund von Unausgeglichenheit kommt. Die Kosten dieser unregelmäßigen Netzbelastungen sind dann vom Kollektiv der „braven“ Netzbenutzer (zB. mit Bandlast ohne Ausgleichsbedarf) zu tragen.

Auch bei der Wahl einer langen Ausgleichsperiode gibt es Möglichkeiten, diese Zusatzkosten durch Regulierungen in Maßen zu halten und verursachungsgerecht zuzuordnen, die aufgrund der notwendigen Individualität zunehmend komplexer werden können.

Grundsätzlich ergibt sich damit der trade off zwischen der Einfachheit des Netzbetriebs und der Gefahr der Diskriminierung von „braven“ Netzbenutzern durch solche, die für sich die gesamte wertvolle Flexibilität des Netzes beanspruchen. Für die endgültige Wahl der Ausgleichsperiode ist also zu beurteilen, inwiefern das zu betrachtende System dieser Gefahr der Profilierung unterliegt oder nicht.

Zu erwarten ist auch, dass der Markt für Ausgleichsenergie aufgrund geringerer Abrufe – es sind wesentlich weniger einzuhaltende Fahrpläne vorhanden – rückläufig sein sollte.

- Kurze Ausgleichsperioden zerhacken die Fahrweise des Netzes in Inkremente, die kostenrechnerisch wesentlich präziser behandelt werden können, aber auch dementsprechend höheren Datenaufwand nach sich ziehen. Sie fordern allerdings auch aufgrund der stündlich einzuhaltenen Fahrpläne, zumindest in einer frühen Phase der Netzfahrweise zu einem „mehr“ an Flexibilitätsaktionen heraus, die aber ebenso wie bei langen Ausgleichsperioden durch Linepack (im Falle Netzsituation 1) substituiert werden können.

Der Einsatz für Speicherleistungen inkl. seiner Funktion in Bezug auf Ausgleichsenergie hat wesentlich verändert, wie u.a. auch den Speicherkurven sowie den Aussagen eines nunmehr „bocksprungartigen Speicherbetriebs“ zu entnehmen ist. Dieser Zugewinn ist allerdings auch mit Kosten für die Bilanzgruppen verbunden. Diese Fahrweise bedeutet aber auch, dass mit den Speichern jeder Ausgleichsbedarf unmittelbar nachgefahren wird und Linepack offensichtlich weniger als in der Vor-Liberalisierungszeit in Anspruch genommen wird.

Hinterfragt wurde auch bei Großabnehmern, inwieweit eine Veränderung des Ausgleichszeitraums, unter Berücksichtigung der sich daraus gemäß Obengesagtem ergebenden Möglichkeiten, eine Veränderung ihrer Abnahmecharakteristik nach sich ziehen würde. Die Antwort war eindeutig, dass keine Änderung ihrer Abnahme- = Produktionsprozesse vorstellbar wäre. Damit kann der Para-

meter einer Veränderung des Abnahmeverhaltens im Falle einer Veränderung der Ausgleichsperiode aus den weiteren Betrachtungen ausgeklammert werden.

Zusammenfassend ist also festzustellen:

- Die Anwendung des Flexibilitätsinstruments Linepack ist in beiden Fällen möglich und notwendig.
- Die Höhe des vorhandenen Linepacks und seine Nutzung und nicht die Wahl der Länge der Ausgleichsperiode sind maßgeblich für die Ausgleichskosten.
- Damit ist vorrangig die Nutzung von Linepack sicherzustellen, für die die Fahrweise des Regelzonenführers maßgeblich ist.
- Der Aufwand für eine tägliche Ausgleichsperiode ist grundsätzlich geringer; dem dagegen zu halten ist, dass dieser Mehraufwand für die stündliche Ausgleichsperiode bereits erfolgt ist. Da an der Wahl der Ausgleichsperiode eine Reihe von Konsequenzen hängen (siehe UK, eine Reihe von notwendigen Sondermaßnahmen zur Vermeidung von Diskriminierungen) sind diese vor einer Entscheidung zu identifizieren und im Einzelnen zu bewerten.

In Anerkennung der in Verhandlungen auftretenden praktischen Schwierigkeiten, Linepack gegenüber Speicherdiensten zu differenzieren, wäre die theoretisch Ideal-Ausgleichsperiode jene, innerhalb der Linepack alleine in der Lage ist, den gesamten Flexibilitätsbedarf zu decken – ohne allfällige Profiling Einflüsse berücksichtigt zu haben. Da aber das Netz-Linepack keine fixe Größe ist, müsste dementsprechend die Ausgleichsperiode immer wieder angepasst werden.

4.3 Funktionsweise und Verwertung von Linepack

4.3.1 Verfügbares und erforderliches Linepack

Da Linepack eine der wesentlichsten Komponenten des Ausgleichsprozesses – in jedem Fall – darstellt, werden im Rahmen eines kurzen Exkurses die wichtigsten Charakteristika, auch im Sinne einer evtl. zu vergebenden Engineeringstudie dargestellt²⁰. Die nachfolgenden Abbildungen dieses Kapitels sind ebenfalls dieser Studie entnommen.

4.3.1.1 Einführung

Das Fernleitungs- und Verteilsystem verfügt über erhebliches Volumen und kann insbesondere bei den hohen Betriebsdrücken als großer HD-Röhrenspeicher betrachtet werden. Die in diesem Speicher gespeicherte Gasmenge wird als Linepack bezeichnet. Das Vorhandensein dieses Linepack wiederum stellt

²⁰ Siehe The Jacobs Consultancy Nederland; Non-Confidential Version of „Evaluation of Gasunie Balancing Regime Part 2“

sicher, dass kurzzeitige Unausgeglichheiten von Aus- bzw. Einspeisung kein Problem darstellen, da dies letzten Endes lediglich zu einem Abbau oder zu einer Erhöhung des Linepack führt. Begrenzt ist das Ausmaß des Linepack bei gegebenem geometrischen Rohrleitungsvolumen einerseits durch den oberen Auslegungsdruck der Leitungen und andererseits durch den unteren Betriebsdruck, ab dem das System instabil wird.

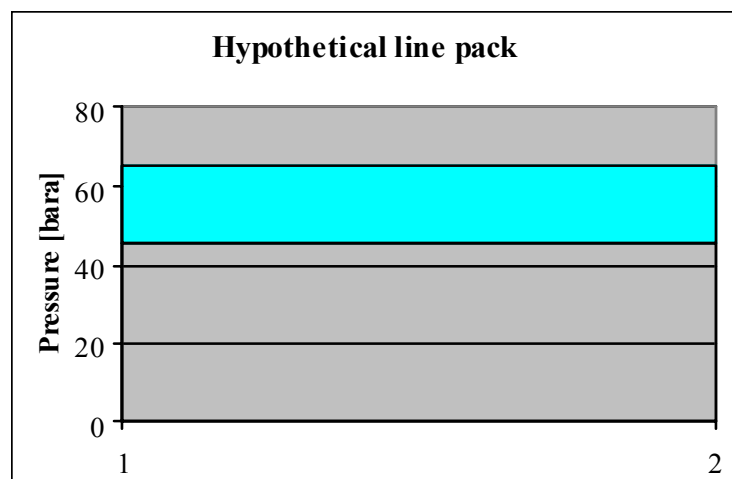
Für die Berechnung des Linepack gelten folgende Definitionen:

- Theoretisches Linepack
- Vorhandenes Linepack und
- Verfügbares Linepack.

4.3.1.2 Theoretisches Linepack (hypothetical linepack)

Der theoretische Linepack ist jene Menge an Gas, die verfügbar ist, wenn das Leitungssystem bis zur Maximaldruckgrenze gefüllt und dann bis zum zulässigen Minimaldruck entleert wird (Abbildung 14).

Abbildung 14: Theoretisches Linepack

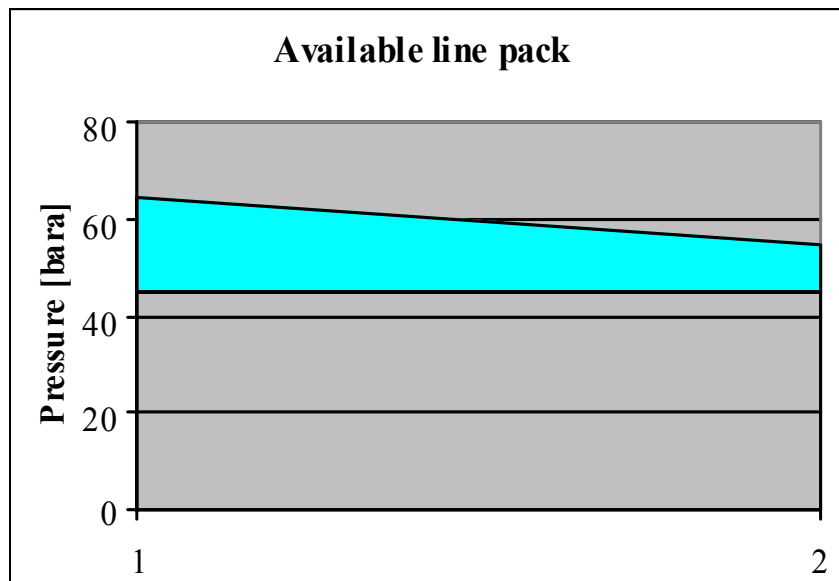


In einem mit idealem Gas gefüllten System mit einem geometrischen Volumen von 100.000 m^3 , einer Druckobergrenze von 65 bara und einer Druckuntergrenze von 45 bar beträgt das theoretische Linepack $(65-45) \cdot 100.000 = 2.000.000 \text{ Nm}^3$. Diese Größe ist ein Charakteristikum des Systems und damit unabhängig vom Betrieb.

4.3.1.3 Verfügbares (available) Linepack

Während des Betriebes ist das theoretische Linepack nicht vollständig im System vorhanden. Liegt der Druck am Einspeisepunkt an der Obergrenze, fällt der Druck am Ende des Systems durch Reibungsverluste unter diesen. Das verfügbare Linepack entspricht der verfügbaren Gasmenge im System während des Betriebes.

Abbildung 15: Verfügbares Linepack



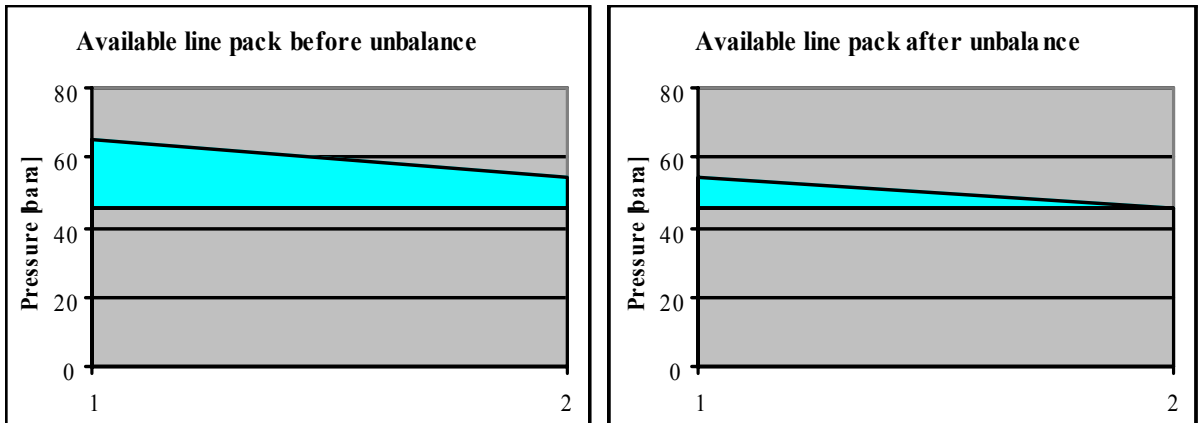
Unter der Annahme eines linearen Druckverlusts durch Reibung und sonst gleichem geometrisch Volumen wie zuvor, ergibt sich ein verfügbares Linepack im System von $(50-40) \cdot 100.000 + (60-50) \cdot 100.000/2 = 1.500.000 \text{ Nm}^3$.

Das verfügbare Linepack hängt von den Reibungsverlusten im System ab. Wenn das System stark belastet ist, und der Druck am Ende des Systems ziemlich nahe der unteren kritischen Grenze liegt, ist das verfügbare Linepack klein. Sind die Flüsse im System dagegen relativ klein, ist auch der Druckverlust aufgrund der Reibungsverluste klein und damit ein relativ großes Linepack verfügbar. Weiters variiert das verfügbare Linepack mit Temperatur und Zeit und der Netzbetreiber kann den Einspeisedruck und damit auch das verfügbare Linepack verringern.

4.3.1.4 Tatsächlich verfügbares (*practically available*) Linepack

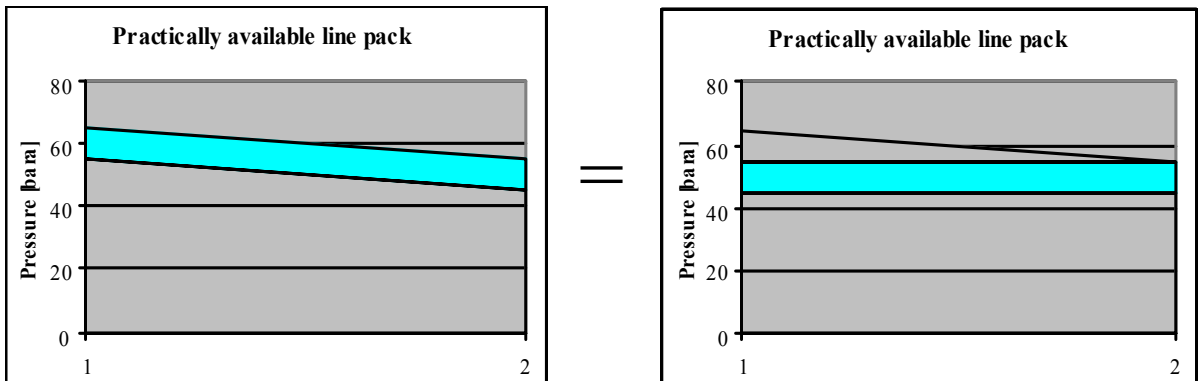
Am wichtigsten ist jedoch nicht das verfügbare Linepack, sondern das tatsächliche Linepack, das genutzt werden kann, um Unausgeglichenheiten zwischen Versorgung und Entnahme auszugleichen: das tatsächlich verfügbare Linepack. Ist die Entnahme größer als die Gaszufuhr wird das Linepack aufgebraucht (Linepack Verbrauch). Dies verursacht einen Druckabfall im ganzen System. Die Unausgeglichenheit existiert nur solange, bis an irgendeiner Stelle im System die untere Druckgrenze erreicht ist. In diesem Moment ist das verfügbare Linepack zwar noch immer größer als Null, aber jeder weitere Verbrauch des Linepack verursacht einen Druckabfall unten den kritischen Druck, siehe dazu Abbildung 16.

Abbildung 16: Verfügbares Linepack vor und nach Unausgeglichenheit



Das tatsächlich verfügbare Linepack ist die Differenz zwischen dem verfügbaren Linepack vor und nach der Unausgeglichenheit, siehe Abbildung 17.

Abbildung 17: Tatsächlich verfügbares Linepack vor und nach Unausgeglichenheit



Das tatsächlich verfügbare Linepack kann aus dem geometrischen Volumen und der Druckdifferenz zwischen niedrigstem Druck im System und unterer kritischer Druckgrenze ermittelt werden:

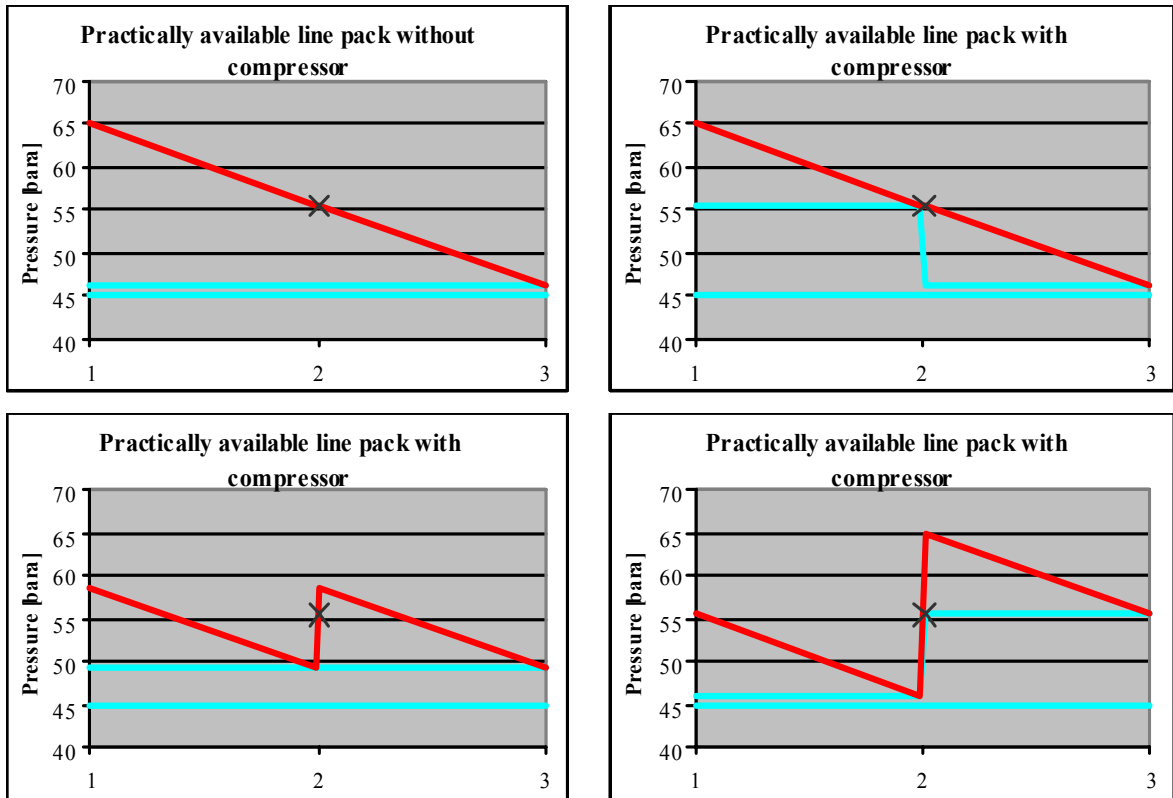
$$(55-45) * 100.000 = 1.000.000 \text{ Nm}^3$$

Wie beim verfügbaren Linepack ist das tatsächlich verfügbare Linepack abhängig von der Systembelastung, der Umgebungstemperatur und der Tageszeit. Wird der Einspeisedruckabfall zwischen oberem und unterem Limit durch Reibung verbraucht, dann ist das tatsächliche Linepack gleich Null. In diesem Moment bewirkt jeder Verbrauch von Linepack eine Überschreitung eines kritischen Druckes.

4.3.1.4.1 Tatsächlich verfügbares Linepack mit Kompression

Mit Hilfe eines Kompressors kann Linepack von einem Teil des System zu einem anderen verschoben werden. Auf diese Weise kann das tatsächlich verfügbare Linepack vergrößert werden. Dies zeigt Abbildung 18.

Abbildung 18: Tatsächlich verfügbares Linepack mit Kompression



Die Abbildung links oben zeigt das tatsächlich verfügbare Linepack (practically available linepack) mit der Berechnung, wie in diesem Abschnitt beschrieben:

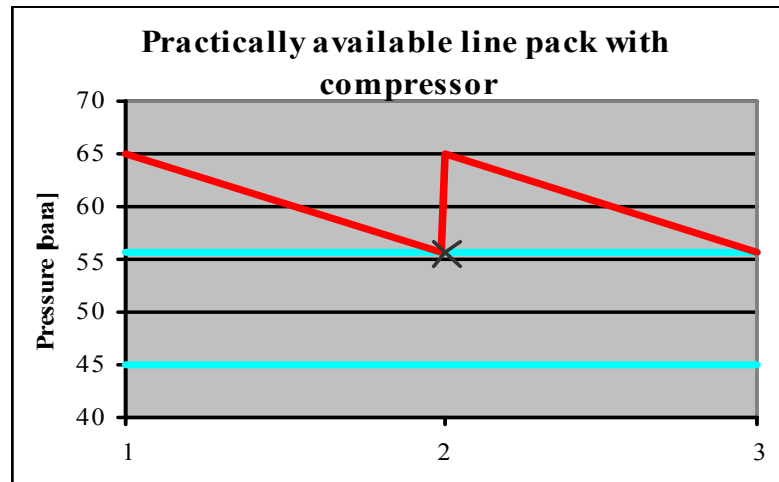
Prac. av. Linepack = (niedrigster Druck - kritischen Druck) x Systemvolumen

Die Abbildung rechts oben zeigt das tatsächlich verfügbare Linepack im System, wenn der Kompressor in Punkt 2 berücksichtigt wird. In diesem Fall haben beide Teilsysteme (zwischen Punkt 1 und 2 und zwischen Punkt 2 und 3) ihr eigenes tatsächlich verfügbares Linepack.

Mit dem Kompressor kann das Linepack von einem Teil zu einem anderen bewegt werden. Die Abbildung links unten zeigt eine gleichmäßige Verteilung von Linepack zwischen beiden Teilsystemen. Die Abbildung rechts unten zeigt ein anderes Extrem, bei dem praktisch das gesamte Linepack in den Teil des Systems zwischen Punkt 2 und 3 verschoben wurde. Ob die Verschiebung des Linepack praktisch möglich ist, hängt von den Charakteristika des Kompressors ab (Druckverhältnis als eine Funktion von tatsächlichem Volumenstrom).

Beachte, dass bei konstantem Einspeisestrom der Druck an dem Einspeisepunkt (Punkt 1) abnimmt, wenn der Kompressor arbeitet. Mit gleichzeitigem Kompressorbetrieb und Erhöhung der Einspeiserate kann der Kompressor nicht nur zur Verschiebung von Linepack sondern auch zum Erhöhen des tatsächlichen Linepacks verwendet werden, siehe Abbildung 19.

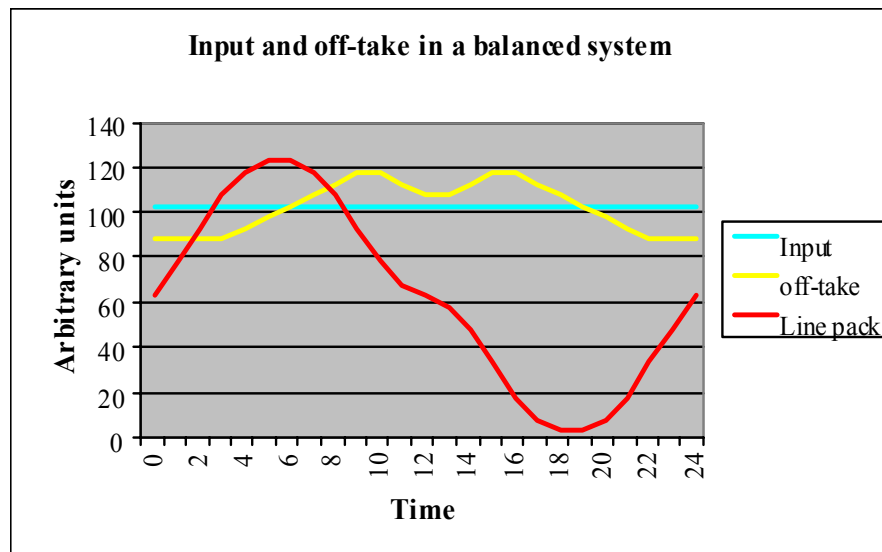
Abbildung 19: Erhöhung des tatsächlich verfügbaren Linepacks durch Kompression



4.3.1.5 Line Pack Verbrauch

Wird die gesamte Einspeisung in einem System für einen Zeitraum konstant gehalten und die gesamte Entnahmemenge variiert über die Zeit, so fungiert das Linepack des Systems als Puffer. Die Veränderung der Entnahmemenge über die Zeit ist der „Swing“. Linepack wird verbraucht wenn die Entnahme größer ist als die Einspeisung und das Linepack wird vergrößert, wenn die Einspeisung größer ist als die Entnahme. Nach einer bestimmten Zeit (der Ausgleichsperiode) sind die Einspeise- und Entnahmemenge gleich und das Linepack hat den gleichen Wert wie zu Beginn der Periode. Siehe dazu Abbildung 20.

Abbildung 20: Einspeisung und Entnahme in einem ausgeglichenen System



Im oben gezeigten Fall wird kein kritischer Druck erreicht, da der tatsächlich verfügbare Linepack zum Zeitpunkt 6 größer ist als der Linepack-Verbrauch im Zeitraum 6 bis 19. Daher beträgt der tatsächlich verfügbare Linepack zum Zeitpunkt 6 mindestens 120 Einheiten.

4.3.1.6 Erforderliches Linepack

Das erforderliche Linepack für die vorhandene Struktur der Entnahme bei konstanter Einspeisung ist jener Wert von tatsächlich verfügbarem Linepack, der im System zu dem Zeitpunkt sein muss, wenn die Entnahme größer als die Einspeisung wird, solange bis die Entnahme wieder kleiner ist als die Einspeisung. In Abbildung 20 ist dies der Bereich zwischen Zeitpunkt 6 und 19 oder 120 Einheiten.

4.3.1.7 Schlussfolgerungen Linepack

Unter Anwendung der oben angeführten Überlegungen sowie folgenden notwendigen Parametern kann das Linepack nun ermittelt werden:

- Geometrisches Volumen
- Oberer Betriebsdruck
- Unterer Betriebsdruck.

Ziel einer durchzuführenden Berechnung ist, neben der grundsätzlichen Ermittlung der Höhe des verfügbaren Linepack, die Verifizierung (durch Gegenüberstellung von benötigtem Linepack mit verfügbarem Linepack), ob bei den absehbaren Betriebsschwankungen ein Ausgleich des Systems ohne Verletzung der kritischen Drücke (Oberer Betriebsdruck, Unterer Betriebsdruck) möglich ist.

Eine derartige Vorgehensweise wurde in Holland gewählt, um den Netzbenutzern den ihnen zukommenden Teil an kostenfreiem Flexibilitätservice zu sichern. Aufgrund der bisherigen Entwicklungen in Österreich ist es wahrscheinlich, dass – bei einer entsprechenden Netzsituation - ähnlich vorzugehen sein wird, um die Verwendung des Linepacks für die Netzbenutzer zu sichern.

Exkurs: Verwertung des Linepacks in Holland²¹

Für die Identifizierung des im holländischen Netz vorhandenen Linepack wurde eine Engineeringfirma beauftragt, um anschließend mit deren Ergebnis mit Gasunie über die Höhe der kostenlos den Netzbetreibern zugute kommenden Flexibilität verhandeln zu können. Ausschlaggebend für das Gelingen war, dass sämtliche Institutionen und Unternehmen, die das Ergebnis später umzusetzen hatten, an seiner Erarbeitung teilgenommen haben.

Die Engineeringfirma ermittelte die Höhe des Linepack mit 25% der Stundenkapazität des gesamten Netzes. Einer der Gründe, die vollen 25% Linepack nicht zu verwenden, war, dass manche der Kompressorstationen bezüglich des in der Berechnung verwendeten unteren Betriebsdrucks des Netzes sensibel sind.

²¹ Gemäß Bericht von DTe anlässlich des Workshops von E-Control am 25.3.2003 in Wien

In den folgenden Verhandlungen wurde ein max. Linepackwert von 13% (dieser Wert hängt von der Umgebungstemperatur ab) von allen Teilnehmern dieses Prozesses akzeptiert. Dies bedeutet weiterhin, dass jeder Benutzer des Netzes zu einer Flexibilität von 13% (bei einer definierten Umgebungstemperatur) bezüglich seiner nominierten Kapazitäten berechtigt ist.

Das holländische System sieht auch den Handel von Linepack zwischen den verschiedenen Netzbenutzern vor. Falls ein Benutzer z.B. sicher ist, dass er nicht mehr als 5% Flexibilität verwendet, kann er die verbliebenen 8% handeln (wenn das Maximum von 13% zutrifft). Derzeit wird von dieser Möglichkeit noch wenig Gebrauch aufgrund ihrer erst kürzlichen Einführung gemacht.

4.3.2 Linepack vs. Ausgleichskosten

Die nachfolgenden Aussagen gelten unter der Voraussetzung, dass aufgrund der vorgefundenen bzw. angestrebten Netzsituation (z.B. aufgrund von Fahrplandisziplinierungen wird eine Netzsituation 1 geschaffen) eine maximale Nutzung des Linepack zur Gestaltung der Ausgleichskosten herangezogen wird.

Gemäß den oben ausgeführten Berechnungsgrundlagen ist das Linepack proportional zur Größe des dafür anzusetzenden Netzes; das Verhältnis von Linepack zu Ausgleichskosten ist dadurch gekennzeichnet, dass Linepack als Flexibilitätsservice keine zusätzlichen Kosten verursacht.

Dementsprechend muss/darf keine separate Systemdienstleistungsgebühr für einen Flexibilitätsservice verrechnet werden, der durch Linepack dargestellt werden kann. Dies erfordert nun die Berechnung der Höhe an verfügbarem Linepack, das inherent zum österreichischen Netz ist und für das keine Zusatzkosten verrechnet werden dürfen.

Weiters ist darauf zu achten, dass Linepack als billigste Flexibilitätsquelle vor dem Einsatz jeder anderen Flexibilitätsquelle, insbesondere Ausgleichsenergie aus Speichern, verwendet wird. Die Verwendung von Linepack ist unter Beachtung der betrieblichen Sicherheitserfordernisse sowie der oben zitierten Gesamtwirtschaftlichkeitsbedingung zu maximieren.

Die Verwertung des Linepack, wenn es einmal seiner Höhe nach erhoben ist, kann nun auf 2 Wegen erfolgen:

- (1) Ausarbeitung von Bedingungen und Regulierungen, die die Verwendung des Linepack der Art und Höhe nach verpflichtend vorschreiben – mit dem Risiko des Eingriffs in betriebliche Kompetenzen
- (2) Durch die Konzeption eines Anreizsystems, die den Regelzonenführer/-AGGM veranlassen, die Möglichkeiten des Linepack auszunützen.

Vorerst soll aus einer Reihe von Gründen die Option (2) weiter verfolgt werden. Es ist also AGGM zu motivieren – immer unter dem Vorbehalt der dafür geeigneten Netzsituation -, das Netz so zu betreiben, dass das volle Ausmaß an Linepack genutzt werden kann, um so die aus anderen Flexibilitätsquellen stammenden und von den Netzbenutzern zusätzlich zu zahlenden Kosten (Speicher – Ausgleichsenergie) zu reduzieren.

4.3.3 Grundsätze für die Gestaltung eines Linepack Managements

Eine gegenüber dem gegenwärtigen Status weitreichendere und vorteilhafte Nutzung von Linepack, die durch eine Reihe von Regelungen einzuführen wäre, baut auf einigen Vorbedingungen auf:

- Die vorherrschende Netzsituation sollte die Vorteilhaftigkeit einer in der Umsetzung komplexen Linepack-Nutzung ermöglichen – siehe Obengesagtes. Da die derzeitige Netzsituation – nach ungeprüften Aussagen – ein großes „erforderliches Linepack“ zur Nutzung dieser Vorteile benötigt, wäre dieses unter Berücksichtigung des Trendverhaltens des Netzbetriebs zu ermitteln.
- Eine wesentliche Rolle spielen dabei Trend-beeinflussende Maßnahmen, die in der Lage sind, die Netzsituation in eine für die Nutzung von Linepack geeignete Situation zu bringen (Netzsituation 2 >> Netzsituation 1: Thema – Fahrplanabweichungen).
- Liegt das auf Basis von Erwartungshaltungen in Bezug auf die angestrebte Wirtschaftlichkeit der Linepackverwendung ermittelte „erforderliche Linepack“ vor, ist das „verfügbare Linepack“ zu ermitteln und dem gegenüberzustellen.
- Daraus können dann die zu erwartenden Vorteile eines Linepack integrierenden Ausgleichsprozesses abgeschätzt werden.

Sind diese Vorbedingungen erfüllt, kann an die konkrete Umsetzung eines Linepacknutzungsprozesses herangegangen werden.

Für die Verwertung von Linepack sind mehrere Punkte zu beachten:

- Voraussetzung ist, dass die Höhe des Linepack (erforderliches und verfügbares) einvernehmlich festliegt (unter Berücksichtigung sämtlicher technischer und Umgebungsrandbedingungen). Dem Vernehmen nach arbeitet AGGM daran; eine Verifizierung des Ergebnisses wird aufgrund einer möglichen Interessenslage jedenfalls erforderlich sein. Zu berücksichtigen ist, dass
 - es sich um ein allgemein anerkanntes Ergebnis handeln muss, da es Basis weitreichender, in die Speichernutzung reichender Konsequenzen sein kann. Erinnerung wird hier an die über Holland berichtete Vorgehensweise.
 - Randbedingung für die Absicherung des Linepack in der dauernden Erfassung – aber auch in seiner Höhe – , wird der Wunsch der AGGM sein, zusätzliche Messwerte online zu erhalten. Obwohl es sich hier um eine Angelegenheit des gemeinsamen Interesses aller Netzbenutzer und BGV handelt, wird es sensibel zu behandeln sein.
 - Mit Vorliegen des Linepack besteht ein selbsttätiger Treiber für seine weitere Anwendung und
 - AGGM wird Zeit benötigen seine noch nicht abgeschlossenen Netzbetreibererfahrungen um einen weiteren Parameter – Fahrweise zur optimalen Nutzung von Linepack – zu ergänzen.

- Linepack spielt ebenso eine Rolle bei der von der AGGM derzeit verfolgten „steifen“ Fahrweise, da hierbei das Linepack konstant zu halten ist. Dies kann als erster Schritt eines späteren, ausgeweiteten Linepack-Managements genutzt werden.
- Parallel dazu ist ein Anreizsystem unter Berücksichtigung von gesetzlichen Möglichkeiten, Eigentümersituation und Nutzen vorzubereiten bzw. zu entwickeln²².
- Der nächste Schritt – im Falle der nachgewiesenen Vorteilhaftigkeit – ist die Allokation des Linepack zu den Begünstigten. Dafür ist eine Strategie zu entwickeln mit Toleranzen und der notwendigen Einbindung in das vorhandene Ausgleichssystem.
- In der Folge – siehe Holland – kann auch eine Regelung über den Handel mit Linepack vorbereitet werden, um der Kostenverursachungsgerechtigkeit Folge zu leisten – die Nichtverwendung von Linepackflexibilität soll belohnt werden. Das betrifft auch Vorsorgen gegen Profiling. Zu beachten ist hier auch die Randbedingung eines funktionierenden Marktes – im Zusammenhang mit Ausgleichsenergie.

Nachfolgend sind für die Effektivität des Linepack Management einige kritische Fragen zusammengestellt, die in dem zu erarbeitenden Anreizssystem zu berücksichtigen sein werden:

- Wie kann sichergestellt werden, dass AGGM vollen Gebrauch vom verfügbaren Linepack macht?
- Wie kann sichergestellt werden, dass Netzbenutzer den Vorteil des kostenlosen Flexibilitätsinstruments Linepack erhalten? Durch Eigenverbrauch und durch Handel ?
- Wie kann sichergestellt werden, dass der Vorteil des Linepack angemessen verteilt wird (in den Niederlanden Linepack in Abhängigkeit der gebuchten Kapazität)?
- Wer konsumiert derzeit den bereits vorhandenen Vorteil des Linepack, die nicht als Gratisflexibilitätswerkzeug angeboten wird? Der Verkäufer von Ausgleichsenergie, da die volle Verwendung des Linepack sein Ausgleichsenergie-Handelsvolumen reduzieren würde ?

Diese Fragen sind einvernehmlich – zwischen E-Control und zumindest AGGM – zu beantworten und sollen Basis weiterer Aktionen sein.

²² Siehe Kapitel 4.5.3

4.4 Die Fahrweise des Regelzonenführers

4.4.1 Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten

Welche Möglichkeiten hat nun die Steuerung des Netzes für die Minimierung/Optimierung der Kosten des Ausgleichsprozesses?

Die Fahrweise des Regelzonenführers/AGGM baut auf dem Bescheid G RZF G 01/02-8 vom 10.1.2003 auf:

„ Um die Kosten, die sich aus dem Erfordernis des Ausgleichs der Lastschwankungen durch eine Leistungs- und Druckregelung oder Druckhaltung ergeben, gering zu halten, sind sowohl die Kosten für die dazu eventuell erforderlichen technischen Mittel als auch für die Regelenergie selbst gering zu halten. Aus diesem Grund ist der Zeitraum, der durch die Regelenergie zu überbrücken ist, so kurz als möglich zu halten. Um andernfalls durch techn. Ausstattungen wie Kompressoren, Speicherarbeitsvolumen usw. entstehende Fixkosten zu vermeiden.“

Und:

„Regelenergie bezeichnet jene Gasmenge, über die der RZF verfügen kann und die der RZF im Sinne der Minimierung eines Regelenergievorrates möglichst rasch wieder zurückgeben muß. Die Kosten, die dem RZF für die Bereitstellung entstehen, bilden gemäß § 12f GWG einen Teil der Grundlage des RZF-Entgelts. Der max. mit Regelenergie zu überbrückende Zeitraum beträgt 1 ½ Stunden.“

Die Formulierungen dieses Bescheids sehen für AGGM als Netzbetreiber keine exekutive Funktion vor sondern machen ihn von zu treffenden Vereinbarungen, die damit unter der Zustimmungseinschränkung der jeweiligen Partner stehen, abhängig. Die Funktion eines TSO ist damit nicht gegeben.

Aus den unter 3.2.3.1 dargestellten Betriebsdiagrammen ist ersichtlich, dass sich die derzeitige Netzfahrweise an der Überlieferungssituation orientieren muss, durchaus aber andere Netzsituationen schon aufgrund der durch Maßnahmen angestrebten höheren Prognosegenauigkeit eintreten können. Es ist damit davon auszugehen, dass sich endgültige Betriebsweisen erst einstellen werden.

Der RZF muss nun in der Lage sein, auf unterschiedlich sich einstellende Netzsituationen, die auch durch Regelungen, Preismodelle, etc. verursacht sein können, jeweils mit geeigneten, für die jeweilige Netzsituation optimalen Fahrweisen zu reagieren. Dies kann im jetzigen Fall die „steife“ Fahrweise, in einem anderen Fall eine „Fahrweise der maximalen Linepacknutzung“ sein, wobei auf Anwendungsgebiet und Nutzen dieser unterschiedlichen Fahrweisen bereits eingegangen wurde.

Die anzustrebende Fahrweise ist durch

- die Nutzung von Linepack
 - im Falle der steifen Fahrweise lediglich als Steuerelement

- im Falle einer das Linepack maximal ausnutzenden Fahrweise mit dem Effekt der möglichen Reduzierung von Ausgleichsenergieabrufen sowie
 - auf jeden Fall durch die Vermeidung von Preisspitzen der Merit Order Liste (siehe Abbildungen 3 und 4)

gekennzeichnet.

Die dem RZF auch mit dem oben zitierten Bescheid übertragene Optimierungsverpflichtung für das Netz besteht im Ausgleichsprozess grundsätzlich aus dem Summenprodukt von

Ausgleichsenergiemenge (m³) * Preis der Ausgleichsenergie (cts/m³ als Ergebnis der Merit Order Liste) → Minimum

Da, wie weiter oben erläutert, bei der aktuellen Netzsituation keine Mengeneffekte realisierbar sind, beschränkt sich die Optimierungsmöglichkeit auf den 2. Parameter, den jeweils über die Merit Order Liste zur Anwendung kommenden Preis der Ausgleichsenergie. Es ist von Bedeutung, ob „teure“ oder „billige“ Ausgleichsenergie aus der Merit Order Liste zum Einsatz kommt.

Damit kommt dem RZF neben seiner derzeit nicht wahrnehmbaren „Mengenoptimierungsfunktion“ eine „Abrufpreisminimierungsfunktion“ zu, die er dadurch wahrnehmen kann, dass er sich in jenen Abrufmengen bewegt, die sich nicht im Peakpreissegment bewegen.

Diese beiden Funktionen können diametral entgegenstehen, wenn z.B. aus technischen Gründen entgegen aller Prognosen plötzlich starker Ausgleichsenergiebedarf entsteht, der nur mehr durch „teure“ kurzfristige und nicht durch „billige“ Ausgleichsenergie im Rahmen einer längerfristigen Periode abgedeckt werden kann. Die „Abrufpreisminimierungsfunktion“ konnte aufgrund Handlungsbedarfs eben nicht mehr wahrgenommen werden.

Eine Verknüpfung dieser beiden Funktionen wird vorläufig durch Erfahrungswerte im Zuge der Verwendung eines noch zu definierenden Linepack erfolgen; später kann mit Prognosemodellen voraussichtlich eine größere Systematik in Form eines „Regelverhaltens“ von Marktteilnehmern in eine, beide Funktionen berücksichtigende Fahrweise hineingebracht werden. Zu vermeiden sind jedenfalls Regel-Fahrweisen, die spekulierenden AE-Anbietern dadurch Vorschub leisten, dass am Abend signifikante Mengen AE in das Netz geliefert werden, die trotz Morgenspitze wieder zurückgenommen werden, wobei allerdings der derzeit zum Tragen kommende Preisspread aufgrund der hohen Überlieferungsquote als gering zu bezeichnen ist.

Eine mögliche Regelung zur Verhinderung könnte sein, dass AGGM nur so viel Gas in das Netz stellen kann, dass sie nicht gezwungen ist, dieses Gas innerhalb eines Tages während der Zeit höchsten Verbrauches wieder auszuspeisen. Um keine direkten Einschränkungen des Betriebs dadurch zu verursachen kann nur über die Darstellung der Verletzung dieser Bedingung eine gewisse Steuerung ausgeübt werden >> siehe auch Vorschläge im Rahmen der Anreizsystemgestaltung (siehe 4.5.2 - Regelung R2).

Die wirtschaftlichen Ziele der hier beschriebenen Fahrweisen können durch die Wahl geeigneter Anreize unterlegt werden, die näher in 4.5.3 beschrieben sind.

Abschließend sei noch festgestellt, dass seitens AGGM mehrfach der Wunsch nach zusätzlichen Daten für eine Verbesserung der Steuerung des Netzes angesprochen wurde. Dies ist zu begrüßen – inwieweit E-Control hier unterstützend wirken kann, ist zu prüfen, da z.B. durch zusätzliche Druckwerte Linepack mit seinen Grenzen wesentlich besser abgeschätzt werden kann. Im Zuge einer Linepack Ermittlung sollte darauf zurück gekommen werden.

4.4.2 An Netzbetreiber verrechnete Ausgleichsenergiekosten

Als aktuelles Problem hat sich die Verrechnung von Ausgleichsenergiekosten an die Bilanzgruppen der Netzbetreiber herausgestellt²³.

Tabelle 5: Entwicklung der an Netzbetreiber (NB) verrechneten Ausgleichsenergiekosten

Ausgleichsenergie AE verkauft in das Netz ¹	Januar 2003		Februar 2003		März 2003		April 2003	
	TNm ³	TEuro	TNm ³	TEuro	TNm ³	TEuro	TNm ³	TEuro
AE gesamt (physik.)	15.786.000	2.828.218	9.798.000	1.926.061	5.267.000	956.076	1.510.000	335.196
davon AE für NB ges.	14.812.420	2.372.885	16.547.614	2.867.558	13.694.246	2.140.922	9.968.398	1.515.708
Ausgleichsenergie AE verkauft vom Netz ¹	Januar 2003		Februar 2003		März 2003		April 2003	
	TNm ³	TEuro	TNm ³	TEuro	TNm ³	TEuro	TNm ³	TEuro
AE gesamt (physik.)	33.680.000	3.521.421	24.315.000	3.206.432	38.112.000	5.064.805	35.140.000	4.812.667
davon AE für NB ges.	-15.937.713	-1.823.304	-16.393.405	-2.219.974	-13.920.375	-1.914.799	-10.107.399	-1.426.692
Kosten AE Netzbetreiber		549.581		647.584		226.123		89.017

1 Bestehend aus vom RZF abgerufene AE zuzüglich Überlieferungen, die der RZF deswegen nicht mehr einzuspeisen hat.

Tabelle 5 zeigt die Bedeutung der bislang den Netzbetreiber-Bilanzgruppen zugerechneten Ausgleichsenergie. Sie zeigt aber auch die Abnahme dieser Kosten im März und April.

Beeinflusst kann jedenfalls der Bedarf an Ausgleichsenergie auch für die Netzbetreiber vor allem durch die Fahrweise des RZF, aber in gewissem Ausmaß ebenso durch die jeweiligen Netzbetreiber selbst werden, sofern sie in ihren Netzen drucksteuernde Maßnahmen vornehmen und damit das spezifische Linepack beeinflussen.

Damit ist aber die durch den gesamten Netzbetrieb gegebene Verursachung von Ausgleichskosten vor allem, aber nicht nur dem RZF zuzuschreiben. Vor-erst ist als Arbeitshypothese allerdings davon auszugehen, dass sich an dieser

²³ Siehe eingegangene Stellungnahmen von kommerziellen und Netzbetreiber-Bilanzgruppen

geteilten Einflussnahme aufgrund der vorhandenen Netzautonomien nichts ändern wird.

Festgestellt konnte werden, dass die vom RZF gewählte „steife“ Fahrweise zu einer wesentlichen Absenkung dieser Kosten geführt hat, wobei der Einfluss der Witterung und des Verbrauchs aufgrund der höheren Temperatur nicht bekannt ist. Grundsätzlich ist in Bezug auf die Zuordnung dieser Kosten davon auszugehen, wie auch in der Zusammenfassung ausgeführt, dass allenfalls angedachte Sozialisierungen über die Netzbenutzungstarife kontraproduktiv sind, da damit keinerlei Anreize mehr zu ihrer Reduktion vorliegt, insbesondere wenn die Kostenbasis zu wenig analysiert ist, um eindeutige und abgesicherte Aussagen hinsichtlich der Kostenverursachung treffen zu können.

Wie für die gesamte Fahrweise des RZF gilt auch hinsichtlich dieses Problems, dass die vorrangige Aufgabe des RZF ist, den Ausgleichsenergiebedarf zu reduzieren, wofür zumindest von Teilen der Gaswirtschaft²⁴

- weitergehende Analysen in Hinsicht auf Ursachen zB im Rahmen eines Arbeitskreises sowie
- die Einführung von geeigneten Anreizen

vorgeschlagen werden.

Der Ordnung halber sei festgehalten, dass eine detaillierte Behandlung dieses Problems (= Zuordnung der entstandenen AE-Kosten) nicht Gegenstand des Gutachtens ist, andererseits dieses Problem zum Teil automatisch durch die hier abgegebenen Stellungnahmen bezüglich der Höhe der Ausgleichsenergie ebenfalls mit angesprochen wird.

4.5 Optimierung Ausgleichsprozess und Anreizsystem für den RZF

4.5.1 Prinzipien

Zuerst sollen die Treiber für eine Optimierung des Ausgleichsprozesses gelistet werden:

- (1) Die Optimierung des Ausgleichsprozesses ist letztlich durch eine Minimierung der Kosten des Ausgleichsprozesses gekennzeichnet, die
 - (1).1 einerseits durch Regelungen, in deren Rahmen sich der Betrieb des RZF abzuspielen hat, sowie
 - (1).2 andererseits durch Anreize für den RZF als Motivation für eine entsprechende Fahrweiseveranlasst werden können.
- (2) Die Instrumente des Regelzonenführers dafür sind

²⁴ vorliegende Stellungnahmen von StFG, ECONGAS, SAG

- (2).1 die Nutzung der günstigen Preisbereiche der Merit Order Liste sowie
- (2).2 die Nutzung des verfügbaren Linepack im Falle einer sich dementsprechend eingestellten Netzsituation. Damit ist die Ermittlung eines seiner Höhe nach verfügbaren und einvernehmlich anerkannten Linepack erforderlich.
- (3) Und schließlich kann ein geeignetes Beurteilungsmodell, das aus definierten, vorerst unabhängigen Parametern besteht, für die Optimierung des Netzbetriebs vorzugsweise durch Initiative E-Control entwickelt werden.

Regelungen haben zum Ziel Rahmenbedingungen für die Fahrweise des RZF vorzugeben (siehe 4.4), die z.B. den Mengeneinsatz von Ausgleichsenergie beeinflussen; sie engen damit für den RZF seine Freiheit der Betriebsführung ein. Anreize können das gleiche Ziel haben – oder sie verknüpfen es mit dem Preis der eingesetzten Ausgleichsenergie zu einer Gesamt-Wirtschaftlichkeitsbedingung, jedoch ohne Einschränkungen hinsichtlich der vom RZF zu wählenden Fahrweise. Anreize können also zusätzlich zu Regelungen eingesetzt werden oder anstatt.

Ein Anreizsystem muss nicht nur finanzielle Anreize beinhalten; wie später ausgeführt kann es sich dabei auch um „technische“ Anforderungen handeln, die (1) ohnehin als Voraussetzung einer Beurteilung erforderlich sind und die (2) aufgrund ihrer Positionierung alleine ebenfalls effektiv sind.

Konkrete Optimierungsanlässe

Wie bereits früher festgestellt beinhaltet die Erwartungshaltung an die Fahrweise des RZF, neben der allgemeinen Forderung nach Reduktion der Ausgleichskosten, auch die nachfolgenden zwei konkreten Punkte, die in 3.2.1.1 und 3.2.1.2 beschrieben wurden.

Zur Beschreibung bezüglich der Entwicklung aber auch bezüglich der Steuerung dieser Beobachtungen wurden einige Tabellen entwickelt, für die zum Teil die Zahlen vorliegen. Diese Zahlen, weiter fortgeschrieben, können in der Folge als „Qualitäts-Parameter/Benchmarks“ z.B. im Rahmen des später zitierten Monatsberichtes herangezogen werden.

Die Daten der Tabelle 6 können als (interner) Benchmark hinsichtlich der Entwicklung der Ein- und Ausspeisungen verwendet werden.

Tabelle 6: Reduktion kurzfristiger Ein- und Ausspeisungen

Ausgleichsenergie	AE Einspeisung Nm ³ /h	Davon Periode 22.00-4.00	Preis Cent/m ³	AE Entnahme Nm ³ /h	Davon Periode 6.00-10.00	Preis Cent/m ³
Januar 2003	14.812.420	5.823.598	16,02	-15.937.713	-7.421.934	11,44
Februar 2003	16.547.614	7.088.111	17,33	-16.393.405	-10.613.863	13,54
März 2003	13.694.246	5.882.646	15,63	-13.920.375	-4.158.384	13,76
April 2003	9.968.398	1.893.877	15,20	-10.107.399	-1.289.455	14,11

Mit einem ähnlichen Ansatz kann auch die Fähigkeit des RZF, extreme Preisbereiche der Merit Order Liste zu vermeiden, anhand von mitzuschreibenden Werten überprüft werden.

Geht man von der Annahme aus, dass mengenmäßig gleiche Abrufe grundsätzlich die günstigen Bereiche der Merit Order Liste ansprechen, kann – als anderer Ansatz – mit einer einfacheren, indirekten Lösung das Auslangen gefunden werden, die auf einem Durchschnittsabrufwert aufbaut und die Abweichungen davon mitschreibt.

Das Ziel dieses Qualitäts-Parameters ist jedenfalls der Nachweis, dass der RZF in der Lage war, seine AE-Abrufe möglichst in den unteren Bereich der Merit Order Liste zu verlegen. Die angestrebte Vermeidung von Peak-Preisen kann durch beide Instrumente des RZF, sowohl durch eine „steife“ Fahrweise als auch durch eine Verwendung des Linepack mittels einer Vergleichmäßigung der Abrufe erreicht werden, der aber ebenso Grenzen gesetzt sind. Auch hier bietet sich eine Anreizregelung an.

4.5.2 Regelungen

(Gemäß 4.5.1 – ad. (1).1): Regelungen bauen vielfach, wie auch seitens Brattle festgestellt, auf der Nutzung des Linepack – entweder als Steuerungs- oder als Flexibilitätsinstrument - auf. Insbesondere die Regelungen R3 und R4 bauen auf dem Prinzip der maximalen Linepacknutzung auf und sind für die derzeit verfolgte Fahrweise nicht, können aber im Falle der Änderung der Netzsituation, allenfalls durch signifikante Erhöhung der Prognosegenauigkeit/-disziplin sehr wohl relevant werden.

Zusammenfassend liegen folgende Vorschläge vor, die seitens Brattle unterbreitet worden waren:

- R1: „Es sind nur dann Ausgleichskosten zu verrechnen, wenn der RZF tatsächlich Ausgleichsenergie-verursachende Maßnahmen gesetzt hat²⁵“ .
- R2: „Ausgleichsenergieentnahmen während Zeiten maximalen Verbrauchs sind zu vermeiden bzw. nicht zulässig²⁶“ .

Das Ziel einer derartigen Regelung wäre, dass der RZF in den Abendstunden – beim Aufbau des Linepack – nur soviel AE in das Netz einspeist, dass er am nächsten Tag zum Zeitpunkt der Morgenspitze keine AE entnehmen muss.

Diese Beobachtung kann auch mit einem eigenen Anreizregelung-Prozedere behandelt werden und damit von der Problematik allgemeingültiger Anreizregelungen entkoppelt werden.

²⁵ Vorschlag 1 von Brattle, aufbauend auf Verrechnungsmethoden, die auf der Unausgeglichenheit einzelner Verbraucher aufbauen, ohne dass seitens des Netzbetreibers kostenverursachende Ausgleichsmaßnahmen gesetzt werden mussten – nicht relevant für Österreich.

²⁶ Siehe Diskussionsergebnis Brattle Workshop 25.3.2003, Anhang 6.3

Die dargestellte Regel würde unter der Voraussetzung gelten, dass keine positiven Fahrplanabweichungen durch Überlieferungen einzelner Bilanzgruppen aufgetreten sind. D.h., dass AE-Entnahmen aus dem Netz nur bei nachgewiesenen Überlieferungen – in deren maximalem Ausmaß – zulässig sind. Hier spielt die Fahrplandisziplin – unter Berücksichtigung allfälliger Nachnominierungen – eine wichtige Rolle, die ebenfalls einer Regelung (Preismodell) oder einer Anreizregelung unterworfen werden kann.

R3: „Den Bilanzgruppen wird aufgrund des im Netz verfügbaren und einvernehmlich festgestellten Linepack eine Toleranzbandbreite, in % entsprechend ihrer Abnahme, für AE-Bedarf zugestanden. Erst bei Überschreiten dieser Toleranzgrenze erfolgt die Verrechnung von AE“.

Grundidee dieser Regelung ist die Übertragung des in den Systemkosten bereits enthaltenen Flexibilitätsinstruments Linepack an die kommerziellen Bilanzgruppen („Shipper“). Dadurch sollte einerseits für den RZF eine allfällige Motivation zu AE-Abrufen reduziert werden und andererseits sollte für die Bilanzgruppe die Motivation bestehen sich innerhalb ihrer Toleranzgrenze zu bewegen.

Diese Regelung benötigt zusätzliche Betrachtungen:

- Die Einführung einer Toleranzgrenze, die in zeitlich definierten (z.B. stündlichen) Ausgleichsperioden abgerechnet wird, führt dann zu Problemen, wenn Bilanzgruppen diese Toleranzgrenze innerhalb der Ausgleichsperiode ständig gerade nicht ausnützen, es aber nach Verstreichen einer entsprechenden Zeitspanne sehr wohl zu Ausgleichsaktionen kommen muss, die aufgrund der Toleranzregel aber nicht verrechnet werden können.
- Um dieses Systemdefizit auszuschalten schlägt Brattle²⁷ ein „kumulatives Balancing Regime“ vor, das jeder Bilanzgruppe unabhängig von der Betrachtungsperiode eine Toleranzmenge an Ausgleichsenergie (unabhängig von der Abrechnungsperiode!) zur Verfügung stellt, die in Abhängigkeit vom Linepack und von Bilanzgruppe gebuchter Kapazität ermittelt wird.

Eine Reihe der von Brattle dargestellten Überlegungen haben diese Regelung zum Inhalt und verweisen darüber hinaus auf die geringe Bedeutung der Ausgleichsperiode als Ausgleichs-Optimierungsinstrument.

R4: „Nicht ausgenützte Toleranzen können unter den Bilanzgruppen gehandelt werden“. Diese Regelung, die auch in Holland eingeführt wurde, stellt – evtl. im Rahmen eines Folgeschritts – die notwendige Konsequenz in Bezug auf Verursachungsgerechtigkeit dar, um Kostenvorteile zB. von reinen Bandbeziehern auch diesen zukommen lassen zu können.

Sämtliche dieser Regelungen haben das Ziel, die Menge der abgerufenen Ausgleichsenergie zu reduzieren – mit oder ohne Anreizsystem. Ihr Nachteil ist ei-

²⁷ Vorschlag 2 von Brattle - siehe Anhang 6.3 und Punkt 3.2.2 dieses Gutachtens

nerseits – ohne ausführliche Analysen – die mangelnde Vorhersehbarkeit ihrer Konsequenzen (u.a. auch durch die wahrscheinliche Absenkung der Menge an erforderlicher Ausgleichsenergie) und der Eingriff in die Verantwortlichkeit des RZF sowie andererseits eine durch zusätzliche Regelungen in Gang gesetzte „Regelspirale“ mit der möglichen Erfordernis zusätzlicher Regelungen.

Ein wesentlicher Erfolgsfaktor bei der Einführung von Regelungen ist die kontinuierliche Durchführung eines „Erfolgsmonitoring“²⁸, das die Grundlage für die Einführung zusätzlicher Regelungen oder eines Anreiz-Systems ist. Stellt sich heraus, dass bereits durch Einführung einzelner oder mehrerer Regelungen ein (gewünschter) Erfolg erzielt wurde, kann – zumindest vorerst – auf eine komplexe finanzielle Anreizregelung verzichtet werden.

4.5.3 Konzept eines Anreiz-Systems

(Gemäß 4.5.1 – ad. (1).2): Anreizsysteme verknüpfen in der Regel technische Leistungsdaten mit finanziellen Bonifizierungen/Pönalisierungen – technische Anforderungs-Parameter stellen die Voraussetzung für finanzielle Anreizsysteme dar.

4.5.3.1 „Technische“ Anforderungen

Speziell in der frühen Zeit von sich neu etablierenden Betriebsweisen mit noch ungewissen Betriebserfolgs(-,Qualitäts-)Parametern und sich ändernden Zielen (z.B. Linepack - Maximierung oder Linepack - Konstanthaltung) kann es sinnvoll sein, Erfahrungen nur durch die Einführung und Vorgabe von technischen Parametern/Leistungsdaten zu sammeln.

Das bedeutet, dass für eine absehbare Zeit durch geeignete Bewertungsparameter die „Qualität“ der Betriebsweise noch ohne ein finanzielles Bonus/Malus-System, für das voraussichtlich auch weitgehendes Einvernehmen mit dem Gesetzgeber herzustellen wäre, in den Vordergrund gestellt und transparent gemacht wird.

Zu einem späteren Zeitpunkt, wenn das bereits vorhandene „technische“ Anforderungssystem durch einen finanziellen oder anders gearteten Anreiz ergänzt wird, besteht dann bereits einvernehmliche Klarheit über die „Qualitätskriterien“ der Arbeit des RZF mit den sich daraus ergebenden und zu bonifizierenden Betriebszielen mit ihren Toleranzgrenzen, Bandbreiten und Konsequenzen.

Ein wesentliches Förderungsmittel ist eine hohe Transparenz dieser „Betriebsqualitätswerte“, wobei eine Begrenzung auf wenige aussagekräftige Werte, aber deren dauernde Mitführung und Veröffentlichung ein Mittel zur Erreichung einer allgemein als gut anerkannten Betriebsführung ist. Dies wäre im Detail – z.B. mit Hilfe der später zitierten Monatsberichte – zu konzipieren.

Der nachfolgende Vorschlag baut auf 3 Parametern auf, die in Form von Zahlen dargestellt werden und rasch umsetzbar sein sollten. Sie können jetzt als Benchmark und später als finanzielle Bewertungsbasis verwendet werden.

²⁸ Siehe Punkte 4.5.3.1 und 4.5.5

Sie bauen auf der Wirtschaftlichkeitsbeziehung „Menge AE (= Komponente I mit P1 und P2) * Preis AE (= Komponente II mit P3) \Rightarrow Min.“ auf und

- ein Parameter 1 (P1) sollte sich mit der Mengensituation der Fahrweise auseinandersetzen und z.B. die 3 Typen der AE beschreiben (AE-RZF; AE-NB, AE-BG). Damit sollte gleichzeitig auch der „Trend“ dargestellt sein (evtl. Einführung eines abgeleiteten Parameters P4) sowie entsprechende Hinweise hinsichtlich Auswirkung von Fahrplandisziplinierungsmaßnahmen sollten messbar gemacht werden.
- ein weiterer Parameter 2 (P2) kann die Situation des Linepack (z.B. Ausnutzungsgrad nach der einmal erfolgten Festlegung der Höhe) beschreiben, die für sämtliche Netzsituationen von Interesse ist, da sie einerseits eine „steife“ Fahrweise und andererseits eine Fahrweise der maximalen Linepackausnutzung charakterisiert.
- ein weiterer Parameter 3 (P3) kann direkt (z.B. in welchem Preisdrittel werden Abrufe getätigt) oder indirekt (über die Gleichmäßigkeit der Abrufe dem Volumen nach, über einen Mittelwert) die Position der Abrufe auf der Merit Order Liste beschreiben.

Zu berücksichtigen ist für die im vorhinein sicherzustellende Akzeptanz – und damit für die angestrebte Nachhaltigkeit –, dass diese Parameter vom RZF tatsächlich beeinflussbar sind. So kann er z.B nicht für die durch den Markt erfolgte Preisbildung herangezogen werden, aber für die optimale und realisierbare Ausnutzung der Abrufmöglichkeiten aus der Merit Order Liste. Der RZF kann auch nicht mit einem Ausgleichsenergiemalus belegt werden, der z.B. auf einer hohen – absichtlichen oder unabsichtlichen – Prognoseungenauigkeit der Bilanzgruppen aufbaut, etc.

Sowohl die Zusammenhänge der Parameter als auch die dafür insgesamt notwendigen Maßnahmen sind als komplex zu betrachten, weswegen fixe Vorschriften ohne entsprechende Erfahrungen zu unerwünschten Resultaten führen können. Anreizlösungen gehen im Gegensatz davon aus, dass es dem RZF überlassen bleiben soll, unter Einsatz seines sich laufend erhöhenden Erfahrungspotenzials geeignete Fahrweisen und Maßnahmen zu erarbeiten.

Es kann auch davon ausgegangen werden, dass im Zuge zunehmender Betriebserfahrungen sich Markt-Verhaltensmuster herausstellen sollten, die seitens des RZF als Grundlage von später umzusetzenden Optimierungsmodellen herangezogen werden können.

Ebenfalls von Interesse kann – im Falle einer sich nachhaltig einstellenden *Netzsituation 1* – die „Reichweite des Linepack“ sein, die mithilfe die – in ihrer Bedeutung relativierte – Frage nach der theoretisch „richtigen“ Ausgleichsperiode (Linepack alleine ist ausreichendes Instrument für die benötigte Flexibilität) sowie die Frage nach der Wirksamkeit des Linepack für das österreichische Gasnetz besser zu beurteilen.

4.5.3.2 Finanzielles Anreizsystem

Gesetzliche Grundlage für das Entgelt des RZF

Der Ordnung halber wird die Entgeltbestimmung für den RZF aus dem GWG dargestellt.

GWG § 12f (1) über das Entgelt des RZF

§ 12f. (1) Für die mit der Erfüllung der Aufgaben eines Regelzonenführers erbrachten Leistungen hat die Energie-Control Kommission durch Verordnung ein Entgelt zu bestimmen, welches von den Fernleitungsunternehmen zu entrichten ist. Diesem Entgelt sind die mit der Erfüllung der Aufgaben verbundenen Aufwendungen einschließlich eines angemessenen Gewinnzuschlages zugrunde zu legen. Die mit den Leistungen korrespondierenden Preisansätze sind kostenorientiert zu bestimmen. Dabei sind dem Regelzonenführer auch jene Kosten abzugelten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen durch eine Leistungs- und Druckregelung oder Druckhaltung (Bereitstellung von Regelleistung) auszugleichen.

Inwieweit die Bestimmung „..... einschließlich eines angemessenen Gewinnzuschlages“ im Sinne eines finanziellen Anreizes, unter Einbindung eines Überwachungsgremiums genutzt werden kann, ist zum gegebenen Zeitpunkt zu prüfen, sollte aber möglich sein.

Grundsätzliches

Ein finanzielles Anreizsystem ist – unabhängig von seiner politischen Umsetzbarkeit – solange als schwierig anzusehen, solange klare technische Qualitätsparameter und daraus ableitbare Zielkosten für die Anreizsetzung fehlen.

Aus diesem Grund kann eine kurz- bis mittelfristige Lösung darin gesehen werden, zuerst über bestimmte Regelungen die Preisposition und Menge an Ausgleichsenergie zu beeinflussen. Wenn über ein geeignetes Monitoring zu einem späteren Zeitpunkt genügend Klarheit über die technischen Anforderungsparameter herrscht, können anschließend auch finanzielle Anreize eingeführt werden.

Gestaltung eines finanziellen Anreizsystems

Nachdem Klarheit über die zugrundezulegenden “Technischen Parameter” geschaffen wurde, kann an deren Konvertierung in finanzielle Anreizsysteme herangegangen werden. Dazu einige Randbemerkungen:

- Das Anreizsystem ist so zu gestalten, dass es sowohl zu einem finanziellen Bonus als auch zu einem Malus für den RZF führen kann.
- Es ist weiters so zu gestalten, dass es bei „durchschnittlicher“ Performance des RZF zu einer finanziellen 0-Belohnung führen würde. Über- bzw. unterdurchschnittliche Performance führen zu einem Bonus bzw. einem Malus.
- Ein Bonus/Malus sollte jedenfalls nur dann wirksam werden, wenn der RZF durch seine Tätigkeit den Bilanzgruppen Kosten erspart bzw. ihnen zusätzliche Kosten verursacht hat.

- Die Belohnung/Pönalisierung des RZF muss in einem angemessenen Verhältnis zu den für die Bilanzgruppen eingesparten/verursachten Kosten stehen – die Belohnung zB. muss jedenfalls erheblich geringer als die eingesparten Kosten für die Bilanzgruppen sein.

Bezüglich des Empfängers des geplanten finanziellen Anreize wurden 2 Optionen diskutiert:

1. Als Empfänger tritt der RZF/AGGM auf. Hier ist allerdings zu berücksichtigen, ob ein „kleiner“ Anreiz für effektives Linepack-Management ausreicht, die vorhandene Interessensbindung an den stärksten AE-Lieferanten auszugleichen.
2. Als Empfänger tritt – über AGGM – das Management auf. Neben einiger Vorteile (geringer Regelungsaufwand, Reduzierung der Interessensbindung an einen AE-Lieferanten) kann aber eine derartige Vorgehensweise als „unakzeptable Einmischung in das Unternehmensmanagement“ angesehen werden, was außerdem dazu führen kann, dass die Kompetenzen des Managements beschnitten werden.

Insgesamt ist auch Brattle in der Diskussion zum Ergebnis gekommen, dass es insbesondere in einem frühen Stadium der Liberalisierung schwierig sein wird, konkrete finanzielle Anreize zu definieren und eindeutig der Fahrweise des RZF zuzuordnen.

Aus diesem Grund schlägt auch Brattle vor, über technische Parameter und Betriebsregelungen die Optimierung der Fahrweise des RZF abzusichern und über eine breite Transparenz des Ausgleichsprozesses bzw. der Ausgleichsaktionen einen Selbstregelungseffekt einzuleiten, der zu einem späteren Zeitpunkt die Einführung auch von finanziellen Anreizregelungen ermöglichen kann.

4.5.4 Ermittlung des Linepack

Linepackmanagement setzt die genaue Kenntnis von Linepack, aufbauend auf geometrischen Daten sowie den Linepack-relevanten Eigenheiten des Netzes (Drücke an charakteristischen Rohrabschnitten), voraus. Damit ist die Ermittlung eines seiner Höhe nach verfügbaren und einvernehmlich anerkannten Linepack sinnvoll.

Vor der Inangriffnahme einer Linepackermittlung müsste allerdings mit den dadurch betroffenen Unternehmen Klarheit über die Verwendung der aus einer derartigen Berechnung stammenden Ergebnisse erzielt werden. Das würde weiters auch bedeuten, dass diese Unternehmen die Aufgabenstellung mit gestalten können, womit – wie auch in Holland erfolgt – die notwendige Akzeptanz des Ergebnisses vorab bereits sichergestellt ist.

Das bereits weiter oben vorgeschlagene Monitoring des Linepack sollte die Erkennung von Mustern erlauben, die in der Folge für die Gestaltung von Regelungen oder Anreizgrundlagen herangezogen werden können.

Der Vorteil einer externen Linepackermittlung besteht darin, dass die sonst vorhandene Tendenz der zu vorsichtigen Abschätzung vermieden werden sollte.

Weiters ist davon auszugehen, dass die Ermittlung des Linepack einen über die vorhandenen Daten hinausgehenden Datenbedarf benötigt, dessen Verfügbarkeit ebenfalls vorab – im gemeinsamen Interesse – sicherzustellen ist.

4.5.5 Nutzung von Beurteilungsparametern für den Netzbetrieb

Für die Feststellung, inwieweit der RZF der Forderung nach Optimierung des Ausgleichsprozesses nachkommt bzw. bereits nachgekommen ist, ist die Festlegung/-Vereinbarung eines Beurteilungsmodells – bzw. vorerst von Beurteilungsparametern - erforderlich, das letzten Endes als Qualitätsmaßstab für den durch den RZF besorgten Netzbetrieb einvernehmlich anerkannt ist. Beurteilungsmodell bzw. Beurteilungsparameter können dabei sowohl im Rahmen eines Anreizsystems als auch im Rahmen der Einführung von Regelungen angewendet werden.

Dabei ist davon auszugehen, dass – wie auch von Brattle vorgeschlagen – bereits die Mitschreibung und Veröffentlichung von einvernehmlich vereinbarten Betriebs-Qualitätskriterien einen positiven Effekt auf Ergebnis und die Art der Betriebsführung hat.

Mögliche Vorgehensweise

Die gegenwärtige Situation ist dadurch gekennzeichnet, dass vor allem Polarisierungen in behandelten Fragen auftreten, die den angestrebten sachlichen Fortschritt negativ beeinflussen.

Voraussetzung für Fortschritt sind gemeinsame Sprachregelungen, Definitionen und Absichten

- zu Beginn hinsichtlich der Basics eines Optimierungsprozesses (Bereitschaft zu einem derartigen Prozess, Optimierungsziel, (zugestandene) Einflussmöglichkeiten der Steuerung, Forderungen an die Mitarbeit der „Spieler“),
- später hinsichtlich der daraus abgeleiteten (einfachen und anerkannten) Beurteilungsparameter und ihrer Entwicklung durch ins Auge gefasste Maßnahmen
- sowie schließlich hinsichtlich der Erstellung eines Beurteilungsmodells, an das auch ein finanzielles Anreizsystem angeschlossen werden kann.

Vorerst ist damit abzuwägen, inwieweit

- der Nachteil, der sich aus dem Aufwand zur Erreichung von Einvernehmlichkeit (= Einräumung und Berücksichtigung von Mitspracherechten) ergibt
- durch den Vorteil der Reibungsfreiheit und der gemeinsamen Motivation zu einem optimalen Netzbetrieb, u.a. mit der Bereitschaft Daten und Zugänge zu nachgeordneten Netzen bereitzustellen,

aufgewogen bzw. übertroffen wird.

Geht man davon aus, dass dies der Fall ist, ergibt sich eine ähnliche Vorgehensweise wie im UK, in deren Rahmen die OFGEM unter Zugrundelegung einer veröffentlichten Studie zu Stellungnahmen einlädt, wobei die Aufwändigkeit eines derartigen Prozesses über die Gestaltung einer konstruktiven Arbeitsgruppe steuerbar sein sollte. Thema wäre – vertiefend zum Projekt „Ausgleichsenergie“ – ein Arbeitstitel wie z.B. „Erstellung von Beurteilungskriterien für den Netzbetrieb“.

Beurteilungsparameter und Vorgehensweise

Als diese, in der Folge als Monitoringbasis zu verwendende Beurteilungsparameter wurden weiter oben vorgeschlagen:

- (1) Menge und Umsatz an abgerufener Ausgleichsenergie (+/-)
- (2) Ausnützung des verfügbaren Linepack
- (3) Trend (welche Netzsituation stellt sich ein)
- (4) Preisentwicklung und Benchmarking

Der Idealfall wäre erreicht, wenn die Parameter (1) in eine nur durch die Tätigkeit des RZF beeinflussbare Wirtschaftlichkeitsfunktion im Sinne „Menge * Preis > Min“ integriert werden könnten. Da dies aufgrund zahlreicher, vom RZF nicht steuerbarer Einflüsse (z.B. absichtliche/unabsichtliche Fahrplanabweichungen) vorerst nicht möglich ist, muss vorerst mit Einzelbeurteilungen dieser beiden bzw. aller angeführten Parameter das Auslangen gefunden werden.

Da weiters Parameter (1) stark extern beeinflusst ist, wird es sinnvoll sein, erläuternde Stützwerte, zB. Parameter (2) gemäß oben, mit zu erfassen.

Sind nun einmal sowohl Beurteilungsparameter als auch die dazu gehörigen Stützwerte definiert, ist noch die Form dieser Parameter bzw. Aufschreibungen festzulegen. Vorschläge dazu wurden weiter oben durch entsprechende Tabellen unterbreitet. Insgesamt sollten diese Aufschreibungen im Rahmen eines Monatsberichtes zusammengefasst und beurteilt werden.

Die mitgeführte Bewertung entscheidet letztlich auch über das Maß an umzusetzender Optimierung. Es kann der Fall eintreten, dass durch Umsetzung einer Regelung bereits ein Ausmaß an Optimierung erreicht ist, das vorerst als zufriedenstellend angesehen wird. In einem solchen Fall kann damit vorerst die Einführung weiterer Regelungen bzw. eines finanziellen Anreizsystems nicht notwendig sein.

Wie bereits angeführt können derartige Aufschreibungen – bei entsprechendem Reifegrad – durch Publizierung zu einem in der Hand von E-Control befindlichen Steuerungselement aufgebaut werden, das die Unterstützung der Bilanzgruppen aufgrund deren aktueller Kritik an der Fahrweise des RZF sowie deren Interesse an einem optimalen Netzbetrieb genießen sollte.

Mit Vorhandensein dieser Beurteilungsparameter ist es auch vorstellbar, dass mit dem RZF für unterschiedliche Optimierungsfahrweisen (z.B. „steife Fahrweise“) Vereinbarungen getroffen werden, die dann nachvollzogen werden können.

Nachdem durch die Arbeit mit diesen Beurteilungsparametern entsprechende Erfahrungen gewonnen wurden, sollten aufgrund festgestellter Muster Vorgaben und Regelungen entwickelt werden können, die in späterer Folge durch jährliche Vorgaben einem dynamischen Effekt unterzogen werden und auch Grundlage für finanzielle Anreize sein können. Endziel bleibt jedenfalls die Gestaltung eines verknüpften Modells, das direkt Bezug auf die Wirtschaftlichkeitsfunktion nimmt.

5 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

5.1 Festgestellte Schwachpunkte

Abschließend werden die Schwächen bzw. kritischen Punkte des derzeitigen Systems zusammengefasst und die Positionen des Gutachters dazu beschrieben:

5.1.1 Ausgleichsprozess

► **Ausgleichskosten von NBBG nicht zugeordnet**

Der hier bestehende Nachteil³⁴ des Systems ist, dass durch die „kurze“ Ausgleichsperiode hohe Ausgleichsenergieanteile für die Netzbilanzgruppen festgestellt wurden, deren Kosten noch nicht zufriedenstellend bzw. einvernehmlich für alle Marktteilnehmer zugeordnet werden konnten.

Eine der Hauptaufgaben in Bezug auf die geforderte Sicherstellung eines wirtschaftlichen Netzbetriebs ist die Vermeidung von Sozialisierungen/Kosten-Anonymisierungen, die jede Motivation zu Kostenreduktionen substantiell reduzieren.

Dies kann im Sinne der Netzbenutzer am besten dadurch erreicht werden, dass ein natürliches Spannungsfeld konstruiert ist, in dessen Rahmen alle Netzbenutzer ein direktes Interesse an und einen entsprechenden Nutzen von geringen Netzbenutzungskosten haben. Aus diesem Grund ist jedenfalls jede Sozialisierung von Ausgleichskosten kontraproduktiv, wenn im konkreten Fall – was zugegebenermaßen die einfachste Lösung darstellt – die Ausgleichskosten der Netzbilanzgruppen in den Netzbenutzungstarif geklappt werden.

Den Netzbenutzern bzw. Kunden soll auch die Möglichkeit geboten sein, über Interessensvertretungen und in weiterer Folge über die E-Control an der Optimierung der Netzbenutzungskosten mitzuarbeiten und entsprechende Vorschläge zu unterbreiten, damit die Optimierungsaufgabe nicht alleine der E-Control vorbehalten bleibt, die zu diesem Zweck ex-Kathetra Regelungen zu erlassen hätte, die naturgemäß zu einem Anziehen der Komplexitätsschraube mit Folgeregelungen führen.

Anerkennt man die Grundhaltung der Vermeidung von Sozialisierungen und nimmt man zur Kenntnis dass von den Netzbetreiber - Bilanzgruppen keine AE-Kosten verursacht werden – verbleibt als Lösung eine Zuordnung deren Ausgleichskosten zu den kommerziellen Bilanzgruppen im Rahmen der einen oder anderen Option, die einvernehmlich kurzfristig zu entscheiden ist.

Hier kann die Wahl der Ausgleichsperiode eine entscheidende Rolle spielen, ohne deren hier relevante Auswirkung quantitativ geprüft zu haben. Eine „lange“

³⁴ Siehe auch 4.4.2

Ausgleichsperiode wird die Ausgleichsenergiekosten der Netzbilanzgruppen gegen 0 schrumpfen lassen, weil mit dem Ende einer langen Periode das Netz ausgeglichen sein sollte, eine „kurze“ Ausgleichsperiode führt aufgrund der darin enthaltenen Unausgeglichenheiten zu ständigen Aktivitäten und Verrechnungen.

Die Wahl der Ausgleichsperiode kann damit ein probates Mittel für die Beseitigung dieses Problems darstellen, wobei aber diesem Vorteil die dadurch eingekauften Nachteile der Wahl einer langen Ausgleichsperiode (Sozialisierung von Flexibilitätskosten) gegenüberzustellen sind. Auch hier stellt die Wahl der Ausgleichsperiode vor allem einen abrechnungstechnischen Effekt dar, stellt aber keine Lösung hinsichtlich der optimalen Fahrweise des RZF dar.

Ein Lösungsansatz ist weiter oben beschrieben, wobei nochmals die Anerkennung des Grundsatzes der Vermeidung von Sozialisierungen Voraussetzung ist.

► ***Nicht definierte Nutzung von Linepack***

Das bestehende System zeigt nicht, in welchem Umfang bzw. in welcher Art (siehe auch 4.3.3) Linepack als Instrument zur Optimierung des Ausgleichsprozesses verwendet wird. Linepack, sofern es in genügendem Umfang vorhanden ist und sofern das Profil des Ausgleichsbedarfs des Netzes den Einsatz dieses Instruments sinnvoll macht (pendeln um die 0-Linie), wird allgemein als wesentliches Mittel zur Reduktion der Höhe der Ausgleichskosten mit dem Fragezeichen der Entwicklung des Ausgleichsenergiemarktes aufgrund der zielkonformen reduzierten Ausgleichsenergiemengen anerkannt.

Hier wurde der Vorschlag unterbreitet, Linepack als Gradmesser für Qualität und Art des Netzbetriebs durch den RZF einzuführen, wozu Einvernehmen über die Höhe des „verfügbaren Linepack“, zB. anhand einer Engineeringstudie herzustellen wäre. Über die groben Bedingungen zur Durchführung einer derartigen Studie wurde berichtet.

Zu berücksichtigen ist bei der Inangriffnahme eines Nutzungskonzeptes für Linepack, dass nicht nur Engineering-Vorarbeiten zu leisten sind, sondern im Vorfeld insgesamt eine klare Vorstellung für die Art und den erwarteten Erfolg einer Linepacknutzung – teils anhand von bereits vorliegenden Erfahrungen und konkreten Linepackaufzeichnungen – erarbeitet sein muss, da aufgrund des starken Änderungsbedarfs von einem erheblichen Akzeptanz- und Argumentationsbedarf auszugehen ist.

Eine voreilige, nicht ausreichend fundierte Einführung von Linepackregelungen kann für das kurzfristige Erreichen der sich anbietenden Verbesserungsschritte (Reduktion der bislang den Netzbetreiber-Bilanzgruppen überrechneten Ausgleichsenergiekosten, Reduktion der Ausgleichsenergie durch Erhöhung der Prognosegenauigkeit) kontraproduktiv sein, da Teile der Gaswirtschaft andere Modelle argumentieren. Voraussetzung ist aber auch – laut Aussage AGGM – die Zurverfügungstellung bzw. alternative Beschaffung von benötigten Messpunkten.

► **Keine Motivation für RZF zur Optimierung Netzbetrieb**

Seitens der kommerziellen Bilanzgruppen wurde mehrfach bemängelt, dass für den RZF – mit Ausnahme der mit dem Gesetz sowie dem Bescheid „G RZF G 1/2-8“ vom 10.1.2003 übertragenen allgemeinen Verpflichtung zum wirtschaftlichen Betrieb des Netzes keinerlei quantitativ bewertbare Veranlassung zur Ausnützung seiner ihm offenstehenden Möglichkeiten besteht. Dadurch ist derzeit auch keine transparente und für alle Marktteilnehmer – inkl. dem RZF selbst – nachvollziehbare Erfolgskontrolle möglich.

Hier ist zu beachten, dass der RZF nur für einen Betrieb verantwortlich gemacht werden kann, den er auch wirklich beeinflussen kann. Unausgeglichenheiten, die auf durch die Bilanzgruppen verursachte Fahrplanabweichungen zurückzuführen sind, sind nicht ihm anzulasten. Derartige, derzeit vor allem im spekulativen Bereich angesiedelte Abweichungen sollten vorerst beseitigt werden, um dem RZF eine solide, besser prognostizier- und optimierbare Basis, aus der er systematische Vorgehensweisen ableiten kann, zur Verfügung zu stellen. In diesem Sinne sind die Qualitätskriterien seines Betriebs festzulegen.

Es kann durchaus sinnvoll sein, mit dem RZF gemeinsam Notwendigkeit und Art der Qualitätsparameter in Form eines „Code of Conduct“ zu diskutieren, da sie als Quelle eventueller Bewertungen oder (später auch finanzieller) Anreize seine Zustimmung benötigen. Seitens der E-Control würde jedenfalls die Zustimmung zu derartigen Qualitätsparametern erforderlich sein.

Für die Erstellung des „Code of Conduct“ und die innewohnenden Regelungen – zumindest in einer fortgeschritteneren Form – ist eine Verknüpfung der sich aus unterschiedlichen Netzsituationen als optimal ergebenden Fahrweisen des RZF mit den festgestellten Phänomenen der Verhaltensweisen der Bilanzgruppen erforderlich. So sollten die Kaskaden

- „Eliminierung der Über-/Unterlieferungen – Ermöglichung Linepacknutzung – Einfluss auf Ausgleichsmarkt und -kosten (Ziel hier Reduktion der Abrufe aufgrund der Nutzung selbsttätigen Ausgleichs)
- Aufrechtbleiben von trendartigen Fahrplanabweichungen (z.B. Über- bzw. Unterlieferungen) – „steife“ Fahrweise ohne Linepacknutzung – ebenfalls Einfluss auf Ausgleichsmarkt und -kosten (Ziel hier kurzfristige Reaktion auf Schwankungen mit geringen AE-Mengen und dementsprechendem Verbleib in „günstigen“ Preissegmenten der Merit Order Liste)

auf ihre Wirksamkeit hin überprüft werden.

Im vorliegenden Gutachten wurden entsprechende Qualitätsparameter für den Netzbetrieb vorgeschlagen, die vorerst als rein technische Parameter aufzuzeichnen sind und nach deren Absicherung mit der Gaswirtschaft als einvernehmliche Grundlage für Verbesserungsvorschläge auch offen gelegt werden können. In der Folge – nach Vorliegen entsprechender Erfahrungen – über die Geeignetheit dieser oder angepasster Bewertungsparameter, können diese mit finanziellen Bedingungen ausgestattet, in finanzielle Anreize überführt werden.

Hingewiesen soll aber auch auf die Aussagen von Brattle werden, dass die Einführung von finanziellen Parametern aus einer Vielzahl von Gründen ein äußerst

komplexes Thema darstellt und deswegen erst nach genauem Verstehen sämtlicher Zusammenhänge – sowohl theoretisch als auch aufbauend auf konkreten Prozessdaten – in Angriff genommen werden soll.

Alternativ – oder in Ergänzung dazu – besteht die Möglichkeit, mit den RZF betreffenden Regelungen (siehe R1 – R4) ebenfalls zur Optimierung des Netzbetriebes beizutragen, wodurch allerdings einerseits die Freiheit des Netzbetriebs für den RZF eingeschränkt wird und andererseits von Folgeregelungen auszugehen ist. Diese Regelungen sind allerdings im Vorfeld auf eventuelle Konsequenzen zu untersuchen.

Zu berücksichtigen ist auch, dass die Art der optimalen Fahrweise auch von der Situation des Netzes abhängig ist. So kann der Begriff „optimal“ einmal für eine Fahrweise der max. Ausnützung des Linepack gelten (wenn der Ausgleichsenergiebedarf um den 0-Punkt oszilliert), ein anderes Mal für eine „steife“ Fahrweise, wenn sich der Ausgleichsenergiebedarf entweder nur im + oder nur im – Bereich befindet, da sich dann der Ausgleichsenergiebedarf in einer Richtung aufbaut, sofort an die Grenzen des Linepack stößt, womit dann große Mengen an Ausgleichsenergie (+/-) anfallen, die einen Abruf von Ausgleichsenergie in den peak-Preis Bereichen der Merit Order Liste notwendig machen.

Diese Betrachtungsweise führt dazu, dass der RZF, je nach Netzsituation, durchaus unterschiedliche Fahrweisen verfolgen muss, um „sein“ Optimum sicherzustellen. Das bedeutet weiters, dass Regelungen, die nur für eine Fahrweise geeignet sind, eine andere Fahrweise zumindest nicht unterstützen, sie aber auch konterkarieren können.

Auch aus diesem Grund ist ein genaues Verständnis sämtlicher Zusammenhänge vor Verabschiedung von Regelungen erforderlich.

Der Vorschlag lautet hier,

- vorerst aktuell mögliche Verbesserungen über die beschriebenen Maßnahmen zur Reduktion der AE (Jedenfalls Bereich Fahrweise RZF zur Reduktion der AE, die bislang den NB-Bilanzgruppen zugerechnet war, nach Prüfung der Konsequenzen auch Inangriffnahme des Bereichs Überlieferungen) umzusetzen und deren Erfolg darzustellen,
- dann die bereits zitierten „Qualitäts“-Aufzeichnungen der jeweiligen Fahrweisen mitführen, um den Ausgleichsprozess – seine Verhaltensweise und seine Kosten – in den verschiedenen Netzsituationen beurteilen zu können,
- im Anschluss daran das Thema der Linepacknutzung (als Qualitätsparameter für unterschiedliche Fahrweisen) – auch auf Basis zwischenzeitig erfolgter gezielter Aufschreibungen – in Angriff zu nehmen und die Ergebnisse/Erkenntnisse ebenfalls offenzulegen und schließlich
- in Zusammenarbeit mit den kommerziellen Bilanzgruppen nach weiteren Verbesserungsmöglichkeiten, evtl. unter Nutzung der Regelungen R1 bis R4, zu suchen, die aber eine notwendige Wahl einer alternativen optimalen Fahrweise – siehe oben – nicht behindern,

- dass aber jedenfalls von den einzelnen Netzbetreibern dem RZF sämtliche, von ihm für die Optimierung des Netzbetriebs als erforderlich erachtete Daten und Messwerte zur Verfügung gestellt werden. Diese sind zu definieren.

► **Veränderung der Ausgleichsperiode birgt Vor- und Nachteile**

Zuerst soll der angedachte Vorteil einer „langen“ Ausgleichsperiode relativiert werden: Eine „lange“ Ausgleichsperiode bringt nicht automatisch die Verwendung von Linepack mit sich, genauso wenig, wie eine „kurze“ Ausgleichsperiode die Verwendung von Linepack verhindert. Die mögliche Verwendung von Linepack (als Bandbreite für die Fahrweise des RZF) ist ein eigener Erfolgsfaktor des Netzbetriebs, der unabhängig von der Ausgleichsperiode zu sichern ist.

Damit ist die Ausgleichsperiode vor allem ein Abrechnungsinstrument. Das Netz wird gesteuert durch die Physik der Einspeisungen und Entnahmen, nicht durch das Abrechnungsprozedere – wie auch seitens industrieller Großabnehmer festgestellt wurde, die keine Änderung ihres Abnahmeverhaltens im Falle eines Wechsels auf einen täglichen Ausgleich sehen. Anders wird sich das Interesse von Kraftwerksbetreibern verhalten, die an einer stärkeren und über den Tag schwer nachvollziehbaren Profilierung ihres Bedarfs interessiert sind, ohne dass sie mit den dadurch verursachten Flexibilitätskosten belastet werden.

Die gewählte kurze Ausgleichsperiode hatte jedenfalls zum Vorteil, dass dadurch in den seinerzeitigen Verhandlungen zur Gestaltung des GWG die Integration von Speicherkosten in die Netzbenutzungskosten verhindert werden konnte, da einvernehmlich anerkannt wurde, dass ein stündlicher Netzausgleich aus dem Netz selbst d.h. ohne Zufuhr von Regelenergie erfolgen kann. Damit wurde die Lösung der Frage umgangen, wie viel Speicher in die Netzbenutzungskosten (und wie diese Speicherkosten auf die einzelnen Verursacher aufzuteilen sind) zu integrieren ist. Kurze Perioden erlauben jedenfalls eine verursachungsgerechte Zuordnung eindeutiger als lange Perioden, in denen die Verursachungsgerechtigkeit durch andere Instrumente zu bewerkstelligen ist.

Eine lange Ausgleichsperiode hat den abrechnungstechnischen Vorteil, dass für die NB-Bilanzgruppen kaum Ausgleichsenergie in der Abrechnung anfallen wird. Der sonst beanspruchte Vorteil der Einfachheit der EDV-Systeme ist aufgrund der bereits erfolgten Einführung der Systeme nicht mehr relevant.

► **Verbesserung der Prognosegenauigkeit**

Das Ausmaß an Ausgleichsenergie ergibt sich primär aus dem Term „Fahrplan +/- tatsächliche Aus-/Einspeisungen“. Halten sich die Bilanzgruppen an ihre Fahrpläne, wird dementsprechend dieser Term einen niedrigen Wert haben und es wird wenig Ausgleichsenergie abgerufen (+/-). Das Einhalten der Fahrpläne erleichtert weiters dem RZF die Netzsteuerung – bei kleinen Abrufmengen hat eine Fehleinschätzung von zB. x% kaum eine Auswirkung auf Betrieb und Kosten; bei großen Abrufmengen führt die gleiche Fehleinschätzung zu wesentlich stärkeren Konsequenzen.

Aus diesen Gründen ist grundsätzlich eine hohe Prognosegenauigkeit anzustreben, für deren Umsetzung ein Preismodell für Ausgleichsenergie in Diskussion steht.

Ein derartiges Preismodell kann für den Gaslieferanten - in einem mit dem Preismodell zu steuernden Ausmaß - die Attraktivität von Fehllieferungen stark beschneiden und möglicherweise zu einer (schlagartigen) Reduzierung von darauf aufbauenden (AE-wirksamen) Angeboten und dem darauf aufbauenden Handel führen. Die Konsequenzen dieser Reduktion auf den Ausgleichsprozess und die Marktliquidität sind in Abhängigkeit der „Schärfe“ des gewählten Preismodells ohne vertiefende Studien nicht absehbar.

5.1.2 Ausgleichsenergiemarkt

► Markt und Preis

Wie weiter oben dargestellt, ist der Ausgleichsenergiemarkt durch 2 Charakteristiken gekennzeichnet, die aufgrund der dem GWG zugrundeliegenden Überlegung eines wettbewerbsfähigen Speicher- und damit Ausgleichsenergiemarktes in ihrer Entwicklung genau zu beobachten sind:

- Bezüglich der Marktpositionierung: eine nahezu monopolartige Marktpositionierung des stärksten Anbieters ECONGAS mit einem Marktanteil von ca. 75%³⁵. Der Markt ist also vom Verhalten eines Spielers insgesamt weitgehend und in speziellen (hohen) Bereichen absolut abhängig.
- Bezüglich des AE-Preises
 - durch einen in der letzten Zeit um ca. 20% gestiegenen Preis für eingespeiste Ausgleichsenergie bei jedoch stark geschrumpften Mengen sowie
 - durch einen seit 3 Monaten in etwa konstanten Ausspeisepreis bei hohen, aber zuletzt gesunkenen Mengen (siehe Tabelle 1)
 - durch Überlieferungen: Daraus ist grundsätzlich erkennbar, dass der am Ausgleichsenergiemarkt sich einstellende Preis attraktiv für Händler ist. Die Funktion dieser Überlieferungen und ihre potenzielle Bedeutung als Instrument der Verbesserung des AE-Marktes insgesamt wird weiter vorne im Gutachten beschrieben. Das gegenwärtige System verbunden mit der gegenwärtigen Marktaufteilung bietet nur geringe Bewegungsmöglichkeiten. Es liegen zwar eine Reihe von Vorschlägen für die Absicherung des AE-Marktes sowie die Ausweitung der Angebote vor³⁶, letztlich ist aber für die Liquidität des Marktes die Anzahl der Anbieter maßgeblich, die über entsprechende Ressourcen (Abdeckungsverträge) und entsprechende Interessensfreiheit verfügen, von ihren Ressourcen auch tatsächlich Gebrauch zu machen.

³⁵ Information E-Control

³⁶ Siehe Punkt 5.2.2.1

Führen „normale“ Marktverbesserungsmaßnahmen nicht zum Ziel und es wird im Rahmen eines Monitoring eine laufende Verschlechterung der Situation festgestellt, hat man sich über einen geeigneten Interventionsmechanismus klar zu werden.

Die im Zuge der Entstehung des GWG bewusst getroffene Annahme, dass ein wettbewerbsfähiger Markt auf dem Speichersektor entstehen sollte, war auch die Ursache für die Einführung des verhandelten Speicherzugangs, wobei als Maß für die Wettbewerbsfähigkeit ein internationales Speicherkosten-Benchmarking vorgesehen war.

Für einen Interventionsmechanismus ergibt sich,

- (1) dass im Falle der aufgrund der AE-Preisentwicklung zu treffenden Feststellung, dass kein kompetitiver AE-Markt in Kraft ist, die natürliche Bedrohung die Einführung eines regulierten Speicherzugangs ist. Dies ergibt sich ebenso aus den Ansätzen von Brattle³⁷, die die „Cost Reflectivity of Storage Tariff“ zum Thema macht, um einen geeigneten Benchmark zu erhalten, der einen Interventionspunkt markiert.
- (2) dass die ursprüngliche Idee zur Definition eines Interventionspunktes ein internationales Speicherkostenbenchmarking war, das jetzt in ein AE-Preis-Benchmarking zusammen mit einem Marktanteilsmonitoring im Rahmen des später vorgeschlagenen Monatsberichts überzuführen wäre.
- (3) eine eventuelle Anrufung der Bundeswettbewerbsbehörde.

Abschließend soll noch auf die Verknüpfung dieses Sachverhalts mit dem in Punkt 5.1.1–Prognosegenauigkeit/Überlieferungen beschriebenen Sachverhalt hingewiesen werden, dass die vordergründig zu begrüßende Erhöhung der Prognosegenauigkeit zum derzeitigen Zeitpunkt eines schwach entwickelten Ausgleichsenergiemarktes evtl. zu einer Beeinträchtigung des AE-Marktes führt.

Maßnahmen sollten hier auch erst nach genauem Verständnis der Beziehungen der verschiedenen Parameter untereinander, die im Vorfeld zu verfolgen sind, getroffen werden.

5.2 Schlussfolgerungen

Verknüpft man die oben dargestellten Feststellungen zu einem in mehreren Schritten abzuarbeitenden Handlungsbedarf, der ebenso Eskalationsvorgehensweisen enthält, ergibt sich in etwa folgendes Maßnahmenpaket:

Erster Schritt:

- Abschluss des Punktes „Zuordnung der Ausgleichskosten von Netzbilanzgruppen“
- Festlegung geeigneter Monitoring-Parameter für die Beschreibung von Effizienz und Effektivität des Ausgleichsprozesses und des Ausgleichsmarktes, wie oben teils vorgeschlagen:

³⁷ Vgl. Anhang 6.3

- Ausgleichsenergiemenge (ohne/mit Überlieferungen) und Umsatz
 - Nutzung Linepack, für sämtliche Optionen an RZF-Betriebsweisen (dazu im Vorfeld seine Ermittlung); dazu auch Festlegung des Datenbedarfs
 - Entwicklung des Verhältnisses Abend-Einspeisung zu Morgen-Auspeisung
 - Gleichmäßigkeit der AE-Abrufe als Indiz für die Vermeidung von Peak-Preisen der Merit Order List und der Effektivität der „steifen“ Fahrweise
 - Verfolgung der Liquidität des Marktes durch kontinuierliche Marktanteils- und AE-Preisaufzeichnungen
- Nach interner Absicherung dieser Parameter ihre Bewusstseinsmachung bei der Gaswirtschaft und ihre Einführung als einvernehmliche Qualitätsparameter im Rahmen eines institutionalisierten, kommentierten Monatsberichtes. Aufzeichnungen müssen durch hohe Transparenz und keinem Erklärungsbedarf gekennzeichnet sein; Monitoring-Parameter als Zahlenwerte (evtl. unterteilt in Wochenperioden) und nicht als Schaubilder von Verläufen.

Der Inhalt des Monatsberichtes ist entsprechend der zu beschließenden Kommunikationsstrategie als Vehikel für die Umsetzung von Änderungen E-Control intern festzulegen; grundsätzlich bestehend aus dem Standard-Monitoring der Standard-Qualitätsparameter als Steuerungsinstrument für die laufende Optimierung des Ausgleichsprozesses + dem Monitoring von Schwerpunktprojekten, die im Rahmen von Arbeitskreisen abgearbeitet werden, sowie einem evtl. zusätzlichen Informationsteil, der aber nicht die Effektivität des Instrumentes „Monatsbericht“ verwässern darf.

Ziel: gemäß der weiter oben beschriebenen Anreizpolitik. Schaffung einer allgemein anerkannten Grundlage für den Optimierungsprozess >> „Selbstregelungsprozess“.

- Die konkrete Reduktion von Ausgleichskosten ist zu behandeln durch 2 Maßnahmen
 - Verfolgung der AE-Kosten und -mengen für die Netzbilanzgruppen als Maßstab für den Effekt der vom RZF dafür seit kürzerer Zeit verfolgten „steifen“ Fahrweise, bei gleichzeitiger Aufzeichnung der AE-Entwicklung bei den kommerziellen Bilanzgruppen.
 - Überprüfung des Vorteils besserer Fahrpläneinhaltungen, Abschätzung des Beitrags von Überlieferungen zum AE-Bedarf bzw. -Kosten; Identifizierung von Gewinnern, Verlierern und allfälligen Auswirkungen für die Netzkosten jetzt und später, Erfassung des Zusammenhangs von Überlieferung, Liquidität und Marktpreis; nach entsprechendem Arbeitsergebnis (schrittweise) Reduzierung der Attraktivität von Über-/Unterlieferungen als Beitrag zur Senkung der Ausgleichsenergiemenge; Aufzeichnung der Auswirkungen auf AE-Mengen. Stellt man fest, dass die Reduzierung der Überlieferungen zu Nach-

teilen hinsichtlich der Marktliquidität geführt haben, sind Überlegungen hinsichtlich der Rückgewinnung dieses verlorenen „Handelsplatzes“ zB. in Form eines Spotmarktes, der vom AE-Markt getrennt ist, anzustellen.

Ziel dieses ersten Schrittes ist im Rahmen einer ca. 1-jährigen Periode die Herstellung einer verbesserten Beurteilungsfähigkeit durch Verfolgung des Ausgleichsprozesses anhand von ausgewählten Parametern, die Umsetzung oben konkret beschriebener Maßnahmen zur Verringerung der Ausgleichskosten sowie deren Erfolgskontrolle.

Zweiter Schritt – sollte gleichzeitig in Angriff genommen werden

- Linepack – Aufgrund der Komplexität des Themas, des hohen dahinter stehenden Änderungsbedarfs in Bezug auf das Gesamtsystem und die Verhaltensweisen der Marktteilnehmer sollte intern ein genaues Umsetzungskonzept zum Thema „Linepackmanagement“ festgelegt werden. Es sollte u.a. umfassen:
 - Eine Evaluierung – anhand vereinbarter Parameter - von steifer Fahrweise zu Linepack-maximal ausnützender Fahrweise auch unter Beachtung des derzeit gültigen Ausgleichsbetriebs (systematische Überlieferungen), Entwicklung eines E-Control internen Modells zur Beobachtung der Ausgleichskosten;
 - Differenzierung, für welche Betriebssituationen die eine oder andere Fahrweise als optimal zu bewerten ist;
 - Im Falle unzufriedenstellenden Erfolgs mit der „steifen“ Fahrweise Konzeption der „Linepack-maximierenden Fahrweise“ inkl. der dafür erforderlichen Nebeneigenschaften (Linepack-Zuordnung, kumulative Toleranzen.
- Überlieferungen – durch Konzeption eines Preismodells Inangriffnahme einer vorsichtigen Steuerung der Attraktivität von Fahrplanabweichungen; Bewertung der Überlieferungen in Bezug auf ihre Vor- und Nachteile vor der Durchführung von weitreichenden Prognoseregulungen; Identifizierung von Begünstigten und Geschädigten sowie quantifizierte Konsequenzen auf den Ausgleichsprozess.
- Im Falle sich verschlechternder Kennwerte hinsichtlich der Liquidität des AE-Marktes und des AE-Preisniveaus,
 - Ermittlung eines fiktiven AE-Preises basierend auf einem Standardgaspreis zuzüglich fiktiver Speicherkosten als Benchmark;
 - Überlegungen hinsichtlich der Regulierung der wichtigsten Preiskomponente, des Speicherpreises (siehe oben) sowie einer Reihe von Optionen entsprechend Vorschlag Brattle.

Bei den meisten der oben angeführten Aufgabenstellungen handelt es sich um typische Teamaufgaben, da Kompetenz und Erfahrungen aus unterschiedlichen Blickwinkeln und Quellen erforderlich sind, über die Einzelinstitutionen aufgrund ihrer jeweiligen Spezialisierung – gemäß der geführten Gespräche nicht verfügen. Die Zusammensetzung von geeigneten und konstruktiven Teams ist dabei wesentliche Erfolgsvoraussetzung.

6 Anhang

6.1 Frageliste, gerichtet an die Industrie

6.2 International Balancing Regimes March 2003 - The Brattle Group

6.3 Ergebnisbericht The Brattle Group. Workshop vom 25.3.2003

6.4 Vorschlag AGGM vom 25.3.2003

Frageliste E-Control

Betreff: „Ausgleichsenergie – Bilanzierungsperiode“

Frage 1: Hat sich Ihr administrativer Aufwand nach dem gültigen System (z.B. durch die stündliche Fahrplanerstellung) gegenüber dem früheren System (vor Einführung des Bilanzgruppenmodells) verändert ? Können Sie diese Nachteile (in etwa) quantifizieren ?

Frage 2: Haben sich für Sie durch das gültige System Vorteile in Bezug auf Ihre Gasbeschaffungskosten ergeben ? Können Sie diese Vorteile (in etwa) quantifizieren ?

Frage 3: Welche (zusätzlichen) Vorteile erwarten Sie sich im Falle einer Einführung einer täglichen Bilanzierungsperiode, bei Aufrechterhaltung der stündlichen Fahrplanabgabe? Können Sie diese Vorteile (in etwa) quantifizieren?

Frage 4: Kann die Wahl der Bilanzierungsperiode Ihr Abnahmeverhalten beeinflussen?

Würden Sie bei einer Änderung der derzeitigen stündlichen Bilanzierungsperiode auf eine tägliche Bilanzierungsperiode, bei Aufrechterhaltung der Verpflichtung stündlicher Fahrpläne, Ihr Abnahmeverhalten ändern?

In welchem Umfang? Versuche darzustellen!

*INTERNATIONAL
BALANCING REGIMES*

MARCH 2003

The Brattle Group, Ltd.

6th Floor

15 Berners Street

London W1T 3LJ

United Kingdom

Anhang 6.2

Contents

Introduction	4
Emerging Themes and Trends	5
Case Studies	6
The Netherlands	6
Southern California	11
Survey of International Balancing Regimes	15
Belgium (Fluxys)	17
Germany (Ruhrgas)	18
Australia (Australia Pipeline Trust's Moomba to Sydney Pipeline)	19
North America	19

Anhang 6.2

Introduction

This report presents a general overview of international gas balancing regimes, and aims to inform the debate on gas balancing in Austria. We first highlight emerging balancing themes and trends with particular attention on the Netherlands and Southern California, both of which have witnessed active balancing debates and significant changes to their balancing regimes. Additionally, we summarise broad differences between balancing approaches in Europe, North America and Australia.

Emerging Themes and Trends

We identify several emerging themes associated with balancing regimes around the world:

1. *Rather than focusing on pure daily or sub-daily regimes, TSOs appear to favour daily balancing regimes with “hourly tolerances”, i.e., regimes that require balancing on both hourly and daily levels, but (typically) with significantly larger tolerances at the hourly level.: This tendency reflects the need to reconcile the following considerations:*
 - *On the one hand, the absence of a sub-daily balancing requirement can lead to shippers varying inputs and outputs quite widely over the gas day. Shippers typically vary daily flows to take advantage of short-term arbitrage opportunities and available linepack storage. For example, shippers might ‘front-load’ deliveries early in the day in anticipation of higher demand later in the day. Such profiling would be possible in the absence of hourly tolerances but might lead to an unacceptable drop in system pressure and possibly threaten stability.*
 - *On the other hand, for many systems the application of strict sub-daily balancing rules is unnecessary on all but (at most) a few days during the year. The quantity of available linepack is very large relative to demand for within-balancing-period swing, so that allowing such swing imposes only minimal system costs.*
2. *TSOs typically combine shorter (i.e. hourly) balancing periods with “flexibility services” and charge-free tolerances, while systems with longer balancing periods do not:* For instance, Fluxys in Belgium requires hourly balancing and offers both rate and volume flexibility. Alternatively, New South Wales’ Moomba to Sydney pipeline requires only monthly balancing but does not provide any flexibility services.
3. *TSOs use balancing rules to control the aggregate level of linepack in the system, but continue to rely on their own resources to manage the “local” distribution of linepack within the system.* Even while a system remains in balance in aggregate, the distribution of linepack within the system may require TSO actions (for example, linepack may be too high in the east and too low in the west, requiring the TSO to run compressors to shift gas westward). Balancing rules refer to the overall stock of gas in the system, without reference to its spatial distribution in the system. Since gas often takes more than a day to travel from an entry point to the receipt point, an hourly requirement that gas entering the system exactly match the gas leaving the system may, depending on the circumstances, may be quite unnecessary. Conversely, it is possible that requirements for daily or monthly balancing provide sufficient stability at the aggregate level, but create “local problems” within the system. We have not seen any system that has different balancing rules by location. However,

Anhang 6.2

Ruhrgas and some other German networks allow greater flexibility (higher imbalance tolerances) for transportation over longer distances.

4. *Cash-out regimes are increasingly charging shippers based on a mark-up or a discount from an “indicative” market price rather than charging shippers a fixed imbalance charge.* Austria, the UK, Belgium, Germany, and Southern California use market-based prices. However, the trend towards market-based prices is less applicable in countries where the balancing period is longer and a market price is not clearly available. For instance, Australia Pipeline Trust charges imbalances based on a percentage of its throughput rate rather than as a percentage of a market price. This is appropriate given the absence of an obvious market price in New South Wales.
5. *At least one TSO has introduced asymmetric balancing tolerances, whereby different tolerances apply depending on if the shipper is ‘long’ or ‘short.’* For example, in Southern California during the winter, a shipper has a 30% tolerance for under delivery of gas, but an unlimited tolerance for over delivery of gas. This is because, during the winter, the TSO finds it harder to make up shortfalls in gas supply because gas storage withdrawal capacity is under heavy demand. In contrast, excess gas is readily consumed.

Case Studies

We describe the Netherlands and Southern Californian balancing regimes in detail below. The purpose of these case studies is to highlight how balancing issues relevant to Austria have been treated elsewhere.

The Netherlands

The Netherlands’ recent history shows how onerous balancing requirements can deter entry and stifle competition in a liberalising gas market. From an Austrian perspective, however, the Netherlands’ regime is interesting because the Dutch are now moving away from hourly balancing to daily balancing with hourly tolerances. We discuss the balancing debate in the Netherlands below and summarise the recent reforms that have taken place.

In 1999, the Dutch incumbent Gasunie was an integrated gas transport and supply company. It transported almost all gas within the Netherlands and supplied over 70% of the Dutch market. In response to gas market liberalisation in the Netherlands, and the consequent need to allow third-party access to its gas transmission system, Gasunie developed the Commodity Service System (CSS). The CSS was a system of tariffs for both gas supply and gas transport and included imbalance penalties for third-party shippers.

Gasunie's Commodity Service System

Gasunie's CSS balancing regime was extremely onerous. Third-party shippers were required to match their off-takes on an *hourly basis*, to within a tolerance of 2%. Whenever shippers were short, and unable to meet the strict tolerance level, Gasunie required them to redress the imbalance by purchasing gas at the price calculated under the CSS rules. As well as charging shippers for the balancing gas purchased, Gasunie also charged shippers for the pipeline capacity required to transport the balancing gas, at rates which were in far excess of the underlying transport costs.

When shippers were long, Gasunie purchased the 'excess' gas from shippers at 50% of the CSS commodity price. The absence of a market in which shippers could trade away imbalance positions meant that shippers had no choice but to sell excess gas to Gasunie at the heavily discounted price.

Balancing Reform

Gasunie's CSS balancing rules, which were developed without guidance from the Dutch energy regulator (DTe), prompted numerous complaints from third-party shippers. In response, the DTe developed a consultative set of preliminary guidelines in August 2000³⁸ to address the problems raised above. During the consultation period, the DTe commissioned both economic and technical studies of Gasunie's balancing rules. The economic study³⁹ highlighted the punitive nature of the balancing regime, and the discriminatory effect for new entrants. In addition, the technical study⁴⁰ made two important points. First, *the amount of linepack available varied with gas demand*. When gas demand was high, there was relatively little linepack available, and therefore imbalances could potentially threaten system security. Conversely, when demand was low, linepack was more plentiful, such that imbalances could be accommodated in the system relatively easily. The second finding was that *a daily – as opposed to an hourly – balancing regime could be accommodated by the Gasunie system without compromising system integrity, as long as it included provisions to handle extreme levels of demand*.

At the end of the consultation period, the DTe concluded that the Gasunie system should apply both daily and hourly tolerances.⁴¹ However, the level of the hourly tolerances would depend on gas demand, and would be far more relaxed than the 2% hourly tolerances applied previously. DTe recommended an hourly balancing tolerance of 25%, based on the technical study. In addition, the DTe mandated that shippers should be able to trade out-of-balance

³⁸ Guidelines for the year 2001 issued by the Director of DTe, as referred to in article 13 and article 18 of the Gas Act (Rules in Respect of the Transmission and Supply of Gas, Staatscourant 2000 [Netherlands Government Gazette], No. 305)

³⁹ "DTe Implementation of the Gas Act", December 2000, The Brattle Group.

⁴⁰ DTe, "Evaluation of Gasunie Balancing Regime Part 2" Issue date: 28 September 2001 Submitted by The Jacobs Consultancy Nederland.

⁴¹ Guidelines Gas Act 2003, DTe.

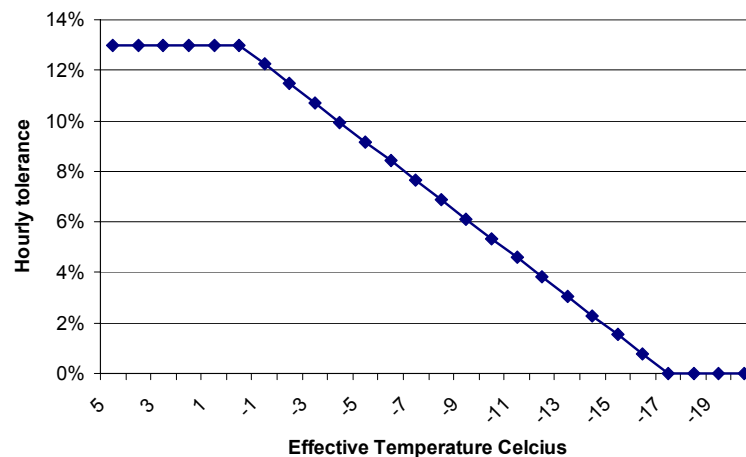
Anhang 6.2

positions, and that imbalance charges should be cost-reflective rather than punitive.

During the consultation period, Gasunie was split into a trading arm (Gasunie Supply and Trading) and a transportation arm called Gastransport services or GTS. GTS's current system of imbalance charges⁴² is based on a system of 'daily balance, hourly tolerances.' Over the gas day (06:00 AM to 05:59 AM) the difference between gas entered into the system and off-taken from the system by a shipper must not differ by more than 2%, measured over the shipper's entire portfolio of customers and suppliers. Shippers who are short, and breach the 2% tolerance level, must purchase the daily make-up gas at 180% of the GTS gas price. Similarly, GTS purchases daily 'excess' gas from shippers who are long at 55% of the gas price.

As well as keeping a balanced position over the gas day, shippers must also match *metered* gas inputs and off-takes on an hourly basis to within an *hourly tolerance*. More linepack is available at periods of low demand, and therefore the hourly tolerances are also more relaxed at periods of low demand. When gas demand is high, hourly tolerances become much more stringent. In practice, gas demand in the Netherlands is strongly negatively correlated to ambient temperature, which is used as a proxy for gas demand when calculating the hourly tolerances. Therefore, at temperatures above 0°C shippers are allowed an hourly tolerance of 13%, and this tolerance declines linearly to 0% tolerance at -17°C (Figure 1).

Figure 1: GTS Hourly tolerances as a function of temperature



If a shipper inputs excess (or insufficient) gas into the transport system and exceeds the hourly tolerance, a charge is levied. If a shipper's off-take from the system plus the hourly tolerance is *less* than the shipper's input to the system, the shipper has an hourly excess.

For example, imagine in a certain hour the applicable tolerance is 1,000 m³/hour and the applicable gas price is 12 €cents/m³. In that hour a shipper

⁴² Gastransport Services, Transmission Service Agreement 2003-2, Model 11 November 2002.

flows 10,000 m³ into the system, but withdraws only 8,000 m³. The shipper's hourly excess would be 1,000 m³, calculated as 10,000 m³ minus 8,000 m³ minus the hourly tolerance of 1,000 m³. Consequently, for the hour in question the shipper is charged €54, calculated as the hourly excess of 1,000 m³ multiplied by 45% of the gas price of 12 €cents/m³. Note that GTS can apply a rate of 100% of the gas price, or refuse to accept the excess off-take if it has "reasonable grounds" to do so.

If a shipper's off-take from the system plus the hourly tolerance is *more* than the shipper's input to the system, the shipper has an hourly shortage. However, in contrast to the hourly excess charge, the hourly shortage charge is levied only on the *maximum* hourly shortage within the gas day.

In addition to the balancing arrangements described above, GTS also offers a *tolerance service capacity* and a *tolerance service volume*. The tolerance service capacity enables a shipper to buy extra tolerance, which can be added to the standard hourly tolerance. The tolerance service capacity is purchased for the entire year.

The tolerance service volume is applied to the daily volume balancing requirement. For example, if a shipper were short over the gas day, the tolerance service volume would be added to the gas volumes that the shipper entered into the system. If a shipper were long, the tolerance service volume would be added to the volume that the shipper removed from the system. The tolerance service volume and capacity are related, in that a shipper may only purchase tolerance service volumes up to a maximum of 24 times the contracted tolerance service capacity. Both the tolerance service capacity and volume can be traded. Capacity can be traded on a daily basis and volume can be traded on a monthly basis, although we understand that little trading has taken place to date (the system has only been in place since 1st January, 2003).

Critique of the new Dutch Balancing Rules

The revised balancing rules for the Dutch gas transport system have addressed some of the most egregious features of the old regime. While an hourly tolerance is hourly balancing by any other name, the requirement to remain in balance on an hourly basis is far less stringent than under the old CSS regime. This will be of particular benefit to shippers with a limited portfolio of customers. However, the hourly tolerance of 13% which GTS has applied – at temperatures above 0°C – is still well below the 25% hourly tolerance which DTe recommended. The hourly tolerances that GTS has applied will be evaluated by DTe over the next few years to determine whether there is scope for further relaxation. On the positive side, third-party access to gas storage has improved, and GTS now facilitates trading out-of-balance positions. However, the imbalance charges for shortage and excess gas are still not based on market prices, nor are the balancing charges clearly linked to the underlying cost of undertaking balancing actions. Buying excess gas at 55% of the oil-linked gas price and selling it at 180% of the same price appears to be somewhat arbitrary. It remains to be seen whether the anticipated legal separation of GTS from

Anhang 6.2

Gasunie Supply – and the possible transfer of GTS ownership to the Dutch state – will facilitate further reforms.

Lessons for Austria

The main lesson that the Netherlands can offer to Austria is that *strict tolerances applied on an hourly basis are not required to maintain system stability under most conditions*. A system of daily balancing with (relatively lax) hourly tolerances strikes a good compromise between maintaining system stability and avoiding unnecessarily stringent balancing rules. GTS has recognised that the stringency of the hourly tolerances required depends on system conditions such as total gas demand. AGGM might similarly consider implementing special rules whenever it detects that demand or other conditions might complicate balancing or threaten security of supply.

We note that in the Netherlands, ambient temperature is the variable used to determine the allowable hourly tolerance, due its strong relationship to gas demand. If a similarly strong relationship is found in Austria then temperature could also be used as a proxy for gas demand. However, using the actual level of gas demand to declare that ‘special rules’ apply would be equally appropriate.

Southern California

In contrast to GTS, which has relaxed its balancing regime, Southern California Gas Company (SoCalGas) has recently applied stricter balancing rules. However, the starting point for SoCalGas was markedly different than GTS, as SoCalGas previously required balancing on a *monthly* basis. Southern California's system is similar to Austria's in some key regards: it is a networked system with multiple entry points, and meets a relatively large amount of gas demand from storage.⁴³

Initially, SoCalGas relied on a monthly balancing regime. However, under this regime, SoCalGas observed consistent under-delivery of gas within the month. SoCalGas claimed that gas under-delivery threatened the operation of its pipeline system, particularly when storage levels were low.

SoCalGas believed that the underlying cause of the under-delivery was daily gas price volatility. When prices at California's state border were high, some shippers would short the system by continuing to deliver gas to their customers while not purchasing and delivering gas into the pipeline network. When prices had fallen, shippers would purchase extra gas to make up the short fall and ensure that they were in balance over the month. In essence, SoCalGas's relaxed balancing rules gave shippers access to short-term (within-month) storage at no cost.

In response to the perceived abuse of its liberal balancing regime, SoCalGas revised its balancing rules in 1997.⁴⁴ Its revised regime consisted of monthly balancing with daily balancing requirements during the winter months, when storage capacity was low.

As well as an under delivery problem in the winter months, SoCalGas also experienced over delivery problems in summer, and especially at weekends. In order to deal with this problem, SoCalGas implemented so-called "over-nomination events" on gas days when total scheduled volumes exceeded the expected system demand. After calling such an event, SoCalGas could implement daily balancing rules to try and prevent excess delivery from occurring. The over-nomination event affects the entire system and remains effective throughout the gas day regardless of whether scheduled volumes drop below actual demand during the day.

SoCalGas' revised regime preserved part of the relaxed nature of its initial regime but allowed SoCalGas to implement daily measures during difficult summer and winter periods. This approach mirrors the one used by GTS, in the sense that SoCalGas adjusted the allowed balancing tolerance according to the physical conditions (*i.e.* storage levels) prevailing at the time.

⁴³ California Energy Commission, *Natural Gas Supply and Infrastructure Assessment*, 700-02-006F, December 2002, Table 1.

⁴⁴ The details of SoCalGas' balancing requirements are specified in SoCalGas' tariff. See Rule No. 30 *Transportation of Customer-Owned Gas* and Schedule No. G-IMB *Transportation Imbalance Service*.

Anhang 6.2

We explain below the details of SoCalGas' current balancing regime.

Monthly Cash-Out Prices

Throughout the year, SoCalGas requires each shipper's cumulative imbalance at the end of each month to remain within a tolerance of 10%.⁴⁵ Any excess negative imbalance (*i.e.* under-delivery) is charged at 150% of the highest daily Southern California Border prices reported by major industry trade publications for that day. Similarly, excess positive imbalances (over-deliveries) are charged at a "buy-back rate" of no more than 50% of SoCalGas' actual purchasing costs.⁴⁶

Daily Winter Balancing

SoCalGas' daily winter (November-March) balancing requirement, which augments monthly balancing, varies between three tolerance levels depending on the amount of gas in SoCalGas's storage facilities.⁴⁷ Starting November 1 of each winter, shippers must deliver at least 50% of their demand directly or through storage withdrawals for each five-day period (Table 1).⁴⁸ Deficiency volumes are subject to a daily balancing standby charge of 150% of the highest spot Southern California Border price reported by a major trade publication during the five-day period. Interruptible storage withdrawals and imbalance trading are ineligible to satisfy the minimum delivery quantities.

⁴⁵ Trading imbalances at the end of each month allows for the exchange of offsetting obligations.

⁴⁶ Schedule No. G-IMB specifies that the buy-back rate is established effective the last day of each month and will be the lower of 1) the lowest incremental cost of gas purchased by SoCalGas during the month the excess balance was incurred; or 2) 50% of the applicable core subscription procurement charge during the month such excess balance was incurred.

⁴⁷ In addition to operating the gas transmission and distribution system in Southern California, SoCalGas is the owner and operator of four storage fields in southern California with total working gas capability of approximately 119 Bcf (3.37 bcm).

⁴⁸ For example, Nov. 1-Nov. 5, Nov. 6-Nov. 10, etc., are five-day periods. SoCalGas does not consider five-day periods on a rolling basis. Therefore, it is possible for a shipper to be in balance on days one through four and trigger penalties on the last day of a period without any further opportunity to rectify the imbalance.

Table 1: Winter balancing rules and charges

Winter Storage Level (November 1 - March 31)	Rule	Charge
	Over each 5-day period , must balance 50% of demand directly or through storage.	150% times the highest published Southern CA Border price over 5-day period.
<i>Peak Day Minimum</i> plus 0.56 BCM	Over each day , must balance 70% of demand.	150% times the highest published Southern CA Border price for the day .
<i>Peak Day Minimum</i> plus 0.14 BCM	Over each day , must balance 90% of demand.	150% times the highest published Southern CA Border price for the day .

Upon a decline in total storage inventory to a level less than the “peak day minimum” plus 20 Bcf (0.56 bcm), shippers must balance at a minimum of 70% of demand on a daily basis. The peak day minimum is the volume of gas in storage that provides deliverability for a 1-in-35 year peak day demand. To facilitate planning, information on the annual peak day minimum and total storage inventory is distributed to shippers on a daily basis. Undelivered volumes in violation of the 70% requirement are subject to a balancing standby charge of 150% of the highest spot Southern California border price reported on that day.

In the event of a decline in total storage inventory to a level less than the peak day minimum plus 5 Bcf (0.14 bcm), shippers must balance at a minimum of 90% of demand on a daily basis. The same penalty of 150% of the maximum spot Southern California Border price assessed under the 70% daily regime is applied to any deficiency volumes.

Excess Nominations Days

While daily winter balancing minimums were implemented primarily to address under deliveries, SoCalGas retains the additional year-round right to charge over deliveries during “over-nomination” days, as discussed above. On such days, SoCalGas typically attempts to solve the over-delivery problem itself by reducing any short-term interruptible “hub” storage services that might contribute to the problem. If these steps are not adequate, SoCalGas then notifies shippers via electronic bulletin board of the excess nomination period, with the hope that shippers will voluntarily reduce their nominations. If shippers reduce their nominations in a manner sufficient to resolve the over-delivery problem, the over nomination event is cancelled. If they do not, SoCalGas imposes reductions on the shippers it believes are causing the over nomination problem, and during the period of excess nominations, the penalty “buy-back rate” described above is applied on a daily basis. Thus, all deliveries and firm storage withdrawals in excess of 110% of the customer’s actual usage are assessed at approximately 50% of SoCalGas’ actual procurement costs.

Anhang 6.2

Critique of SoCalGas' Revised Balancing Rules

SoCalGas' daily balancing rules have been criticised by shippers using its system. Shippers have alleged that SoCalGas is conflicted in implementing the daily rules because SoCalGas has a monopoly in storage services. Shippers argued that SoCalGas' proposed rules served to increase demand for firm storage and "hub" services offered by SoCalGas. Some parties have also suggested the possibility of affiliate abuse, noting that SoCalGas may be able to offer short-term firm storage agreements to its affiliates that allow them to avoid the penalties associated with the balancing rules. The discretion SoCalGas has to institute daily balancing (in summer periods) has also been criticised. Finally, parties have objected to having daily balancing rules, without allowing daily imbalance trading.

Lessons for Austria

Southern California's experience offers two main lessons for Austria. First, as in the Netherlands, balancing rules can be tailored to the operational requirements of the gas system in question. Thus, longer balancing periods may be feasible for portions of the year, with a shorter period balancing required when operationally necessary. Second, balancing rules need to be evaluated in the larger context of the market structure and market rules in place, to ensure that the rules do not provide opportunities for anti-competitive behaviour. Rules that allow the TSO too much discretion should be avoided if possible to prevent opportunities or suspicions of abuse. However, as mentioned above, AGGM might consider implementing specific rules that grant it the ability to impose stricter balancing tolerances just as SoCalGas is allowed to identify and treat "excess nominations days."

By giving the example of SoCalGas, we do not imply that a monthly balancing period is something that should be considered for Austria. Monthly balancing is possible in Southern California because of the long length of the pipelines feeding the system – and the subsequent linepack which these lines can provide – and the relatively large amount of storage which SoCalGas has access to.

Survey of International Balancing Regimes

We present two tables below. Table 2 summarises key components of balancing regimes in Europe, North America and Australia. The third column in Table 2 shows the type of pipeline system in each country. This is relevant to the choice of balancing regime because pipeline networks which consist of long, point-to-point pipes – such as Australia – will have more linepack available and can therefore afford to have longer balancing periods. Pipeline systems which are more of a network – *i.e.* a denser concentration of input and off-take points – have less linepack available and therefore require shorter balancing periods. As the Austrian system approximates a network, countries which also have a network system offer the best like-for-like comparison.

Table 3 shows how much storage is available and how much natural gas is consumed by gas-fired generation in a selection of European countries. The purpose of Table 3 is to illustrate the level of balancing resources available to each European system, and to give one indication (*i.e.*, the proportion of gas-fired generation) of the likely extent of demand for within-day swing. Interestingly, Table 3 shows that Austria has more storage – measured in terms of days of supply – than any other country surveyed, and fairly average levels of power plant gas consumption. This indicates that the Austrian system should not face exceptional demands on system balancing, relative to other countries surveyed. For example, the UK has relatively little storage and a large proportion of gas consumed by flexible power plant, and yet still manages to balance the gas system with a daily balancing period.

Table 2: International Balancing Regimes

Country	TSO	System Configuration	Balancing Period	Available Flexibility Services	Cash-Out Price	
					Charge-Free Tolerance	Shipper is Short / Shipper is Long
[1] Austria	OMV	Network	Hourly	- <i>Imbalance management</i> : flexibility option negotiated individually.	2 hours multiplied by 2% of the committed transport capacity	Based on weighted balancing energy price for the hour or average of offers.
[2] Belgium	Fluxys	Network, 17 entry points	Hourly	- <i>Rate flexibility</i> : allows users to increase capacity delivered to a redelivery point, and - <i>Volume flexibility</i> : allows users to accumulate imbalances between the quantity of delivered and redelivered energy.	- <i>Basic rate flexibility</i> : 10% of hourly capacity on a route. - <i>Volume flexibility</i> : 10 hours worth of basic rate flexibility.	<i>Commodity charge</i> : 70% of the relevant daily Zeebrugge price, and <i>Capacity charge</i> : complementary volume flexibility tariff divided by 6 (times 2 in July and August)
[3] Germany	Ruhrgas	Interconnected network plus isolated pipelines	Hourly, Daily, Monthly	- <i>Extended balancing</i> : Users can extend their charge-free tolerance by up to 25% of booked capacity. Cost is €85 per m3/h per year. - <i>Imbalance management</i> : Users can offset current month's imbalance with next month's imbalance, and pool imbalances with other shippers.	- <i>Daily flexibility</i> : 15% of hourly capacity x 24. - <i>Hourly flexibility</i> : 15% of hourly capacity.	Gas import price multiplied by factor stated in transportation contract. Factor of 170% used in past.
[4] Australia	Australia Pipeline Trust (APT)	Long Parallel	Monthly (or four hours if notified by APT)	None	N/A	User pays price paid by APT to rectify the shortfall
[5] The Netherlands	Gastransport Services	Network, over 50 entry points and hundreds of exit points.	Daily, Hourly	- <i>Tolerance Capacity Service</i> : users can extend their free tolerance by purchasing tolerance service capacity. Cost is €61 per m3/h per year. The purchased tolerance service, as well as the free tolerance, can be traded.	- <i>Daily flexibility</i> : 2% of the daily volume. - <i>Hourly flexibility</i> : between 0% and 13% of the hourly capacity, depending on the temperature.	- Daily Excess, shipper sells long gas at 55% of the GTS gas price. - Hourly excess, Shipper charged at 45% of the GTS gas price.
[6] Southern California	SoCalGas	Interconnected network plus isolated pipelines	Monthly, Daily	None	- <i>Monthly flexibility</i> : 10% of the monthly volume. - <i>Daily flexibility</i> : varies, depending on gas storage levels.	Shipper sells long gas at 50% of the TSOs average purchasing price.

Sources and Notes:

- [1] OMV website, http://www.omv.com/smgr/portal/jsp/index.jsp?_site=AT and conversations with E-control.
- [2] Fluxys natural gas transport services in Belgium, Conditions & Tariffs as from 1 January 2003, http://www.fluxys.net/pdf/Tarieven_Tran_030102_UK.pdf
- [3] Ruhrgas website, <http://www.ruhr-gas.de/englisch>.
- [4] APT Pipelines (NSW) Pty Limited, ACN 080 842 360 (formerly known as AGL Pipelines (NSW) Pty Limited) Access Arrangement for Central West Pipeline, Part 2 - Gas Balancing.
- [5] Transmission Service Agreement 2003-2, available from www.gastransportservices.nl
- [6] SoCALGas tariffs, Rule No. 30 "Transportation of Customer-Owned Gas" and Schedule No. G-IMB "Transportation Imbalance Service".

Table 3: Storage Volumes and Gas Consumption by the Power Plant Sector

Country	Annual Demand (BCM) [A]	No. of Storage Facilities [B]	Storage Volume		% Natural Gas Sales to Power Plants [D]
			BCM [C]	Equivalent No. of Demand Days [C]/[A]x365	
Austria	8.0	5	2.2	100	18%
Belgium	15.9	3	0.7	15	22%
Germany	83.2	42	18.6	81	7%
Netherlands	40.8	3	2.5	22	14%
UK	97.0	8	3.6	13	29%

Notes & Sources:

[A]: Taken from Eurogas' Annual Report 2000. Calculated as sum of indigenous production, net imports, and net withdrawal from stocks.

[B],[C]: Situation on 1 January 2001. Data taken from Eurogas' Annual Report 2000, p.22.

[D]: Eurogas Annual Report 2001, *2001 Inland Sales of Natural Gas by Sector in EUROGAS Member Countries and EU15*.

Belgium (Fluxys)

Fluxys' balancing regime includes incentives that encourage shippers to subscribe sufficient flexibility and capacity services. Fluxys' flexibility incentives are highlighted in Table 2. Fluxys not only requires hourly balancing but it also increases its charges for imbalances that occur during particularly cold or hot periods. We note that Fluxys' rate flexibility is intended to address capacity overruns and is not intended to facilitate imbalances. However, because the rate flexibility affects the basic level of volume flexibility, we include it in Table 2 to provide a full description.

Fluxys also uses incentives to motivate shippers to contract for and schedule capacity accurately. Specifically, Fluxys determines the amount of hourly gas that each shipper has exceeded or failed to supply compared to its contracted amount for each day of the month. Fluxys then sets the daily amount equal to the largest absolute hourly difference and compares the daily amounts across the month. Shippers are charged a "peak" charge for the largest daily deviation over the month and a "non-peak" charge for the remaining days. Both charges are based on the shippers annual capacity contract charge. If the temperature drops below 5°C on the day the peak occurred, the "peak" and "non-peak" charges are multiplied by 2. These charges are in addition to the balancing charges described in Table 2.

Finally, Fluxys charges shippers an entry point and exit point scheduling fee. Shippers are not charged as long as the difference between their nominated and actual entry quantities is less than 3% and the difference between their nominated and actual redelivery quantities is less than 6%. Any entry or

Anhang 6.2

redelivery excess above these amounts is multiplied by 0.2% and charged a daily price.

Germany (Ruhrgas)

Ruhrgas appears to have a generous charge-free imbalance tolerance. Users of Ruhrgas' network are allowed to incur imbalances up to 15% of booked capacity without facing additional charges. This tolerance applies to both hourly and daily flows. Across any one hour, the input and output quantities of a shipper can deviate by as much as 15% of hourly-booked capacity. Similarly, at the end of any one day, a user's total input volume can differ from its output volume by up to 15% of daily-booked capacity. Daily capacity is calculated as the hourly-booked capacity multiplied by 24.

Ruhrgas' *daily* imbalance allowance is more lenient than those offered by other European network operators. However, the 15% tolerance is not always available to all customers. Ruhrgas states that a customer is granted the free imbalance to accommodate times when "it may not be possible to ensure simultaneity of input and output owing to unavoidable load fluctuations that cannot be planned for structural reasons". It is unclear whether a customer will be able to use the 15% tolerance if Ruhrgas considers that the imbalance occurred for other reasons. In addition, Ruhrgas' published free balancing service applies only to transactions that transport gas 100 km or more. For customers wanting to transport gas across shorter distances, Ruhrgas says it will consider whether it can offer a reduced balancing service. However, Ruhrgas publishes no information on this reduced service. Other German networks also offer reduced flexibility for shorter transaction distances. One German network applies an imbalance allowance that decreases linearly with transportation distance. At 100 km the allowance is set at 15% of booked capacity, and at 50 km the allowance is 0%.

Imbalance charges are only incurred when a shipper exceeds the free tolerance, and has not purchased sufficient "extended balancing" from Ruhrgas to cover the imbalance. We describe Ruhrgas' "extended balancing" service below. The imbalance fee equals the German gas import price multiplied by the factors set out in the shipper's transportation contract. Two different factors apply, one for when the shipper is short and one for when the shipper is long. Ruhrgas does not publish the size of these factors, but a factor of 50% for a long position and of 170% for a short position have quoted previously.⁴⁹ Ruhrgas tracks imbalances and charges shippers at the end of each month.

Shippers can now purchase "extended balancing" from Ruhrgas, which increases their charge-free imbalance tolerance. Shippers can book extended balancing up to an additional 25% of booked capacity. The charge for this service is 85 € per m³ per hour per year. Shippers can also pool any

⁴⁹ Guidelines for good practice – Gas TPA – Compliance overview, prepared by the Directorate General for Energy and Transport of the European Commission for discussion at the 6th meeting of the Madrid Forum of 30-31 October 2002, Draft of 21st October 2002.

outstanding imbalance at the end of each month with other customers providing that the imbalance occurs along the same transportation route. Finally, shippers can offset any imbalance at the end of one month with an imbalance at the end of the next month.

Australia (Australia Pipeline Trust's Moomba to Sydney Pipeline)

Australia's balancing regime is much more relaxed than most balancing regimes surveyed. Although Australia Pipeline Trust's (APT) balancing rules are specific to its Moomba to Sydney pipeline in New South Wales, its rules are representative of balancing regimes throughout Australia. Typically, local distribution networks in Australia are linked to gas production fields through one extremely long pipe. For instance, the Moomba to Sydney pipeline sources gas from the Cooper Basin and is 2,026 km long.⁵⁰ As a result, APT can rely on an abundant amount of linepack to meet any short-term imbalances.

The flexibility in APT's system is reflected in its extended settlement period. Users can reverse any end-of-month imbalances (M1) in the subsequent month (M2) through actual flow rate changes or gas trades with other users. If the user fails to redress its previous month's imbalance (M1) in the subsequent month (M2), APT may correct the user's position itself in the third month (M3). The user only pays an imbalance charge if all previous actions fail to eliminate its imbalance at the end of the third month (M3). The user pays APT for any imbalance regardless of whether it is long or short at the end of M3.

North America

The majority of pipeline companies in North America operate long, parallel pipes that connect gas sources to local distribution networks. Above, we described APT's balancing regime, which is similar to regimes typically used in North America. SoCalGas' regime is atypical and is interesting because SoCalGas' network is similar to the gas network in Austria. The details of SoCalGas' regime are described above. We do not provide further details on other regimes used in North America as these regimes would not help inform the balancing debate in Austria.

⁵⁰ <http://www.pipelinetrust.com.au/4/4-2set.html>.

E-CONTROL GAS BALANCING WORKSHOP

APRIL 2003

FINAL REPORT

The Brattle Group, Ltd.

6th Floor

15 Berners Street

London W1T 3LJ

United Kingdom

office@brattle.co.uk

Anhang 6.3

Contents

1 Summary	1
2 Introduction	3
3 Answers to Workshop Questions	3
3.1 Use of Linepack in the Austrian System	3
3.2 Incentive Design	5
3.3 Benchmark Prices for Balancing Energy	6
3.4 Annual Balancing Contracts	59
3.5 Daily vs. Hourly Balancing	10
3.6 Determining the Available Linepack	11
3.7 Dealing with Daily Balancing	12
Appendix I: Cumulative Imbalance Regime	14
Worked Example	14
Allocation of Cumulative Imbalance Tolerance	15
Advantages of Cumulative Imbalance Regimes	15

Anhang 6.3

1 Summary

We felt that the workshop participants reached a consensus on many of the key issues, such as the need to establish the quantity of linepack available in the Austrian transmission system and incentivising the TSO to use it. In our report we discuss these points in more detail, as well as some other issues that were not discussed in detail in the workshop, such as the measures Transco has suggested to cope with daily balancing. We organize our recommendations into those that relate to reducing the volume of balancing energy used, and those that address the price of balancing energy.

The Volume of Balancing Energy

We recommend that the available linepack in the Austrian gas transmission system is independently verified by an independent engineering study. The co-operation of all relevant parties, including AGGM, is critical to having the results of the study accepted. AGGM should co-operate and provide technical information to the engineering consultant, so that they feel 'ownership' of the results.

We understand that the linepack of the transit pipelines falls under separate contractual agreements, and cannot be used by AGGM for system balancing. It may be useful for E-Control to investigate if it would be more efficient for AGGM to use this linepack (under a deal with the transit capacity owners) rather than relying on the transit capacity owners to participate directly in the balancing market.

Once the total amount of available linepack has been determined, the TSO should be incentivised to use it. Initially, this could be achieved by the use of simple 'engineering' based targets for linepack use. Later, linepack could be made available to shippers in the form of 'free' imbalance allowances. We recommend the use of cumulative imbalances (see appendix 1), as this most closely reflects the physical reality of the pipeline system. We also recommend a system that gives more linepack to shippers that serve customers who use gas in a very flexible way (such as households). A system to trade the linepack between shippers should also be established. E-Control should also gather and publish statistics on the balancing market.

The technical study may reveal that sufficient linepack is available to cope with most of the within-day flexibility demand. If this is the case, then a move towards a daily balancing period could be considered. Even if this is not the case, a more relaxed balancing period in the early stages of market development would encourage new entrants, and give them time to learn the dynamics of the Austrian gas market.

We recommend that no charge be made to out-of balance shippers, if the TSO took no balancing actions in the relevant hour.

As long as the TSO cannot charge shippers for balancing energy if they are not out of balance, allocating 'free' linepack to shippers will automatically provide TSOs with an incentive to use the linepack. When all shippers are within

Anhang 6.3

their tolerance, TSOs will not be able to pass on the costs of ordered balancing energy. Hence they will use the cheaper alternative – linepack – before ordering balancing energy.

The common ownership of AGGM and the company that provides a large amount of balancing energy (OMV Cogen) by OMV could undermine incentives to use linepack. AGGM could have an incentive to order balancing energy, in order to pass on profits to OMV Cogen and the parent company. Ideally, E-Control should investigate the possibility that OMV divests its shareholding in AGGM, which is set up as a truly independent TSO. We appreciate that this may be difficult in practice and may be a longer term goal for the Austrian gas market.

Balancing Market Prices

There is no clear evidence that market power is being exercised in the supply of balancing energy. However, we note that the supply of balancing energy is highly concentrated. We recommend a number of steps to improve the functions of the the balancing energy market.

In order to determine if current balancing prices are cost-reflective, we recommend that E-Control estimate the revenue required to earn a reasonable return on the storage assets that provide the balancing energy. We describe a methodology for this in the report.

Coordinating the balancing period and the storage withdrawal notice period would make it easier for storage owners to supply balancing energy.

We recommend the use of annual balancing contracts, in order to mitigate any market power problems. These contracts have the advantage that balancing energy suppliers cannot exploit short term system problems to extract high prices, and E-Control can intervene before high prices have occurred. The annual contracts could run along side the existing daily balancing energy supply market.

2 Introduction

On the 26th March 2003 the Austrian energy regulator (E-Control) held a workshop to discuss the Austrian gas balancing rules. During the workshop, several questions were raised that merited further investigation. This report documents *The Brattle Group's* answers to the questions raised, as well as our overall conclusions on the workshop.

We would once again like to thank E-Control for inviting us to participate in the work shop. In addition we would like to acknowledge the contribution of all workshop participants in contributing to the ideas and proposals in this report.

3 Answers to Workshop Questions

3.1 Use of Linepack in the Austrian System

How can it be assured that AGGM makes full use of the available Line Pack as a short term flexibility tool?

In the workshop we identified several problems with AGGM's current incentives to use linepack. AGGM has no positive incentive to use linepack *i.e.* it is not rewarded for using line pack, and it has three key incentives *not* to use linepack.

- Saving linepack causes no extra costs to AGGM. It can simply order balancing energy and pass on the costs to the balancing groups.
- Saving linepack reduces the operational risk to AGGM. For example, if there is a supply failure, it can use linepack to make up the shortfall and reduce the chance of system instability and interruption. Reducing the operational risk is of course a good thing – up to a point. We argue that the current preservation of linepack is excessive, and that the benefits to system security are not justified by the additional cost of balancing energy. Increasing the current use of linepack would have a negligible impact on system security, and cause a large reduction in total balancing costs.
- AGGM buys the vast majority of balancing energy from an affiliated company (OMV Cogen). Presumably the balancing energy is offered at a profitable price, otherwise it would not be offered. Therefore, AGGM (which is also 100% owned by OMV Erdgas) can increase profits for the parent company by ordering as much balancing energy as possible from the balancing suppliers, rather than by using linepack. For this reason, we would also expect AGGM to favour balancing rules that allow it to order 'excessive' balancing energy.

In order to encourage use of linepack, the regulator must provide incentives for the TSO, that will compensate for the counter-incentives listed above.

In practise it will be difficult initially to create pure financial incentives, such

Anhang 6.3

as a cost-target, for the TSO. This is because balancing costs are not known in the early days of liberalisation. Therefore we recommend that E-Control takes the following steps:

- Quantify the linepack available in the Austrian pipeline system.
- Develop engineering benchmarks for the use of linepack, such as variations in system pressure, or cumulative imbalances. For example – having quantified the available linepack – E-Control could require that AGGM is not allowed to charge for balancing energy for the first $X \text{ m}^3$ of cumulative imbalance. Equivalently, users could be given a certain amount of free tolerance – similar to the Dutch system – where they could not be charged for balancing energy if they stayed within the tolerance. This would force AGGM to use linepack before using storage gas. In order to ensure system safety, a lower pressure bound could be specified e.g. 50 bar. If the system pressure dropped below this then AGGM would be allowed to buy and charge for balancing energy.
- Require publication of balancing statistics e.g. system imbalances, balancing energy ordered, % of imbalance met from storage energy, costs of balancing etc., to develop an idea of the market's balancing needs and appropriate costs. This would help build up a data base which can be used for more sophisticated incentives in later years.
- Adopt procedures for reviewing and changing the system. After some years, shift to cost-based incentives (as in the United Kingdom), using the statistics gathered to design an appropriate incentive scheme.
The above steps would ensure that AGGM is encouraged to use linepack efficiently, and reduce orders for balancing energy. However, the common ownership of AGGM and OMV Cogen may undermine any incentives that E-Control develop. Therefore a further recommendation is to create greater separation between AGGM and OMV Cogen. The ideal solution would be that OMV divests its shareholding in AGGM, which is set up as a legally, financially and managerially separate company.

How can it be assured that users of the grid receive the benefits of the cost-free flexibility tool Line Pack? – either by consuming or by trading.

If AGGM uses all available linepack efficiently, then grid users will automatically benefit because the costs of balancing energy will be reduced.

For users to fully benefit, the current charging regime for balancing energy would need to be revised. We understand that users who are 'out of balance' are still charged for balancing energy, even if the TSO took no balancing action *i.e.* no balancing costs were incurred. This would have to be modified so that either;

- Users are not charged – even if they are out of balance – during periods where the TSO did not order balancing energy. Note that eventually shippers would pay (or be paid for) short (or long) imbalance positions at the end of every week or month.
- Users are 'given' the linepack in the form of free tolerances, similar to the Dutch system.

How can it be assured that the advantage of Line pack is evenly distributed (like in the Netherlands in accordance to the booked capacity)

Linepack could be distributed between shippers according to the Dutch model. In this model, the shippers tolerance is calculated as 6.5% of the entry *and* exit capacity booked. This gives a total of 13% tolerance if the entry and exit capacities booked are equal.

In the workshop, we commented that some shippers/customers need more tolerance than others. For example, households typically require more tolerance than industrial users. In principal, shippers could trade linepack between themselves to improve the allocation of linepack. However, we identify two main reasons why this may fail:

- Shippers and customers may be unable to accurately guess how much tolerance they need. Consequently, they may keep too much tolerance.
- Some dominant shippers may refuse to sell their tolerance – even if they do not need it – in order to make it more difficult for smaller shippers to enter the market.

Because of these possible ‘market failures’, we recommend that E-Control and the TSOs allocate different amounts of tolerance to different users *i.e. that the linepack is not distributed evenly*. Shippers that serve households would get more tolerance than shippers that serve large industrial customers. The cost of the extra tolerance could be reflected in higher transportation tariffs for the shippers serving households.

Who consumes presently the advantage of Line Pack not being offered as cost free flexibility tool? The seller of balancing energy, as the full use of Line Pack would reduce the amount of balancing energy traded.

There are two companies that benefit from the under use of linepack:

- AGGM, because – as stated above – ‘saving’ linepack makes it easier to operate the system and guards (excessively) against system failure.
- OMV Cogen – because it can profitably sell excessive volumes of balancing energy to the balance groups.
- The fact that the two beneficiaries of linepack under-use are owned by the same company aggravates the situation, because they will both collude to maximise balancing energy use.

3.2 Incentive Design

Earlier we have noted that a cash-based incentive scheme would be difficult to implement initially, because reasonable target costs for system balancing are not known. Therefore we recommend that, after the quantity of available linepack has been quantified, the linepack is given to shippers in the form of free tolerance. We recommend that a cumulative free tolerance is used (appendix 1 for details). Giving shippers a free tolerance will *automatically incentivise the TSO to reduce its ordering of balancing energy*. This is

Anhang 6.3

because it will not be able to pass all of the costs of balancing energy onto the balancing groups.

As described above, we recommend that statistics on balancing energy are collected, so that a more sophisticated cash-based incentive scheme could be designed at a later date. E-control have commented that a cash incentive for the TSO may lead to jealousy from other (non-OMV) shippers. It may be perceived that the TSO is exploiting his monopoly position to earn excessive profits, with the blessing of the regulator.

There are several points to make with this respect.

- The incentive would be designed so that it can give penalties as well as bonuses. It is possible that the TSO has money taken away as well as earning extra money.
- The incentive scheme would be designed so that on average, the reward for the TSO would be zero *i.e.* the bonus would only be awarded if the TSO had exceeded the targets. Second, a bonus should only be awarded if the TSO had saved shippers money by optimum balancing actions. Moreover, the incentive scheme should be structured so that the amount paid as a bonus to the TSO would be far less than the amount of money saved by the shippers, as a result of reduced balancing costs.
- Ideally, OMV should divest or dilute its shareholding in AGGM, to reduce the perception that one shipper (OMV) is benefiting excessively from the incentive scheme.
- In order to make the job of TSO 'competitive', or to punish a long period of bad performance, E-Control could consider tendering for the job of TSO every e.g. ten years. This would of course be subject to the Austrian gas law.

3.3 Benchmark Prices for Balancing Energy

Critiqué of the E-Control benchmark balancing price calculation

E-control would like to confirm that the prices seen so far in the Austrian balancing market are 'reasonable'. That is to say, they are cost-reflective, and are not the result of the exercise of market power. E-control have proposed a benchmark price for balancing energy, which is the Austrian base gas price, plus the costs of gas storage. Table 1 illustrates E-Control's benchmark balancing energy price calculation, based on the supply of balancing energy from storage.

Table 4: Example Benchmark Balancing Energy Price

Storage Charge			
Storage Tariff (€ per m3/h per month)	[1]	Assumed	8.00
Storage Capacity (m3/h)	[2]	Assumed	1.00
Annual Charge (€/year)	[3]	[1]x[2]x12	96.00
Allocation of Storage Charge to Balancing Actions			
Charge Per Hour (€cents/h)	[4]	([3]x100)/8760	1.10
Hours Available	[5]	Assumed	95.0%
Storage Cost per Balancing Action (€)	[6]	[4]/[5]	1.15
Cost of Storage for Balancing Actions (€/m3)	[7]	[6]x2	2.31
Austrian Gas Price (€/m3)	[8]	Assumed	12.00
Benchmark Price (€/m3)	[9]	[7]+[8]	14.31

However, this benchmark price will only be reliable if it is cost-reflective, and the cost-reflectivity of the benchmark in Table 1 depends on 2 factors. First, is the storage tariff in row [1] cost reflective? If the storage tariff is not cost-reflective, then ultimately, the benchmark price will also fail to be cost reflective. And second, is the allocation of the storage charge to balancing actions appropriate? Even if the storage tariff turned out to be cost reflective, inappropriate allocation of the annual storage charge to balancing actions could contaminate the benchmark price to such an extent that it would become misleading.

Table 1 allocates the storage charge to balancing actions by making at least three assumptions. We have no sense of whether these assumptions are reasonable. We simply point out that if any of the three assumptions are unreasonable, the benchmark price will be misleading. We present the assumptions in ranking order of the magnitude of their effect on the benchmark price - the first assumption seems to have the largest effect and the third the smallest.

1. Shippers use storage capacity for balancing energy actions⁵¹ every 2 hours. If it is more realistic that shippers use storage capacity every 3 hours for balancing actions, the benchmark price would be 15.46 cents/m3, nearly 10% higher than the value in Table 1. Alternatively, if shippers use storage capacity every hour for balancing actions, the benchmark price would be 13.15 cents/m3, nearly 10% lower than the value in Table 1.
2. Shippers purchase storage capacity on an annual basis and use it exclusively for balancing energy actions. Suppose a shipper purchases annual storage capacity to provide seasonal storage, with the beneficial side effect that it can use the storage capacity to make balancing actions as well. In this event it would clearly be inappropriate to allocate the entire annual storage charge to the shippers balancing actions.
3. 95% of hours, storage capacity is available for balancing energy actions. If storage capacity was in fact available for less than 95% of hours, Table 1

⁵¹ A balancing energy action could involve either withdrawal of gas from or injection of gas to storage.

Anhang 6.3

would underestimate the costs associated with providing balancing actions from storage.

Cost-Reflectivity of Storage Tariff

We note that, if the market for the supply of balancing energy was perfectly competitive, the price of balancing energy will be bid down to the cost of providing it. In the case of the Austrian market, this is the cost of providing gas storage services. Therefore, we recommend that E-Control calculate a cost-reflective gas storage tariff. This can be used to calculate the competitive benchmark for balancing energy. An adjustment would need to be made that gas supplied further to the right of the balancing energy supply curve would

We suggest 3 steps that E-Control could take to assess the cost-reflectivity of the storage tariff.

1. Determine an annual storage revenue requirement. The revenue requirement should include operating costs, depreciation and a reasonable return on any capital invested.
2. Determine the amount of storage capacity available.
3. Combine the annual revenue requirement with the capacity available to determine a notional cost-based tariff. The actual storage tariff should not be greater than the notional cost-based tariff.

Table 2 illustrates the calculation for a hypothetical storage facility.

Table 5: Notional Cost-Based Storage Tariff

Operating Expenses (€)	[1]	Assumed	50
Depreciation (€)	[2]	Assumed	10
Capital Invested (€)	[3]	Assumed	100
Cost of Capital	[4]	Assumed	10%
Reasonable Return on Capital (€)	[5]	[3]x[4]	10
Revenue Requirement (€)	[6]	[1]+[2]+[5]	70
Withdrawal Capacity Available (m3/h)	[7]	Assumed	50
Notional Storage Capacity Tariff (€ per m3/h)	[8]	[6]/[7]	1.40

3.4 Annual Balancing Contracts

Until sufficient competition develops in the Austrian gas market, voluntary (daily) balancing bids may allow particular shippers to hold AGGM (and the balancing groups) to ransom in times of unforeseen problems. At the workshop, we proposed that AGGM solicits annual Balancing Contracts, where shippers would commit in advance to provide balancing gas on short notice over the course of a year, at pre-negotiated prices. During the negotiations for these contracts, the AGGM could invoke the intervention of E-Control if shippers made unreasonable demands. Our proposal has the key advantages of requiring arrangements for emergency gas in advance, and ensuring that E-Control can intervene in advance, instead of waiting to see

what voluntary behaviour may prompt from a shipper who may be the sole person able to provide balancing gas in the event of an emergency.

We would obligate AGGM to solicit annual Balancing Contracts from all shippers at the same time each year. AGGM would have to commence negotiations a specified time in advance. The negotiation period should provide AGGM sufficient time to negotiate reasonable terms. A “good behaviour” clause in each shipper’s licence would contain an obligation to negotiate in good faith for such contracts, and to offer reasonable terms. Refusal to negotiate a Balancing Contract could be deemed as evidence of a violation of the Good Behaviour clause. AGGM should be able to seek the intervention of E-Control in the event of disputes during the negotiations.

We would recommend keeping a mechanism that permits voluntary daily balancing bids, but would use the concept of the annual Balancing Contracts as a supplemental measure to ensure security of supply at reasonable prices. While the Balancing Contracts were in effect, AGGM would be required to compare them to any outstanding Balancing Bid, and use whatever gas source or gas-purchase offer was the cheapest.

An annual balancing contract should involve a fixed initial payment and a “strike price” that reflects the marginal cost of gas. At the workshop, one interesting comment concerned the unfortunate experience with similar contracts in the electricity industry, where the contracts have destroyed daily liquidity. To avoid this problem, the strike price should be carefully designed, perhaps by reference to an objective daily gas price index. Too low a strike price might deter suppliers from offering bids on a daily basis. Properly designed annual contracts may still reduce daily liquidity, but would protect the market against days when daily liquidity would naturally be low for independent reasons. Experience has indicated that, in the absence of annual contracts, new markets sometimes experience days of naturally low liquidity that can produce unreasonable market prices.

Shippers could commit to a daily volume of balancing energy that they can deliver for a fixed price. Shippers could commit to multiple price/volume bids. The contracts would need to consider allowing shippers to declare blackout periods, when they would be unable to deliver gas. The black-out period would be nominated by the shipper when the contract was signed. In addition, the contracts would need to include availability and reliability criteria *etc.* However, at the most basic level, the annual contracts would create a supply curve of balancing energy, similar to the current daily balancing energy bids.

If the shipper failed to deliver balancing energy according to the contract, he would be deemed to be himself out of balance. AGGM would call on the next cheapest contract, and the defaulting shippers would pay for the price difference between the two contracts. For example, imagine is shipper A offered balancing energy at 10 €cents/m³, and shipper B offered balancing energy at 12 €cents/m³. Shipper A is called on for 1000 m³ but does not deliver. AGGM has to call on shipper B, and pay 12 €cents/m³. AGGM charges shipper A €20, *i.e.* 12 €cents/m³ minus 10 €cents/m³, multiplied by 1000 m³ of balancing energy.

Anhang 6.3

The simultaneous negotiation of Balancing Contracts is an important aspect of our proposal. Simultaneous negotiations maximise competition among existing shippers. We do not believe that it is reasonable to allow shippers to determine when they wish to offer balancing gas. Under the current draft of the Network Code, one shipper may seek a strategic advantage by stalling its balancing bids until the other shippers have already offered bids for their excess gas. The shipper that finds itself in the position of AGGM's last resort can have the leverage to charge extortionate prices.

E-control's potential involvement during the contract negotiating period is another important aspect of our proposal. We do not believe that it is reasonable to wait and see what voluntary behaviour might prompt in an emergency, trusting in the possibility of customer complaints and the possibility of an *ex post* E-Control investigation to deter abusive behaviour. We propose measures to anticipate and avoid problems, instead of waiting for them.

3.5 Daily vs. Hourly Balancing

There is much discussion in general in the gas-world about daily vs. hourly balancing. We feel that the daily-hourly question is an over-simplification of the problem. Rather, the question should be; what is the efficient level of hourly tolerance to give to shippers? As we stated in the workshop, having almost zero hourly tolerance cannot be cost-reflective, and therefore cannot be efficient.

We recommend the following methodology for determining the optimum balancing period:

1. Determine the total quantity of linepack available.
2. Make this linepack available to shippers in the form of free tolerances. We recommend the use of cumulative linepack for this purpose (see appendix 1).
3. If the amount of linepack is sufficient (or nearly sufficient) to deal with the within-day flexibility requirements of the system, no balancing energy will need to be ordered to deal with within-day balancing. In this case, it may be more efficient to introduce a daily balancing period.
4. Finally, consideration should be given to the positive effects that a more relaxed balancing period has on encouraging new entrants into the market, and giving the market time to learn about customer (and other shipper) behaviour. A longer (subsidised) balancing period may be justified in the early years of the liberalised market, in order to enjoy more competition in later years.

It is true that for the Austrian system – unlike the UK – there are no 'extra' administration costs for hourly balancing, and indeed a move to daily balancing may impose additional costs. Nevertheless, a strict (*i.e.* only very small imbalance tolerances allowed) hourly regime still has the disadvantage that it is harder for new shippers to enter the market. New shippers have fewer customers, and therefore cannot off-set customer imbalances against

one another in a portfolio effect. Therefore *new, smaller shippers are more likely to be exposed to imbalance charges*. This imposes extra costs and will deter market entry. Conversely, if the balancing period is more relaxed – or hourly tolerances are greater – small shippers will find it easier to enter the market. This will improve competition in gas supply, and have the beneficial effect of lowering prices in the longer term. Leaving aside the issues of efficiency and cost-minimisation, *the negative effect on competition is the main disadvantage of a strict hourly balancing regime*.

In addition E-Control ask:

Is the decision regarding balancing period reduced to the question of procurement cost as the integration of Line pack applies to all balancing regimes in a similar way and has to be managed separately ? Is the argument for daily balancing periods exhausted with the argument that it is sufficient for Austrian needs and no further expenditure is justified?

Again, we argue that a decision on the balancing period depends on the principal of cost-reflective balancing. If sufficient linepack is available that all within-day balancing can be provided at almost zero cost by linepack, then a daily balancing period would be justified. If little linepack was available, so that the TSO would need to buy large amounts of balancing energy during the day to balance the system, this would indicate that a shorter balancing period is needed, so that costs could be allocated properly. However, as we point out elsewhere, there may be a justification in having a longer balancing period than linepack alone can provide – *i.e.* a balancing regime that subsidises flexibility – in order to promote entry into the market by new shippers.

3.6 Determining the Available Linepack

E-control recognises that there is a fundamental difference between balancing energy provided by linepack and that provided by storage. They have asked us:

Which is now the easiest way (under consideration of the Austrian specifics) to find this distinction [between linepack and storage] which has to be accepted by all parties due to its logic?

We recommend commissioning an independent engineering study of the Austrian gas transport system, in order to determine the amount of flexibility that linepack can provide under a range of demand conditions. Ideally, the engineering consultant should be familiar with the Austrian system. The co-operation of all relevant parties, including AGGM, is critical to having the results of the study accepted. AGGM should co-operate and provide technical information to the engineering consultant, so that they feel ‘ownership’ of the results. In the event that AGGM is unwilling to co-operate with the study, E-Control may have to oblige AGGM to provide information. However, active and voluntary co-operation is preferable.

We will send E-Control a copy of the engineering study carried out on the Dutch gas transport system. This study contains a detailed methodology for

Anhang 6.3

the calculation of available linepack, and will provide a useful starting point for an Austrian study.

3.7 Dealing with Daily Balancing

A daily balancing period gives away within-day storage for free to shippers. Consequently, there is a risk that this free storage could be abused by 'excessive' profiling *i.e.* excessive variations in gas supply and off-take throughout the day.

We note that the demand for flexibility is mainly driven by end consumer behaviour. For example, the demand profile for household heating, factory process heat *etc.* Even the flexibility demand of gas fired power stations is driven by the same consumer behaviour. Under the current Austrian balancing system the majority of consumers are not exposed directly to imbalance charges. Therefore, there is no reason to believe why moving to a daily balancing regime will significantly increase the demand for flexibility, and the amount of profiling that occurs.

However, if moving from an hourly balancing regime, it is natural to be concerned that daily balancing may lead to excessive use of flexibility. Consequently E-control have posed the following question:

Are there solutions to identify and allocate costs of profiling also in case of daily balancing regimes? We learned from Brattle that also in the UK a trend towards shorter balancing periods exists.

Strictly speaking, there is not a trend towards shorter balancing periods in the UK, but rather a desire to reduce some of the balancing problems experienced *without changing the balancing period*. Transco have proposed three modifications to the UK network code that aimed to reduce the use of within-day linepack, described below. The proposals aim to encourage accurate within day nominations from shippers, reduce the profiling of input flows and ensure that large users make – and stick to – accurate off-take predictions.

1. **Incentivised Nomination Scheme** (proposal 479) – under this proposal, shippers would nominate imbalance positions once before the start of the gas day, and three times within the gas day. If the difference between a shippers nominated imbalance position at the four pre-defined times and the shippers end of day imbalance was greater than a given tolerance, the shipper would face a charge. The charge would only be applied on days when Transco took a balancing action. The objective of the proposal was to force shippers to make accurate declarations about whether or not they would be in balance by the end of the day. This assisted Transco in taking actions to balance the system. The proposal has been implemented and seems to have been successful in improving the accuracy of shipper nominations.
2. **“Introduction of a Within-Day Entry Profiling Charge”** (proposal 512) – The UK gas transmission system was designed to accommodate a constant input flow. Transco claim that recently, gas deliveries have been

varying over the gas day, and this makes system operation more difficult. In order to reduce this profiling behaviour, Transco propose to attach a charge to the 'profiled volumes' at entry points. The profiled volume is defined as the difference between the actual flow at an entry point in a given hour and the average hourly flow over the gas day. The costs of system balancing will be divided by the total volume of profiled gas, in order to arrive at a charge (£/m³) for profiled gas. This will provide incentives for shippers to flow gas into the transmission system at a constant rate.

3. **“Introduction of a Within-Day Exit Profiling Charge” and an “Exit Failure to Notify Charge”** (proposal 527) – Large gas users are required to provide Transco with an off-take profile for the next gas day. If the user wants to change the off-take profile, they must tell Transco of the change in advance. A failure to give Transco advance notice of off-take changes can cause operational problems for Transco. Consequently, Transco have proposed a failure to notify charge, which applies to the difference between the actual and notified flow on an hourly basis. Essentially, this results in hourly balancing requirements for large users. This will encourage large users to give accurate notifications of their intended off-take profiles. Transco have also proposed an excess profiling charge, which would ensure that users did not change off-take rates unexpectedly.

4. Appendix I: Cumulative Imbalance Regime

In an hourly balancing regime, such as the current Austrian system, each hour of imbalance is treated as a separate event. In a cumulative regime, the contribution of imbalances over *several hours* is used as the measurement of imbalance. The main advantage of a cumulative regime is that it reflects more accurately what is actually happening in the pipe. Because it reflects reality more closely, it is intrinsically more cost-reflective than 'normal' hourly balancing, and is therefore more efficient.

Worked Example

Figure 2 shows an hourly balancing regime, while Figure 3 shows a cumulative balancing regime for the same shipper imbalances. Table 6 gives the background numbers behind the two figures.

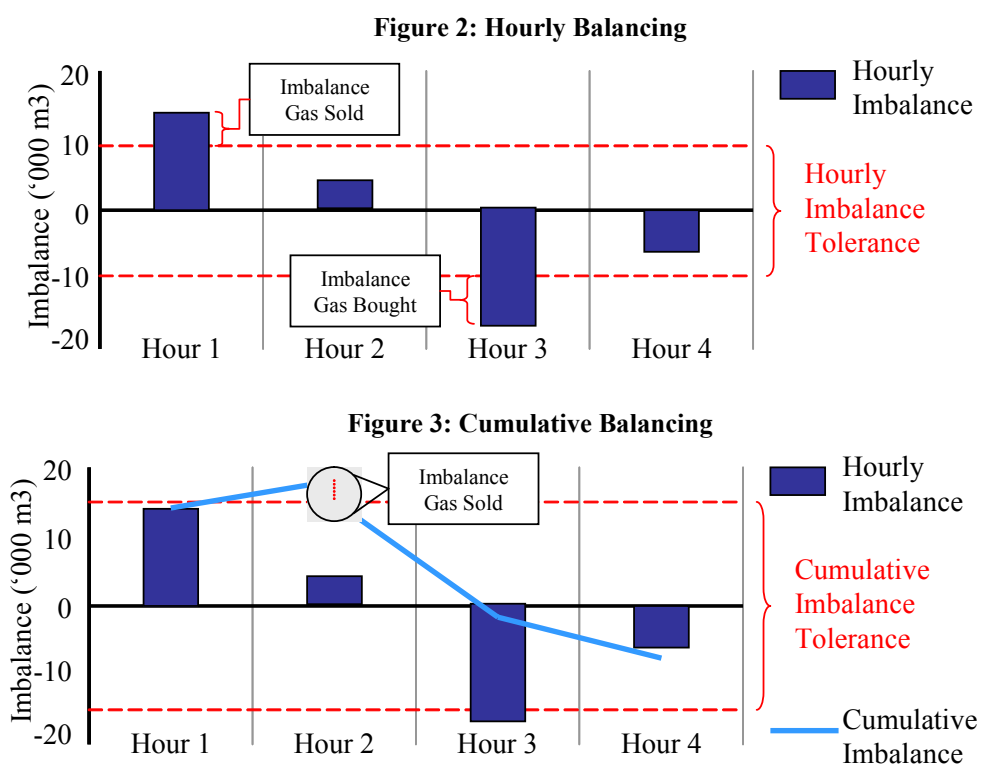


Table 6: Example Data

		Hour 1	Hour 2	Hour 3	Hour 4
000 m3					
Net Imbalance	[1] Assumed	15	5	-18	-6
Hourly Tolerance	[2] Assumed	10	10	10	10
Excess Hourly Imbalance	[3] $\text{Max}(0, [1] -[2])$	5	0	8	0
Cumulative Imbalance	[4] $[1] + [4]t-1 - [6]t-1$	15	20	-2	-8
Cumulative Tolerance	[5] Assumed	16	16	16	16
Excess Cumulative Imbalance	[6] $\text{Max}(0, [4]t-1-[5])$	0	4	0	0

Under the hourly balancing regime, the Shipper is forced to sell or purchase imbalance gas if their offtake *in a particular hour* exceeds a stipulated tolerance level. As such, the Shipper must sell imbalance gas in Hour 1, and purchase it in Hour 4.

Under a cumulative imbalance regime, the Shipper is only forced to sell or purchase imbalance gas if their *cumulative* imbalance, net of balancing gas actions, is in excess of a stipulated tolerance level. In the example, the Shipper would be forced to sell 4,000 m³ of gas in Hour 2. This sale is taken into account when calculating their cumulative imbalance in Hour 3.

Allocation of Cumulative Imbalance Tolerance

To maximise efficient use of the line-pack, the total amount of line-pack in the network should be allocated to the Shippers. Since system security will only be threatened (except in extreme circumstances) when total imbalance exceeds available line-pack, the automatic balancing actions triggered whenever a Shipper exceeds their Cumulative Imbalance Tolerance will maintain system security.

Advantages of Cumulative Imbalance Regimes

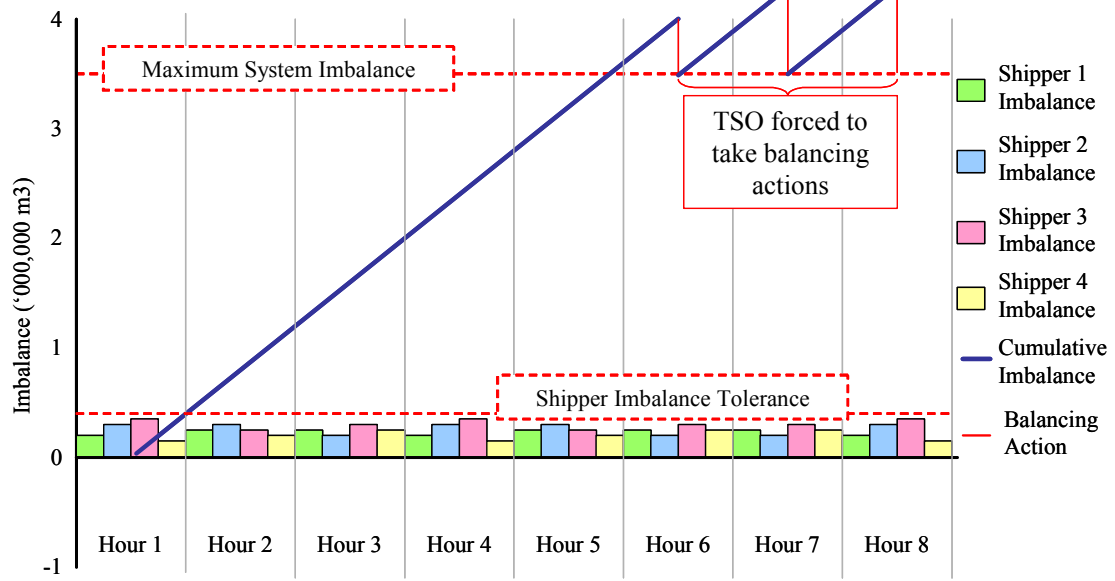
The advantage of a cumulative regime is that it closely reflects the physical reality of the pipeline. The regime can therefore be more cost-reflective and more efficient than hourly balancing.

In many ways, a gas pipeline can be thought of as a gas storage facility. Gas can be injected, stored and then withdrawn from the pipeline. In effect, an hourly balancing regime sets limits on the hourly injection and withdrawal rate shippers have from this storage, but it sets no limit on the *volume* of storage that the shipper can use. In contrast, a cumulative balancing regime sets no limits on injection/withdrawal rates, but does limit the storage volume. This reflects much more accurately the reality of the pipeline system. In practise, the injection and withdrawal rates are limited by the booked capacity of shippers and the constraints of the pipeline system. Imposing artificial limits, in the form of hourly tolerances, does not make physical sense. Imposing limits on the volume of storage that a shipper has access to does make physical sense, because there is a limit to how much storage volume the pipeline can provide.

The fact that hourly balancing does not reflect properly the physical reality of the pipeline system can result in inefficiencies. For example, the TSO may have to undertake system balancing actions when no Shipper is in excess of their hourly imbalance tolerance. This is inefficient because the shippers have clearly caused a cost – the TSO has taken costly balancing action – but the shippers cannot be charged. This might happen, for example, if a large number of Shippers run imbalances just under the tolerance level for a long period of time. Figure 4 gives a stylised example.

Anhang 6.3

Figure 4: Forced Balancing Actions



Under Hourly Balancing regimes, the TSO would not be compensated by the balancing regime in such situations.

Abruf von Ausgleichsenergie

1 Einleitung

1.1 Ausgleichsenergiedefinitionen

In den Marktregeln II (SoMaGa Kapitel 1) sind folgende Definitionen von Ausgleichsenergie vorgesehen.

Ausgleichsenergie bilanziell:

Die jeweilige Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe je Bilanzgruppe und Messperiode, wobei diese vom Bilanzgruppenkoordinator ermittelt und der jeweiligen Bilanzgruppe verrechnet wird.

Ausgleichsenergie physikalisch:

Die vom Regelzonenführer abgerufene Ausgleichsenergiemenge.

1.2 Definition Regelenergie

Regelenergie ist jene Energie, die für den kurzfristigen Ausgleich von Druckschwankungen im Netz, die innerhalb eines bestimmten Intervalls auftreten, aufzubringen ist. (SoMaGA Kapitel 1).

1.3 Abgrenzung zwischen Ausgleichsenergie und Regelenergie

Im Bescheid der Energie-Control GmbH, der die Abgrenzungsmethode zur Durchführung einer Abgrenzung von Regel- und Ausgleichsenergie genehmigt, sind Regel- und Ausgleichsenergie so definiert:

Gemäß § 6 Z 44 GWG stellt Regelenergie jene Energie dar, die für den kurzfristigen Ausgleich von Druckschwankungen im Netz, die innerhalb eines bestimmten Intervalls auftreten, aufzubringen ist.

Ausgleichsenergie stellt gemäß §6Z1 GWG die Differenz zwischen Aufbringung und Abgabe einer Bilanzgruppe je definierter Messperiode dar und kann entweder je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden.

1.4 Differenz zwischen bilanzieller und physikalischer Ausgleichsenergie

Differenzen zwischen bilanzieller und physikalischer Ausgleichsenergie je Messperiode entstehen aus mehreren Gründen und zwar

- durch den Einsatz von Regelenergie
- dadurch, dass den BGVs am Einspeisepunkt der Fahrplanwert und nicht der Messwert angerechnet wird, also dann, wenn die Differenz zwischen Fahrplanwert und Messwert vom EPS übernommen wird.
- dadurch, dass Abgabemesswerte für das Clearing zum Teil über Lastprofile oder durch Mittelung von Tages- oder Monatswerten bestimmt werden.
- durch unterschiedliche Messfehler an den Einspeisemessungen und den Abgabemessgeräten.

2 Optimaler Abruf von Ausgleichsenergie

Als optimal kann der Abruf von Ausgleichsenergie dann angesehen werden, wenn sich eine eindeutige Korrelation zwischen bilanzieller und physikalischer Ausgleichsenergie einstellt. Diese Übereinstimmung könnte erreicht werden, wenn

- der Regelzonenführer Onlinemesswerte von Aufbringung und Abgabe in der Regelzone zur Verfügung hätte
- der Abruf von Ausgleichsenergie jederzeit angepasst werden könnte
- die an den Einspeisepunkten eingelieferten Erdgasmengen verzögerungsfrei auf alle Teilnetze der Regelzone verteilt werden könnten

Dieses Optimum kann unter den existierenden Marktregeln, den physikalischen Gegebenheiten, sowie der vorliegenden Netzkonfiguration nicht erfüllt werden. Folgende Vorgaben bestehen für die Abrufe von Ausgleichsenergie:

- Es existiert kein Abgabe-Onlinemesswert
- Der Abruf von Ausgleichsenergie muss vorausseilend erfolgen, es ist also der Ausgleichsenergiebedarf für einen Zeitraum, der mindestens 30 bis 90 Minuten in der Zukunft liegt, abzuschätzen.
- Die Verteilung der Erdgasmengen geschieht zeitverzögert.

3 Konzept für den Abruf von Ausgleichsenergie

Wenn das Linepack der Fernleitungen konstant gehalten werden kann, ist das ein zuverlässiges Zeichen dafür, dass Einspeisung und Abnahme in der Regelzone übereinstimmen. Aus diesem Grund wird der Bedarf an Ausgleichsenergie in erster Linie über die Beurteilung der Linepacksituation zu ermitteln sein.

Zu diesem Zweck wird für jedes Fernleitungsteilnetz ein Standardlinepack festgelegt. Wenn sich die Linepacks der einzelnen Teilnetze unterschiedlich entwickeln, muss der Ausgleich zwischen den Teilnetzen durch entsprechende Steuerung der Netzübergänge hergestellt werden.

Der Bedarf an Ausgleichsenergie ergibt sich dann als Summe aus der Menge, die zur Wiederherstellung des Standardlinepacks erforderlich ist, und einem Zu- oder Abschlag, der aus der Gegenüberstellung der Fahrpläne und prognostizierten Abnahme für die nächste Stunde abgeleitet wird.

Mit dieser Vorgangsweise kann die Forderung nach hoher Korrelation von bilanzieller und physikalischer Ausgleichsenergie erfüllt und die Regelenergieschwankung in den Teilnetzen gering gehalten werden.

4 Derzeitige Situation beim Abruf von Ausgleichsenergie

Dem Regelzonenführer stehen derzeit wenig Daten zur Berechnung der Linepackbewegungen in den Teilnetzen zur Verfügung. Daher wird die Linepacksituation auf Basis einiger relevanter Drücke im Netz der OÖF und der OMV Erdgas beurteilt und aufbauend darauf, der Bedarf an Ausgleichsenergie ermittelt. Der Netzaustausch ist nur beschränkt möglich.

Zur Beurteilung, ob die Ausgleichsenergieabrufpraxis hinreichende Korrelation von bilanzieller und physikalischer ergibt, fehlen dem Regelzonenführer die Messdaten der Abgabe.

5 Notwendige Maßnahmen als Voraussetzung für eine weitere Optimierung der Ausgleichsenergieabrufe

Mit geeigneten Maßnahmen besteht die berechtigte Aussicht, dass der Abruf von Ausgleichsenergie optimiert und die Regelenergieschwankungen minimiert werden können.

5.1 Onlinedaten

Zur effizienten Steuerung der Regelzone benötigt der Regelzonenführer online

- Druckwerte von allen Leitungsabschnitten der Fernleitungen,
- Durchflussmesswerte von allen Ein- und Ausspeispunkten der Regelzone, aus allen Netzübergangstationen, von Großverbrauchern und aggregierte Verbrauchsdaten von Versorgern.
- Meldungen über aktuelle Fahrweisen.

5.2 Steuerungsmaßnahmen

Damit die Gasflüsse in der Regelzone optimiert werden können, muss es dem Regelzonenführer möglich sein, Steueranweisungen an allen Ein- und Ausspeispunkten der Regelzone und an allen Netzübergangstationen vorzugeben. Die Umsetzung der Steueranweisungen muss möglichst kurzfristig erfolgen und der Netzbetreiber sollte die Steueranweisungen nur dann korrigieren, wenn es die Betriebssicherheit erfordert.

Eine zusätzliche Verbesserung bei der Netzsteuerung kann der Aufbau von Regelkreisen bringen, also wenn z.B. der Durchfluss an einem Netzübergang abhängig vom Druck im vor- oder nachgelagerten Netz geregelt wird. Auf diese Weise kann das Linepack in Teilbereichen der Regelzone besonders stabil gehalten werden.

5.3 Adaptierung der Netzübergänge

Um den Austausch zwischen den Teilnetzen der Regelzone zu optimieren sind aus heutiger Sicht Anpassungen an Netzübergängen notwendig. Der Stationsdurchsatz in Kronstorf sollte stetig von kleinen Durchsätzen bis zu hohen Durchsätzen in beide Flussrichtungen veränderbar sein. Die Messstation Auersthal West sollte auch in die Gegenrichtung betrieben werden können.

5.4 Optimierungs- und Simulationssoftware

Durch, auf die Verhältnisse der Regelzone, angepasste Optimierungssoftware sind weitere Verbesserungen bei der Konstanthaltung der Regelenergie zu erwarten, die Implementierung wird aber einige Zeit in Anspruch nehmen.