



REPUBLIK ÖSTERREICH
BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE

Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft

gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz (BGBl I Nr 62/2002)

2. Zwischenbericht

Wien, im April 2005

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG.....	5
2	ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	8
3	VERLAUF DER BISHERIGEN UNTERSUCHUNG	15
4	FESTSTELLUNG DER MARKTGRENZEN	19
4.1	Ausgangspunkt – bisherige Entscheidungspraxis	19
4.2	Überprüfung der Marktgrenzen.....	24
4.2.1	Methoden und Prämissen zur Überprüfung der Marktgrenzen.....	27
	Vorgangsweise und Methodenauswahl.....	27
	Preisreaktionen der Stromkunden – Preiselastizität der Nachfrage	29
	Kostenentwicklung für Energielieferanten.....	31
4.2.2	Wechselreaktion der Stromkunden - Entwicklung der Mengen und Preise.....	33
	Haushalte.....	35
	Kleingewerbe (Netzebene 7).....	35
	Gewerbe (Netzebene 6).....	36
	Großkunden (Netzebene 5)	37
	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	39
4.2.3	Entwicklung der Rohmargen der Energielieferanten.....	40
	Zusammenfassung und Schlussfolgerung:.....	48
4.2.4	Entwicklung der Handelsströme	49
4.2.5	Markteintrittsbarrieren	51
	Wechselkosten.....	53
	Hoher Aufwand der Lieferanten	58
	Ausgleichsenergieerisiko	60
	Unzureichendes Unbundling.....	61
	Legal Unbundling.....	64
	Organisatorisches Unbundling	64
	Buchhalterisches Unbundling	66

Stand der Umsetzung der Richtlinie 2003/54/EG in Österreich.....	66
Zum Inhalt der EIWOG-Novelle 2004:.....	67
Auswirkungen auf den Wettbewerb:.....	67
Niedrige Energiepreise bei gleichzeitig hohen Netztarifen.....	68
4.2.6 Ergebnis der Marktabgrenzung und Schlussfolgerungen.....	70
5 FESTSTELLUNG DER UNTERNEHMEN MIT MARKTMACHT.....	74
6 BESONDERE VERPFLICHTUNGEN DER UNTERNEHMEN MIT MARKTMACHT.....	75
6.1 Vertragsgestaltung.....	76
6.1.1 All Inclusive-Verträge.....	76
6.1.2 Vertragliche Mindestbindungsfristen.....	77
6.1.3 Rabatte.....	78
6.1.4 Bündelungs- oder Koppelungsgeschäfte.....	81
6.2 Preisgestaltung.....	82
6.3 Transparenz.....	84
7 BEWERTUNG DER ENERGIEALLIANZ BZW. DER ÖSTERREICHISCHEN STROMLÖSUNG IM LICHT DER ERGEBNISSE DER BRANCHENUNTERSUCHUNG.....	86
EnergieAllianz.....	86
„Österreichische Stromlösung“.....	87
8 LOGIK DER PREISSETZUNG AM ENDKUNDENMARKT.....	89
8.1 Marktpreis ist nicht gleich Marktpreis.....	89
8.1.1 Spot- und Terminmärkte.....	90
8.1.2 Strombörsen.....	90
8.1.3 OTC-Markt.....	91
8.2 Großhandelspreise als Benchmark.....	92
8.3 Endkundenpreisgestaltung.....	93

8.4	Preisfindung am kurzfristigen Stromgroßhandelsmarkt.....	96
8.5	Transparenz und Marktmacht am Großhandelsmarkt	99
8.6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	101
8.7	Die weitere Vorgehensweise - Ausblick.....	103

1 Einleitung

Angekündigte und erfolgte Erhöhungen des Strompreises sowohl im Massenkunden- als auch im Großkundenbereich sowie weitere mögliche Preissteigerungen haben im zweiten Halbjahr 2004 zu einer massiven öffentlichen Diskussion über die Wettbewerbssituation am heimischen Elektrizitätsmarkt geführt. Vor diesem Hintergrund hat die Bundeswettbewerbsbehörde (BWB) in enger Zusammenarbeit mit der Energie-Control GmbH, auch unter Einbindung des Bundeskartellanwalts, eine allgemeine Untersuchung des Elektrizitätsmarktes gemäß § 2 Abs 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes¹ (genannt „Branchenuntersuchung“) eingeleitet.

Im ersten Teilbericht der Branchenuntersuchung (Dezember 2004) wurden allgemein zur Verfügung stehende Informationen sowie ein Großteil der eingelangten kundenseitigen Stellungnahmen analysiert. Die Auswertung der unternehmensseitigen Unterlagen der Energielieferanten, Netzbetreiber und Stromhändler war damals einerseits aufgrund zum Teil noch laufender Rücklaufzeiten und andererseits auf Grund mangelhafter Angaben der Unternehmen nicht möglich.

Im ersten Teilbericht ergaben sich als wichtige Punkte für die weitere Analyse folgende Fragen²:

1. Sind die für die Erhöhung der Energiepreise vielfach geltend gemachten Faktoren, wie gestiegene Nachfrage, Preisentwicklung der Primärenergieträger etc., und die vielfach kritisierte faktische Bindung der Energiepreise an Börsenpreise nachvollziehbar, also verifizierbar oder falsifizierbar? Sind sie quantifizierbar?
2. Wenn es an signifikantem Wettbewerb (insbesondere auch durch ausländische Anbieter) fehlt, was sind die Gründe dafür? Welche Markteintrittsbarrieren gibt es? Besteht die Möglichkeit, diese mit rechtlichen Mitteln zu reduzieren oder gar zu beseitigen?

¹ Allgemeine Untersuchung eines Wirtschaftszweigs, sofern die Umstände vermuten lassen, dass der Wettbewerb in dem betreffenden Wirtschaftszweig eingeschränkt oder verfälscht ist.

² „Allgemeine Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft“ der Bundeswettbewerbsbehörde,, 1. Zwischenbericht, Dezember 2004, Seite 56, Internet : <http://www.bwb.gv.at/NR/rdonlyres/0F08C8BB-9F4A-4D90-B766-84FA85B66452/15968/1ZwischenberichtStrom061204.pdf>

3. Welche Rolle spielen in diesem Zusammenhang die häufig als zu hoch kritisierten Netztarife und gibt es rechtlich bedenkliche Quersubventionen vom Netzbereich zum im Wettbewerb stehenden Bereich der Stromlieferung?
4. Verfügen einzelne Anbieter über eine marktbeherrschende Stellung und ergeben sich daraus besondere Verpflichtungen?
5. Inwieweit könnten geänderte Verhältnisse eine Neubewertung und Modifikation von EnergieAllianz und „Österreichischer Stromlösung“ aus heutiger Sicht nahe legen?
6. Gibt es allenfalls doch schlüssige, konkrete, „gerichts feste“ Hinweise auf wettbewerbsrechtswidrige Absprachen oder sonstige Praktiken?

Die erste Frage befasst sich mit grundsätzlichen Zusammenhängen und dem Thema der marktgerechten Preisbildung am Großhandelsmarkt und wird im letzten Kapitel dieses Berichts getrennt behandelt. Die Fragen zwei, drei und vier bilden einen Themenblock betreffend etwaige wettbewerbliche Beschränkungen am Strommarkt und das Vorhandensein einer marktbeherrschenden Stellung von Stromanbietern insbesondere am Endkundenmarkt, sowie etwaige besondere Verpflichtungen dieser als marktbeherrschend identifizierten Unternehmen. Um den zweiten Themenblock behandeln zu können, bedarf es der Definition des Marktes und dessen genauer Abgrenzung. Nur dann kann beurteilt werden, welche Unternehmen miteinander in welchen Endkundenmärkten im Wettbewerb stehen bzw. welche Wettbewerbskräfte in den einzelnen Märkten wirken.

- Im Kapitel „Feststellung der Marktgrenzen“ wird – anhand der bislang auswertbaren Unternehmensdaten – die Frage nach den sachlich relevanten Produktmärkten bzw. deren geografischen Grenzen für den Beobachtungszeitraum 2003 bis dato sowie die damit in engem Zusammenhang stehende Frage nach Markteintrittsbarrieren behandelt.
- In dem daran anschließenden Kapitel wird dargestellt, welche Unternehmen aufgrund der bisherigen Analyseergebnisse eine marktbeherrschende Stellung haben dürften. Weiters wird aufgezeigt, welche besonderen Verpflichtungen sich für marktbeherrschende Unternehmen ergeben könnten.

- Im Kapitel 7 werden im Lichte der bisherigen Ergebnisse der Branchenuntersuchung die EnergieAllianz bzw. der Österreichischen Stromlösung neu bewertet. (Dies zur Frage 5.)
- Im Kapitel „Logik der Preissetzung“ wird die Frage, ob die Erhöhung der Energiepreise und deren Begründung nachvollziehbar ist, umfassend erörtert.

„Gerichtsfeste“ Hinweise auf wettbewerbswidrige Absprachen und ähnliches (Frage 6) haben sich nicht ergeben.

2 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die zweite Phase der allgemeinen Untersuchung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz („Branchenuntersuchung“) konzentrierte sich auf die Analyse der – auf Grund und im Rahmen der Auskunftsverlangen der BWB – gemachten Angaben der österreichischen Elektrizitätsunternehmen. Während die Angaben der alternativen (potenziellen) Stromanbieter als auch der Stromkunden durchaus umfassend und detailliert waren, gestaltete sich die Befragung der ansässigen Elektrizitätsunternehmen äußerst langwierig. Die Antworten der Elektrizitätsunternehmen waren in wesentlichen Punkten (Ein- und Verkaufspreise sowie -mengen, Lieferantenwechsel) häufig lückenhaft und bedurften mehrfacher Nachforderungen der BWB. Obwohl versucht wurde, von einem ausgewählten kleineren Unternehmenssample umfassende Daten zu erhalten, lagen zur Zeit der Endredaktion des 2. Berichtes der Branchenuntersuchung die Daten dieser Elektrizitätsunternehmen nach wie vor nicht vollständig vor.

Eine rückblickende Beurteilung der Wettbewerbssituation am Elektrizitätsmarkt machte die Überprüfung der von der bisherigen Rechtsprechung vorgegebenen Marktabgrenzung zumindest auf den Endkundenmärkten notwendig. Trotz der schwierigen Datenlage war es möglich, zahlreiche Parameter für eine sachliche und geografische Abgrenzung der Endkundenmärkte zu finden.

Stark vereinfacht ausgedrückt, werden Märkte derart abgegrenzt, dass ein in diesem Markt hypothetisch allein auftretendes Unternehmen bei einer dauerhaften Preiserhöhung mit einem höheren Profit rechnen kann: Die Preiserhöhung bringt mehr an Deckungsbeiträgen, als allfällige Kundenverluste kosten.

In einem ersten Schritt wurde das Kundenverhalten 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 (Kunden der Netzebene 7), welche zu

einer Preisdifferenz gegenüber dem günstigsten Anbieter von bis zu 30 % führten, im Beobachtungszeitraum für die Local Player durchaus profitabel gewesen sein dürften. Zu deutlich weniger ausgeprägten, jedoch ähnlichen Ergebnissen führte die Untersuchung des Verhaltens der Gewerbekunden (Kunden der Netzebene 6), welche ebenfalls auf die Möglichkeit erheblicher Einsparungsmöglichkeiten (unter anderem durch den Beitritt zu Strompools) sehr zurückhaltend reagierten. Die Belieferung von Endkunden auf den Netzebenen 6 und 7 umfasst rd. 60 % des gesamten Absatzes von elektrischer Energie an Endkunden in Österreich.

Um tatsächlich Aussagen darüber treffen zu können, ob Preiserhöhungen der Local Player zu höheren Profiten geführt haben, war auch die Kostenseite der Unternehmen zu berücksichtigen. Hierzu wurde die Entwicklung der Rohmargen der Local Player der Unternehmen analysiert. Die Höhe der Rohmargen differierte sowohl zwischen den Unternehmen als auch zwischen den einzelnen Kundengruppen beträchtlich. Es konnte auch beobachtet werden, dass Unternehmen höhere Einkaufspreise an Endkunden vorzeitig weitergeben konnten. Da die Wechselaktivitäten der Endkunden sehr gering waren, konnten die Unternehmen zumindest temporär höhere Profite erzielen. Es konnten jedoch keine abschließenden Aussagen darüber getroffen werden, ob die Ein- und/oder Verkaufspreise der einzelnen Lieferanten überhöht waren. Zum Teil sind hohe in-house Einkaufspreise auf bestimmte Strategien in der Gewinnzuordnung innerhalb integrierter Unternehmen zurückzuführen. Die möglichen Profite verblieben dabei in manchen integrierten Unternehmen nicht beim Energielieferanten, sondern wurden durch interne Verrechnungspreise im Erzeugungsbereich generiert. Waren derartige Strategien nicht zu erkennen, wäre dennoch für stichhaltige Aussagen über die Angemessenheit der Höhe eine eindeutige Einkaufspreisbenchmark für den jeweiligen Lieferanten zu ermitteln und auch genaue Kenntnis über die tatsächlichen Vertriebskosten des Lieferanten notwendig gewesen. Diese Informationen wurden im Rahmen der Branchenuntersuchung nicht abgefragt und müssten im Einzelfall Inhalt weiterer Untersuchungen sein.

Auffällig war, dass die Differenz der Einkaufspreise zwischen den Local Playern dauerhaft größer war als die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten Spot-Produkten am Großhandelsmarkt. Die Preisspannen, zu denen die

Energielieferanten angeben einzukaufen, ist größer, als sie am Spotmarkt vorzufinden ist. Insgesamt dürften die Local Player innerhalb ihres Netzgebietes für Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden und möglicherweise auch für Gewerbekunden der Netzebene 6 ihre Preise **praktisch wie Monopolisten setzen können**. Denn die schwache Wechselaktivität dieser Kunden trotz teilweise erheblicher Preisunterschiede zwischen Local Player und alternativen Anbietern führt nur zu marginalen Einnahmeneinbußen, welche durch die Mehreinnahmen durch die Preiserhöhung weit mehr als ausgeglichen wurden.

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. Andere Wettbewerbsbedingungen bei Großkunden sowie das geänderte Verhalten der Local Player in der Preissetzung zeigen sich auch in der österreichweit im Vergleich zum Kleinkundensegment relativ geringen Streuung der Energiepreise von Großkunden.

Die Analyseergebnisse des Wechselverhaltens der Kunden bei Preiserhöhungen wurden in einem zweiten Schritt durch eine Untersuchung der Handelsströme überprüft. Hier wird berücksichtigt, dass in Entscheidungen zu überregionalen Lieferungen bereits Informationen über Preise, Güter, Angebots- und Nachfrageverhalten in den jeweiligen Regionen miteinbezogen wurden. Damit liefert die Entwicklung der Handelsströme nützliche zusätzliche Hinweise auf die wirtschaftliche Bedeutung der Nachfrage- und Angebotsfaktoren sowie darauf inwieweit diese – in Richtung Markteintritt – wirksame Hemmnisse sind. Es hat sich gezeigt, dass sich sowohl die aggregierten Energielieferungen der alternativen Lieferanten in einem bestimmten Netzgebiet, als auch die Lieferungen der Local Player außerhalb ihrer Netzgebiete unterhalb jener in der Praxis anerkannten Grenze befanden, die für eine Ausdehnung des geografisch relevanten Marktes über das Netzgebiet hinaus notwendig wäre.

In einem dritten 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, welche ein alternativer Lieferant zur Kundengewinnung übernehmen müsste, als auch der Vertriebsaufwand der Energielieferanten sind bei Kleinkunden per verkaufter Kilowattstunde deutlich höher als bei Großkunden. Zudem schmälern die Benachteiligungen durch unzureichendes Unbundling, besonders verbunden mit niedrigen Energiepreisen der Incumbents, die Aussichten auf positive Deckungsbeiträge für alternative Energielieferanten. Im Hinblick auf die wichtige Rolle des Unbundling für das Entstehen eines effektiven Wettbewerbes ist die mangelnde Umsetzung des vom Bundesgesetzgeber vorgegebenen Unbundlings durch die Länder auch aus wettbewerbspolitischer Sicht zu bedauern.

Sowohl qualitative als auch quantitative Untersuchungsmethoden liefern daher eine Reihe von deutlichen Hinweisen, dass für an der Netzebene 7 angeschlossene Kunden – das sind Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden – und in geringerer Ausprägung auch für Kunden der Netzebene 6 (Gewerbe) das Netzgebiet die geografisch relevante Grenze ist.

Marktanteilsberechnungen legen 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.

Sowohl die Vorgaben der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie als auch das in deren Umsetzung erlassene EIWOG verpflichten die österreichischen Elektrizitätsunternehmen zur Mitwirkung an der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbsystems. Weiters lässt die ständige Rechtsprechung des EuGH zu den gemeinschaftsrechtlichen Wettbewerbsregeln darauf schließen, dass für Unternehmen mit einer marktbeherrschender 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) und
- von Bündelungs- und Koppelungsgeschäfte (Multi-Utility Angebote)

kritisch zu überprüfen ist.

Weiters könnten sich wettbewerbsrechtliche Fragen im Zusammenhang mit beobachteten Preisdifferenzen insbesondere im Haushaltskundenbereich stellen. Diese konnten bislang nicht erklärt werden.

Allgemein sollten Unternehmen zur Unterstützung eines wirksamen Wettbewerbs zudem eine transparente Gestaltung von Angeboten und jeglicher Form von Kundeninformation einhalten.

Die bisherigen Ergebnisse der Branchenuntersuchung – besonders die nach wie vor engen Marktgrenzen am Klein- und Großkundenmarkt – zeigen, dass entgegen den damaligen Erwartungen die Verringerung der Anzahl von Wettbewerbern durch die Gründung der EnergieAllianz keineswegs nur temporär war. Anstatt verstärkten Auftretens neuer Anbieter haben sich inzwischen Anbieter aus dem österreichischen Markt zurückgezogen. Markteintrittsbarrieren sowie die geringe Wechselbereitschaft der Kunden lassen keine Änderung dieser Situation in der näheren Zukunft erwarten. Dementsprechend kommt insbesondere der EnergieAllianz nach wie vor eine dominante Stellung am Endkundemarkt zu. Auch bei der Genehmigung der „Österreichischen Stromlösung“ ging die Europäische Kommission von einer raschen Realisierung des EU Binnenmarktes aus. Aus heutiger Sicht lassen die aktuellen Wettbewerbsentwicklungen am europäischen Elektrizitätsmarkt aber Zweifel an der wettbewerbspolitischen Sinnhaftigkeit der „Österreichischen Stromlösung“ als berechtigt erscheinen.

Im abschließenden Kapitel wurde die in der Öffentlichkeit breit und oftmals kontrovers geführte Diskussion über die Modalitäten der Preissetzung am Endkundenmarkt und die Rolle der Großhandelspreise behandelt. Im Grunde geht es hier um die Frage nach dem „richtigen“ Marktpreis, die Relevanz der Leipziger und Grazer Strombörse sowie die Relevanz der Preise von Primärenergieträgern (z.B. Öl) für die Marktpreisbildung.

Die Untersuchung der ersten Frage, nämlich nach der Existenz eines „richtigen“ Marktpreises, ergab, dass es am Großhandelsmarkt nicht einen für alle Transaktionen gleichermaßen gültigen Marktpreis, zu dem elektrische Energie beschafft werden kann, gibt, da am Großhandelsmarkt eine Vielzahl von Produkten gehandelt werden. Daher kann nicht – wie es in der öffentlichen Diskussion oft suggeriert wird – von einem allgemein gültigen Marktpreis als Referenzwert gesprochen werden, sondern eher über relevante Preisbenchmarks.

Die zweite Frage, ob diese repräsentativen Marktpreise die Preise der Strombörsen in Leipzig und Graz sein können, lässt sich positiv beantworten. Zwar könnten das auch andere Großhandelspreise auf anderen Marktplätzen sein (OTC-Markt), doch werden Börsenpreise aufgrund der schnellen und kostengünstigen Verfügbarkeit bevorzugt als Referenzpreis herangezogen. Die daran anknüpfende Frage, inwieweit sich die an diesen Großhandelsmärkten beobachtbaren Preise tatsächlich wettbewerblich bilden, konnte im Rahmen dieser Untersuchung nicht abschließend beantwortet werden.

Die Frage, inwieweit das von Erzeugern und Lieferanten für die Erklärung der gestiegenen Großhandelspreise vorgebrachte Argument gestiegener Preise der Primärenergieträger vor dem Hintergrund der heimischen Erzeugung vornehmlich aus Wasserkraft gerechtfertigt ist, kann folgendermaßen beantwortet werden: Das Niveau der Großhandelspreise, zu denen auch Wasserkrafterzeuger ihren Strom tatsächlich verkaufen bzw. verkaufen könnten, wird letzten Endes nicht von den Kosten der österreichischen Laufwasserkraftwerke bestimmt, sondern hauptsächlich von Kohle- und zum geringeren Ausmaß von Gaskraftwerken (selten Ölkraftwerken). Die gestiegenen Großhandelspreise sind daher im Ausmaß der gestiegenen

Primärenergiepreise gerechtfertigt. Ob das gegenwärtige Niveau der Großhandelspreise mit der Preisentwicklung der Primärenergieträger vollständig erklärbar ist, kann nur im Rahmen einer Untersuchung auf europäischer Ebene geklärt werden, welche zur Zeit von der Europäischen Kommission vorbereitet wird.

3 Verlauf der bisherigen Untersuchung

Im Rahmen der allgemeinen Untersuchung des Elektrizitätsmarktes führte die Bundeswettbewerbsbehörde umfangreiche Ermittlungen durch. Im Laufe der zweiten und dritten Oktoberwoche 2004 wurden deshalb an 786 Marktteilnehmer Fragebögen versandt.

Kundenseitig wurden insgesamt 249 Industriekunden und 443 Gewerbekunden zu ihren Erfahrungen im Rahmen von (erfolgten bzw. versuchten) Lieferantenwechseln sowie zur Strompreisentwicklung (im eigenen Unternehmen sowie allgemein für diese Kundengruppe) befragt. Die Gewerbekunden wurden zusätzlich um Angaben zu den von Elektrizitätsunternehmen verwendeten Vertragsbedingungen (insbesondere zu Bindungsfristen sowie zur Verwendung so genannter „All-Inclusive“ Verträge) gebeten. Da die Branchenuntersuchung der BWB vor allem untersucht, ob der Wettbewerb in der Elektrizitätsbranche eingeschränkt oder verfälscht ist – was Kunden benachteiligen würde –, gab es eine rege Beteiligung an der Kundenbefragung. Besonders Industriekunden und auch Gewerbekunden haben zum Teil umfangreiche und detaillierte Angaben gemacht.

Die Befragung der Elektrizitätsunternehmen wurde nach ihrer Funktion entlang der Wertschöpfungskette unterteilt. Insgesamt wurden 94 Auskunftsverlangen an gut 40 zum Teil integrierte Elektrizitätsunternehmen gesendet.

Allgemeine Fragen wurden an 17 (potenzielle) inländische und ausländische Endkundenlieferanten ohne eigene Netze gestellt. In erster Linie wurden diese zu ihrer Tätigkeit am österreichischen Markt sowie zu den Gründen, die es einem neu eintretenden Unternehmen erschweren, auf dem österreichischen Markt Fuß zu fassen, befragt.

Die restlichen Auskunftsverlangen ergingen an am österreichischen Markt langjährig aktiv tätige, vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen, die zum Teil im Mittelpunkt der öffentlichen Diskussion über Strompreiserhöhungen standen. Von

Energielieferanten, Netzbetreibern und Stromhändlern (bzw. integrierten Elektrizitätsunternehmen in ihrer Eigenschaft als Stromhändler) wurden Auskünfte unterschiedlichen Inhaltes erfragt. Die Auskunftsverlangen ergingen an folgende Adressaten mit nachstehenden Hauptinhalten:

- 34 *Lieferanten* wurden insbesondere zu folgenden Themenkreisen befragt:
 - vom jeweiligen Unternehmen belieferte Kundengruppen in sachlicher und räumlicher Hinsicht sowie dabei verwendete Lieferbedingungen,
 - Preisgestaltung (insb. auch regionale Preisdifferenzierungen),
 - Angebotsverhalten,
 - Einkaufs- und Verkaufspreise des jeweiligen Elektrizitätsunternehmens und hierzu bestimmenden Faktoren.
- 27 *Netzbetreiber* wurden zu im jeweiligen Netzgebiet erfolgten Lieferantenwechseln in den einzelnen Kundensegmenten befragt.
- An 16 *Stromhändler* (bzw. integrierte Elektrizitätsunternehmen in ihrer Eigenschaft als Stromhändler) wurden Fragen zu den jeweiligen Beschaffungsportfolios (insb. Bezugsquellen), den preisbestimmenden Faktoren (insb. Rolle der Energiebörsen) sowie zum Verkauf gerichtet.

Aufgrund des Umfangs und hohen Detaillierungsgrades der an die Elektrizitätsunternehmen versandten Fragebögen wurden von der Bundeswettbewerbsbehörde in zahlreichen Fällen Fristerstreckungen bewilligt. Eine Auswertung dieser Antworten konnte daher innerhalb des ersten Teilberichtes zur Branchenuntersuchung nicht erfolgen.

In Vorbereitung des zweiten Teilberichtes wurden die Angaben der Energielieferanten, Netzbetreiber und Stromhändler gesichtet. Hierbei musste festgestellt werden, dass nicht nur kein Unternehmen den Fragebogen vollständig ausgefüllt hatte, sondern dass praktisch bei fast allen Elektrizitätsunternehmen wesentliche Angaben (Einkaufs- und Verkaufspreise, Mengenangaben, Kundenanzahl) über das eigene Unternehmen fehlten. Trotz des Gewährens umfassender Fristverlängerungen für die befragten Unternehmen gestaltete sich die

Datenlage lückenhaft. Die letzte Rückmeldung eines Elektrizitätsunternehmens langte bei der BWB Ende 2004 erst nach mehr als zwei Monaten ein. Tabelle 1 gibt einen Übersicht über den Stand der Auskunftsverlangen an die in Österreich tätigen Elektrizitätsunternehmen zum Ende des Vorjahres.

Tabelle 1: Übersicht Auskunftsverlangen, Stand Ende 2004

Adressaten		Hauptinhalte	Versand	Rückläufe	Wesentliche Mängel
Art	Anzahl				
Endkundenlieferanten	34	Ein- u. Verkauf: Preise und Mengen, Angebote, Kunden	8. Okt. bis 14. Okt. 04	100%	97%
Stromhändler	16	Ein- u. Verkauf: Preise und Mengen	21. Nov. 04	100%	81%
Netzbetreiber	27	Lieferantenwechsel	14. Okt. 04	100%	78%

Um weitere Analysen rasch durchführen zu können, wurden einige für den österreichischen Markt repräsentative Elektrizitätsunternehmen einerseits zu umfassenden Nachbesserungen ihrer ursprünglichen Angaben aufgefordert, andererseits um ergänzende Angaben über jüngste Entwicklungen gebeten. Auch nach „Erledigung“ dieser schriftlichen Nachforderungen lagen die im Auskunftsverlangen der BWB geforderten Daten nach wie vor nicht von allen Unternehmen in der vorgegebenen Untergliederung, im gewünschten Detaillierungsgrad und/oder im vorgegebenen Format (trotz Fristverlängerungen) vor. Zudem traten Inkonsistenzen in den Datenangaben der einzelnen Unternehmen(sbereiche) auf.

Anfang Februar 2005 versuchte die BWB in einem dritten Anlauf durch persönliche Gespräche mit den von dem jeweiligen Unternehmen genannten Personen die lückenhaften Angaben zu bereinigen. Zum Teil waren bei Endredaktion des 2. Teilberichtes zur Branchenuntersuchung Antworten der Elektrizitätsunternehmen dennoch nach wie vor ausständig.

Insgesamt zeigen die Erfahrungen im Zuge des Auskunftsverlangens, dass die aufgrund des breiten Befragungskreises notgedrungen schriftliche Befragungsform auf Seiten der Befragten zu - tatsächlichen oder auch vorgegebenen - Verständnisschwierigkeiten geführt hat. Die BWB hat für allfällige Rückfragen

Kontaktpersonen genannt. Die Qualität der Daten der einzelnen Elektrizitätsunternehmen lässt dennoch einige Rückschlüsse auf das Datenmanagement in den einzelnen Unternehmen zu. So zeigte sich, dass es einigen wenigen Unternehmen (steilen) rasch (d.h. ohne Fristverlängerung) und im gewünschten Detaillierungsgrad möglich war, Daten an die BWB zu senden. Demgegenüber gestaltete sich die Angabe von als offenbar "heikel" empfundenen Informationen in anderen (unter ihnen auch großen) Unternehmen auffallend langwierig und unbefriedigend.

Trotz der teilweise mangelhaften Datenlage war es dennoch möglich, eine Reihe von insgesamt deutlichen Hinweisen für die Marktabgrenzung zu finden und wesentliche Schlussfolgerungen für den österreichischen Strommarkt zu ziehen.

4 Feststellung der Marktgrenzen

Die Definition des Marktes dient der genauen Abgrenzung des Gebietes, in dem Unternehmen miteinander in Wettbewerb stehen. Hauptzweck der Marktdefinition ist die systematische Ermittlung der Wettbewerbskräfte, denen sich die betrachteten Unternehmen zu stellen haben. Mit der Abgrenzung eines Marktes sowohl in seiner sachlichen als auch seiner räumlichen Dimension soll ermittelt werden, ob konkurrierende Unternehmen tatsächlich in der Lage sind, dem Verhalten der vorhandenen Unternehmen Schranken zu setzen bzw. sie daran zu hindern, sich einem wirksamen Wettbewerbsdruck zu entziehen. Nach Abgrenzung des Marktes ist es unter anderem möglich, Marktanteile zu berechnen, die aussagekräftig für die wettbewerbliche Würdigung der Marktposition eines Unternehmens sind.

Der Begriff des relevanten Marktes unterscheidet sich von Markt Begriffen, wie sie oft in anderen Zusammenhängen gebraucht werden. So sprechen beispielsweise Unternehmen häufig vom Markt, wenn sie das Gebiet meinen, auf dem sie ihre Produkte verkaufen, oder allgemein die Branche, der sie angehören. Ausgangspunkt für die Feststellung der Marktgrenzen, innerhalb derer österreichische Elektrizitätsunternehmen agieren, bildet die bisherige Entscheidungspraxis der zuständigen Wettbewerbsbehörden auf Grund bestehender wettbewerbsrechtlicher Vorschriften.

4.1 Ausgangspunkt – bisherige Entscheidungspraxis

Unter dem sachlich und räumlich (geographisch) relevanten Markt ist laut Bekanntmachung³ der Europäischen Kommission Folgendes zu verstehen:

"Der sachlich relevante Produktmarkt umfasst sämtliche Erzeugnisse und/oder Dienstleistungen, die von den Verbrauchern hinsichtlich ihrer Eigenschaften, Preise und ihres vorgesehenen Verwendungszwecks als austauschbar oder substituierbar

³ Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft Amtsblatt Nr. C 372 vom 09/12/1997 S. 0005 - 0013

angesehen werden."

"Der geografisch relevante Markt umfasst das Gebiet, in dem die beteiligten Unternehmen die relevanten Produkte oder Dienstleistungen anbieten, in dem die Wettbewerbsbedingungen hinreichend homogen sind und das sich von benachbarten Gebieten durch spürbar unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen unterscheidet."

Aus der laufenden Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission lassen sich im Bereich der Elektrizitätswirtschaft⁴ folgende grundlegende Unterscheidungen von sachlich relevanten Märkten ableiten, wobei je nach behandeltem Fall eine weitere Untergliederung vorgenommen wird⁵:

- **Erzeugung**, d.h. die Erzeugung von Elektrizität in Kraftwerken⁶;
- **Übertragung**, d.h. der Transport von Elektrizität über Höchst- oder Hochspannungsleitungen⁷;
- **Verteilung**, d.h. der Transport von Elektrizität über Mittel- und Niederspannungsleitungen⁸;
- **Versorgung**, d.h. die Belieferung von Endabnehmern mit Elektrizität, wobei dieser Markt teilweise in weitere Kategorien, z.B. Groß- und Kleinkunden, zugelassene/nicht zugelassene Kunden, unterteilt wird
- Daneben wurde ein Markt für **Stromhandel**, also der An- und Verkauf von Elektrizität und Derivaten von und an Handelsunternehmen und Börsen auf eigenes Risiko, definiert, der erst im Zuge der Liberalisierung entstanden ist.

Mit dem österreichischen Elektrizitätsmarkt hat sich die Europäische Kommission zuletzt im Zusammenschlusskontrollverfahren Verbund/EnergieAllianz

⁴ Unbestritten ist, dass Elektrizität und Gas getrennte Märkte darstellen, da es für Elektrizität keine Substitutionsprodukte gibt; vgl. z.B. M.493 – *Tractebel/Distrigaz (II)*; M.568 – *EdF/Edison-ISE*; M.931 – *Neste/IVO*.

⁵ Vgl. z.B. M.1107 – *EdFI/ESTAG*; M.1346 – *EdF/London Electricity*; M.1606 – *EdF/South Western Electricity*; M.1659 – *PreussenElektra/EZH*; M.1673 – *VEBA/VIAG*; M.1803 – *Electrabel/EPON*; M.1949 – *Western Power Distribution (WPD)/Hyder*; M.2209 – *EdF Group/Cottam Power Station*; M.2532 – *Fiat/Italenergia/Montedison*; M.2675 – *EdF/TXU Europe/West Burton Power Station*; M.2679 – *EdF/TXU Europe/24 Seven*; M.2792 – *Edison/Edipower/Eurogen*; JV.36 – *TXU Europe/EdF-London Investments*.

⁶ Vgl. z.B. M.2890 – *EdF/Seaboard*, wobei in diesem Fall außerdem noch die Erzeugung und der Großhandel in einem Markt zusammengefasst wurden.

⁷ Vgl. z.B. zuletzt M3440 – *ENI/EDP/GDP*.

⁸ Vgl. z.B. M.2586 – *CE/Yorkshire Electric*, M3440 – *ENI/EDP/GDP*.

(COMP/M.2947; so genannte „Österreichische Stromlösung“) beschäftigt. In der Entscheidung vom 11.06.2003 wurden folgende sachlich relevanten Märkte, zum Teil nicht abschließend und in Erweiterung der eingangs dargestellten Systematik, abgegrenzt:

Erzeugung

Der Markt für die Produktion elektrischer Energie wurde für die Zwecke dieser Entscheidung nicht gesondert betrachtet, da der erzeugte Strom von den beteiligten Unternehmen nur konzernintern angeboten wurde und deshalb nicht bereits auf der Erzeugungs- sondern erst auf der Handelsstufe am Markt verfügbar ist.

Belieferung von Kleinkunden

Unter den Begriff Kleinkunden (Massenkunden) wurden Haushalte, kleine Gewerbekunden sowie landwirtschaftliche Betriebe subsumiert. Es handelt sich dabei um jene Kundengruppen, bei deren Belieferung standardisierte Lastprofile Verwendung finden, also Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh (0,1 GWh/a) oder einer Anschlussleistung von weniger als 50 kW.

Belieferung von Großkunden (und kleinen Weiterverteilern)

Unter Großkunden sind großgewerbliche und industrielle Endabnehmer zu verstehen, für die in erster Linie die Preiswürdigkeit und allenfalls Flexibilität des Angebotes im Vordergrund stehen. In der Entscheidung der EU-Kommission wurde die mögliche Existenz eines Segments sehr großer Endabnehmer (>100 GWh) angedeutet, dessen gesonderte Betrachtung sich allerdings wegen der geringen Anzahl dieser Kunden nicht auf die Struktur des Großkundenmarktes auswirkt. Zu den kleinen Weiterverteilern zählen kleinere Elektrizitätsunternehmen wie Stadt-/Gemeindewerke sowie private Elektrizitätsunternehmen, deren Jahresabsatz in den meisten Fällen deutlich unter 500 GWh liegt. Die Belieferung dieser beiden Kundengruppen erfolgt häufig im Rahmen so genannter Vollversorgungsverträge (Bezug von elektrischer Energie von einem Lieferanten inklusive Ausgleichsenergie).

Stromhandel und Belieferung großer Weiterverteiler

Die großen Weiterverteiler sind die Landesgesellschaften, also neben den in der EnergieAllianz zusammengeschlossenen Unternehmen die Salzburg AG, Steweag-

Steg, KELAG, TIWAG und VKW. Diese Unternehmen decken ihren Strombedarf teils aus Eigenerzeugung, teils durch Bezug von anderen in- und ausländischen Elektrizitätsunternehmen sowie über den Großhandelsmarkt ab. Üblicherweise schließen sie keine Vollversorgungsverträge ab, sondern verfügen über ein eigenes Energiemanagement für die Beschaffung zusätzlich benötigter Energiemengen sowie Ausgleichsenergie.

Obwohl die Kommission deutliche Hinweise für die Existenz eines eigenständigen Stromhandelsmarktes (siehe oben) gefunden hat – die Deckung des gesamten Bedarfs der großen Weiterverteiler mit den Instrumenten des Handels kommt demnach nicht in Betracht –, wurden diese beiden Märkte für die Zwecke der damaligen Entscheidung gemeinsam behandelt. Ob es sich allerdings beim Markt für die „Belieferung der großen Regionalversorger“ (Landesgesellschaften) um einen eigenen Markt im Sinne des Wettbewerbsrechtes handelt, wurde auch von der Europäischen Kommission offen gelassen.

Bereitstellung von Ausgleichsenergie

Da Strom praktisch nicht gespeichert werden kann, muss die erzeugte Energie immer dem momentanen Verbrauch entsprechen. Die Ausgleichsenergie dient zur Herstellung dieses Ausgleichs innerhalb der Regelzone und ist somit ein integraler Teil des Strommarktes. Der Überbegriff Ausgleichsenergie umfasst Bereiche unterschiedlicher Regelqualitäten, wobei in Österreich nur ein Teilbereich (die Bereitstellung der Minutenreserve) marktmäßig organisiert wird. Diese bereitgestellte Ausgleichsenergie ist ein wesentliches Vorprodukt, welches zur Belieferung von Endkunden erforderlich ist. Die EU-Kommission betonte zwar die wichtige Rolle der Ausgleichsenergie, legte sich in ihren Entscheidungen jedoch nicht fest, ob die Bereitstellung von Ausgleichsenergie einen eigenen sachlicher Markt ist.

Bezüglich der Märkte für die Belieferung von Großkunden, kleinen Weiterverteilern und Kleinkunden wurde in der bereits zitierten Entscheidung festgestellt, dass diese nicht weiter als national sind. Als dafür maßgeblich hat die Kommission zunächst die völlig unterschiedliche Marktstruktur in den benachbarten Ländern angesehen, die bereits in der Verteilung der Marktanteile der Wettbewerber Ausdruck findet: Keiner der dort wesentlichen Stromanbieter erzielt in Österreich signifikante Marktanteile.

Dies gilt umgekehrt auch für die heimischen Stromanbieter außerhalb des österreichischen Marktes.

Ebenso wurden die abweichenden rechtlichen Rahmenbedingungen in den benachbarten Ländern Deutschland und Schweiz genannt. Zu diesen Ländern bestehen zwar zur Zeit keine Engpässe an den Interkonnektoren. Dennoch haben Stromimporte bzw. ausländische Anbieter bei der Belieferung der genannten Gruppen nur eine marginale Bedeutung. Als Hindernis für einen Markteintritt wurde unter anderem das vergleichsweise niedrige (Energie-)Preisniveau im Vergleich zum Gesamtpreis in Österreich genannt. Speziell im Hinblick auf die Kleinkunden hat die Kommission weiters festgehalten, dass diese überwiegend Strom von ihren angestammten Versorgern beziehen und die Wechselraten gering sind.

In Bezug auf die Belieferung **großer Weiterverteiler** und den **Stromhandel** hat die Kommission angedeutet, dass dieser Markt **größer als Österreich** sein könnte, da es nicht unerhebliche Stromlieferungen von nicht-österreichischen Lieferanten gebe. Ebenso hat die Kommission auf den beträchtlichen Austausch von Strom auf der Handelsebene insbesondere zwischen Österreich und Deutschland hingewiesen.

Im Zusammenhang mit der **Ausgleichsenergie** kann – unabhängig davon, ob diese einen eigenen sachlich relevanten Markt bildet – festgehalten werden, dass die Bereiche der Ausgleichsenergie im UCTE-Verbund technisch geregelt sind. Aufgrund dieser Regelung ist die Erbringung von Ausgleichsenergie, d.h. ein eventuell vorhandener Markt, noch auf die jeweiligen Regelzonen begrenzt. Trotz der eher geringen Größe Österreichs existieren drei Regelzonen. Die westlichen Bundesländer Vorarlberg und Tirol bilden eine jeweils eigene Regelzone, die dem deutschen Regelblock angehört. Der übrige, weitaus größte Teil des österreichischen Bundesgebietes bildet die Regelzone „Ost“ (APG-Zone), welche gleichzeitig einen eigenständigen Regelblock bildet.

Die Märkte der Übertragung bzw. Verteilung von Energie, bei denen es sich um natürliche Monopole handelt, wurden in dieser Entscheidung nicht näher behandelt, da sie vom Zusammenschluss nicht betroffen waren⁹.

4.2 Überprüfung der Marktgrenzen

Die bisherige Rechtsprechung bildet zwar einen Ausgangspunkt für die Marktabgrenzung, jedoch wurde diese jeweils im Licht des behandelten Falles festgelegt. Die Europäische Kommission weist darauf hin, dass die Abgrenzung der Märkte durchaus unterschiedlich ausfallen kann, beispielsweise abhängig davon, ob es sich um eine zukunftsorientierte oder eine rückblickende Betrachtung – wie dies im Zusammenhang mit der Branchenuntersuchung der Fall ist – handelt.

„Die Kriterien für die Definition des relevanten Marktes werden im allgemeinen bei der Analyse bestimmter Verhaltensweisen auf dem Markt und struktureller Änderungen beim Produktangebot angewandt. Allerdings kann dies zu unterschiedlichen Ergebnissen führen, je nachdem, was für eine Wettbewerbsfrage geprüft wird. So kann beispielsweise der Umfang des räumlichen Marktes bei der - im wesentlichen zukunftsbezogenen - Untersuchung eines Zusammenschlusses anders sein, als wenn es um ein zeitlich zurückliegendes Verhalten geht. Durch den jeweils unterschiedlichen Zeithorizont kann für das gleiche Produkt ein unterschiedlicher räumlicher Markt bestimmt werden, je nachdem, ob sich die Kommission mit einer Änderung in der Angebotsstruktur befasst, wie bei einem Zusammenschluss oder einem kooperativen Gemeinschaftsunternehmen, oder mit Fragen, die sich auf vergangenes Verhalten beziehen.“¹⁰

Die Branchenuntersuchung behandelt vor allem ein zeitlich zurückliegendes Verhalten der österreichischen Elektrizitätsunternehmen sowie die bestehenden Strukturen des österreichischen Strommarktes. Aus derzeitiger Sicht lassen sich jedoch auch keine Hinweise erkennen, dass sich die Strukturen am österreichischen Strommarkt in naher Zukunft gegenüber der jüngsten Vergangenheit grundlegend

⁹ Vgl. aber zuletzt M3440 – ENI/EDP/GDP.

¹⁰ Siehe Bekanntmachung der Kommission über die Definition des relevanten Marktes im Sinne des Wettbewerbsrechts der Gemeinschaft Amtsblatt Nr. C 372 vom 09/12/1997 S. 0005 – 0013

verändern werden. Demgemäß können Aussagen über die Marktgrenzen in der jüngsten Vergangenheit auch für die nähere Zukunft Gültigkeit haben.

Der erste Teilbericht der Branchenuntersuchung enthält eine Reihe von Hinweisen, die für eine allgemeine Untersuchung des Elektrizitätsmarktes gemäß § 2 Abs 1 Z 3 Wettbewerbsgesetz eine differenziertere Betrachtung der Endkundenmärkte als sie in der bisherigen Rechtsprechung¹¹ vorgenommen wurde sinnvoll erscheinen lässt. Insbesondere eine wettbewerbliche Betrachtung der Endkundenmärkte bedarf zumindest einer Überprüfung der dortigen Marktgrenzen, d.h. der bisherigen sachlichen Abgrenzung zwischen Groß- und Kleinkunden und der räumlichen Eingrenzung beider Märkte als nicht weiter als national.

So erbrachten die Auswertungen der Kundenangaben im ersten Teilbericht der Branchenuntersuchung Hinweise, dass nicht nur Kleinkundengruppen (Haushalte, Kleingewerbe, Landwirtschaft), sondern auch Kundengruppen, die laut bisheriger Rechtsprechung den Großkunden zugeordnet werden, ein von den übrigen Großkunden unterschiedliches Abnahmeverhalten haben und von den Energielieferanten anders behandelt werden. Insbesondere Kunden mit einer jährlichen Abnahme zwischen 100 000 kWh bis 1 GWh¹² scheinen sowohl in ihrem Nachfrageverhalten als auch in der Art der Betreuung durch Energielieferanten und der üblicherweise verwendeten Verträge sowie der Preisgestaltung eher dem Kleinkunden ähnlich zu sein als den übrigen Großkunden. Kunden aus diesem Kundensegment sind weniger preissensibel und dementsprechend weniger wechselbereit als Großkunden, die mehr als 1 GWh pro Jahr verbrauchen. Haushalts-, Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden sind auf der niedrigsten Spannungsebene angeschlossen. Kunden mit einer jährlichen Abnahme von 100 000 kWh bis 1 GWh (im folgenden „Gewerbekunden“) sind in der Regel auf der Netzebene 6 angeschlossen. Das im Vergleich zu Großkunden unterschiedliche

¹¹ Entscheidung der Europäischen Kommission COMP/M.2947; („Österreichische Stromlösung“) vom 11.06.2003

¹² Die Grenzziehung, ab wann Kunden von den Energielieferanten anders behandelt werden, ist nicht eindeutig und dürfte bei einem jährlichen Stromverbrauch zwischen 1 und 4 GWh liegen. Beispielsweise beliefern alternative Anbieter, die sich auf das Massengeschäft konzentrieren keine Kunden mit einer Abnahmemenge über 4 GWh. Im Rahmen des Zusammenschlusses der Mutterunternehmen der Energie-Allianz und des Verbundes wurde die Gründung einer Großkundengesellschaft angemeldet, welche Kunden ab einer Abnahmemenge von 4 GWh betreuen soll. Andere auf das Großkundengeschäft spezialisierte Energielieferanten gaben wiederum an, Kunden ab einer Abnahmemenge von 1 bis 4 GWh individuell und nicht wie Massenkunden zu behandeln.

Wechselverhalten von Kunden auf Netzebene 6 und 7 lässt sich auch dadurch erklären, dass der reine Energiepreis auf niedrigeren Netzebenen – mit daraus resultierenden höheren Netznutzungsentgelten – einen geringeren Anteil am Gesamtstrompreis ausmacht. Die Belieferung von Endkunden auf den Netzebenen 6 und 7 umfasst rund 60 % des gesamten Absatzes von elektrischer Energie an Endkunden in Österreich.

Gleichzeitig lassen die Aussagen im Rahmen der Auskunftsverlangen der BWB den Schluss zu, dass sowohl Endkundenlieferanten als auch potenzielle Energieanbieter in ihren Vertriebsstrategien und -entscheidungen eine andere Unterteilung der Kunden in Groß- und Kleinkunden als in der Rechtsprechung vornehmen. Insbesondere hat sich gezeigt, dass die Jahresabnahmemenge, ab welcher sich alternative Energielieferanten entscheiden, am Großkundenmarkt aufzutreten, weit über der besagten Grenze für Kleinkunden von unter 100 000 kWh und/oder unter 50 kW Leistung liegt.

Für eine allgemeine Untersuchung des Elektrizitätsmarktes gemäß § 2 Abs 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes – besonders der Endkundenmärkte – bedarf es der Feststellung, ob die Modalitäten der Unterteilung der Endkunden in der bisherigen Rechtsprechung auch für die jüngste Vergangenheit Gültigkeit hat.

Es gilt daher in einem ersten Schritt zu untersuchen, in welcher Weise Kundensegmente dem Klein- und Großkundenmarkt zuzuordnen sind und inwieweit die geografisch relevanten Grenzen zumindest für den Kleinkundenmarkt enger als national zu ziehen sind. Als Anfangshypothese wurden Kandidatenmärkte entsprechend Tabelle 2 festgelegt.

Tabelle 2: Kandidatenmärkte - sachlich und räumliche Grenzen¹³

¹³ Die Zuordnung der Kunden zu den Netzebenen erfolgt über den Energieverbrauch, der mittels den Betriebsstunden die leistungsmäßige Festlegung ermöglicht. Diese Näherungswerte stellen keine gelebte Praxis der Netzebenenanzuordnung dar, denn es gibt keinen Rechtsanspruch für die Netzebenenanzuordnung, lediglich in einigen Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber gibt es eine leistungsmäßige Zuordnung.

Beschreibung			Kandidatenmärkte	
Kundensegment		Netzebene	Sachlich	Räumlich
Haushalt	Nicht gemessene Kunden Haushalte	NE 7	Kleinkunden	enger als national
Kleingewerbe	Nicht gemessene Kunden Gewerbe u. Landwirtschaft	NE 7		enger als national
Gewerbe	Gemessene Kunden mit Verbrauch/Jahr 100 000 kWh bis 1 GWh	NE 6		enger als national
Industrie	Gemessene Kunden mit Verbrauch/Jahr 1 GWh bis 20 GWh	NE 5	Großkunden	national
Großindustrie	Gemessene Kunden mit Verbrauch/Jahr > 20 GWh	NE 4,3		national

4.2.1 Methoden und Prämissen zur Überprüfung der Marktgrenzen

Vorgangsweise und Methodenauswahl

Die Überprüfung der Marktgrenzen dient der genauen Abgrenzung des Gebietes, auf dem Unternehmen miteinander in Wettbewerb stehen. Die Europäische Kommission sieht in ihrer Bekanntmachung die Nachfragesubstitution als Hauptquelle für die Untersuchung der Marktgrenzen¹⁴: „[...] im Hinblick auf die Definition des relevanten Marktes - stellt die Möglichkeit der Nachfragesubstitution die unmittelbarste und wirksamste disziplinierende Kraft dar, die auf die Anbieter eines gegebenen Produkts einwirkt, vor allem was ihre Preisentscheidungen anbetrifft. Ein Unternehmen [...] kann [...] den Preis - nicht erheblich beeinflussen, wenn die Kunden in der Lage sind, ohne weiteres auf vor Ort verfügbare Substitute oder ortsfremde Anbieter auszuweichen.“

Unbestritten ist, dass es für elektrische Energie keine Substitutionsprodukte gibt¹⁵. Daher kann die Nachfragesubstituierbarkeit von Elektrizität von verschiedenen Kundengruppen lediglich durch das Ausweichen der Stromkunden auf „ortsfremde Anbieter“, d.h. durch das Wechselverhalten der Kunden, überprüft werden.

¹⁴ a.o.

¹⁵ Vgl. M.493 – Tractebel/Distrigaz (II); M.568 – EdF/Edison-ISE; M.931 – Neste/IVO

Die Angebotssubstituierbarkeit¹⁶ und der potenzielle Wettbewerb wirken nach Ansicht der Europäischen Kommission im allgemeinen weniger unmittelbar als die Nachfragesubstituierbarkeit, denn sie erfordern auf jeden Fall die Untersuchung weiterer Faktoren und finden daher weniger im Rahmen der Marktabgrenzung sondern vielmehr bei wettbewerblichen Prüfungen (von bereits abgegrenzten Märkten) Anwendung.

Die Beurteilung der Substituierbarkeit der Nachfrage lässt sich als ein gedankliches Experiment betrachten, bei dem von einer geringen, nicht vorübergehenden Änderung der relativen Preise ausgegangen und eine Bewertung der Reaktion der Kunden vorgenommen wird. Insbesondere interessiert, ob die Änderung (Erhöhung) des Preises für das Unternehmen profitabel war oder nicht. Hierbei steht der Preis im Mittelpunkt, genauer gesagt die Nachfragesubstitution aufgrund kleiner, dauerhafter Änderungen bei den relativen Preisen. Aus der (angenommenen) Reaktion der Kunden lässt sich erkennen, ob sich das jeweilige Unternehmen wie ein Monopolist verhalten (könnte) kann.

Im Zusammenhang mit dem Elektrizitätsmarkt, in welchem es kein Substitut für Strom gibt, sondern maximal Substitutionsmöglichkeit durch „gebietsfremde“ Anbieter besteht, ist es sinnvoll folgende Frage zu stellen: Ist die Reaktion der Kunden aus bestimmten Kundensegmenten auf eine (angenommene) kleine, bleibende Erhöhung der relativen Preise (im Bereich zwischen 5 und 10 %) für Strom innerhalb des Netzgebietes derart, dass diese auf leicht verfügbare Substitute (in diesem Fall alternative Anbieter) ausweichen würden? Ist die Substitution so groß, dass durch den damit einhergehenden Absatzrückgang eine Preiserhöhung nicht mehr einträglich wäre, so werden in den sachlich und räumlich relevanten Markt so lange weitere Gebiete einbezogen, bis kleine, dauerhafte Erhöhungen der Strompreise relativ zu den Preisen der Alternativenanbieter einen Gewinn einbrächten.

¹⁶ Der Substituierbarkeit auf der Angebotsseite wird bei der Definition der Märkte dann ebenfalls Rechnung getragen, wenn sie sich genauso wirksam und unmittelbar auswirkt wie die Nachfragesubstituierbarkeit. Dies setzt jedoch voraus, dass die Anbieter in Reaktion auf kleine, dauerhafte Änderungen bei den relativen Preisen in der Lage sind, ihre Produktion auf die relevanten Erzeugnisse umzustellen und sie kurzfristig (4) auf den Markt zu bringen, ohne spürbare Zusatzkosten oder Risiken zu gewärtigen.

Ausgehend von dem kleinsten Gebiet, in dem das Produkt elektrische Energie verkauft wird, werden Gebiete in die Marktdefinition zusätzlich einbezogen oder davon ausgenommen, je nachdem, ob der von den Gebieten ausgehende Wettbewerb das Preisgebaren der Unternehmen beeinflusst oder beschränkt.

Die Überprüfung der Marktgrenzen stützt sich im Folgenden nicht nur auf die Frage, ob Preiserhöhungen für Local Player in bestimmten Marktsegmenten profitabel sind, sondern entsprechend der Bekanntmachung der Europäischen Kommission auch auf quantitative Aussagen über Handelsströme sowie qualitative Aussagen über Markteintrittsbarrieren. Trotz der teilweise mangelhaften Datenlage ist es dennoch möglich, Aussagen über die Marktabgrenzungen zu treffen.

Preisreaktionen der Stromkunden – Preiselastizität der Nachfrage

Die Reaktion der Kunden auf Preisveränderungen – die sogenannte Preiselastizität der Nachfrage – ist ein wesentlicher Bestimmungsfaktor bei der Feststellung der Marktgrenzen. Ist die Preiselastizität der Nachfrage hoch, so ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass ein Elektrizitätsunternehmen wie ein Monopolist Preise anheben kann, ohne durch Kundenverluste Profiteinbußen zu erleiden. Aus diesem Grund ist ein allgemeines Verständnis über die Preiselastizität der Stromnachfrage für die weiteren Analysen von Bedeutung¹⁷.

Untersuchungen über die Preiselastizität der Nachfrage für den österreichischen Strommarkt liegen nicht vor, weshalb auf Studien, die u.a. den Schweizer Markt betreffen, zurückgegriffen wird. So zeigen Untersuchungen von Spierer¹⁸ und Filippini¹⁹, dass im Haushaltsbereich die langfristige Preiselastizität bei - 0,3 liegt, dh. eine Erhöhung des Preises um 10 % führt zu einem 3 %-igen Nachfragerückgang.

¹⁷ Rein mathematisch zeigt die Preiselastizität der Nachfrage die prozentuelle Änderung der Nachfrage bei einer 1-%igen Erhöhung des Preises. Berücksichtigt man bei der Berechnung der Preiselastizität den Zeitraum, so kann zwischen kurzfristiger und langfristiger Betrachtung unterschieden werden. Dabei kann angenommen werden, dass die Elastizität, d.h. die Reaktion der Kunden auf Preisänderungen, bei einer längerfristigen Betrachtung größer ist, weil sie auch zeitverzögerte Reaktionen erfasst.

¹⁸ Vgl. Spierer, Modélisation économétrique et perspectives à long terme de la demande d'énergie en Suisse, Expertengruppe Energieszenarien, Bern 1988.

¹⁹ Vgl. Filippini, Swiss Residential Demand for Electricity, Zürich, 2000.

Zu ähnlichen Ergebnissen kommt eine Untersuchung von NIEIR²⁰. Berechnet wurden die langfristigen Elastizitäten für unterschiedliche Kundengruppen in Australien. Die Preiselastizität für Haushaltskunden liegt mit - 0,25 sogar unter den oben genannten Werten. Die Preiselastizität für Gewerbekunden (- 0,35) und Industriekunden (- 0,38) liegt nur knapp darüber.

Die Ergebnisse dieser Studien zeigen, dass das Ausmaß des Nachfragerückganges von Kunden deutlich geringer ist als die Preiserhöhung. Dies führt dazu, dass Stromunternehmen Preiserhöhungen durchführen können, ohne mit erheblichen Mengenverlusten rechnen zu müssen, und so die Möglichkeit haben, den Umsatz bzw. die Gewinne zu erhöhen.

Die höheren Elastizitäten im Gewerbe- und Industriekundenbereich können auf verschiedene Faktoren zurückgeführt werden. Wesentlich ist dabei die – zumindest absolut – größere Kostenbelastung und das damit verbundene größere Einsparungspotential gegenüber Haushaltskunden.

Die beschriebenen Elastizitäten stellen Durchschnittswerte in den jeweiligen Bereichen dar. So ist anzunehmen, dass die Reaktion auf Preiserhöhungen in energieintensiven Industriebranchen (z.B. Papier- oder Aluminiumhersteller) stärker und die Preiselastizität höher als - 0,38 ist. Alleine im Haushaltskundenbereich kann es aufgrund verschiedener Faktoren zu einer höheren bzw. niedrigeren Preiselastizität kommen. Hier sind vor allem Haushaltseinkommen und der Informationsstand über Wechsellmöglichkeiten wesentliche Faktoren, wobei diese entgegengesetzt wirken. Der Anteil der Stromkosten für Haushalte mit niedrigem Einkommen ist höher als für Haushalte mit höherem Einkommen, da der Stromverbrauch nicht proportional mit dem Einkommen wächst. Dies sollte dazu führen, dass Haushalte mit niedrigem Einkommen eine stärkere Reaktion auf Strompreiserhöhungen zeigen sollten (= höhere Preiselastizität). Dem entgegen wirkt jedoch ein geringerer Informationsstand über Wechsellmöglichkeiten, was zu einer niedrigeren Preiselastizität führt. Umgekehrt wirken diese zwei Faktoren bei Haushalten mit höherem Einkommen. Die Nachfragereaktion auf Preiserhöhung

²⁰ Vgl. NIEIR, The price elasticity of demand for electricity in NEM regions, Victoria, 2004.

hängt daher auch von der Zusammensetzung des jeweiligen Kundenstocks eines Energielieferanten ab.

Die Reaktion der gesamten Marktnachfrage auf die Erhöhung des allgemeinen Preisniveaus ist daher zu unterscheiden von der Nachfragereaktion des Kundenstocks bei Preiserhöhungen eines einzelnen Unternehmens und gleich bleibenden Preisen der anderen Unternehmen. Der Kunde hat zwei Möglichkeiten, wie er auf Preiserhöhungen seines Lieferanten reagieren kann. Einerseits durch eine Mengenreduktion (d.h. geringeren Stromverbrauch) bei erhöhten Preisen und andererseits durch einen Wechsel zu einem günstigeren Lieferanten (d.h. durch Nachfragesubstitution). Für die Marktabgrenzung der Stromendkundenmärkte ist von Interesse, ob es für einen Energielieferanten nach der Preiserhöhung trotz einer Mengenreaktion der verbliebenen Kunden sowie eines Wechsels von Kunden zu anderen Lieferanten zu einer Verbesserung des Unternehmensergebnisses kommt.

Zwei Faktoren lassen bereits jetzt vermuten, dass in Österreich die Local Player trotz Preiserhöhungen ihr Ergebnis verbessern können:

1. die aus vergangenen Erhebungen bekannten geringen Wechselraten trotz bekannter Einsparungen,
2. ein durchschnittliches jährliches Wachstum des Stromverbrauchs von rund 2 %.

D.h. ein durch den Wechsel von Kunden bewirkter Mengenverlust von 2 % wird durch das jährliche Wachstum ausgeglichen, wodurch Preiserhöhungen (bei gleich bleibenden Einkaufspreisen) profitabel sind.

Kostenentwicklung für Energielieferanten

Die Frage, ob eine Preiserhöhung für einen Stromlieferanten profitabel ist, kann nicht isoliert von seiner Kostenentwicklung abschließend beurteilt werden. Die Strompreiserhöhung eines Energielieferanten könnte sich durch massive Erhöhung seiner Kosten begründen, welche er versucht, an seine Kunden weiterzugeben. D.h. die Preiserhöhung muss nicht unbedingt profitabel sein, sondern bewahrt ihn lediglich vor Verlusten. Es stellt sich daher die Frage, wie sich die fixen und variablen

Kosten entwickeln und inwieweit sich die Kosten eines Stromlieferanten durch eine eventuelle Änderung seiner Abgabemengen ändern.

Da die Gesamtkosten eines Energielieferanten aus unterschiedlichen Kostenblöcken bestehen, reagieren sie auch unterschiedlich auf Mengenänderungen. Dabei ist hauptsächlich zwischen den Kostenblöcken Energieeinkauf und Vertriebskosten zu unterscheiden. In welchem Verhältnis diese zwei Komponenten zu einander stehen, hängt vor allem davon ab, wie groß das Unternehmen ist, welche Kunden es beliefert und – nicht zuletzt – ob das Vertriebsunternehmen als Teil eines alteingesessenen Elektrizitätsunternehmens agiert oder als neuer Marktteilnehmer erst in den Markt eintritt. Die unter anderem aus Geschäftsberichten zur Verfügung stehenden Informationen lassen die Schlussfolgerung zu, dass das Verhältnis Energieeinkaufskosten zu Vertriebskosten bei den Local Playern nicht mehr als etwa 93:7 ausmacht.

Die Energieeinkaufskosten, welche damit den weitaus größten Kostenblock eines Energielieferanten ausmachen, können weitgehend als variable Kosten angesehen werden, da sie von der vom Vertriebsunternehmen abgegebenen Energiemenge abhängen. Vertriebskosten hingegen bestehen sowohl aus fixen als auch aus variablen Komponenten. Die unter Vertriebskosten subsumierbaren Akquisitionskosten können z.B. – sofern sie durch den Direktvertrieb anfallen – als variable Kosten eingestuft werden, während die Betreuungs- und Abrechnungskosten sowohl fixe als auch variable Elemente enthalten.

Angesichts des relativ kleinen Anteils der Vertriebskosten an den Gesamtkosten eines Vertriebsunternehmens und der Tatsache, dass sie auch noch variable Kostenkomponenten enthalten, kann mit guter Annäherung davon ausgegangen werden, dass Ein- und Verkaufspreisänderungen von elektrischer Energie bzw. Änderungen der Abgabemengen voll auf die Gesamtkosten der Vertriebsunternehmen durchschlagen.

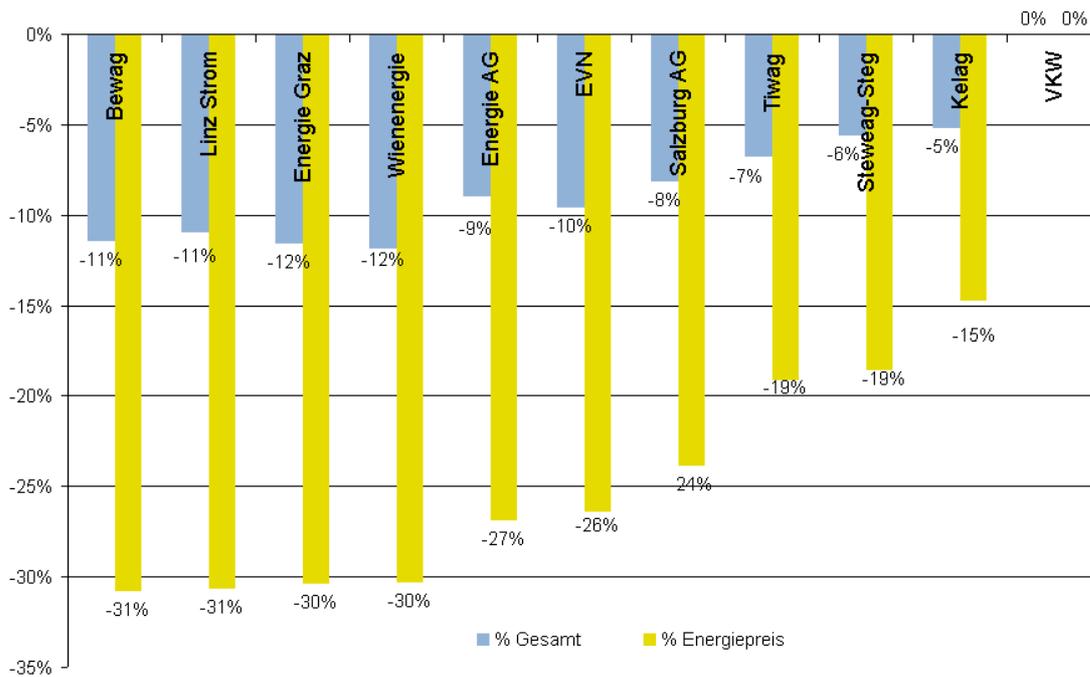
Die Überprüfung der Marktgrenzen stützt sich im folgenden nicht nur auf die Frage, ob Preiserhöhungen für Local Player in bestimmten Marktsegmenten profitabel sind, sondern, entsprechend der Bekanntmachung der Europäischen Kommission, auch

auf quantitative Aussagen über Handelsströme sowie qualitative Aussagen über Markteintrittsbarrieren. Trotz der teilweise mangelhaften Datenlage war es dennoch möglich, Aussagen über die Marktabgrenzungen zu treffen.

4.2.2 Wechselreaktion der Stromkunden - Entwicklung der Mengen und Preise

Im folgenden Kapitel werden Energiepreisänderungen der Local Player gegenüber dem günstigsten Anbieter und Wechselreaktionen der Kunden analysiert. Preisdifferenzen können sowohl in einer Gesamtpreisbetrachtung als auch in einer reinen Energiepreisbetrachtung dargestellt werden. Die Wahrnehmung von Preisen bezieht sich besonders bei Kunden mit niedrigen Abnahmemengen zumeist nicht ausschließlich auf den im Wettbewerb stehenden Energiepreis, sondern auf den Gesamtpreis. Eine Preisdifferenz im Energiepreis drückt sich in der Preisdifferenz im Gesamtpreis nur zu jenem Anteil aus, den der Energiepreis am Gesamtpreis hat. Hat der Energiepreis 30 Prozent Anteil am Gesamtpreis, so ergibt eine Energiepreisdifferenz des Local Player zum alternativen Anbieter von z. B. 10 % eine Preisdifferenz im Gesamtpreis von 3 %. Abbildung 1 stellt die Energie- und Gesamtpreisdifferenzen der Local Player zum jeweils günstigsten Anbieter dar. Außer im Netzbereich der VKW hatten die Haushaltskunden im Februar 2005 die Möglichkeit, Einsparungen im Energiepreis von 15 bis 31 % (im Gesamtpreis von 5 bis 12 %) durch einen Wechsel zum günstigsten Anbieter zu realisieren.

Abbildung 1: Preisunterschied im Gesamt- und Energiepreis für Haushaltskunden (Stand Februar 2005)



Quelle: Tarifikalkulator E-Control

Im Rahmen der Untersuchung wurde für vier Netzgebiete das Wechselverhalten der Kunden vertieft untersucht. In diesen vier Netzgebieten werden rund 45 % der österreichischen Kunden mit elektrischer Energie versorgt, wobei die Netzgebiete sowohl ländliche als auch städtische Regionen umfassen. In den ausgewählten Netzgebieten bestehen zumindest seit drei Monaten – in einigen aber auch seit geraumer Zeit – erhebliche Preisdifferenzen zu den günstigsten Anbietern. Die Auswertungsergebnisse dieser Netzgebiete sollten auch Rückschlüsse auf den gesamten österreichischen Markt zulassen.

In den vier Netzgebieten wurde das Wechselverhalten aller Kundensegmente für den Zeitraum zwischen dem 1. Quartal 2003 bis zum 4. Quartal 2004 bzw. bis zum 1. Quartal 2005²¹ untersucht. Es wurden der Saldo der Zu- und Abgänge von Kunden bei sämtlichen alternativen Energielieferanten und der Saldo der Zu- und Abgänge beim jeweiligen Local Player, sowie die Preise vom Local Player und vom jeweiligen Bestbieter, in Abhängigkeit der jeweiligen Kundengruppe verglichen. Besonderes Augenmerk wurde auf die Unterschiede im Wechselverhalten von Haushalts- und Kleingewerbekunden auf Netzebene 7 gegenüber Kunden auf Netzebene 6

²¹ Das 1. Quartal 2005 beinhaltet nur Wechseldaten für die Monate Jänner und Februar.

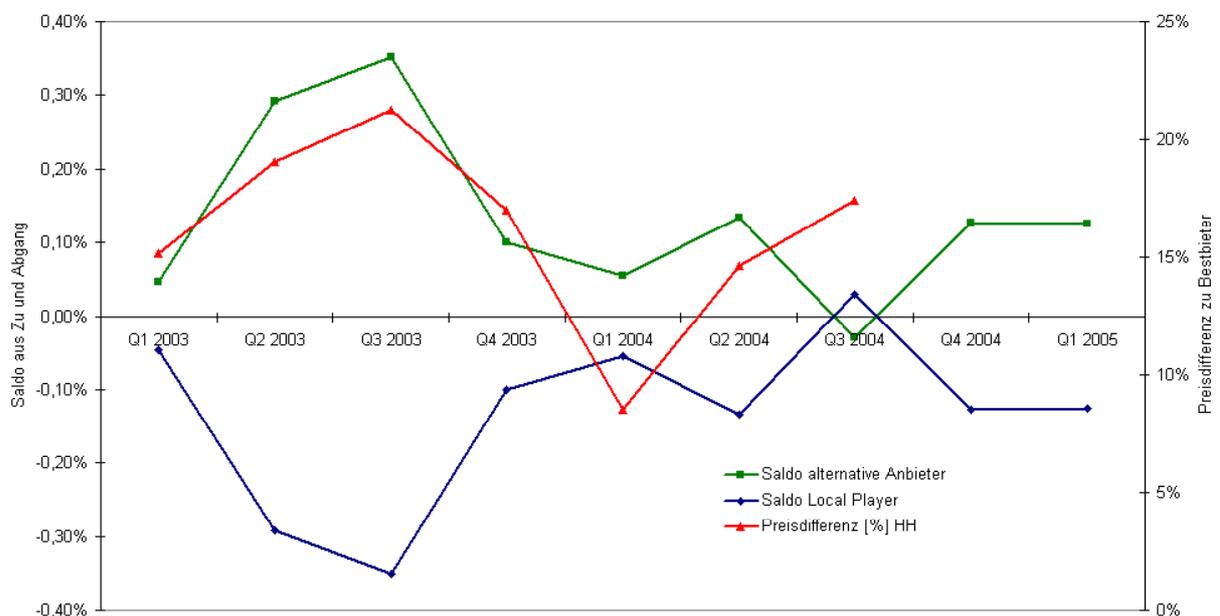
(Gewerbe), sowie Unterschiede zwischen diesen beiden Kundensegmenten und Kunden auf höheren Netzebenen (Industrie- und Großindustrie) gelegt.

Im folgenden wird das Wechselverhalten aus einem der ausgewählten vier Netzgebiete detailliert und in anonymisierter Form dargestellt. In den übrigen drei Netzgebieten konnte ein weitgehend ähnliches Wechselverhalten der einzelnen Kundengruppen beobachtet werden.

Haushalte

Die Zuwächse der alternativen Anbieter im ausgewählten Netzgebiet sind zwar – mit Ausnahme von einem Quartal – positiv, doch ist der Zuwachs der Kunden mit 0,37 % selbst im Quartal mit dem stärksten Zuwachs gering, obwohl Preisunterschiede zwischen 10 % bis 22 % zu beobachten waren.

Abbildung 2: Wechselstatistik und Preisdifferenzen bei Haushaltskunden, Netzgebiet X, NE 7

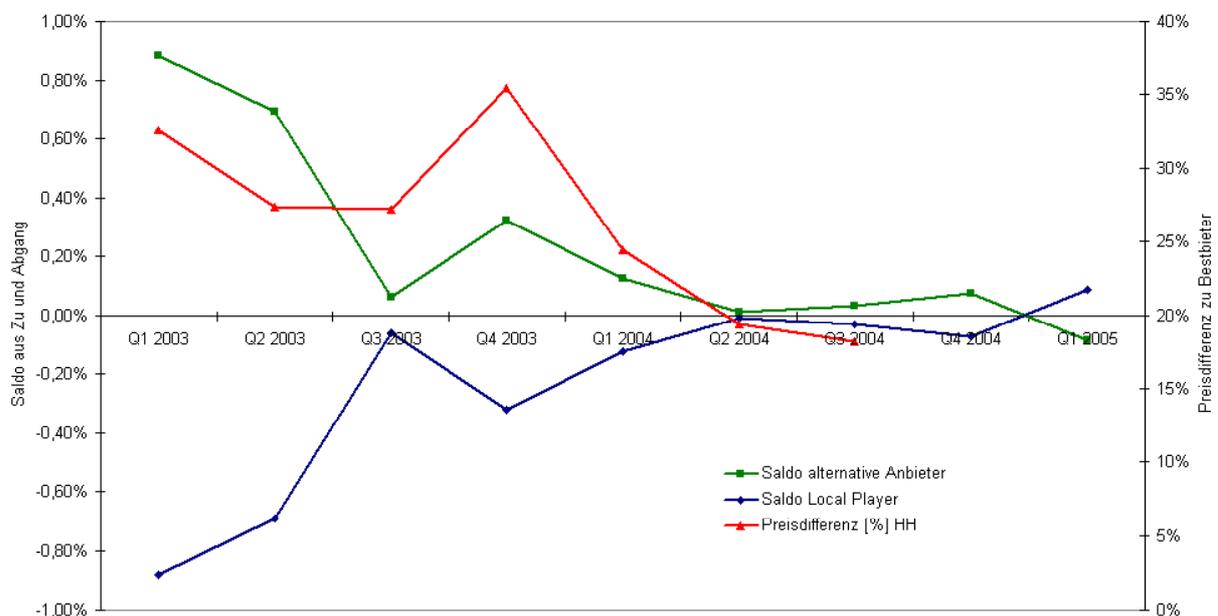


Kleingewerbe (Netzebene 7)

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den Gewerbekunden auf der Netzebene 7. Die Wechselbereitschaft der Gewerbekunden ist zwar in den ersten beiden Quartalen im Jahr 2003 im Vergleich zu den restlichen Quartalen höher jedoch mit 0,9 % (1. Quartal 2003) und 0,7 % (2. Quartal 2003) nach wie vor niedrig. Ab dem 3. Quartal

2003 sank die Wechselbereitschaft in allen Quartalen auf maximal 0,1 %, obwohl bei einem Wechsel zu einem alternativen Anbieter Einsparungen von z.T. mehr als 30 % zu erzielen gewesen wären. Im 1. Quartal 2005 konnte der Local Player einen positiven Wechselsaldo verzeichnen, d.h. es wechselten mehr Kunden zurück als von ihm weg.

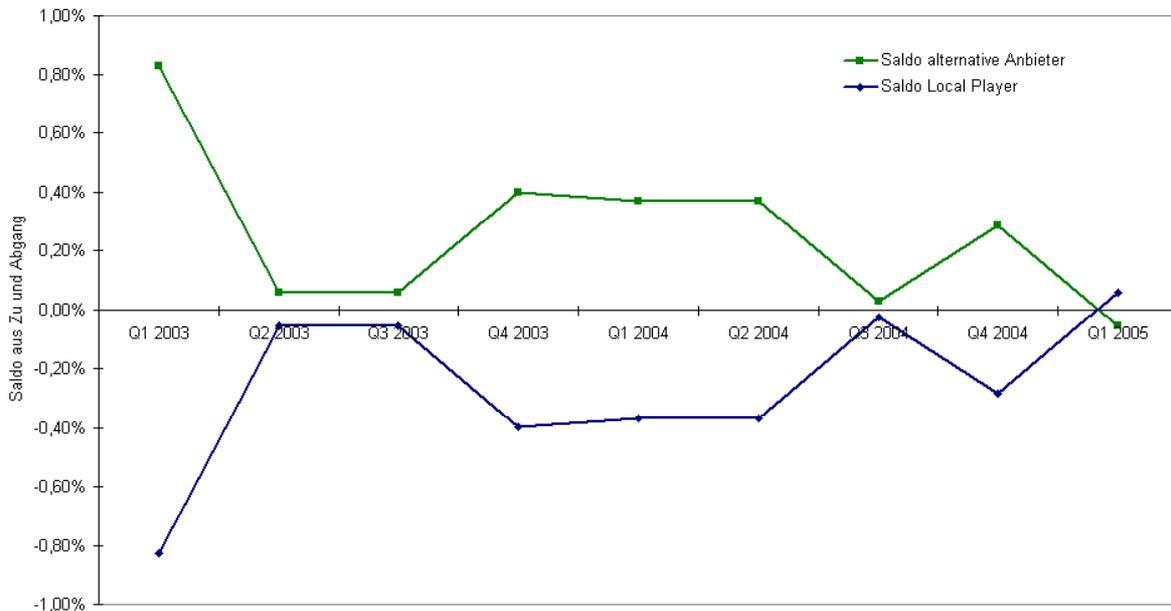
Abbildung 3: Wechselstatistik und Preisdifferenzen bei Gewerbekunden, Netzgebiet X, NE 7



Gewerbe (Netzebene 6)

Auch bei den Kunden der Netzebene 6 liegt die Bereitschaft, zu einem alternativen Anbieter zu wechseln, ab dem 2. Quartal 2003 in allen Quartalen unter 0,4 %. Im ersten Quartal 2005 war bei den alternativen Anbietern sogar ein Nettoabgang der Kunden zu beobachten. Dies, obwohl auch für Gewerbekunden u.a. durch den Beitritt zu Strompools erhebliche Einsparungsmöglichkeiten bestehen.

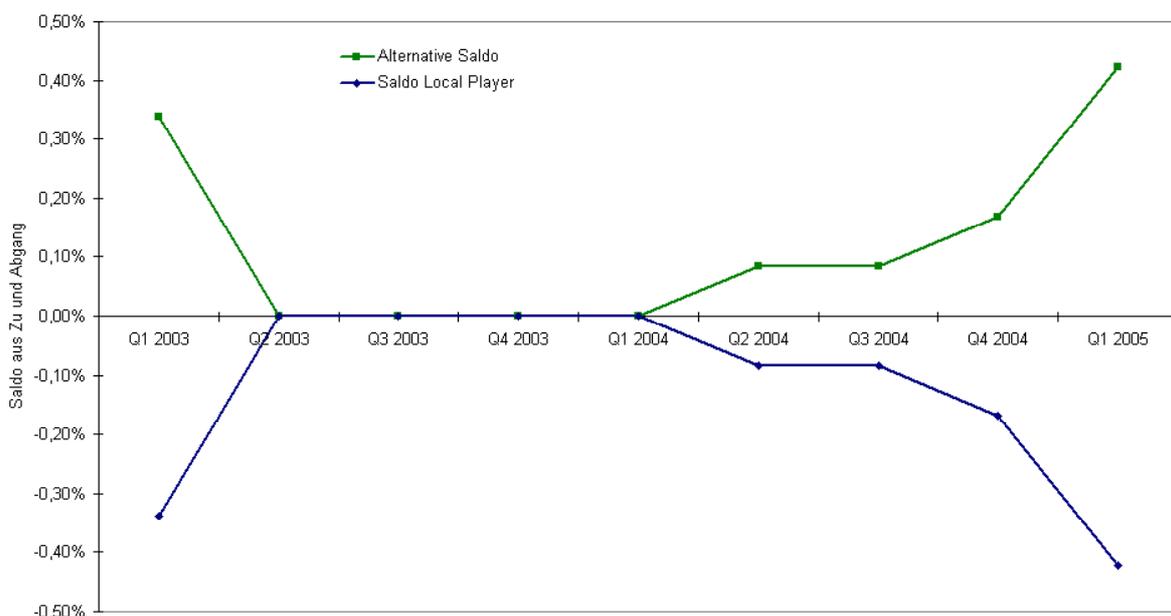
Abbildung 4: Wechselstatistik bei Gewerbekunden, Netzgebiet X, NE 6



Großkunden (Netzebene 5)

Die alternativen Anbieter konnten im gesamten Betrachtungszeitraum saldiert nur 1,1 % der Großkunden gewinnen. Zu beobachten ist jedoch ein leichter Anstieg der Lieferantenwechsel seit dem 1. Quartal 2004, doch liegen hier die Zuwächse zu alternativen Anbietern weiterhin deutlich unter 1 % je Quartal.

Abbildung 5: Wechselstatistik bei Gewerbekunden, Netzgebiet X, NE 5



Die geringe Wechselaktivität der Großkunden mag im ersten Augenblick überraschen, da diese Kundengruppen oftmals beachtliche Energiemengen verbrauchen und dementsprechend große Einsparungen erzielen können. Das Verhalten der Energielieferanten in der Preissetzung ist jedoch gegenüber diesen Kunden (Industrie- und Großindustriekunden) im Vergleich zu Haushalts-, Kleingewerbe- und Gewerbekunden verschieden. Während auf den Netzebenen 6 und 7 meist hohe Preisdifferenzen zwischen dem günstigsten Anbieter und dem Local Player zu beobachten waren, ist der angestammte Energielieferant bei Kunden auf den Netzebenen 3, 4 und 5 meist auch der günstigste Anbieter. Das unterschiedliche Preissetzungsverhalten der Energielieferanten spiegelt sich auch im österreichweiten Vergleich der Energiepreise wider. Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen, dass die Energiepreise bei Kunden mit einer Abnahmemenge von mehr als 1 GWh (Endkunden auf den Netzebenen 3, 4 und 5) österreichweit eine geringere Streuung aufweisen als bei Kunden mit geringeren Abnahmemengen (Endkunden auf den Netzebenen 6 und 7). Die Local Player wählen offensichtlich eine unterschiedliche Preisstrategie für einzelne Kundengruppen.

Abbildung 6: Energiepreise für Gewerbekunden auf Netzebene 6 bei unterschiedlichen Anbietern

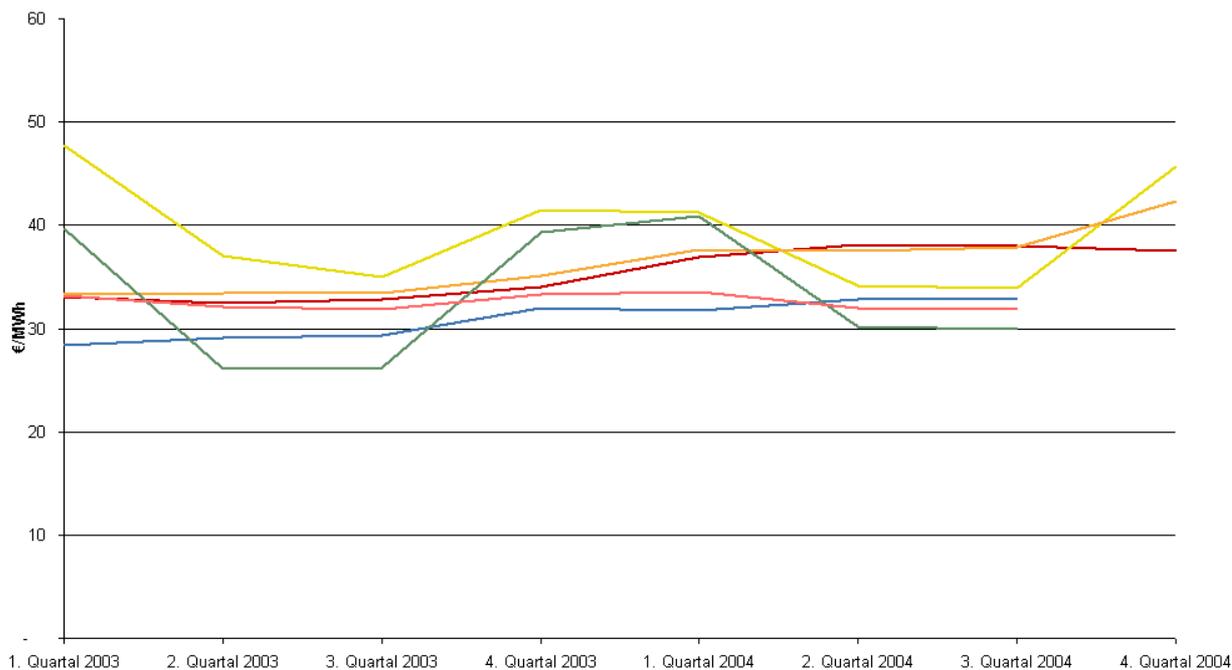
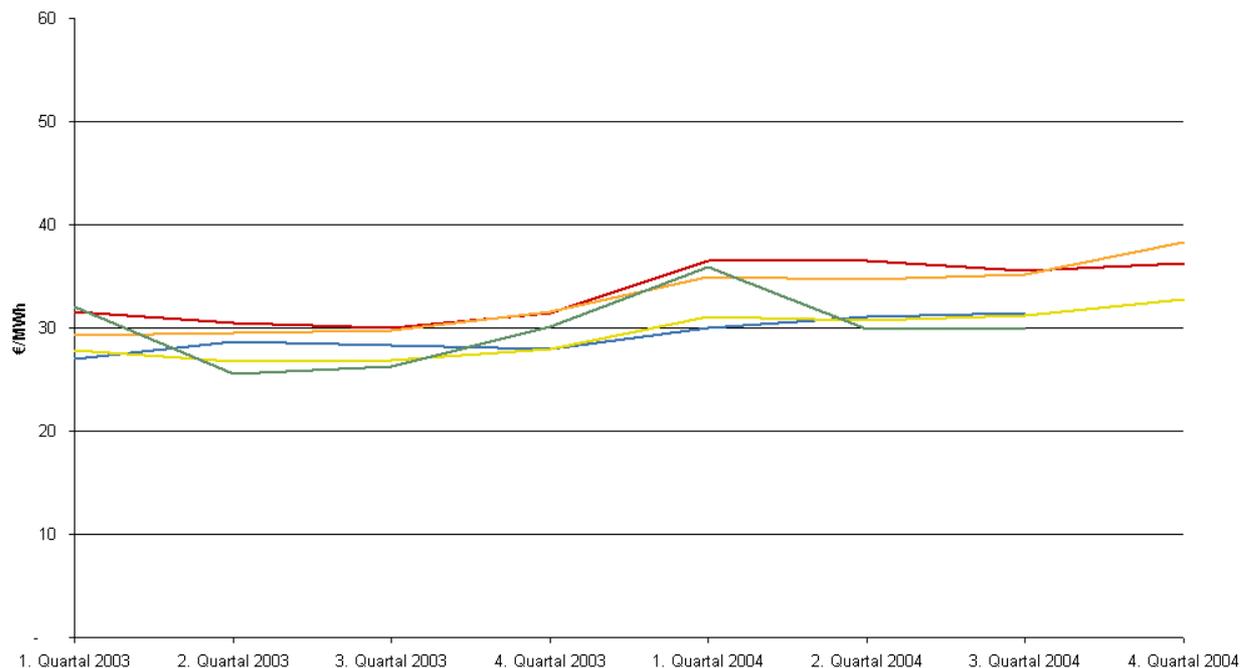


Abbildung 7: Energiepreise für Industriekunden auf Netzebene 5 bei unterschiedlichen Anbietern



Die Unterschiede im Preissetzungsverhalten der angestammten Energielieferanten zwischen Kunden der Netzebenen 6 und 7 und jenen auf den Netzebenen 3, 4 und 5 wurden bereits bei der Evaluierung der Angaben in Endkundenfragebögen im ersten Teilbericht der Branchenuntersuchung ersichtlich.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Untersuchung der Wechselraten für den Beobachtungszeitraum 1.Quartal 2003 bis 1.Quartal 2005 hat gezeigt, dass diese in den untersuchten Netzgebieten und auf allen Netzebenen sehr niedrig oder sogar rückläufig waren. Zu unterscheiden sind jedoch die Gründe:

Auf Netzebene 6 und 7 liegt der Saldo der Zu- und Abgänge in den einzelnen Quartalen meist bei unter 1 % (Ausnahme NE 6²² Netzgebiet X), dies trotz erheblicher (oder sogar steigender) Einsparungsmöglichkeiten bei einem Wechsel zu einem günstigeren Anbieter. In einigen Quartalen waren sogar beachtliche Rückwechsel zum Local Player zu beobachten. Zudem verringerten sich generell in allen untersuchten Netzgebieten die Wechselaktivitäten verglichen zum Beginn des Beobachtungszeitraums. Die Local Player sind dadurch nicht gezwungen, ihre

²² Grund für die Wechselraten über 1 % dürften die mangelhaft bereinigten Basisdaten sein.

Preise jenen der günstigsten alternativen Anbieter anzugleichen bzw. können sogar den Energiepreis weiter erhöhen, da auch in Zukunft nicht zu erwarten ist, dass die Wechselbereitschaft der Kunden steigt.

Das Ausmaß der Preisdifferenz des Local Player zu alternativen Anbietern ist im Grunde als Summe der (vergangenen) Preiserhöhungen der Local Player zu betrachten. Diese Preiserhöhung von bis zu 30 % hat in keinem der betrachteten Netzgebiete zu einem Einnahmenverlust durch Kundenwechsel im gleichen Ausmaß geführt. Setzt man eine konstante Entwicklung der Kosten voraus, waren die Preiserhöhungen für die Local Player deutlich profitabel.

Die Wechselaktivitäten bei Kunden auf den Netzebenen 3, 4 und 5 – Industrie- und Großindustriekunden mit einer jährlichen Abnahmemenge von mehr als 1 GWh – sind ebenfalls in den meisten Quartalen sehr niedrig. Zwar mag dies im ersten Augenblick überraschen, doch ist das Verhalten dieser Kundengruppe auf eine differenzierte Preissetzungsstrategie der angestammten Energielieferanten zurückzuführen, welche bei Kunden auf den Netzebenen 3, 4 und 5 oftmals (letztlich) das günstigste Angebot legen. Die Energiepreise dieser Kundengruppe weisen daher österreichweit eine geringere Streuung auf als die Energiepreise der Kunden mit geringeren Abnahmemengen.

Sowohl das unterschiedliche Kundenverhalten (bei Großkunden findet meist eine Ausschreibungen der Energiemengen statt) als auch die differenzierte strategische Vorgehensweise in der Preissetzung der Energielieferanten weisen darauf hin, dass von unterschiedlichen Kundengruppen als auch einer unterschiedlichen räumlichen Abgrenzung zwischen den Kundengruppen ausgegangen werden kann.

4.2.3 Entwicklung der Rohmargen der Energielieferanten

Da die Vertriebskosten im Verhältnis zu den Kosten für den Energieeinkauf in der Regel einen geringen Anteil der Gesamtkosten eines Energielieferanten ausmachen, bietet eine Darstellung der Rohmargen (ohne Berücksichtigung der Vertriebskosten) bereits Hinweise über die mögliche Entwicklung der Profite eines Energielieferanten.

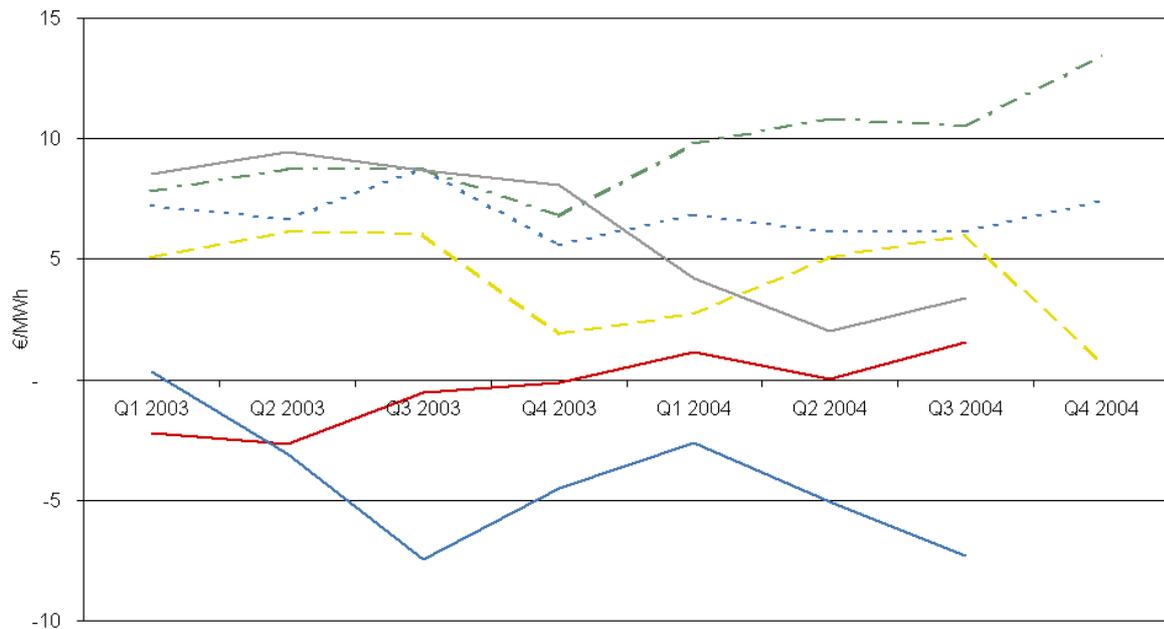
Es wurden Rohmargen von den selben vier Lieferanten der vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen wie im vorangegangenen Kapitel 4.2.2. sowie von zwei weiteren Energielieferanten vertikal integrierter Elektrizitätsunternehmen, ermittelt. Unter Rohmargen wird der Unterschied zwischen dem durchschnittlichen Verkaufspreis und dem durchschnittlichen Einkaufspreis eines Unternehmens verstanden. Als Berechnungsgrundlagen werden nur Energiemengen und Preise herangezogen, die für die Belieferung von Endkunden relevant sind, also keine reinen Handelsmengen. Neben den durchschnittlichen Rohmargen der Energielieferanten wurden auch Rohmargen für einzelne Kundengruppen ermittelt. Sie sind als Unterschied zwischen dem Verkaufspreis für eine bestimmte Kundengruppe (z.B. Haushaltskunden) und dem durchschnittlichen Einkaufspreis des Energielieferanten definiert.²³

Die Rohmargen können Auskunft darüber geben, wie viel Euro die Energielieferanten pro abgegebene Energiemenge für die Deckung ihrer betrieblichen Aufwendungen (v.a. ihrer Vertriebskosten) und nicht zuletzt für die Entlohnung des von ihren Eigentümern angelegten Kapitals verwenden können.

Der Vergleich der Unternehmen zeigt beträchtliche Unterschiede zwischen den durchschnittlichen Rohmargen. Auffallend sind die negativen Margen von zwei Energielieferanten. Negative Rohmargen bedeuten, dass der Energielieferante im Durchschnitt die Energie teurer einkauft, als er sie seinen Kunden verkauft. Damit würde der Energielieferante mit jeder verkauften Kilowattstunde Energie einen Verlust produzieren. Der Verlust erhöht sich zudem noch in jenem Ausmaß, in dem beim Energielieferanten je verkaufter Kilowattstunde auch noch gewisse Aufwendungen für den Vertrieb anfallen.

Abbildung 8: Rohmargen der Energielieferanten über alle Kundengruppen

²³ Eine Zuordnung möglicher unterschiedlicher Einkaufspreise auf die einzelnen Kundengruppen war mit den vorliegenden Daten nicht möglich.



Niedrige (oder negative) Rohmargen können rein formal unterschiedlich erklärt werden:

- hohe Einkaufspreise,
- niedrige Verkaufspreise,

Sinngemäß fällt die Erklärung für hohe Rohmargen folgendermaßen aus:

- niedrige Einkaufspreise,
- hohe Verkaufspreise,

Die negativen Rohmargen bei zwei Energielieferanten können daher entweder auf – im Vergleich zu den anderen Energielieferanten – hohe Einkaufspreise und/oder auf niedrige Verkaufspreise zurückgeführt werden. Folgende Abbildungen zeigen, dass bei zwei Energielieferanten beide Faktoren zutreffen:

Abbildung 9: Einkaufspreise der Energielieferanten A-F

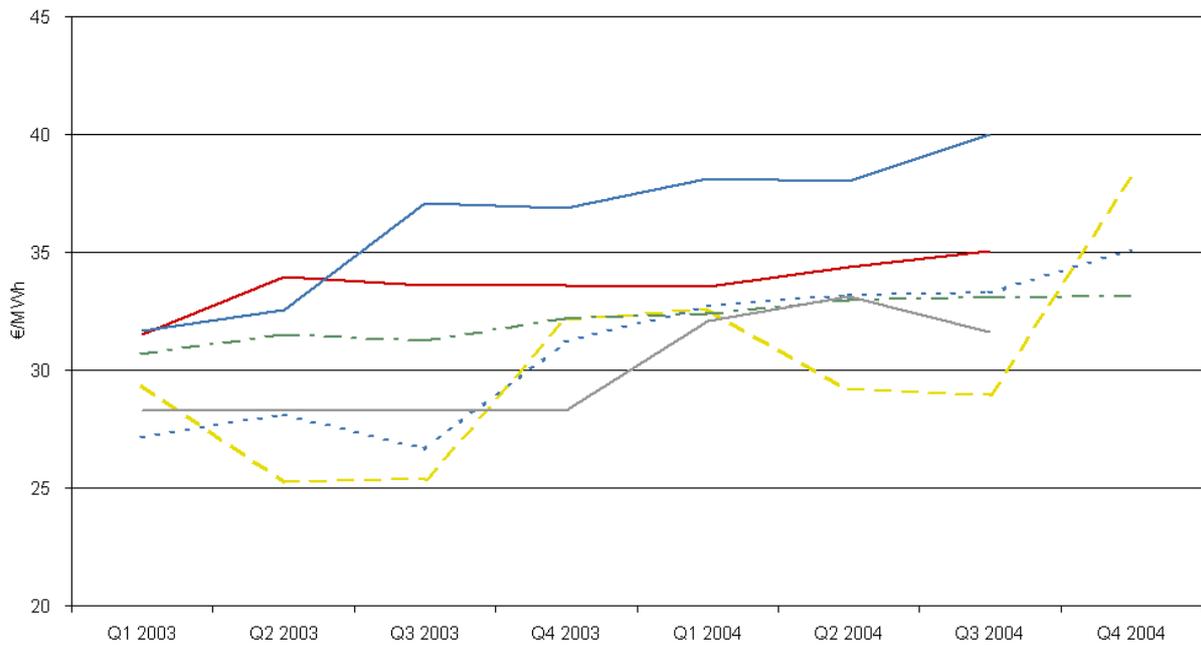
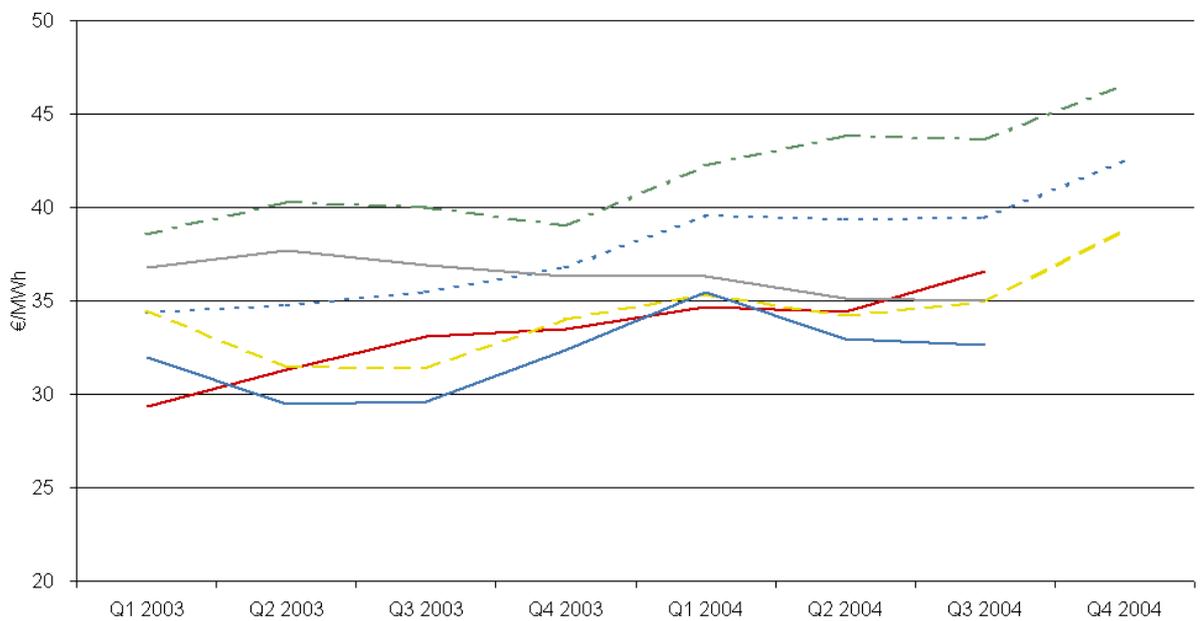


Abbildung 10: Verkaufspreise der Energielieferanten A-F



Die erwähnten hohen durchschnittlichen Einkaufspreise von zwei Energielieferanten mit negativen Rohmargen sind hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass sie als integrierte Unternehmen die Energie von ihrem Erzeugungsbereich relativ teuer

„einkaufen“. Dies sowohl im Vergleich zu den Einkaufspreisen anderer Lieferanten als auch im Vergleich zu den eigenen Einkaufspreisen von externen Bezugsquellen. Dadurch werden Erträge und so auch Gewinne aus der Vertriebstätigkeit in den Erzeugungsbereich verlagert. Die Vermutung liegt nahe, dass der so entstandene Fehlbetrag des Vertriebsbereichs (negative Rohmargen) durch zusätzliche Erträge aus anderen Unternehmensbereichen (z.B. Erzeugung, Netz, sonstige Geschäftsfelder) gedeckt wird.

Es muss allerdings festgehalten werden, dass ein Teil der Ein- und Verkaufspreisunterschiede zwischen den Energielieferanten darauf zurückgeführt werden kann, dass in ihren Portfolios einzelne Kundengruppen in unterschiedlichem Ausmaß vertreten sind. Demgemäß sollten die durchschnittlichen Ein- und Verkaufspreise bei jenen Lieferanten niedriger sein, die hauptsächlich Industriekunden beliefern (deren Profil günstiger beschaffbar ist). Dagegen können im Falle von Lieferanten, die vor allem Haushalts- und Gewerbekunden beliefern, höhere Ein- und Verkaufspreise erwartet werden. Durch unterschiedliche Kundenportfolios bedingte Preisunterschiede zwischen einzelnen Lieferanten können allerdings nur wenige Euro pro MWh ausmachen und liefern keineswegs eine Begründung für negative Rohmargen.

Eine Aussage darüber zu treffen, ob die von den Energielieferanten angegebene Einkaufspreise, absolut gesehen, zu hoch oder zu niedrig sind, ist schwierig. Die Herleitung eines eindeutigen Einkaufspreisbenchmarks ist vor allem durch die Vielzahl der denkbaren Einkaufsstrategien (kurzfristige vs. langfristige Bedarfsdeckung) nur schwer möglich. Je nach Annahme können unterschiedliche Referenzpreise voneinander nicht unwesentlich abweichen und somit eine auf sie basierte Aussage stark relativieren²⁴.

Auffällig ist jedoch, dass die Differenz der Einkaufspreise zwischen den Local Playern mit 22-23 €/MWh dauerhaft größer war als die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten Produkten am Großhandelsmarkt, welche im Jahresdurchschnitt bei 12-15 €/MWh (Sportmarkt) liegt.

²⁴ Zur Problematik der Marktpreise siehe auch das Kapitel Logik der Preissetzung am Endkundenmarkt

Bei der Analyse der einzelnen Lieferanten fällt weiters auf, dass die **kundengruppenspezifischen Rohmargen weit auseinander liegen**, wie die folgenden beispielhaften Rohmargen nach Kundengruppen für vier Energielieferanten zeigen:

Abbildung 11: Rohmargen nach Kundengruppen Energielieferant A

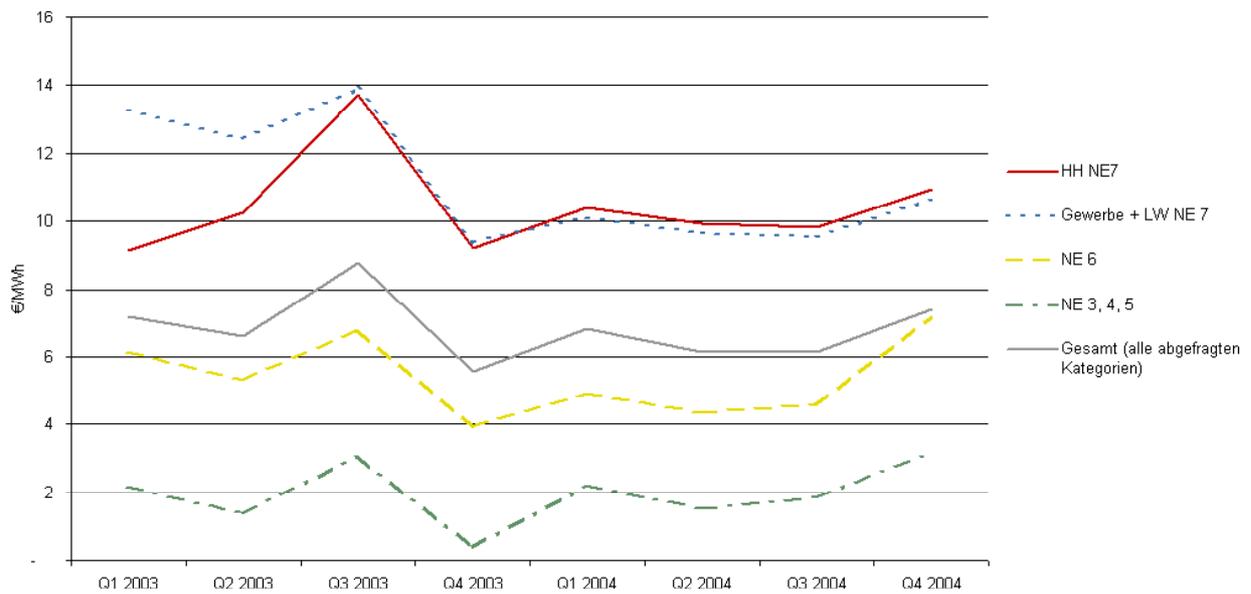


Abbildung 12: Rohmargen nach Kundengruppen Energielieferant B

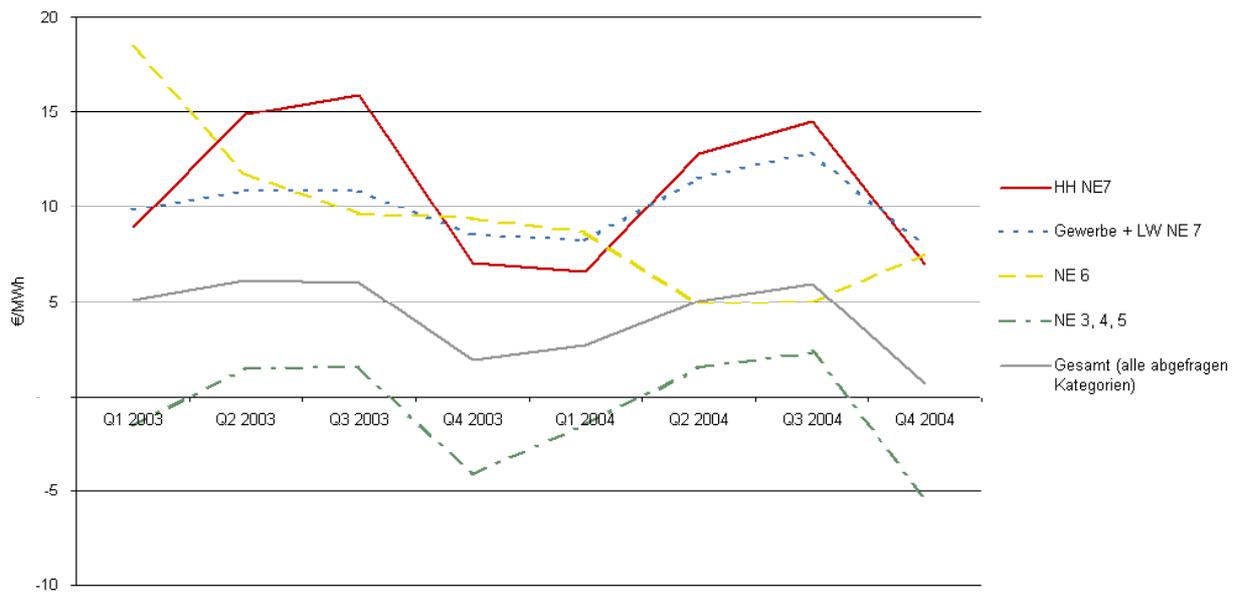


Abbildung 13: Rohmargen nach Kundengruppen Energielieferant C

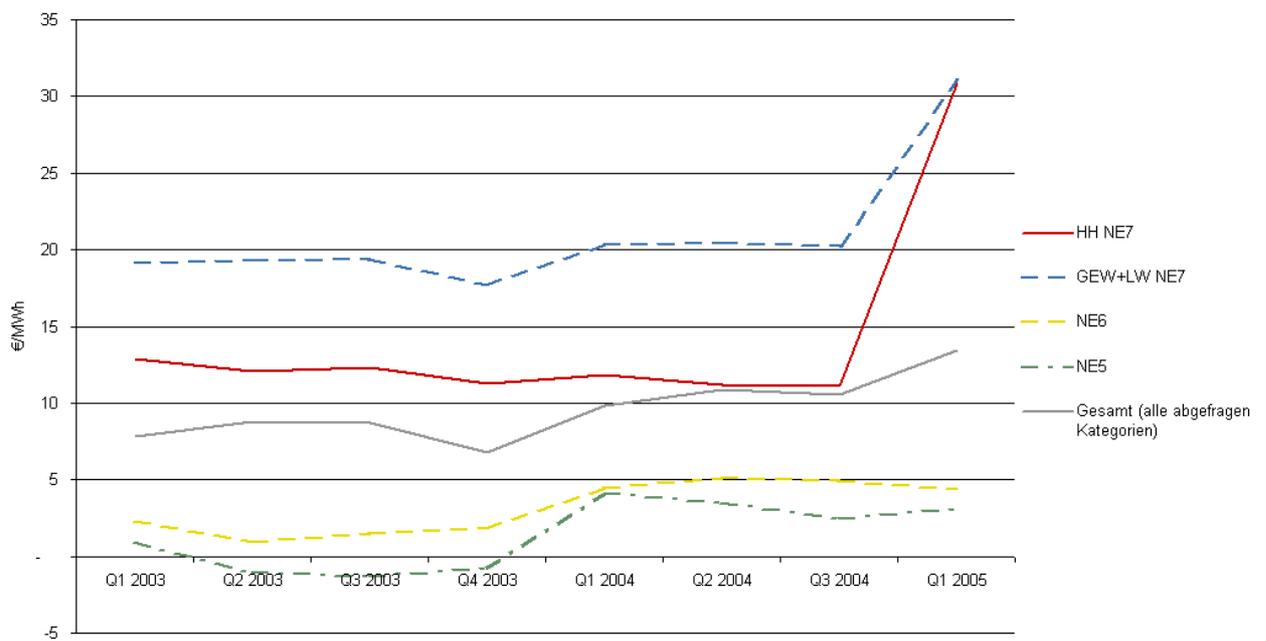
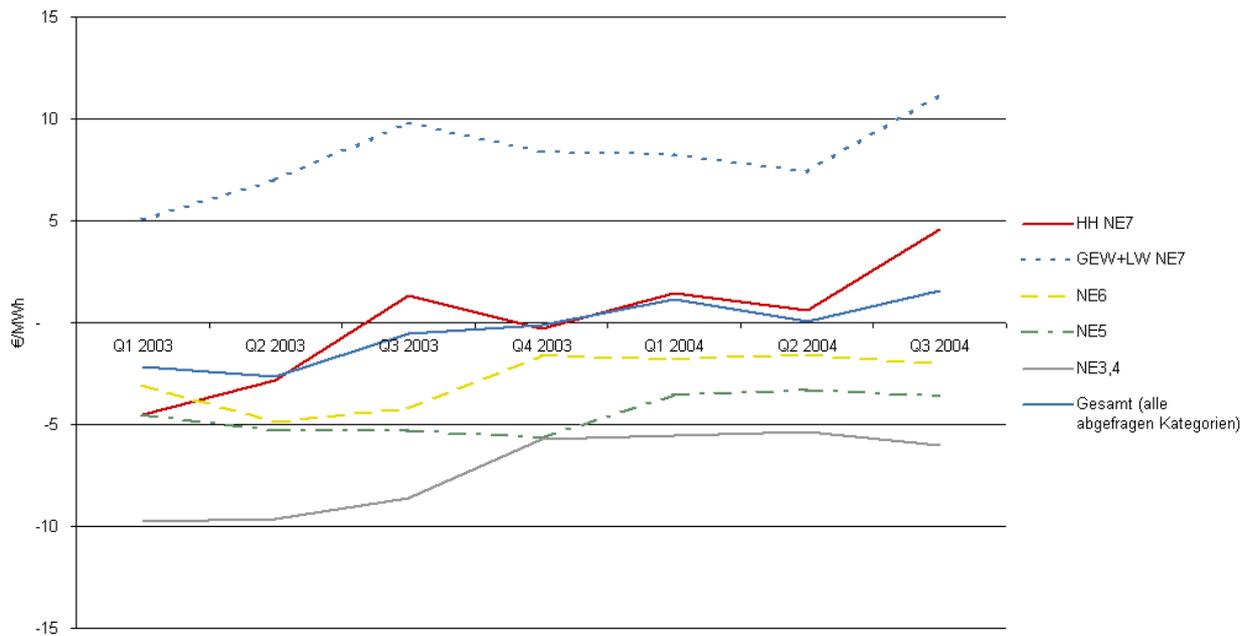


Abbildung 14: Rohmargen nach Kundengruppen Energielieferant D



Ein Teil der Margenunterschiede kann durch die unterschiedlichen Kundenprofile (z.B. höhere Peakanteile bei Gewerbekunden als bei Industriekunden) der einzelnen Kundensegmente begründet sein, zumal zum Zwecke der Berechnung der Rohmargen die Verkaufspreise an einzelne Kundengruppen immer mit dem (gleichen) durchschnittlichen Einkaufspreis des gesamten Unternehmens verglichen wurde. Auch dürfte bei Kundengruppen mit geringeren Abnahmemengen im Einkaufspreis die höheren Vertriebskosten berücksichtigt worden sein als im Großkundenbereich (siehe hierzu Kapitel „Kostenentwicklung für Energielieferanten“). Dies alleine erklärt jedoch noch nicht die z.T. deutlichen Differenzen der Rohmargen zwischen den unterschiedlichen Kundengruppen.

Die Entwicklung der Rohmargen zeigt ein recht uneinheitliches Bild. Bei einigen Energielieferanten steigen die Rohmargen, bei einigen fallen sie. Dieses Phänomen kann seine Ursache sowohl in der Einkaufs- als auch in der Verkaufspolitik der Lieferanten haben. Einige Energielieferanten scheinen – saisonal bedingt – zu stark schwankenden Preisen einzukaufen, während andere das ganze Jahr hindurch zu relativ stabilen Preisen ihre Energie beziehen. Über die generelle Entwicklung der Rohmargen – insbesondere ob die Preiserhöhungen profitabel waren – kann daher keine eindeutige Aussage getroffen werden.

Zusammenfassung und Schlussfolgerung:

Die Höhe der Ein- und Verkaufspreise bzw. der Rohmargen (Differenz zw. Ein- und Verkaufspreis) zeigt ein sehr unterschiedliches Bild. Sowohl zwischen den einzelnen Energielieferanten als auch innerhalb der Unternehmen zwischen den einzelnen Kundengruppen differieren die Ein- und Verkaufspreise und somit auch die Rohmargen in ihrer Höhe beträchtlich.

Bei einigen Energielieferanten sind die Rohmargen sehr niedrig bzw. teilweise sogar negativ, was vor allem auf hohe in-house Einkaufspreise zurückzuführen ist. Dadurch werden Erträge aus der Vertriebstätigkeit in den Erzeugungsbereich verlagert. Die Vermutung liegt nahe, dass der so entstandene Fehlbetrag des Vertriebsbereichs (negative Rohmargen) durch die überschüssigen Erträge aus anderen Unternehmensbereichen (z.B. Erzeugung, Netz, sonstige Geschäftsfelder) gedeckt wird.

Im vorliegenden Bericht können keine Aussagen darüber getroffen werden, ob die Ein- und Verkaufspreise der einzelnen Lieferanten überhöht sind oder zu hohen Rohmargen geführt haben. Um stichhaltige Aussagen treffen zu können, bedürfte es eines eindeutigen Einkaufspreisbenchmarks (Problematik siehe Kapitel Großhandelspreise als Benchmark) sowie genauerer Kenntnisse über die tatsächlichen Vertriebskosten der Lieferanten. Jedoch konnte beobachtet werden, dass Energielieferanten höhere Einkaufspreise vorzeitig an Endkunden weitergeben konnten. Da die Wechselaktivitäten der Endkunden sehr gering waren, konnten in diesem Fall die Energielieferanten zumindest temporär höhere Profite erzielen.

Hohe Unterschiede zwischen kundenspezifischen Rohmargen können auf eine Quersubventionierung zwischen einzelnen Kundengruppen hindeuten. Unterschiedliche Verbraucherprofile alleine können die stark abweichende Höhe der Rohmargen zwischen den einzelnen Kundengruppen nicht vollständig erklären.

Die Betrachtung der Wechselraten gemeinsam mit den Rohmargen zeigt, dass Preiserhöhungen verbunden mit höheren Rohmargen aufgrund der geringen Wechselaktivitäten der Endkunden zumindest auf der Netzebene 7 und tw. auf der

Netzebene 6 profitabel sind. Da sich die Rohmargen trotz steigender Verkaufspreise jedoch bei den einzelnen Energielieferanten aufgrund unterschiedlicher Faktoren (u.a. Veränderung der in-house-Einkaufspreise) unterschiedlich entwickeln, können weitere Aussagen diesbezüglich nicht gemacht werden.

4.2.4 Entwicklung der Handelsströme

Die gegenwärtige Struktur und Entwicklung der Handelsströme liefert nützliche zusätzliche Hinweise darauf, welche wirtschaftliche Bedeutung die Nachfrage- und Angebotsfaktoren jeweils haben und inwieweit sie wirksame Hemmnisse sind, durch die unterschiedliche räumliche Märkte entstehen²⁵. Untersucht werden in diesem Zusammenhang in der Regel auch die Transportkosten und das Ausmaß, zu dem diese den Handel zwischen verschiedenen räumlichen Gebieten behindern, unter Berücksichtigung von Produktionsstandort, Produktionskosten und relativem Preisniveau.

Zur geografischen Abgrenzung eines Marktes werden bei der Untersuchung der Handelsströme (Elzinga-Hogarty-Test) die interregionalen Lieferungen betrachtet. Daraus wird abgeleitet, ob verschiedene Regionen einen geografischen Markt bilden. Angenommen wird dabei, dass die notwendigen Informationen über Preis, Güter und Elastizitäten durch Angebots- und Nachfrageverhalten berücksichtigt werden.

Mit den aggregierten Handelsströmen in die Region (little in from outside – LIFO) bzw. aus der Region (little out from inside – LOFI) werden die Marktgrenzen bestimmt, wobei der Markt soweit ausgeweitet wird, bis sich beide Handelsströme unterhalb einer bestimmten Grenze befinden – normalerweise liegt diese bei 10 % der gesamten Abgabe. Aufgrund der einfachen Anwendung nimmt der Elzinga-Hogarty-Test mittlerweile in der Praxis eine wichtige Stellung bei der Überprüfung der geografischen Grenzen ein.

²⁵ Siehe Bekanntmachung der EU-Kommission Fußnote 3

Nachfolgende Tabelle zeigt die kumulierten Marktanteile der Unternehmen für das Jahr 2003²⁶, die in das jeweilige Netzgebiet liefern. Alle Werte liegen – z.T. sogar deutlich – unter dem Grenzwert von 10 %. Dies spricht somit für eine sehr enge Abgrenzung (Netzgebiet) für die Kundensegmente auf der Netzebene 7. Für das Netzgebiet der Energie Allianz-Unternehmen wurde auch eine kumulierte Berechnung durchgeführt. Der Marktanteil anderer Unternehmen im Energie Allianz-Gebiet ist ebenfalls unter der 10 % Grenze.

Tabelle 3: LIFO – Netzebene 7²⁷

Energielieferant A	4,70 %
Energielieferant B	6,75 %
Energielieferant C	7,06 %
Energielieferant D	1,14 %
Energielieferant E	7,29 %
Energielieferant F	8,25 %
Energielieferant G	9,53 %
Energielieferant H	3,13 %
Energielieferant I	7,38 %

Die enge Marktabgrenzung auf das Netzgebiet für die Kundensegmente auf der Netzebene 7 wird auch durch die Ergebnisse der Handelsströme aus dem angestammten Markt (Netzgebiet der Unternehmen) bekräftigt. Jedes der betrachteten Unternehmen liefert deutlich weniger als 10 % der gesamten Abgabe an Kunden auf der Netzebene 7 in andere Netzgebiete. Selbst Energielieferanten, die in fast allen Netzgebieten im Haushalts- und Gewerbekundensegment die günstigsten Lieferanten sind, liefern nur rd. 5 % der gesamten Abgabemenge an Kunden außerhalb ihres angestammten Netzgebietes.

Tabelle 4: LOFI – Netzebene 7²⁷

Energielieferant A	1,20 %
Energielieferant B	5,47 %
Energielieferant C	0,70 %
Energielieferant D	0,41 %
Energielieferant E	3,83 %

²⁶ Aufgrund der geringen Wechselraten auf den Netzebenen 6 und 7 (siehe Kapitel Wechselreaktion der Stromkunden - Entwicklung der Mengen und Preise) ist nicht anzunehmen, dass es zu wesentlichen Änderungen der Werte im Jahr 2004 gekommen ist.

²⁷ Berechnet wurden die Werte nur in jenen Netzgebieten, in denen aufgrund der vorliegenden Daten eine Berechnung möglich war. Eine Differenzierung nach den sachlich relevanten Märkten Haushaltskunden und Gewerbekunden auf Netzebene 7 ist aufgrund der zur Verfügung stehenden Daten nicht möglich.

Sowohl die Ergebnisse der Mengenströme in ein Netzgebiet als auch aus einem Netzgebiet lassen darauf schließen, dass sich die sachlich relevanten Märkte der Belieferung von Haushaltskunden und Gewerbekunden ausschließlich auf das Netzgebiet erstrecken. Die Marktanteile anderer Lieferanten in Netzgebieten außerhalb ihres angestammten Unternehmens sind kumuliert jeweils deutlich unterhalb der Grenze von 10 %. Die Aktivitäten außerhalb ihres Netzgebietes im Verhältnis zur gesamten Abgabemenge je Unternehmen (LOFI) sind ebenfalls sehr gering.

Die Betrachtung der Netzebene 6 führt zu einem ähnlichen Ergebnis wie jene der Netzebene 7. Die vorliegenden Daten lassen jedoch keine Berechnungen der Handelsströme in ein Netzgebiet zu (LIFO). Lediglich die Berechnung der Handelsströme aus den Netzgebieten ist möglich. Trotz größerer jährlicher Abnahmemengen der Kunden liegen auch hier die Werte deutlich unter 10 %. Daraus abzuleiten ist, dass der räumlich relevante Markt für Kunden auf der Netzebene 6 ebenfalls das Netzgebiet ist.²⁸ Auch bei Kunden auf der Netzebene 6 erzielt kein anderer österreichischer Anbieter erhebliche Marktanteile.

Tabelle 5: LOFI – Netzebene 6²⁷

Energielieferant A	3,69 %
Energielieferant B	0,00 %
Energielieferant C	7,16 %
Energielieferant D	7,60 %
Energielieferant E	0,27 %

4.2.5 Markteintrittsbarrieren

Der Weg in den österreichischen Strommarkt gestaltet sich insbesondere für neu am Markt auftretende Lieferanten, die keinen bestehenden Kundenstock haben, sehr schwierig. Um die Kosten für den Vertrieb und den Betrieb einer Bilanzgruppe zu decken, ist es erforderlich, eine gewisse Mindestanzahl an Kunden bzw. eine Mindestabgabemenge (kritische Masse) zu haben. Die Tatsache, dass de facto

²⁸ Zwar ist die Berechnung nur für eine geringe Anzahl von Unternehmen möglich, die vorliegenden Daten der Wechselumfrage für Kunden auf der Netzebene 6 bestätigen jedoch die Ergebnisse, wodurch eine enge geografische Marktabgrenzung gerechtfertigt ist.

bereits alle Kunden einen Stromlieferanten haben, der Strommarkt – im Gegensatz beispielsweise zum Telekommunikationsbereich – kein Wachstumsmarkt ist, das Produkt Strom in erster Linie über den Preis vermarktet werden kann und der Energiepreis aber nur einen geringen Anteil des Gesamtpreises (Energie, Netz, Steuern, Abgaben) ausmacht, erschwert es alternativen Energielieferanten, sich am Markt zu etablieren.

Dass der Preis einer der wesentlichen Faktoren bei der Wahl des Lieferanten ist, wurde auch bei der Befragung der Endkunden im Rahmen der Branchenuntersuchung bestätigt. Der Preis wurde von allen befragten Kundenkategorien als wesentlichstes Auswahlkriterium bei der Wahl eines Lieferanten genannt. Bei Kunden mit einem Verbrauch über 4 GWh und Kunden bis 0,1 GWh wurde von jeweils mehr als 50 % der Preis als alleiniges Auswahlkriterium angeführt. Trotzdem ist zu beobachten, dass sich die Wechselrate in den geringeren Abnahmekategorien sowie bei Haushaltskunden trotz eines teils erheblichen Einsparungspotentials im niedrigen einstelligen Bereich befindet.

Als wesentliche Markteintrittsbarrieren wurden von den befragten Unternehmen hohe Netztarife, ein schwer kalkulierbares Ausgleichsenergieerisiko sowie ein großer administrativer Aufwand genannt. Das Fehlen eigener Kraftwerke in der Bilanzgruppe und Kapazitätsengpässe an manchen Grenzen wurden ebenso als Hindernisse angeführt. Das Vorhandensein von Wechselkosten in unterschiedlichsten Formen ist eine zusätzliche Barriere für den Markteintritt.

Ein alternativer Anbieter entscheidet sich für den Markteintritt, wenn die Wahrscheinlichkeit, dadurch in möglichst naher Zukunft Profite zu machen, hoch ist. Um die Fixkosten decken zu können, ist es erforderlich, eine kritische Masse zu erreichen, d.h. eine ausreichende Zahl von Kunden bzw. Abgabemengen zu gewinnen. Dies ist umso schwieriger, je höher die Kosten sind, um Kunden zu akquirieren, was die Wahrscheinlichkeit, dass ein alternativer Anbieter in den Markt eintritt, verringert. Grundsätzlich können diese Kosten in zwei Kategorien eingeteilt werden: In Wechselkosten, die zwar eigentlich dem Kunden anfallen, aber vom Lieferanten zumindest zum Teil übernommen werden müssen, da ansonsten der

Kunde nicht bereit ist zu wechseln, und in jene Kosten, die dem Lieferanten anfallen, um diese Kunden zu bedienen.

Wechselkosten

Das Vorhandensein von Wechselkosten hat einen Einfluss darauf, wie Wettbewerb funktioniert, aber nicht in allen Märkten sind Wechselkosten prinzipiell negativ oder wettbewerbshemmend zu sehen. In bestehenden Märkten wie dem Strommarkt, in denen bereits so gut wie alle Kunden einen Lieferanten haben, und bei bestehender Marktdominanz – wie dies am Strommarkt in einigen Teilmärkten zu beobachten ist – sind Wechselkosten jedoch eine Barriere für den Markteintritt neuer Unternehmen.

Als „Wechselkosten“ werden sämtliche Kosten bezeichnet, die dem Kunden entstehen, wenn er seinen Lieferanten wechselt. Der Begriff ist nicht beschränkt auf „Wechselgebühren“, die es in Österreich bei einem Wechsel des Stromanbieters nicht gibt. Ein Wechsel ist für Kunden mit einem Aufwand verbunden, da sie herausfinden müssen, wer am Markt tätig ist, Preisvergleiche durchführen, z.T. Kontoumstellung vornehmen, Verträge kündigen und neue Verträge unterschreiben müssen. Der Begriff ist daher weit umfassender zu sehen und beinhaltet neben den soeben genannten Transaktions- und Suchkosten auch Kosten, die durch vorzeitige Vertragsauflösung entstehen oder durch den Wegfall von Bonussystemen in Kundenbindungsprogrammen des alten Lieferanten. Auch Unsicherheitskosten und sogenannte psychologische Kosten fallen unter den Begriff Wechselkosten. Darunter versteht man Faktoren wie mangelndes Vertrauen in neue Anbieter, Probleme, die im Zusammenhang mit dem Wechsel erwartet werden, oder die Unsicherheit, dass sich die Versorgungssicherheit durch einen Wechsel ändern könnte²⁹. Vor allem bei Kunden mit einem Energieverbrauch von weniger als 1 GWh wurde eine sichere und zuverlässige Versorgung durch den Lieferanten neben dem Preis als weiteres wesentliches Auswahlkriterium für einen Lieferanten genannt. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit wird insbesondere bei kleinen Kunden (fälschlich) als Dienstleistung des Lieferanten gesehen. Aber auch bei großen Kunden (größer 4

²⁹ Die Zuständigkeit der Versorgungssicherheit fällt vor allem in den Verantwortungsbereich der Netzbetreiber und Erzeuger. Einfluss kann der Lieferant auf die Versorgungssicherheit keinen nehmen. Marketingmaßnahmen der vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen – welche alle auch über ein eigenes Netz verfügen – erwecken den Eindruck und belassen damit den Kunden im Glauben, dass der Energielieferant für die Versorgungssicherheit verantwortlich ist.

GWh) wird die Versorgungssicherheit oft in Zusammenhang mit dem Lieferanten gebracht.

Langjährige zum Teil persönliche Kontakte mit dem bestehenden Versorger sind ebenfalls als Wechselhindernis zu sehen und können die notwendige Preisdifferenz, ab der ein Kunde zu wechseln bereit ist, erheblich beeinflussen. Bei der Auswertung der Befragung ist der Eindruck entstanden, dass bei allen Kundenkategorien Verhandlungen um einen günstigeren Preis mit ihrem langjährigen Lieferanten gegenüber einem Lieferantenwechsel der Vorzug gegeben wird. Gegengeschäfte wurden ebenso in allen Kundenkategorien als Auswahlkriterium genannt, wobei die Gruppe der Kunden mit einem Verbrauch zwischen 1 – 4 GWh und 4 – 40 GWh Gegengeschäfte vermehrt als Auswahlkriterium bei einer Lieferantenentscheidung angeführt hat. Diese Kundengruppen sehen verstärkt Vorteile durch die langjährige Beziehung mit dem bestehenden Lieferanten.

Wechselkosten sind durch verschiedene Mechanismen und auch durch am Markt tätige Unternehmen bewusst beeinflussbar. So hat beispielsweise die bestehende mangelnde Preistransparenz am Strommarkt einen wesentlichen Einfluss auf die Suchkosten und die psychologischen Kosten. Durch die intransparente Rechnungslegung der meisten integrierten Unternehmen (insbesondere durch All-Inclusive Preise) wird ein Vergleich mit Angeboten anderer Lieferanten beinahe unmöglich oder ist zumindest mit sehr großem Aufwand verbunden. Die mangelnde Vergleichbarkeit bedingt Unsicherheit darüber, wie hoch die Stromrechnung in Zukunft sein wird, und beeinflusst daher die Wechselentscheidung von Kunden.

Im Zuge der Befragung von Gewerbekunden zu ihren Stromkosten stellte sich heraus, dass eine beträchtliche Anzahl von Kunden nicht in der Lage war, ihren Energiepreis anzugeben. Zum Teil waren die Kunden auch der Meinung, dass der von ihnen angegebene Gesamtpreis der Energiepreis sei: Ein Informationsdefizit, von dem der Local Player profitiert, da die Wahrscheinlichkeit, dass diese Kunden wechseln, sehr gering ist. Die Bewusstseinsbildung darüber, dass Netz und Energie zwei voneinander getrennt zu betrachtenden Komponenten sind, wird durch das Anbieten intransparenter All-Inclusive Preise und Rechnungen noch weiter erschwert. Die Kundengruppe mit weniger als 1 GWh Verbrauch hat in der Mehrzahl

der untersuchten Fälle einen All-Inclusive Vertrag abgeschlossen. Nur in den Abnahmekategorien mit mehr als 4 GWh überwiegen Angebote, die den reinen Energiepreis ausweisen, gegenüber All-Inclusive Angeboten.

Durch gezielte Einführung von zusätzlichen Wechselkosten, z.B. in Form von so genannten Treuerabatten für bestehende Kunden, können Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung den Wettbewerb weiter erschweren. Werden solche Rabatte zudem nur bei einer längerfristigen zukünftigen Bindung gewährt, so stehen diese Kunden für die Bindungsdauer am Markt nicht zur Verfügung, da kein Wechsel möglich ist. Es kommt dadurch zu einer zusätzlichen Ausgrenzung neuer Bewerber. Auch am österreichischen Strommarkt kommen Rabattsysteme zur Anwendung; als aktuelles Beispiel sei der Treuebonus der Salzburg AG genannt.

Der Neuanschluss von Kundenanlagen ist im Strommarkt die einzige Möglichkeit, „freie“ Kunden zu gewinnen. Ein Wettbewerb bei Neuanschlüssen existiert aber nicht. Dem Kunden wird in der Regel trotz der gesetzlichen Vorgabe des Unbundling gleichzeitig mit dem Netzzutritts- oder Netznutzungsvertrag ein Angebot des integrierten Energielieferanten gelegt. Die frühzeitige Information über neue Kundenanlagen kann von alternativen Lieferanten nicht genutzt werden und steht – im Widerspruch zur Forderung der Gleichbehandlung aller Lieferanten durch den Netzbetreiber – in der Praxis exklusiv dem verbundenen Lieferanten zur Verfügung.

Die quantitative Bewertung von Wechselkosten ist nur mit sehr aufwendigen und komplexen Methoden möglich, da diese Kosten von vielen Komponenten abhängen, die nur sehr schwer zu bewerten sind. (Wie wird zum Beispiel beurteilt, was es wert ist, eine langjährige Geschäftsbeziehung aufzugeben?)

Es ist aber sehr wohl möglich, qualitative Aussagen darüber zu machen, welchen Einfluss Wechselkosten auf das Wechselverhalten haben, und in welcher Form sie sich unter den bestehenden Rahmenbedingungen auf den Wettbewerb im österreichischen Strommarkt auswirken.

Unternehmen mit einem bestehenden Kundenstock haben bei Vorhandensein von Wechselkosten die Möglichkeit, höhere Preise zu verlangen und somit höhere

Margen zu lukrieren, als dies ohne Wechselkosten der Fall wäre (und zwar max. in Höhe der Wechselkosten). Denn Kunden sind erst dann bereit, den Lieferanten zu wechseln, wenn der Preis eines neuen Anbieters auch unter Miteinbeziehung der Wechselkosten niedriger als der Preis des bisherigen Versorgers ist.

In einem „OFT–Report“ über Wechselkosten aus dem Jahr 2003³⁰ wird der Zusammenhang zwischen Preisen und dem Marktanteil von Unternehmen in einem Markt mit Wechselkosten am Beispiel des britischen Strom- und Gasmarktes analysiert. Es wird aufgezeigt, dass die größten britischen Gas- und Stromunternehmen ihren Kunden (untersucht wurden die Preise von „direct debit customer“) durchgehend höhere Preise verrechnen als die Mitbewerber. In Österreich ist eine ähnliche Situation zu beobachten. Mit Ausnahme der VKW, die im eigenen Netzgebiet zu den günstigsten Anbietern zählt, liegen die Preise der Local Player im Kleinkundensegment z.T. deutlich über jenen der günstigsten Anbieter. Trotz Preisunterschieden von mehr als 30 % (Energieanteil, bzw. mehr als 12 % beim Gesamtpreis) bei Haushaltskunden liegt die Wechselrate im niedrigen einstelligen Bereich (siehe Wechselreaktion der Stromkunden - Entwicklung der Mengen und Preise).

Bei größeren Abnehmern, die sich über eine Ausschreibung Angebote von mehreren Lieferanten legen haben lassen, hat die Auswertung der Befragungen ergeben, dass der Local Player in vielen Fällen das günstigste Angebot legt. Je höher der Verbrauch, desto weniger fallen die Wechselkosten für den Kunden ins Gewicht, da die erwartete Einsparung des Kunden diese Kosten wettmacht. Der Local Player ist sehr daran interessiert, diese Kunden zu halten, und bietet ihnen attraktive Preise, zum Teil auch in Verbindung mit Gegengeschäften.

Gleichzeitig haben Unternehmen mit einem großen Kundenstock durch eine Preisdifferenzierung zwischen neuen und bestehenden Kunden die Möglichkeit, neue Kunden mit sehr günstigen Konditionen zu werben und somit den Kundenstock weiter auszubauen – und den bestehenden Kunden weiterhin höhere Preise zu verrechnen. Lieferanten, die sich erst einen Kundenstock aufbauen müssen, haben

³⁰ Office of Fair Trading (OFT); Switching costs, Economic Discussion Paper 5, Part one: Economic models and policy implications, (Seite 16f) April 2003

somit einen klaren Nachteil gegenüber am Markt etablierten Unternehmen. Der Verlust durch Kunden, die zu einem günstigeren Anbieter wechseln, steht bei Marktführern in keinem Verhältnis zu dem Vorteil, der durch die höheren Preise lukriert wird.

Wechselkosten bieten zwei gegensätzliche Anreize: Einerseits ermöglichen Wechselkosten, die bestehenden Kunden höher zu bepreisen als dies ohne Wechselkosten der Fall wäre. Andererseits geben sie einen Anreiz, Kunden mit niedrigeren Preisen zu akquirieren, um einen Kundenstock aufzubauen und diese Kunden längerfristig durch höhere Preise und entsprechenden Gewinne zu lukrieren.

Entscheidend für die Intensität des Wettbewerbs bei Vorhandensein von Wechselkosten ist aber das Verhältnis der Zahl von Kunden, die bereits einen Lieferanten haben zu jenen, die „frei“, also ohne Lieferanten, sind. Je niedriger dieser Quotient ist, desto besser für den Wettbewerb – wie es in einem wachsenden Markt der Fall ist. Beispielsweise befand sich zu Beginn der Liberalisierung des Telekommunikationsmarktes der Mobiltelefonbereich in Österreich am Anfang seiner Wachstumsphase. Die Ausgangsbedingungen am Mobilfunksektor waren im Gegensatz zum Strommarkt annähernd homogen. Im Strommarkt, in dem es de facto seit langem keine Kunden ohne Lieferanten gibt, ist das Vorhandensein von Wechselkosten aber jedenfalls als eine wesentliche Eintrittsbarriere zu sehen.

Um Kunden zu gewinnen, versuchen alternative Stromanbieter, durch geeignete Vertriebsstrategien die Such- und Transaktionskosten und damit die Wechselkosten für Kunden zu reduzieren. So wird beispielsweise durch den Direktvertrieb im Haushaltskundenbereich den Kunden Arbeit abgenommen, indem die Unternehmen die Kunden direkt kontaktieren und in einem persönlichen Gespräch informieren. Die Wechselkosten der Kunden werden in diesem Fall vom Unternehmen übernommen. Rentieren kann sich der Direktvertrieb aber nur dann, wenn die durch Neukunden zu erwartenden Gewinne die entstandenen Kosten mittelfristig auch tatsächlich decken. Der Direktvertrieb gilt als eine der effizientesten Möglichkeiten, die Wechselkosten der Kunden zu minimieren und einen Kundenstock im Haushaltskundenbereich aufzubauen. Dennoch haben sich die Unternehmen in den letzten Jahren immer mehr davon zurückgezogen. Das Image des Haustürgeschäftes ist in Österreich

nicht besonders gut, und vermehrte negative Medienberichte – häufig auch von den Local Playern initiiert – erschweren diese Vertriebsstrategie.³¹

Werbekosten sind per se versunkene Kosten (sunk costs). Ziel ist, die Wechselkosten der Kunden durch eine Verbesserung des Informationsstandes zu verringern. Sollte das Vorhaben, in den Markt erfolgreich einzudringen, nicht gelingen, dann sind die Werbekosten nicht wieder einbringbar.

Hoher Aufwand der Lieferanten

Wie bereits erwähnt, rechnen sich der Aufbau eines Vertriebssystems und die hohen laufenden Kosten nur bei einer Mindestanzahl an Kunden bzw. einer Mindestenergiemenge, die an Kunden abgegeben wird. Unternehmen mit einem bestehenden Kundenstock und einem bestehenden Vertriebssystem haben daher einen erheblichen Vorteil gegenüber neu am Markt auftretenden Unternehmen.

Neben den Fixkosten ist lt. Auskunft der befragten Unternehmen aber auch der spezifische Aufwand je Kunde sehr hoch, was dazu geführt hat, dass sich viele – insbesondere ausländische – Lieferanten auf die Belieferung von Großabnehmern spezialisiert haben. So beliefert etwa ein Unternehmen Kunden in Österreich erst ab einer jährlichen Abnahmemenge von 20 GWh. Die nicht automatisiert bearbeitbaren Einzelprobleme mit Kunden und der damit einhergehende Aufwand sind vorab schwer prognostizierbar und können mit hohen Kosten verbunden sein.

Insbesondere die Arbeit im Zusammenhang mit dem Wechsel und der Rechnungslegung verursacht hohe Kosten. Bei der Rechnungslegung ergeben sich die Probleme vor allem dann, wenn ein Lieferant dem Kunden eine Gesamtrechnung über Energie und Netz legt. Mit einer Gesamtrechnung versuchen alternative Energielieferanten den Kunden jene langjährig gewohnte Serviceleistung zu bieten, welche von den ansässigen integrierten Unternehmen angeboten wird. Der Mehraufwand im Zusammenhang mit dem Legen von Gesamtrechnungen ist dadurch bedingt, dass die Netzrechnungen vom Netzbetreiber vielfach nur im Papierformat an den neuen Lieferanten übermittelt und die Daten dadurch händisch

³¹ Die Entwicklung des Haustürgeschäftes wurde auch im von der E-Control veröffentlichten Marktbericht 2004 (Seite 94) und im Liberalisierungsbericht 2003 (Seite 76) eingehend betrachtet.

im System eingegeben werden müssen. Ein weiteres Problem ist mit der Art der Rechnungslegung des Netzbetreibers verbunden. Es gibt im Wesentlichen drei Varianten mit unterschiedlichen steuerlichen Auswirkungen, wie Rechnungen – im Auftrag des Netzbenutzers – vom Netzbetreiber an den Lieferanten übermittelt werden können: das Beauftragungsmodell, das Vorleistungsmodell und das Verwahrungsmodell. Neben dem Aufwand, der bei der Administrierung unterschiedlicher Systeme entsteht, gewährleistet lediglich das Vorleistungsmodell eine wettbewerbsneutrale Abwicklung der Rechnungslegung. In der Praxis hat sich herausgestellt, dass diese Form der Rechnungslegung an den alternativen Lieferanten vielfach verweigert wird.

In integrierten Unternehmen haben Lieferanten durch die gemeinsame Nutzung von Verrechnungssystemen bzw. den direkten Zugang zu abrechnungsrelevanten Daten ihrer Kunden einen merkbaren Kostenvorteil gegenüber unabhängigen Lieferanten.

Ein weiterer Punkt, der aus Sicht neuer Lieferanten mit hohem administrativem Aufwand verbunden ist, ist die Vielzahl der in Österreich vorhandenen Netzbetreiber. Auch das Bestehen von drei Regelzonen wird als zusätzlicher Aufwand gesehen, der ein österreichweites Auftreten erschwert. Um in ganz Österreich anbieten zu können, müssen Lieferanten in allen drei Regelzonen eine Bilanzgruppe gründen oder sich einer bestehenden Bilanzgruppe anschließen.

Weiters gestaltet sich der Zugang zu Kundendaten, die für einen raschen Lieferantenwechsel erforderlich sind, als sehr aufwendig und zeitintensiv. Im Zuge eines Lieferantenwechsels sind bestimmte Daten, die u.a. auf der Jahresrechnung zu finden sind, an den Netzbetreiber zu übermitteln. Hat der Kunde die Rechnung nicht verfügbar, so ist es für den Lieferanten mit einem hohen Aufwand verbunden, den Wechsel durchzuführen. Die Problematik ergibt sich in erster Linie beim Wechsel von Haushalts- und Gewerbekunden, da diese im Gegensatz zu Unternehmen mit sehr hohem Energieverbrauch ihre kundenspezifischen Daten nicht immer griffbereit haben.

Ausgleichsenergieisiko

Im Zuge der Auskunftsverlangen der BWB wurden sowohl von alternativen Energielieferanten als auch von potenziellen (ausländischen) Marktteilnehmern am österreichischen Endkundenmarkt das Ausgleichsenergieisiko und die damit schlecht kalkulierbaren Kosten als Argument für Barrieren beim Eintritt in den österreichischen Strommarkt vorgebracht. Demnach muss eine Bilanzgruppe eine gewisse Mindestgröße haben, um das Preis- und Mengenrisiko von Ausgleichsenergiezahlungen verringern zu können. Außerdem besteht für Lieferanten, die über keine eigenen, flexiblen Erzeugungsanlagen in der jeweiligen österreichischen Regelzone verfügen, keine Möglichkeit, die Bilanzgruppe selbst auszubalancieren und so den Anfall an Ausgleichsenergie zu verringern. Diese beiden Punkte werden als entscheidender Nachteil gegenüber bereits etablierten Energielieferanten gesehen, die über einen großen Kundenstamm und vielfach auch Erzeugungseinheiten in ihrer Bilanzgruppe verfügen.

Im Gegensatz zu den Aussagen der Marktteilnehmer bestätigten Analysen und Vergleiche der Ausgleichsenergiekosten bzw. -erträge der unterschiedlichen Bilanzgruppen dieses Bild nicht. In der Vergangenheit waren Bilanzgruppen ohne eigene Erzeugung im Verhältnis nicht signifikant stärker mit Ausgleichsenergiekosten – bezogen auf ihre Energieabgabe an Endkunden – belastet als jene Bilanzgruppen, die über flexible Erzeugungskapazitäten oder über größere Absatzmengen verfügten.

Zu unterscheiden ist in diesem Zusammenhang jedoch zwischen den tatsächlich auftretenden Ausgleichsenergiekosten und dem potenziellen Ausgleichsenergieisiko. Die Markteintrittsbarriere besteht daher nicht in den zur Zeit tatsächlich anfallenden Ausgleichsenergiekosten, sondern in dem für manche Bilanzgruppen schwer kalkulierbaren Risiko höherer Kostenbelastungen.

Das Ausgleichsenergieisiko von einzelnen Bilanzgruppen wird grundsätzlich von mehreren strukturellen Faktoren bestimmt. Einer dieser Faktoren ist der mögliche Einsatz flexibler Kraftwerke zum kurzfristigen „Ausregeln“ der jeweiligen Bilanzgruppe. Das Risiko großer Bilanzgruppenabweichungen ist umso höher, je geringer die Möglichkeit ist, Aufbringung und Verbrauch durch eigene Kraftwerke innerhalb der Bilanzgruppe selbst auszubalancieren. Voraussetzung dafür ist jedoch

auch eine zeitnahe Information über den momentanen Verbrauch in der Bilanzgruppe. Derartige Optimierungsmaßnahmen können Bilanzgruppen, welche keine Erzeugungsanlagen in der eigenen Bilanzgruppe haben, das sind in der Regel alternative Energieanbieter, nicht verfolgen. Es ist unklar, in welchem Ausmaß die Information über den Verbrauch der Bilanzgruppe den Bilanzgruppenverantwortlichen bei integrierten Unternehmen zur Verfügung steht. Um einen Informationsvorsprung der Local Player jedenfalls ausschließen zu können, ist konsequentes Unbundling unabdingbar, jedoch zur Zeit in Österreich noch nicht gesetzlich zwingend vorgesehen.

Bedeutung für das Risiko eines Energielieferanten hat auch die Verbrauchsmenge der Bilanzgruppe. Sie ist insofern relevant, als sich durch die Belieferung und Prognose von Kunden statistische Durchmischungseffekte ergeben und bei Kunden mit synthetischen Lastprofilen (Massenkunden) nur ein Mengenrisiko für deren Jahresverbrauchsmenge, nicht jedoch ¼-h genau, ergibt. D.h. mit größerer Kundenanzahl treten stärkere Durchmischungseffekte auf, die dieses Risiko verringern.

Anbieter, die nicht über flexibel einsetzbare Kraftwerke und über geringere Absatzmengen in ihren Bilanzgruppen verfügen, sind deshalb strukturell bedingt höheren Risiken ausgesetzt als andere.

Unzureichendes Unbundling

Der nichtdiskriminierende Zugang zum Netz des Übertragungs- oder des Verteilernetzbetreibers ist eine der wesentlichen Voraussetzungen für die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarkts. Netze stellen nach herrschender Auffassung natürliche Monopole dar, da sie nicht ohne weiteres dupliziert werden können³². Zur Gewährleistung eines effizienten und nichtdiskriminierenden Netzzuganges und Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen bedarf es unabhängiger Netzbetreiber, deren Entscheidungen unbeeinflusst von den wirtschaftlichen Interessen zB eines Lieferanten oder Erzeugers getroffen werden sollten. Das Gemeinschaftsrecht sieht

³² Vgl. etwa Vermerk der GD Energie und Verkehr zu den Richtlinien 2003/54/EG und 2003/55/EG über den Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt v. 16.1.2004, http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/unbundling_de.pdf

daher eine Verpflichtung zur Entflechtung (Unbundling) des Monopolbereiches Netz von den sonstigen Geschäftsbereichen eines integrierten Elektrizitätsunternehmens³³ auf rechtlicher, organisatorischer und buchhalterischer Ebene vor.

Zu unterscheiden sind dabei die

- (gesellschafts-) rechtliche Entflechtung („Legal Unbundling“)
- organisatorische bzw. funktionelle Entflechtung
- buchhalterische Entflechtung.

Die Entwicklung der gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben betreffend das Unbundling erfolgte schrittweise:

Die Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt³⁴ sah eine buchhalterische Entflechtung integrierter Elektrizitätsunternehmen sowie eine ansatzweise organisatorische Trennung jener integrierten Elektrizitätsunternehmen, die auch Übertragungsnetzbetreiber sind, vor:

- a. Zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen haben integrierte Unternehmen in ihrer internen Buchführung getrennte Konten für ihre Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten sowie gegebenenfalls konsolidierte Konten für ihre sonstigen Aktivitäten außerhalb des Elektrizitätsbereichs in derselben Weise zu führen, wie sie dies tun müssten, wenn die betreffenden Tätigkeiten von separaten Firmen ausgeführt würden. Außerdem haben die Unternehmen für jede Aktivität eine Bilanz sowie eine Ergebnisrechnung in den Anhang ihres Jahresabschlusses aufzunehmen³⁵.

³³ **Horizontal integrierte Unternehmen** sind Unternehmen, die mindestens eine der Funktionen kommerzielle Erzeugung, Übertragung, Verteilung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnehmen und außerdem eine weitere Tätigkeit außerhalb des Elektrizitätsbereichs ausüben.

Vertikal integrierte Unternehmen sind Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen (die zueinander in einem Beherrschungsverhältnis im Sinne der Fusionskontrollverordnung 139/2004/EG stehen), die mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnehmen.

³⁴ ABl. L 027 vom 30.1.1997 S. 0020 – 0029.

³⁵ Art. 14 der RL 96/92/EG.

- b. Für den Fall, dass das Übertragungssystem nicht ohnehin unabhängig von der Erzeugung und der Verteilung ist, muss der Netzbetreiber zumindest auf Verwaltungsebene unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sein, die nicht mit dem Übertragungssystem zusammenhängen.

Die Erfahrungen mit der Umsetzung der Richtlinie 96/92/EG haben gezeigt, dass die Anforderungen der Richtlinie unzureichend waren, um die Unabhängigkeit des Netzbetreibers sicherzustellen. Im Folgenden seien einige Beispiele aus der Praxis genannt, die durch die mangelhafte Trennung zwischen Netzbetreiber und „eigenem“ Lieferanten entstehen:

- Neuanschlüsse von Kunden: Der Netzbetreiber schickt einem Kunden mit dem Netzvertrag gleichzeitig einen Liefervertrag des „eigenen“ Lieferanten, obwohl der Kunde bekannt gegeben hat, dass er den Strom von einem anderen Lieferanten beziehen wird.
- Lieferantenwechsel: Der mit einem Netzbetreiber verbundene Lieferant erfährt vom Netzbetreiber vorzeitig, zu welchem neuen Lieferanten ein Kunde wechseln wird, und legt dem Kunden ein neues Angebot.
- Datenzugriff: Der mit dem Netzbetreiber verbundene Lieferant hat Zugriff auf alle Kundendaten des Netzbetreibers und kann somit gezielt Stromkunden anderer Lieferanten in „seinem“ Gebiet werben.
- Datenqualität: Der Netzbetreiber übermittelt dem „fremden“ Lieferanten keine oder schlechtere Daten als dem mit ihm verbundenen Lieferanten (z.B. elektronische Datenübermittlung für verbundene Lieferanten und Papierrechnungen für „fremde“ Lieferanten).

Die Europäische Kommission hat die Mängel der Richtlinie 96/92/EG erkannt und im März 2001 ein Maßnahmenpaket³⁶ vorgelegt, das auch einen Vorschlag für eine neue Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie („Beschleunigungsrichtlinie“) enthielt. Der Vorschlag mündete letztendlich in die Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG³⁷. Diese

³⁶ Vgl. http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/com_proposal_en.htm

³⁷ ABl. L 176 vom 15.7.2003 S. 0037 - 0056

Richtlinie ist im Sommer 2003 in Kraft getreten und war von den Mitgliedstaaten bis 1. Juli 2004 umzusetzen.

Legal Unbundling

Die Richtlinie sieht für alle vertikal integrierten Unternehmen verpflichtend die gesellschaftsrechtliche Trennung der Übertragungsnetze bzw. der Verteilernetze (für letztere ist dies aufgrund der Richtlinie erst ab mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden verpflichtend vorgesehen) von den sonstigen Tätigkeiten eines Elektrizitätsunternehmens vor. Die Zusammenlegung des Übertragungs- und Verteilernetzes in ein Unternehmen („Kombi-Netzbetreiber“) ist zulässig; allerdings hat in diesem Fall eine rechtliche, organisatorische und buchhalterische Trennung von den übrigen Tätigkeitsbereichen zu erfolgen.

Für die rechtliche Entflechtung von Verteilernetzbetreibern sieht die Richtlinie eine Übergangsfrist bis 1. Juli 2007 vor. Die Verpflichtung zur organisatorischen Trennung bleibt davon unberührt.

Die Bestimmungen der Richtlinie betreffend „Legal Unbundling“ begründen keine Verpflichtung, eine Trennung in Bezug auf das Eigentum des vertikal integrierten Unternehmens an Vermögenswerten des Netzes vorzunehmen: Die rechtliche Trennung bedingt keine Änderung der Eigentümerschaft an den Vermögenswerten.

Organisatorisches Unbundling

Über die Anforderungen der Richtlinie 96/92/EG hinausgehend sind vertikal integrierte Unternehmen zur Durchführung einer organisatorischen Entflechtung der Netzaktivitäten von den übrigen Tätigkeitsbereichen verpflichtet: Der Netzbetreiber muss (zusätzlich zu den Anforderungen des Legal Unbundling) auch hinsichtlich seiner Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein, die nicht mit dem Netzbetrieb zusammenhängen. Die Richtlinie sieht die folgenden Mindestkriterien vor, die durch die nationale Gesetzgebung unter Wahrung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes erweitert werden können:

- Unzulässigkeit von Personalunionen auf Führungsebene:

In einem integrierten Elektrizitätsunternehmen dürfen die für die Leitung des Netzbetreibers zuständigen Personen nicht betrieblichen Einrichtungen des integrierten Elektrizitätsunternehmens angehören, die direkt oder indirekt für den laufenden Betrieb (Tagesgeschäft) in den Bereichen Elektrizitätserzeugung und -versorgung zuständig sind.

- Gewährleistung der Handlungsunabhängigkeit des Führungspersonals:
Das Unternehmen hat geeignete Maßnahmen zu treffen, damit die berufsbedingten Interessen der für die Leitung des Netzbetreibers zuständigen Personen so berücksichtigt werden, dass ihre Handlungsunabhängigkeit gewährleistet ist. Beispielsweise darf das Gehalt des Führungspersonals des Netzbetreibers nicht vom wirtschaftlichen Erfolg des Vertriebes abhängen.
- Tatsächliche Entscheidungsbefugnisse des Netzbetreibers:
Der Netzbetreiber hat in Bezug auf Vermögenswerte, die für den Betrieb, die Wartung oder den Ausbau des Netzes erforderlich sind, tatsächliche Entscheidungsbefugnisse, die er unabhängig von dem integrierten Elektrizitätsunternehmen ausübt. Die wirtschaftlichen Befugnisse des Mutterunternehmens (das z.B. die Aufgaben der Erzeugung oder des Vertriebes wahrnimmt) und seine Aufsichtsrechte über das Management des Netzes im Hinblick auf die Rentabilität des Tochterunternehmens werden durch die Richtlinie jedoch geschützt. Das Mutterunternehmen ist daher beispielsweise befugt, den jährlichen Finanzplan oder ein gleichwertiges Instrument des Netzbetreibers zu genehmigen und generelle Grenzen für die Verschuldung seines Tochterunternehmens festzulegen. Das Mutterunternehmen darf dem Netzbetreiber jedoch keine Weisungen bezüglich des laufenden Betriebs erteilen. Ebenso dürfen Entscheidungen des Netzbetreibers über den Bau oder die Modernisierung von Leitungen, die sich im Rahmen des genehmigten Finanzplans oder eines gleichwertigen Instruments bewegen, nicht Gegenstand von Weisungen des Mutterunternehmens sein.
- Gleichbehandlungsprogramm
Der Netzbetreiber hat ein Gleichbehandlungsprogramm zu erstellen, aus dem hervorgeht, welche Maßnahmen zum Ausschluss diskriminierenden Verhaltens getroffen werden. Der Netzbetreiber hat die ausreichende

Überwachung der Einhaltung dieses Programms zu gewährleisten. In dem Programm ist festzulegen, welche besonderen Pflichten die Mitarbeiter im Hinblick auf die Erreichung dieses Ziels haben. Die für die Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms zuständige Person oder Stelle hat der Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht über die getroffenen Maßnahmen vorzulegen, der veröffentlicht wird.

Buchhalterisches Unbundling

Die Bestimmungen der Richtlinie 96/92/EG blieben im Wesentlichen unverändert. Hinzugekommen ist, dass Einnahmen aus dem Eigentum am Übertragungs- bzw. Verteilernetz in den Konten gesondert ausgewiesen werden müssen.

Die Generaldirektion Energie und Verkehr hat einen Auslegungsvermerk³⁸ zu den Unbundling-Bestimmungen der Richtlinie 2003/54/EG erstellt, der insbesondere den betroffenen Unternehmen, aber auch den mit der Vollziehung befassten Behörden als Hilfestellung dient.

Stand der Umsetzung der Richtlinie 2003/54/EG in Österreich.

Die Richtlinie wurde in Österreich auf Bundesebene durch die Novelle BGBl. I Nr. 63/2004 zum Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) umgesetzt. Die Novelle ist mit Ablauf des 21. Juni 2004 in Kraft getreten. Den Ländern wurde für die Erlassung der Ausführungsgesetze eine Frist von 6 Monaten eingeräumt. Mit Ende März, d.h. 3 Monate nach Ablauf der Umsetzungsfrist für die Länder, liegt kein einziges Landesgesetz vor. Da die Unbundling-Bestimmungen der EIWOG-Novelle 2004 als Grundsatzgesetz konzipiert sind, das sich nur an den Ausführungsgesetzgeber richtet, begründen sie keine unmittelbare Verpflichtung der Unternehmen. Eine unmittelbare Anwendung der Richtlinie 2003/54/EG scheidet aus, da dies nach ständiger Rechtsprechung des Europäischen Gerichtshofes nur bei Bestimmungen zulässig ist, durch die Private berechtigt, nicht aber verpflichtet werden. Die Unbundling-Vorschriften der Richtlinie 2003/54/EG sind daher innerstaatlich zum überwiegenden - und entscheidenden - Teil nach wie vor nicht

³⁸

http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/unbundling_de.pdf

umgesetzt, lediglich einzelne Unternehmen sind den Anforderungen der Richtlinie auf freiwilliger Basis – zumindest teilweise – nachgekommen. Im Hinblick auf die wichtige Rolle des Unbundling für das Entstehen eines effektiven Wettbewerbes ist die mangelnde Umsetzung in Österreich durch die Länder auch aus wettbewerbspolitischer Sicht zu bedauern. Weiters ist darauf hinzuweisen, dass die im Zusammenschlussverfahren COMP/M.2947 – Verbund / EnergieAllianz gegenüber der Europäischen Kommission abgegebene Zusage der Anmelder, die im Rahmen der innerstaatlichen Durchführung der revidierten Binnenmarktrichtlinie Elektrizität zu erlassenden Vorschriften über die Entbündelung „ehestmöglich und umfassend umzusetzen“³⁹, durch die verzögerte Umsetzung ihrer Wirkung beraubt ist.

Zum Inhalt der EIWOG-Novelle 2004:

Die Anforderungen der Richtlinie betreffend die rechtliche und organisatorische Entflechtung wurden als Voraussetzungen für die Erteilung einer Konzession für den Netzbetrieb festgelegt. Zuständige Behörde ist die jeweilige Landesregierung. Die Unternehmen haben der Behörde bis 1. Jänner 2006 die Erfüllung der Konzessionsvoraussetzungen nachzuweisen. Damit tritt ein offensichtlicher Widerspruch zur Richtlinie zu Tage, wonach das organisatorische Unbundling bereits bis 1. Juli 2004 umzusetzen war. Inhaltlich hat sich der Bundesgesetzgeber im Wesentlichen mit den von der Richtlinie aufgestellten Mindestkriterien begnügt⁴⁰.

Auswirkungen auf den Wettbewerb:

Die Umsetzung der Entflechtungsvorschriften wird – nicht nur auf Gemeinschaftsebene – als wichtiges Mittel zur Förderung des Wettbewerbes angesehen. Der Status quo in Österreich erscheint nicht geeignet, den ohnehin nur spärlich ausgeprägten Wettbewerb im Elektrizitätssektor zu beleben. Es ist daher notwendig, umgehend die erforderlichen Schritte zu setzen, um zumindest auf gesetzlicher Ebene eine Umsetzung der gemeinschaftsrechtlichen Vorgaben sicherzustellen.

³⁹ Vgl. Rz 145 der Entscheidung,

http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/cases/decisions/m2947_de.pdf

⁴⁰ Als einziges zusätzliches Erfordernis haben dem Aufsichtsrat von Verteilernetzbetreibern, die zu einem integrierten Unternehmen gehören, mindestens zwei Mitglieder anzugehören, die von der Muttergesellschaft unabhängig sind.

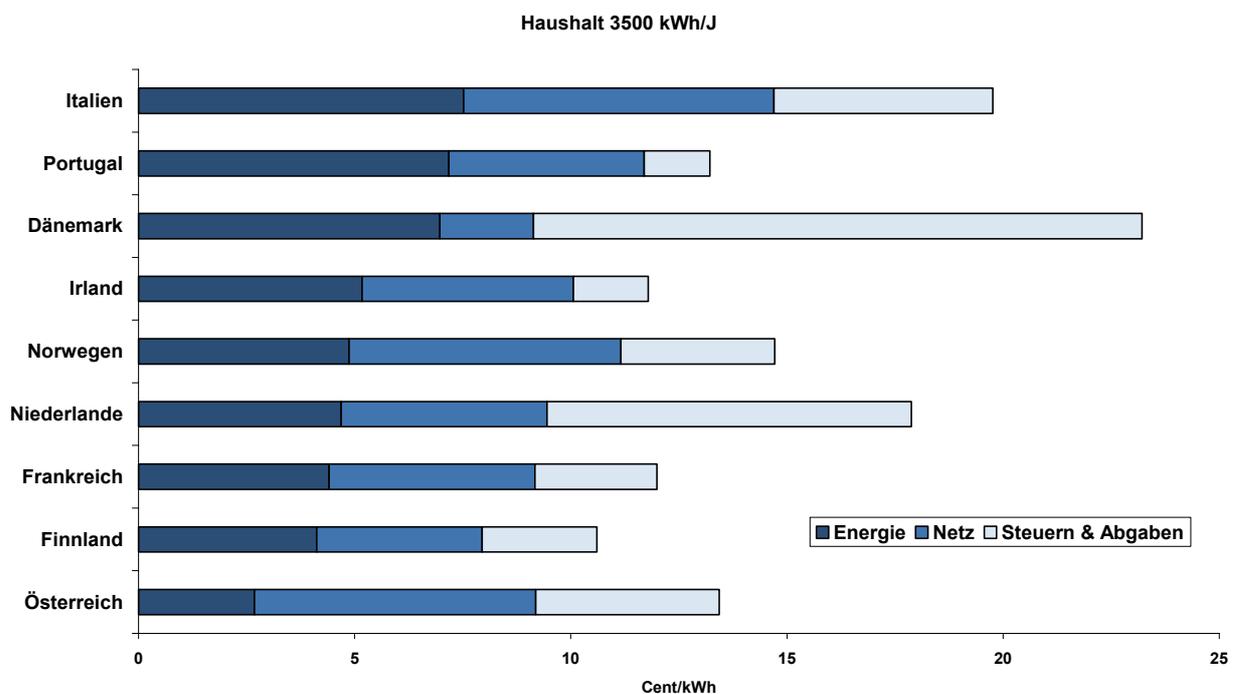
Niedrige Energiepreise bei gleichzeitig hohen Netztarifen

In der Branchenuntersuchung wurden sowohl von Kunden als auch von alternativen Lieferanten die zu hohen Netzgebühren als Markteintrittsbarriere genannt. Das bestehende Verhältnis von Netzkosten, Steuern und Abgaben zu den Energiepreisen lässt kaum einen Wettbewerb zu. Die Energiekomponente in den Gesamtpreisen ist – vor allem in den unteren Spannungsebenen (Netzebene 7 und 6) – sehr niedrig. Dementsprechend hoch ist die Netzkomponente im Gesamtpreis. Der Netzanteil erreicht am Gesamtpreis (inkl. Steuern und Abgaben) rund 40 %, auf Netzebene 4 nur mehr rund 20 %.

Auch im internationalen Vergleich zeigt sich, dass der Energiepreisanteil in Österreich gegenüber dem Netzpreis äußerst gering ist. Nicht nur im Haushaltskundenbereich (siehe

Abbildung 15: Preiskomponenten im internationalen Vergleich), sondern auch in den höheren Abnahmekategorien zählt Österreich beim Energiepreis zu den günstigsten und beim Netzpreis zu den teuersten Ländern. Es liegt daher der Verdacht der Quersubvention in den integrierten österreichischen Unternehmen nahe.

Abbildung 15: Preiskomponenten im internationalen Vergleich



Quelle: CEER, IPC Working Group

Auch Unternehmen, die ausschließlich als Lieferanten in Österreich tätig sind, äußern regelmäßig Vermutungen, dass Monopolrenten aus dem Netzbereich dafür verwendet werden, um niedrige Margen im Vertrieb auszugleichen. Erst bei niedrigeren Netztarifen und der dadurch fehlenden Möglichkeit, Einnahmen aus dem Netzbereich für Vertriebszwecke zu verwenden, ist – aufgrund höherer Margen im Vertriebsbereich – ein stärkerer Wettbewerb zu erwarten.

Ein Indiz für Quersubventionierung zwischen Netzbetrieb und Energievertrieb in integrierten Unternehmen bietet die Gestaltung der All-Inclusive Verträge sowie das Verhalten der integrierten Unternehmen bei Netztarifsenkungen. All-Inclusive Verträge sind vielfach so gestaltet, dass Netztarifänderungen nicht automatisch zu einer Veränderung des Gesamtpreises führen. Das heißt, dass Netztarifsenkungen implizit zu einer Erhöhung des Energiepreises im Ausmaß der Netztarifsenkung führen. Bei vergangenen Netztarifsenkungen konnte außerdem beobachtet werden, dass integrierte Unternehmen auch in Fällen, in denen keine All-Inclusive Verträge bestanden, die Energiepreise nahezu zeitgleich angehoben haben. Der zeitliche Gleichschritt von Strompreiserhöhungen und Netztarifsenkungen war nicht nur im Februar 2005 unter großer öffentlicher Aufmerksamkeit zu beobachten (Salzburg AG, Kelag, Bewag), sondern wurde auch früher von den vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmen praktiziert⁴¹. So haben auch bei der Netztarifsenkung im November 2003 die Unternehmen als Reaktion auf die Netztarifsenkung gleichzeitig bzw. leicht zeitverzögert (Anfang 2004) ihre Strompreise erhöht. Zum Teil haben Unternehmen die Strompreise sogar in jenem Ausmaß erhöht (Salzburg AG, Kelag), in dem die Netztarife gesenkt wurden. Hinterfragungswürdig erscheint daher nicht nur der zeitliche Gleichschritt, sondern auch die Höhe der Energiepreiserhöhungen bei Netztarifsenkungen. Aufgrund der gesetzlichen Vorgaben hat der Netzbereich von den anderen Unternehmensbereichen getrennt zu sein. Bei ordnungsgemäßer Durchführung des Unbundling sollten Netztarifänderungen keine Auswirkungen auf die Höhe des Energiepreises haben. Die Vorgehensweise der Unternehmen bei

⁴¹ Diese Vorgangsweise der integrierten Energieunternehmen erhöht zwar das Verhältnis der Energie zum Netz im Gesamtstrompreis, doch dürfte dies noch nicht ausreichen, dass alternative Anbieter sich dauerhaft am Markt etablieren können. Die Analyse des Kundenverhaltens in Kapitel „Wechselreaktion der Stromkunden - Entwicklung der Mengen und Preise“ zeigt, dass trotz jüngster Energiepreiserhöhungen des Local Player und damit steigender Preisdifferenz gegenüber dem günstigsten Anbieter, die Wechselintensität vielfach sogar sank.

Netztarifsenkungen lässt vermuten, dass aufgrund eines mangelnden Unbundling eine Quersubventionierung der im Wettbewerb stehenden Energiekomponente durch den regulierten Netzbereich stattgefunden hat bzw. weiter stattfindet.

4.2.6 Ergebnis der Marktabgrenzung und Schlussfolgerungen

Trotz unvollständiger Datenlage, die eine abschließende Analyse zur Feststellung der Marktgrenzen nicht ermöglichte, konnte dennoch eine Reihe von Hinweisen gesammelt werden, welche mit hoher Wahrscheinlichkeit darauf schließen lassen, dass

- jene Kunden, die über 100.000 kWh bis 1 GWh im Jahr abnehmen (in der Regel Kunden der Netzebene 6), dem sachlichen Produktmarkt der Kleinkunden und nicht dem Großkundenmarkt angehören;
- die räumlich relevante Grenze für Kleinkunden nicht weiter als das Netzgebiet ist.

Vereinfacht ausgedrückt, werden Märkte derart abgegrenzt, dass ein in diesem Markt hypothetisch alleiniges Unternehmen bei einer dauerhaften Preiserhöhung mit einem höheren Profit rechnen kann. Die Preiserhöhung bringt also mehr an Deckungsbeiträgen, als allfällige Kundenverluste kosten.

In einem ersten Schritt wurde das Kundenverhalten bei Preiserhöhungen der ansässigen Energielieferanten (Local Player) und die Auswirkung auf die Rohmargen – als Näherungswert für die Profite – des jeweiligen Unternehmen untersucht. Es hat sich gezeigt, dass die Energiepreiserhöhungen der Local Player für Haushalts-Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden (Kunden der Netzebene 7), welche zu Preisdifferenz zum günstigsten Anbieter von bis zu 30 % führten, im Beobachtungszeitraum für die Local Player durchaus profitabel gewesen sein dürften. Zu weniger ausgeprägten, jedoch ähnlichen Ergebnissen führte die Untersuchung des Verhaltens der Gewerbekunden (Kunden der Netzebene 6), welche auf die Möglichkeit erheblicher Einsparungsmöglichkeiten (unter anderem durch den Beitritt zu Strompools) ebenfalls sehr zurückhaltend reagierten.

Um tatsächlich Aussagen darüber treffen zu können, ob Preiserhöhungen der Local Player zu höheren Profiten geführt haben, wurde auch die Kostenseite der Unternehmen berücksichtigt. Hierzu wurde die Entwicklung der Rohmargen der Local Player der Unternehmen analysiert. Die Rohmargen differierten in der Höhe sowohl zwischen den Unternehmen als auch zwischen den einzelnen Kundengruppen beträchtlich. Es konnte beobachtet werden, dass Unternehmen höhere Einkaufspreise vorzeitig an Endkunden weitergeben konnten. Da die Wechselaktivitäten der Endkunden sehr gering waren, konnten die Unternehmen zumindest temporär höhere Profite erzielen. Es konnten jedoch keine abschließenden Aussagen darüber getroffen werden, ob die Ein- und/oder Verkaufspreise der einzelnen Lieferanten überhöht waren. Einerseits waren hohe in-house Einkaufspreise auf bestimmte Strategien in der Gewinnzuordnung innerhalb integrierter Unternehmen zurückzuführen. Die möglichen Profite verblieben dabei in manchen integrierten Unternehmen nicht beim Energielieferanten, sondern wurden durch interne Verrechnungspreise im Erzeugungsbereich angesiedelt. Waren derartige Strategien nicht zu erkennen, wären dennoch für stichhaltige Aussagen über die Angemessenheit der Höhe eine eindeutige Einkaufspreisbenchmark für den jeweiligen Lieferanten als auch eine genaue Kenntnis der tatsächlichen Vertriebskosten des Lieferanten notwendig gewesen. Diese Informationen wurden im Rahmen der Branchenuntersuchung bisher nicht abgefragt und müssten im Einzelfall Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

Auffällig war, dass die Differenz der Einkaufspreise zwischen den Local Playern dauerhaft größer war als die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten Produkten am Großhandelsmarkt. Die Preisspannen, zu denen die Energielieferanten angeben einzukaufen, ist größer als sie am Großhandelsmarkt vorzufinden ist. Insgesamt dürften die Local Player innerhalb ihres Netzgebietes für Haushalt- Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden und möglicherweise auch für Gewerbekunden der Netzebene 6 ihre Preise praktisch wie Monopolisten festsetzen können. Denn die schwache Wechselaktivität dieser Kunden führte nur zu marginalen Einnahmeneinbußen, welche durch die Mehreinnahmen aufgrund der Preiserhöhung weit mehr als ausgeglichen wurden.

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. Andere Wettbewerbsbedingungen bei Großkunden sowie das geänderte Verhalten der Local Player in der Preissetzung zeigen sich auch in der im Verhältnis zum Kleinkundensegment österreichweit relativ geringen Streuung der Energiepreise von Großkunden.

Die Analyseergebnisse des Wechselverhaltens der Kunden bei Preiserhöhungen wurden in einem zweiten Schritt durch eine Untersuchung der Handelsströme überprüft. Hier wird berücksichtigt, dass in Entscheidungen zu überregionalen Lieferungen bereits Informationen über Preise, Güter, Angebots- und Nachfrageverhalten in den jeweiligen Regionen miteinbezogen wurden. Damit liefert die Entwicklung der Handelsströme nützliche zusätzliche Hinweise auf wirtschaftliche Bedeutung der Nachfrage- und Angebotsfaktoren und inwieweit diese wirksame Hemmnisse sind. Es hat sich gezeigt, dass sich sowohl die aggregierten Energielieferungen der alternativen Lieferanten in Netzgebiete als auch die Lieferungen der Local Player außerhalb ihrer Netzgebiete unterhalb jener in der Praxis anerkannten Grenze befanden, die für eine Ausdehnung des geografisch relevanten Marktes über das Netzgebiet notwendig wäre.

In einem dritten 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, welche ein alternativer Lieferant zur Kundengewinnung übernehmen müsste, als auch der Vertriebsaufwand der Energielieferanten sind bei Kleinkunden deutlich höher als bei Großkunden. Zudem schmälern die Benachteiligungen durch unzureichendes Unbundling, besonders verbunden mit niedrigen Energiepreisen der Incumbents, die Aussichten auf positive Deckungsbeiträge für alternative Energielieferanten.

Sowohl qualitative als auch quantitative Untersuchungsmethoden liefern daher eine Reihe von deutlichen Hinweisen, dass für Kunden, angeschlossen an der Netzebene 7 (das sind Haushalts- Kleingewerbe- und Landwirtschaftskunden), und in geringerer Ausprägung auch für Kunden der Netzebene 6 (Gewerbe) das Netzgebiet die geografisch relevante Grenze bildet.

5 Feststellung der Unternehmen mit Marktmacht

Die Abgrenzung der relevanten Märkte erlaubt die Untersuchung der Marktposition von Unternehmen in den jeweils abgegrenzten Märkten. Als erstes Kriterium zur Beurteilung der Marktposition wird in der Regel die Höhe der Marktanteile herangezogen. Gemäß europäischer Spruchpraxis ist bei einem Marktanteil von 40 – 50 % von einer marktbeherrschenden Stellung auszugehen. Im Kleinkundenmarkt erfüllen dieses Kriterium praktisch alle Elektrizitätsunternehmen, die bereits vor der Liberalisierung Endkunden mit elektrischer Energie versorgten und über ein eigenes Netzgebiet verfügen. Im Großkundenmarkt hat die Unternehmensgruppe der Energie Allianz einen Marktanteil von 45 bis 55 %⁴².

Aus ökonomischer Sicht sind die Marktanteile nicht einziges Kriterium zur Beurteilung der Marktposition. Zur abschließenden Feststellung, ob eine marktbeherrschende Stellung vorliegt, bedarf es im Einzelfall einer detaillierten Analyse aller Wettbewerbsparameter. Kriterien wie gesetzliche, strategische und strukturelle Markteintrittsbarrieren, potenzieller Wettbewerb, versunkene Kosten, Skalen- und Verbundeffekte sowie Produktdifferenzierung sind in der Analyse zu berücksichtigen. Des weiteren fließen – abhängig von den Marktgegebenheiten – Faktoren wie Expansionseinschränkungen, Marktanteile anderer Unternehmen, Nachfragemacht, vertikale Integration und das Verhalten des Unternehmens in der Vergangenheit in die Analyse ein. In diesem Zusammenhang ist insbesondere die Marktposition der vielen sehr kleinen Elektrizitätsunternehmen gesondert zu beurteilen.

Eine abschließende Feststellung, welche Unternehmen im einzelnen eine marktbeherrschende Stellung innehaben, kann nicht Gegenstand einer allgemeinen Untersuchung des Elektrizitätsmarktes gemäß § 2 Abs 1 Z 3 des Wettbewerbsgesetzes sein, sondern müsste je nach vorliegendem Fall tatsächlich im einzelnen geprüft werden.

⁴² Entscheidung der Europäischen Kommission COMP/M.2947; („Österreichische Stromlösung“) vom 11.06.2003, Seite 32

6 Besondere Verpflichtungen der Unternehmen mit Marktmacht

Eines der Hauptziele der Liberalisierung des Elektrizitätssektors ist die Vollendung des Binnenmarktes⁴³ sowie die Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbssystems⁴⁴. In diesem Sinn verpflichten sowohl die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie als auch das in deren Umsetzung erlassene EIWOG die Elektrizitätsunternehmen zur Mitwirkung an der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbssystems.⁴⁵

Zur Verpflichtung von Elektrizitätsunternehmen zur Mitwirkung an der Schaffung eines funktionierenden Wettbewerbssystems auf Grundlage eines gesetzlichen Regulierungsregimes treten besondere Verhaltensanforderungen an marktbeherrschende Unternehmen⁴⁶, die sich auch auf nicht regulierte Bereiche des Elektrizitätssektors wie z.B. Handel oder Vertrieb beziehen können:

So judiziert der EuGH⁴⁷ in ständiger Rechtsprechung und ihm folgend das Gericht erster Instanz⁴⁸:

„Die Feststellung dass eine marktbeherrschende Stellung gegeben ist, beinhaltet für sich allein keinen Vorwurf gegenüber dem betreffenden Unternehmen, sondern bedeutet nur, dass dieses unabhängig von den Ursachen dieser Stellung eine besondere Verantwortung dafür trägt, dass es durch sein Verhalten einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb auf dem Gemeinsamen Markt nicht beeinträchtigt.“

Überträgt man diese - zugegeben - allgemein gehaltene Aussage auf den Elektrizitätssektor, so ist im Folgenden zu prüfen, in welchen wünschenswerten oder sogar verpflichtenden, für die Entwicklung des Wettbewerbs jedenfalls essentiellen, konkreten Verhaltensweisen diese besondere Verantwortung zum Ausdruck kommt:

⁴³ Vgl. etwa Erwägungsgrund 3 zur Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG.

⁴⁴ Vgl. etwa § 3 Z 2 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG), BGBl. I Nr. 143/1998 idF BGBl. I Nr. 63/2004, sowie die Erläuterungen XX. GP RV 1108.

⁴⁵ Die Richtlinie geht zB davon aus, dass ein funktionierender Wettbewerb voraussetzt, dass der Netzzugang nichtdiskriminierend, transparent und zu angemessenen Preisen gewährleistet ist. Netzbetreiber unterliegen daher einem regulierten Netzzugangsregime. Integrierte Unternehmen müssen darüber hinaus ihre dem Wettbewerb unterliegenden Unternehmensbereiche vom Monopolbereich Netz buchhalterisch, organisatorisch und gesellschaftsrechtlich trennen (sog. „Unbundling“). Die Regulierungsbehörden haben u.a. ein Monitoring betreffend das Ausmaß von Transparenz und Wettbewerb im Elektrizitätsmarkt durchzuführen.

⁴⁶ Zum Begriff der Marktbeherrschung vgl. etwa EuGH 14.2.1978, Rs. 27/76, „United Brands“; vgl. auch § 34 KartG.

⁴⁷ Vgl. etwa EuGH 9.11.1983, Rs. 322/81, *Michelin/Kommission*.

⁴⁸ Vgl. etwa Rs. T-228/97, *Irish Sugar/Kommission*; Rs. T219/99, *British Airways/Kommission*.

6.1 Vertragsgestaltung

6.1.1 All Inclusive-Verträge

Im Elektrizitätssektor unterliegt nur eine Komponente des Strompreises dem freien Wettbewerb, nämlich der Energiepreis. Die für die Durchleitung von elektrischer Energie zu entrichtenden Netztarife sowie die Steuern und Abgaben sind dagegen der Disposition der Elektrizitätsunternehmen entzogen. Um die Vergleichbarkeit des Energiepreises zu gewährleisten und den Wechsel des Lieferanten zu ermöglichen, muss der Energiepreis von den übrigen Preiskomponenten gesondert ausgewiesen werden. Viele Elektrizitätsunternehmen⁴⁹ gestalten ihre Verträge – quer durch alle Kundengruppen – dermaßen, dass dem Kunden gegenüber nur ein fixer Gesamtpreis angegeben wird. Eine gesonderte Ausweisung der Preiskomponenten erfolgt hier in der Regel nicht. Diese sogenannten „All Inclusive-Verträge“ (auch: „All In-Verträge“)⁵⁰ erschweren den allfälligen Entschluss des Kunden zu wechseln, da dieser den „reinen“ Energiepreis seines Lieferanten nicht mit Alternativangeboten vergleichen kann.⁵¹ Von Elektrizitätsunternehmen wird in diesem Zusammenhang oft vorgebracht, dass derartige Verträge vom Kunden gewünscht seien und ein getrenntes Ausweisen der Preiskomponenten dem Kunden nicht zumutbar sei. Ein solches Vorbringen erscheint aber jedenfalls dann nicht plausibel, wenn einzelne Preiskomponenten und der Gesamtpreis klar ausgewiesen sind. Eine getrennte Ausweisung des Energiepreises in Werbung, Angeboten und Rechnungen ist extrem wünschenswert, weil für die Entwicklung des Wettbewerbs essentiell, und ist jedem Unternehmen, insbesondere Marktbeherrschern, zumutbar.

Häufig enthalten diese Verträge aber auch Klauseln, wonach eine Senkung der Netztarife nicht an den Kunden weitergegeben wird, sondern der Gesamtpreis unverändert bleibt⁵², wie z.B. die folgenden Vertragsklauseln zeigen:

„Kommt es bei „all inklusive“ Preisen im Laufe der Vertragsdauer aufgrund von Änderungen der verordneten Systemnutzungstarife zu einer Verschiebung der Preisanteile zwischen Netz und Energie

⁴⁹ Quelle: Im Rahmen der Branchenuntersuchung vorgelegte Vertragsmuster.

⁵⁰ z.B. Linz Strom Vertrieb NfG GmbH & Co KG, EAG OÖ Vertrieb GmbH & Co KG, Energie Graz GmbH & Co KG, Feistritzwerke Steweag GmbH.

⁵¹ Freilich schließt der Kunde auch hier zwei Verträge – den Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber, den Liefervertrag mit dem Lieferanten –, jedoch wird mit dem Lieferanten ein fixer Gesamtpreis vereinbart.

⁵² So zB Linz Strom Vertrieb NfG GmbH & Co KG, EAG OÖ Vertrieb GmbH & Co KG, Energie Graz GmbH & Co KG.

*innerhalb des „all inklusive“ Preises, so wird dadurch keine automatische Anpassung des „all inklusive“ Preises im Ausmaß der Netztarifänderung ausgelöst.*⁵³“

*„Änderungen der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte ändern den vereinbarten Gesamtpreis nicht.“*⁵⁴“

Die oben angeführten Klauseln, wonach Netztarifsenkungen nicht weitergegeben werden, sondern vielmehr zu einer automatischen Erhöhung des Energiepreises führen, könnten als unangemessene (missbräuchliche) Geschäftsbedingung zu werten sein. Der marktbeherrschende Lieferant nützt den durch eine Senkung der Netztarife entstehenden preislichen Spielraum, um eine im Gesamtpreis nicht reflektierte (und daher vom Kunden nicht unmittelbar wahrgenommene) Erhöhung des Energiepreises vorzunehmen, für die es keine sachliche Begründung gibt. Die Entlastung kommt nicht dem Verbraucher, sondern dem Lieferanten zugute.

6.1.2 Vertragliche Mindestbindungsfristen

Als weiteres Beispiel für eine wettbewerbshemmende Vertragsgestaltung kann die Festlegung unangemessen langer Bindungsfristen angesehen werden, durch die der Kunde in seiner Wechselmöglichkeit beschränkt und dadurch der Markt gegenüber Wettbewerbern abgeschottet wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Bezug von Elektrizität an einem Zählpunkt de facto immer exklusiv erfolgt, der Strombezug also ausschließlich von einem Lieferanten möglich ist. Die ausschließliche Belieferung wird zudem in vielen Verträgen auch explizit vereinbart. Ausschließlichkeitsbindungen zugunsten marktbeherrschender Unternehmen werden regelmäßig (sofern keine sachliche Rechtfertigung existiert) als missbräuchlich angesehen, wenn sie zu spürbaren Marktabschottungseffekten führen. Bei der Beurteilung der Auswirkungen spielt insbesondere die Dauer der Bindung (Kündigungsfristen, etc) eine wichtige Rolle. Diesem Kriterium kommt daher im folgenden Zusammenhang besondere Bedeutung zu, da ein gleichzeitiger Bezug von mehreren Lieferanten nicht möglich ist.

⁵³ Vgl. Pkt. 15.7. der Allgemeinen Bedingungen für die Lieferung elektrischer Energie der Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH & Co KG;
http://www.energieag.at/downloads/AGB_EAG_Gltigab01Jaenner2003_end.pdf

⁵⁴ Quelle: Zusatzvereinbarung zu einem Stromliefervertrag eines Geschäftskunden.

Kunden, die „Verbraucher“ im Sinne des Konsumentenschutzgesetzes (KSchG) sind, können Energielieferverträge, die für eine unbestimmte oder eine ein Jahr übersteigende Zeit geschlossen worden sind, unter Einhaltung einer zweimonatigen Frist zum Ablauf des ersten Jahres, nachher zum Ablauf jeweils eines halben Jahres, kündigen (§ 15 Abs. 1 KSchG).

Nur wenn mit der Erfüllung des Vertrages erhebliche Aufwendungen des Unternehmers verbunden sind und er dies dem Verbraucher spätestens bei der Vertragsschließung bekannt gegeben hat, können den Umständen angemessene, abweichende Kündigungstermine und Kündigungsfristen vereinbart werden (§ 15 Abs. 3 KSchG).

Die Beachtung konsumentenschutzrechtlicher Vorschriften bedeutet freilich nicht automatisch, dass derartige Verträge auch wettbewerbsrechtlich unbedenklich sind.

Die Vereinbarung vertraglicher Mindestlaufzeiten, insbesondere gegenüber Kunden, die nicht Verbraucher im Sinne des Gesetzes sind, ist im Einzelfall an Hand der wettbewerbsrechtlichen Vorschriften zu beurteilen. Dabei ist die wettbewerbshemmende Wirkung dieser Vertragsklauseln (kein Lieferantenwechsel möglich) in die Beurteilung einzubeziehen. So müssen sich etwa Kunden der WIENERENERGIE Vertrieb GmbH & Co KG, die das Tarifmodell MEGA 03, MEGA HV 03 oder GIGA 03 in Anspruch nehmen, für mindestens 3 Jahre vertraglich an ihren Lieferanten binden, wobei hier auch Fragen der Zulässigkeit von Rabatten eine Rolle spielen⁵⁵ (günstigerer Energiepreis bei längerer Bindung; siehe dazu sogleich unter 6.1.3). Eine allgemeine Aussage zur Gültigkeit derartiger Vertragsklauseln kann hier nicht getroffen werden.

6.1.3 Rabatte

Die Zulässigkeit der Gewährung von Preisnachlässen auf allgemein angekündigte oder angewendete Preise (Rabatte) durch marktbeherrschende Unternehmen unterliegt gewissen Beschränkungen. In der Entscheidungspraxis der Europäischen

⁵⁵ Vgl. www.wienenergie.at

Kommission, bestätigt durch die Judikatur des EuGH⁵⁶ sowie EuG⁵⁷, wird insbesondere zwischen grundsätzlich zulässigen Mengenrabatten und grundsätzlich unzulässigen Treuerabatten unterschieden⁵⁸. Zur im Einzelfall schwierigen Beurteilung der Zulässigkeit von Rabatten werden zwei Kriterien herangezogen:

1. Hat der Rabatt eine wettbewerbsbeschränkende Wirkung, weil er durch Bindung der Abnehmer an das marktbeherrschende Unternehmen auf eine Marktabschottung zielt? Es ist dabei schon ausreichend, dass das Rabattsystem eine entsprechende Eignung aufweist.
2. Ist der Rabatt objektiv gerechtfertigt, insbesondere weil Effizienzvorteile (z.B. durch eine höhere Liefermenge) an den Kunden weitergegeben werden? Die diesbezügliche Beweislast trifft das marktbeherrschende Unternehmen⁵⁹.

Ein Rabatt ist demnach als unzulässig und missbräuchlich zu qualifizieren, wenn er die beschriebene Bindungswirkung aufweist und nicht auf der Weitergabe wirtschaftlicher Vorteile beruht.

Als Beispiel sei hier, das aus den Medien bekannte, Beispiel der Salzburg AG angeführt, die bei einer Bindung von einem Jahr Haushaltskunden und Gewerbekunden einen Treuerabatt von 8 % und Gewerbekunden bei einer Bindung von zwei Jahren einen Rabatt von 11 % gewährt⁶⁰.

Der bereits als solcher bezeichnete Treuerabatt wird allein als Gegenleistung für die Bindung des Kunden an den Lieferanten gewährt⁶¹. Die auf die Erhöhung der Kundenloyalität und damit einhergehende Marktabschottung gegenüber konkurrierenden Anbietern gerichtete Wirkung ist evident. Hingegen ist, zumindest auf den ersten Blick, nicht erkennbar, ob und gegebenenfalls welche Kostenvorteile hier an die Abnehmer weitergegeben werden. Dies wäre durch das betreffende Unternehmen darzulegen.

⁵⁶ Vgl. EuGH 16.12.1975, Rs. 40/73 bis 48/73, 50/73 etc. - Suiker Unie u.a./Kommission, EuGH 13.2.1979, Rs. 85/76 - Hofmann-La Roche/Kommission, EuGH 9.11.1983, Rs. 322/81 - Michelin/Kommission, EuGH 29.3.2001, Rs. C-163/99 - Portugal/Kommission.

⁵⁷ Vgl. grundsätzlich EuG 30.9.2003, Rs. T-203/01 - Michelin/Kommission.

⁵⁸ Vgl. EuG 30.9.2003, Rs. T-203/01 - Michelin/Kommission, Rz 56 ff.

⁵⁹ Vgl. EuG 30.9.2003, Rs. T-203/01 - Michelin/Kommission, Rz 107 ff.

⁶⁰ Siehe <http://www.salzburg-ag.at/content/default.asp?mainid=9&kapitel=53&newsid=541>

⁶¹ Bei diesem Rabatt dürfte es sich somit von vorneherein um einen Treuerabatt handeln, da er nur an die ausschließliche Bindung und nicht an eine (höhere) Bezugsmenge anknüpft.

In diesem Zusammenhang ist auch auf eine weitere mögliche rechtliche Problematik der Rabattgewährung bei All Inclusive-Verträgen hinzuweisen: Wird nämlich ein Rabatt auf den Gesamtpreis, dh auch auf den behördlich festgesetzten Netztarif, gewährt, dürfte ein Verstoß gegen das Verbot der Preistreiberei gemäß § 62 EIWOG vorliegen. Diese Bestimmung verbietet unter anderem, einen niedrigeren als den von der Behörde bestimmten Preis für Netzdienstleistungen auszuzeichnen, zu fordern, anzunehmen oder sich versprechen zu lassen.

Beispielsweise gewährt ein Energielieferant Kunden der Netzebene 6 einen Rabatt auf den Leistungs- bzw. Arbeitspreis, der jeweils Netz und Energie umfasst⁶². Gleiches gilt auch für andere Unternehmen, die Rabatte auf All Inclusive-Preise auch Haushalts- und Kleingewerbekunden auf der Netzebene 7 gewähren.

Etwas anders präsentiert sich die Situation etwa beim bereits oben erwähnten „Treuebonus“ der Salzburg AG: *„Der Treue-Bonus wird von den jeweils gültigen Nettopreisen⁶³ (Preis pro kWh und Grundentgelt bzw. Leistungspreis) berechnet und vom Energieanteil abgezogen.“⁶⁴* Die Berechnungsgrundlage dieses Rabattes umfaßt also zwar auch den Netztarif, der Rabatt wird aber nur vom Energiepreis gewährt. Es liegt somit zwar wohl keine Preistreiberei iSd EIWOG vor, aus wettbewerbsrechtlicher Sicht erscheint diese Rabattgestaltung aber um so bedenklicher. Einerseits fällt der Rabatt bezogen auf den Energieanteil deutlich höher aus (rund 16,4%), andererseits unterstreicht das Anknüpfen des Rabattes an die Netzkomponente, daß es sich, wie schon die Abkoppelung von einer tatsächlichen Bezugsmenge nahelegt, gerade nicht um die Weitergabe von Einsparungen, die aus einem erhöhten Bezug (elektrischer Energie) resultieren, handelt.

Zusätzlich rückt angesichts dieses hohen Preisabschlages für Kunden im angestammten Netzgebiet die Frage, ob eine Mischkalkulation zwischen Vertriebsbereich und Netzbereich (oder anders formuliert eine unzulässige Quersubventionierung zwischen Netz und Vertrieb) durchgeführt wurde, in den Mittelpunkt des Interesses.

⁶² Vom betreffenden Unternehmen im Rahmen der Branchenuntersuchung vorgelegte Musterverträge.

⁶³ *„Die Nettopreise enthalten Energie-, Netznutzungs- und Netzverlustentgelte ohne Entgelte für Messleistungen, Zuschläge, Abgaben und Steuern.“*

Vgl.: <http://www.salzburg-ag.at/content/default.asp?Mainid=1&kapitel=79&l3menu=103>

⁶⁴ <http://www.salzburg-ag.at/content/default.asp?mainid=9&kapitel=53&newsid=541>

6.1.4 Bündelungs- oder Koppelungsgeschäfte

Die an den Abschluss von Verträgen geknüpfte Bedingung, dass die Vertragspartner zusätzliche Leistungen annehmen, die weder sachlich noch nach Handelsbrauch in Beziehung zum Vertragsgegenstand stehen, ist ein wettbewerbsrechtlich unzulässiger Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung. Zwar wird in den untersuchten Fällen der Bezug einer weiteren Leistung beim marktbeherrschenden Unternehmen nicht unmittelbar zur Bedingung der Belieferung gemacht, doch können auch Preisanreize nach der Praxis der Europäischen Kommission⁶⁵ einen ähnlichen Effekt haben, nämlich wenn ein Unternehmen für zwei oder mehrere Leistungen im Paket einen im Vergleich zum Einzelbezug derart attraktiven Preis verrechnet, dass kein vernünftiger Konsument diese Leistungen getrennt beziehen würde.

Vor diesem Hintergrund erscheint die Praxis jener marktbeherrschender „Multi Utility-Anbieter“, die neben Strom zumeist auch Gas, Wasser, Fernwärme, Telekabel oder andere Produkte bzw. Dienstleistungen anbieten, für Bündelleistungen bzw. -produkte günstigere Preise als für die Einzelkomponenten anzubieten, insoweit wettbewerbsrechtlich bedenklich, als sie dazu dienen kann, Mitbewerber, die die gebündelten Leistungen nicht anbieten können, vom Markt zu verdrängen.

Dieser Themenbereich steht in engem Zusammenhang mit der bereits zuvor behandelten Frage der Zulässigkeit von Rabatten. Werden Rabatte für mehrere Leistungen gebündelt bzw. ein eigener Rabatt für den (alleinigen) Umstand des Bezuges mehrerer Leistungen vom marktbeherrschenden Unternehmen gewährt, kann dies die Wirkungen des einzelnen Rabattes noch verstärken und zu Ausschlusswirkungen gegenüber Wettbewerbern auf mehreren Märkten gleichzeitig führen.

In diese Richtung sind zum Beispiel aufgefallen:

⁶⁵ Vgl. etwa *Digital*, IP/97/868; siehe auch XXVIIth Report on Competition Policy (1997). Vgl. auch *AC Nielsen*, IP 96/1117; siehe auch XXVIth Report on Competition Policy (1996).

Der Mehrfachbonus der Kunden der Salzburg AG automatisch gewährt wird, wenn diese mehr als ein Produkt von der Salzburg AG beziehen⁶⁶. Ähnlich zu sehen sind die „Frei Tage“ der EVN für die Kombination des Bezuges mehrerer Energieträger⁶⁷.

6.2 Preisgestaltung

Im ersten Teilbericht der Branchenuntersuchung wurde eine regionale Streuung der Energiepreise - vielfach auch ein und desselben Unternehmens - insbesondere im Haushaltskundenbereich festgestellt. So verrechnen beispielsweise die Vertriebsgesellschaften der EnergieAllianz unterschiedliche Preise in den einzelnen Netzgebieten.

Nicht geklärt werden konnte, ob diese Preisunterschiede Folge der noch nicht vollständig erfolgten Integration der in der EnergieAllianz zusammengeschlossenen Unternehmen oder auf andere Faktoren zurückzuführen ist.

Transportkosten werden als Netztarif dem Endkunden getrennt vom reinen Energiepreis verrechnet und können daher nicht zu diesen Faktoren zählen. Unterschiedliche Absatzbedingungen liegen ebenfalls nicht vor, da österreichweit dasselbe Marktmodell (Bilanzgruppensystem) gilt. Lieferungen im Inland über die Regelzonengrenze sind beim Regelzonenführer anzuzeigen, zusätzliche Kosten sind damit jedoch – von einem allfälligen administrativen Aufwand abgesehen – nicht verbunden.

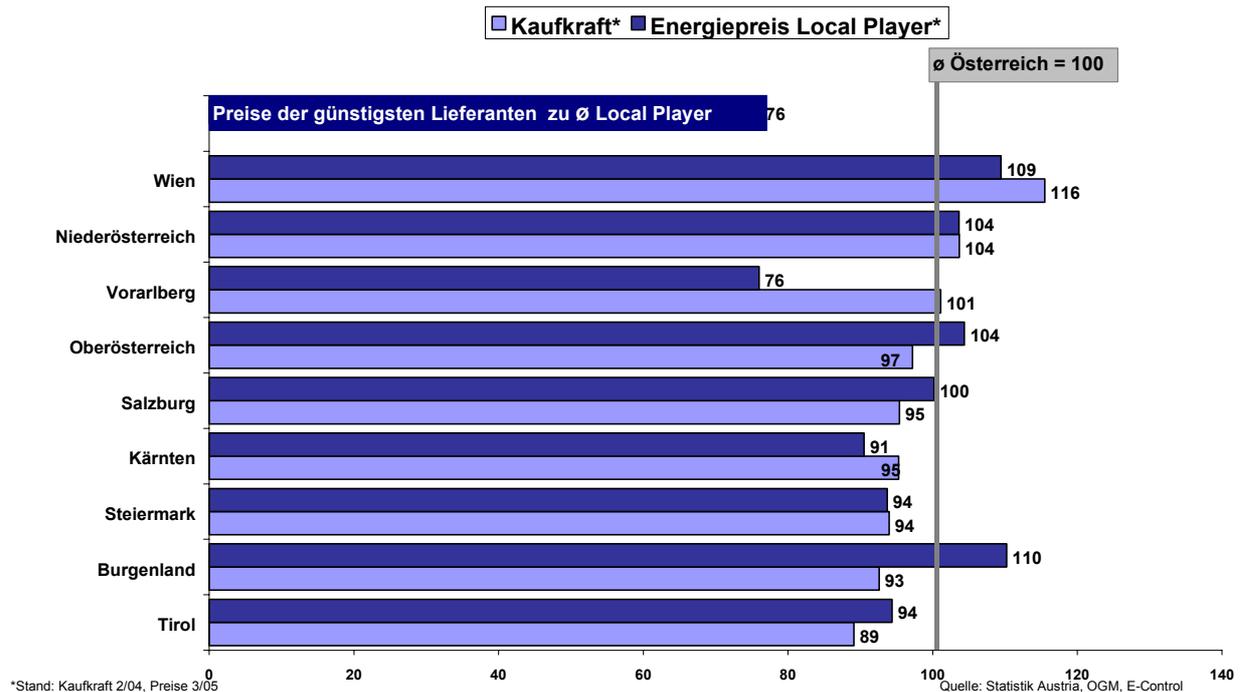
Auch liegen für eine bundesländerweise unterschiedliche Wettbewerbsintensität keine Anzeichen vor⁶⁸. Als weiterer möglicher Grund für regionale Preisdifferenzen kam daher noch die Berücksichtigung regionaler Kaufkraftunterschiede in Betracht. Die folgende Grafik gibt die Kaufkraftverhältnisse und die Haushaltspreise der Local Player in den einzelnen Bundesländern wieder.

Abbildung 16: Kaufkraft und Energiepreise für Haushaltskunden

⁶⁶ Siehe <http://www.salzburg-ag.at/content/default.asp?Mainid=1&kapitel=79&l3menu=105>.

⁶⁷ Siehe http://www.evn.at/KUNDEN/framset2_15.html.

⁶⁸ Alternative ausländische Anbieter bieten – wenn überhaupt – in Österreich nach Kundengruppen und nicht nach Bundesländern ausgerichtet an. Die Marktanteile der Incumbents bei der Belieferung von Kleinkunden sind österreichweit gesehen in etwa gleich groß.



Quelle: Statistik Austria, OGM, E-Control

Abbildung 16 zeigt die Kaufkraft in den jeweiligen Bundesländern sowie den Energiepreis für Haushalte der jeweiligen Local Player. Die Gestaltungsunterschiede der Energiepreise lassen sich nicht in allen Bundesländern durch die dortige Kaufkraft erklären. So liegt beispielsweise die Kaufkraft im Burgenland 7 % unter dem österreichischen Durchschnitt, der Energiepreis befindet sich jedoch 10 % über dem durchschnittlichen Preis aller Local Player Österreichs und fast 35 % über dem günstigsten Anbieter. Der Energiepreis der zwei österreichweit günstigsten alternativen Anbieter⁶⁹ liegt rund 23 % unterhalb des österreichischen Durchschnitts der Energiepreise der Local Player.

Daraus ergibt sich, dass die in Abbildung 16 dargestellten Preisunterschiede der EnergieAllianz bei der Belieferung von Kleinkunden nicht auf tatsächlich unterschiedlichen Kaufkraftverhältnissen beruhen können.

⁶⁹ Der Energiepreis der alternativen Anbieter für einen durchschnittlichen Haushalt differiert nur marginal.

Aus wettbewerbsrechtlicher Sicht war zu prüfen, ob es einem Unternehmen verboten ist, den Kunden in seinem angestammten Versorgungsgebiet (in dem es marktbeherrschend ist) andere (höhere) Preise zu verrechnen als Kunden der selben Kategorie außerhalb des Versorgungsgebietes („out of area“), in dem das betreffende Unternehmen keine Marktmacht hat. Dazu grundsätzlich: § 35 KartG, welcher im wesentlichen Art. 82 EG-V entspricht, wird jedenfalls so auszulegen sein, dass Unternehmen besondere Verpflichtungen nur dort auferlegt werden können, wo das Unternehmen durch seine Marktmacht den Wettbewerb beeinträchtigen kann. Auch ein Marktbeherrscher darf also zwar grundsätzlich außerhalb des beherrschten Marktes unterschiedliche Preise und Konditionen anwenden; dies findet allerdings seine Grenze in Quersubventionierungen, die auf missbräuchlich hohen Preisen in den beherrschten Gebieten beruhen. Es müsste sich aber um Fälle krasser Preisunterschiede handeln, zumal auch einem Marktbeherrscher Mittel zur Erschließung neuer Märkte zur Verfügung stehen müssen.

6.3 Transparenz

Gemäß § 25 Abs. 10 EIWOG haben Elektrizitätsunternehmen die einzelnen Komponenten der Systemnutzungstarife gesondert auf den Netz- oder Stromrechnungen auszuweisen. Von dieser gesetzlichen Vorgabe abgesehen ist eine transparente Vertragsgestaltung unverzichtbar, insbesondere eine gesonderte Ausweisung des Energiepreises, da andernfalls ein wirksamer Wettbewerb mangels Vergleichbarkeit der Angebote verhindert wird. Dasselbe gilt für jegliche Form der Kundeninformation, die geeignet ist, das Wechselverhalten der Kunden zu beeinflussen: Dazu zählen insbesondere Werbemaßnahmen, Vertragsangebote, Kundenzeitschriften und Kunden-Rechnungen.

Hier fällt auf, dass sich insbesondere marktbeherrschende Unternehmen nicht nur nicht um Transparenz bemühen, sondern etwa durch unklare Kundeninformation⁷⁰,

⁷⁰ Als aktuelles Beispiel kann ein in der Ausgabe 170 der Kundenzeitschrift „24 Stunden für Wien“ der WIENENERGIE im Dezember 2004 erschienener Artikel dienen:

Unter dem Titel „Wien Energie zahlt sich aus“ wurde hier der Eindruck erweckt, die WIENENERGIE biete Strom zu einem günstigeren Energiepreis an als z.B. die in der Zeitschrift genannte KELAG (die als eines von wenigen Unternehmen auch in Wien anbietet). Die für den Preisvergleich herangezogenen Daten waren zwar inhaltlich richtig, aber für den Vergleich völlig ungeeignet:

intransparente Angebote⁷¹ oder Vermischung von Tatsachen⁷² einen niemandem verborgen bleibenden Beitrag zur Behinderung des Wettbewerbes leisten. Derartige Praktiken tragen die Gefahr einer rechtswidrigen Marktverwirrung und einer dadurch bewirkten Beeinflussung des Wettbewerbsverhaltens der Kunden in sich.

-
- Es wurde nicht der reine Energiepreis herangezogen, sondern ein sich aus Energiepreis, Netztarifen, Steuern, Abgaben und Zuschlägen zusammensetzender Gesamtpreis.
 - Verglichen wurden zwei unterschiedliche Lieferszenarien, nämlich die Belieferung eines Kunden im Netzgebiet der Wienstrom mit der eines Kunden im Netzgebiet der KELAG. Da die behördlich festgelegten Netztarife in Wien und Kärnten nicht einheitlich sind, ist schon aus diesem Grund eine Vergleichbarkeit nicht gegeben.

Richtigerweise hätte daher verglichen werden müssen, welchen Energiepreis die WIENERENERGIE Vertrieb GmbH & Co KG bzw. die KELAG bei der Belieferung eines Kunden zu gleichen rechtlichen Bedingungen (Netztarife, Steuern, Abgaben, Zuschläge) jeweils verrechnen.

⁷¹ Zum Beispiel ein „Select“-Angebot (Stromvertriebs-Marke der Steweag-Steg und 6 Partnerunternehmen; vgl. <http://www.selectstrom.at>) für Haushaltskunden, das auf den ersten Blick wie ein All-Inclusive-Angebot aussah, im Kleingedruckten jedoch den Hinweis enthielt, dass das Angebot exklusive einiger Angaben und sonstiger Gebühren sei. Der reine Energiepreis war für den Kunden nicht erkennbar und konnte in diesem Fall auch nicht von den Mitarbeitern des Call Centers des betroffenen Unternehmens mitgeteilt werden.

⁷² Zum Beispiel eine Ankündigung eines Elektrizitätsunternehmens nach erfolgter Senkung der Netztarife durch die Regulierungsbehörde, dass der „Strompreis“ des betreffenden Unternehmens gesenkt werde (insbesondere dann, wenn zwar der Gesamtpreis nach der Netztarifsenkung geringer ist, jedoch die Unternehmen den Energiepreis erhöht haben).

So hat zum Beispiel die BEWAG Energievertrieb GmbH & Co KG in einer Kundenaussendung verkündet:

„Die BEWAG hat mit 1. Februar (Anm.: 2005) den Strompreis um rund 8 % gesenkt.“

Dies ist insofern nicht der Fall, als nur die Netztarife auf Grund einer entsprechenden Verordnung der Energie-Control Kommission gesenkt wurden, jedoch nicht der Energiepreis.

7 Bewertung der EnergieAllianz bzw. der Österreichischen Stromlösung im Lichte der Ergebnisse der Branchenuntersuchung

Die bisherigen Ergebnisse der Branchenuntersuchung zeigen, dass der Markt für die Belieferung von Kleinkunden eng, nämlich mit dem jeweiligen Netzgebiet, abzugrenzen ist. Dem Kleinkundenmarkt sind dabei nicht nur die klassischen Tarifabnehmer (Haushalt, Kleingewerbe, Landwirtschaft), sondern jedenfalls alle Verbraucher mit einem Jahresbedarf bis 1 GWh zuzuordnen. Darüber ist die Grenze zum Großkundensegment fließend und nicht eindeutig bestimmbar. Die angestammten Versorger halten im Kleinkundensegment nach wie vor Marktanteile von durchwegs deutlich mehr als 90 %. Wettbewerb findet nicht statt.

Im Großkundensegment hat sich – ungeachtet ebenfalls eher geringer Wechselzahlen – zumindest ein gewisser Wettbewerb eingestellt, der sich nicht zuletzt in einem österreichweit weitgehend einheitlichen Preisniveau äußert.

EnergieAllianz

Durch die Gründung der EnergieAllianz kam es zu einer Zusammenlegung der Vertriebsbereiche der Mutterunternehmen.

Im Kleinkundensegment ist die Energie Allianz über ihre fünf regionalen „Vertriebs-KGs“ tätig, die sich jeweils unter Verwendung ihrer „alten Marken“ (EVN, BEWAG, etc.) auf ihre ehemaligen Monopolgebiete konzentrieren. Dadurch ist es – dem Wesen eines Zusammenschlusses entsprechend – zu einem Verlust an Wettbewerb (durch Reduktion der Anzahl potentieller Anbieter) zwischen den Vertriebsbereichen der Muttergesellschaften gekommen. Anders als dies zum Zeitpunkt der Freigabe dieses Zusammenschlusses erwartet worden war, konnte dieser Wettbewerbsverlust jedenfalls im Kleinkundensegment bislang nicht durch das verstärkte Auftreten neuer (insbesondere auch ausländischer) Anbieter kompensiert werden. Das Gegenteil ist der Fall: Ausländische Anbieter, wie beispielsweise die Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), haben sich aus dem österreichischen Markt

zurückgezogen.⁷³ Insbesondere die im Kapitel 4.2.5 angesprochenen nach wie vor bestehenden Markteintrittsbarrieren sowie die geringe Wechselbereitschaft der Kunden lassen auch keine Änderung dieser Situation in der näheren Zukunft erwarten.

Im Großkundenbereich wird die EnergieAllianz über ein gemeinsames Unternehmen tätig. Die soeben zum Kleinkundensegment gemachten Ausführungen über den Verlust von Wettbewerb gelten sinngemäß auch hier. Die Wirkung von Markteintrittsbarrieren nimmt zwar mit steigendem Verbrauch tendenziell ab, ist aber auch im Großkundensegment von Bedeutung. Dementsprechend kommt der EnergieAllianz auch auf einem national abzugrenzenden Großkundenmarkt nach wie vor eine dominante Stellung zu.

Anzumerken ist, dass von Seiten der EnergieAllianz erste punktuelle Vorschläge zu einer Verbesserung der Wettbewerbssituation gemacht wurden. Angesichts der hohen Marktkonzentration und der Marktbeherrschung wird die Frage, welche Maßnahmen zur dringend notwendigen Belebung des Wettbewerbs und vor allem zur Reduktion der ermittelten Markteintrittsbarrieren geeignet sind, noch sorgfältig zu analysieren sein.

„Österreichische Stromlösung“

Die „Österreichische Stromlösung“ in der von der Europäischen Kommission genehmigten Form⁷⁴ führt, vereinfacht dargestellt, zu einer vertikalen Integration des Großkundengeschäftes der EnergieAllianz mit dem Stromhandelsgeschäft (inklusive Erzeugung) des Verbund. Als unmittelbare Auswirkung des Vorhabens ist der

⁷³ „Die Presse“ vom 22.10.2004:

„EnBW kehrt Österreich den Rücken

WIEN (apa). Der deutsche Energiekonzern Energie Baden-Württemberg (EnBW) hat vom österreichischen Strommarkt genug: Per Jahresende schließt der letzte im Land verbliebene ausländische Konzern seine österreichischen Vertriebstochter. Von der Schließung sind 17 Mitarbeiter betroffen. Der österreichische Markt soll künftig von Deutschland aus betreut werden. In den vergangenen Monaten sei bereits ein Großteil der Aktivitäten in die Zentrale übertragen worden.

Die EnBW startete im Jahr 1999 ihre Österreich-Aktivitäten und war einer der aktivsten Versorger aus dem Ausland. Allerdings hat der Versorger ständig die hohen Netzgebühren für die Durchleitung von Strom kritisiert. Dadurch sei ein erfolgreiches Wirtschaften in Österreich nicht möglich.

Der deutsche Energiekonzern hält auch Aktienpakete an österreichischen Energieunternehmen. Am Verbund ist die EnBW nach letzten offiziellen Angaben mit 6,33 Prozent beteiligt, an der EVN mit mehr als zehn Prozent. Insider gehen allerdings davon aus, dass das Aktienpaket an der EVN noch weit höher ist.“

⁷⁴ So mußte sich beispielsweise der Verbund entgegen dem ursprünglichen Vorhaben zu einer Abspaltung seiner Endkundenaktivitäten verpflichten. Dies ist zwischenzeitig erfolgt.

Verbund als Anbieter auf den Märkten der Belieferung von Großkunden⁷⁵ bzw. Kleinkunden⁷⁶ weggefallen. Bei Durchführung des Zusammenschlusses (dieser ist ansonsten bisher noch nicht erfolgt) käme es über den gemeinsamen Stromhandel zu einer Verbindung der wichtigsten österreichischen Erzeugungskapazitäten mit den Aktivitäten der EnergieAllianz im Endkundenbereich. Dies beschränkt sich nicht nur auf das Großkundengeschäft, sondern schlägt auch auf die Kleinkunden durch. Es ist zu erwarten, dass dieser verbesserte Zugang zu den vorgelagerten Handels- und Erzeugungsmärkten die Position der am Zusammenschluss beteiligten Unternehmen auf den Absatzmärkten noch weiter festigt und so zu einer weiteren markanten Reduktion des bereits jetzt nur unzureichend vorhandenen Wettbewerbs führen würde. Bei der heutigen Beurteilung dieses Zusammenschlusses ist zu berücksichtigen, dass zum Zeitpunkt der Genehmigung sowohl von den Anmeldern⁷⁷ als auch von der zuständigen Europäischen Kommission⁷⁸ in Zusammenhang mit den von den Anmeldern abgegebenen Zusagen von einer raschen Realisierung des EU Binnenmarktes für Elektrizität ausgegangen wurde. Vor dem Hintergrund der aktuellen Wettbewerbsentwicklung am Europäischen Energiemarkt⁷⁹, die unter anderem aktuell auch auf EU Ebene zu einer Wettbewerbsuntersuchung dieser Märkte durch die Europäische Kommission geführt hat, erscheinen ernste Zweifel an der wettbewerbspolitischen Sinnhaftigkeit der „Österreichischen Stromlösung“, wie sie derzeit konzipiert und von der Europäischen Kommission genehmigt ist, aus heutiger Sicht berechtigt, und es wird ihnen im einzelnen konsequent nachzugehen sein (vgl Kapitel 8.7).

⁷⁵ Verkauf der Austrian Power Vertriebs GmbH (APC) an die Istrabenz Energetski Sistemi d.o.o.

⁷⁶ Verkauf der Beteiligungen an Unsere Wasserkraft bzw. MyElectric.

⁷⁷ Vgl. Rz 56 der Entscheidung,

http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/cases/decisions/m2947_de.pdf

⁷⁸ Vgl. Rz 103, 145 und 156 der Entscheidung,

http://europa.eu.int/comm/competition/mergers/cases/decisions/m2947_de.pdf

⁷⁹ Vgl. Pressemeldung IP/05/11 vom 7.1.2005 („Kommissionsbericht belegt staatlichen Handlungsbedarf zur Öffnung des Energiemarktes“),

<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/05/11&format=HTML&aged=0&language=DE&guiLanguage=de>

8 Logik der Preissetzung am Endkundenmarkt

In diesem Kapitel wird versucht, Klarheit in die in der Öffentlichkeit breit und oftmals kontrovers geführte Diskussion über die Modalitäten der Preissetzung am Endkundenmarkt und die Rolle der Großhandelspreise zu bringen. Im Grunde handelt es sich hierbei um folgende drei Fragen:

1. Was ist der „Marktpreis“ für elektrische Energie und wie wirkt er sich auf die Endkundenpreise aus?
2. Sind die Strombörsen in Leipzig und Graz tatsächlich repräsentativ für den Marktpreis und erfolgt die Preisbildung auf diesen Strombörsen in transparenter und fairer Weise?
3. Inwieweit lässt sich das Argument, dass Österreich über genügend Wasserkraft verfüge und es daher keine Bindung an der Entwicklung der Preise der fossilen Primärenergieträger geben könne, verifizieren oder falsifizieren?

Dieses Kapitel knüpft damit an die Erläuterungen unter Punkt 2.3.5 im 1. Teilbericht zur „Branchenuntersuchung Strom“ an.

8.1 Marktpreis ist nicht gleich Marktpreis

Die Preise an den Großhandelsmärkten werden von einer Vielzahl von Marktteilnehmern – auch wenn sie an diesen Märkten nicht unmittelbar teilnehmen – als Maßstab für ihre betriebswirtschaftlichen Überlegungen herangezogen. In der öffentlichen Diskussion werden diese Preise oft einfach als Marktpreise bezeichnet. Um ihre Bedeutung und vor allem ihre Auswirkung auf die Endkundenpreise richtig erfassen zu können, ist es zunächst sinnvoll, einige in diesem Kontext unabdingbare Grundbegriffe wie Spot-, Forward-, Futures-, OTC-Märkte und Strombörsen zu beschreiben.

8.1.1 Spot- und Terminmärkte

Bezogen auf ihre zeitliche Komponente, kann grundsätzlich zwischen Spot- und Terminmärkten unterschieden werden. Auf Spotmärkten („Day-ahead-Märkte“) werden Geschäfte abgeschlossen, die in der Regel bereits am nächsten Tag erfüllt werden. Die Lieferung kann nicht sofort, sondern nur zeitverzögert erfolgen, da sie beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber eine bestimmte Zeit im Voraus für den Transport angemeldet werden muss. Auf Terminmärkten wird Strom für zukünftige Lieferungen gehandelt. Die Händler vereinbaren den Preis am jeweiligen Handelstag, geliefert wird erst in einem vorab vereinbarten Zeitfenster. Terminkontrakte nennt man Forwards, wenn sie bilateral (Over the Counter = OTC) gehandelt, und Futures, wenn sie als Börsenprodukte angeboten werden. Die erwähnten Spot- und Terminmärkte können in Bezug auf ihre Handelsart zentral organisiert und reguliert (Börsen) oder „ungeregelt“ (OTC) sein.

8.1.2 Strombörsen

Strombörsen sind staatlichen Regelungen unterworfenen Märkte. Die Handelsteilnehmer müssen bestimmte formale Kriterien erfüllen, um zum Handel zugelassen zu werden. Die Handelsabläufe und die Festlegungsmethode der Preise sind in den Regelwerken der Börse enthalten und allen Teilnehmern bekannt. Die Preise sind vollkommen transparent und der Handel ist anonym. An den Strombörsen werden am Spotmarkt einzelne Stunden bzw. Gruppen von Stunden gehandelt. Die Preise werden für jede einzelne Stunde meistens durch ein Auktionsverfahren oder nach Ende einer Handelsperiode ermittelt (bei Ersterem werden die Gebote der Käufer und Verkäufer aggregiert und daraus der Gleichgewichtspreis ermittelt). An vielen Börsen besteht die Möglichkeit, nicht nur Spots zu handeln, sondern auch Futures. Futures sind standardisierte, börsengehandelte Forwardkontrakte. Der wesentliche Unterschied zu Forwards besteht darin, dass Futures in der Regel nicht physisch, sondern nur finanziell geliefert werden. Sie werden hauptsächlich zur finanziellen Absicherung von künftigen physischen Spottransaktionen, oder aber für spekulative Zwecke verwendet. Bei den abgeschlossenen Transaktionen (sowohl Spot als auch Futures) tritt die Börse bzw. die von ihr ernannte Verrechnungsstelle (Clearing house) als

zentraler Kontrahent auf. Der Verkäufer erfährt nie, wer „seinen Strom“ gekauft hat und umgekehrt. Dies ist aus zwei Gründen vorteilhaft: einerseits müssen die Händler ihre Handelsstrategien nicht preisgeben, andererseits wird das Erfüllungsrisiko ausgeschaltet. Kann etwa der Käufer für die gekaufte Energie nicht zahlen, springt das Clearing house für ihn ein. Diese Vorteile werden selbstverständlich nicht gratis angeboten. Die Börse verrechnet pro gehandelte Menge eine Handelsgebühr.

Die bekannteste und älteste europäische Strombörse ist die 1993 gegründete Nord Pool. Sie deckt mittlerweile den gesamten skandinavischen Strommarkt ab. In Zentraleuropa hat die European Energy Exchange (EEX) in Leipzig die größte Bedeutung. Die beiden Börsen bieten einen Spot- und einen Terminmarkt an. In Österreich tätigen Stromhändlern steht zusätzlich seit 21. März 2002, vorerst mit einem Spotmarkt, die Energy Exchange Austria (EXAA) in Graz zur Verfügung.

8.1.3 OTC-Markt

OTC-Märkte unterliegen im Gegensatz zu Börsen keiner direkten staatlichen Regulierung. Ihre Spielregeln ergeben sich aus der Handelspraxis selbst oder werden von den Marktteilnehmern festgelegt. Hier werden nicht nur standardisierte Kontrakte, sondern auch maßgeschneiderte Produkte gehandelt. Der OTC-Markt ist ein bilateraler Handelsplatz. Die Vertragsparteien schließen unmittelbar miteinander ihre Geschäfte ab. Hier gibt es auch keinen zentralen Kontrahenten oder eine Verrechnungsstelle. Das Erfüllungsrisiko tragen die Parteien selbst. Kann der Stromkäufer seine Rechnung nicht begleichen, besteht für den Verkäufer keine Möglichkeit, von einer dritten Partei Erfüllung zu verlangen. Um dieses Risiko zu mildern, verlangen die Händler Sicherheiten voneinander. Die Kreditwürdigkeit wird laufend geprüft, die Trader arbeiten mit Limits. Um das Erfüllungsrisiko zu minimieren, bieten Strombörsen ihre Clearingdienstleistungen zunehmend auch in diesem Marktsegment an.

Die Preise am OTC-Markt sind nicht *per se* transparent. Als Marktpreis gilt im Grunde genommen immer der Preis, zu dem gerade ein Geschäft abgeschlossen wurde. Dritten sind dieser Preis und die gehandelte Menge gewöhnlich unbekannt. Da aber diese Informationen für die Gemeinschaft der Marktteilnehmer von essenzieller

Bedeutung sind, ließ der Markt so genannte Marktbeobachter (Preisreporter) entstehen. Die Preisreporter sind unabhängig und nicht am Erfolg der Handelsgeschäfte interessiert. Sie kennen die Marktteilnehmer gut und fragen laufend Preise und Mengen ab. Aus diesen (meist anonymen) Informationen produzieren sie aktuelle Marktberichte (Assessments) bzw. Indizes und stellen sie den Marktteilnehmern zur Verfügung. Der bekannteste Preisreporter ist Platts (www.platts.com). Er bewertet unter anderem auch den österreichischen Stromgroßhandelsmarkt. Platts quotiert nicht nur Strompreise, sondern unter anderem auch den bekannten Brent Spotpreis, den die Ölmärkte in der ganzen Welt als Maßstab nutzen.

Die meistgehandelten Spotkontrakte am OTC-Markt sind die sogenannten Base- und Peakkontrakte. Base (Tagesband) bezieht sich auf eine Stromlieferung von 0 – 24 Uhr. In diesem Fall wird eine gleichbleibende Last für den gesamten Tag zur Verfügung gestellt. Mit dem Terminus Peak wird in Zentraleuropa eine gleichbleibende Stromlieferung von 8 – 20 Uhr (nur von Montag bis Freitag) bezeichnet. Kauft der Trader eines Elektrizitätsunternehmens heute 5 MW Peak, so bekommt er am nächsten Werktag in der genannten Zeitperiode 5 MW Leistung, insgesamt also 60 MWh Strom geliefert. Am Forwardmarkt werden – je nach Ausgestaltung – Lieferungen für einige Monate, Quartale oder sogar mehrere Jahre im voraus gehandelt. Dabei werden die Preise für jeden Kontrakt sowohl in Peak als auch in Base quotiert. Die am OTC-Markt gängigen, von Preisreportern erhobenen Kontrakte sind in der Praxis mit den an Börsen gehandelten weitgehend identisch.

8.2 Großhandelspreise als Benchmark

Die Logik der Anlehnung an Großhandelsbenchmarks ist im Bestreben nach Profitmaximierung der auf den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen agierenden Energieunternehmen begründet. Demgemäß wird z.B. ein Stromerzeuger, der am liberalisierten Markt vor der Entscheidung steht, mit seinem Produkt einen Endverbraucher zu versorgen oder es am Großhandelsmarkt abzusetzen, diejenige Option bevorzugen, welche entsprechend seinen Erwartungen am

gewinnbringendsten erscheint⁸⁰. Sind seine durch die Endkundenbelieferung erwarteten Profite niedriger als jene am Großhandelsmarkt, so wird der Erzeuger von der Versorgung des Endkunden Abstand nehmen.

Dieser grundsätzlichen Entscheidungssituation steht ein integriertes Unternehmen genauso gegenüber wie Unternehmen, die lediglich in einzelnen Wertschöpfungsstufen aktiv sind. Im Falle integrierter Unternehmen besteht der Unterschied vor allem darin, dass einzelne Unternehmensbereiche (z.B. Erzeugung, Vertrieb) typischer Weise nicht eigenständig am Markt auftreten und ihre Gewinne maximieren, sondern die Gewinnmaximierung für das Gesamtunternehmen angestrebt wird.

8.3 Endkundenpreisgestaltung

In der Preisgestaltungspolitik der Lieferanten für Endkunden spielen daher die Großhandelspreise bzw. ihre zeitliche Entwicklung eine zentrale Rolle. Die Art und Weise, wie Großhandelspreise in die Vertragsbedingungen aufgenommen werden, ist allerdings je nach Kundengruppe unterschiedlich. Industriekunden schließen typischer Weise Verträge für fixe Laufzeiten und zu fixen Preisen ab, während Tarifkunden (Haushalte und kleinere Gewerbekunden) nach Standardangeboten beliefert werden, wobei sich der Preis für Tarifkunden – unter Einhaltung der Konsumentenschutzbestimmungen – während der Vertragslaufzeit (gewöhnlich unbefristete Verträge) meistens beliebig oft ändert.

Die Energielieferangebote für Industriekunden werden in der Praxis auf Basis der Analyse des historischen Verbrauchsverhaltens und unter Zuhilfenahme von Forward- bzw. Futuresnotierungen individuell erstellt. Das bedeutet, dass der Lieferant beim Vertragsabschluss die prognostizierte Abnahmemenge des Kunden entweder am Großhandelsmarkt im Vorhinein zum jeweils gültigen Preis tatsächlich beschafft, oder – im Falle eines integrierten Versorgers – die Preiskalkulation an die relevanten Notierungen anlegt und den Kunden aus seinem Erzeugungsportfolio

⁸⁰ Die Gewinnerwartung hängt von einer Reihe zum Teil komplexer Faktoren ab. Hierzu zählen u.a. die erwartete Volatilität der Preise und das damit verbundene Risiko, langfristige strategische Ziele, Transaktionskosten.

beliefert. Der im Zuge der Auswertung der Angebote an Stromkunden oft beobachtete und auch kritisierte Gleichschritt der darin enthaltenen Preisanbote ist somit eher als Folge der durchgehenden Orientierung der Energielieferanten an Forwardpreisen anzusehen und weniger als einer Absprache der Lieferanten. Da die Energielieferung an Industriekunden über die Vertragslaufzeit zu fixen Preisen erfolgt, kann auf der Beschaffungsseite eine Anlehnung an die Spotpreise aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen schwer argumentiert werden. Ein Lieferant, der seine Energie zu fixen Preisen veräußert, wäre so auf der Beschaffungsseite dem Preisänderungsrisiko der zukünftigen (und somit unbekanntenen) Spotpreise ausgesetzt. Aus diesem Grund orientieren sich Energielieferanten bei der Preissetzung für Industriekunden in der Regel an den Preisen auf den Terminmärkten.

Die Auswertung der Angebote an Stromkunden hat gezeigt, dass die oben beschriebene Methode der Preisgestaltung in der Praxis nicht immer strikt angewendet wird. Demnach gelang es dem Local Player immer wieder, in der letzten Phase der Preisverhandlung seinen Kunden ein niedrigeres Preisangebot als das der Mitbewerber zu unterbreiten und sie auf diese Weise weiterhin zu halten. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, weshalb es dem Local Player im Unterschied zu anderen Alternativlieferanten oftmals möglich ist, im Großkundengeschäft letztendlich der günstigste Anbieter zu sein – im benachbarten Versorgungsgebiet jedoch häufig nicht. Insbesondere wäre zu hinterfragen, wie sich diese Nachkorrekturen der Angebote begründen lassen bzw. warum diese möglich sind⁸¹.

Die Preise der Tarifkunden sind – wie bereits erwähnt – über die Lieferperiode flexibel. In diesem Fall scheint es so zu sein, dass Lieferanten auf eine Art „Mischpreisbildung“ zurückgreifen, die sich an der Preisentwicklung ihres Gesamtbeschaffungsportfolios orientieren. In diesem Portfolio können genauso eigene Erzeugungsanlagen, langfristige Einkaufsverträge von Partnerunternehmen oder Spot- bzw. Forwardlieferungen enthalten sein. In dieser Konstellation ist

⁸¹ Siehe hierzu auch Kapitel Unzureichendes Unbundling

allerdings auch nach Untersuchung der Angaben der Energielieferanten unklar⁸², wie die aus den eigenen Erzeugungsanlagen stammenden Energiemengen – die bei den Local Playern einen beträchtlichen Anteil ausmachen können – bewertet werden.

In der ersten Phase der Liberalisierung nahm die Anlehnung an die Großhandelsnotierungen bei der Endkundenpreisgestaltung keine zentrale Rolle ein. Das ist sowohl auf die zur damaligen Zeit eher unbedeutenden Großhandelsmärkte als auch auf die oft verfolgte Unternehmensstrategie zurückzuführen, die der Erhaltung des eigenen Kundenportfolios oberste Priorität einräumte. Mit der allmählichen Entwicklung der Großhandelsmärkte als seriöse, alternative Ein- und Verkaufsquellen rückten die dort erzielbaren Preise zunehmend in den Mittelpunkt der unternehmerischen Entscheidungen.

Für die Bepreisung der Energielieferverträge werden sowohl Börsen- als auch OTC-Notierungen herangezogen. Im Spotbereich sind für Österreich vor allem die Preise an der EEX bzw. der EXAA als relevant zu erachten, im Terminbereich die der EEX bzw. das „German Forward Assessment“ von Platts. Die Orientierung an Börsenpreisen wird oftmals auch wegen, des oftmals noch geringen Anteils der Handelsvolumen am Stromverbrauch kritisiert. Allein die Tatsache, dass die erwähnten Börsen noch ein relativ niedriges Handelsvolumen aufweisen und in einzelnen Marktsegmenten (z.B. bei Jahreskontrakten, die erst in 3 – 4 Jahren oder erst später geliefert werden) durchaus illiquide sind, kann der Börsenpreis als Großhandelsbenchmark aber nicht *per se* diskreditieren. Die Börsenpreise korrelieren nämlich stark mit den am OTC-Markt beobachteten Preisen. Bestehende potenzielle Arbitragemöglichkeiten bewirken letztlich eine Angleichung der Preise auf den unterschiedlichen Märkten⁸³. Während am Terminmarkt – dank der größeren Handelsmengen – die OTC-Preise die Richtung vorgeben, gewinnen am Spotmarkt die Börsen und somit deren Preise eine immer größere Bedeutung. Durch ihre sehr ähnliche Entwicklung werden sowohl OTC- als auch Börsennotierungen als Maßstab

⁸² Die Entstehung der internen Verrechnungspreise bei vertikal integrierten Unternehmen lässt kein einheitliches Muster erkennen. _Ein entsprechender Vergleich zwischen einzelnen Unternehmen zeigt eine große Streuung.

⁸³ Die ökonomische Theorie besagt, dass identische Güter auf unterschiedlichen Märkten – unter Idealbedingungen – den gleichen Preis haben sollten. Wäre dem nicht so, würden Händler aus dieser Möglichkeit sofort Gebrauch machen und am „billigen“ Markt einkaufen und am „teuren“ verkaufen. Sie würden das solange machen, bis die Preise ausgeglichen wären und das Gleichgewicht wieder hergestellt wäre.

herangezogen. In der Praxis wird oft auf die EEX-Preise Bezug genommen, da diese unentgeltlich zugänglich sind.

Der Großhandelspreis spielt in der endgültigen Gestaltung des Endkundenpreises eine wesentliche Rolle, doch fließen in die Preissetzung letztlich auch strategische Überlegungen der Energielieferanten über die Aufteilung aller Kosten auf den Kundenstock ein. Im Kapitel „Niedrige Energiepreise bei gleichzeitig hohen Netztarifen“ konnte gezeigt werden, dass sich die Unterschiede der Endkundenpreise der Local Player zumindest bei Haushaltskunden nur sehr eingeschränkt durch Unterschiede der Absatzkosten oder -bedingungen bzw. der direkten Beschaffungskosten erklären lassen.

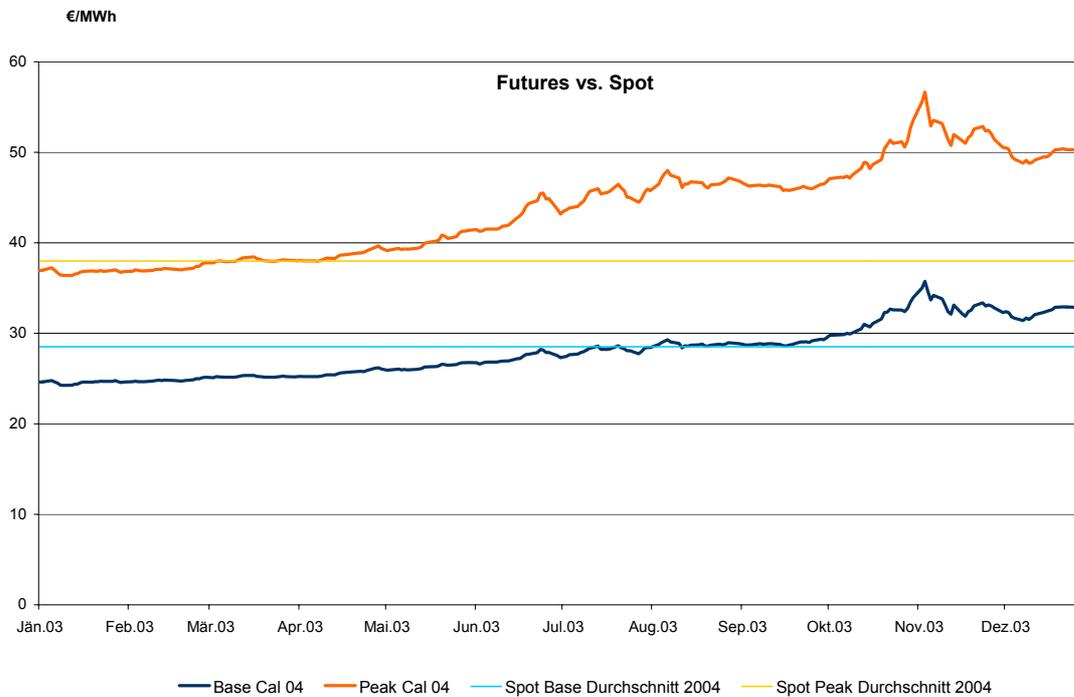
8.4 Preisfindung am kurzfristigen Stromgroßhandelsmarkt

Zunächst erscheint es sinnvoll, die Preise am kurzfristigen Stromgroßhandelsmarkt (Spotmarkt) von Preisen an Terminmärkten zu unterscheiden und anhand eines Beispiels zu illustrieren.

Wie bereits oben dargestellt, implizieren Forwardgeschäfte (Termingeschäfte) Stromlieferungen, die in der Zukunft stattfinden, deren Preis aber heute festgelegt wird. Ein Erzeuger hat beispielsweise die Möglichkeit einen Teil seiner Erzeugung für 2006 zu einem heute vereinbarten Preis zu verkaufen. Seine Alternative zu diesem Forwardgeschäft ist, heute nichts zu tun, sondern bis 2006 zu warten und seine Produktion Tag für Tag z.B. über eine Strombörse zu verkaufen. Der Preis für diese wohl in der Zukunft stattfindenden Spotgeschäfte ist heute naturgemäß nicht bekannt. Diese Darstellung zeigt auch gleichzeitig, dass der Forwardpreis keineswegs mit dem zukünftigen Spotpreis des Stromes gleichzusetzen ist. Da Unternehmen verschiedene Produkte zu unterschiedlichen Zeitpunkten für den gleichen Zeitraum kaufen bzw. verkaufen können, kann nicht von einem einheitlichen Marktpreis für elektrische Energie gesprochen werden, der als direkter Benchmark verwendet werden kann.

Untenstehende Abbildung zeigt, dass der tatsächliche Base Spotpreis im Jahresdurchschnitt 2004 bei etwa 28,5 €/MWh lag, obwohl der Futures Cal 04 Base Kontrakt ab Sommer 2003 teilweise weit über 29 €/MWh gehandelt wurde.

Abbildung 17: Futurespreis vs. Spotpreis 2004, €/MWh



Quelle: EEX

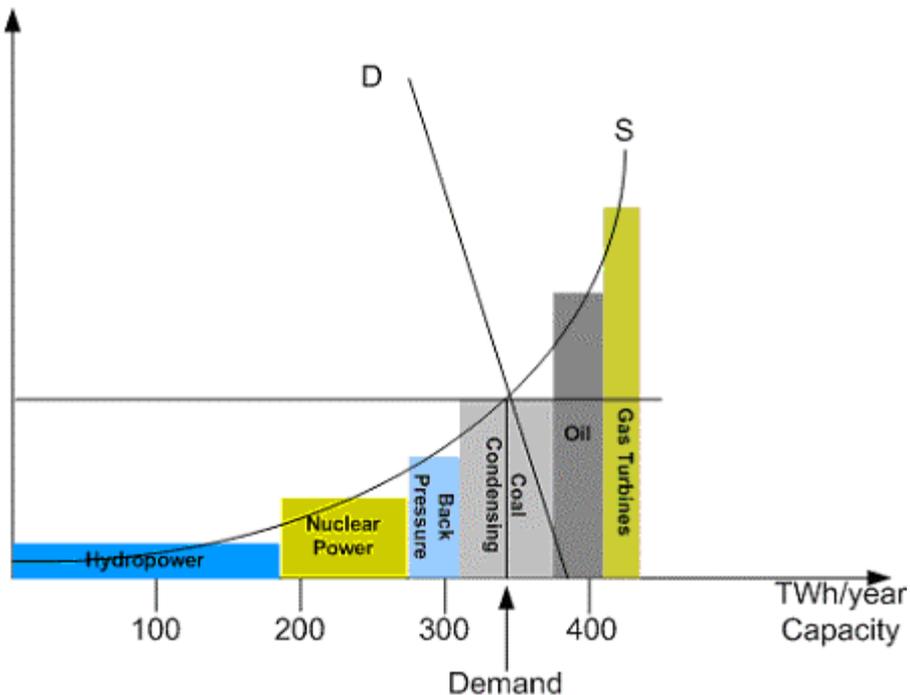
Abbildung 17 zeigt, dass ein Lieferant, der im Sommer 2003 seinen gesamten Strombedarf über die Börse beschafft hätte, deutlich höhere Beschaffungskosten gehabt hätte, wie ein Lieferant, der seinen Bedarf jeweils kurzfristig am Spotmarkt eingekauft hätte.

Der Gleichgewichtspreis am Spotmarkt wird unter idealen Bedingungen durch die kurzfristigen Grenzkosten desjenigen Kraftwerksblocks bestimmt, der im System die noch gerade notwendige „letzte“ Kilowattstunde Energie erzeugt. Wie viel Energie im System gerade noch bereitgestellt werden muss, wird durch den momentanen Verbrauch der Kunden (die Last) determiniert. Diese markträumende Mengen-Preis-Konstellation kommt mikroökonomisch gesehen dort zu Stande, wo die Stromangebots- und Nachfragekurve einander schneiden. Die Angebotskurve wird

durch die sog. Merit Order Kurve repräsentiert, während die Nachfragekurve die Last darstellt (siehe Abbildung 18).

Abbildung 18: Preisbildung am kurzfristigen Stromgroßhandelsmarkt

Variable Costs



Quelle: Vattenfall, Electricity Market Report 2003

Die Merit Order Kurve ist eine Aneinanderreihung der zur Verfügung stehenden Kraftwerksblöcke nach ihren kurzfristigen Grenzkosten. Bei kalorischen Kraftwerken machen diese Kosten im Großen und Ganzen die Kosten für den eingesetzten Primärenergieträger und – zum geringeren Teil – zusätzliche betriebsbedingte Kosten aus. Sie liegen bei traditionellen Kohlekraftwerken gegenwärtig bei etwa 25 €/MWh. Da Laufkraftwerke für die Energieerzeugung keine fossilen Energieträger benötigen, sind ihre Grenzkosten sehr niedrig und liegen bei rd. 3 €/MWh.

Die Kraftwerksbetreiber setzen im vollkommenen Wettbewerb ihre Kraftwerke nur dann ein, wenn der erwartete Marktpreis ihre kurzfristigen Grenzkosten (de facto variable Kosten) erreicht oder übersteigt. Anderenfalls würden sie bei jeder erzeugten Einheit Energie einen effektiven Verlust erleiden. Da Wasserlauf- und Atomkraftwerke niedrige variable Kosten haben, werden sie als

Grundlastkraftwerke⁸⁴ verwendet, während Kohlekraftwerke und – zum geringen Teil – Gaskraftwerke sowohl im Grund- als auch im Mittel- und Spitzenlastbereich eingesetzt werden. Dies gilt auch für die zentraleuropäische Großhandelsregion, in die neben Deutschland auch Österreich integriert ist. Für die heimischen Großhandelspreise bedeutet dies praktisch, dass sie hauptsächlich von den Grenzkosten der in dieser Preisregion eingesetzten – vor allem deutschen – Steinkohlekraftwerke bestimmt werden. Die Grenzkosten solcher Kraftwerke werden wieder von den Kohlepreisen beeinflusst, deren Höhe letztlich von der weltweiten Nachfrage bzw. dem Angebot für diesen Primärenergieträger vorgegeben wird.

Im Gegensatz zu Spotmarktpreisen, welche in erster Linie durch die Grenzkraftwerke bestimmt werden, werden am Forwardmarkt die Strompreise von einer Vielzahl von Faktoren bestimmt. Darunter sind vor allem Terminpreise unterschiedlicher Primärenergieträger, Erwartungen bezüglich der Entwicklung der künftigen Erzeugungskapazitäten und – in der letzten Zeit – die Höhe der Emissionszertifikatspreise zu nennen. Obwohl Rohöl nicht für die Energieerzeugung eingesetzt wird, scheint es auf die Terminpreise eine gewisse Auswirkung zu haben. Der Grund dafür dürfte darin liegen, dass die Entwicklung des Preises von Erdgas, das in der Stromerzeugung eine immer bedeutendere Rolle spielt, an die Preisentwicklung der aus Rohöl hergestellten Produkte gekoppelt wird.

8.5 Transparenz und Marktmacht am Großhandelsmarkt

Funktionierende und effiziente Großhandelsmärkte sind eine wesentliche Voraussetzung für den Erfolg der Liberalisierung des Strommarktes. Einerseits als Grundlage für Investitionsentscheidungen im Kraftwerksbereich und einen damit verbundenen effizienten Ressourceneinsatz. Andererseits auch für den Endkundenbereich, da bereits ein hoher Anteil der Stromlieferverträge mit Endkunden an Großhandelspreise gebunden ist und so der Einfluss der Preisbildung auf den Großhandelsmärkten weit über das effektive Handelsvolumen hinausgeht.

Die an der österreichischen EXAA gebildeten Preise werden zum überwiegenden Teil durch die Preise am deutschen Großhandelsmarkt bestimmt, wodurch die

⁸⁴ Kraftwerke, die gewöhnlich das ganze Jahr hindurch eingesetzt werden

dortigen Marktgegebenheiten in der Praxis die österreichischen OTC- und Börsenpreise bestimmen.

Aufgrund einiger Faktoren erscheinen die (deutschen) Großhandelspreise zur Zeit jedoch anfällig für Manipulationen; u.a. aufgrund

- fehlender Transparenz,
- hoher Konzentration am Erzeugermarkt,
- fehlender umfassender Marktaufsicht.

Der erste und dritte Punkt gelten vor allem für den OTC-Bereich und nur bedingt für den organisierten Handel auf den Börsen. Die Transparenz im OTC-Bereich über gehandelte Mengen, Preise und Akteure ist nur schwach ausgeprägt. Informationen sind – wenn überhaupt – ausschließlich über Sekundärquellen (Preisreporter, Broker) zu beziehen. Zusätzlich ist für den Großhandelsmarkt Deutschland und Österreich eine hohe Marktkonzentration am Erzeugermarkt (der Marktanteil von E.ON, RWE, EnBW und Vattenfall Europe an den installierten Erzeugungskapazitäten bei Importkapazitäten in Deutschland beträgt rd. 80 %⁸⁵) festzustellen, die zusätzlich durch auftretende Engpässe verstärkt wird. Eine geringe Transparenz gemeinsam mit einer hohen Marktkonzentration ergeben eine Vielzahl von Einflussmöglichkeiten (u.a. Nutzung von Insiderwissen über z.B. Ausfälle und Stillstände von Anlagen, Lastflüsse) auf den Energiepreis am OTC-Markt.

Die fehlende Marktaufsicht auf den OTC-Märkten verstärkt die Problematik aufgrund der hohen Marktkonzentration und der geringen Transparenz über Preise und gehandelte Volumen.

Im Vergleich zum OTC-Bereich ist zwar auf den Börsen eine höhere Transparenz über Preise und gehandelte Volumen gegeben, und die Börsen unterliegen einer strengeren Marktaufsicht. Da sich jedoch Preise aus dem OTC-Bereich auf die Preise an den Börsen niederschlagen, die vor allem bei (längerfristigen) Futures- und Forwardnotierungen nur sehr geringe Liquidität aufweisen, ist eine umfassende

⁸⁵ VIK, Vortrag „Zukunft der Stromversorgung für Deutschland und Europa“ von Dr. Riechmann am 13. Mai 2004 in Hannover

Betrachtung der beiden Bereiche notwendig, um Manipulationsmöglichkeiten am Großhandelsmarkt zu unterbinden.

Die EU-Kommission hat die Entwicklungen auf den Großhandelsmärkten (hohe Marktkonzentration, geringe Transparenz) zum Anlass genommen, eine Branchenuntersuchung auf europäischer Ebene durchzuführen, wobei die Großhandelsmärkte ein Schwerpunkt der Untersuchung sein werden. Gerade diese national übergreifenden Märkte lassen eine Untersuchung auf rein nationaler Ebene nicht sinnvoll erscheinen.

8.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Bei der in der Öffentlichkeit breit und oftmals kontrovers geführten Diskussion über die Modalitäten der Preissetzung am Endkundenmarkt und die Rolle der Großhandelspreise handelt es sich im Grunde um die Fragen nach dem „richtigen“ Marktpreis, Relevanz der Leipziger und Grazer Strombörsen sowie der Ölpreisbindung für die Marktpreisbildung.

Die Untersuchung der ersten Frage, nämlich nach der Existenz eines „richtigen“ Marktpreises, ergab, dass es am Markt nicht einen, für alle Transaktionen gleichermaßen gültigen Marktpreis gibt, zu dem elektrische Energie am Großhandelsmarkt beschafft werden kann. Am Großhandelsmarkt werden vielmehr Produkte gehandelt, die unterschiedliche Bedürfnisse der Käufer hinsichtlich Zeit, Dauer sowie Erfüllungsdatum der Lieferung abdecken können. Demgemäß fragen Elektrizitätsunternehmen aufgrund ihrer Kundenstruktur, der eigenen Erzeugungsmöglichkeiten und der Art ihres Risikomanagements am Großhandelsmarkt ausgewählte Produkte nach, deren Preise stark differieren können. Daher kann in diesem Zusammenhang nicht - wie es in der öffentlichen Diskussion oft suggeriert wird – über einen allgemein gültigen Marktpreis als Referenzwert gesprochen werden, sondern eher über relevante Preisbenchmarks, die vorallem hinsichtlich Zeitpunkt des Geschäftsabschlusses, Lieferzeitraum und – umfang auf unterschiedliche Marktpreise basieren können.

Weiters kann gesagt werden, dass die beobachtete Praxis der Lieferanten, nämlich die Anlehnung an die relevanten Forward- oder Futuresnotierungen bei der Anbotslegung für Industriekunden, betriebswirtschaftlich durchaus argumentierbar ist. Ob die gegenwärtige Höhe dieser Notierungen gerechtfertigt ist, kann im Rahmen dieser Untersuchung nicht vollständig geklärt werden. Da der österreichische Großhandelsmarkt – wie bereits im 1. Teilbericht der Branchenuntersuchung ausgeführt – mit jenem Deutschlands und der Schweiz eng verflochten ist, können etwaige Fälle gezielter Preisbeeinflussungen auf diesem Markt nur im internationalen Kontext analysiert werden. Hier könnte eine Branchenuntersuchung auf europäischer Ebene – „Sector Inquiry“ –, die zurzeit von der Europäischen Kommission vorbereitet wird, Aufschluss geben.

Die zweite Frage, ob diese repräsentativen Marktpreise die Preise der Strombörsen in Leipzig und Graz sein können, lässt sich mit ja beantworten. Zwar könnten das auch andere Großhandelspreise auf anderen Marktplätzen sein (OTC-Markt), doch werden Börsenpreise – aufgrund der schnellen und kostengünstigen Verfügbarkeit – bevorzugt als Referenzpreis herangezogen.

Die Frage, inwieweit das von Erzeugern und Lieferanten für die Erklärung der gestiegenen Großhandelspreise vorgebrachte Argument der gestiegenen Preise der Primärenergieträger vor dem Hintergrund der maßgeblichen heimischen Erzeugung aus Wasserkraft, gerechtfertigt ist, kann folgendermaßen beantwortet werden: Das Niveau der Großhandelspreise, zu dem auch Wasserkrafterzeuger ihren Strom tatsächlich verkaufen bzw. verkaufen könnten, wird letzten Endes nicht von den Kosten der österreichischen Laufwasserkraftwerke bestimmt, sondern hauptsächlich von den Kosten von Kohle- und zum geringeren Ausmaß von Gaskraftwerken. Die gestiegenen Großhandelspreise sind daher im Ausmaß der gestiegenen Primärenergiepreise gerechtfertigt. Ob das gegenwärtige Niveau der Großhandelspreise mit der Preisentwicklung der fossilen Primärenergieträger vollständig erklärbar ist, kann – wie oben erwähnt – im Rahmen dieser Untersuchung nicht geklärt werden.

8.7 Die weitere Vorgehensweise - Ausblick

a) Im Rahmen der Untersuchung wurde eine Reihe von wettbewerbspolitisch äußerst problematischen und zum Teil vermutlich auch wettbewerbsrechtlich unzulässigen Verhaltensweisen beschrieben (siehe insbesondere Kapitel 6). Die Bundeswettbewerbsbehörde wird sich in Zusammenarbeit mit der E-Control und den anderen zuständigen Behörden in den nächsten Monaten bemühen, in konkreten Einzelgesprächen mit den Unternehmen die problematischen Verhaltensweisen abzustellen.

Parallel zum vorliegenden zweiten Zwischenbericht wurde von der E-Control in den vergangenen Monaten ein Vorschlag für ein Maßnahmenpaket zur Belebung des Wettbewerbs erstellt. Auch die EnergieAllianz hat punktuelle Maßnahmen zur Belebung des Wettbewerbs vorgelegt. Ziel ist es, nach einer intensiven Diskussionsphase diese Maßnahmen mittelfristig auch praktisch umzusetzen.

Die Kernpunkte des Wettbewerbspaketes sind:

- 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
 - Recht auf Grundversorgung
- Maßnahmen zur Intensivierung des Wettbewerbs
 - Netztarifsenkung
 - Weitergehendes Unbundling

b) Einer weiteren kritischen und intensiven Diskussion bedürfen aus wettbewerbspolitischer Sicht nach Auffassung der Bundeswettbewerbsbehörde, der E-Control und auch des Bundeskartellanwalts die EnergieAllianz, vor allem aber das

seinerzeit von der Europäischen Kommission genehmigte Projekt der „Österreichischen Stromlösung“. Dieses Projekt dürfte in seiner derzeitigen Form mit ziemlicher Wahrscheinlichkeit aus heutiger Sicht nicht (mehr) geeignet sein, wettbewerbspolitisch ausreichend positiv bewertet werden zu können. Da sich überdies aufgrund medialer Äußerungen auch betroffener Unternehmen die Anzeichen dafür mehren, dass aufgrund geänderter Verhältnisse das Projekt "Österreichische Stromlösung" in der von der Europäischen Kommission seinerzeit genehmigten Form nicht mehr von allen Beteiligten ernsthaft angestrebt wird, wird erst Recht ein (der) Nachdenkprozess über die Ausgestaltung einer aus heutiger Sicht möglichen und wettbewerbspolitisch adäquaten Alternativlösung einzuleiten (fortzusetzen) sein.

c) Parallel zu all dem wird die Branchenuntersuchung Gas fortgeführt sowie an einem weiteren Teilbericht - möglicherweise Endbericht - der Branchenuntersuchung Strom gearbeitet. Immerhin konnten durch die intensive – im Wege der Branchenuntersuchung auch formalisierte – Erörterung des Strommarktes bisher einige positive Effekte zum Vorteil der Stromkunden erzielt werden. So hat die nachhaltige öffentliche Diskussion dazu geführt, dass im Zuge der Netztarifsenkungen die Strompreise von den Unternehmen nicht im gleichen Ausmaß der Senkungen angehoben worden sind. Auch die öffentliche Wahrnehmung der Sinnhaftigkeit der Strommarktliberalisierung und der Informationsstand der Konsumenten darüber sind in den vergangenen Monaten deutlich gestiegen. Die Bundeswettbewerbsbehörde und die E-Control sind bestrebt, diese Entwicklung weiter zu fördern.

W. Barfuß e.h.

1. April 2005

(Rundsiegel - Bundeswettbewerbsbehörde)