

# **National Report 2005**

## **AUSTRIA**

**E-Control GmbH**

**Wien, 25. Juli 2006**

---

## INHALT

<b>1.</b>	<b>VORWORT .....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>MAßGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHRE 2005 .....</b>	<b>6</b>
<b>2.1</b>	<b>Entwicklungen auf europäischer Ebene .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2</b>	<b>Branchenuntersuchung am österreichischen Strommarkt.....</b>	<b>7</b>
<b>2.3</b>	<b>Branchenuntersuchung am österreichischen Gasmarkt .....</b>	<b>9</b>
<b>3.</b>	<b>REGULIERUNG UND ERFOLGE AUS DEM STROMMARKT .....</b>	<b>11</b>
<b>3.1</b>	<b>Regulierungsbezogene Fragen .....</b>	<b>11</b>
3.1.1	Allgemeines .....	11
3.1.2	Management und Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten und Engpassmanagementmechanismen .....	11
3.1.3	Übertragung und Verteilung.....	12
3.1.4	Effektives Unbundling .....	15
<b>3.2</b>	<b>Wettbewerbsrechtliche Fragen .....</b>	<b>23</b>
3.2.1	Beschreibung des Großhandelsmarktes .....	23
3.2.2	Endkundenmärkte.....	26
<b>4.</b>	<b>REGULIERUNG UND ERFOLGE AUF DEM ERDGASMARKT .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1</b>	<b>Regulierungsbezogene Fragen .....</b>	<b>36</b>
4.1.1	Allgemeines .....	36
4.1.2	Überarbeitung des Tarif- und Kapazitätsmodells.....	36
4.1.3	Fernleitung und Verteilung.....	37
4.1.4	Effektives Unbundling .....	40
<b>4.2</b>	<b>Wettbewerbsrechtliche Fragen [Artikel 25(1)(h)].....</b>	<b>44</b>
4.2.1	Beschreibung des Großhandelsmarktes .....	44

---

4.2.2	Beschreibung des Endkundenmarktes .....	47
<b>5.</b>	<b>VERSORGUNGSSICHERHEIT .....</b>	<b>49</b>
<b>5.1</b>	<b>Strom [ Artikel 4].....</b>	<b>49</b>
<b>5.2</b>	<b>Gas [Artikel 5] .....</b>	<b>51</b>
<b>5.3</b>	<b>Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und Schutz der Kunden mit Fokus „Labelling“ .....</b>	<b>56</b>
5.3.1	Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und Schutz der Kunden .....	56
5.3.2	FOKUS – Labelling .....	57
<b>ANNEX (A)</b>	<b>BRIEF AN DIE BUNDESLÄNDER BETREFFEND BERICHTSPFLICHT ÜBER UNBUNDLING .....</b>	<b>61</b>
<b>ANNEX (B)</b>	<b>ANHANG ZUM BRIEF AN DIE BUNDESLÄNDER ÜBER DIE STRUKTUR VON KAPITEL „3.1.4 EFFECTIVE UNBUNDLING“ .....</b>	<b>63</b>
<b>ANNEX (C)</b>	<b>BEITRÄGE DER BUNDESLÄNDER ZUM STAND DER UMSETZUNG DER JEWEILIGEN UNBUNDLINGVORSCHRIFTEN IM ELEKTRIZITÄTSBEREICH.....</b>	<b>64</b>
(C1)	Tirol.....	64
(C2)	Oberösterreich .....	66
(C3)	Niederösterreich .....	66
(C4)	Salzburg.....	69
(C5)	Wien.....	72
(C6)	Vorarlberg .....	76
(C7)	Steiermark .....	77

## 1. VORWORT

2005 war für die gesamte Energiebranche ein intensives Jahr, und das gilt nicht nur für Österreich, sondern für die Energieunternehmen in der ganzen Europäischen Union. So hat die Europäische Kommission 2005 eine europaweite Untersuchung der Elektrizitäts- und Gasmärkte gestartet, deren Endbericht Ende 2006 erwartet wird. Die ersten Zwischenergebnisse haben gezeigt, dass es europaweit leider immer noch viele Mängel bei der Umsetzung der EU-Richtlinien gibt. Die Umsetzung ist aber unerlässlich, damit den Konsumenten in ganz Europa die Vorteile der Energiemarktliberalisierung zugute kommen. In Österreich ist die Liberalisierung der Energiemärkte zwar gut gelungen, doch gibt es auch in Österreich Mängel, die behoben werden müssen. So wurde beispielsweise in der von der Bundeswettbewerbsbehörde in Kooperation mit der Energie-Control GmbH (E-Control) durchgeführten nationalen Branchenuntersuchung festgestellt, dass die Marktmacht der Incumbents, also der etablierten Stromunternehmen, nach wie vor einen funktionierenden Wettbewerb verhindert.

Als wesentliche Erkenntnis zeigen sowohl die internationalen als auch die nationalen Studien, dass die Marktöffnung bisher kein „Selbstläufer“ ist. Die vorhandenen Strukturen stark konzentrierter Märkte und die unzureichende Trennung der Infrastruktur (Transport, Verteilung sowie Speicherung im Gasbereich) von den im Wettbewerb stehenden Wirtschaftsbereichen führen dazu, dass Marktdynamik im Allgemeinen kaum durch die Aktivitäten der Marktteilnehmer geschaffen wird, sondern durch Regulierung und Wettbewerbsaufsicht unterstützt, wenn nicht sogar bestimmt werden muss. Dem entspricht auch, dass die Rolle der Regulierungsbehörden weiterhin als besonders wichtig hervorgehoben wird.

Die Analyse der Europäischen Union stellt eine gesamteuropäische Sichtweise in den Mittelpunkt. Eindeutig wird hervorgehoben, dass die „Unbundling“-Vorgaben in den Mitgliedstaaten oft nicht oder nicht ausreichend umgesetzt worden sind. Nur wenige Mitgliedstaaten hätten ernst gemeinte Umsetzungsversuche unternommen. Vor allem die funktionale Trennung der Netzgesellschaft wurde in nur wenigen Ländern richtlinienkonform umgesetzt. Dies hat Konsequenzen hinsichtlich der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer. Weiterhin dürften verbundene Unternehmen einen besseren Zugang zu marktrelevanten Informationen erhalten als alternative Anbieter.

Das Thema Unbundling wird mit Sicherheit nicht nur die österreichische Energiebranche auch künftig intensiv beschäftigen, sondern auch international ein brennendes Thema

bleiben! Die kommenden Monate werden also weiterhin spannende Herausforderungen bringen.

Der vorliegende Report gibt einen Überblick über die – neben den verschiedenen Branchenuntersuchungen und dem Thema Unbundling – weiteren wichtigen Tätigkeiten der österreichischen Regulierungsbehörde, beantwortet wettbewerbsrechtliche sowie regulierungsbezogene Fragen und widmet sich dem breiten Spektrum der Versorgungssicherheit.

DI Walter Boltz

Geschäftsführer Energie-Control GmbH

## 2. MAßGEBLICHE ENTWICKLUNGEN IM JAHRE 2005

### 2.1 Entwicklungen auf europäischer Ebene

Das Jahr 2005 war von der Evaluierung der europäischen Strom- und Gasmärkte geprägt. Die bereits 2004 einsetzenden Energiepreiserhöhungen haben sich auch 2005 weiter fortgesetzt. Gleichzeitig wurde der voraussichtlich letzte Rechtsakt aus dem zweiten Liberalisierungspaket – die Verordnung über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (2005/1775/EG) – beschlossen und veröffentlicht. Die Tatsache, dass auf EU-Ebene einerseits rechtlich die Voraussetzungen für einen funktionierenden Binnenmarkt bei Strom und Gas geschaffen wurden und andererseits eine hohe Unzufriedenheit der Kunden mit der aktuellen Funktionsweise des Binnenmarktes festzustellen ist, hat dazu geführt, dass die Kommission in zwei Untersuchungen in relativ scharfen Worten auf vorhandene Unzulänglichkeiten hingewiesen hat. Als roter Faden zieht sich durch diese Studien die Erkenntnis, dass die Marktöffnung bisher kein „Selbstläufer“ ist. Die vorhandenen Strukturen stark konzentrierter Märkte und unzureichender Trennung der Infrastruktur (Transport, Verteilung sowie im Gasbereich Speicherung) von den im Wettbewerb stehenden Wirtschaftsbereichen führen dazu, dass Marktdynamik im Allgemeinen kaum durch die Aktivitäten der Marktteilnehmer geschaffen wird, sondern durch Regulierung und Wettbewerbsaufsicht unterstützt, wenn nicht sogar bestimmt werden muss. Dem entspricht auch, dass die Rolle der Regulierungsbehörden weiterhin als besonders wichtig hervorgehoben wird. Dass die Entwicklung auf nationaler Ebene bisher nur selten zu einer Reduktion der Marktkonzentration geführt hat, sondern Fusionen diese sogar verstärkt haben, haben die Europäische Kommission und die Europäischen Regulatoren dazu veranlasst, den „Regionalen Ansatz“ zu forcieren. Kern dieses Ansatzes ist, die Marktkonzentration dadurch zu verringern, dass die weitgehend nationalen Märkte zusammengeführt werden. Dadurch sollten die großen Unternehmen ihren bestimmenden Einfluss auf die Preisbildung weitgehend verlieren. In einem Konsultationsprozess hat deshalb ERGEG so genannte „road maps“ für den Elektrizitäts- und den Gasmarkt vorgestellt, in denen Kernelemente integrierter Märkte diskutiert werden. Operativ wird vorgeschlagen, dass in Fallstudien Konzepte ausgearbeitet werden, wie regionale Märkte implementiert werden können. Dabei wurde auf die wesentliche Rolle der Mitgliedstaaten hingewiesen, die – um erfolgreich zu sein – den Prozess politisch unterstützen müssen. Sollten die regionalen Märkte nicht realisiert werden können, so führt an verstärkten nationalen Maßnahmen kein Weg vorbei, um ein angemessenes Wettbewerbsniveau zumindest auf dem Großhandelsmarkt zu erreichen.

## 2.2 Branchenuntersuchung am österreichischen Strommarkt

Im Herbst 2004 führten angekündigte bzw. zum Teil bereits erfolgte Erhöhungen des Strompreises sowohl im Massenkunden- als auch im Großkundenbereich sowie weitere mögliche Preissteigerungen in den Folgejahren zu einer massiven öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am heimischen Elektrizitätsmarkt.

Vor diesem Hintergrund und auf Anregung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit wurde Ende 2004 von der Bundeswettbewerbsbehörde in enger Kooperation mit der E-Control eine allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft gemäß § 2 Abs. 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes („Branchenuntersuchung“) vorgenommen.

In der ersten Phase der Branchenuntersuchung wurden die Angaben von befragten Kunden ausgewertet. Die Ergebnisse bestätigten einen Preisanstieg bei allen Kundengruppen sowie die praktisch durchgängige Bezugnahme der Lieferanten auf Börsennotierungen.

Die zweite Phase der Branchenuntersuchung konzentrierte sich auf die Marktabgrenzung der Endkundenmärkte und auf die Feststellung der Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung.

In einem ersten Schritt wurde das Wechselverhalten der Kunden bei Preiserhöhungen der ansässigen Energielieferanten (Local Player) und die Auswirkung auf die Rohmargen – als Näherungswert für die Profite – des jeweiligen Unternehmens untersucht. Es hat sich gezeigt, dass die Energiepreiserhöhungen der Local Player für Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden, die zu einer Preisdifferenz von bis zu 30 % gegenüber dem günstigsten Anbieter führten, im Beobachtungszeitraum für die Local Player durchaus profitabel gewesen sein dürften.

Bei der Untersuchung der Kostenseite der Energielieferanten hat sich herausgestellt, dass es Lieferanten möglich war, höhere Einstandskosten frühzeitig an ihre Endkunden weiterzugeben, ohne diese zu verlieren. Andererseits hatten einige Lieferanten (aufgrund hoher hausinterner Verrechnungspreise) Einstandskosten, die sogar zu negativen Margen führten. Die Einstandskosten dienten in diesen Fällen lediglich der Gewinnverschiebung innerhalb integrierter Unternehmen.

Insgesamt dürften die Local Player innerhalb ihres Netzgebietes für Kleinkunden (Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden) ihre Preise praktisch dennoch wie Monopolisten setzen.

Die Situation der Industrie- und Großindustriekunden zeigt ein deutlich anderes Bild. Zwar konnten auch hier nur geringe Wechselzahlen festgestellt werden, doch begründete sich dies darin, dass der Local Player oftmals im Rahmen von Ausschreibungsverfahren (letztlich) das günstigste Angebot stellte. In diesem Kundensegment dürften die Local Player in der

Preissetzung bereits auf die Angebote der Wettbewerber reagieren und durch Nachbesserungen der eigenen Angebote Kunden (letztlich) halten können.

In einem weiteren Schritt wurde neben den quantitativen Untersuchungen auch eine qualitative Untersuchung der Markteintrittsbarrieren zur Überprüfung der Marktabgrenzung herangezogen. Die Analyse hat gezeigt, dass im Massenkundengeschäft deutlich mehr Hemmnisse für einen Markteintritt bestehen als im (individuellen) Großkundengeschäft. Sowohl die Wechselkosten, die ein alternativer Lieferant zur Kundengewinnung übernehmen müsste, als auch der Vertriebsaufwand der Energielieferanten sind bei Kleinkunden pro verkaufter Kilowattstunde deutlich höher als bei Großkunden. Zudem schmälern die Benachteiligungen durch unzureichendes Unbundling – besonders in Verbindung mit niedrigen Energiepreisen der Incumbents – die Aussichten auf positive Deckungsbeiträge für alternative Energielieferanten.

Alle Untersuchungsmethoden lieferten deutliche Hinweise, dass für Kleinkunden das Netzgebiet die geografisch relevante Marktgrenze ist. Die daraufhin durchgeführten Marktanteilsberechnungen legten nahe, dass am Kleinkundenmarkt praktisch alle bereits vor der Liberalisierung ansässigen großen Energielieferanten mit einem eigenen Netzgebiet eine marktbeherrschende Stellung innehaben. Am Großkundenmarkt gibt es – beurteilt rein auf Basis der Marktanteile – ein österreichisches Unternehmen, das eine marktbeherrschende Stellung innehat.

Schließlich wurde analysiert, in welchem Ausmaß Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung besondere Verpflichtungen zur Sicherstellung des Wettbewerbs haben. Die rechtlichen Rahmenbedingungen verpflichten die Elektrizitätsunternehmen zur Mitwirkung an der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbssystems. Weiters lässt die ständige Rechtsprechung des EuGH zu den gemeinschaftsrechtlichen Wettbewerbsregeln darauf schließen, dass für Unternehmen mit einer marktbeherrschenden Stellung besondere Verhaltenspflichten hinzutreten – anders formuliert: bestimmte Verhalten als missbräuchlich zu qualifizieren sind. Im Konkreten handelt es sich im Elektrizitätssektor um besondere Verpflichtungen hinsichtlich der Gestaltung der Verträge, wobei in Österreich im Einzelnen das Verwenden

- intransparenter All-Inclusive-Preise,
- unangemessener Bindungsfristen,
- bestimmter Rabattsysteme (Treuerabatte),
- von Bündelungs- und Koppelungsgeschäften (Multi-Utility-Angebote)

kritisch zu betrachten ist. Die Einhaltung dieser besonderen Verpflichtungen wird einzelfallbezogen geprüft.



---

## 2.3 Branchenuntersuchung am österreichischen Gasmarkt

Ebenso wie am Strommarkt wurde auch auf dem österreichischen Gasmarkt eine Branchenuntersuchung eingeleitet.

Untersuchungsschwerpunkt des ersten Zwischenberichts war die Feststellung der sachlichen und räumlichen Marktgrenzen im österreichischen Gasmarkt als Voraussetzung für die Analyse der Wettbewerbsintensität.

Anhand der erhobenen Daten konnte eine Lieferkette erstellt werden. Entlang der Lieferkette wurden anhand des Bedarfmarktkonzeptes verschiedene Märkte definiert:

- Gasgroßhandel, der auf internationaler Ebene stattfindet,
- Zwischenhandel (Belieferung großer Weiterverteiler und Zwischenhändler),
- Belieferung lokaler Weiterverteiler,
- Belieferung von Großkunden (ab 500.000 m<sup>3</sup> Jahresverbrauch),
- Belieferung von Kleinkunden (bis 500.000 m<sup>3</sup> Jahresverbrauch).

Zudem wurden zwei weitere Märkte abgegrenzt, deren Zugang für die Belieferung von Endkunden wesentlich ist:

- Speichermarkt und
- Ausgleichsenergiemarkt.

Nach der Marktabgrenzung wurden jene Unternehmen ermittelt, die in diesen Märkten Marktmacht haben. Der Begriff „Marktbeherrschende Unternehmen“ ist im Kartellgesetz 1988 – KartG 1988 definiert. Wenn ein Unternehmer als Anbieter oder Nachfrager am gesamten inländischen Markt oder einem anderen örtlich relevanten Markt einen Anteil von z.B. mindestens 30 % hat, dann trifft ihn die Beweislast nachzuweisen, dass er nicht marktbeherrschend ist.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass die OMV Gas GmbH und ihr Tochterunternehmen EconGas GmbH in fast allen Märkten, in denen sie Produkte anbieten, eine marktbeherrschende Stellung einnehmen. Im Kleinkundensegment haben die etablierten Gasversorger (Local Player) ebenfalls eine marktbeherrschende Stellung: die jeweiligen Netze (ehemalige Versorgungsgebiete) der Local Player können noch nicht als verbundener regelzonenweiter Markt angesehen werden. Dagegen ist im Großkundensegment Wettbewerbsdruck von Anbietern außerhalb der ehemaligen Versorgungsgebiete erkennbar: Dieser Markt ist regelzonenweit zu sehen.

Als wesentliche Probleme für die Wettbewerbsentwicklung wurden folgende Punkte festgestellt, die in einem abschließenden Bericht vertieft untersucht werden sollen:

- Langfristige Verträge als Markteintrittsbarriere,
- Zugang zu Gasbeschaffungsmärkten,
- Zugang zu Transportkapazitäten,
- Wettbewerbsbehinderung durch etablierte Gasversorger.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die beiden Branchenuntersuchungen im österreichischen Strom- und Gasmarkt die vorliegenden Zwischenergebnisse der Sector Inquiry der DG COMP bestätigen.

### **3. Regulierung und Erfolge aus dem Strommarkt**

#### **3.1 Regulierungsbezogene Fragen**

##### **3.1.1 Allgemeines**

Der österreichische Strommarkt ist seit Oktober 2001 vollständig geöffnet, somit wird im nachfolgenden das vierte Jahr nach der Liberalisierung für sowohl den Groß- als auch den Endkundenmarkt beschrieben.

##### **3.1.2 Management und Vergabe von grenzüberschreitenden Kapazitäten und Engpassmanagementmechanismen**

Die Engpasssituationen zu den benachbarten Märkten haben sich für Österreich im Jahr 2005 im Vergleich zum Vorjahr nicht wesentlich verändert. Die bestehenden Engpässe zu Tschechien, Ungarn, Slowenien und Italien werden nach wie vor mittels expliziter Auktionen bewirtschaftet. Für Italien und Slowenien erfolgt keine gemeinsame Vergabe, die Kapazität wird jeweils zur Hälfte von den beiden Regelzonenführern vergeben. Die verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazitäten sind ebenfalls weitgehend unverändert geblieben.

Zusätzlich wurden mit Ende 2005 Beschränkungen im grenzüberschreitenden Netzzugang zwischen Österreich und der Schweiz wirksam. Bisher konnte an diesen Grenzen ungehindert gehandelt werden. Die Maßnahme wurde von schweizerischen und deutschen Netzbetreibern im ersten Schritt initiiert und von österreichischen Regelzonenführern nachvollzogen. Die Vergabe erfolgt nunmehr über monatliche und tägliche explizite Auktionen. Die Ermittlung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt auf schweizerischer Seite, aus österreichischer Sicht bestehen keine Engpässe. Ob auf schweizerischer Seite ein Engpass besteht, wird von österreichischer Seite bezweifelt.

Trotz der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes C-17/03 vom 7 Juni 2005 betreffend die Langfristreservierungen an den niederländischen Grenzen und deren mittlerweile weitgehend anerkannten generellen Wirkung werden von österreichischen Regelzonenführern nach wie vor vorrangige Langfristreservierungen an den engpassbetroffenen Grenzen zu Tschechien und Italien eingeräumt. Bezüglich der Grenze zwischen Tschechien und Österreich, an der ein Versteigerungsverfahren stattfindet, war

nach einer Beschwerde eines Marktteilnehmers ein Netzzugangsverweigerungsverfahren zu dieser Frage bei der österreichischen Regulierungsbehörde anhängig. In der Ende Juni ergangenen Entscheidung wurde festgestellt, dass das Recht auf Netzzugang des Beschwerdeführers dadurch verletzt wurde, dass die vorrangig reservierte Kapazität nicht der Auktion zugeführt wurde. In einem Parallelverfahren entschied die tschechische Regulierungsbehörde Ende Juli, dass die vorrangig reservierte Kapazität ab 2007 versteigert werden muss.

Die Reservierung zwischen Österreich und Slowenien wurde mittlerweile auf Basis einer ähnlichen Entscheidung der österreichischen Regulierungsbehörde und nach deren Bestätigung durch den Verwaltungsgerichtshof völlig aufgehoben.

Weitere Entwicklungsschritte sind im Rahmen der „ERGEG Electricity Regional Initiatives“ geplant. Dabei wird jedenfalls die vollständige inhaltliche Umsetzung der „Congestion Management Guidelines“ zu beachten sein. Insbesondere umfasst das eine korrekte Methode zur Kapazitätsberechnung (Behandlung von Loop flows) und Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz im grenzüberschreitenden Handel.

### **3.1.3 Übertragung und Verteilung**

Für die Stromverteilernetzbetreiber gilt seit dem 1.1.2006 ein anreizbasiertes Regulierungssystem. Die Dauer der 1. Regulierungsperiode erstreckt sich über 4 Jahre. Das Anreizregulierungssystem berücksichtigt die generelle Branchenentwicklung, individuelle Unternehmensentwicklung, unternehmensindividuelle Mengenentwicklung und die nicht beeinflussbaren Kostenentwicklung für die Unternehmen durch

- *Frontier Shift* von 1,95%,
- effizienzabhängige Abschläge von maximal 3,5%,
- erlösgewichtetes Mengenwachstum und
- Veränderung des Netzbetreiberpreisindex.

Im Rahmen der Anreizregulierung wurde eine Benchmarkinganalyse durchgeführt. Dabei wurden mehrere Benchmarkingmethoden (DEA und MOLS) verwendet, wobei sich die relevanten Effizienzwerte zur Ermittlung der effizienzabhängigen Abschläge durch eine Gewichtung der DEA- und MOLS-Effizienzwerte bestimmen. Die durchschnittliche Effizienz der Unternehmen liegt bei 88,67%.

Für die Stromübertragungsnetzbetreiber gilt weiterhin eine Kosten-plus Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen.

### **FOKUS – Ausgleichsenergiemarkt**

Der österreichische Ausgleichsenergiemarkt hat sich hinsichtlich Aufbringung gegenüber den vergangenen Jahren nicht verändert. Die Primärregelung wird teilweise nur unzureichend erbracht, weil dafür die gesetzlichen Grundlagen bis zur kürzlich beschlossenen Gesetzesnovelle nicht existent waren. Die konkrete Umsetzung der rechtlichen Bestimmung befindet sich noch in Ausarbeitung. Dem Regelzonenführer Verbund APG wurde dazu eine Ausnahme vom UCTE Operation Handbook/Multilateral Agreement bis 2007 zugestanden.

Die Erbringung der Sekundärregelung ist in bilateralen Verträgen zwischen Erzeugungsunternehmen und den TSOs geregelt. Derzeit werden Diskussionen geführt, inwieweit eine direkte Erbringung der Sekundärregelung marktbasiert ausgeschrieben werden könnte. Da das österreichische Übertragungsnetz in drei Regelzonen segmentiert ist, wird dabei insbesondere zu klären sein, ob in den jeweiligen Regelzonen ein funktionierender Markt dafür entstehen kann.

Für die Verrechnung der Ausgleichsenergiekosten an Bilanzgruppen wurde für die Regelzone Verbund APG Mitte 2005 ein neues Preismodell in Kraft gesetzt. In diesem Preismodell ist ein Zusammenhang zwischen der Regelzonenabweichung und dem Ausgleichsenergiepreis hergestellt, d.h. je größer das Leistungsungleichgewicht in der Regelzone ist, desto höher/niedriger wird der Ausgleichsenergiepreis für Bilanzgruppen. Ergänzend wird ein Teil der Ausgleichsenergiekosten entsprechend den Absatzmengen an Endkunden in den Bilanzgruppen sozialisiert. Das Preissystem wird einem kontinuierlichen Monitoring hinsichtlich seiner Auswirkungen unterzogen.

Die Leistungsabweichungen in den österreichischen Regelzonen werden zunehmend durch schwierig prognostizierbare Erzeugungsleistungen (Windkraft) hervorgerufen. Diese Einspeisungen werden von den Öko-Bilanzgruppenverantwortlichen (Öko-BGV) – welche auch die Abwicklung des Fördersystems durchführen – prognostiziert. In den Bilanzgruppen der Öko-BGV fallen dann auch die daraus resultierenden Ausgleichsenergiekosten an. Diese betragen mittlerweile mehr als die Hälfte der gesamt anfallenden Kosten für Regelenergie. Auf Grund der gestiegenen Energiepreise und der durch die Windkraft verursachten größeren Leistungsabweichungen sind die Gesamtkosten des Ausgleichsenergiesystems in der Regelzone Verbund APG z.B. im Jahr 2005 um etwa 50 % gegenüber 2004 gestiegen.

Da das österreichische Ausgleichsenergiesystem durch die Existenz von drei Regelzonen nach wie vor fragmentiert ist, wird eine verstärkte Integration – insbesondere angebotsseitig

– nach wie vor angestrebt. Diese bezieht sich auf die österreichischen Erzeuger in den drei Regelzonen, aber auch darüber hinaus. Ein entsprechendes Projekt zwischen deutschen und österreichischen Regelzonenführern für Minutenreserve befindet sich nach wie vor in Ausarbeitung.

### **3.1.4 Effektives Unbundling**

#### **3.1.4.1 Rechtliche Darstellung bzw. Änderungen seit dem letzten Bericht**

Im Elektrizitätsbereich traten im Jahr 2005 mehrere Ausführungsgesetze österreichischer Bundesländer in Kraft, mit denen die Entflechtungsvorschriften der Richtlinie 2003/54/EG umgesetzt wurden. Das Land Burgenland hat mit Stichtag 25. Juli 2006 die EIWOG Novelle 2004 (insbes. Unbundling) nicht vollständig umgesetzt. Die Ausführungsvorschriften orientierten sich inhaltlich am Grundsatzgesetz, dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), das Mitte des Jahres 2004 an die Richtlinie angepasst worden war. Über die Mindestvorschriften der Richtlinie hinausgehende Vorschriften sind nur in geringem Ausmaß vorgesehen.

Obwohl es zum EIWOG regionale Ausführungsgesetze der Länder gibt, bestehen keine großen regionalen Unterschiede in der Implementierung des Unbundling, da sich die Ausführungsgesetze weitgehend ähneln. Die Kompetenz zur Überwachung der Umsetzung des Unbundling im Elektrizitätsbereich kommt überwiegend den Ländern zu; Berichtspflichten der betroffenen Unternehmen bestehen gegenüber den Landesbehörden und gegenüber der Regulierungsbehörde.

Die nachstehenden Daten bezieht E-Control aus dem „Unbundling-Bericht“, der auf Initiative des Nationalrates erstellt wurde und kurze Zeit vor Redaktionsschluss des vorliegenden Berichts auf der E-Control Homepage veröffentlicht wurde. Zusätzlich hat E-Control zum Zwecke des vorliegenden „National Report“ den Bundesländern – über die Verbindungsstelle der Länder – die Möglichkeit eingeräumt, einen Bericht in der Art der Vorgabe des Kapitels 3.1.4. zu erstellen.

Im *Annex* finden sich die Beiträge der Länder, die auf diese Anfrage der E-Control übermittelt wurden, die als Zusatz zum vorliegenden Text unter 3.1.4. zu lesen und deshalb ebenfalls in die Bewertung der Situation aufzunehmen sind.

Nachstehende Übersicht zeigt die Bundesländer und die Netzbetreiber und gibt Auskunft darüber, welche Bundesländer auf das Schreiben der E-Control reagiert haben.

Netzbetreiber	Bundesland	Kapitel 3.1.4. geliefert
BEWAG Netz GmbH, Elektro-Güssing Ges.m.b.H.	Burgenland	nein
AAE Wasserkraft Gesellschaft m.b.H., Energie Klagenfurt GmbH, E-Werk Kropfitsch GmbH, KELAG Netz GmbH	Kärnten	nein
Anton Kittel Mühle Plaika GmbH, Elektrizitätswerke Eisenhuber GmbH & Co KG, Elektrizitätswerk Ludwig Polsterer, evn naturkraft Erzeugungs- und Verteilungs- GmbH, EVN Netz GmbH, E-Werk Schwaighofer GmbH, E-Werk Wüster KG, H & C Polsterer Ges.n.b.R, H & C Polsterer Ges.n.b.R, Kupelwiesersche Forstverwaltung, Licht- und Kraftstromvertrieb der Gemeinde Opponitz, Licht- und Kraftvertrieb der Gemeinde Hollenstein an der Ybbs, Licht- u.Kraftstromvertrieb d.Marktgemeinde Göstling an der Ybbs, Mag. Winfried Leitner, Inh. der nicht prot. Fa. " E-Werk Brandstatt", Stadtwerke Amstetten, The Langau Trust, p.A. Forstverwaltung Langau, Stadtbetriebe Mariazell Ges.m.b.H.	Niederösterreich	Ja
Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, LINZ STROM NETZ GmbH, Wels Strom GmbH, Ebner Strom GmbH, Elektrizitätswerk Clam, Elektrizitätswerk Mathe Alois, Elektrizitätswerk Perg GmbH, E-Werk Rankleiten,E-Werk Redlmühle B. Drack, E-Werk Sarmingstein Ing. H. Engelmann & Co KEG, E-Werksgemeinschaft Dietrichschlag,Helmut und Kurt Kneidinger Ges.m.b.H., K.u.F. Drack Gesellschaft m.b.H. & Co. KG, Karl Mitheis GmbH & CoKG, Karlstrom - Ing. Josef Karl, Kraftwerk Glatzing-Rüstorf reg.Gen.m.b.H., Kraftwerk Glatzing-Rüstorf reg.Gen.m.b.H., Revertera'sches Elektrizitätswerk	Oberösterreich	Ein Antwortschreiben ist eingelangt, jedoch wurde nicht konkret auf die gestellten Fragen eingegangen.
Elektrizitätswerk August Lechner KG, Elektrizitätswerk Bad Hofgastein Ges.m.b.H., Lichtgenossenschaft reg. Gen. m. b. H., Neukirchen am Großvenediger, Salzburg Netz GmbH	Salzburg	ja
Bad Gleichenberger Energie GmbH, E-Werk Gösting Stromversorgungs-GmbH, Elektrizitätsgenossenschaft Laintal reg. Gen.m.b.H, Elektrizitätswerk der Stadtgemeinde Kindberg, Elektrizitätswerk Fernitz Ing. Franz Purkarthofer GmbH & Co KG, Elektrizitätswerk Gleinstätten Kleinszig Ges.m.b.H., Elektrizitätswerk Gröbming KG, Elektrizitätswerk Mariahof GmbH, Elektrizitätswerke Bad Radkersburg GmbH, Elektrowerk Schöder Walther Zedlacher KG, Energieversorgungsunternehmen der Florian Lugitsch Gruppe GmbH, ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH, ENVESTA Energie- und Dienstleistungs GmbH, EVU der Marktgemeinde Eibiswald, EVU der Marktgemeinde Niklasdorf, EVU der Stadtgemeinde Mureck, E-Werk Braunstein, E-Werk der Gemeinde Mürzsteg, E-werk der Marktgemeinde Unzmarkt-Frauenburg, E-Werk Ebner KG, E-Werk Neudau Kottulinsky KG, E-Werk Sigl GmbH, E-Werk Stubenberg reg.Gen.m.b.H., Feistritzthaler Elektrizitätswerke reg.Gen.m.b.H., Feistritzwerke - Steweag GmbH, Franz Schmolke, Inh. Der nicht prot. Fa. "EVU Eicher", Gertraud Schafler GmbH, Hereschwerke Energie GmbH, Ing.Peter Böhm, Inhaber der nicht prot. Fa. "E-Werk Piwetz", Klausbauer Holzindustrie Ges.m.b.H. & Co. KG, Mag. Engelbert Tassotti EW und EVU, Marktgemeinde Neumarkt Versorgungsbetriebsges.m.b.H., Murauer Stadtwerke GmbH,	Steiermark	ja



<p>P.K. Energieversorgungs-GmbH, Pengg Johann Holding Ges.m.b.H, Pölsler Friedrich Säge- und Elektrizitätswerk, PW Stromversorgungsgesellschaft m.b.H, Städtische Betriebe Rottenmann GmbH, Stadtwerke Fürstenfeld GmbH, Stadtwerke Hartberg Energieversorgungs-Ges.m.b.H., Stadtwerke Judenburg AG, Stadtwerke Kapfenberg GmbH, Stadtwerke Köflach, Stadtwerke Leoben-Stromversorgung, Stadtwerke Mürtzschlag Ges.m.b.H., Stadtwerke Trofaiach Ges.m.b.H., Stadtwerke Voitsberg, Stadwerke Bruck a. d. Mur, Stromnetz Graz GmbH &amp; Co KG, Stromnetz Steiermark GmbH, Überland Strom GmbH</p>		
<p>Elektrizitätswerk Gries am Brenner, Elektrizitätswerk der Gemeinde Schattwald, Elektrizitätswerk Prantl Ges.m.b.H.&amp; Co. KG, Elektrizitätswerke Reutte Ges.m.b.H., Elektrizitätswerk Sölden reg. Gen. m.b.H., Elektrogenossenschaft Weerberg reg.Gen.m.b.H., Elektrizitätswerk Winkler GmbH, Elektrowerk Assling reg. Gen.m.b.H., Elektrowerk Max Hechenblaikner, Elektrowerkgenossenschaft Hopfgarten i. D. reg.Gen.m.b.H., EWA Energie- und Wirtschaftsbetriebe der Gemeinde St. Anton am Arlberg GmbH, E-Werk Stadler GmbH, Gemeindewerke Kematen Elektrizitätswerk, Gemeindewerke Telfs Ges.m.b.H., Johann Dandler Ges.m.b.H. &amp; Co KG, Kommunalbetriebe Hopfgarten Ges.m.b.H., Kommunalbetriebe Rinn GmbH, Kraftwerk Haim KG, Stadtwerke Hall in Tirol Ges.m.b.H., Stadtwerke Imst, Stadtwerke Kitzbühel, Stadtwerke Kufstein Gesellschaft m.b.H, Stadtwerke Schwaz GmbH, Stadtwerke Wörgl Ges.m.b.H., Elektrizitätswerk Karl-Heinz Reinisch, TIWAG-Netz AG, Gottfried Wolf GmbH</p>	<p>Tirol</p>	<p>ja</p>
<p>Alfenzwerke Elektrizitätserzeugung GmbH, Elektrizitätswerke Frastanz GmbH, Energieversorgung Kleinwalsertal Ges.m.b.H., Getzner, Mutter &amp; Cie. Ges.m.b.H. &amp; Co., Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, VKW-Netz AG, Montafonerbahn AG, Stadtwerke Feldkirch</p>	<p>Vorarlberg</p>	<p>Ein Antwortschreiben ist eingelangt, jedoch wurde nicht konkret auf die gestellten Fragen eingegangen.</p>
<p>WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH</p>	<p>Wien</p>	<p>ja</p>

### 3.1.4.2 Neue Netzgesellschaften

#### 3.1.4.2.1 Anwendung der „100.000 Kunden-Grenze“

In Österreich sind aufgrund der Grenze von 100.000 angeschlossenen Kunden **11 Verteilernetzbetreiber zum rechtlichen Unbundling verpflichtet**. 2 Unternehmen führen den Verteilernetzbetrieb in einem gemeinsamen Unternehmen mit dem Übertragungsnetz und sind als AG organisiert. 9 Unternehmen haben für den Verteilernetzbetrieb die Form einer GmbH gewählt, wobei wiederum 4 davon als Kombinationsnetzbetreiber sowohl für das Strom- als auch das Gasnetz fungieren.

#### **3.1.4.2.2 Gründung der neuen Netzgesellschaften**

In Durchführung der gesetzlichen Bestimmungen haben im Berichtszeitraum nahezu alle zum „Legal Unbundling“ verpflichteten Unternehmen neue Netzgesellschaften in Form einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung gegründet. Lediglich jene Unternehmen, die selbst weniger als 100.000 angeschlossene Kunden haben, aber von einem integrierten Energieunternehmen „kontrolliert“ werden und daher eine gesellschaftsrechtliche Entflechtung durchführen müssten, sind dieser Verpflichtung bislang noch nicht nachgekommen.

#### **3.1.4.2.3 Ressourcenausstattung**

Gemäß den „Interpreting Notes“ der Europäischen Kommission müssen die Netzunternehmen über **ausreichende Humanressourcen und physische Ressourcen** verfügen, um ihre Arbeit unabhängig von anderen Teilen des integrierten Unternehmens durchführen zu können. Ferner müssen **ausreichende finanzielle Mittel** zur Verfügung stehen, um die Aufgaben der Wartung und des Netzausbaus des Netzes erfüllen zu können. Die Personal- und Kapitalausstattung der neuen Netzgesellschaften ist je nach gewähltem Modell sehr unterschiedlich erfolgt.

##### **3.1.4.2.3.1 Eigentum an Netzen**

Die Übertragung des Netzeigentums an eine konzernunabhängige Gesellschaft im Sinne eines „Ownership-Unbundling“ wurde von keinem österreichischen Unternehmen vorgenommen. Ein Unternehmen hat das Eigentum an den Stromnetzen an die zu 100 % im Eigentum der Muttergesellschaft stehende Netzgesellschaft übertragen. Bei einem Großteil der Unternehmen verbleibt das zivilrechtliche Eigentum bei der Muttergesellschaft. Die wirtschaftliche Nutzung an den für den Netzbetrieb erforderlichen Anlagen und Betriebsstätten wird den Netzgesellschaften mittels Pacht- bzw. Betriebsführungsverträgen überlassen.

##### **3.1.4.2.3.2 Personalausstattung**

Einige wenige Unternehmen haben alle der im integrierten Unternehmen dem Stromnetzbereich zugeordneten Mitarbeiter in die Netzgesellschaft übertragen. Beim Großteil der neu gegründeten Netzgesellschaften beträgt der Mitarbeiterstand zwischen 20 und 40 Mitarbeitern. Von den gesamten dem Netzbereich zugeordneten Mitarbeitern wurden

rund 30 % in den Personalstand der neuen Netzgesellschaften übernommen. Bei den übertragenen Mitarbeitern handelt es sich größtenteils um Management- und kaufmännisches Personal. Die Mitarbeiter des operativen Bereiches sind mit Ausnahme von 2 Unternehmen zum Großteil in den Mutter/Schwestergesellschaften verblieben.

### **Personalüberlassungsverträge**

Grundsätzlich (jedoch mit Ausnahme von 2 Unternehmen) verbleiben bei Gründung der Netzgesellschaften die Mitarbeiter bei ihren bisherigen Arbeitgebern in den integrierten Unternehmen. Lediglich die Geschäftsführer und einige weitere Mitarbeiter – meist solche in Führungspositionen – sind arbeitsrechtlich direkt bei der Netzgesellschaft angestellt. Die Arbeitsleistung der übrigen Mitarbeiter wird den Netzgesellschaften durch so genannte **Personalüberlassungsverträge** zur Verfügung gestellt. Bei diesen Verträgen handelt es sich um Vereinbarungen zwischen der Muttergesellschaft als Überlasserin und der Netzgesellschaft als Beschäftigerin mit Zustimmung der Dienstnehmer. Durch die Überlassung ist der Dienstnehmer fachlich und disziplinar dem Geschäftsführer der Netzgesellschaft unterstellt. Alle sonstigen arbeitsrechtlichen Rechte und Pflichten des Dienstgebers verbleiben bei der Muttergesellschaft. Zwischen der Beschäftigerin, sprich der Netzgesellschaft, und den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern wird kein Dienstverhältnis begründet. Sie verbleiben in ihrem bisherigen Dienstverhältnis mit der Überlasserin und unterliegen daher den darauf anwendbaren gesetzlichen, kollektivvertraglichen und innerbetrieblichen Regelungen. Meist sind die Verträge unter Einhaltung einer Kündigungsfrist mit einer jederzeitigen beidseitigen Kündigungsmöglichkeit ausgestattet. Auch für den Dienstnehmer besteht die Möglichkeit, seine Überlassung jederzeit zu kündigen und damit der Netzgesellschaft seine Arbeitsleistung zu entziehen.

### **3.1.4.2.3.3 Kapitalausstattung**

5 der Unternehmen, die in Form einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung gegründet wurden, sind mit dem Mindeststammkapital von 35.000 EUR ausgestattet. Die restlichen Unternehmen weisen ein Stammkapital zwischen 100.000 EUR und 10.000.000 EUR auf. Wie die tatsächliche wirtschaftliche Kapitalausstattung ausgestaltet ist, wird erst nach Vorliegen der diversen Einbringungs- und Umgründungsbilanzen zu beurteilen sein.

#### **3.1.4.2.4 Eigenständige Identität der Netzgesellschaften**

##### **Firmenbezeichnung**

Eine Aufstellung der Firmenbezeichnung der neu gegründeten Netzgesellschaften zeigt, dass die Kernbezeichnung der Muttergesellschaft in allen Fällen im Firmennamen der Netzgesellschaft aufscheint. Das heißt, dass über die Firmenbezeichnung eine leichte Identifikation mit dem Mutterunternehmen möglich ist. Die Etablierung eines eigenständigen Unternehmens mit eigenem Erscheinungsbild nach außen wird damit nicht forciert.

##### **Adressen, E-Mail Adressen und Telefonnummern**

8 der 9 gegründeten Netzgesellschaften firmieren unter der gleichen Firmenadresse wie das Mutterunternehmen. Bis auf 1 Unternehmen haben alle rechtlich entflochtenen Stromnetzbetreiber eigene E-Mail Adressen, wobei sich diese nur durch den Zusatz „netz“ von denen der Muttergesellschaften unterscheiden. Bei 6 Unternehmen ist die allgemeine Rufnummer der Netzgesellschaft mit jener der Muttergesellschaft identisch. Ein Unternehmen hat lediglich die Vorwahl durch eine 050-Vorwahl ersetzt, die normale Stadtvorwahl funktioniert aber ebenso, sodass auch hier von einer identischen Rufnummer ausgegangen werden kann. Die Mitarbeiter der Callcenter für Kundenanfragen sind bei 4 Unternehmen für Mutter- und Tochtergesellschaft unter der gleichen Rufnummer erreichbar.

##### **Homepages**

Mit Ausnahme eines Unternehmens verfügen alle neuen Netzgesellschaften über eine eigene Homepage. Es gibt aber zahlreiche Verlinkungen auf die Homepages der Muttergesellschaften, die den Auftritt der Netzgesellschaften nach außen hin als eigenständiges Unternehmen aber wieder sehr verwischen und mit dem der Muttergesellschaft in Verbindung bringen.

#### **3.1.4.2.5 Wirtschaftliche Leistungsbeziehungen zu verbundenen Unternehmen („Shared Services“)**

Eine wichtige Frage im Zusammenhang mit dem Unbundling ist jene über die Organisation der Erbringung gemeinsamer Dienstleistungen zwischen dem Netzbereich und dem Erzeugungs/bzw. Handelsbereich. Dabei geht es typischerweise um Dienstleistungen für Personal und Finanzen und IT-Dienstleistungen. Aufgrund der engen

gesellschaftsrechtlichen Verflechtung im Konzern werden aber auch klassische Leistungen des Netzbetriebes wie zB. technische Services oder Kundenservice und Netzkundenbetreuung durch Dienstleistungsverträge zugekauft. Je nach Organisationsform und Stellung im Konzern gibt es eine **Vielzahl von Verträgen über zugekaufte Dienstleistungen**. Die Interpreting Notes fordern in diesem Zusammenhang die Erbringung der Dienstleistungen **zu Marktbedingungen**, die in einer vertraglichen Vereinbarung zwischen dem Unternehmen, das die gemeinsame Dienstleistung erbringt, und dem Unternehmen, das diese nutzt, festgelegt sind.

Aufgrund der mäßigen Ausstattung der Netzgesellschaften mit Personal und dem Eigentum an den Netzen gibt es in Österreich eine sehr große Zahl gegenseitiger Dienstleistungsverträge, deren Ausgestaltung noch sehr verbesserungsfähig ist. Die derzeit von den Netzbetreibern verwendeten Verträge weisen folgende Charakteristika auf:

- Es gibt umfangreiche inhaltliche Beschreibungen der zugekauften Dienstleistungen; die Festlegung der Preise erfolgt dann aber pauschal ohne Angabe eines nachvollziehbaren Mengen- und Preisgerüsts.
- In zahlreichen Verträgen findet sich der Hinweis, dass die Dienstleistungen zu Marktpreisen, die einem Drittvergleich standhalten, verrechnet werden. Wie diese Marktpreise ermittelt wurden oder ob tatsächlich Vergleichsangebote eingeholt wurden, wird in den Unterlagen nicht angeführt.
- Bei denjenigen Unternehmen, wo weder das Personal noch das Eigentum an den Netzanlagen in die Netzgesellschaft übertragen wurde, ergeben sich nahezu sämtliche Kosten aus den abgeschlossenen Dienstleistungsverträgen. Die im Unternehmen selbst erbrachten Leistungen beschränken sich im Extremfall auf die Tätigkeit der Geschäftsführer und die Arbeitsleistung einiger weniger Führungspersonen.

Eine genaue wirtschaftliche Analyse der Dienstleistungsverträge durch die Regulierungsbehörde ist im Rahmen der derzeit laufenden Tarifprüfungsverfahren im Gange. Es kann aber schon jetzt gesagt werden, dass die Dokumentation und Kalkulation der aus den Dienstleistungsverträgen verrechneten Kosten auch im Sinne eines ordnungsgemäßen buchhalterischen Unbundling erheblich verbessert werden muss.

#### **3.1.4.3 Überprüfung der Unbundlingbilanzen**

Die österreichische Rechtslage sieht vor, dass integrierte Elektrizitätsunternehmen eigene Konten im Rahmen von Rechnungskreisen für ihre Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten

---

zu führen und die Bilanzen und Ergebnisrechnungen sowie deren Zuweisungsregeln zu veröffentlichen haben. Die veröffentlichten Bilanzen und Ergebnisrechnungen müssen im Rahmen der handelsrechtlichen Prüfungspflicht vor Veröffentlichung von Wirtschaftsprüfern testiert werden. Eine gesonderte Überprüfung der Unbundlingbilanzen ist nicht vorgesehen. Die österreichische Regulierungsbehörde hat aufgrund der unterschiedlichsten Strukturen der Kostenrechnungssysteme der Netzbetreiber keine verbindlichen Regeln für die Erstellung der Unbundlingbilanzen aufgestellt. Die verursachungsgerechte Kostenzuordnung wurde bislang im Rahmen der Tarifprüfungsverfahren zur Festsetzung der Systemnutzungstarife bei den einzelnen Unternehmen überprüft. Lediglich die zugestandenen Finanzierungskosten werden im Rahmen einer WACC-Betrachtung einheitlich geregelt. Die jährliche Kostenüberprüfung bei den einzelnen Unternehmen wurde ab 1.1.2006 durch die Einführung eines Anreizregulierungssystems abgelöst.

#### **3.1.4.4 Gleichbehandlungsprogramme und Gleichbehandlungsbeauftragter**

Im Elektrizitätsbereich liegen für das Jahr 2005 keine Erfahrungen mit Gleichbehandlungsprogrammen vor, weil die Ausführungsvorschriften der Länder zu diesem Zeitpunkt großteils noch nicht vorlagen bzw. erst in Kraft getreten waren. Zusätzlich ist die Regulierungsbehörde auf Grund einer entsprechenden Regelung im Bundesgrundsatzgesetz EIWOG nur in sehr eingeschränktem Ausmaß für die Überwachung des organisatorischen Unbundling zuständig und lässt die konkurrierende Zuständigkeit von zwei Behörden (der jährliche Bericht über die getroffenen Maßnahmen zur Vermeidung von Diskriminierungen ist auch der Landesregierung, die Konzessionsbehörde ist, vorzulegen) Probleme in der Praxis befürchten.

## **3.2 Wettbewerbsrechtliche Fragen**

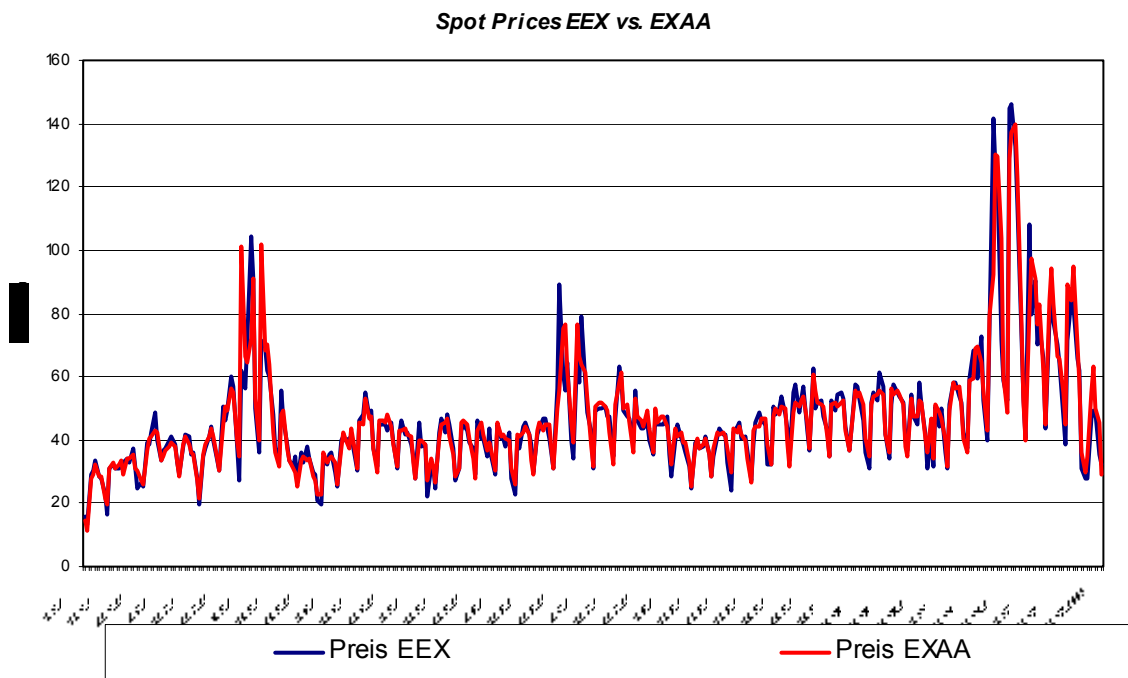
### **3.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes**

Das Marktmodell und die wesentlichen Marktgegebenheiten im Großhandelsmarkt sind im Jahr 2005 gegenüber 2004 unverändert geblieben. Für Österreich isoliert betrachtet ergibt sich eine relativ hohe Konzentration auf einige Erzeugungs- und Handelsunternehmen oder Gruppen von Unternehmen. Wie in Kap. 3.2.2 (Abb. 3) erläutert, führen auch die jüngsten Veränderungen in der Struktur der geplanten Energie Austria (Austritt von Energie AG und Linz AG) zu keiner spürbaren Veränderung in den Indikatoren für Marktkonzentration. Im Bereich des Großhandels ist jedoch zu berücksichtigen, dass Österreich derzeit zu Deutschland keine Netzengpässe aufweist, was zur Folge hat, dass die österreichischen Regelzonen mit Deutschland einen eng verknüpften Großhandelsmarkt für Spot- und Forwardprodukte bilden.

Unter diesem Aspekt ist auch zu sehen, dass die gehandelten Börsenmengen an der österreichischen Strombörse im Jahr 2005 mit 1,53 TWh gegenüber 2004 (1,74 TWh) leicht rückläufig waren. Es ist davon auszugehen, dass die Marktteilnehmer stärker an der deutschen Börse EEX gehandelt haben bzw. bilaterale OTC Geschäfte abgewickelt wurden. Für diese bilateralen Handelstätigkeiten bestehen hinsichtlich Preisen und Volumina keinerlei Transparenzanforderungen. Im Bereich von spezialisierteren Produkten (z.B. Regelenergie) ist allerdings eine starke Marktfragmentierung vorhanden.

Die enge Marktanbindung an Deutschland spiegelt sich auch in der Preissituation wider. Die nachfolgende Darstellung zeigt die Spotpreise für die österreichische Strombörse EXAA verglichen mit jenen der deutschen EEX. Verlauf und Größenordnung der Kurven weisen weitgehende Übereinstimmung auf.

**Abbildung 1: Spot-Preise EEX vs. EXAA**



Quelle: EEX, EXAA

Die Grafik zeigt auch nochmals die im Jahr 2005 aufgetretene stark steigende Preistendenz. Während im Jahr 2004 der durchschnittliche Spotmarktpreis an der EXAA noch bei 28,7 EUR/MWh lag, waren es im Jahr 2005 46,6 EUR/MWh (+ 62 %). Diese Entwicklung wurde zweifellos wesentlich durch den CO<sub>2</sub> Zertifikathandel und die Einpreisung der damit verbundenen Opportunitätskosten beeinflusst. Teilweise können auch Preise für Primärenergieträger dazu beitragen. Wie nachfolgend ausgeführt wird, hat sich dieser Preisanstieg auch ungemindert auf die Endkundenpreise größerer Kunden ausgewirkt.

Um in dieser Situation den Wettbewerb zu intensivieren ist eine zunehmende Marktintegration mit umliegenden Märkten anzustreben. Die ERGEG Electricity Regional Initiative hat als Ziel, diese Marktintegration unter breiter Beteiligung voran zu treiben. Österreich ist dabei den Regionen Central Eastern Europe (CEE) und Central Southern Europe (CSE) zugeordnet. Für die Region CEE wurden als prioritäre Arbeitsgebiete grenzüberschreitendes Engpassmanagement, Markttransparenz, Markteintrittsbarrieren sowie regulatorische Kompetenzen und deren Unterschiede identifiziert.

Die Indikatoren für die Region CEE zeigen, dass deutlichen Preisunterschiede zwischen den Märkten bestehen oder in einzelnen Märkten keine transparenten nachvollziehbaren Großhandels-Preisangaben vorhanden sind. Diese beträchtlichen Preisdifferenzen sind ein klares Signal für unterschiedliche Erzeugungskostenniveaus in den jeweiligen Ländern und geringe



grenzüberschreitende Kapazitäten, die dazu beitragen sollten, die jeweils kostengünstigsten Erzeugungseinheiten effizient nutzbar zu machen. Durch die mangelnde Verfügbarkeit von transparenten Großhandelspreisen in einigen Märkten ist eine essentielle Grundvoraussetzung für eine effiziente, wirksame Marktintegration noch nicht gegeben. Die insgesamt brutto ausgetauschten Handelsvolumina sind teilweise – in Relation zum Verbrauch des jeweiligen Landes – nennenswert, für Österreich lassen sie jedoch noch nicht auf eine ausgeprägte Marktintegration mit den angrenzenden Märkten (ausgenommen Deutschland) schließen. Dies zeigt sich auch darin, dass die Preiskorrelation zwischen den tschechischen und österreichischen Baseload-Spotmarktpreisen mit 0,47 relativ gering ist und für weitere angrenzende Märkte mangels Preisangaben keine Korrelationen errechnet werden konnten.

**Abbildung 2: Regional Indicators (Central East Europe, CEE)**

Regional Integration and Regional Indicators - CEE		AT		CZ		GER		
Gross cross border trade	MWh/yr	48.510.000		30.601.245		17.785.599		
Mean Price	€/MWh	46,57		32,15		45,97		
Median Price	€/MWh	42,72		32,6		42,47		
Standard deviation	€/MWh	18,33		18		18,44		
Price correlation	0-1	AT-CZ	0,545	CZ-AT	0,545	GER-AT	0,94	
		AT-GER	0,94	CZ-GER	0,544	GER-CZ	0,544	
Auction results of congestion	€/MWh	CZ->AT	5,78	CZ->SK	0,19	8,89		
		AT->CZ	NA	SK->CZ	0,04			
		H->AT	1,50	CZ->PL	1,02			
		AT->H	0,40	PL->CZ	11,55			
		AT->SLO	1,22	CZ->AT	5,78			
		SLO->AT	NA	AT->CZ	NA			
						CZ->GER (E.On)	6,698	
						GER (E.On) ->C	0,0017	
				CZ->GER(VE-T)	6,08			
				GER(VE-T)->CZ	NA			

Quelle: E-Control und Regulatoren der Region CEE

Im Gegensatz zur deutsch-österreichischen Grenze bestehen an allen weiteren österreichischen Grenzen Engpasssituationen, die eine ungehinderte Großhandelsentwicklung stark beeinträchtigen. Die mangelnden Kapazitäten beruhen einerseits auf einem niedrigen Koordinierungsgrad zwischen Netzbetreibern (und Marktakteuren) und andererseits auf fehlender Infrastruktur. Deshalb wurde im Bereich Engpassmanagement der Schwerpunkt weiterer Entwicklungen auf eine koordinierte gemeinsame Ermittlung der verfügbaren

Kapazitäten und deren effizienter Nutzung gelegt. Diese Anforderungen ergeben sich auch aus den Leitlinien für Engpassmanagement gemäß Art. 8 der VO 1228/2003.

Die Herstellung der erforderlichen Markttransparenz soll für die Region ebenfalls möglichst koordiniert erfolgen. Auch dazu leiten sich aus der Verordnung 1228/2003 und den Leitlinien Anforderungen hinsichtlich grenzüberschreitendem Handel und Netzzugang und Erzeugung ab. Um die Nachvollziehbarkeit von Preisen zu ermöglichen sind speziell im Bereich Erzeugung erweiterte Datenveröffentlichungen erforderlich. Weitere Markteintrittsbarrieren sollen in Abstimmung mit den Marktteilnehmern identifiziert werden. Hinsichtlich regulatorischer Kompetenzen bestehen Unterschiede zwischen den Staaten, die enge Kooperationen zwischen verschiedenen Behörden und anderen Beteiligten erforderlich machen werden.

### **3.2.2 Endkundenmärkte**

#### **Anbieterstruktur am österreichischen Endkundenmarkt**

Die Marktstruktur am österreichischen Strommarkt ist nach wie vor durch eine starke vertikale als auch horizontale Integration der Unternehmen gekennzeichnet. Im Jahr 2005 und zu Beginn 2006 kam es zu weiteren Zusammenschlüssen und Kooperationen von Stromunternehmen, welche die Marktkonzentration weiter erhöht. Im Sommer 2005 hat die Tiwag 50 % der Anteile an MyElectric übernommen. MyElectric stand bis dahin als Vertriebsstocher im 100%igen Eigentum der Salzburg AG. Im Jänner 2006 hat sich der Verbund mit 49 % an dem städtischen Elektrizitätsunternehmen Energie Klagenfurt GmbH beteiligt, wobei die restlichen 51 % von den Stadtwerken Klagenfurt gehalten werden. Aufgrund der geringen Größe von My Electric und Energie Klagenfurt GmbH wurden die Auswirkungen auf den gesamtösterreichischen Endkundenmarkt als gering eingeschätzt und die Anmeldungen wurden ohne größere Zusagen genehmigt.

Der bereits im Juni 2003 genehmigte Zusammenschluss von Energie Allianz und Verbund zur „Energie Austria“ wurde nach wie vor nicht umgesetzt. Mittlerweile haben sich zwei Unternehmen aus der Energie Allianz und somit auch aus der „Energie Austria“ zurückgezogen. Mit 30. April 2006 sind die Energie AG und die Linz AG einvernehmlich aus der Energie Allianz ausgeschieden, wobei für die Abwicklung der bestehenden Geschäfte noch eine Übergangsfrist bis 30.9.2006 vorgesehen wurde. Dadurch verbleiben noch die Wienenergie, die EVN sowie die Bewag/Begas als beteiligte Unternehmen in der Energie

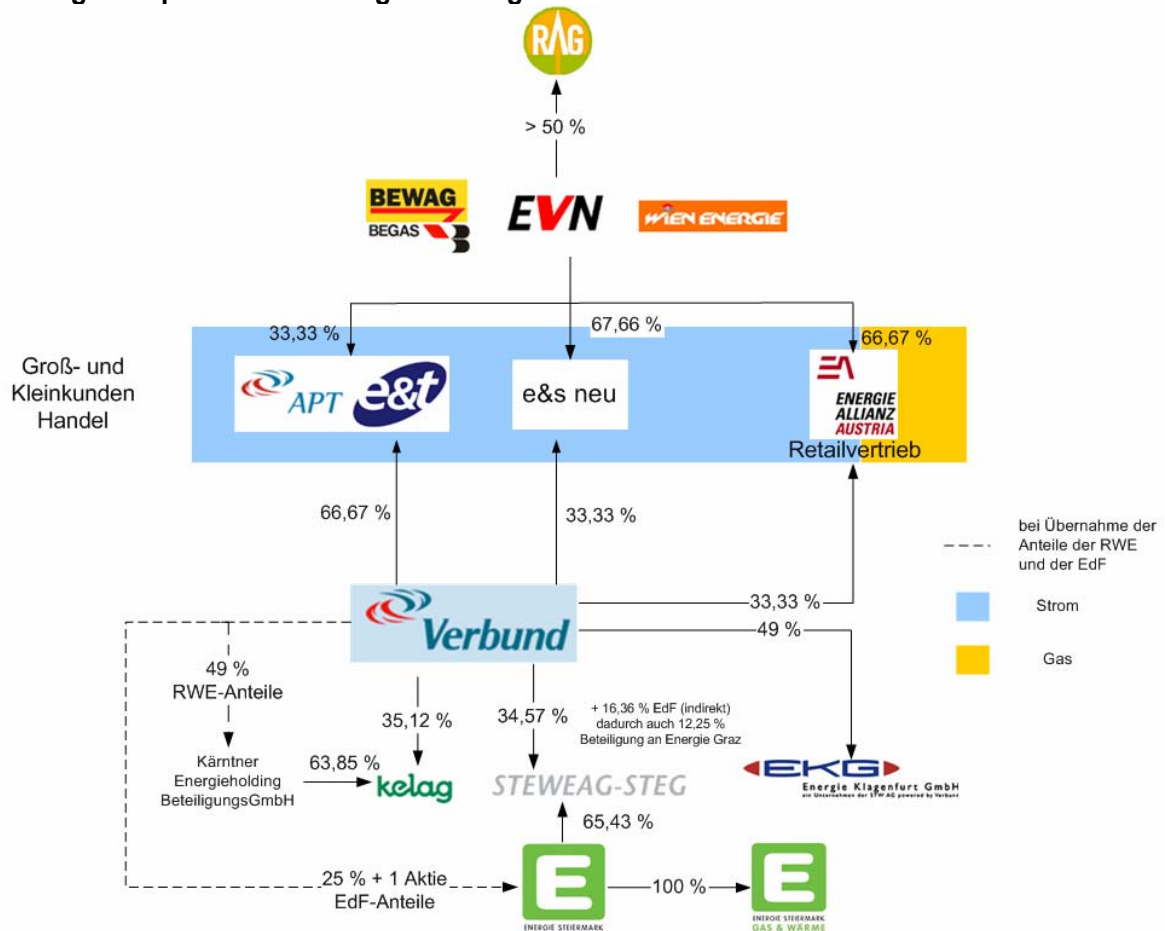
Allianz. Die beiden ausgeschiedenen Unternehmen kündigten medial bereits Pläne für neue Kooperationen an.

Gleichzeitig gibt es Pläne zu einer neuen Variante der „Energie Austria“, an der EVN, Wienenergie, Bewag/Begas sowie Verbund beteiligt wären. Der Zusammenschluss würde die Bereiche Belieferung von Endkunden (Groß- und Kleinkunden) und den Großhandel umfassen. Im Gegensatz zur ursprünglichen Anmeldung bzw. Genehmigung aus dem Jahr 2003 ist derzeit geplant, eine Beteiligung des Verbund an den Vertriebstöchtern der Energie Allianz zu jeweils einem Anteil von 33 % vorzunehmen.

Seit Juli 2005 ist der Verbund mit seiner Vertriebstochter Verbund-APS, verglichen mit den bereits zu Beginn der Liberalisierung eingetretenen – zum Großteil aus Vertriebstöchtern der Incumbents bestehenden – neuen Lieferanten, am österreichischen Endkundenmarkt äußerst aktiv. Inwieweit der Verbund diese Vertriebsaktivitäten nach dem Zusammenschluss zur neuen „Energie Austria“ weiterführen wird, ist nicht bekannt. Es liegt jedoch die Vermutung nahe, dass der Verbund seine eigene Vertriebstätigkeiten zurücknehmen und so die Wettbewerbsintensität erneut abnehmen wird.

Insgesamt ist aus derzeitiger Sicht schwer abzuschätzen wie sich die jüngsten Veränderungen und Pläne auf die Anbieterstruktur und Wettbewerbssituation am österreichischen Markt auswirken werden.

Abbildung 3: Geplante Umsetzung der Energie Austria 2006



Quelle: E-Control GmbH

### Marktanteile

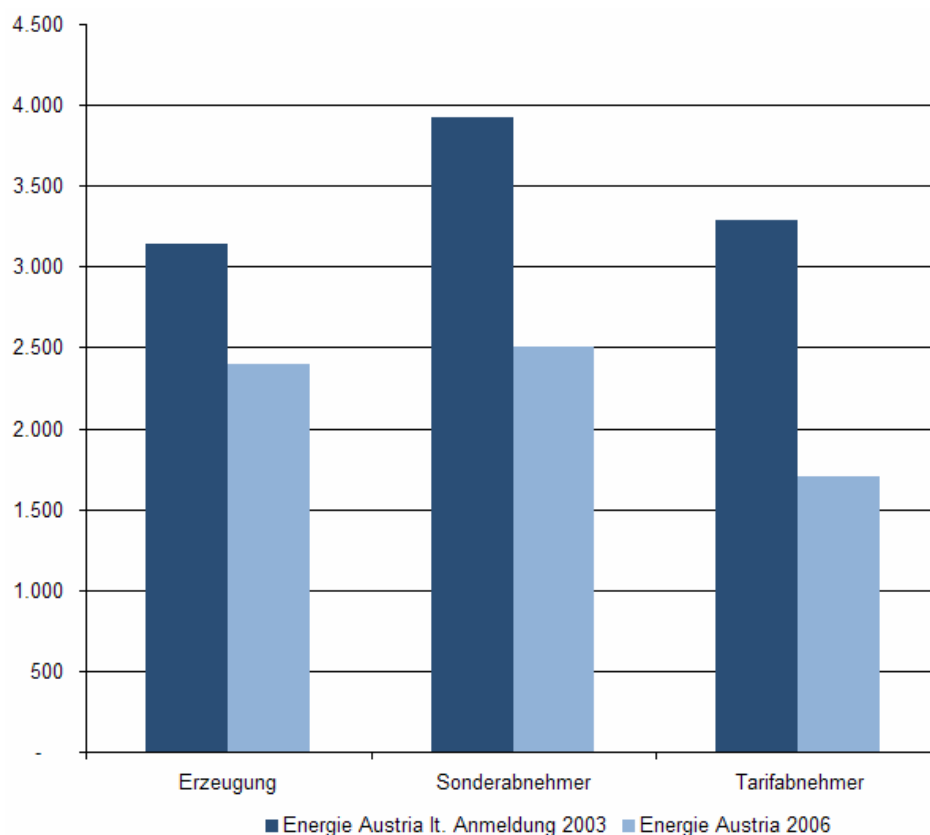
Da der E-Control GmbH die aktuellen Marktanteile der Lieferanten nach einzelnen sachlich relevanten Märkten nicht vorliegen und sie auch keine rechtlich fundierten Kompetenzen hat, derartige Daten aufgeschlüsselt abzufragen, gründen sich nachfolgende Marktanteilsberechnungen auf vorliegende Daten des Jahres 2001. Nachdem die Wechselraten – vor allem bei Kleinabnehmern – gering ausfallen, ist nicht davon auszugehen, dass bei den Incumbents wesentliche Marktanteilsverluste zu verzeichnen waren.

Nachfolgend werden der Hirschmann-Herfindahl-Index<sup>1</sup> und die Konzentrationsrate der größten 3 Unternehmen auf Basis der Daten 2001 für den Erzeugungsbereich sowie Tarif- und Sondervertragskunden dargestellt. Verglichen wird der HH-Index „Energie Austria“ laut Genehmigung 2003 (Verbund + Energie Allianz, inkl. Linz AG und Energie AG) mit der, derzeit geplanten Umsetzung (Verbund + Energie Allianz, exkl. Linz AG und Energie AG).

<sup>1</sup> Der HH-Index ergibt sich durch die Addition der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen.

Wie Abbildung 4 veranschaulicht, reduziert sich durch den Austritt der Linz AG und der Energie AG auch der HH-Index. Der HH-Index liegt jedoch in den Märkten „Erzeugung von elektrischer Energie“ und „Belieferung von Sondervertragskunden“ nach wie vor deutlich über dem Wert von 1.800<sup>2</sup>. Im Markt „Belieferung von Tarifkunden“ (Haushalts- und kleine Gewerbekunden) liegt der Wert nur knapp darunter. Die Ergebnisse lassen auch weiterhin auf eine hohe Marktkonzentration schließen.

**Abbildung 4:** Vergleich des HH-Index – Energie Austria lt. Anmeldung 2003 und geplante Fusion 2006



Quelle: E-Control GmbH

Die drei größten Lieferanten am Kleinkundenmarkt beliefern auf Basis der Daten 2001 unter Berücksichtigung der geplanten Umsetzung der Energie Austria – dh. Energie Allianz und Verbund werden als ein Unternehmen betrachtet – ca. 54 %<sup>3</sup> der österreichischen Kleinkunden (nicht gemessene Kunden). Insgesamt hatten 2005 fünf Lieferanten am

<sup>2</sup> Ab einem Wert von 1.000 wird von einem mäßig, ab einem Wert von 1.800 von einem stark konzentrierten Markt ausgegangen.

<sup>3</sup> Eine marktbeherrschende Stellung wird vermutet, wenn CR 1 > 33 %, CR 2 > 50 % bzw. CR 3 > 67 %.

österreichischen Kleinkundenmarkt einen Marktanteil größer 5 %. Vier Unternehmen davon haben jedoch lediglich einen Marktanteil knapp über 5 %.

Die drei größten Großkundenlieferanten haben auf Basis der Daten 2001 und unter Berücksichtigung der geplanten Umsetzung der Energie Austria ca. 69 % Anteil am österreichischen Großkundenmarkt (gemessene Kunden). Insgesamt hatten 2005 fünf Großkundenlieferanten einen Marktanteil größer 5% in Österreich.

Betrachtet man die gesamte Abgabe an Endkunden (nur über jene Daten liegen Werte für das Jahr 2005 vor) so liegt der Marktanteil der drei größten Erzeugungsunternehmen bei rd. 53 % (Leistung der Kraftwerke<sup>4</sup>). Im Vergleich zu den Vorjahren ist ein leichter Rückgang zu beobachten. Verbund und die Unternehmen der Energie Allianz wurden dabei getrennt betrachtet. Der HH-Index liegt selbst bei getrennter Betrachtung aller Unternehmen bezogen auf die Kapazität bei 1.639 somit knapp unter dem Schwellenwert von 1.800 und bezogen auf das Erzeugungsvolumen mit 2.411 deutlich über dem Schwellenwert von 1.800.

Die Marktanteile zeigen weiterhin, dass die österreichische Stromwirtschaft von nur wenigen Unternehmen dominiert wird und der Endkundenmarkt in Österreich geringe Wettbewerbsintensität aufweist.

Da der österreichische und deutsche Großhandelsmarkt derzeit weitgehend integriert ist, ist im Erzeugungsbereich – trotz des hohen nationalen HHI – keine marktbeherrschende Stellung österreichischer Erzeuger am Großhandelsmarkt zu verzeichnen.

### **Preisentwicklung am Endkundenmarkt**

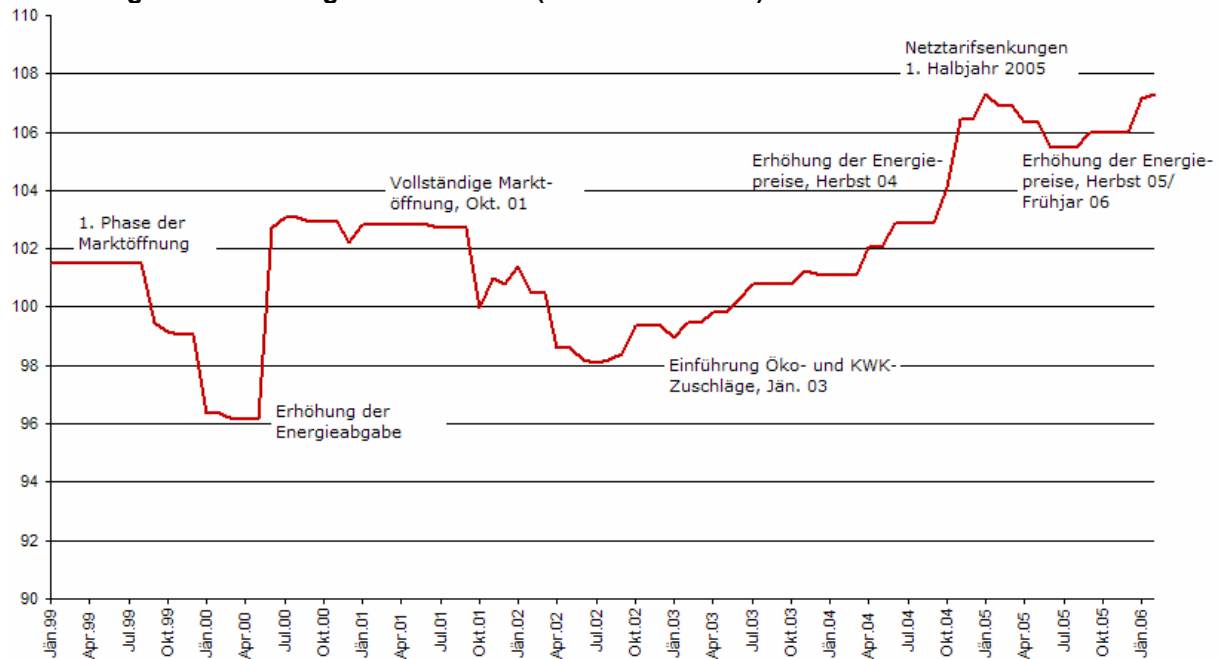
Die Entwicklung des Gesamtstrompreises (inkl. Energiepreis, Netz, Steuern und Abgaben) zeigt die Auswirkungen der Liberalisierung, Preiserhöhungen, Netztarifsenkungen sowie der Einführung und Erhöhung von Steuern und Abgaben. Zu Beginn 2005 wurden durch die Regulierungsbehörde die Netztarife um bis zu 20 % gesenkt. Gleichzeitig bzw. leicht zeitversetzt haben die meisten Stromlieferanten ihre Energiepreise erhöht. Oftmals wurden die Energiepreise im gleichen Ausmaß erhöht, wie die Netztarife gesenkt wurden. Gleiches Vorgehen war bei den integrierten Unternehmen auch im Jänner 2006 zu beobachten. Das Verhalten der integrierten Unternehmen lässt vermuten, dass Quersubventionierung

---

<sup>4</sup> Berücksichtigt wurde die gesamte installierte Leistung in Österreich (Daten über die öffentlich installierte Leistung sind nicht verfügbar).

zwischen dem im Wettbewerb stehenden Bereich und dem regulierten Bereich aufgrund eines unzureichenden Unbundling weiterhin stattfindet.

**Abbildung 5: Entwicklung des Strom-VPI (Index 1999 = 100)**



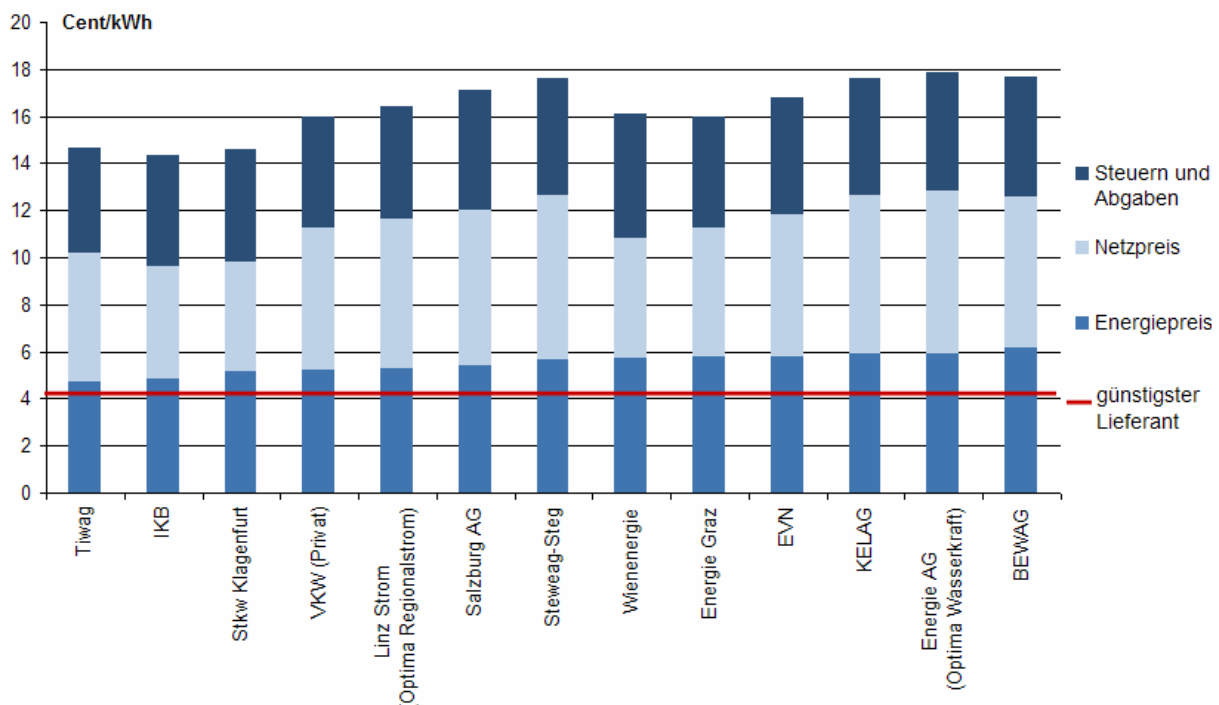
Quelle: Statistik Austria, E-Control GmbH

Die „Local Players“ bieten nach wie vor all-inclusive-Preise an, die die Energie- und die Netznutzungskomponenten beinhalten. Dadurch wird den Endkunden erschwert, Preisvergleiche zu erstellen und bei Preisänderungen nachzuvollziehen, welche der Komponenten für die Preisänderung verantwortlich sind. Wird der Energiepreis nicht im gleichen Ausmaß erhöht wie die Netztarife gesenkt werden, wird die eigentliche Energiepreiserhöhung dem Endkunden vom Lieferanten sogar als „Strompreissenkung“ vermittelt.

Einige Lieferanten weisen wiederum einen Teil des Energiepreises getrennt unter dem Titel „Steuern und Abgaben“ auf der Gesamtrechnung aus, und zwar ist dies bei den sogenannten kalkulatorischen Mehraufwendungen gemäß § 19 Ökostrom-Gesetz der Fall. Sämtliche österreichische Lieferanten sind gemäß dem Ökostrom Gesetz verpflichtet einen bestimmten Anteil der an Endkunden abgegebenen elektrischen Energie zu einem Verrechnungspreis von 45 EUR/MWh im Rahmen des Förderregimes für erneuerbare

Energien abzunehmen. Es obliegt dem Lieferanten, die Differenz zwischen dem Verrechnungspreis und dem Großhandelspreis an den Endkunden weiterzugeben. In der Regel wird die Differenz den Endkunden als kalkulatorische Mehraufwendungen gemäß § 19 Ökostrom Gesetz in Rechnung gestellt. Dieser Betrag wird jedoch im all-inclusive-Preis nicht berücksichtigt, sondern unter Steuern und Abgaben ausgewiesen, was die Ermittlung des Energiepreises, den ein Lieferant in Rechnung stellt, weiter erschwert. Zu hinterfragen ist auch, weshalb die Lieferanten bei Großhandelspreisen über den 45 EUR/MWh für Ökostrom – wie im ersten Quartal 2006 – nach wie vor Endkunden mit einem „Mehraufwand“ belasten, obwohl sie durch den günstigeren Ökostrom einen Minderaufwand verzeichnen konnten. Abbildung 4 zeigt einerseits das Einsparungspotential bei einem Wechsel zum günstigsten Anbieter als auch deutliche Unterschiede der Energiepreise der etablierten Lieferanten für Haushalte in deren jeweiligen Netzgebieten. Die zum Teil beachtlichen Preisunterschiede sind auf den geringen Wettbewerb zurückzuführen, wodurch unter anderem auch eine politisch motivierte Preissetzung der großteils öffentlichen Eigentümer möglich wird. Deutlich unterschiedlich ist auch die Höhe der Netzpreise in den einzelnen Netzbereichen.

**Abbildung 6: Gesamtpreis für Haushaltskunden – angestammter Lieferant im jeweiligen Netzbereich (3.500 kWh, Juni 2006)**



Quelle: E-Control GmbH

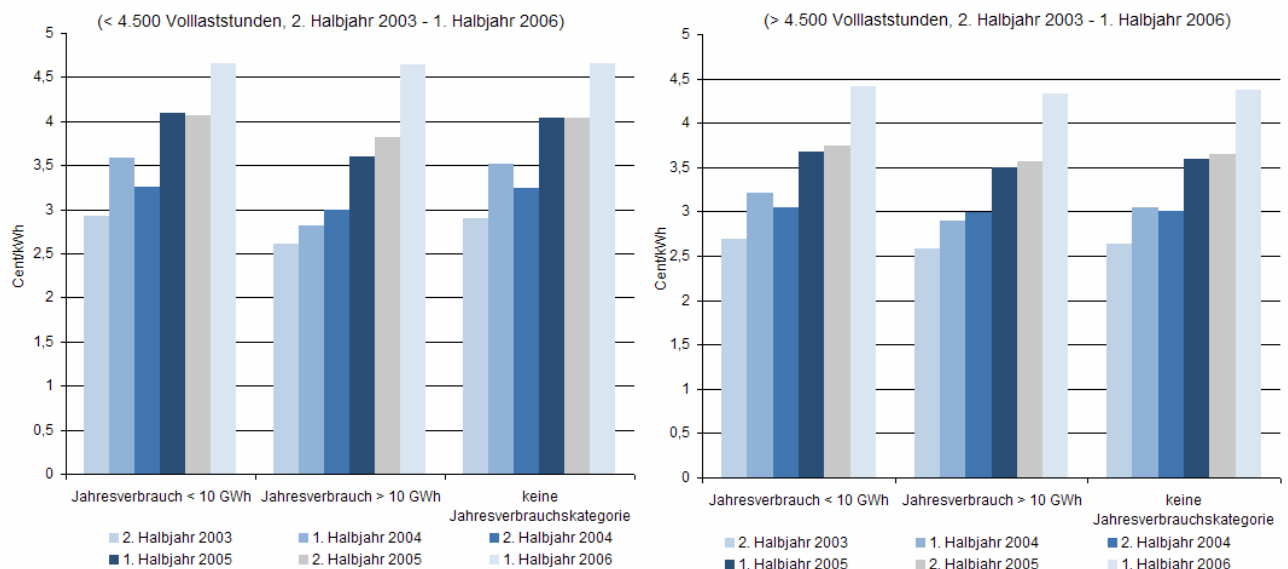
Die Industriepreise (siehe Abbildung 7) sind unabhängig von der Abnahmemenge und den Volllaststunden in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Zu beachten ist, dass die dargestellten Industriepreise die derzeit durchschnittlich bezahlten Energiepreise zeigen,



welche von den Preisen, die aktuell in Neuverträgen abgeschlossen werden, abweichen können.

Im Industriekundenbereich ist vermehrt zu beobachten, dass die Lieferanten den Kunden auf Basis einer Preisformel ein Angebot stellen, wonach die Kunden den Zeitpunkt des Energieeinkaufs selbst bestimmen müssen. Ausschlaggebend für den letztlich zu bezahlenden Energiepreis des Industriekunden sind somit die Preisformel und der Tag des Vertragsabschlusses. Damit wird das gesamte Preisrisiko auf die Kunden übertragen, während der Lieferant Preissteigerungen am Großhandelsmarkt praktisch durchreichen kann.

**Abbildung 7: Industriestrompreisentwicklung (2. Halbjahr 2003 – 1. Halbjahr 2006)**



Quelle: E-Control GmbH

### FOKUS – Wettbewerbsbelegung

Wie im Kapitel 2.1 bereits dargelegt wurde, hat die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) in enger Zusammenarbeit mit der E-Control GmbH eine allgemeine Untersuchung des Elektrizitätsmarktes gemäß § 2 Abs 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes<sup>5</sup> (genannt „Branchenuntersuchung“) im Herbst 2004 eingeleitet. Im Mittelpunkt der Branchenuntersuchung Strom stand die Beurteilung der Wettbewerbssituation am

<sup>5</sup> Allgemeine Untersuchung eines Wirtschaftszweigs, sofern die Umstände vermuten lassen, dass der Wettbewerb in dem betreffenden Wirtschaftszweig eingeschränkt oder verfälscht ist.

Elektrizitätsmarkt hinsichtlich möglicher Einschränkungen bzw. Verfälschungen der Wettbewerbskräfte.

Im ersten und zweiten Zwischenbericht, welche im 1. Halbjahr 2005 veröffentlicht wurden, wurden eine Vielzahl von Hemmnissen für den Markteintritt auf den einzelnen sachlich relevanten Märkten aufgezeigt sowie in einigen sachlich relevanten Märkten (u.a. Groß- und Kleinkundenmarkt, Ausgleichsenergiemarkt) eine marktbeherrschende Stellung von Unternehmen festgestellt. Auf Basis dieser Ergebnisse hat die E-Control GmbH Vorschläge für ein Maßnahmenpaket zur Belebung des Wettbewerbs ausgearbeitet, welches folgende Bereiche umfasst:

- Maßnahmen zur Abschwächung der negativen Folgen der Marktkonzentration
  - Reduktion des Wechselaufwandes
  - Reduktion des Risikos kleinerer Anbieter
- Maßnahmen zur Reduktion des Vertriebsaufwandes
  - Zentrale Datenbank
  - Beseitigung der administrativen Hürden der drei Regelzonen
- Maßnahmen zur Besserstellung der Kunden
  - Transparenz bei Angeboten
  - Fairer Wettbewerb um Kunden
- Maßnahmen zur Intensivierung des Wettbewerbs
  - Weitergehendes Unbundling

Ziel der Initiative war, mit den Unternehmen des Elektrizitätssektors sowie deren Interessensvertretungen (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs – VEÖ) in Verhandlungen zu treten, um einen Katalog von Maßnahmen und Regeln zu erstellen, zu deren Einhaltung sich die Elektrizitätsunternehmen freiwillig verpflichten. Diese Selbstverpflichtung in Verbindung mit einem effizienten Monitoring, durch das die Einhaltung der Maßnahmen laufend überprüft wird, war dazu vorgesehen, Verbesserungen im Wettbewerbsbereich zu erzielen, ohne dafür gesondert umfangreiche gesetzliche Regelungen schaffen zu müssen. Es wurden vor allem nachfolgende Punkte intensiv diskutiert, wobei eine Einigung nur in wenigen Bereichen erzielt werden konnte.

- Informationsblatt für Endkunden zum besseren Verständnis der Liberalisierung des Marktes (u.a. Aufgaben Lieferant vs. Netzbetreiber) und der Wechselmöglichkeiten,
- Verkürzung der Wechselfristen (von max. 8 Wochen auf max. 6 Wochen),

- Elektronische Übermittlung der Zählpunkte durch den Netzbetreiber,
- Elektronische Übermittlung der Abrechnungsdaten an den neuen Lieferanten,
- Transparenz der Allgemeinen Lieferbedingungen und Rechnungen (eine Annäherung zwischen dem VEÖ und der E-Control GmbH gab es nur in wenigen Punkten, jedoch wurde dieser Themenbereich mittlerweile umfassend gesetzlich geregelt),
- Verhaltenskodex für Lieferanten.

Keine Klärung konnte in der Frage des Monitorings geschaffen werden. Vorgeschlagen wurde seitens des Verbandes, dass das Monitoring durch den Verband mittels Umfrage bei den Unternehmen selbst durchgeführt wird. Inhalt und Umfang des Monitorings sind aber noch gänzlich ungeklärt. Der VEÖ hat es abgelehnt, zu den einzelnen Punkten konkrete Vorschläge für das Monitoring vorzulegen.

Auch wenn die Gespräche zwischen dem Verband und der E-Control GmbH sowie der BWB geführt wurden, kann der Verband nicht sicherstellen, dass alle seine Mitgliedsunternehmen die Wettbewerbsmaßnahmen auch tatsächlich einhalten werden. Deshalb fordern die E-Control GmbH und die BWB, dass sämtliche Elektrizitätsunternehmen sich gegenüber der Bundeswettbewerbsbehörde schriftlich dazu bekennen, die Maßnahmen des Wettbewerbsbelebungs pakets sorgfältig umzusetzen.

## **4. Regulierung und Erfolge auf dem Erdgasmarkt**

### **4.1 Regulierungsbezogene Fragen**

#### **4.1.1 Allgemeines**

Der österreichische Gasmarkt ist seit 1.10.2002 mit Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2002 zu 100% liberalisiert. Mit der Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes im Juni 2006 wurden sämtliche Erfordernisse der "Beschleunigungsrichtlinie" 2003/55/EG wie z.B. der regulierte Netzzugang für grenzüberschreitende Transporte, in nationales Recht umgesetzt.

#### **4.1.2 Überarbeitung des Tarif- und Kapazitätsmodells**

Nach Analyse des derzeitigen Kapazitätsmodells wurden faktische Schwächen des Modells ausgemacht und folgende neue Ziele bei der Überarbeitung der Marktregeln überlegt:

- Verbesserung der Planungssicherheit für Verteilernetzbetreiber, Fernleitungsnetzbetreiber und Regelzonenführer AGGM,
- Ausschöpfung der technischen Maximalkapazität durch Anpassung der Kapazitätszuordnung,
- Kurzfristige Abgeltung von erhöhten Kapazitätsvorhaltungen für Fernleitungsnetzbetreiber.

Folgende Maßnahmen wurden vorgeschlagen, um die Schwächen des aktuellen Marktmodells auszugleichen:

- Erfassung sämtlicher Kapazitäten an allen Ein- und Ausspeisepunkten der Regelzone
- Berücksichtigung von Sonstigen Transporten,
- Anwendung der Prioritätsregel, dh. bei Kapazitätsanmeldungen haben Transporte zum Zwecke der Endkundenversorgung Vorrang gegenüber Sonstigen Transporten,
- Verpflichtung von Mindestlieferungen nach Aufforderung durch den RZF zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität,

- Implementierung eines dynamischen Planungsprozesses in der Kapazitätsverwaltung ua. durch Schaffung einer jährlichen Renominierungsmöglichkeit des Versorgers/Lieferanten,
- Möglichkeit eines Antrags auf Kapazitätserweiterung,
- Absicherung des Netzausbaus durch Genehmigung der Ausbauprojekte gem. Langfristplanung durch die E-Control Kommission, womit in weiterer Folge eine Berücksichtigung der Ausbaurkosten im Tarif verbunden ist

Die rechtlichen Grundlagen zur Verbesserung des aktuellen Kapazitätsmodells wurden in einer Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes verankert, die mit 28.6.2006 in Kraft getreten ist. Korrespondierend dazu ist die Überarbeitung der entsprechenden Marktregeldokumente erforderlich.

#### **4.1.3 Fernleitung und Verteilung**

##### *Höhe der Netztarife*

Die durchschnittlichen Netzkosten betragen für die Eurostat-Abnehmerkategorien<sup>6</sup> I1 0,97 EUR cent/kWh und D3 1,43 EUR cent/kWh.

##### *Balancing*

Das Marktmodell für Ausgleichsenergie und die Preisbildungsformeln blieben gegenüber 2004 unverändert. Nach wie vor gibt es keine Strafzahlungen und Toleranzbänder: jede Abweichung von der Nominierung im Fahrplan wird mit dem Marktpreis für Ausgleichsenergie bewertet. Der Regelzonenführer ist zuständig für die Abrufe an Ausgleichsenergie, verrechnet wird die Ausgleichsenergie den Marktteilnehmern über eine Clearingstelle.

Im ersten Jahr nach der Einführung des Ausgleichsenergiemarktes (Gasjahr 2002/2003) in der Regelzone Ost haben sich die Kosten der Bilanzgruppen „Netzverluste und Eigenverbrauch der Netzbetreiber“, die sich in diesem Zeitraum auf ca. 3 Mio EUR kumuliert hatten, als wesentliches Problem herausgestellt. Um diese Kosten zu reduzieren, wurde bei der Überarbeitung der Marktregeln ein Maßnahmenpaket beschlossen, das eine Änderung der Preisformel für Stunden ohne Abruf von Ausgleichsenergie und Maßnahmen für eine

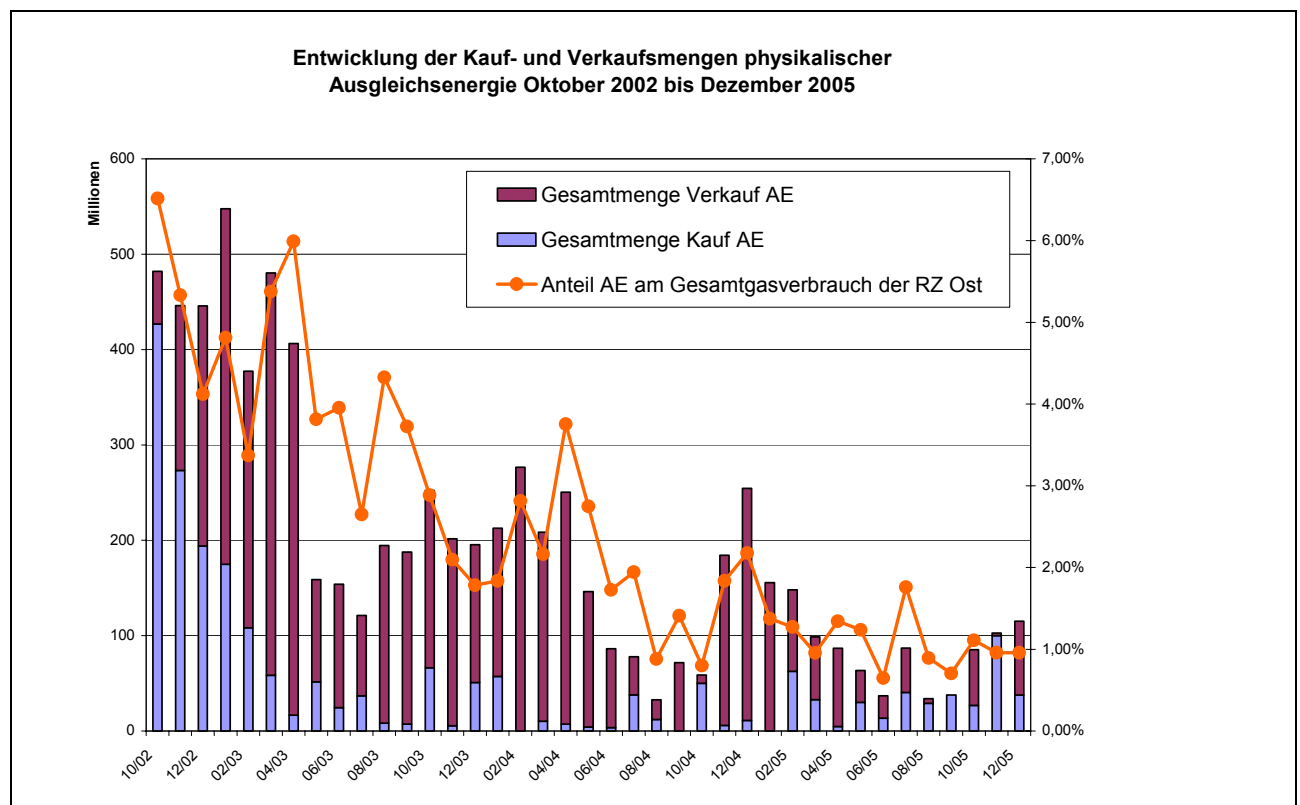
---

<sup>6</sup> Exklusive Steuern und Abgaben; Die Ermittlung der durchschnittlichen Netzkosten erfolgte auf Basis des Tarifkalkulators der E-Control ([www.e-control.at](http://www.e-control.at)) und wurde nur für den Netzbereich Wien durchgeführt (wie bisher von Eurostat gefordert). In der Kategorie I4-1 (116 300 MWh, load factor 250 days, 4000 hours) gibt es in diesem Netzbereich keine Abnehmer.

verbesserte Linepacknutzung enthielt. Seitdem haben die Bilanzgruppen „Netzverluste und Eigenverbrauch“ in den meisten Monaten Erlöse verbuchen können - insgesamt seit Oktober 2003 in der Höhe von ca. 2,4 Mio EUR. Setzt sich dieser Trend fort, so werden diese Bilanzgruppen im Gasjahr 2005/2006 erstmals Nettoerlöse verbuchen können.

Seit Einführung des Ausgleichsenergiemarktes sind die gehandelten Ausgleichsenergiemengen zurückgegangen (s. Abbildung 8). So sank der Anteil der vom Regelzonenführer benötigten Menge an Ausgleichsenergie seit Einführung des Ausgleichsenergiemarktes kontinuierlich und liegt bei Werten um ca. 1% des gesamten Erdgasverbrauchs in der Regelzone Ost.

**Abbildung 8: Entwicklung der Kauf- und Verkaufsmengen physikalischer Ausgleichsenergie und des Anteils von Ausgleichsenergie am Gesamtterdgasverbrauch (Okt 2002 - Dez 2005)**



Quelle: E-Control

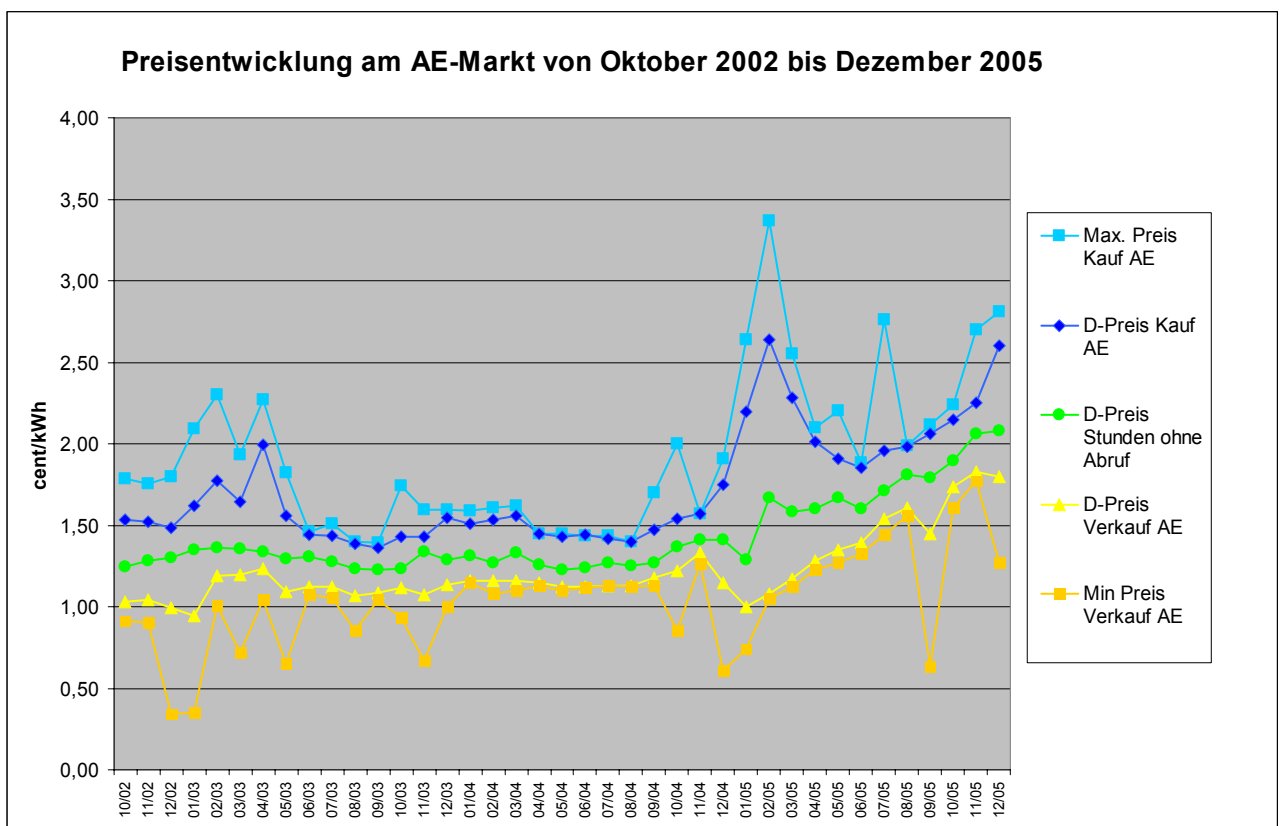
Es konnte darüber hinaus beobachtet werden, dass dem Ausgleichsenergiemarkt verstärkt die Funktion eines Spotmarktes zukommt, indem einige Bilanzgruppen den Ausgleichsenergiemarkt zum Kauf und Verkauf von Gas durch Über- und Unterlieferungen benutzen. Der Anteil bilanzieller Ausgleichsenergie (Über- und Unterlieferungen der kommerziellen Bilanzgruppen) lag im Gasjahr 2004/2005 bei knapp 5 % des Gesamtverbrauches in der Regelzone Ost.

Aufgrund der gestiegenen Gaspreise und der sehr kalten Wintermonate im Jahr 2005 ist ein steigender Trend bei den Ausgleichsenergiepreisen zu beobachten (s. Abbildung 9). Zudem sind im Vergleich zum vorherigen Gasjahr deutliche Preisspitzen festzustellen. Im Zuge der Liberalisierung wurden Speicherverträge (Leistungsdaten) neu ausgerichtet. Dies könnte ein Grund für die Preisausschläge - vor allem in den Wintermonaten - sein.

Derzeit sind am Ausgleichsenergiemarkt **fünf Anbieter** aktiv tätig, wobei die Marktanteile der einzelnen Anbieter zwischen 2% und 49% im Jahr 2005 lagen. Die für die jeweilige Stunde abgegebenen Ausgleichsenergieangebote müssen 30 Minuten nach Anforderung durch den Regelzonenführer in das System eingespeist bzw. entnommen werden können. Das Preisband des stündlichen Ausgleichsenergiepreises betrug im Jahr 2005 zwischen 6 und 33 EUR/MWh.

Soweit Informationen hierzu veröffentlicht sind, gelten im nicht regulierten **Transitbereich** Toleranzbänder von +/-2% als üblich; der Bilanzausgleich erfolgt über einen Tag.

**Abbildung 9: Preisentwicklung am Ausgleichsenergiemarkt von Oktober 2002 bis Dezember 2005**



Quelle: E-Control

#### **4.1.4 Effektives Unbundling**

##### **4.1.4.1 Rechtliche Darstellung bzw. Änderungen seit dem letzten Bericht**

Im Gassektor gab es im Jahr 2005 keine Unbundling-relevanten Änderungen der Rechtslage.

##### **4.1.4.2 Neue Netzgesellschaften**

###### **4.1.4.2.1 Anwendung der 100.000 Kunden Grenze**

In Österreich wurde in den rechtlichen Bestimmungen eine Grenze von 50.000 Kunden für die Verpflichtung zum rechtlichen Unbundling festgelegt. Alle zum rechtlichen Unbundling verpflichteten Unternehmen haben ihre Verpflichtungen fristgerecht eingehalten.

###### **4.1.4.2.2 Gründung der neuen Netzgesellschaften**

In Durchführung der gesetzlichen Bestimmungen haben einige zum „Legal Unbundling“ verpflichteten Unternehmen neue Netzgesellschaften in Form einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung gegründet. Teilweise wurde aus dem integrierten Unternehmen der Vertrieb in eine andere Gesellschaft ausgegliedert, sodass das Mutterunternehmen nunmehr als reines Netzunternehmen fungiert. Einige Unternehmen haben ihren Gasnetzbetrieb gleichzeitig mit dem Stromnetzbetrieb in eine eigene Gesellschaft im Sinne eines Kombinationsnetzbetreibers übertragen.

###### **4.1.4.2.3 Ressourcenausstattung**

###### **4.1.4.2.3.1 Eigentum an Netzen**

Die Übertragung des Netzeigentums an eine konzernunabhängige Gesellschaft im Sinne eines „Ownership-Unbundling“ wurde von keinem österreichischen Unternehmen vorgenommen. Sieben der zum „Legal Unbundling“ verpflichteten Unternehmen besitzen das Eigentum an den Netzen. Vor allem bei kleineren Netzbetreibern verblieb das Netzeigentum in der Muttergesellschaft.

###### **4.1.4.2.3.2 Personalausstattung**

Einige wenige Unternehmen haben alle im integrierten Unternehmen dem Gasnetzbereich zugeordneten Mitarbeiter in die Netzgesellschaft übertragen. Beim Großteil der neu gegründeten Netzgesellschaften beträgt der Mitarbeiterstand zwischen 20 und 40 Mitarbeitern. Von den gesamten dem Netzbereich zugeordneten Mitarbeitern wurden rund 30 % in den Personalstand der neuen Netzgesellschaften übernommen. Bei den übertragenen Mitarbeitern handelt es sich größtenteils um Management- und kaufmännisches



Personal. Die Mitarbeiter des operativen Bereiches sind mit Ausnahme von einigen Unternehmen zum Großteil in den Mutter/Schwestergesellschaften verblieben.

#### *Personalüberlassungsverträge*

Grundsätzlich ist es so, dass die Mitarbeiter bei Gründung der Netzgesellschaften bei ihren bisherigen Arbeitgebern in den integrierten Unternehmen verbleiben. Lediglich die Geschäftsführer und einige weitere Mitarbeiter – meist in Führungspositionen – sind arbeitsrechtlich direkt bei der Netzgesellschaft angestellt. Die Arbeitsleistung der übrigen Mitarbeiter wird den Netzgesellschaften durch so genannte **Personalüberlassungsverträge** zur Verfügung gestellt. Bei diesen Verträgen handelt es sich um Vereinbarungen zwischen der Muttergesellschaft als Überlasserin und der Netzgesellschaft als Beschäftigerin mit Zustimmung der Dienstnehmer. Durch die Überlassung ist der Dienstnehmer fachlich und disziplinar dem Geschäftsführer der Netzgesellschaft unterstellt. Alle sonstigen arbeitsrechtlichen Rechte und Pflichten des Dienstgebers verbleiben bei der Muttergesellschaft. Zwischen der Beschäftigerin, sprich der Netzgesellschaft, und den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern wird kein Dienstverhältnis begründet. Sie verbleiben in ihrem bisherigen Dienstverhältnis mit der Überlasserin und unterliegen daher den darauf anwendbaren gesetzlichen, kollektivvertraglichen und innerbetrieblichen Regelungen. Meist sind die Verträge unter Einhaltung einer Kündigungsfrist mit einer jederzeitigen beidseitigen Kündigungsmöglichkeit ausgestattet. Auch für den Dienstnehmer besteht die Möglichkeit, seine Überlassung jederzeit zu kündigen und damit der Netzgesellschaft seine Arbeitsleistung zu entziehen.

#### **4.1.4.2.4 Eigenständige Identität der Netzgesellschaften**

##### *Firmenbezeichnung*

Eine Aufstellung der Firmenbezeichnung der neu gegründeten Netzgesellschaften zeigt, dass die Kernbezeichnung der Muttergesellschaft in vielen Fällen im Firmennamen der Netzgesellschaft aufscheint. Das heißt, dass über die Firmenbezeichnung eine leichte Identifikation mit dem Mutterunternehmen möglich ist. Die Etablierung eines eigenständigen Unternehmens mit eigenem Erscheinungsbild nach außen wird damit nicht forciert.

##### *Adressen, E-Mail Adressen und Telefonnummern*

Der Großteil der gegründeten Netzgesellschaften firmiert unter der gleichen Firmenadresse wie das Mutterunternehmen. Bis auf 1 Unternehmen haben alle rechtlich entflochtenen Gasnetzbetreiber eigene E-Mail Adressen, wobei sich diese nur durch den Zusatz „netz“ von jenen der Muttergesellschaften unterscheiden. Bei 6 Unternehmen ist die allgemeine Rufnummer der Netzgesellschaft mit der der Muttergesellschaft identisch. Ein Unternehmen

---

hat lediglich die Vorwahl durch eine 050-Vorwahl ersetzt, die normale Stadtvorwahl funktioniert aber ebenso, sodass auch hier von einer identischen Rufnummer ausgegangen werden kann. Die Mitarbeiter der Callcenter für Kundenanfragen sind bei 4 Unternehmen für Mutter- und Tochtergesellschaft unter der gleichen Rufnummer erreichbar.

### *Homepages*

Mit Ausnahme eines Unternehmens verfügen alle neuen Netzgesellschaften über eine eigene Homepage. Es gibt aber zahlreiche Verlinkungen auf die Homepages der Muttergesellschaften, die den Auftritt der Netzgesellschaften nach außen als eigenständiges Unternehmen aber wieder sehr verwischen und mit dem der Muttergesellschaft in Verbindung bringen.

#### **4.1.4.2.5 Wirtschaftliche Leistungsbeziehungen zu verbundenen Unternehmen (Shared Services)**

Eine wichtige Frage im Zusammenhang mit dem Unbundling ist, wie die Erbringung von gemeinsamen Dienstleistungen zwischen dem Netzbereich und dem Erzeugungs- bzw. Handelsbereich organisiert ist. Dabei geht es typischerweise um die Dienstleistungen für Personal und Finanzen und die IT-Dienstleistungen. Aufgrund der engen gesellschaftsrechtlichen Verflechtung im Konzern werden aber auch klassische Leistungen des Netzbetriebes wie z. B. technische Services oder Kundenservice und Netzkundenbetreuung durch Dienstleistungsverträge zugekauft. Je nach Organisationsform und Stellung im Konzern gibt es eine Vielzahl von Verträgen über zugekaufte Dienstleistungen. In den Verträgen wird meistens festgelegt, dass die Konditionen und Preise einem Drittvergleich standhalten. Ein Nachweis dafür, wie dieser Drittvergleich überprüft wurde, wird aber nicht erbracht.

Aufgrund der mäßigen Ausstattung der Netzgesellschaften mit Personal und dem Eigentum an den Netzen gibt es in Österreich eine sehr große Zahl gegenseitiger Dienstleistungsverträge, deren Ausgestaltung noch sehr verbesserungswürdig ist. Die derzeit von den Netzbetreibern verwendeten Verträge weisen folgende Charakteristika auf:

- Es gibt umfangreiche inhaltliche Beschreibungen der zugekauften Dienstleistungen; die Festlegung der Preise erfolgt dann aber pauschal ohne Angabe eines nachvollziehbaren Mengen- und Preisgerüsts.
- In zahlreichen Verträgen findet sich der Hinweis, dass die Dienstleistungen zu Marktpreisen, die einem Drittvergleich standhalten, verrechnet werden. Wie diese Marktpreise ermittelt wurden oder ob tatsächlich Vergleichsangebote eingeholt wurden, wird in den Unterlagen nicht angeführt.

- Bei denjenigen Unternehmen, wo weder das Personal noch das Eigentum an den Netzanlagen in die Netzgesellschaft übertragen wurde, ergeben sich nahezu sämtliche Kosten aus den abgeschlossenen Dienstleistungsverträgen. Die im Unternehmen selbst erbrachten Leistungen beschränken sich im Extremfall auf die Tätigkeit der Geschäftsführer und die Arbeitsleistung einiger weniger Führungspersonen.

Eine genaue wirtschaftliche Analyse der Dienstleistungsverträge durch die Regulierungsbehörde ist im Rahmen der derzeit laufenden Tarifprüfungsverfahren im Gange. Es kann aber schon jetzt gesagt werden, dass die Dokumentation und Kalkulation der aus den Dienstleistungsverträgen verrechneten Kosten auch im Sinne eines ordnungsgemäßen buchhalterischen Unbundling erheblich verbessert werden muss.

#### **4.1.4.3 Überprüfung der Unbundlingbilanzen**

Die österreichische Rechtslage sieht vor, dass integrierte Erdgasunternehmen eigene Konten im Rahmen von Rechnungskreisen für ihre Übertragungs- und Verteilungstätigkeiten zu führen und die Bilanzen und Ergebnisrechnungen sowie deren Zuweisungsregeln zu veröffentlichen haben. Die veröffentlichten Bilanzen und Ergebnisrechnungen müssen im Rahmen der handelsrechtlichen Prüfungspflicht vor Veröffentlichung von Wirtschaftsprüfern testiert werden. Eine gesonderte Überprüfung der Unbundlingbilanzen ist nicht vorgesehen.

Die österreichische Regulierungsbehörde hat aufgrund der unterschiedlichsten Strukturen der Kostenrechnungssysteme der Netzbetreiber keine verbindlichen Regeln für die Erstellung der Unbundlingbilanzen aufgestellt. Die verursachungsgerechte Kostenzuordnung wird bislang im Rahmen der Tarifprüfungsverfahren zur Festsetzung der Systemnutzungstarife bei den einzelnen Unternehmen überprüft. Lediglich die zugestandenen Finanzierungskosten werden im Rahmen einer WACC-Betrachtung einheitlich geregelt. Derzeit laufen Gespräche über die Einführung eines Anreizregulierungssystems. Dadurch könnten die Kostenüberprüfungen bei den einzelnen Unternehmen abgelöst werden.

#### **4.1.4.4 Gleichbehandlungsprogramme und Gleichbehandlungsbeauftragter**

Im Erdgasbereich hat die E-Control nunmehr fast 3 Jahre Erfahrung mit Gleichbehandlungsprogrammen. Die Regulierungsbehörde hat ein Muster-Gleichbehandlungsprogramm erstellt, das von einigen Unternehmen übernommen wurde. Einige Unternehmen haben eigene Programme erstellt, einige gar keines.

Generell zeigt sich, dass der von der Richtlinie 2003/55/EG geforderte jährliche Bericht der Netzbetreiber keine Rückschau auf konkrete Unbundling-relevante Maßnahmen bzw.

Sachverhalte des vergangenen Jahres enthält, sondern dass die Unternehmen entweder nur ihr Gleichbehandlungsprogramm vorlegen oder pauschale Angaben machen. In diesem Zusammenhang spielt wohl auch der Umstand, dass im nationalen Ausführungsgesetz, dem Gaswirtschaftsgesetz (GWG), die wenig konkreten Bestimmungen der Richtlinie nahezu unverändert übernommen wurden, eine Rolle.

Die Funktion des Gleichbehandlungsverantwortlichen wird von den Unternehmen großteils als Ansprechperson innerhalb des Unternehmens betrachtet, die für die Durchführung laufender Schulungen und die Überwachung der Einhaltung des Gleichbehandlungsprogramms zuständig ist. Der Gleichbehandlungsverantwortliche ist daher in der Mehrzahl der Fälle ein Mitarbeiter mit entsprechender Anordnungs-kompetenz.

Weiters fungiert der Gleichbehandlungsverantwortliche als Bindeglied zur Regulierungsbehörde. Diese Rolle wird von den meisten Unternehmen eher passiv ausgelegt; so wird der jährliche Bericht beispielsweise erst nach einer entsprechenden Aufforderung durch die Regulierungsbehörde vorgelegt.

## **4.2 Wettbewerbsrechtliche Fragen [Artikel 25(1)(h)]**

### **4.2.1 Beschreibung des Großhandelsmarktes**

Gasgroßhandel findet auf zwei **Handelsstufen** unter Beteiligung österreichischer Unternehmen statt:<sup>7</sup> Auf dem Großhandelsmarkt beliefern inländische (die österreichischen Unternehmen OMV Gas GmbH und RAG Beteiligungsgesellschaft) und ausländische Produzenten Gasgroßhändler. Der Großhandelsmarkt ist weiter als Österreich-umfassend zu sehen. Dabei wurden 2005 ca. 18% der Mengen aus inländischer Produktion bezogen und 82% importiert. Knapp 60% des gesamten Gasaufkommens wurden aus Russland importiert, ca. 13% aus Deutschland und 9% aus Norwegen.

Diese Lieferungen werden auf dem Zwischen(groß-)handelsmarkt an große Weiterverteiler und Zwischenhändler weitergegeben. Dabei kann zwischen einem Markt für langfristigen und einem Markt für kurzfristigen Zwischenhandel unterschieden werden. Große Weiterverteiler und Zwischenhändler, die von Großhändlern beliefert werden, sind in der Regelzone Ost EconGas GmbH, Steirische Gas Wärme GmbH, Kelag, Terragas GmbH, Wingas und CE Oil

---

<sup>7</sup> Diese Zweistufigkeit des Gasgroßhandels hat die Europäische Kommission auch in der deutschen Gaswirtschaft festgestellt: „There are two levels of gas wholesale transmission companies: [...] long distance wholesale transmission companies and [...] short distance wholesale transmission companies.“ Sie stellt fest, dass diese beiden Großhandelsstufen unterschiedliche Produktmärkte sind. Vgl. Europäische Kommission, Entscheidung vom 29.09.1999, IV/M.1383 – Exxon/Mobil), S. 12, Ziffer 49 und S. 16, Ziffer 71.

and Gas Trading GmbH; in der Regelzone Tirol Tigas und in der Regelzone Vorarlberg VEG. Im langfristigen Zwischenhandel sind die Regelzonen die relevanten räumlichen Märkte. Im kurzfristigen Zwischenhandel könnten die Marktgrenzen weiter ausgelegt werden.

Unternehmen wie EconGas sind bereits auf angrenzenden Märkten (Italien, Deutschland, Slowenien) tätig. Deutsche Gashändler (Wingas, E.on Ruhrgas über Terragas, Bayerngas) treten als Anbieter auf dem österreichischen Markt auf, italienische Händler handeln dagegen bisher nur außerhalb der Regelzone am Gashub.

Innerhalb der Regelzone Ost werden kurzfristige Gasmengen über den Ausgleichsenergiemarkt gehandelt (s.o.).

Außerhalb der Regelzone ist in Baumgarten ein Hub errichtet worden, über den auch das Gas Release Programm der EconGas seit 2003 abgewickelt wird. Seit Oktober 2005 hat der Central European Hub (CEGH) sein Angebot an Dienstleistungen erweitert. Neben „Title Tracking“ (TT) und „Wheeling“ wird auch ein „no-notice-storage“-Dienstleistung angeboten, die aber nur OMV Gas Speicherkunden in Anspruch nehmen können. Die Dienstleistungen umfassen nach Angaben des Central European Gas Hub:

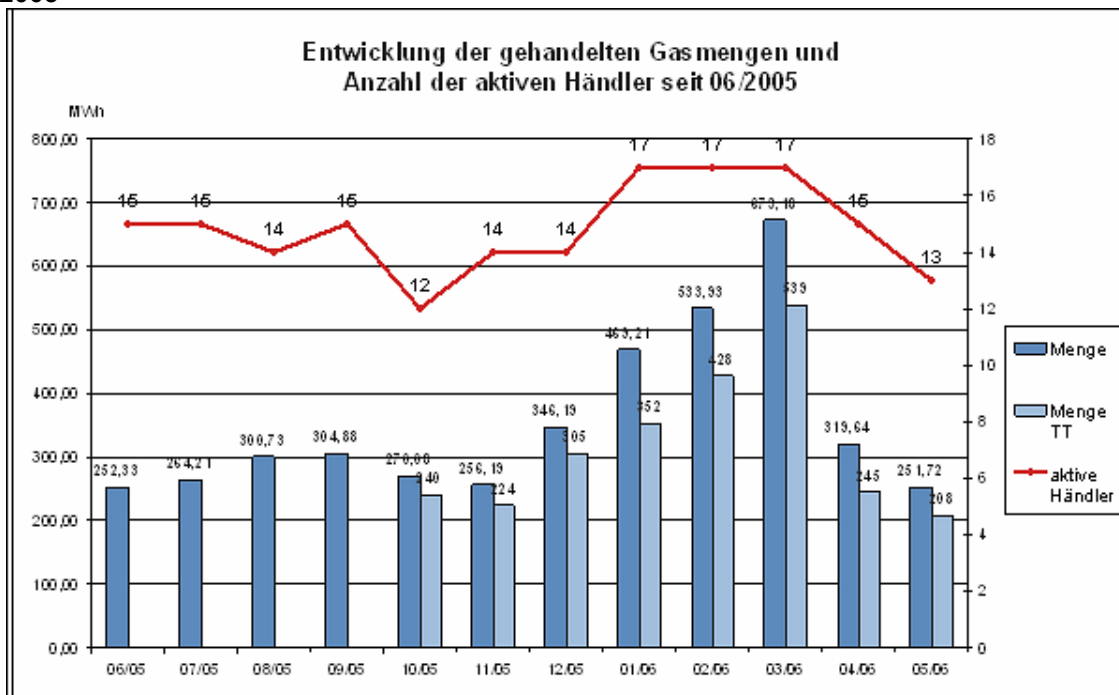
- die Durchführung des gesamten Matching-Prozesses im Bereich des Hubs,
- die Protokollierung aller Mengen und Energieströme,
- die Erstellung elektronischer Fahrpläne und
- den kurzfristigen Zugang zu Speicherleistungen.

Zudem wurde vom Central European Gas Hub eine Kundenbefragung zu den angebotenen Produkten durchgeführt. Als Ergebnis wird im Oktober 2006 ein Online Electronic Bulletin Board eingeführt werden, auf dem Gashändler Handelsprodukte positionieren können.

Seit Mai 2005 werden die gehandelten Gasmengen und die Anzahl der gemeldeten Händler an E-Control GmbH gemeldet. Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der gehandelten Gasmengen und die Anzahl der aktiven Händler am CEGH seit Juni 2005. Von Mai 2005 bis Juni 2006 wurde insgesamt ca. 4 Mrd. m<sup>3</sup> Gas gehandelt (TT und Wheeling). Standardisierte Produkte werden bisher nicht gehandelt.

Auf dem Großkundenmarkt ist seit 2004 Wingas als neuer Anbieter aktiver geworden. EconGas ist weiterhin dominierender Anbieter in den Teilmärkten des Großkundenmarktes (Belieferung von Industriekunden und Belieferung von Kraftwerken).

**Abbildung 10: Entwicklung der gehandelten Gasmengen und Anzahl der aktiven Händler seit 06/2005**



Quelle: E-Control GmbH

#### 4.2.1.1 Gas Release Programm 2005

Mit der Genehmigung des Zusammenschlusses der Unternehmen der EnergieAllianz (Wiengas, OÖFG, Begas, EVN AG und Linz Gas Wärme) und der OMV zur EconGas wurden den Unternehmen verschiedene Verpflichtungen (Zusagen) auferlegt, die unter anderem auch die Verpflichtung zur Durchführung eines Gas Release Programms enthält. Am 13.07.2005 fand die dritte Gasauktion im Rahmen dieses Gas Release Programms statt. Da eine Landesferngasgesellschaft Vertragsmengen zurückgegeben hatte, wurden 270 Mio m<sup>3</sup> (ca. 3% des Marktvolumens in Österreich) über den Central European Gas Hub Baumgarten, einer Tochtergesellschaft der OMV, versteigert. Die Auktion ist eine Ascending Clock Auction, bei welcher der Preis rundenweise vom Auktionator CEGH erhöht wird. Pro Runde müssen die Bieter die zu dem vom Auktionator festgesetzten Preis nachgefragte Menge angeben und ein Exit-Gebot (Preis), zu dem sie aus der Auktion aussteigen werden. Die Auktion ist dann beendet, wenn die gebotene Menge der nächsten Runde geringer als die Versteigerungsmenge ist. Der Endpreis der Auktion ist dann das Exit-Gebot des Bieters, zu dem die gesamte Versteigerungsmenge (gebotene Menge = Versteigerungsmenge) abgesetzt werden kann.

28 Bieter hatten sich 2005 zur Versteigerung angemeldet. 10 Bieter aus Österreich, Italien, der Schweiz und Deutschland waren erfolgreich. Zwei österreichische Unternehmen konnten Gas ersteigern. Es ist jedoch davon auszugehen, dass weniger als 10% der versteigerten Mengen auf dem österreichischen Markt abgesetzt wurden.

Im Jahr 2004 sind die Ergebnisse der Auktion 2003 zwischen EconGas GmbH, Central European Gas Hub GmbH und der Bundeswettbewerbsbehörde/E-Control ausführlich erörtert und einige Adaptionen vorgenommen worden, die vor allem eine Erhöhung der Transparenz und eine Senkung der Kosten zum Ziel hatten. So wurden vor allem die zu hinterlegenden Sicherheiten deutlich gesenkt und mehr Informationen zu Infrastrukturleistungen (Transport- und Speicherzugang, Hubdienstleistungen) zur Verfügung gestellt. Diese Maßnahmen haben eine Verbesserung der Zugangsbedingungen (Reduzierung der Teilnahmekosten) zum Gas Release Programm bewirkt.

Der deutliche Anstieg der Importpreise im Gasjahr 2004/2005 hatte zur Folge, dass der Auktionspreis, der nach Presseberichten bei 13,21 EUR/MWh lag<sup>8</sup>, und als Festpreis für ein Jahr festgelegt war, sich als günstig herausstellte. Die Anzahl der angemeldeten Bieter (ca. 30 in den letzten beiden Jahren) deutet auf zunehmendes Interesse der Marktteilnehmer am Handelsplatz Baumgarten hin.

Trotzdem sind die zusätzlichen Mengen, die in den österreichischen Gasmarkt fließen, gering. Bisher konnte nur ein neuer Gashändler über das Gas Release Programm in den österreichischen Gasmarkt einsteigen. Aus Sicht der E-Control hat das Gas Release Programm damit das Ziel „erhöhte Liquidität zur Förderung des Wettbewerbs im Erdgasgeschäft“ nicht erreicht, das in den Zusagen zum EconGas-Zusammenschluss festgeschrieben worden ist. Es bleibt abzuwarten, ob eine Weiterentwicklung des CEGH mehr kurzfristige Liquidität für den österreichischen Gasmarkt ermöglichen kann.

#### **4.2.2 Beschreibung des Endkundenmarktes**

Im Kalenderjahr 2005 wurden 9.061 Mrd. m<sup>3</sup> an Endkunden abgegeben. (Zu den Anteilen der Sektoren am Erdgasverbrauch sind keine aktuellen Daten für 2004 und 2005 vorhanden.)

Auf dem Kleinkundenmarkt ist seit 2004 kein neuer Anbieter aufgetreten. Ausländische Anbieter sind weiterhin nicht aktiv. An der dominierenden Marktstellung der etablierten Anbieter hat sich nichts geändert.

---

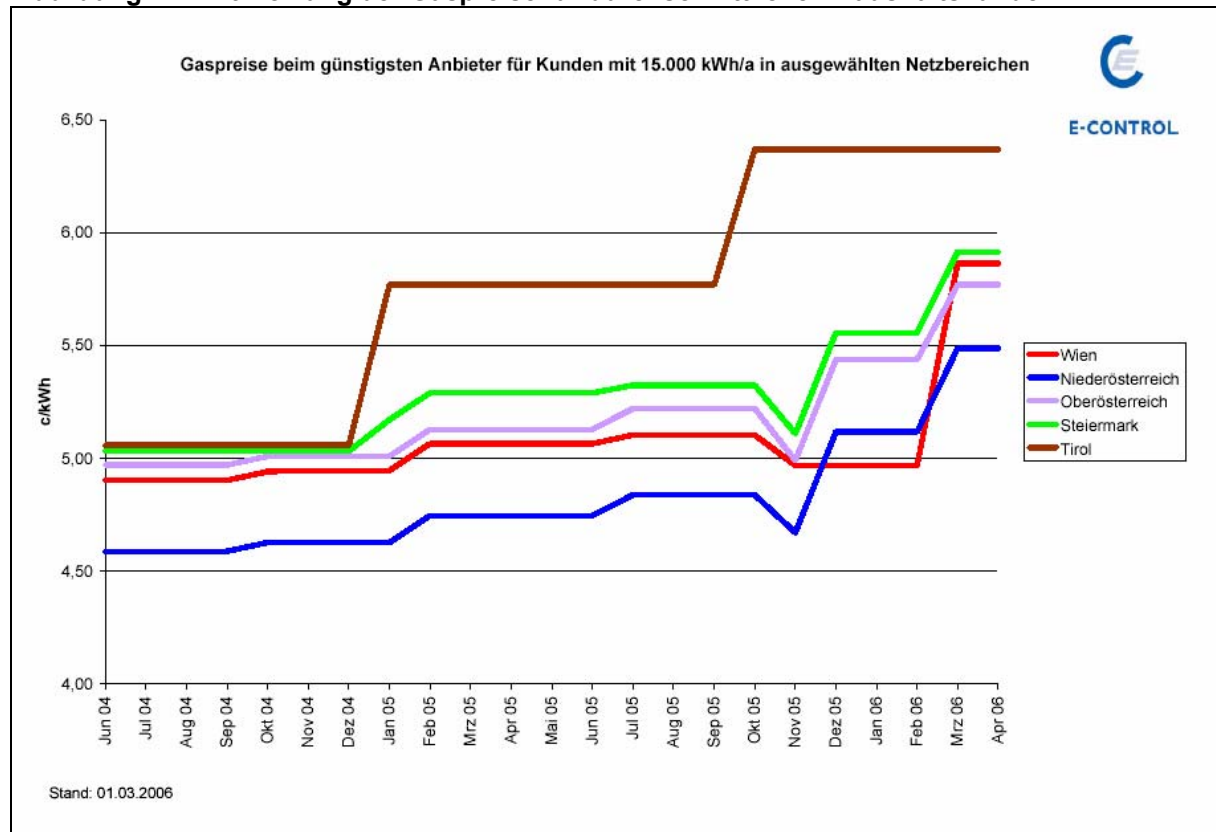
<sup>8</sup> Energate am 13.07.2004; [www.energate.de](http://www.energate.de)

Bezogen auf die Kundenanzahl haben 0,8% im Gasjahr 2004/2005 den Anbieter gewechselt (2003/2004 waren es 1,0%). Detaillierte Wechseldaten stehen nicht zur Verfügung. Bis Ende 2005 wurden insgesamt 35.000 (rd. 2,5%) Lieferantenwechsel durchgeführt. Das entspricht einer gewechselten Leitungskapazität von 470.000 m<sup>3</sup>/h (rd. 20%).

Der Lieferantenwechsel darf dem Kunden nicht in Rechnung gestellt werden und ist entsprechend den gesetzlichen Vorgaben des GWG II (Gaswirtschaftsgesetz II) im Detail in der Wechselverordnung geregelt. Der Wechselprozess darf mindestens 5 und höchstens 8 Wochen betragen.

Die Preise auf dem Endkundenmarkt zeigen einen deutlichen Aufwärtstrend (Abbildung 11), initiiert durch den Anstieg der Importpreise. Die Senkung der Netztarife zum 1. November 2005 wurde zum Teil an die Endverbraucher weitergegeben.

**Abbildung 11: Entwicklung der Gaspreise für durchschnittlichen Haushaltskunden**



Quelle: E-Control GmbH



## 5. Versorgungssicherheit

### 5.1 Strom [ Artikel 4]<sup>9</sup>

Die Höchstlast im öffentlichen Netz trat – so wie im Vorjahr – im Dezember auf und erreichte 9.190 MW. Dies entspricht einem Zuwachs um 2,5 %, sodass die Leistungsspitze im Jahr 2005 stärker zunahm als die Netzabgabe.

In den nächsten drei Jahren wird mit einem jährlichen Leistungszuwachs zwischen 2,0 % und 3,0 % gerechnet, sodass die Höchstlast im öffentlichen Netz zwischen 9,7 GW und 10,1 GW liegen wird.

Jahr	Höchstlast öffentliches Netz (GW)		
	Istwert	Obergrenze	Untergrenze
2004	8,962		
2005	9,190		
2006		9,300	9,500
2007		9,500	9,800
2008		9,700	10,100

Derzeit sind in Österreich Kraftwerke mit einer installierten Brutto-Leistung von etwa 18,9 GW am Netz. Davon entfallen 27 % auf Lauf- und rd. 35 % auf Speicherkraftwerke. Auf konventionell kalorische Anlagen entfallen 33 % der installierten Leistung und auf Wind- Photovoltaik- und Geothermieanlagen 5 %.

Eine Unterscheidung der Kraftwerke nach Betreiber (öffentliche Erzeuger oder Eigenerzeuger) ist nicht mehr möglich, da Industriebetriebe nunmehr ihre Erzeugungsanlagen ausgliedern und diese alle Kriterien eines öffentlichen Erzeugers, einschließlich der Einspeisung in ein öffentliches Netz, erfüllen.

Kraftwerkstyp	Installierte Leistung - Brutto (GW) (einschließlich Eigenerzeuger)
Laufkraft	5,083
Speicher	6,496
Konventionell kalorisch	6,225
Erneuerbare	0,894

<sup>9</sup> This section may make reference to supply demand forecasts compiled by TSOs where appropriate

<b>Summe</b>	<b>18,899</b>
--------------	---------------

Für die nächsten drei Jahre sind Wasserkraftwerke mit einer Bruttoleistung von etwa 0,7 GW und konventionell kalorische Anlagen mit einer Leistung von ebenfalls rd. 0,7 GW in Bau. Eine Quantifizierung der projizierten Leistungszuwächse bei den Erneuerbaren ist nur schwer möglich.

Inbetriebnahmejahr	Genehmigt (GW)		In Bau (GW)	
	Wasser	Konv. kalorisch	Wasser	Konv. kalorisch
2006	0,100		0,100	
2007	0,135		0,135	
2008	0,450	0,745 - 0,795	0,450	0,745 - 0,795

Insgesamt wurden im Berichtsjahr 66,5 TWh in Österreich erzeugt. Davon entfielen 58,9 % auf Wasserkraftwerke, 39,2 % auf konventionell kalorische Anlagen und 2,0 % auf sonstige erneuerbare Energieträger. Von der gesamten Wärmekrafterzeugung entfielen 73,7 % auf KWK-Anlagen (allerdings einschließlich Nicht-KWK-Stromanteil).

(Bezüglich Deckungsprognosen ist anzumerken, dass für Österreich derzeit nur Leistungsprognosen nicht aber Energieprognosen vorliegen, sodass dieser Punkt nicht beantwortet werden kann.)

Primärenergieträger	Brutto-Erzeugung (TWh)		
	2005	2010	2020
Hydraulisch	39,176		
Kohle und Produkte	8,421		
Öl und Produkte	1,623		
Erdgas	12,994		
Biogene	2,579		
Erneuerbare	1,347		
Andere	0,383		
Summe	66,522		

Im Berichtsjahr 2005 ist ein größeres kalorisches Kraftwerk vom Netz gegangen, die Leistungszuwächse waren durch viele kleine und mittlere Anlagen gegeben.

Primärenergie	Installierte Leistung - Brutto (GW)	
	Inbetriebnahme	Außerbetriebnahme
Hydraulisch	0,035	
Kohle, Öl und Produkte		0,124
Erdgas		
Erneuerbare	0,350	
Andere	0,050	

Die Österreich-interne Netzsituation im Strombereich – durch einen massiven technischen Engpass im Höchstspannungsnetz in Nord-Süd-Richtung gekennzeichnet – macht arbeits- und kostenintensive Engpassmanagementmaßnahmen notwendig, um die Betriebssicherheit zu erhalten. Da die (n-1)Sicherheit regelmäßig verletzt wird, ist auch derzeit eine Ausnahme vom UCTE Operation Handbook/Multilateral Agreement für VERBUND APG (bis 2007) vorgesehen. Der Bau des fehlenden 380-kV-Leitungsabschnittes vom Umspannwerk Südburgenland zum Umspannwerk Kainachtal ("Steiermarkleitung") wird vom Regelzonenführer nach langjährigen Verzögerungen wegen Problemen mit der behördlichen Genehmigung der Leitung nunmehr mit großem Einsatz aktiv betrieben. Die Planungen zum 380-kV-Leitungsabschnitt Salzburg von St. Peter über Salzach nach Tauern („Salzburgleitung“) sind ebenfalls im Gange.

Österreich weist mit einer durchschnittlichen Dauer der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen von rund 31 Minuten pro Jahr eine **ausgezeichnete Versorgungszuverlässigkeit der Stromversorgung** auf.

## 5.2 Gas [Artikel 5]

### Inlandsgasverbrauch – Status Quo und Prognose

Der Gesamterdgasverbrauch in Österreich betrug im Jahr 2005 rund 9.061 Mrd m<sup>3</sup> / 100.395 GWh<sup>10</sup>. Im Vergleich zum erwarteten Jahresverbrauch im Jahr 2005 wird eine Steigerung von 0,5% für das Folgejahr 2006 prognostiziert; in direkter Abhängigkeit von der tatsächlichen Realisierung geplanter Gaskraftwerke in Österreich ist mit einem sprunghaften

<sup>10</sup> Abgabe an Endkunden; Gesamtinlandsverbrauch inklusive Eigenverbrauch und Verluste (2004): rund 8.99 Mrd m<sup>3</sup>/99.553GWh (Quelle: E-Control).

---

Verbrauchsanstieg von +10% im Jahr 2008 und +9% im Jahr 2010 (jeweils ausgehend von der Abnahmeprognose für das Basisjahr 2006) zu rechnen.<sup>11</sup>

### **Transportkapazitäten – Status Quo und Prognose**

Die maximale Importkapazität für den Inlandsverbrauch Österreichs in der Regelzone Ost beträgt ca. 17 GW/h. Das österreichische Gesamtimportvolumen 2005 betrug ca. 413 TWh. Bei einem Inlandsverbrauch der Regelzone Ost von ca. 100 TWh beträgt das Verhältnis der transitierten Menge zum lokalen Verbrauch somit etwa 4:1.

Etwa 19% des Jahreserdgasbedarfs wurden 2005 in Österreich gefördert. Prognosen im Bereich der Produktionskapazitäten liegen nicht vor.

### **Projekte**

Für den Bereich der Inlandskapazitäten bringt die Realisierung der seit langem geplanten Leitungsverbindung zwischen der Transitleitung WAG (Abzweigpunkt Bad Leonfelden) und Linz eine Entspannung der Kapazitätssituation im Raum Oberösterreich.

Zur Erhöhung der Transportkapazität in den Regionen südliches Niederösterreich, Steiermark, Burgenland und Kärnten wurde von der AGGM in Zusammenarbeit mit den betroffenen Fernleitungsunternehmen eine Machbarkeitsstudie durchgeführt.

Kapazitätserweiterungen sind zudem im Transitbereich für das Leitungssystem TAG geplant. TAG soll damit eine gegenüber der Europäischen Kommission eingegangene Verpflichtung<sup>12</sup> zum TAG-Ausbau im Ausmaß von 6,5 Mrd. m<sup>3</sup>/a realisieren. Weitere Kapazitätssteigerungen – u.a. zur Deckung des steigenden österreichischen Bedarfs – sind noch zu prüfen.

Kapazitätserweiterungen sind weiters für das Transitsystem WAG in Planung: mit dem Transportvertrag beauftragt Gazexport die OMV bis 2027 jährlich rund 4,4 Mrd. m<sup>3</sup> russisches Erdgas von der slowakischen Grenze bei Baumgarten durch Österreich zur deutschen Grenze bei Überackern (bei Burghausen) zu transportieren. In den dazu notwendigen massiven Ausbau des WAG-Systems investiert die OMV rund 260 Mio. EUR. Der Ausbau wird in drei Stufen erfolgen und die Jahreskapazität der Pipeline von 7 auf 11 Mrd. m<sup>3</sup> erhöhen. Die erste Ausbaustufe soll im Herbst 2007 mit einer zusätzlichen Kapazität von 1,9 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr in Betrieb gehen. Die Inbetriebnahme der zweiten Ausbaustufe ist 2008 geplant und bringt zusätzliche jährliche Kapazitäten von 0,6 Mrd. m<sup>3</sup>. Der Endausbau soll bis 2011 mit einer zusätzlichen Kapazität von 1,44 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr abgeschlossen sein.

---

<sup>11</sup> Schätzungen der AGGM

<sup>12</sup> Settlement Eni – DG Wettbewerb (Case Comp/E-4/37.881 – Territorial Restrictions).

Ein internationales Projekt ist der geplante Bau der 3.300 km langen „Nabucco“-Pipeline, an dem sich neben der österreichischen OMV, die ungarische MOL, die bulgarische Bulgargaz, die rumänische Transgaz sowie die türkische Botas beteiligt haben. Die Inbetriebnahme ist für 2011 geplant. Mit der Leitung soll Erdgas aus Aserbaidschan, Turkmenistan oder dem Iran von der Türkei bis nach Baumgarten/Niederösterreich transportiert werden.

Für den Speicherbereich plant das Speicherunternehmen RAG AG die Realisierung eines neuen Speicherprojektes (Speicher Haidach). RAG, die deutsche WINGAS und die russische Gazprom unterzeichneten am 13.5.2005 einen Vertrag für das größte Erdgasspeicherprojekt Österreichs: in diesem Speicher mit einem Fassungsvermögen von 2,4 Mrd. m<sup>3</sup> könnte knapp ein Drittel des österreichischen Jahresbedarfs an Gas gespeichert werden. Der Speicher soll von RAG als Konzessionsinhaberin errichtet und technisch betrieben werden. Die Inbetriebnahme ist für 2007 geplant. Eine Voraussetzung dafür ist, dass die Austria-Bavaria-Gasleitung von Haidach nach Burghausen (Bayern) gebaut wird, wo sich ein Knotenpunkt der Gasleitungen in Deutschland befindet. Das Investitionsvolumen wird in etwa 250 Mio. EUR betragen.

Die Austrian Gas Grid Management AG hat als Regelzonenführer der Regelzone Ost gemäß Gaswirtschaftsgesetz die Aufgabe, jährlich eine langfristige Planung für die Versorgungs- und Transportkapazitäten zu erstellen und darauf aufbauend derzeitige und zukünftige Kapazitätsengpässe im Fernleitungsnetz aufzuzeigen. Die langfristige Planung ist der Energie-Control Kommission zur Genehmigung vorzulegen. Die AGGM hat unter Berücksichtigung der im § 3 GWG festgelegten Ziele einen Bericht, in welchem die langfristige Planung 2005 dokumentiert ist, erarbeitet und zur Genehmigung vorgelegt. Die langfristige Planung wurde am 14.09.2005 im Wesentlichen von der Energie-Control Kommission genehmigt.

Die langfristige Planung 2005 basiert auf Daten die die AGGM laufend aus der Steuerung des Fernleitungsnetzes bezieht sowie auf Informationen die seitens der Fernleitungs-, Verteil- sowie Versorgungsunternehmen an den RZF geliefert werden. Gegenüber der langfristigen Planung 2004 wurde die Datenbasis insofern erweitert, als im Zusammenhang mit dem gleichzeitig durchgeführten Projekt „Feasibility Study Südschiene (FSS)“ eine Vorschau auf die Verbrauchs- und Versorgungssituation über den Planungshorizont bis 2030 erfolgte. Eine Verifizierung dieser Vorausschautdaten war der AGGM aus Kapazitätsgründen allerdings nur für den Planungsbereich der FSS möglich.

Die im Absatzmodell abgebildeten Verbrauchsprognosen ergeben in Summe eine Zunahme des Gasabsatzes im Zeitraum 2004 - 2010 um 34% (5% p.a.). Die vorgesehenen

Verstromungsprojekte sind darin enthalten. Die Kapazitätsbedarfssteigerungen betragen, bedingt durch strukturelle Änderungen im Verbraucherverhalten (mehr bandförmige Abnehmer), im selben Zeitraum 23,6% (3,6% p.a.)

Auf Basis der Kapazitätsauslastungsberechnung konnten künftig auftretende Netzauslastungen berechnet und eventuell künftig auftretende Kapazitätsengpässe lokalisiert werden. Es zeigt sich, dass für das Spitzenlastszenario im Winter die Transportkapazitäten nicht ausreichen, um die geplanten Kundenprojekte, insbesondere in Kärnten, der Steiermark und im Burgenland, umzusetzen.

Weiters wurden in der LFP 2005 erstmals die saisonalen Einspeichertransporte, soweit auf Grund der Informationslage möglich, erfasst und eine grobe Beurteilung der Situation vorgenommen. Die vorgelegte Langfristplanung zeigt die Konkurrenz zwischen dem Transportbedarf zur Versorgung von Kraftwerken und dem Transportbedarf zur Einspeicherung in der Relation Baumgarten Puchkirchen auf und beschreibt den diesbezüglichen nachhaltigen Kapazitätsbedarf zur Sicherung der Vollversorgung österreichischer Kunden.

Im Rahmen der FSS wurden, zwecks nachhaltiger Sicherstellung der Vollversorgung bestehender und anschlusswerbender Kunden, Varianten zur nachhaltigen Beseitigung der Kapazitätsengpässe im „Bereich Niederösterreich-Süd“, „Bereich Steiermark“ und „Bereich TAG“ entwickelt und eine Entscheidung für eine umsetzbare Variante ausgearbeitet.

### **Notwendige Maßnahmen**

- Zur Beseitigung der angespannten Situation in der Steiermark ist eine Kapazitätserhöhung über die Pyhrn-Leitung durchzuführen. Zusätzlich ist Kapazität auf der TAG zu erwerben.
- Ebenso ist für die Deckung des prognostizierten Bedarfes in Niederösterreich, Burgenland und Kärnten zusätzliche Kapazität auf der TAG zu erwerben.
- Da gemäß Prognose die Einspeisemenge in die Regelzone in Oberkappel in den nächsten Jahren zunehmen wird, ist auch die Kapazität auf der WAG zu erhöhen.
- Zur Entspannung der Situation betreffend Einspeichertransporte im Sommer ist kurzfristig der Ausbau der Messstation Kirchberg vorzunehmen.

Zusätzlich zu obig angeführten Projekten ist im Planungsgebiet der FSS das in Form einer Reihung der umsetzbaren Varianten vorliegende Ergebnis umzusetzen. Die wirtschaftlich und strategisch beste Variante besteht im Zukauf der benötigten Kapazität auf der TAG plus der Verlegung einer zusätzlichen Leitung von Eggendorf über den Semmering bis nach Bruck an der Mur.

## **Rolle der Regulierungsbehörde**

Die Rolle der österreichischen Regulierungsbehörde im Bereich Infrastruktur umfasst zunächst die Genehmigung der Langfristplanung des Regelzonenführers durch die Energie-Control Kommission zur Erkennung von zukünftigen Kapazitätsengpässen. Die notwendigen Investitionskosten werden durch die von der Regulierungsbehörde festzulegenden Systemnutzungstarife gedeckt. Die notwendigen Kosten werden dabei in einem Tarifprüfungsverfahren durch die Regulierungsbehörde festgestellt.

Über die Systemnutzungstarife abgedeckt werden zudem die notwendigen Kosten für den sicheren Betrieb und die Wartung der Leitungssysteme. Über diesen Aspekt der kurzfristigen Versorgungssicherheit als Frage des sicheren Netzbetriebes bei gegebener Versorgung hinaus, beschränkt sich die Rolle der E-Control GmbH und der E-Control Kommission im Bereich der langfristigen Versorgungssicherheit – im Sinne der Möglichkeit, Endverbraucher jederzeit im vollen nachgefragten Ausmaß und zu angemessenen Preisen mit Erdgas zu versorgen – vorwiegend auf Marktaufsichtsfunktionen. Beide verfügen jedoch über keine Aktivkompetenz zur Setzung von Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung. Eine solche Lenkungscompetenz kommt ausschließlich dem Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit auf Basis des Energielenkungsgesetzes zu, der per Verordnung Maßnahmen zur Abwendung einer unmittelbar drohenden bzw. bereits bestehenden Störung der Energieversorgung Österreichs festlegen kann. Über die Anerkennung der notwendigen Kosten im Rahmen der Festsetzung der Systemnutzungstarife werden explizite regulatorische Anreizsysteme zur Förderung neuer Infrastruktur und/oder Produktion nicht angewandt.

Zur Betrachtung der **Versorgungssicherheit als Aspekt der Servicequalität** im Sektor Erdgas wird die durchschnittliche Unterbrechungshäufigkeit pro Kunde – zumindest derzeit – nicht auf Basis von Statistik-Daten der Regulierungsbehörde erfasst, jedoch können ab dem Erhebungsjahr 2005 diese Werte basierend auf § 4 Z 1 lit. h der Gasstatistik-Verordnung errechnet werden.

### **5.3 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und Schutz der Kunden mit Fokus „Labelling“**

#### **5.3.1 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und Schutz der Kunden**

Der Annex A der Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG war schon bisher durch allgemeine Konsumentenschutzvorschriften in Österreich umgesetzt. Im Zuge der Liberalisierung des Österreichischen Strom- und Gasmarktes waren daher in dieser Hinsicht keine wesentlichen Änderungen notwendig. In der Praxis zeigte sich jedoch, dass diese allgemeinen Bestimmungen nicht immer ausreichend waren, um Konsumenteninteressen ausreichend schützen und durchsetzen zu können. Dies betraf insbesondere die Transparenz vertraglicher Bestimmungen einschließlich des Energiepreises selbst, transparentes Vorgehen bei Preiserhöhungen, Transparenz von Informations- und Werbematerial sowie von Rechnungen. Im Zuge des Versorgungssicherheitsgesetzes 2006 (BGBl I Nr 106/2006) wurden das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) und das Gaswirtschaftsgesetz (GWG) novelliert. Auf Grund dieser Änderungen und Ergänzungen kommt es zu einer klaren Verbesserung des sektorspezifischen Konsumentenschutzes.

- Netzbetreiber und Lieferanten haben in Zukunft vor Vertragsabschluss den Kunden ein Informationsblatt zu übergeben, welches den wesentlichen Vertragsinhalt wieder gibt.
- Einen wichtigen Schritt hin zu mehr Transparenz stellt die Verpflichtung der Lieferanten dar, den Energiepreis in Cent pro kWh inklusive aller Zuschläge und Abgaben in Vertragsformblättern und Allgemeinen Bedingungen anzugeben.
- Allgemeine Bedingungen von Netzbetreibern und Lieferanten müssen ein hohes Maß an Transparenz gewährleisten. Sie haben Informationen über die angebotene Qualität zu enthalten, den voraussichtlichen Zeitpunkt für den Beginn der Belieferung, Entschädigungs- und Erstattungsregelungen, die Vertragsdauer, Bedingungen für eine Verlängerung und Beendigung des Vertrages sowie Hinweise auf Beschwerdemöglichkeiten.
- Änderungen von Allgemeinen Bedingungen oder Entgelten sind den Kunden schriftlich anzukündigen, wobei die Kunden auf die Möglichkeit zur Vertragsbeendigung hinzuweisen sind (Änderungskündigung). Ist ein Kunde mit der Änderung nicht einverstanden, so endet das Vertragsverhältnis nach einer dreimonatigen Frist. Damit ist sichergestellt, dass Kunden im Falle von Vertragsänderungen ausreichend Zeit haben, einen anderen Lieferanten zu suchen und den Wechselprozess rechtzeitig einzuleiten.



- Sofern dies für die Erreichung eines wettbewerbsorientierten Marktes erforderlich ist, kann die Energie-Control Kommission verlangen, dass die Frist zur Bekanntgabe der Zählpunktsbezeichnung in elektronischer Form oder die Frist innerhalb derer ein Lieferantenwechsel durchzuführen ist, in die Allgemeinen Bedingungen aufgenommen wird.
- An Endkunden gerichtetes Informations- und Werbematerial sowie Rechnungen sind ebenfalls transparent und konsumentenfreundlich zu gestalten. Das Netznutzungsentgelt, die Zuschläge für Steuern und Abgaben sowie der Preis für die Energie sind in transparenter Weise getrennt auszuweisen, wobei der Energiepreis jedenfalls in Cent/kWh zu erfolgen hat. Weiters wurde festgelegt, welche für Endverbraucher relevanten Informationen in transparenter Weise auf den Rechnungen anzuführen sind (Zählpunktsbezeichnung, Netzebene, usw.).
- Mit der Novelle wird erstmals eine Bestimmung über einen „Versorger letzter Instanz“ für Haushaltskunden eingeführt. Allerdings handelt es sich um eine Grundsatzbestimmung: Die Ausführungsgesetze der Länder haben die Zumutbarkeit einer derartigen Grundversorgung und die Gestaltung der anzuwendenden Tarife festzulegen.

Der Großteil der angeführten Änderungen tritt mit 1.1.2007 in Kraft.

Die (konsumentenschutzrechtliche) Inhaltskontrolle von Allgemeinen Geschäftsbedingungen und Preisänderungen kommt im Wesentlichen weiterhin den ordentlichen Gerichten zu. Die Arbeiterkammer und der Verein für Konsumenteninformation haben die Möglichkeit, bei Verstößen gegen das Konsumentenschutzgesetz eine Verbandsklage zur Überprüfung von Allgemeinen Bedingungen und Vertragsformblättern einzuleiten. Die E-Control steht mit den relevanten Konsumentenschutzeinrichtungen in regelmäßigem Informationsaustausch.

Es stehen keine Daten hinsichtlich der Anzahl der gesperrten Kunden zur Verfügung.

### **5.3.2 FOKUS – Labelling**

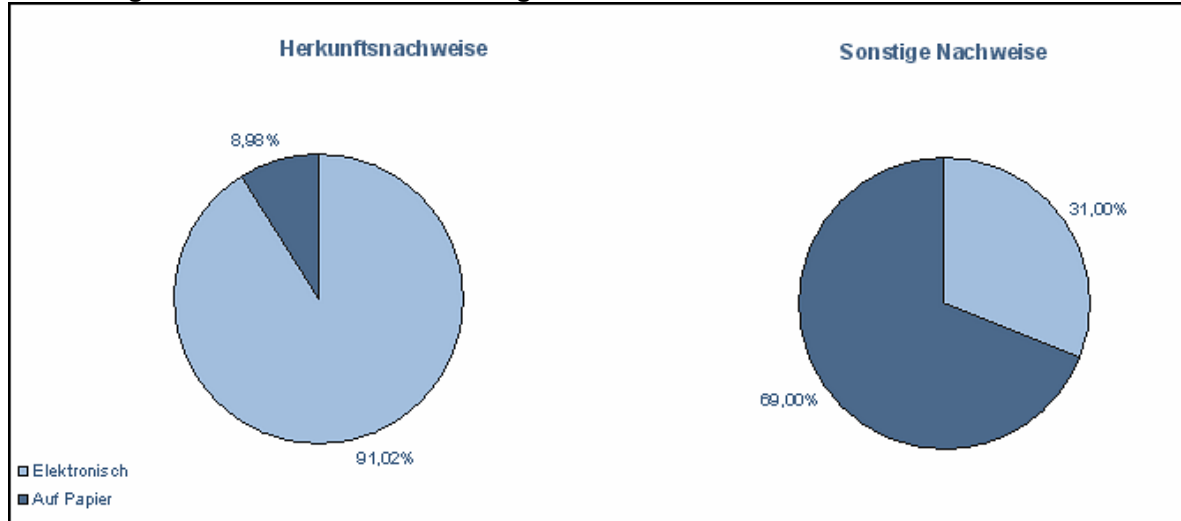
In Ergänzung zu den im Jahr 2000 erlassenen, und im Jahr 2002 novellierten, Bestimmungen zur Stromkennzeichnung in Österreich, wurden mit der rezenten EIWOG Novelle, die noch ausstehenden Bestimmungen zur Information über radioaktiven Abfall und CO<sub>2</sub>-Emissionen in Österreich umgesetzt. Außerdem wurden die Bestimmungen über die Veröffentlichung der Stromkennzeichnungswerte auf Werbematerial implementiert.

Das österreichische Stromkennzeichnungssystem ist ein auf Nachweisen basierendes Modell. Neben den hauptsächlich verwendeten Herkunftsnachweisen gem Artikel 5 der Richtlinie 2001/77/EG bzw. § 8 Ökostromgesetz können auch sog „sonstige Nachweise“ gem § 45a Abs 7 ElWOG eingesetzt werden. Mit Hilfe der sonstigen Nachweise werden zumeist nicht-erneuerbare Energieträger nachgewiesen. Können für eine Energiemenge keine Nachweise vorgelegt werden, so ist diese mit dem UCTE-Mix zu bewerten.

Zur Vermeidung von Betrugsrisiken, wie doppelte Ausgabe bzw. doppelte Verwendung von Nachweisen, wird von der österreichischen Regulierungsbehörde eine zentrale Datenbank angeboten, in welcher die Herkunftsnachweise vom Netzbetreiber ausgegeben werden können und der Lieferant sein Labelling auf elektronischem Wege erstellen kann.

Neben der Nutzung von Herkunftsnachweisen können auch sonstige Nachweise in der Datenbank ausgegeben werden. Auch diese Nutzung basiert auf freiwilliger Basis. Insgesamt wird die Datenbank zu einem sehr hohen Ausmaß verwendet. Rund 90 % der österreichischen Produktion werden mit Nachweisen (Herkunftsnachweisen bzw. sonstigen Nachweisen) belegt. Im Bereich der Herkunftsnachweise werden über 90 % auf elektronischem Wege in der Datenbank ausgegeben. Im Bereich sonstiger Nachweise wurden im Jahr 2004 Werte von rund 30 % erreicht. Für das Jahr 2005 wird ein Wert von rund 70 - 80 % erwartet.

**Abbildung 12: Elektronische Ausstellung von Nachweisen in der Herkunftsnachweisdatenbank**



Quelle: E-Control

Als Aufsichtsbehörde über die Stromkennzeichnung wurde die österreichische Regulierungsbehörde, E-Control, eingesetzt. Diese hat im Mai und Juni 2005 eine umfassende Überprüfung der verpflichteten Unternehmen durchgeführt.

Dabei wurde vor allem die Gesetzeskonformität der eingereichten Nachweise sowie die Darstellung der Informationen für den Endverbraucher evaluiert. Aus den erhaltenen Daten wurde außerdem eine österreichische Stromrechnung zu Vergleichszwecken errechnet. Diese und die Ergebnisse der größten Lieferanten in Österreich sowie der Grünstromanbieter sind in nachstehender Abbildung dargestellt.

**Abbildung 13: Stromkennzeichnungen der evaluierten Unternehmen im Vergleich**

Unternehmen	Bekannte erneuerbare Energieträger	Bekannte fossile Energieträger	Bekannte Nuklearenergie	Bekannte Sonstige	UCTE-Mix <sup>1</sup>	Summe
<b>Österreichische Stromkennzeichnung 2004</b>	<b>59%</b>	<b>26%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>15%</b>	<b>100%</b>
BEWAG Energie Vertrieb GmbH & Co KG*	100%	0%	0%	0%	0%	100%
Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG*	68%	24%	0%	0%	8%	100%
Energie Graz GmbH & Co KG	40%	30%	0%	0%	30%	100%
EVN Energievertrieb GmbH & Co KG*	47%	51%	0%	2%	0%	100%
Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	62%	5%	0%	0%	33%	100%
KELAG Kärntner Elektrizitäts-AG	62%	1%	0%	0%	37%	100%
Linz Strom Vertrieb Nfg GmbH & Co KG*	43%	51%	0%	0%	6%	100%
Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation	80%	11%	0%	0%	9%	100%
STEWAG-STEG GmbH	47%	26%	0%	0%	27%	100%
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	67%	0%	0%	0%	33%	100%
Vorarlberger Kraftwerke AG	64%	0%	0%	0%	36%	100%
Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG*	41%	59%	0%	0%	0%	100%
AAE Wasserkraft GmbH	100%	0%	0%	0%	0%	100%
Energie Allianz Austria GmbH*	100%	0%	0%	0%	0%	100%
evn naturkraft Erzeugungs- und Verteilungs- GmbH&Co KG*	100%	0%	0%	0%	0%	100%
Licht- und Kraftvertrieb der Gemeinde Hollenstein an der Ybbs	100%	0%	0%	0%	0%	100%
Licht- u. Kraftstromvertrieb d. Marktgemeinde Göstling an der Ybbs	100%	0%	0%	0%	0%	100%
oekostrom Vertrieb GmbH	100%	0%	0%	0%	0%	100%
Österreichische Elektrizitätswirtschafts AG (Verbund)	100%	0%	0%	0%	0%	100%
Unsere Wasserkraft GmbH & Co KG	100%	0%	0%	0%	0%	100%

\* Vom Kalenderjahr abweichende Labelingperioden

1: davon rund 13 % erneuerbare Energieträger, 54,4 % fossile Brennstoffe, 32,6 % Nuklearenergie im Jahr 2004

Quelle: E-Control

Das österreichische System ist sowohl was die Grundlagen (Herkunftsnachweise) als auch was die Implementierung betrifft sehr weit fortgeschritten. Weniger fortgeschritten ist jedoch der datenbankbasierte Austausch mit dem Ausland, welcher sich in den nächsten Jahren noch verbessern muss, um Betrugsrisiken zu verhindern und Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

**ANNEX (A) Brief an die Bundesländer betreffend Berichtspflicht über Unbundling**

Verbindungsstelle der Bundesländer  
beim Amt der NÖ Landesregierung  
Schenkenstraße 4  
1014 Wien

Aktenzahl	Ihre Nachricht vom	Posteingangs-Nr.	Postausgangs-Nr.	Name	DW	Datum
			3656	Mag. Johannes Mayer/rha	700	03.07.2006

**Beitrag Österreichs gemäß Berichtspflichten zur Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie und Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie**

Sehr geehrte Herren,

die Generaldirektion für Energie und Transport hat in einem Schreiben an das Wirtschaftsministerium auf die in der Elektrizitäts- und Gasbinnenmarkttrichtlinie enthaltenen Berichtspflichten hingewiesen.

Das Wirtschaftsministerium hat uns beauftragt bis 27.7.2006 einen Beitrag zur Erfüllung dieser Verpflichtungen vorzubereiten. Im Rahmen von ERGEG wurde ebenfalls mit der EU-Kommission ein Abgabetermin Ende Juli vereinbart.

Da die Kompetenz zur Implementierung und Überwachung der Unbundling Bestimmungen im Strombereich in Österreich bei den Ämtern der Landesregierungen liegt, dürfen wir sie bitten, das Kapitel 3.1.4 der beigefügten Berichtsstruktur, wie sie von der EU-Kommission gemeinsam mit ERGEG ausgearbeitet wurde, zu bearbeiten.

Als Hintergrundinformation dürfen wir Ihnen mitteilen, dass die Kommission vor allem an einer Darstellung der realen Implementierung der Unbundlingvorschriften in den Unternehmen interessiert ist. Bei der Vielzahl der Unternehmen in Österreich ist auch die detaillierte Darstellung repräsentativer Unternehmen möglich.

Unbundling soll das Schwerpunktthema der Berichte 2006 darstellen. Umfassende und detaillierte Informationen werden daher gerade in diesem Bereich von der EU-Kommission geschätzt.

Wir dürfen ihnen vorschlagen, dass dieses Kapitel dann in unseren Bericht eingefügt wird. Dieser wird alle anderen Bereiche umfassen.

Für weitere Informationen stehen wir natürlich gerne zur Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen  
E-Control

Mag. Johannes Mayer  
Leiter Volkswirtschaft

Dr. Stephan Peroutka  
Leiter Tarife

**Beilagen:**

Kapitel 3.1.4  
Berichtsstruktur  
Brief DG TREN an BMWA

Ergeht in Kopie an:

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit  
Abteilung IV/5 - Energienetze  
Schwarzenbergplatz 1  
1015 Wien

---

**ANNEX (B) Anhang zum Brief an die Bundesländer über die Struktur von Kapitel  
„3.1.4 Effective unbundling“**

i) Kapitel 3.1.4

**3.1.4 Effective unbundling**

Report on unbundling requirements on the network companies and how they are implemented including as far as possible the following indicators; It is suggested to report average figures and/or case studies for representative TSOs and DSOs. Representativity means that they should reflect typical unbundling regimes as well as a minimum coverage of the market of at least 50% of energy distributed:

- How many TSOs, DSOs
- Does your country apply the 100000 customer rule
- How many TSOs, DSOs are ownership unbundled
- How many DSOs are there with less than 100000 customers
- Number of legally separated DSOs that own assets
- Number of legally separated DSOs that do not own assets
- Number of employees of the network company
- Share of shared services
- Share of shared employees
- whether legal ownership has been implemented yet for DSOs and TSOs
- details on the ownership of TSOs and an overall review of the ownership structure for DSOs
- whether the TSOs and typically DSOs are located separately from production and supply affiliates
- the extent to which the TSOs and DSOs present themselves to customers as separate entities: name of company, logos, websites etc.
- whether unbundled accounts are published or not for both TSOs and DSOs
- whether the regulator sets detailed rules or guidelines on the compilation of unbundled accounts (for example relating to cost allocation) and the consequences of infringements of these guidelines,
- whether the unbundled accounts are the subject of a separate audit from a certified accountant and the extent to which this audit is addressed to the requirements of the regulator
- the role of the compliance officer in this process
- what sanctions are available to regulators for companies failing to comply with management or accounts unbundling requirements.

---

**ANNEX (C) Beiträge der Bundesländer zum Stand der Umsetzung der jeweiligen  
Unbundlingvorschriften im Elektrizitätsbereich**

**(C1) Tirol**

1. Wie viele Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber?

In Tirol gibt es einen Übertragungsnetzbetreiber und 29 Verteilernetzbetreiber.

2. Wendet Ihr Land die 100.000-Kunden-Regel an?

Ja, § 40 Abs. 3 Tiroler Elektrizitätsgesetz 2003

3. Wie viele Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber sind eigentums-  
/gesellschaftsrechtlich entflochten?

Der Übertragungsnetzbetreiber und ein Verteilernetzbetreiber sind gesellschaftsrechtlich entflochten.

4. Wie viele Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden gibt es?

28 Verteilernetzbetreiber

5. Zahl der gesellschaftsrechtlich getrennten Verteilernetzbetreiber, die eigene  
Vermögenswerte besitzen?

keine

6. Zahl der gesellschaftsrechtlich getrennten Verteilernetzbetreiber, die keine eigenen  
Vermögenswerte besitzen?

1 Verteilernetzbetreiber

7. Zahl der Beschäftigten der Netzgesellschaft?

Wenn darunter die gesellschaftsrechtlich entflochtene Gesellschaft verstanden wird, dann ist dies die TIWAG-Netz AG, bei der 553 Personen beschäftigt sind.

8. Anteil an Querschnittsleistungen?

Vom Netzbetreiber werden keine Querschnittsleistungen für andere Konzernbetriebe erbracht.

9. Anteil an geteilten Beschäftigten?

Sämtliche Beschäftigte sind zu 100% für die Netzgesellschaft tätig.

---



---

10. Ob die gesellschaftsrechtliche Trennung schon für Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber umgesetzt worden ist?

Ja, für Übertragungsnetzbetreiber im § 38 Abs. 2 Tiroler Elektrizitätsgesetz 2003, für Verteilernetzbetreiber im § 40 Abs. 2 leg. cit.

11. Details der Eigentumsverhältnisse der Übertragungsnetzbetreiber und ein Überblick über die Eigentümerstruktur der Verteilernetzbetreiber?

Übertragungsnetzbetreiber ist die TIWAG-Netz AG, eine Tochter der TIWAG Tiroler Wasserkraft AG;

Die Verteilernetzbetreiber sind überwiegend im Eigentum von Gemeinden, ansonsten im Privateigentum.

12. Ob die Übertragungsnetzbetreiber und typischerweise Verteilernetzbetreiber getrennt von Erzeugung und Versorgungseinrichtungen situiert sind?

Bei den gesellschaftsrechtlich entflochtenen Unternehmen ist diese Trennung der Fall.

13. Das Ausmaß, in welchem sich Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber selbst dem Kunden als getrennte Einheiten präsentieren: Gesellschaftsname, Logos, Websites usw. ?

Die gesellschaftsrechtlich entflochtenen Unternehmen haben keine wie immer geartete gemeinsame Präsentation.

14. Ob die entflochtenen Bilanzen für beide, Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, veröffentlicht werden?

Die Bilanzen werden jeweils zur öffentlichen Einsichtnahme aufgelegt.

15. Ob der Regulator detaillierte Regeln oder Richtlinien für die Zusammenstellung der entflochtenen Bilanzen (z.B. bezogen auf Kostenstellen) und die Konsequenzen aus einer Missachtung dieser Richtlinien festgesetzt hat?

Richtlinien kann es schon handelsrechtlich nicht geben. Die Bilanzen werden aber von der E-Control geprüft.

16. Ob die entflochtenen Bilanzen Gegenstand einer separaten Prüfung eines anerkannten Wirtschaftsprüfers sind und das Ausmaß bis zu welchem diese Prüfung den Anforderungen des Regulators entspricht?

Die Bilanzen werden nach den Bestimmungen des Aktienrechtes geprüft. Der Regulator hat das Recht zur Einsichtnahme und hat die Entflechtung gemäß § 10 Abs. 1 Energie-Regulierungsbehördengesetz zu überwachen.

17. Die Rolle des Gleichbehandlungsbeauftragten in diesem Prozess?

Diese Frage ist unverständlich, da der Gleichbehandlungsbeauftragte mit der Bilanz nichts zu tun hat.

18. Welche Sanktionsmöglichkeiten hat der Regulator für Unternehmen, die den Anforderungen an das Management oder die Rechnungslegung nach den Entflechtungsbestimmungen nicht entsprechen?

Der Regulator kann Anzeige bei der Verwaltungsbehörde nach § 72 Abs. 3 Tiroler Elektrizitätsgesetz 2003 erstatten, die ein Verwaltungsstrafverfahren durchzuführen hat.

**(C2) Oberösterreich**

Zu Ihrem Schreiben vom 3. Juli 2006, Postausgangsnummer 3656, welches dem Amt der Oö. Landesregierung im Wege der Verbindungsstelle der Bundesländer zugegangen ist, teilen wir Ihnen nach Rücksprache mit der zuständigen Abteilung mit, dass gemäß den bundesgrundsatzgesetzlichen Vorgaben des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes des Bundes das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006, LGBl. Nr. 1/2006, (in Kraft getreten am 1. Februar 2006) in seinen Übergangsbestimmungen die entsprechenden Vorschriften über das "Unbundling" aufgenommen hat. Darin ist die Pflicht der vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen zur Übertragung der Verteilkonzession nominiert. Nähere Bestimmungen hiezu finden sich im § 33 Oö. EIWOG 2006 über die konkrete Konzessionserteilung. Tatsächlich betreffen diese Vorschriften zwei Elektrizitätsversorgungsunternehmen in Oberösterreich, deren Anträge auf Erteilung einer Konzession zum Verteilernetzbetrieb bereits anhängig sind.

**(C3) Niederösterreich**

Zur Frage 1 (How many TSOs, DSOs):

Ein Übertragungsnetzbetreiber (Verbund Austrian Power Grid AG), 16 Verteilernetzbetreiber (inklusive WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH und Energie AG Oberösterreich Netz GmbH).

Zur Frage 2 (Does your country apply the 100000 Customer rule):

Ja

Zur Frage 3 (How many TSOs, DSOs are ownership unbundled):

Keine

Zur Frage 4 (How many DSOs are there with less than 100000 customers):

13

Zur Frage 5 (Number of legally separated DSOs that own assets):

Ein Verteilernetzbetreiber (EVN Netz GmbH)

Es wird davon ausgegangen, dass für die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Land Wien und für die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH das Land Oberösterreich die Fragen beantwortet wird.

Zur Frage 6 (Number of legally separated DSOs that do not own assets):

Es wird davon ausgegangen, dass für die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Land Wien und für die Energie AG Oberösterreich das Land Oberösterreich die Fragen beantwortet wird

Zur Frage 7 (Number of employees of the network company):

Bei EVN Netz GmbH: ca 1500

Es wird davon ausgegangen, dass für die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Land Wien und für die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH das Land Oberösterreich die Fragen beantwortet wird.

Zur Frage 8 (Share of shared services):

Bei EVN Netz GmbH: Rechtsabteilung, Controlling, Beschaffung, Finanzwesen, Personalwesen, Rechnungswesen, Information und Kommunikation.

Es wird davon ausgegangen, dass für die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Land Wien und für die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH das Land Oberösterreich die Fragen beantwortet wird.

Zur Frage 9 (Share of shared employees):

Ja

---

---

Zur Frage 10 (Whether legal ownership has been implemented yet for DSOs und TSOs):

Nein

Zur Frage 11 (Details on the ownership of TSOs and an overall review of the ownership structure for DSOs):

Die EVN Netz GmbH steht im 100% Eigentum der EVN AG. Diese ist zu 51 % im Eigentum des Landes Niederösterreich. Vier Verteilernetzbetreiber stehen im 100% Eigentum jener Gemeinde, in der der jeweilige Verteilernetzbetreiber seine Tätigkeit ausübt. Neun Verteilernetzbetreiber stehen im privaten Eigentum.

Es wird davon ausgegangen, dass für die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Land Wien und für die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH das Land Oberösterreich die Fragen beantworten wird.

Zur Frage 12 (Whether the TSOs and typically DSOs are located separately from production and supply affiliates):

Nein

Zur Frage 13 (The extend to which the DSOs und TSOs present themselves to customers as separate entities):

EVN Netz GmbH: Der Firmenname unterscheidet sich von der Muttergesellschaft, eine Web-Seite für die EVN Netz GmbH wird eingerichtet.

Es wird davon ausgegangen, dass für die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Land Wien und für die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH das Land Oberösterreich die Fragen beantworten wird

Zur Frage 14 (Whether unbundled accounts are published or not for both TSOs and DSOs):

Bei EVN Netz GmbH im Anhang zum Geschäftsbericht.

Es wird davon ausgegangen, dass für die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Land Wien und für die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH das Land Oberösterreich die Fragen beantworten wird.

Zur Frage 15 (Whether the regulator sets detailed rules or guidelines on the compilation of unbundled accounts (for example relating co cost allocation) and the consequences of infringements for these guidelines):

Nein

---

Zur Frage 16 (Whether the unbundled accounts are the subject of a separate audit from a certified accountant and the extent to which this audit is addressed to the requirements of the regulator):

Ja

Zur Frage 17 (The role of the compliance officer in this process):

Nicht vorgesehen

Zur Frage 18 (What sanctions are available to regulators for companies failing to comply with management or accounts unbundling requirements):

Es sind Verwaltungsstrafen im EIWOG (vgl. § 64 Abs. 1 Z 3 bzw. Abs. 2 Z 1) vorgesehen.

#### **(C4) Salzburg**

How many TSOs and DSOs?

Im Bundesland Salzburg sind 5 Verteilernetzbetreiber tätig, wovon vier ihren Sitz im Bundesland Salzburg haben. Die Salzburg Netz GmbH, die Lichtgenossenschaft Neukirchen reg. GenmbH, die Elektrizitätswerk Lechner KG, die Elektrizitätswerk Bad-Hofgastein GmbH. Die Energie AG Oberösterreich Netz GmbH hat ihren Sitz im Bundesland Oberösterreich.

Als Übertragungsnetzbetreiber im Bundesland Salzburg ist die Verbund - Austrian Power Grid AG, mit Sitz in Wien, tätig.

Does your country apply the 100000 customer rule?

Ja. Für den einzigen Verteilernetzbetreiber im Bundesland Salzburg, der seinen Sitz im Bundesland hat und an dessen Netz mehr als 100000 Kunden angeschlossen sind, ist derzeit das Konzessionserteilungsverfahren anhängig und wird voraussichtlich in den nächsten Monaten mit der Erteilung der Konzession abgeschlossen.

How many TSOs, DSOs are ownership unbundled?

0.

How many DSOs are there with less than 100000 customers?

Von den 5 im Bundesland Salzburg tätigen Verteilernetzbetreibern haben 3 Netze, an denen weniger als 100000 Kunden angeschlossen sind.

Number of legally separated DSOs that own assets?

0.

Number of legally separated DSOs that do not own assets?

Die beiden maßgeblichen Verteilernetzbetreiber im Bundesland Salzburg, an deren Netzen mehr als 100000 Kunden angeschlossen sind (Salzburg Netz GmbH und Energie AG Oberösterreich Netz GmbH), sind nicht Eigentümer der Netze.

Number of employees of the network company?

Die im Bundesland Salzburg ansässige Salzburg Netz GmbH hat inklusive dem Geschäftsführer 6 Angestellte in leitender Position. In nicht leitender Position wurden der Netzgesellschaft 27 Mitarbeiter überlassen, die dienstrechtlich weiterhin bei der Muttergesellschaft (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation) angestellt sind, die aber ausschließlich der Weisungsbefugnis des Geschäftsführers bzw. der leitenden Angestellten der Netzgesellschaft unterstehen.

Für die im Bundesland Oberösterreich ansässige Energie AG Oberösterreich Netz GmbH wird auf die Beantwortung der do. Behörde verwiesen.

Share of shared services?

Das Tochterunternehmen Salzburg Netz GmbH und das Mutterunternehmen Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation nutzen gemeinsam beispielsweise die Rechtsabteilung und Personalabteilung der Mutter sowie in den einzelnen Netzsparten (Strom, Gas, Wasser, Telekommunikation) Fachkräfte. Bezüglich weiterer gemeinsam genutzter Dienste mögen die Gesellschaften direkt befragt werden.

Share of shared employees?

Die Anzahl der gemeinsam genutzten Angestellten vermag von ha. Seite nicht eingeschätzt werden. Diesbezüglich mögen die Gesellschaften direkt befragt werden.

Whether legal ownership has been implemented yet for DSOs and TSOs?

Im Bundesland Salzburg hat die Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation den Betrieb ihres Verteilernetzes, an welchem mehr als 100000 Kunden angeschlossen sind, an die neu errichtete „Salzburg Netz GmbH“ (100% Tochter) übertragen. Die Erteilung der Konzession für den Betrieb des Verteilernetzes an die Salzburg Netz GmbH nach § 11 ff Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 – LEG wird in den nächsten Monaten erfolgen. Ebenso wurde der weitere Verteilernetzbetreiber, an

dessen Netz mehr als 100000 Kunden angeschlossen sind (Energie AG Oberösterreich Netz GmbH) und der Übertragungsnetzbetreiber (Verbund - Austrian Power Grid AG) gesellschaftsrechtlich unbundled. Hinsichtlich des Konzessionserteilungsverfahrens wird auf die in den jeweiligen Bundesländern zuständigen Behörden verwiesen.

*Details on the ownership of TSOs and an overall review of the ownership structure for DSOs?*

Der im Bundesland Salzburg tätige Übertragungsnetzbetreiber Verbund – Austrian Power Grid AG ist ein Tochterunternehmen der Österreichischen Elektrizitätswirtschaft AG (Verbundgesellschaft).

Die Verteilernetzbetreiber, Salzburg Netz GmbH und Energie AG Oberösterreich Netz GmbH sind jeweils Tochterunternehmen der Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation bzw. der Energie AG Oberösterreich.

*Whether the TSOs and typically DSOs are located separately from production and supply affiliates?*

Für den einzigen Verteilernetzbetreiber mit Sitz im Bundesland Salzburg, die Salzburg Netz GmbH, findet diese örtliche Trennung nicht statt. Hinsichtlich der übrigen Netzbetreiber wird auf die Beantwortung der zuständigen Behörden verwiesen.

*The extent to which the TSOs and DSOS present themselves to customers as separate entities: name of company, logos, websites etc.?*

Für die Salzburg Netz GmbH gilt: Sowohl der Name des Mutterunternehmens als auch der Name des Tochterunternehmens weisen einen Bezug zum Bundesland Salzburg auf (Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation – Salzburg Netz GmbH). Die beiden Unternehmen haben zwar eigene Homepages (jeweils mit Link zum anderen Unternehmen) firmieren aber unter derselben Firmenadresse und demselben Firmenlogo. Hinsichtlich der übrigen Netzbetreiber wird wiederum auf die Beantwortung der zuständigen Behörden in den jeweiligen Bundesländern verwiesen.

*Wheter unbundled accounts are published or not for both TSOs and DSOS?*

Die Bestimmungen über die Rechnungslegung, innere Organisation, Entflechtung und Transparenz der Buchführung von Elektrizitätsunternehmen sind im zweiten Teil (§§ 8 bis 11) des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz – ELWOG verfassungsrechtlich als unmittelbar anwendbares Bundesrecht ausgestaltet.

In diesen Bestimmungen ist eine Pflicht zur Veröffentlichung der Jahresabschlüsse enthalten. Weiters ist eine Verordnungsermächtigung für den Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit der Konten, Rechnungskreise, Bilanzen etc. enthalten.

Im Übrigen wird zu Fragen der Rechnungslegung auf die zur Vollziehung zuständigen Behörden, Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit und die Energie Control GmbH verwiesen.

Wheter the regulator sets detailed rules or guidelines on the compilation of unbundled accounts (for example relating to costs allocation) an the consequences of infringements of these guidelines?

Auf die Ausführungen bei der vorstehenden Fragestellung wird verwiesen.

Wheter the unbundled accounts are the subject of a spearate audit from a certified accountant and the extent to which this autidt is addressed to the requirements of the regulator?

Auf die Ausführungen bei der vorstehenden Fragestellung wird verwiesen.

The role of the compliance officer in this process?

Auf die Ausführungen bei der vorstehenden Fragestellung wird verwiesen.

What sanctions are available to regulators for companies failing to comply with management or accounts unbundling requirements?

Hinsichtlich der Buchführungsrichtlinien wird wiederum auf die Ausführungen bei den vorstehenden Fragestellungen verwiesen. Das gesellschaftsrechtliche - und organisatorische Unbundling ist im Salzburger Landeselektrizitätsgesetz (§ 12) als verpflichtende Voraussetzung für die Erteilung der Konzession zum Betrieb des Verteilernetzes enthalten. Bei Wegfall einer der verpflichtend vorgesehenen Konzessionsvoraussetzungen ist ein Konzessionsentziehungsverfahren (§ 16 LEG) vorgesehen.

## **(C5) Wien**

Zu Punkt 1.:

Im Bundesland Wien gibt es einen einzigen Verteilernetzbetreiber, die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH.



Zu den Punkten 2. und 4.:

Das Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 sieht vor, dass Verteilernetzbetreiber, die weniger als 100.000 Kunden an ihr Netz angeschlossen haben, von der Verpflichtung zum gesellschaftsrechtlichen UNBUNDLING ausgenommen sind. In Wien hat diese Bestimmung jedoch keinerlei praktische Bedeutung, da die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH der einzige Verteilernetzbetreiber ist und über mehr als 100.000 Kunden verfügt. Die Verpflichtung zum gesellschaftsrechtlichen UNBUNDLING wurde mit der Abspaltung und Einbringung des Teilbetriebes Netzmanagement in die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH gesetzeskonform umgesetzt.

Zu Punkt 3.:

Ein eigentumsrechtliches UNBUNDLING ist gesetzlich nicht gefordert und wurde auch nicht umgesetzt.

Zu den Punkten 5., 6. und 10.:

Die gesetzlich angeordnete Entflechtung erfolgt innerhalb des Konzerns der WIEN ENERGIE GmbH – entsprechend den gesetzlichen Vorschriften - im Wege einer Umgründung. Hierbei wurde der Teilbetrieb „Netzmanagement“ (Betrieb eines Verteilernetzes) der WIENSTROM GmbH von dieser im Rahmen einer Abspaltung auf die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH übertragen. Der Teilbetrieb Netzmanagement wird seit 1.10.2005 von der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH fortgeführt. Im Detail wurde die Entflechtung wie folgt durchgeführt:

Die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH (FN 263860 f; HG WIEN) wurde ausschließlich zur Entflechtung der WIENSTROM GmbH gegründet, um den auf sie von der WIENSTROM GmbH übertragenen Teilbetrieb Netzmanagement fortzuführen. Die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH erfüllt alle gesetzlichen Voraussetzungen, um den auf sie von der WIENSTROM GmbH übertragenen Teilbetrieb Netzmanagement unabhängig vom vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen fortzuführen (also unabhängig von den verbundenen Unternehmen, welche die Funktionen Erzeugung und Versorgung wahrnehmen) zu können.

Zum Teilbetrieb Netzmanagement, der zur Fortführung im Rahmen der Abspaltung auf die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH übertragen wird, gehören alle Aktiva und Passiva, die zur Fortführung dieses Teilbetriebs erforderlich sind. Demgemäß wurden insbesondere die Netzzugangsverträge mit den Kunden und Erzeugern auf die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH übertragen. Nicht übertragen wurde das Eigentum am

Verteilernetz. Eine Übertragung des Eigentums am Netz ist weder nach europarechtlichen Vorgaben noch nach dem EIWOG zwingend angeordnet.

Letztlich wurden mit dem Teilbetrieb Netzmanagement auch die Konzessionen zum Betrieb des Verteilernetzes (der Verteilernetze) sowie alle weiteren allenfalls bestehenden Berechtigungen der WIENSTROM GmbH zum Betrieb des (der) Stromnetze(s) in seinem (ihren) derzeitigen Bestand auf die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH übertragen.

Die Spaltung wurde mit ihrer Eintragung in das Firmenbuch wirksam; mit der Eintragung sind der abgespaltete Teilbetrieb einschließlich der Konzessionen und Berechtigungen zum Betrieb der Verteilernetze auf die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH über (§14 Abs. 2 SpaltG) übergegangen.

Herr Dipl. Ing. Reinhard Brehmer steht als alleiniger Geschäftsführer der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH vor. Innerhalb des Konzerns übt er, soweit bekannt, keine weiteren Tätigkeiten aus.

Die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH hat ein Gleichbehandlungsprogramm aufgestellt. Dieses wurde – entsprechend den gesetzlichen Vorgaben - den zuständigen Behörden vorgelegt. Ein Gleichbehandlungsverantwortlicher wurde bestellt. Zu seinen Aufgaben gehören insbesondere die Schulung des Gleichbehandlungsprogramms und dessen Überwachung.

Durch den Abschluss eines Pachtvertrages wurde der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH das Recht zur Nutzung des Netzes eingeräumt. Der Pachtvertrag enthält detaillierte Vereinbarungen, die sicherstellen, dass die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH alle Entscheidungen für den Betrieb, die Instandhaltung (einschließlich Wartung) und den Ausbau des Netzes unabhängig treffen kann und trifft. Neben dem Pachtvertrag hat die Netzgesellschaft auch einen Dienstleistungsvertrag mit der WIENSTROM GmbH abgeschlossen. Vertraglich vereinbart ist, dass die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH die tatsächliche Entscheidungsbefugnis hinsichtlich aller Vermögenswerte, die für den Betrieb, die Wartung oder den Ausbau der Netze erforderlich sind, eigenständig trifft und diese Entscheidungen von der Eigentümerin des Netzes akzeptiert und umgesetzt werden.

Der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH wurde mit Bescheid der Wiener Landesregierung, Zahl: MA 64 – 3186/2005 die Konzession zum Betrieb des Verteilernetzes erteilt.

Zu Punkt 7.:

Das Personal der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH beträgt derzeit 34 Mitarbeiter.

Zu Punkt 8.:

Auf Basis der Verträge (Pacht- und Rahmendienstleistungsvertrag) werden der operative Betrieb, die Instandhaltung und der Ausbau des Netzes sowie das Zählermanagement – jedoch nicht als shared services - durch Mitarbeiter der Wienstrom GmbH durchgeführt.

Shared services erfolgen als Dienstleistungen in den Bereichen Vertriebsdienstleistungen und Zählerdatenmanagement, Kaufmännische Dienstleistungen, IT-Dienstleistungen, Energiewirtschaftliche Dienstleistungen, Organisationsdienstleistungen, Personaldienstleistungen und Rechtsdienstleistungen.

Zu Punkt 9.:

In den zu Frage 8. genannten Bereichen waren mit Ende 2004 ca. 2.300 Mitarbeiter der Wienstrom GmbH tätig.

Zu den Punkten 11. und 12.:

Alleingesellschafterin der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH ist die WIEN ENERGIE GmbH. Die Netzgesellschaft wird somit nicht von der WIENSTROM GmbH kontrolliert. Die WIEN ENERGIE GmbH ist eine Holdinggesellschaft ohne operativen Betrieb; sie nimmt daher keine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahr. Die Funktion Erzeugung von Energie wird im Konzern der WIEN ENERGIE GmbH künftig von der WIENSTROM GmbH wahrgenommen. Die Funktion Versorgung von Endverbrauchern mit elektrischer Energie erfolgt innerhalb der ENERGIE ALLIANZ AUSTRIA (eine Stromhandels-gesellschaft ist die WIEN ENERGIE Vertrieb GmbH & Co KG). Die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH trifft die Entscheidungen für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Verteilernetzes. Verbindliche Finanzpläne werden von der WIEN ENERGIE GmbH genehmigt. Auf das Tagesgeschäft kann sie keinen Einfluss nehmen. Dies ist bereits gesetzlich ausgeschlossen. Die WIEN ENERGIE GmbH legt für alle ihre Tochtergesellschaften, und damit auch künftig für die Netzgesellschaft, die Grenzen für die Verschuldung fest.

Zu Punkt 13.:

Die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH verfügt über eine eigene Rechtspersönlichkeit, einen eigenen Firmenwortlaut und ein eigenes Logo. Sie ist Inhaberin einer eigenen

Telefonnummer und eigener E-Mail Adressen; ein eigener Internetauftritt unter <http://www.wienenergie-stromnetz.at> wurde eingerichtet.

Zu Punkt 14.:

Die WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH (bzw. vor Durchführung des Legal Unbundlings die WIENSTROM GmbH) unterliegt den gesetzlichen Rechnungslegungsbestimmungen. Die Jahresabschlüsse werden im Firmenbuch öffentlich zugänglich gemacht.

Zu Punkt 15.:

Die grundsätzlichen Bestimmungen hinsichtlich der getrennten Rechnungslegung finden sich im EIWOG.

Zu Punkt 16.:

Die von der WIEN ENERGIE Stromnetz GmbH erstellten Jahresabschlüsse werden einer Prüfung durch einen Wirtschaftsprüfer unterzogen. Mittels Bestätigungsvermerk bestätigt dieser u.a. die Einhaltung der Grundsätze der ordnungsgemäßen Buchführung.

Zu Punkt 17.:

Ein Gleichbehandlungsbeauftragter wurde bestellt. Zu seinen Aufgaben gehören die Schulung über das Gleichbehandlungsprogramm sowie dessen Überwachung.

Zu Punkt 18.:

Das E-RBG regelt die Kompetenzen der ECG sowie der ECK. Diesen beiden Regulierungsbehörden sind umfassende Rechte eingeräumt. Des weiteren sieht das Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 Verwaltungsstrafen bei Verstößen gegen das Gesetz vor.

**(C6) Vorarlberg**

„[...] die Europäische Kommission hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) ersucht, entsprechend einer vorgelegten standardisierten Struktur einen Bericht betreffend Unbundling zu erstatten. Das BMWA seinerseits hat diese Verpflichtung an die E-Control weiter gegeben und diese ersucht, einen den Vorgaben entsprechenden Bericht zu übermitteln. Die E-Control hat im Wege der Verbindungsstelle der Bundesländer diese Fragestellung an sämtliche Ämter der Landesregierungen mit dem Ersuchen weitergeleitet, das Kapitel 3.1.4. der beigefügten Berichtstruktur zu bearbeiten. Unbundling soll das Schwerpunktthema der Berichte 2006 darstellen.

Hiezu wird zunächst festgehalten, dass folgende EntschlieÙung des Nationalrates (24.5.2004) vorliegt: „Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit wird ersucht, zur Beurteilung der Wirksamkeit dieser Richtlinienumsetzung [RL 2003/54/EG], per 31.12.2005 bis spätestens 1. Juni 2006 dem Nationalrat einen von der E-Control erstellten Bericht zuzuleiten.“

Gestützt auf diese EntschlieÙung hat die E-Control mit Datum Mai 2006 einen 40 Seiten umfassenden Bericht über den Stand der Umsetzung des Unbundling der österreichischen Elektrizitätsnetzbetreiber an das BMWA erstattet. Zur Verfassung dieses Berichtes hat die E-Control umfangreiche Recherchen getätigt und dabei ua Tabellen über den Verlauf der legislativen Umsetzung (siehe Punkt 2.3.1 des Berichtes), das Vorliegen von behördlichen Konzessionsbescheiden (siehe Punkt 2.3.3 des Berichtes) etc eingearbeitet. Darüber hinaus hat die E-Control alle zum rechtlichen Unbundling verpflichteten Betreiber von Verteilernetzen aufgefordert, detaillierte Unterlagen [der E-Control] vorzulegen (siehe Punkt 2.5.1 des Berichtes).

Weiters sind unter Punkt 2.5.3 des Berichtes einzelne Daten von zum rechtlichen Unbundling verpflichteten Verteilernetzbetreiber, konkrete Erfordernisse für einzelne Netzbereiche sowie im nachfolgenden Berichtspunkt 3. die entsprechenden Folgerungen detailliert ausgewiesen

Ausgehend von diesen Darlegungen, insbesondere unter Berücksichtigung der bei der E-Control bereits aggregiert vorhandenen einschlägigen Daten und Unterlagen wird die Vorgangsweise des BMWA, die E-Control zur entsprechenden Berichterstattung aufzufordern, einerseits aus verwaltungsökonomischen Gründen (Effizienzkriterium) andererseits aber auch unter Berücksichtigung der bei Bundes- und Landesbehörden vorhandenen Personalressourcenknappheit befürwortet.

Es wird daher von einer entsprechenden Beantwortung des Fragebogens abgesehen. Sollten dennoch Informationen gewünscht werden, wird um konkrete diesbezügliche Fragestellung ersucht.“

## **(C7) Steiermark**

### How many TSOs, DSOs?

In der Steiermark gibt es mit der VERBUND Austrian Power Grid einen Übertragungsnetzbetreiber und insgesamt 53 Verteilernetzbetreiber.

Does your country apply the 100000 customer rule?

Sowohl auf bundes- als auch auf landesgesetzlicher Ebene wurde die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt und die gesetzlichen Vorgaben nach ha. Auffassung von den betroffenen Unternehmen fristgerecht und umfassend ausgeführt.

How many TSOs, DSOs are ownership unbundled?

Sowohl der TSO als auch die DSOs haben kein Ownership Unbundling durchgeführt, da diese Umsetzungsvariante eine Enteignung des Eigentümers darstellen würde.

How many DSOs are there with less than 100000 customers?

In der Steiermark waren nur die STEWEAG-STEAG und die Energie Graz GmbH & Co KG zum Legal Unbundling verpflichtet. 51 Verteilernetzbetreiber haben weniger als 100.000 Kunden und es wurde der Standpunkt vertreten, dass diese kein Legal Unbundling vornehmen mussten.

Number of legally separated DSOs that own assets?

Sowohl die Stromnetz Steiermark GmbH als auch die Stromnetz Graz GmbH & Co KG haben als Besitzer (als Pächter und nicht als Eigentümer) die unmittelbare Verfügungsgewalt über die Assets.

Number of legally separated DSOs that do not own assets?

Mit der Stromnetz Steiermark GmbH und der Stromnetz Graz GmbH & Co KG haben die zum Legal Unbundling verpflichteten Unternehmen das Legal Unbundling mittels der Umsetzungsvariante „Pachtmodell“ gewählt, wodurch die unmittelbare Verfügungsgewalt über die Assets gesichert ist.

Number of employees of the network company?

In der Stromnetz Steiermark GmbH sind neben den zwei Geschäftsführern 33 Personen über Abstellungsverträge beschäftigt. In der Stromnetz Graz GmbH & Co KG sind neben den zwei Geschäftsführern 6 Personen ständig und 4 Personen über Abstellungsverträge beschäftigt.

Share of shared services?

Die Stromnetz Steiermark GmbH und die Stromnetz Graz GmbH & Co KG kaufen die Dienstleistungen Shared Services zur Gänze auf vertraglicher Basis zu.

Share of shared employees?

---

Weder in der Stromnetz Steiermark GmbH noch in der Stromnetz Graz GmbH & Co KG befindet sich Personal betreffend Shared Services, da diese Dienstleistungen zur Gänze zugekauft werden.

Whether legal ownership has been implemented yet for DSOs and TSOs?

Sowohl die Stromnetz Steiermark GmbH als auch die Stromnetz Graz GmbH & Co KG haben das gesetzlich geforderte Legal Unbundling bereits umgesetzt.

Details on the ownership of TSOs and an overall review of the ownership structure for DSOs?

Die Stromnetz Steiermark GmbH ist eine 100%ige Tochter der STEWEAG-STEAG GmbH und als gesellschaftsrechtlich eigenständiges Unternehmen ausgestaltet. Die übrigen 51 Verteilernetzbetriebe stehen teils in öffentlichem (überwiegend Gemeinden) und teils in privatem Eigentum. Die VERBUND Austrian Power Grid ist ein gesellschaftsrechtlich eigenständiges und unabhängiges Unternehmen und 100% Tochter des VERBUND.

Die Stromnetz Graz GmbH & Co KG ist eine 100%ige Tochter der Energie Graz GmbH.

Whether the TSOs and typically DSOs are located separately from production and supply affiliates?

Die Stromnetz Steiermark GmbH ist unabhängig vom Vertriebsbereich der STEWEAG-STEAG GmbH. Die Stromnetz Steiermark GmbH verfügt zudem über eigene Räumlichkeiten, die von den Räumlichkeiten der STEWEAG-STEAG GmbH abgegrenzt sind. Die STEWEAG-STEAG GmbH besitzt keine Strom-Erzeugungsanlagen. Die Stromnetz Graz GmbH & Co KG wie auch die VERBUND Austrian Power Grid sind gesellschaftsrechtlich unabhängige Gesellschaften von Erzeugung und Vertrieb.

The extent to which the TSOs and DSOs present themselves to customers as separate entities: name of company, logos, websites, etc.?

Die Stromnetz Steiermark GmbH verfügt über einen eigenständigen Unternehmensauftritt und ist von der gesellschaftsrechtlichen Eigentümerin STEWEAG-STEAG GmbH getrennt. Die Stromnetz Steiermark GmbH verfügt zudem über ein eigenes Internet Portal [www.stromnetzsteiermark.at](http://www.stromnetzsteiermark.at) und pflegt zu ihren großen Netzkunden eigenständige Vertragsbeziehungen. Auch die Stromnetz Graz GmbH & Co KG verfügt über einen eigenständigen Firmenauftritt und ein eigenes Internet Portal [www.stromnetz-graz.at](http://www.stromnetz-graz.at).

---

Whether unbundled accounts are published or not for both TSOs and DSOs?

Die Unbundling-Berichterstattungen (rechnungsmäßige Trennung der Konten je Aktivität) der Unternehmen werden veröffentlicht (z.B. im Geschäftsbericht, im Amtsblatt der Wienerzeitung, im Firmenbuch, etc.). Jedenfalls haben die Unternehmen eine Ausfertigung des Jahresabschlusses in ihrer Hauptverwaltung zur Verfügung zu halten.

Whether the regulator sets detailed rules or guidelines on the compilation of unbundled accounts (for example to cost allocation) and the consequences of infringements of these guidelines?

In Österreich sind klare Kriterien bzw. Richtlinien für die verursachungsgerechte Zuordnung der direkten Kosten zwischen den einzelnen Aktivitäten vorgeschrieben. Diese Regeln der Kostenzuordnung zwischen den Aktivitäten sind von den Unternehmen bereits implementiert und zudem – nach einem umfassenden Prüfungsprozess- von der Regulierungsbehörde als sachgerecht anerkannt. Im Bereich der indirekten Kosten (z.B. Shared Services) gelangen unternehmensindividuelle Zuordnungskriterien zur Anwendung, welche ebenfalls im Detail seitens der Regulierungsbehörde überprüft werden. Die Anwendung unternehmensindividueller Zuordnungskriterien im Bereich der indirekten Kosten ist erforderlich, da unterschiedliche Definitionen bzw. Ausprägungen der Prozesse und unterschiedliche strukturelle Rahmenbedingungen (Fragmentierung, Zersiedelung, Kundenstruktur, etc.) für die Ausführung der Prozesse je Unternehmen vorliegen.

Whether the unbundled accounts are the subject of a separate audit from a certified accountant and the extent to which this audit is addressed to the requirements of the regulator?

Die Unbundling-Berichterstattung der Unternehmen wird von einem zertifizierten Wirtschaftsprüfer geprüft und letztendlich – insbesondere auch nach einer detaillierten Überprüfung der Kriterien für die Kostenzuordnung zwischen den Aktivitäten – testiert. Die testierte Unbundling-Berichterstattung stellt die Grundlage für die seitens der Regulierungsbehörde durchzuführenden Kostenprüfungsverfahren dar.

The role of the compliance officer in this process?

Der Gleichbehandlungsbeauftragte ist zur Erstellung und gleichzeitigen Überwachung des Gleichbehandlungsprogrammes verpflichtet, welches die Unabhängigkeit des Netzbetreibers in punkto Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt von den übrigen Tätigkeitsbereichen des integrierten Unternehmens und die nicht diskriminierende Behandlung aller Netzkunden sicherstellt. Auf Grundlage des



Gleichbehandlungsprogrammes kommt es somit auch zu einer impliziten Evaluierung und Überprüfung der in der Unternehmung angewandten Kriterien und Richtlinien für die verursachungsgerechte Kostenzuordnung zwischen den Aktivitäten (Account Unbundling).

*What sanctions are available to regulators for companies failing to comply with management or accounts unbundling requirements?*

Gemäß Grundsatz- bzw. Ausführungsgesetze zum Legal Unbundling ist festgeschrieben, dass DSOs mit mehr als 100.000 Kunden überhaupt nur dann eine Konzession verliehen erhalten, wenn sie hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen des integrierten Unternehmens sind. Bei Nichteinhaltung der Vorgaben bzw. Kriterien der Regulierungsbehörde kommt es zu einer Nichtanerkennung bzw. Nichtberücksichtigung von tatsächlich anfallenden Kosten im Netztarif.