



E-CONTROL

MARKTBERICHT 2016

Inhaltsverzeichnis

1. Maßgebliche Entwicklungen	5
1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen.....	6
Indikatoren der Stromwirtschaft.....	6
Indikatoren der Gaswirtschaft.....	7
1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen	8
Strommarkt	8
Gasmarkt	10
1.3. Maßgebliche regulatorische Entwicklungen	10
Erkenntnis zur Unabhängigkeit	10
Abschluss des Unbundlings der Netzbetreiber	11
Energiegroßhandelsdatenverordnung (EGHD-VO)	11
2. Der Strommarkt	11
2.1. Netzregulierung.....	11
Netzentwicklungsplan (NEP)	13
Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur	14
Netzqualität.....	15
2.2. Funktionsweise des Marktes.....	18
Marktregeln.....	18
Technisch organisatorische Regeln (TOR)	18
Sonstige Marktregeln	19
Regelreservemarkt	19
Ökostrom.....	20
2.3. Wettbewerb am Großhandelsmarkt.....	22
2.4. Wettbewerb am Endkundenmarkt	24
Marktentwicklung	24
Neue Lieferanten/Marken/Produkte	26
Einsparpotenzial	28
Wechselzahlen.....	28
Onlineprodukte und Dienstleistungen	29
EU- Preisvergleich.....	30

3. Der Gasmarkt.....	31
3.1. Netzregulierung.....	31
3.2. Funktionsweise des Marktes.....	34
Gasmarktmodell.....	34
Speichermarkt.....	35
Speicherkapazitäten in Österreich.....	36
Kartellverfahren.....	37
Transparenz.....	37
Netzausbauplanung Gas.....	38
Herausforderungen der Netzausbauplanung 2015.....	39
Investitionen in die Gasnetzinfrastruktur.....	39
3.4 Wettbewerb am Großhandelsmarkt.....	40
Speichermarkt und Speicherkapazitäten.....	42
3.3. Wettbewerb am Endkundenmarkt.....	46
4. Gemeinsame Strom- und Gasthemen	51
4.1. Versorgungssicherheit Strom und Gas.....	51
4.2. EU Energie Infrastruktur Paket.....	52
4.3. Überwachung des Energiegroßhandels.....	54
4.4. Unbundling.....	55
4.5. Energieeffizienz.....	56
4.6. Endkundenservice.....	56
Energie-Hotline der E-Control.....	56
Vor-Ort-Beratungen der E-Control.....	57
Streitschlichtung.....	57
Wirksamkeit der Maßnahmen zum Schutz der Kunden.....	59
Website der E-Control.....	60

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: EEX Base Terminmarkt	9
Abbildung 2: CEGHIX Day Ahead [€/MWh]	10
Abbildung 3: Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur	13
Abbildung 4: Entwicklung Bruttoinvestitionen Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber	15
Abbildung 5: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich	17
Abbildung 6: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich	18
Abbildung 7: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge	21
Abbildung 8: Entwicklung der Engpassleistung	22
Abbildung 9: Preise am EXAA Day-Ahead Markt	23
Abbildung 10: EEX Base Terminmarkt	24
Abbildung 11: Haushaltsstrompreis Tarifikalkulator (3.500 kWh) vs. Index Statistik Austria	25
Abbildung 12: Energiepreise der Endverbraucher vs. EEX Terminmarktpreise Year-Ahead	26
Abbildung 13: Angebotsanzahl für einen Musterhaushalt	28
Abbildung 14: Entwicklung Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten (inkl. Neukundenrabatte)	28
Abbildung 15: Haushaltsstrompreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (2. Halbjahr 2015, Gruppe DC 2.500 kWh - 5.000 kWh/Jahr)	31
Abbildung 16: Entgeltveränderung Musterkunde Netzebene 2	32
Abbildung 17: Entgeltveränderung Musterkunde Netzebene 3	33
Abbildung 18: Entwicklung der Bruttoinvestitionen Gas	40
Abbildung 19: VTP OTC Volumen und aktive Händler	41
Abbildung 20: CEGHIX Day Ahead [€/MWh]	42
Abbildung 21: OTC Preise und Temperaturabweichungen Normaljahr	42
Abbildung 22: Gesamtpreisänderung Jänner 2016 vs. Jänner 2015	46
Abbildung 23: Großhandelspreise vs. Endkundenpreise	47
Abbildung 24: Angebotsanzahl für einen Musterhaushalt	48
Abbildung 25: Entwicklung – Gaskostensparpotenzial beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter, jeweils monatliches Maximum und Minimum im Bundesländervergleich. ...	49
Abbildung 26: Haushaltsgaspreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (Gruppe D2 5.555 kWh bis 55.555 kWh)	51
Abbildung 27: Anzahl der Anfragen/Beschwerden 2008-2015	58
Abbildung 28: Anfragen/Beschwerden der Schlichtungsstelle nach Themen	58

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Indikatoren der Stromwirtschaft	6
Tabelle 2: Indikatoren der Gaswirtschaft	8
Tabelle 3: Wechselrate und Anzahl der gewechselten Zählpunkte	29
Tabelle 4: Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2016	36
Tabelle 5: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte	50
Tabelle 6 Monitoring-Ergebnisse zu Maßnahmen zum Schutz der Kunden	59

1. Maßgebliche Entwicklungen

1.1. Strom- und Gasmarkt in Kennzahlen

Indikatoren der Stromwirtschaft

Im Kalenderjahr 2015 stieg der inländische Stromverbrauch insgesamt um 1,5 % bzw. 1.019 GWh auf 69.937 GWh, wodurch der Verbrauchsrückgang des Jahres 2014 zur Gänze ausgeglichen und das Verbrauchsniveau des Jahres 2013 erreicht bzw. leicht überschritten wurde. Im Bereich des öffentlichen Netzes erhöhte sich der Inlandsstromverbrauch um 1,6 % auf 61.968 GWh. Wesentlichen Anteil daran hatte die Industrie und hier vor allem die mittleren und großen Abnehmer, das sind jene mit einem Jahresstrombezug von mehr als 2 GWh. Der Bezug der industriellen Abnehmer stieg insgesamt um 760 GWh oder 2,2 % auf 34.815 GWh, während die mittlere Kategorie einen Anstieg um 2,3 % und die große Kategorie einen Anstieg um 2,7 % verzeichnete. Demgegenüber war der Verbrauchszuwachs im Haushaltsbereich mit 1,0 % unterdurchschnittlich, bei den Kleinkunden lag er mit 0,8 % insgesamt noch darunter. Auffallend ist des Weiteren, dass sich die Zuwachsraten im Bereich der gesamten Versorgung sowie des öffentlichen Netzes wieder stark annähern, was den starken Einfluss, vor allem der größeren Industrieverbraucher, weiter unterstreicht.

Die inländische Stromerzeugung lag mit insgesamt 64.930 GWh nur geringfügig unter dem Niveau des Vorjahres, der Erzeugungsrückgang betrug 179 GWh oder 0,3 %. Bedingt durch ein vor allem in der zweiten Jahreshälfte ausgesprochen schlechtes Wasserdargebot – die monatlichen Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke lagen mit Ausnahme des Oktober bei maximal 0,80 und somit um zumindest 20 % unter dem Erwartungswert – erzeugten die Wasserkraftwerke mit 40.353 GWh um 4.376 GWh oder 9,8 % weniger als im Jahr 2014. Besonders stark war der Erzeugungsrückgang bei den kleineren Wasserkraftwerksanlagen: So erzeugten die Laufkraftwerke mit einer Engpassleistung von bis zu 10 MW um 14,7 % und die kleineren Speicherkraftwerke um 15,1 % weniger Strom als im Vorjahr. Der vergleichsweise hohe Erzeugungsrückgang bei den Wasserkraftwerken wurde einerseits durch einen stärkeren Einsatz der konventionellen Wärmekraftwerke und andererseits durch den Zuwachs an Windenergie nahezu ausgeglichen. Die kalorischen Anlagen erzeugten um 2.875 GWh oder 18,0 % mehr, wobei der größte Anteil auf die gasbefeuerten Kraftwerke entfiel, die um 2.377 GWh oder 44,4 % mehr zur inländischen Erzeugung beitrugen. Die Windkraftanlagen erzeugten mit 4.834 GWh um 989 GWh oder 25,7 % mehr, wobei diese Mehrerzeugung vorwiegend aus Neuanlagen stammt.

	GWh (2015)	Veränderung zu 2014
Brutto Stromerzeugung	64.930	-0,28%
Physikalische Importe	29.369	9,95%
Physikalische Exporte	19.311	10,75%
Pumpstromverbrauch	5.051	-7,59%
Inlandsstromverbrauch	69.937	1,48%
Jahresspitze (3. Mittwoch; MW)	10.895	1,33%

Tabelle 1: Indikatoren der Stromwirtschaft

Da die inländische Erzeugung insgesamt stagnierte, musste der Stromverbrauchszuwachs im Wesentlichen über erhöhte Nettoimporte abgedeckt werden. Diese erreichten im Berichtsjahr 2015 10.058 GWh und lagen damit um 783 GWh über dem Vorjahr. Auffällig ist, dass sich sowohl die physikalischen Importe als auch die Exporte erhöhten: Die Importe stiegen um 9,9 % oder 2.657 GWh auf 29.369 GWh, die Exporte um 10,7 % bzw. 1.874 GWh auf 19.311 GWh. Die Nettoimporte kamen zu etwa gleichen Teilen aus Deutschland (12.892 GWh) und der Tschechischen Republik (12.300 GWh), während in die anderen Anrainerstaaten netto exportiert wurde: 6.535 GWh in die Schweiz, 4.678 GWh nach Slowenien, 2.119 GWh nach Ungarn, 1.484 GWh nach Italien und 307 GWh nach Liechtenstein.

Im ersten Quartal 2016 setzte sich der ansteigende Trend bei der Stromverbrauchsentwicklung fort: Der Inlandsstromverbrauch stieg im Bereich der gesamten Versorgung um 0,6 % und im öffentlichen Netz um 0,8 %. Als wesentliche Einflüsse sind der Schalttag, der Temperatureinfluss und wirtschaftliche Faktoren zu nennen. Die Stromaufbringung war vor allem von der im Jänner noch anhaltenden vergleichsweise schlechten Wasserführung und einem deutlich überdurchschnittlichen Wasserdargebot im Februar gekennzeichnet. Darüber hinaus war die Stromerzeugung aus Windkraft sehr unterschiedlich, was sich einerseits in den Erzeugungsbeiträgen der Wärmekraftwerke und andererseits im physikalischen Austausch mit dem Ausland niederschlug: Während im Jänner die Stromerzeugung in Wärmekraftwerken sowie die Nettoimporte deutlich anstiegen, wurden beide im Februar und März reduziert.

Indikatoren der Gaswirtschaft

Die Abgabe an Endverbraucher lag im Berichtsjahr 2015 erstmalig seit 2011 wieder über jener des Vorjahres – insgesamt wurden 84.394 GWh an inländische Endkunden abgegeben, was einem Zuwachs von 5.631 GWh oder 7,1 % entspricht. Nach den zum Teil starken Verbrauchsrückgängen der letzten Jahre hat das inländische Verbrauchsniveau nunmehr in etwa jenes des Jahres 2001 erreicht. Wesentlichen Anteil an der Verbrauchssteigerung hatten einerseits die Haushalte, die mit 17.819 GWh um 1.460 GWh bzw. 8,9 % mehr Erdgas bezogen, andererseits die Großabnehmer, deren Bezug von 51.001 GWh um 7,9 % oder 3.755 GWh anstieg. Anzumerken ist zu dieser Verbraucherkategorie, dass sie die meisten gasbefeuerten Kraftwerke, die in ihrer Mehrzahl KWK-Anlagen sind, umfasst, sodass vor allem der erhöhte Heizbedarf als wesentlicher Faktor für den Verbrauchsanstieg zu nennen ist.

Im Gegensatz zur inländischen Verbrauchsentwicklung, die im Berichtsjahr 2015 wieder einen Anstieg verzeichnete, ging die inländische Produktion um 4,4 % bzw. 614 GWh weiter zurück und erreichte mit 13.406 GWh den niedrigsten Wert der letzten 25 Jahre. Die Schere zwischen Verbrauchsanstieg und Produktionsrückgang wurde im Wesentlichen über die Speicher geschlossen, wobei diese in der ersten Jahreshälfte auch den Rückgang an Importen auszugleichen hatten. Die physikalischen Importe gingen im ersten Halbjahr um 21,7 % oder 59.338 GWh auf 214.321 GWh zurück, während die Exporte in diesem Zeitraum deutlich weniger, nämlich um 12,0 % oder 27.098 GWh auf 199.204 GWh, reduziert wurden. Gleichzeitig wurde die Speicherentnahme um 79,5 % oder 20.299 GWh angehoben und die Einpressung um 41,7 % bzw. 14.829 GWh verringert. Insgesamt stieg die Speicherentnahme im Berichtsjahr um 11.610 GWh oder 21,7 % bei einem gleichzeitigen Rückgang der Einpressung um 12.007 GWh oder 18,2 %, sodass über das gesamte Berichtsjahr 23.617 GWh netto mehr entnommen wurde.

	GWh (2015)	Veränderung zu 2014
Importe	470.732	1,6%
Produktion	13.406	-4,4%
Ausspeicherung	65.064	21,7%
Exporte	406.641	6,6%
Einspeicherung	54.027	-18,2%
Eigenverbrauch/Verluste	4.473	0,6%
Abgabe an Endkunden	84.394	7,0%
Max. Tagesverbrauch	4.312	1,0%
Min Tagesverbrauch	90	-4,6%

Tabelle 2: Indikatoren der Gaswirtschaft

Im ersten Quartal 2016 ging die Abgabe an Endkunden trotz eines starken, vor allem temperaturbedingten Verbrauchsanstiegs im Jänner um 0,4 % zurück. Die inländische Produktion wurde weiter reduziert, ebenso wie die Netto-Entnahme aus den Speichern, die vollständig von den gleichzeitig steigenden Netto-Importen ausbalanciert wurde: Insgesamt ging die Speicherentnahme um 19.302 GWh zurück, während die Nettoimporte um 19.212 GWh anstiegen.

1.2. Maßgebliche Marktentwicklungen

Strommarkt

Österreich bildet mit Deutschland und Luxemburg eine gemeinsame Strompreiszone. Großhandelsseitig ist der Strompreis gegenüber 2014 im Berichtsjahr weiter gesunken. Die Base Day-ahead Kontrakte für Lieferung in DE/AT lagen 2015 bei 31,5 €/MWh, Year-ahead Base Kontrakte notierten durchschnittlich bei knapp 31 €/MWh gegenüber 35 €/MWh im Vorjahr.

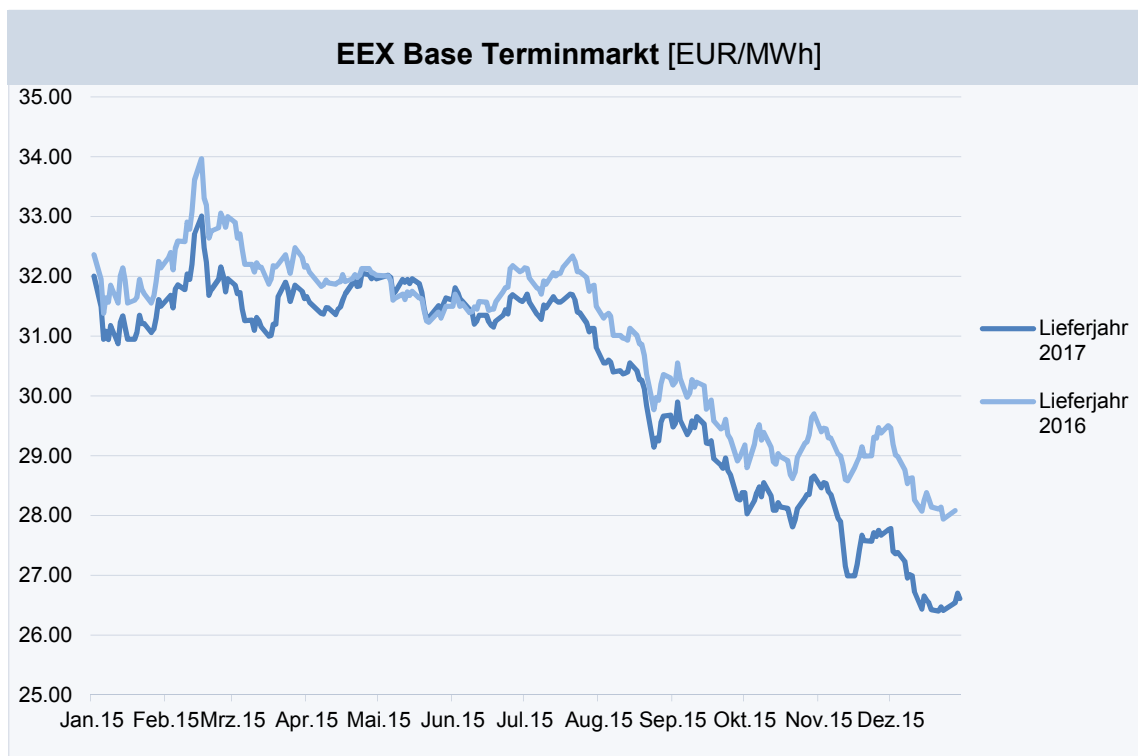


Abbildung 1: EEX Base Terminmarkt

Quelle: EEX

Die gemeinsame Preiszone ist in den letzten Monaten Diskussionsgegenstand geworden. Primär aufgrund eines Netzengpasses innerhalb Deutschlands kommt es zu deutlichen Abweichungen der physikalischen von den kommerziellen Stromflüssen. Dadurch werden die Handelskapazitäten in der Region beeinflusst und Polen, die tschechische Republik aber auch Deutschland drängen auf eine Trennung der Preiszone an der deutsch/österreichischen Grenze. Auch ACER hat in einer unverbindlichen Stellungnahme vom September 2015 die Trennung empfohlen. E-Control hat - gemeinsam mit anderen österreichischen Organisationen - klar Stellung bezogen, dass der strukturelle Engpass nicht an der Grenze liegt und ein Auftrennen an dieser Stelle sachlich und rechtlich unzulässig ist. Allfällige operative Probleme können bislang mit operativen Maßnahmen gelöst werden, sodass bisher keine Auswirkungen am Großhandelsmarkt zu beobachten sind.

Sinkende Großhandelspreise ermöglichen typischerweise Markteinsteigern günstige Angebote zu legen. Das maximale Einsparpotenzial beim Wechsel vom lokalen Anbieter zu einem Alternativenbieter ist demgemäß weiter gestiegen und lag 2015 bei über 300 €/Jahr.

Dies führte bei den Wechselzahlen zu einer relativ stabilen Entwicklung, wobei die Spitzenwerte von 2014 nicht erreicht wurden. 152.808 oder 2,5 % der Stromkunden haben im Berichtsjahr ihren Versorger gewechselt, womit nach 2014 die zweithöchsten Wechselzahlen verzeichnet wurden.

Im ersten Quartal 2016 haben mit 74.112 Personen um rund 21.000 Stromkunden mehr gewechselt als im Vorjahr, allerdings konnte der Rekordwert des Jahres 2014 mit 91.615 Kunden nicht erreicht werden.

Gasmarkt

Die Gaspreise haben 2015 etwa um ein Viertel nachgegeben, zu Jahresbeginn lag der Preis bei etwa 24 €/MWh, zu Jahresende bei etwa 15 €/MWh, im Jahresschnitt lagen die Preise 2015 bei 20,6 €/MWh am CEGH, etwa 10% niedriger als noch 2014.



Abbildung 2: CEGHIX Day Ahead [€/MWh]

Quelle: CEGH, Wiener Börse

Ähnlich dem Strommarkt haben die sinkenden Preise auch zu höherem Einsparpotenzial geführt, mit maximal über 500 €/Jahr für einen Standardgashaushalt.

2015 haben insgesamt 46.059 Gaskunden ihren jeweiligen Versorger gewechselt, was einer Wechselrate von 3,4 % entspricht, dem bislang zweithöchsten Wert.

Im ersten Quartal 2016 haben mit 21.047 Gaskunden um über 8.000 mehr ihren Versorger gewechselt als im Vergleichszeitraum 2015 und immerhin um über 3.700 mehr als 2014, dem Jahr mit der bisher höchsten Wechselrate.

1.3. Maßgebliche regulatorische Entwicklungen

Erkenntnis zur Unabhängigkeit

Das Bundesverwaltungsgericht hat einen Bescheid des Vorstands der E-Control aufgrund Unzuständigkeit (wegen mangelnder Unabhängigkeit) aufgehoben. Die unionsrechtlich geforderte Unabhängigkeit des Vorstands wird aufgrund des Informationsrechts des BMWFW gemäß § 5 Abs 3 E-ControlG bezweifelt.

Die E-Control hat dagegen Revision beim Verwaltungsgerichtshof erhoben. Darüber hinaus hat das betroffene Elektrizitätsunternehmen die Erkenntnis beim Verfassungsgerichtshof angefochten. Beide Verfahren sind noch nicht abgeschlossen.

Abschluss des Unbundlings der Netzbetreiber

Im Jahr 2015 haben die restlichen integrierten Energieversorgungsunternehmen Zusagen zu Maßnahmen im Bereich des Außenauftritts der Verteilernetzunternehmen gemacht. Dadurch konnten bis auf weiteres die „ex-ante“ Regulierungsmaßnahmen hinsichtlich Unbundling abgeschlossen werden. Die künftige Regulierungstätigkeit konzentriert sich in diesem Bereich daher darauf, die Einhaltung der Zusagen zu überwachen und allfällige geänderte Rahmenbedingungen zu beobachten und allenfalls in die Regulierung zu übertragen.

Energiegroßhandelsdatenverordnung (EGHD-VO)

Seit 1. Mai 2015 sind nach der EGHD-VO für den österreichischen Gas- und Strommarkt relevante organisierte Marktplätze aufgefordert, Informationen zu Standardverträgen an die E-Control zu übermitteln. Die verpflichtende Meldung von Nicht-Standardverträgen folgte mit dem 1. Oktober 2015. Zeitversetzt dazu begannen die Datenmeldungen für Standardverträge, also Verträge, welche an organisierten Marktplätzen abgeschlossen wurden, auf europäischer Ebene am 7. Oktober 2015 (die Lieferung der verbleibenden Daten auf europäischer Ebene begann im Frühjahr 2016). Die E-Control erhält mittlerweile jene Daten, die von den Meldepflichtigen an ACER übermittelt werden, indirekt über ACER, womit die direkte Meldung an die E-Control eingestellt werden konnte.

2. Der Strommarkt

2.1. Netzregulierung

Seit 1. Jänner 2014 läuft die dritte Anreizregulierungsperiode für die österreichischen Stromverteilernetzbetreiber. Die Kostenentwicklungen der Verteilernetzbetreiber werden nunmehr bis Ende 2018 auf Basis eines entsprechend weiterentwickelten Regulierungsmodells reguliert.¹ Obwohl die aktuelle Regulierungsperiode noch mehr als zwei Jahre läuft, haben bereits Vorarbeiten zur Weiterentwicklung des Regulierungssystems begonnen. Insbesondere stehen hierbei Überlegungen zur Neugestaltung des Effizienzvergleichs im Vordergrund. Wie auch im Vorjahr wurden 2015 Beschwerden gegen einige Kostenbescheide von Netzbetreibern eingelegt. Die vorgebrachten Beschwerdepunkte entsprechen im Wesentlichen jenen aus den Bescheidbeschwerden des Jahres 2014, welche noch beim BVwG anhängig sind.

Im Übertragungsnetz wurde die Kostenbasis wie gehabt auf Basis einer jährlichen Kostenprüfung bestimmt und als Grundlage für die Ermittlung der Übertragungsnetzentgelte 2016 herangezogen.

Im Rahmen der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 – Novelle 2016 (SNE-VO 2012-Novelle 2016) stiegen die Netznutzungs- und Verlustentgelte im Österreich-Durchschnitt um 5,93 %.

¹ Die Ausgestaltung der Regulierungssystematik wurde im Rahmen von zwei Papieren öffentlich konsultiert. Die entsprechenden Festlegungen des Vorstands sind in einem mehr als 100 Seiten starken Regulierungsdokument zusammengefasst. Das Dokument ist auf der Website der E-Control zu finden.

Insgesamt erhöhten sich die Netzkosten 2016 in Österreich im Vergleich zum Vorjahr um rund 96,3 Mio. Euro.

Der Anstieg des Netznutzungsentgelts lässt sich einerseits durch die Erhöhung der anzuerkennenden Kosten wegen geringerer Abgabemengen an Netzkunden erklären (aufgrund des Regulierungskontos gemäß § 50 EIWOG 2010 sowie der daraus folgenden niedrigeren Mengenbasis für die diesjährige Entgeltbestimmung), andererseits basiert er auch auf den in den letzten Jahren zu verzeichnenden Anstieg der Investitionen für den Ausbau bzw. die Erneuerung der Netze.

Auch im Bereich der Netzverlustentgelte gibt es deutliche Veränderungen, die im Wesentlichen auf Effekten aus der Berücksichtigung von höchstgerichtlichen Entscheidungen beruhen (vgl. VfSlg. 19.511/2011 ua). Hintergrund der Verfahren ist, dass Erzeuger seit dem Jahr 2009 zur Zahlung von Netzverlustentgelten verpflichtet sind. Für die Jahre 2009 bis 2011 wurden von zahlreichen Erzeugern Gerichtsverfahren gegen die Entgeltverrechnung angestrengt. In der den Entgelten für 2016 zu Grunde liegenden Kostenbasis wurden die Rückzahlungserfordernisse aus individuellen Gerichtsentscheidungen und die auf Basis von Höchstgerichtsentscheidungen getroffenen Vergleiche Netzebenen konform berücksichtigt.

In diesem Zusammenhang ist es wesentlich festzuhalten, dass die Netzbetreiber kostenseitig einem Anreizregulierungspfad unterliegen und daher die Entgeltsteigerungen im Wesentlichen nicht auf höhere Kosten im Betrieb des Netzes zurückzuführen sind. Die Netzbetreiber haben nach dem gültigen Regulierungsregime bis 2019 entsprechende Kostenvorgaben zu erzielen.

Im Bereich der nicht gemessenen Kunden kommt es bei allen Netzbetreibern zu einer Erhöhung des pauschalen Anteils des Netznutzungsentgeltes. Hierbei wurden Stellungnahmen von Netzbetreibern berücksichtigt, die eine Anpassung der pauschalen Komponenten im Sinne der verbesserten Verursachungsgerechtigkeit forderten. Neben der Vorgabe der Verursachungsgerechtigkeit ist gemäß § 51 Abs. 1 EIWOG 2010 auch die Energieeffizienz zu berücksichtigen, die eine Kostentragung durch verbrauchsabhängige Komponenten vorgibt und somit keine reine Pauschalabgeltung der Netznutzung zulässt.

Weiters sind die Vorgaben der RICHTLINIE 2012/27/EU zur Energieeffizienz² zu berücksichtigen. Hierbei gibt der Anhang XI Vorgaben für die Regulierung von Stromnetztarifen. Nach diesen sind folgende Kriterien relevant:

- 1. Netztarife müssen Kosteneinsparungen in Netzen, die durch nachfrageseitige und Laststeuerungs-Maßnahmen (Demand Response) sowie durch dezentrale Erzeugung erzielt wurden, darunter Einsparungen durch Senkung der Bereitstellungskosten oder durch Netzinvestitionen und optimierten Netzbetrieb, kostenorientiert widerspiegeln.*
- 2. Netzregulierung und Netztarife dürfen Netzbetreiber oder Energieeinzelhändler nicht daran hindern, Systemdienste für Laststeuerungs-Maßnahmen, Nachfragemanagement und dezentrale Erzeugung auf organisierten Strommärkten zur Verfügung zu stellen (...) und*
- 3. Netz- oder Einzelhandelstarife können einer dynamischen Tarifierung im Hinblick auf Laststeuerung-Maßnahmen seitens der Endkunden förderlich sein (...).*

² <http://www.bmwf.gv.at/EnergieUndBergbau/Energieeffizienz/PublishingImages/Text%20Energieeffizienzrichtlinie.pdf>.

In Bezug auf die Entwicklung der Entgelte kann festgestellt werden, dass seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 die Entgelte gesenkt werden konnten. Dies entspricht für Kunden einer jährlichen Ersparnis von knapp 535,9 Mio. Euro. Im Durchschnitt liegen die Entgelte um mehr als 23,8 % unter den Basiswerten aus dem Jahr 2001. Ergänzend ist hierbei darauf hinzuweisen, dass diese Senkung auf nominellen Werten beruht – unter Berücksichtigung der generellen Inflationsentwicklung liegen die Entgelte um rund 35 % unter den Basiswerten aus dem Jahr 2001.

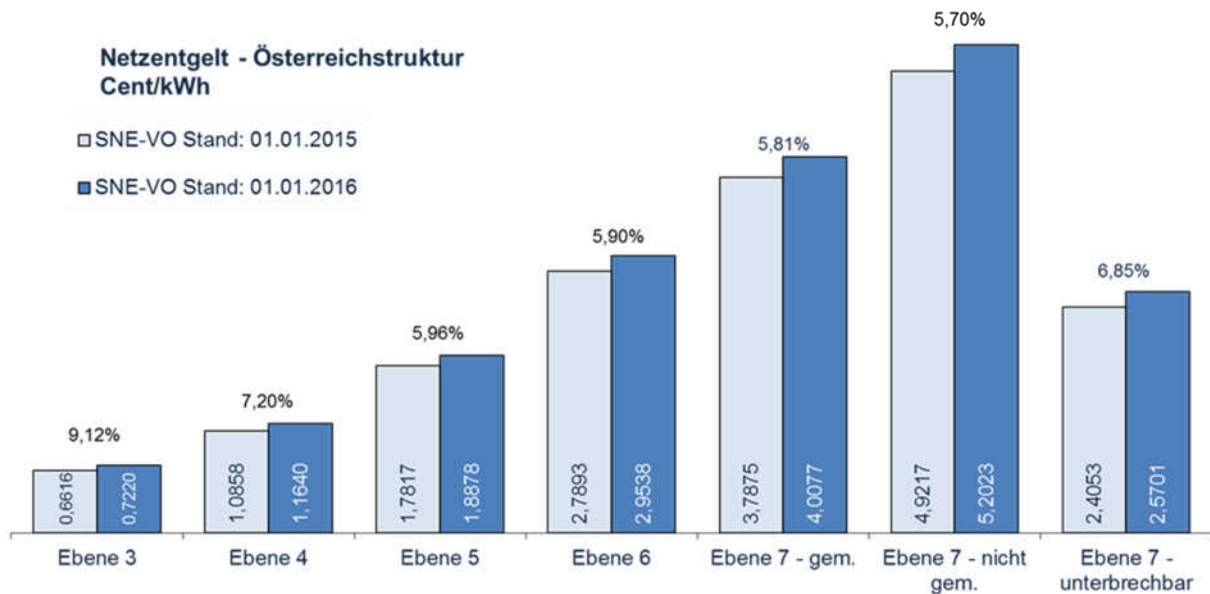


Abbildung 3: Netzentgeltentwicklung Österreichstruktur

Quelle: E-Control

Im Jahr 2015 hat E-Control ein Projekt zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich gestartet. Durch die Entwicklung der dezentralen Erzeugung und neuen Anforderungen aus „smarten“ Entwicklungen im Bereich der Energiewirtschaft (z. B. Flexibilität und Laststeuerung bzw. Demand Response) sind deutliche Auswirkungen auf die Netzkostentragung und Systemstabilität (Regelenergie) zu erwarten. Dies stellt die Gestaltung der Systemnutzungsentgelte in Österreich und Europa vor große Herausforderungen. Im Hinblick auf diese Herausforderungen hat die E-Control ein Konsultationsdokument zur Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur erstellt, welches verschiedene Empfehlungen aufgreift und im Jahr 2016 einer öffentlichen Konsultation aller Marktteilnehmer unterzogen wird.

Netzentwicklungsplan (NEP)

Gemäß § 39 Abs. 1 EIWOG 2010 ist die E-Control mit der Überwachung der Netzentwicklungspläne (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern Austrian Power Grid (APG) und Vorarlberger Übertragungsnetz (VÜN) gemäß § 37 EIWOG 2010 heuer erneut die Netzentwicklungspläne eingereicht und Ende November 2015 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahresnetzentwicklungspläne zu erstellen. Diese haben Szenarien als Grundlage für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie die einzelnen Projekte mit detaillierter Beschreibung zu beinhalten. Die Netzentwicklungspläne sind sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control zu konsultieren. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control, die in einem weiteren Schritt positiv bewertete Projekte per Bescheid genehmigt. Netzentwicklungspläne beinhalten Projekte in nationalem bzw. europäischem Interesse, Netzverbund- und Netzanschlussprojekte sowie seit 2012 auch Projekte, die keinen vollständigen Neubau von Leitungen erfordern, sondern die Adaption von bestehenden Netzen zur Leistungssteigerung und zu einem optimierten Betrieb des gesamten Übertragungsnetzes beinhalten. Dieses Vorgehen nach dem „NOVA Prinzip“ (Netzoptimierung vor – verstärkung und -ausbau) wurde seitens der E-Control positiv bewertet.

Die E-Control erhält von den Übertragungsnetzbetreibern neben den allgemein in den Konsultationsversionen zugänglichen Informationen weitere, vertrauliche Informationen, vor allem zu technischen Projektdetails und Kosten. Diese werden einer detaillierteren Prüfung unterzogen und legen die Basis für die Genehmigung der einzelnen Projekte.

Vor allem in Zusammenhang mit der Auswahl von Projects of Common Interest (PCI) auf europäischer Ebene, basierend auf dem Energieinfrastrukturpaket der EU, ist eine fundierte Analyse der österreichischen Netzausbauprojekte wichtig und eine intensive und gute Zusammenarbeit der unterschiedlichen Beteiligten ausschlaggebend für eine optimale Förderung der österreichischen Interessen.

Investitionen in die österreichische Stromnetzinfrastruktur

Durch den liberalisierten Strommarkt und den damit verbundenen dynamischen Veränderungen sind die Anforderungen sowohl an die Verteilernetz- als auch an die Übertragungsnetzinfrastruktur stark gestiegen. Der marktpreisbestimmte Kraftwerkseinsatz, steigender Stromverbrauch, neue Kraftwerksprojekte und der enorme Ausbau erneuerbarer Energieträger führen zunehmend zu hohen Netzbelastungen und kostenintensiven Engpässen. Zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind deshalb Netzausbauten aber auch die Absicherung der Verfügbarkeit von Kraftwerken an netztechnisch erforderlichen Standorten (etwa im Osten Österreichs) notwendig.

Grundsätzlich investierten Stromnetzbetreiber in Österreich weniger als in den Jahren zuvor. Hier wurden vor allem bei Verteilernetzbetreibern in Oberösterreich und der Steiermark größere Investitionsprojekte abgeschlossen. Primär wurde im Stromnetzbereich vor allem in Leitungserneuerung sowie Kapazitätserweiterung investiert, um der Versorgungssicherheit und dem hohen Anschluss- und Einspeisebedarf der Erneuerbaren Energien (vorrangig der Windenergie) gerecht zu werden. Wiederum gestiegen, aber weiter auf moderatem Niveau sind Investitionen in „smarte“ Technologien (Smart Meter, Smart Grids).

Im Übertragungsnetz werden derzeit vorrangig Projekte zu Erweiterungen und Ausbau im Umspannungsbereich sowie zu Kapazitätserweiterungen am Leitungsnetz durchgeführt. Auch für das Jahr 2016 ist mit einem ähnlichen Niveau an Investitionstätigkeit im Stromnetzbereich zu rechnen. Dies ist vor allem auf die schon erwähnte Umrüstung der Netzinfrastruktur sowie den erhöhten Kapazitäts- und Netzanschlussbedarf aufgrund Erneuerbarer Energien im Verteilernetzbereich

zurückzuführen. Im Übertragungsnetzbereich ist unter anderem abzuwarten, wie die Investitionsentscheidung für den „380 kV-Ringschluss“ in Form der Umsetzung des umstrittenen 380-kV Salzburg II Leitungsprojektes endgültig ausfällt. Eine Realisierung dieses Projektes würde zu einem markanten Investitionsanstieg im Übertragungsnetzbereich für die kommenden Jahre führen.

Abschließend stellt folgende Grafik die Entwicklung der Investitionen im Stromverteil- und Übertragungsnetz der vergangenen zehn Jahre dar. Bis zum Jahr 2013 ist ein kontinuierlicher Anstieg der Investitionstätigkeiten erkennbar. Einerseits wurde dies durch neue Projekte im Übertragungs- und Verteilernetze forciert, andererseits auch durch vermehrte Erneuerungsinvestitionen in das Bestandsnetz. Für die kommenden Jahre wird weiterhin ein leichtes Abflachen des Investitionsniveaus erwartet, da der Großteil der Erweiterungs- sowie Erneuerungsprojekte abgeschlossen wurde. Der zukünftige Fokus im Verteilernetz wird vor allem auf der Integration Erneuerbarer Energien (Wind & Solar) sowie dem Roll-Out der Smart Meter liegen. Im Übertragungsnetz stehen primär Aufrüstungsinvestitionen im Vordergrund. Ein möglicher positiver Bescheid für die Salzburg II Leitung kann natürlich zu einem deutlichen Investitionssprung im Übertragungsnetz führen. Die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen für die Unternehmen bieten derzeit nicht nur die entsprechende Abgeltung in Form kostenorientierter Netztarife, sondern auch die nötigen Anreize, Investitionen zeitgerecht durchzuführen. In der Ausgestaltung des künftigen Regulierungsmodells (im Gasbereich ab dem Jahr 2018, für Strom ab 2019) wird zu prüfen sein, ob bzw. welche Änderungen vorzunehmen sind, um den gesetzlichen Zielsetzungen weiterhin Rechnung zu tragen.

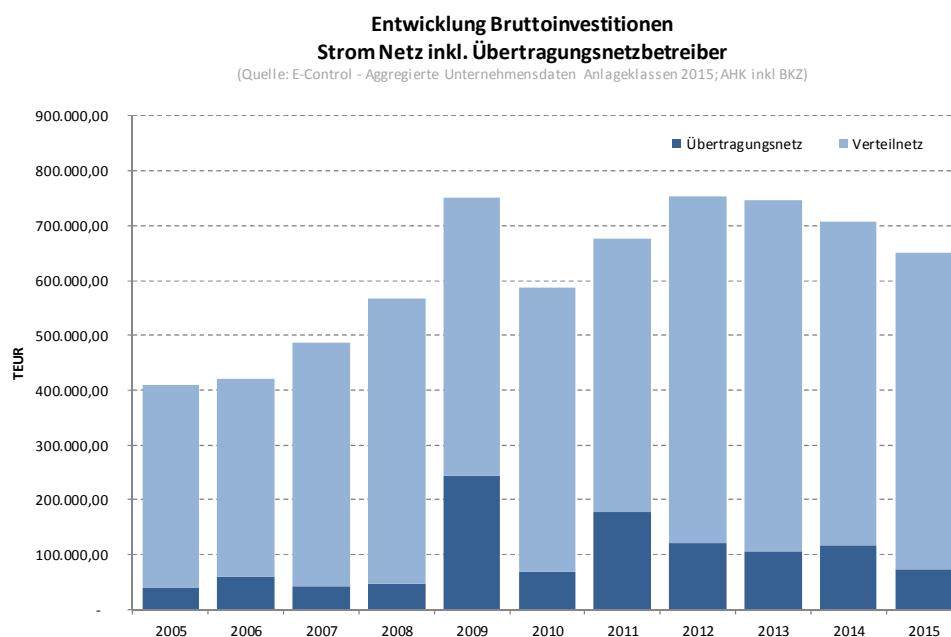


Abbildung 4: Entwicklung Bruttoinvestitionen Stromnetz inkl. Übertragungsnetzbetreiber

Quelle: E-Control

Netzqualität

Die Vorgaben des Art. 37 (1) der ElektrizitätsbinnenmarktRL (2009/72/EG) in nationales Recht wurde in Österreich im § 19 EIWOG 2010 umgesetzt. Darauf basierend wurde im Dezember 2012 die

Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012) kundgemacht, die mit 1. Juli 2013 in Kraft getreten ist.

Die Verordnung deckt dabei sowohl kommerzielle als auch technische Qualitätsstandards der Netzdienstleistung ab.

Die kommerziellen Qualitätsstandards enthalten dabei folgende Punkte:

- Netzzutritt und –zugang:
- Netzrechnung:
- Abschaltung und Wiederherstellung des Netzanschlusses:

Zusätzlich wurden Standards für Netzbetreiber bezüglich Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der erbrachten Dienstleistungen festgelegt, insbesondere:

- Fristen für die Vornahme von Reparaturen;
- Fristen für Anfragebeantwortung beim Netzbetreiber;
- Beschwerdemanagement.

Des Weiteren wurden zusätzlich Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der in der Verordnung festgelegten Standards aufgenommen. Diese sind jährlich von den betroffenen Netzbetreibern an die Regulierungsbehörde zu übermitteln sowie in geeigneter Weise, jedenfalls aber auf der Website des Verteilernetzbetreibers, von jedem Verteilernetzbetreiber individuell zu veröffentlichen.

Die Spannungsqualität hat dem Stand der Technik zu entsprechen. Entsprechend den Vorgaben der Elektrizitätsstatistikverordnung (StatVO), der Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung E-EnLD-VO und der NetzdienstleistungsVO Strom 2012 (in der Fassung der Novelle 2013) erfassen und melden österreichische Netzbetreiber der Regulierungsbehörde jährlich alle Ausfälle ab einer Dauer von einer Sekunde unter Angabe der Ursache, der Anzahl und entsprechenden Aufteilung der betroffenen Netzbenutzer, der betroffenen Leistung und anderer für statistische Auswertungen relevanter Daten.

Die Auswertung der Daten für das Jahr 2015 ergibt, dass die kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI), errechnet auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen für Österreich, einen Wert von 42,31 Minuten (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) ergibt. Die Bezugsgröße für diese Berechnung ist die Gesamtzahl der Netzbenutzer. Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 15,13 Minuten und 27,18 Minuten.

In Abbildung 5 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten kundenbezogenen Nichtverfügbarkeit der Jahre 2002 bis 2015 ersichtlich. Ausgewiesene regional außergewöhnliche Ereignisse wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Das Ergebnis der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit für das Jahr 2015 zeigt, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert, sich jedoch im Vergleich zum Vorjahr verbessert hat.

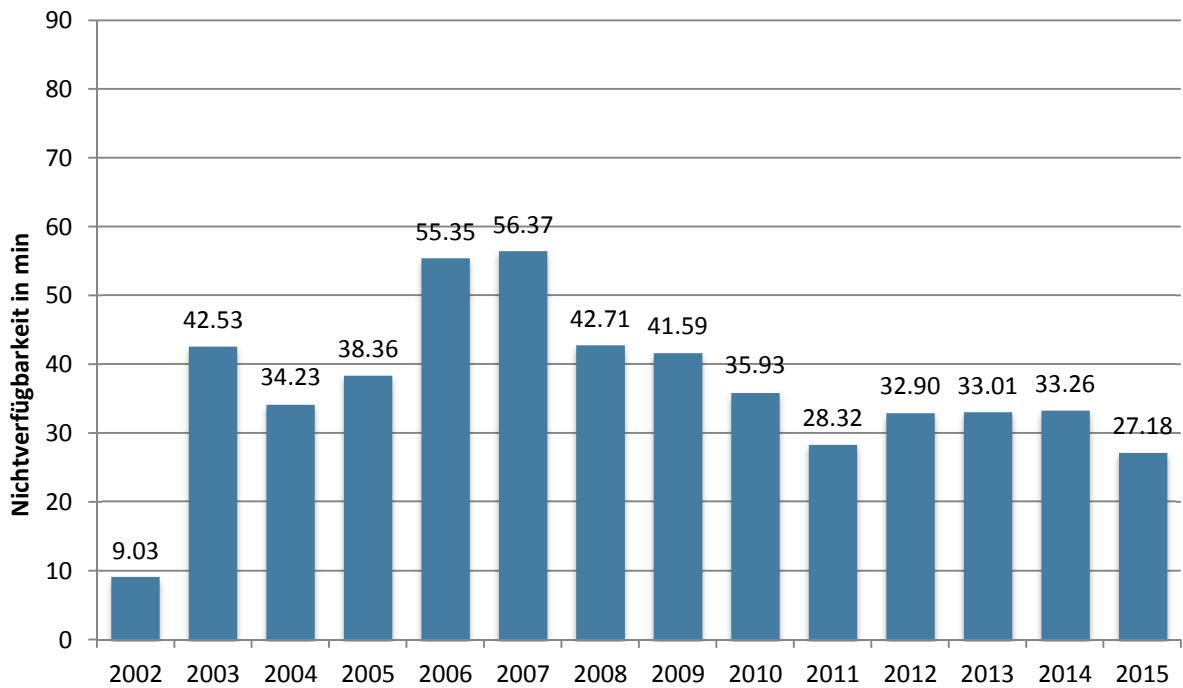


Abbildung 5: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) kundengewichtete Nichtverfügbarkeit (SAIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

Der Wert für die leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) auf Basis aller Versorgungsunterbrechungen (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) liegt für das Berichtsjahr 2015 für Österreich bei 39,50 Minuten. Unterschieden nach *geplanten* und *ungeplanten* Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 15,39 Minuten und 24,11 Minuten.

In Abbildung 6 ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit ersichtlich. Auch hier wurden ausgewiesene regional außergewöhnliche Ereignisse bei der Berechnung nicht berücksichtigt. Ebenso zeigt das Ergebnis der Bewertung, dass sich die Nichtverfügbarkeit der Stromversorgung gegenüber den letzten Jahren kaum verändert hat. Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Erhebung der Qualitätskennzahlen den Trend zur Netzqualität wiedergibt und keine Aussage über die langfristige generelle Versorgungssicherheit erlaubt.

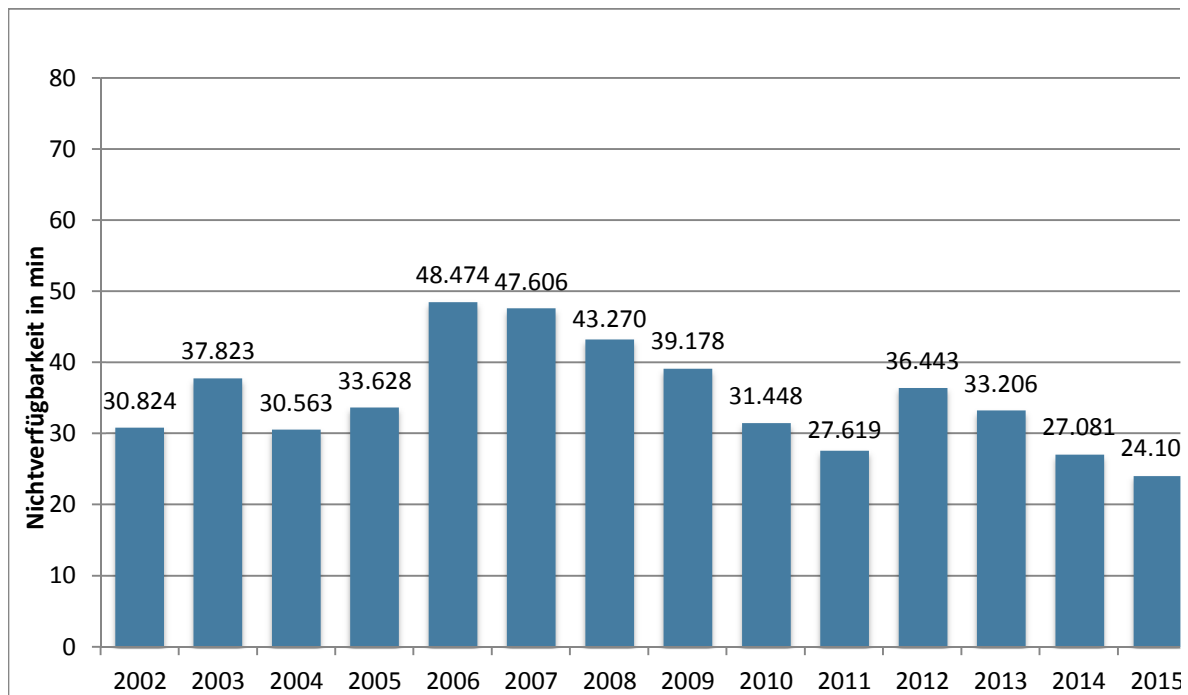


Abbildung 6: Jährliche ungeplante (exkl. regional außergewöhnlicher Ereignisse) leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit (ASIDI) der Stromversorgung in Österreich

Quelle: E-Control

2.2. Funktionsweise des Marktes

Marktregeln

Die Marktregeln in ihrer Gesamtheit umfassen technische und organisatorische Regeln (TOR), sonstige Marktregeln und die Allgemeinen Bedingungen (AB), etwa der Netzbetreiber, der Ökostromabwicklungsstelle (AB-ÖKO) oder des Bilanzgruppenkoordinators (AB-BKO).

Die sonstigen Marktregeln und die TOR werden auf Basis des § 22 Abs. 1 und 2 E-ControlG 2010 in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern bzw. Netzbetreibern erarbeitet und kontinuierlich weiterentwickelt. Die Allgemeinen Bedingungen sind gemäß § 41 ElWOG 2010, § 39 ÖkostromG 2012 sowie § 11 VerrechnungsstellenG 2000 von der E-Control zu genehmigen. Rechtswirksam werden die Marktregeln erst durch Einbindung in privatrechtliche Verträge zwischen den Marktteilnehmern.

Technisch organisatorische Regeln (TOR)

Die TOR stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar und wenden sich gleichermaßen an die Betreiber aller Übertragungs- und Verteilernetze sowie an sämtliche Netzbenutzer. Die TOR sind angewandte Betriebs- und Erhaltungsregeln für Stromnetze zur Erzielung einer angemessenen Versorgungssicherheit und eines störungsfreien Verbundbetriebs und regeln das Zusammenwirken von Erzeugungsanlagen, Übertragungs- und Verteilernetzen sowie von Anlagen von Netzbenutzern.

Im Berichtszeitraum wurden die TOR Teil D4 „Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“ in der Version 2.2 erarbeitet und am 22.2.2016 veröffentlicht. Folgende

Änderungen sollen zur gesamtwirtschaftlich kostengünstigen Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen beitragen und am 1.7.2016 in Kraft treten:

- Herabsetzung des Grenzwertes für zulässige einphasige Einspeisung, um mehr Photovoltaikanlagen an bestehende Netze anschließen zu können;
- weitere Ausgestaltung der Vorgaben für die Blindleistungsregelung von Erzeugungsanlagen;
- Einbeziehung elektrischer Energiespeicher in die TOR;
- vereinfachte Anforderungen für Kleinsterzeugungsanlagen.

Sonstige Marktregeln

Die sonstigen Marktregeln beschreiben die „Software“ zum Funktionieren eines liberalisierten Strommarktes. Sie definieren die Beziehungen zwischen den Marktteilnehmern, Angaben über Fahrpläne, Lastprofile, Prozessbeschreibungen und Informationsübermittlung.

Im Berichtszeitraum sind neue Versionen der Kapitel 1, 6, 7 und 11 der sonstigen Marktregeln in Kraft getreten.

Kapitel 1 „Begriffsbestimmungen“ trat am 1.7.2015 in Kraft und erweiterte dieses um die Begriffe für intelligente Messgeräte, Regelreserveanbieter und Aggregator.

Das Kapitel 6 „Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile“ wurde per 1.1.2016 in der Version 3.4 um sogenannte OBIS-Codes, einem Format für die Abrechnung des Netznutzungsentgelts für die Regelreserve, erweitert.

Das Kapitel 7 „Elektronischer Austausch von Netza abrechnungsdaten“ verpflichtet nun in der Version 2.1 den Netzbetreiber bei Inanspruchnahme kombinierter Rechnungslegung durch den Netzbetreiber grundsätzlich zur elektronischen Übermittlung von Rechnungen an den Lieferanten in einem standardisierten Format.

In der ebenfalls am 1.1.2016 in Kraft getretenen Version 1.2 des Kapitels 11 „Datenformat zur Übermittlung von Verbrauchsdaten intelligenter Messgeräte vom Netzbetreiber an den Lieferanten gemäß §2 DAVID-VO“ wurden das Übertragungssystem für den elektronischen Datenaustausch näher spezifiziert und das Übertragungsschema sowie der Produktnummernkatalog geändert.

Regelreservemarkt

Die Beschaffung der Regelreserveprodukte erfolgt über wöchentliche und tägliche wettbewerbliche Ausschreibungen durch den Regelzonenführer APG, gemäß den Regelungen im EIWOG. Die teilnehmenden Anlagen müssen hohe technische Anforderungen erfüllen, die von der APG im Prozess der Präqualifikation überprüft werden. Der ungewollte Austausch im ENTSO-E-Verbund wird mittels Kompensationsprogramm über die Strombörse EXAA ausgeglichen.

Um den mengen- und preisbedingten Kostensteigerungen der letzten Jahre bei der Beschaffung der Regelreserve entgegenzuwirken, haben die APG und die E-Control gezielt Maßnahmen gesetzt. Hierzu zählen z. B. eine Informationskampagne für potenzielle Marktteilnehmer am österreichischen Regelreservemarkt mit dem Ziel der Erhebung und ggf. Beseitigung möglicher Markteintrittsbarrieren, die Förderung einer verbraucherseitigen Beteiligung am Regelreservemarkt, die Senkung der minimalen Poolgröße, die Einführung täglicher Auktionen, die Abschaffung der

minimalen Größe pro Anlage, die Anpassung von Marktregeln sowie die Förderung von Initiativen zu grenzüberschreitenden Vernetzungen des Regelreservemarktes.

Ein Beispiel hierfür stellt die „Imbalance-Netting-Cooperation“ dar, bei der im Rahmen der Zusammenarbeit Erzeugungsüberschüsse oder -unterdeckungen in einer Regelzone zum Ausgleich der jeweils anderen Regelzone verwendet werden. Ziel ist es, notwendige Sekundärregelenergieabrufe zu verringern. Seit Mai 2013 wird diese Kooperation gemeinsam mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES durchgeführt. Seit April 2014 nimmt Österreich an der International Grid Control Cooperation (IGCC) teil, die Regelzonenabweichungen mit neun Übertragungsnetzbetreibern aus Deutschland, Dänemark, den Niederlanden, der Schweiz, Tschechien und Belgien saldiert. Die Einsparungen liegen inzwischen im zweistelligen Millionenbereich. Angesichts dieser sehr positiven Erfahrungen ist eine Ausdehnung der Kooperation geplant, die im Rahmen der Guideline „Electricity Balancing“ in einigen Jahren ganz Europa umfassen soll.

Die Primärregelung wird seit 2013 gemeinsam mit der Schweiz bzw. seit 2015 mit Deutschland, den Niederlanden und Dänemark beschafft. Diese Kooperation stellt in Europa den größten Markt dar (2015: ± 783 MW) und soll um weitere Länder wie z. B. Frankreich erweitert werden. Die Vorteile für Österreich liegen in einer Kostensenkung durch eine erhöhte Liquidität des Marktes sowie in einem erweiterten Markt, der sich durch eine höhere Absatzmöglichkeit für österreichische Anbieter von Primärregelung auszeichnet.

Die Anzahl der Marktteilnehmer hat bei allen Produkten zugenommen, teilweise sogar erheblich. Dies führte zusammen mit anderen nationalen Initiativen zur Belebung des Regelreservemarktes. Weiters bewirkte es in Kombination mit den internationalen Kooperationen eine Senkung der Kosten für Regelreserve.

Ökostrom

Ökostrom ist die Erzeugung elektrischer Energie aus erneuerbaren Energieträgern. Im Folgenden wird die Entwicklung der geförderten Ökostrommengen dargestellt (Abbildung 7). Im Jahr 2015 konnte, verglichen mit dem Jahr 2014, eine Steigerung von 12 % erzielt werden. Der größte mengenmäßige Zuwachs wurde, wie in den Jahren zuvor, mit 952 GWh im Bereich der Windkraft erzielt. Den größten prozentuellen Zuwachs innerhalb einer Kategorie gab es mit einer Steigerung von 26 % ebenfalls im Bereich der Windkraft. Im Bereich fester Biomasse und Biogas kam es von 2014 auf 2015 zu einem leichten Anstieg.

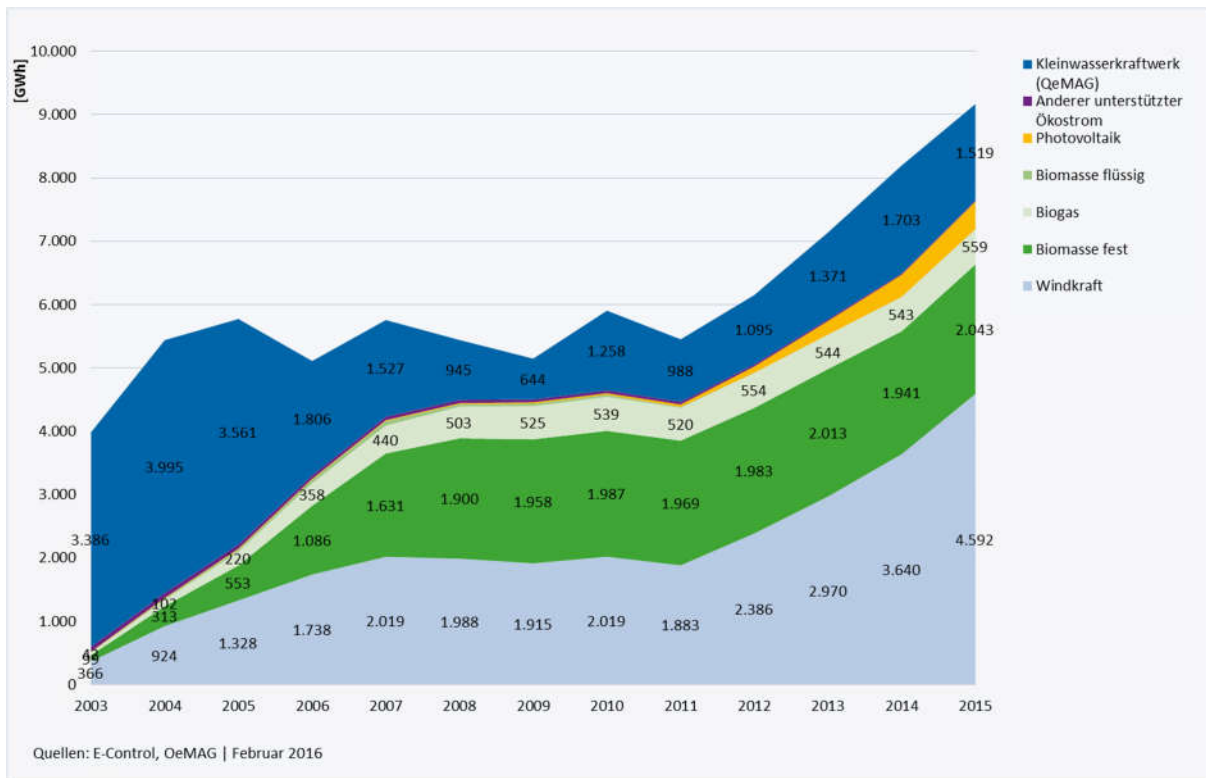


Abbildung 7: Entwicklung der unterstützten Ökostrommenge

Quelle: E-Control, OeMAG

Die Entwicklung der Engpassleistung jener Anlagen, die im Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, wird in Abbildung 8 dargestellt. Insgesamt konnte die kontrahierte Leistung um 15 % gesteigert werden. Parallel zur Entwicklung der eingespeisten Menge wurde auch hier der größte Zuwachs (+368 GW) im Bereich der Windkraft realisiert. Die installierte Leistung bei der Photovoltaik konnte um 85 GW bzw. 21 % (von 404 auf 489 GW) gesteigert werden. Bei den übrigen Technologien blieb die vertraglich kontrahierte Leistung relativ konstant.

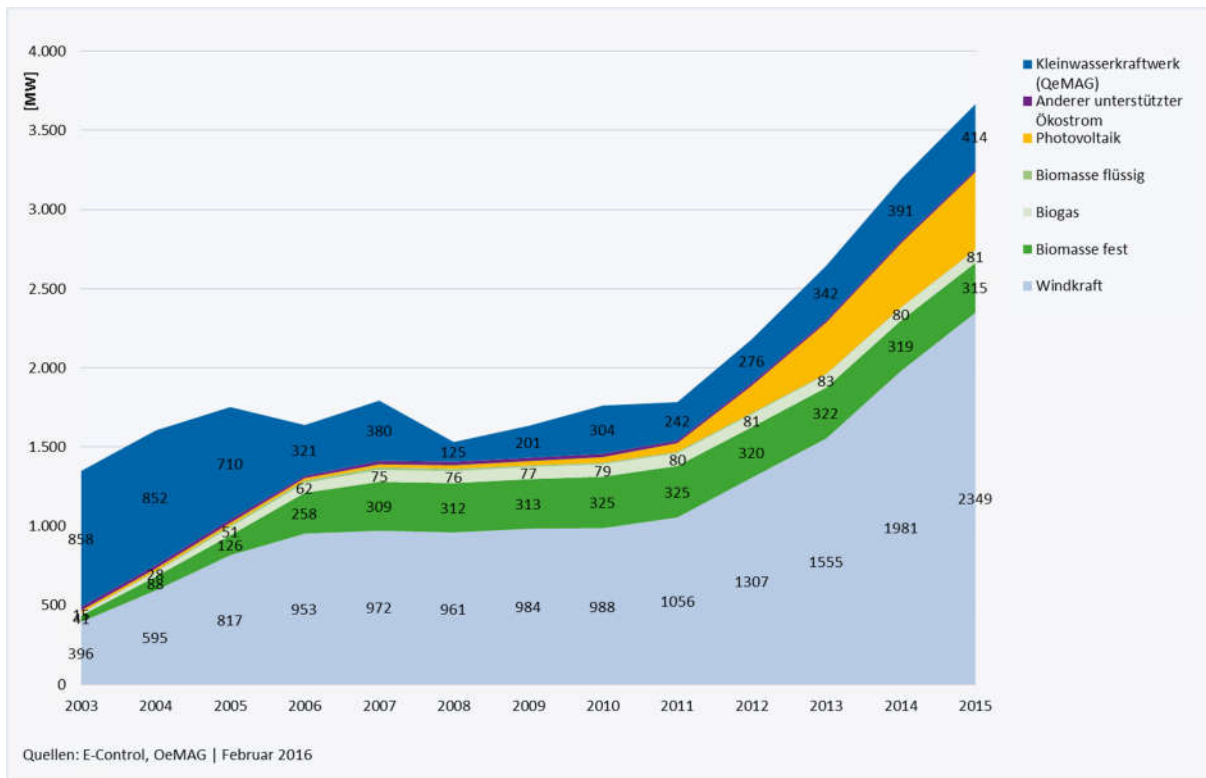


Abbildung 8: Entwicklung der Engpassleistung

Quelle: E-Control, OeMAG

Dies spiegelt sich auch in der Anzahl der Anlagen wider. Auch hier war die Steigerung im Bereich der Photovoltaik und der Windkraft am deutlichsten. Bei der Photovoltaik waren es 1.424 neue Anlagen, bei der Windkraft 24 und bei der Kleinwasserkraft kamen 52 Anlagen hinzu. Bei den übrigen Technologien blieb die Anzahl der Anlagen in Summe konstant. Insgesamt standen 2015 um 1.500 Anlagen mehr unter Vertrag bei der OeMAG als im Jahr zuvor.

2.3. Wettbewerb am Großhandelsmarkt

Am Day-Ahead-Markt findet der börsliche Handel für die Lieferzone Deutschland/Österreich/Luxemburg (DE-AT) sowohl an der EXAA als auch an der europäischen Strombörse EPEX Spot statt. Ebenfalls an der EPEX Spot kann Intraday gehandelt werden, für die deutschen Regelzonen auch an der Nordpool Spot. Im Jahr 2015 wurde an der österreichischen EXAA mit 8,22 TWh Spotvolumen rund 0,4 TWh mehr Graustrom gehandelt als im Vorjahr. Das Grünstromprodukt wurde mit 0,03 TWh nur eingeschränkt nachgefragt. An der EPEX Spot gab es 2015 beinahe bei allen Stromprodukten Rekordvolumina. Im Spotmarkt stiegen die Marktvolumina für DE-AT auf 302 TWh, dies entspricht einem Wachstum von 4%. Im Intraday Markt konnte ein noch stärkerer Zuwachs erzielt werden, die Handelsmengen stiegen von 26,4 TWh auf 37,5 TWh. Im Jahr 2015 startete die EPEX Spot zudem den Handel für Viertelstundenprodukte für den kontinuierlichen österreichischen Intradaymarkt.

Da die Preisunterschiede an der EXAA und EPEX lediglich durch unterschiedliche Preislimits und Auktionszeiten bedingt sind, waren die Durchschnittswerte für „Base“ mit 31,66 Euro/MWh an der

EXAA und 31,63 Euro/MWh an der EPEX Spot beinahe ident. Die Peak-Indizes lagen bei rund 40 Euro/MWh. Im Vergleich zum Vorjahr gab es daher keine merkliche Veränderung des Preisniveaus. Abbildung 9 zeigt, dass sich die Preisbewegungen 2015 in Grenzen hielten, das Jahr wies im Allgemeinen eine geringe Volatilität auf. In den Nachbarregionen Schweiz und Frankreich notierten die Base-Indizes bei durchschnittlich 40,30 Euro/MWh bzw. 38,48 Euro/MWh. Verantwortlich für das niedrige Preisniveau sind weiterhin die moderate Nachfrageentwicklung, die niedrigen Preise bei Primärenergieträgern und die Einspeisung subventionierter Erneuerbarer.

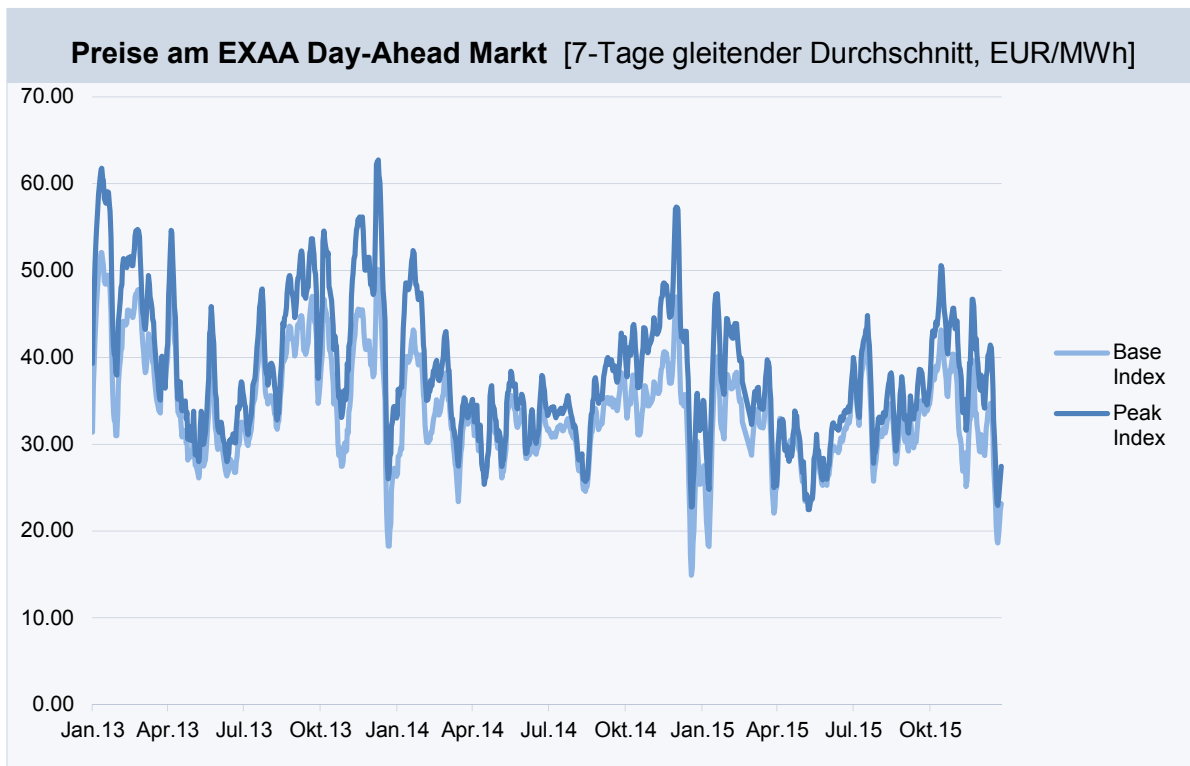


Abbildung 9: Preise am EXAA Day-Ahead Markt

Quelle: EXAA

Am Terminmarkt der EEX konnten die Handelsvolumina ebenfalls gesteigert werden, bei den Stromkontrakten lagen die Mengen bei über 1.746 TWh, was einer Steigerung von 31 % gegenüber dem Vorjahr entspricht. Insgesamt konnte die EEX Gruppe das Handelsvolumen für Strom-Derivative auf über 2.500 TWh steigern, ein Zuwachs von 62 %. Der Marktanteil am Handelsvolumen in den wichtigsten Terminmärkten liegt laut EEX nun bei 31 % für DE-AT, 24 % für Frankreich und 49 % für Italien.

Im Gegensatz zum Spotmarkt setzte sich in den Terminmärkten der Preisrückgang auch 2015 fort. Lag das Preisniveau 2014 noch bei über 30 Euro/MWh, so fielen die Kontrakte für die Lieferjahre 2016 und 2017 auf unter 29 Euro/MWh. Auffällig ist, dass das Phänomen der „Backwardation“ weiterhin anhält und der Kontrakt 2017 vor allem gegen Jahresende deutlich unter das Lieferjahr 2016 fiel. Die niedrigen Preise sind hauptsächlich durch die negative Erwartung der Händler zu erklären. Diese Erwartung wurde durch die negativen Signale aus allen anderen Commodity-Märkten noch verstärkt.

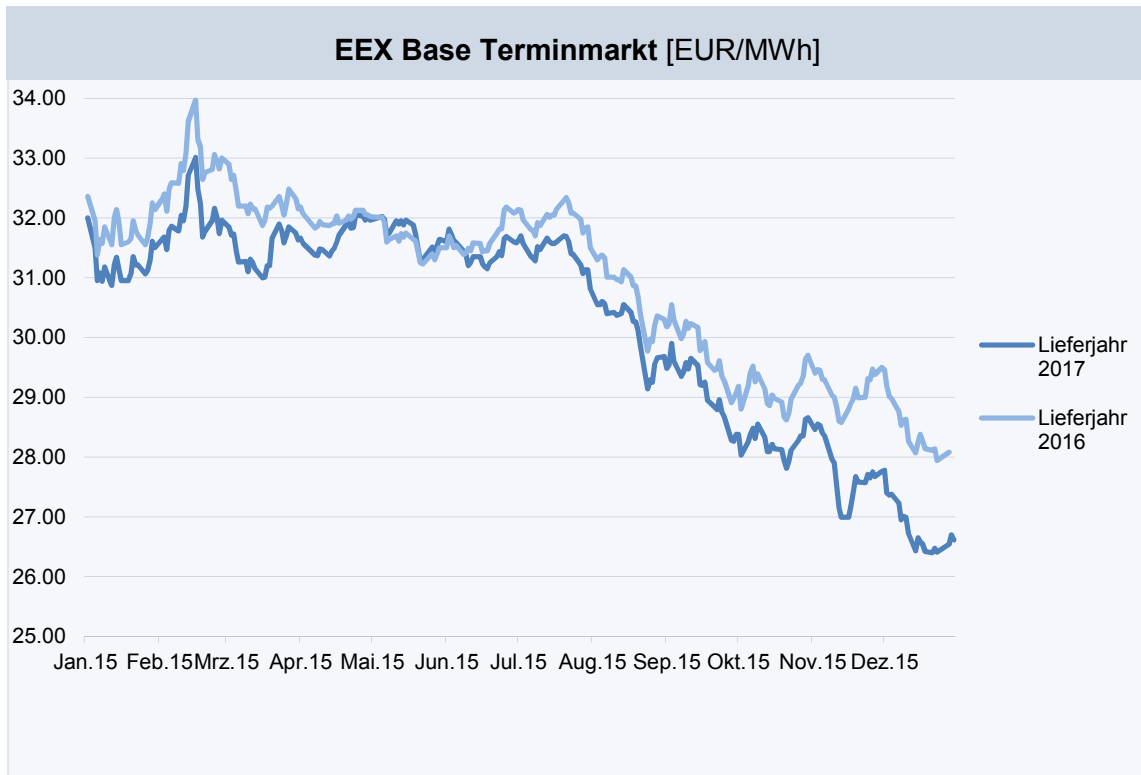


Abbildung 10: EEX Base Terminmarkt

Quelle: EEX

Transparenzbestrebungen am Großhandelsmarkt sind weiterhin hauptsächlich auf den börslichen Handel fokussiert, allerdings hat die stetige Ausweitung diverser Transparenz-Plattformen (ENTSO-E, EEX Transparency Plattform) für mehr Offenheit hinsichtlich der Fundamentaldaten gesorgt. Im Gegenzug sind Daten zum OTC Handel sowie Volumina und Preise lediglich über kostenpflichtige Preisreporter verfügbar.

2.4. Wettbewerb am Endkundenmarkt

Marktentwicklung

Der Strom-Verbraucherpreisindex (VPI)³ ist Anfang des Jahres 2016, wie auch in den beiden Jahren zuvor, gestiegen und erreichte mit 137,9 Punkten den höchsten Wert seit der Marktliberalisierung. Der gewichtete Durchschnitt stieg von 20,38 auf 20,94 Cent/kWh nominal bzw. von 15,43 auf 15,66 Cent/kWh real (2000 = 100) (Abbildung 11)

³ Der Strom-Verbraucherpreisindex wird von der Statistik Austria erhoben und berücksichtigt dabei die Gesamtkosten inkl. Energiepreis, Kosten für Netznutzung sowie Steuern und Abgaben, die von Endkunden zu zahlen sind.

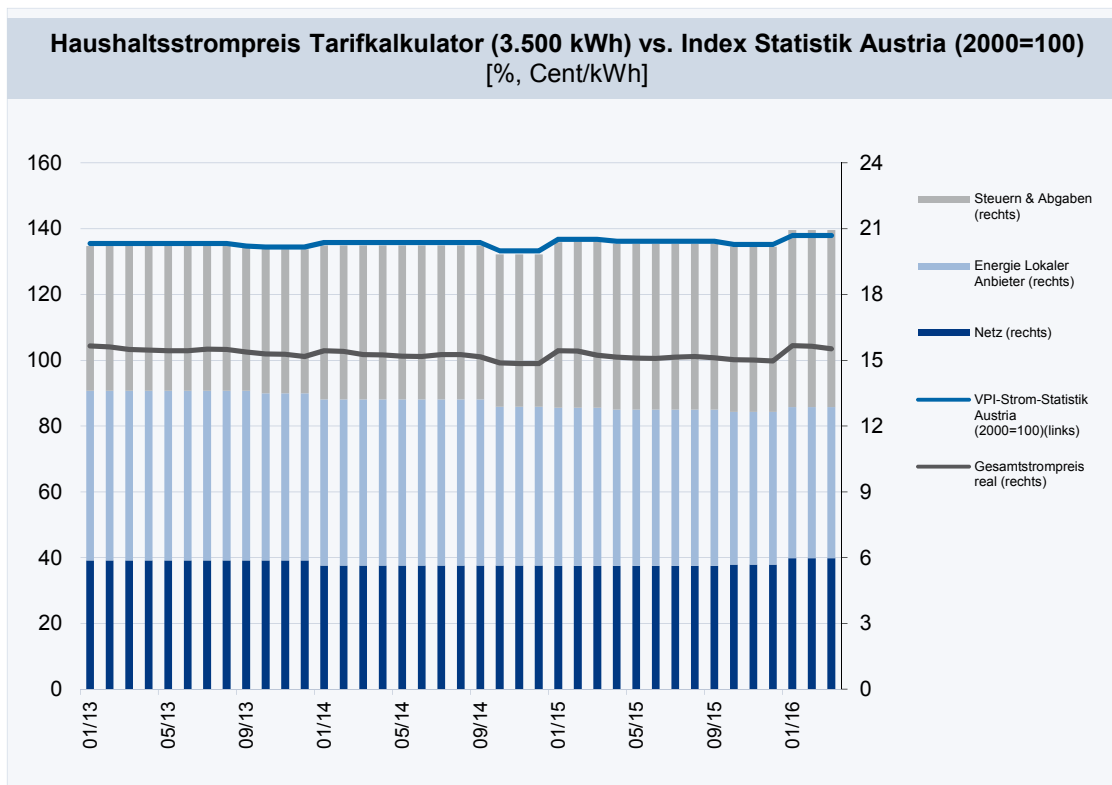


Abbildung 11: Haushaltsstrompreis Tarifkalkulator (3.500 kWh) vs. Index Statistik Austria

Quelle: E-Control, Statistik Austria

Wie in den Jahren zuvor ist die Kostensteigerung auf die Erhöhung der Ökostromförderkosten und Netznutzungskosten zurückzuführen. Die Ökostromkosten eines Musterhaushalts⁴ erhöhten sich Anfang 2016 österreichweit von 85 Euro/a (exkl. USt.) auf 100 Euro/a (exkl. USt.). Weiters stiegen die Netzkosten in Abhängigkeit des Netzgebiets, sodass ein Musterhaushalt im Jahr 2016 in Tirol um ca. 18 Euro netto mehr und ein Musterhaushalt in Graz um 3 Euro netto mehr bezahlt.

Die im Laufe 2015 und 2016 von den Energielieferanten reduzierten Preise reichten nicht aus, um diese Preissteigerungen zu kompensieren. Insgesamt 48 von mehr als 140 Lieferanten gaben die Preissenkungen am Großhandelsmarkt im Jahr 2015 an ihre Kunden weiter. Von den großen regionalen Lieferanten waren dies die Energie Steiermark, die Energie Graz, die Unternehmen der Energie Allianz (Wien Energie, Energie Burgenland und EVN) sowie die VKW. In der ersten Hälfte des Jahres 2016 reduzierten weitere 41 Lieferanten ihre Energiepreise, darunter auch die Tiwag, die Innsbrucker Kommunalbetriebe und die Salzburg AG. Der gewichtete Durchschnitt des Energiepreises sank somit von 7,2 Cent/kWh im Jänner 2015 auf 6,89 Cent/kWh im Mai 2016 (Abbildung 12).

⁴ Ein Musterhaushalt stellt einen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh dar.

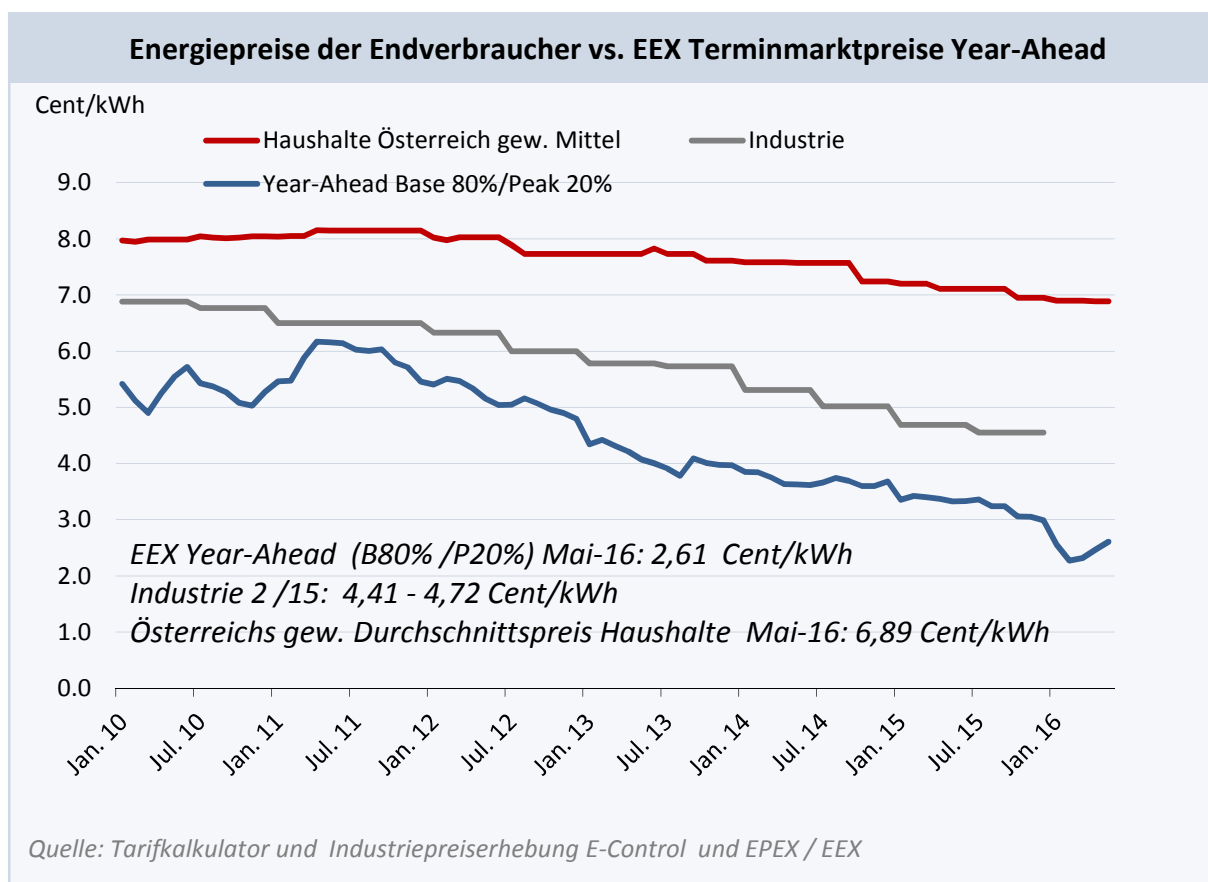


Abbildung 12: Energiepreise der Endverbraucher vs. EEX Terminmarktpreise Year-Ahead

Quelle: Tarifikalkulator und Industriepreiserhebung E-Control und EPEX/EEX

Der gewichtete Großhandelspreis (80 % Base/20 % Peak) lag im Mai bei 2,32 Cent/kWh, der Bestpreis eines alternativen Lieferanten ohne Rabatte bei 3 Cent/kWh, mit Neukundenrabatten lag er bei 1,1 Cent/kWh, also deutlich unter dem Großhandelspreis. Erstmals seit der Liberalisierung des Marktes ist das Preisgefälle dermaßen hoch.

Aufgrund der Bindung an die Großhandelspreise profitierte auch die Industrie mehr als zuvor von den günstigen Energiepreisen.

Neue Lieferanten/Marken/Produkte

Im Jahr 2010 waren am Markt nur zwölf alternative Stromanbieter tätig, die ihre Produkte österreichweit anboten, im April 2016 waren es bereits 39 Lieferanten.

2015 traten zehn neue Marktteilnehmer in den Endkundenmarkt ein, sechs davon sind Stromlieferanten, die im Kleinkundenbereich tätig sind.

Hierzu zählen die aWATTar GmbH, die MeinAlpenStrom GmbH und die TopEnergy Service GmbH, allesamt private Unternehmen, die erst 2015 gegründet wurden. Die Montana Energie-Handel AT GmbH, die bereits seit 2012 als Gaslieferant tätig ist, bietet seit Oktober auch Strom an. Die Care-Energy AG, ein deutsches Energieunternehmen, startete ihre Vertriebsaktivitäten im Strombereich Ende Oktober. Anfang Dezember 2015 folgte E Wie Einfach, ein E.ON-Tochterunternehmen. Das in

Köln ansässige Unternehmen bietet österreichweit Strom für Privat- sowie für kleinere und mittlere Geschäftskunden an.

Auch 2016 setzte sich dieser Trend mit dem Markteintritt von fünf neuen Stromlieferanten fort: Hierzu zählen McStrom und Sturm Energie, beides private österreichische Unternehmen, sowie die Firma Gutmann, die seit 2013 als Gaslieferant tätig ist. Dazu kamen Ende März bzw. Anfang April noch zwei neue Lieferanten aus Deutschland, die LCG Energy GmbH und die Envitra Energiehandel Ges.m.b.H. Die Envitra Energiehandel Ges.m.b.H. ist eine Tochtergesellschaft der DEG Deutsche Energie GmbH, die LCG Energy GmbH ein in Hamburg ansässiges Unternehmen.

Das Unternehmen easy green energy GmbH & Co KG wurde 2015 von der Unsere Wasserkraft GmbH & Co KG und der easybank AG (Tochtergesellschaft der Bawag Bank) gegründet, ist Rechtsnachfolger von Unsere Wasserkraft und bietet sowohl Strom als auch Gas an.

Es ist anzunehmen, dass sich diese Entwicklung fortsetzen wird und neue Anbieter in den Markt eintreten.

Mit den neuen Marktteilnehmern erweiterte sich das Angebot für Endkunden stark. Dabei ist in den letzten drei Jahren ein exponentieller Anstieg der im Tarifikalkulator dargestellten Produkte zu beobachten. Je nach Postleitzahl der Abfrage liegt die Anzahl der Produkte auf der Ergebnisseite bei Strom zwischen ca. 72 von 27 unterschiedlichen Lieferanten (Vorarlberg und Tirol) bis ungefähr 85 Produkten von 40 Lieferanten (Wien und Steiermark). Dies entspricht etwas mehr als einer Verdoppelung gegenüber dem Jahr 2013 (vgl. Abbildung 13: Angebotsanzahl für einen Musterhaushalt

Quelle: E-Control Tarifikalkulator, jeweils Preismonitor Oktober

Interessant ist auch die Tatsache, dass im Strombereich unter den Top Ten nur drei am Markt schon länger aktive Lieferanten bzw. Marken zu finden sind: Verbund, Voltino und Ökostrom.

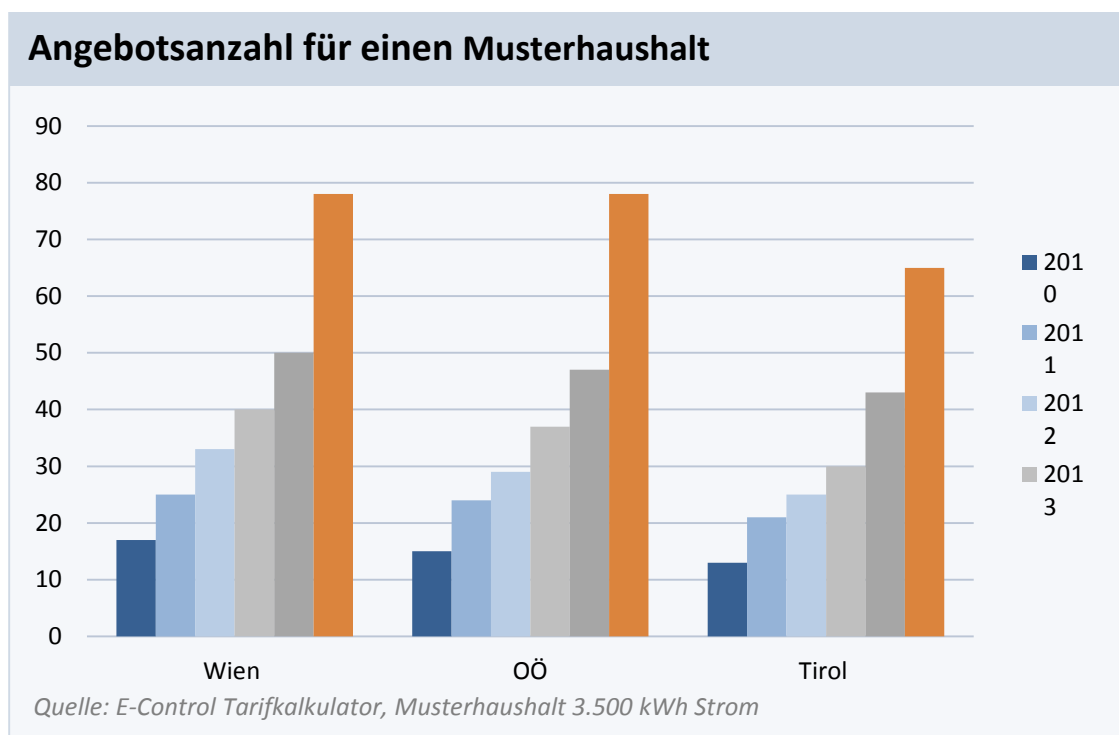


Abbildung 13: Angebotsanzahl für einen Musterhaushalt

Quelle: E-Control Tarifkalkulator, jeweils Preismonitor Oktober

Die Steigerung der Angebotsanzahl ist nicht nur auf die neuen Markteintritte zurückzuführen. Auch die bestehenden Lieferanten erweitern ihr Angebot stark, differenzieren zwischen Online- und Offline Angeboten und bieten neben den herkömmlichen Preismodellen auch Preismodelle mit Preisgarantie bzw. Preisindexierung an.

Einsparpotenzial

Mit der Erweiterung des Angebots ist gleichzeitig auch das Einsparpotential beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter in den letzten fünf Jahren stark gestiegen. Seit 2012 hat sich die Ersparnis beim Stromlieferantenwechsel verdoppelt. Ein Musterhaushalt kann sich beim Wechsel des Lieferanten insgesamt 197 Euro in Tirol und 325 Euro in Oberösterreich bzw. Linz ersparen, was den höchsten Einsparungen seit der Marktliberalisierung entspricht (vgl. Abbildung 14: Entwicklung Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten (inkl. Neukundenrabatte)

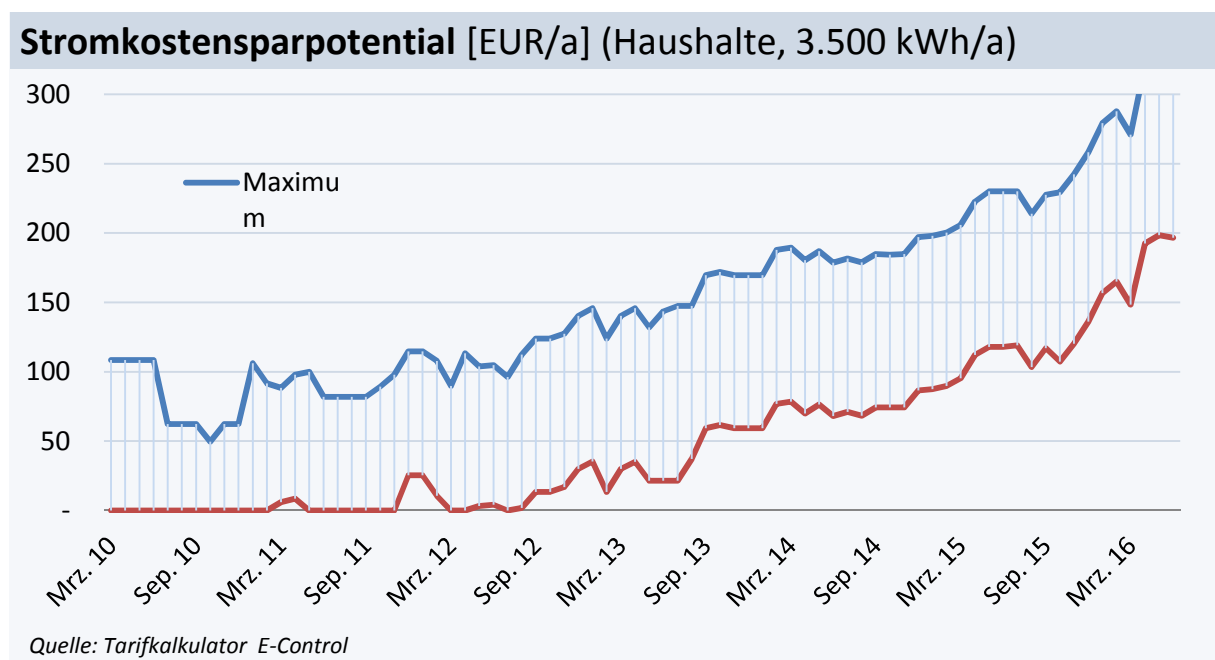


Abbildung 14: Entwicklung Einsparpotential (Energiekosten inkl. Umsatzsteuer) eines Musterhaushaltes (3.500 kWh/a) durch den Wechsel vom angestammten zum günstigsten Lieferanten (inkl. Neukundenrabatte)

Quelle: Tarifkalkulator, E-Control

Wechselzahlen

Im Jahr 2015 sind die Wechselzahlen im Haushaltskundenbereich von 3,7 auf 2,5 % zurückgegangen. Dies war durchaus zu erwarten, da der Rekordwert des Jahres 2014 zum größten Teil auf die erste VKI-Aktion „Energiekosten-Stop“, einem landesweiten Gemeinschaftseinkauf für Ökostrom und Gas des Vereins für Konsumenteninformation, zurückzuführen war. Der mediale Effekt, der durch den

Neuigkeitscharakter des ersten Anlaufs erzielt wurde, konnte erwartungsgemäß bei der zweiten und dritten Aktion nicht wiederholt werden.

Die zweite Aktion startete zu Beginn des Jahres 2015, wobei der Verein gezielt nur jene Gruppe ansprach, die ihren Lieferanten bis dato noch nie gewechselt hatte. Von den insgesamt 48.410 unverbindlich angemeldeten Haushalten wurden 17.600 Anbieterwechsel, davon 12.000 für Ökostrom und 5.600 für Gas, in Auftrag gegeben.

Zum dritten Mal startete die Aktion im Oktober 2015. Rund 44.000 Haushalte hatten sich zunächst unverbindlich daran beteiligt, um von günstigeren Tarifen zu profitieren. 22.000 Wechselaufträge wurden bis Ende Mai abgewickelt, davon 14.900 für Strom und 7.100 für Gas. Diese Zahlen werden sich frühestens in den Wechselzahlen für das 2. Quartal 2016 widerspiegeln. Laut den Angaben des VKI werden sich Kunden bei ihren nächsten Jahresabrechnungen eine Summe in der Höhe von 5,3 Mio. Euro ersparen können.

Die Bestbieter der ersten Aktion waren stromdiskont und goldgas, die zweite Aktion konnten die oekostrom GmbH (Strom) und die Montana (Gas im Marktgebiet Ost) bzw. die Gutmann GmbH (Gas im Marktgebiet West) für sich entscheiden. Als Bestbieter der dritten Aktion gingen Maxenergy (Strom österreichweit und Gas im Marktgebiet Ost) und erneut die Firma Gutmann (Gas im Marktgebiet West) hervor.

Im ersten Quartal 2016 wechselten mehr als 53.600 Haushalte den Stromanbieter, was einer Wechselrate von 1,2 % entspricht. Damit ist dieses Quartal jenes mit der zweithöchsten Wechselrate und folgt dem ersten Quartal des Jahres 2014.

Strom					
Endkunden- kategorie	2014		2015		Veränderung 2014/15
	Wechsel	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate	Wechselrate
Haushalte	159.747	3,7 %	102.5571	2,3 %	-35,8 %
Sonstige Kleinkunden	44.947	2,8 %	47.506	2,9 %	5,7 %
Lastgang- gemessene	1.930	5,1 %	2.731	7,1 %	41,5 %
Insgesamt	206.624	3,4 %	152.808	2,5 %	-26,1 %

Tabelle 3: Wechselrate und Anzahl der gewechselten Zählpunkte

Quelle: E-Control

Im Gegensatz zu Haushalten erhöhten Industriebetriebe ihre Wechselaktivitäten im Jahr 2015. Die Wechselquoten stiegen von 5,1 auf 7,1 %. Auch bei den sonstigen Kleinkunden hat sich die Wechselrate geringfügig erhöht.

Onlineprodukte und Dienstleistungen

Das Thema Digitalisierung in der Energiewirtschaft ist in den letzten Jahren eines der Hauptthemen der Branche geworden. Es zeigt sich, dass Lieferanten bzw. der Vertrieb ihre Kommunikation zur Kundenbindung diversifizieren müssen. Dies bedeutet eine Einbindung aller digitalen Vertriebskanäle, wie mobile Websites und Apps, Online Kundenservices, Online-Möglichkeiten zum Vertragsabschluss und zum Kauf von Produkten auf der eigenen Website oder über Partner,

Kundenservices per Chat und Social-Media-Aktivitäten. Einige österreichische Lieferanten, wie der Verbund, die Wien Energie, die EVN, aber auch kleinere Lieferanten, wie die oekostrom AG, sind Vorreiter auf diesem Gebiet.

Am Markt befinden sich auch Lieferanten, die nur Onlineprodukte anbieten, z. B. Pullstrom, Maxenergy, stromdiskont, redgas, schlaustrom und Voltino.

Im Jahr 2015 haben alle großen angestammten sowie alle alternativen Lieferanten für Strom und Gas den Onlinewechsel ganz oder teilweise umgesetzt. Eine teilweise Umsetzung bedeutet, dass der Kunde in diesen Fällen die Erlaubnis zum Bankeinzug unterschreiben muss, eine Unterschrift für den Anbieterwechsel selbst ist aber nicht notwendig. Lediglich bei zwei alternativen Lieferanten sowie bei neun Stadtwerken wurden Versäumnisse festgestellt. Grundlage für den Onlinewechsel sind die Novellen des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 und des Gaswirtschaftsgesetzes 2011, die seit August 2013 in Kraft sind.

Nach der Umfrage von Peter Hajek im Auftrag der E-Control stellte sich heraus, dass der Anteil jener Kunden, die online gewechselt haben, von 2015 auf 2016 nur gering, nämlich von 28 auf 29 %, gestiegen ist, allerdings ist der Anteil jener, die den Vertrag per Post zurückgeschickt haben, von 31 auf 27 % gesunken. Fast die Hälfte aller Kunden sucht im Internet Informationen zum Anbieterwechsel.

EU- Preisvergleich

Im Preisvergleich für Haushalte der EU- Staaten⁵ ist Österreich im zweiten Halbjahr 2015 auf dem neunten Platz, befindet sich also nach wie vor unter den Ländern mit höherem Strompreis. Im Vergleich zum Vorjahr ist Österreich einen Platz nach vorne gerückt (Abbildung 15).

Der Stromgesamtpreis ist in diesem Zeitraum nur um 0,2 % gesunken. Etwas höher ist mit 0,9 % die Senkung in Deutschland ausgefallen, weitaus höher war die Senkung etwa in Irland (3,2 %) und Litauen (5,8 %). Die Kosten in Lettland und Belgien sind mit 26,8 % bzw. 15,1 % hingegen drastisch gestiegen.

⁵ Eurostat Preisvergleich der 28 EU Länder, Strompreise für Haushalte inkludieren Energie, Netz, Steuern und Abgaben.

Haushaltsstrompreise im Europäischen Vergleich in Cent/kWh

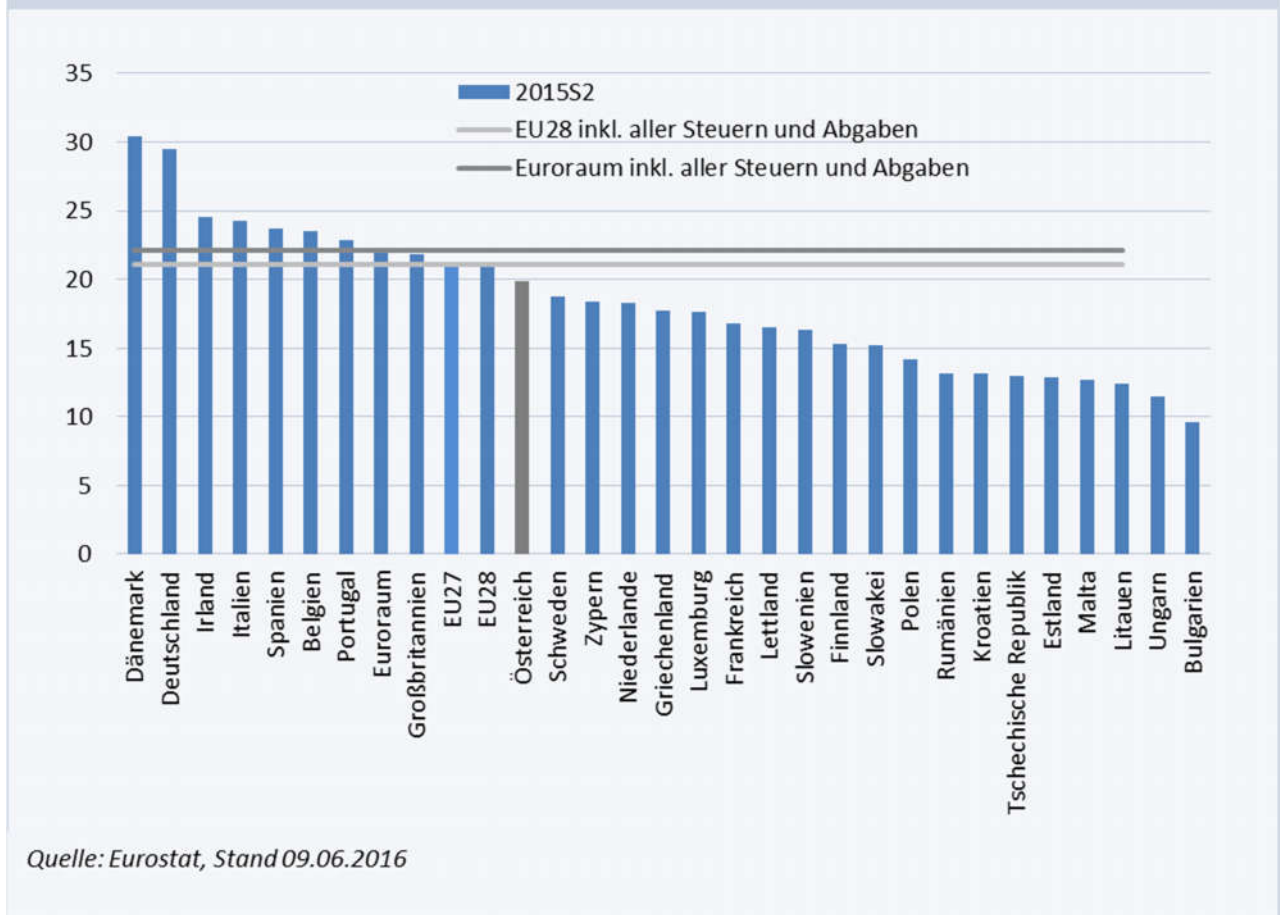


Abbildung 15: Haushaltsstrompreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (2. Halbjahr 2015, Gruppe DC 2.500 kWh - 5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

3. Der Gasmarkt

3.1. Netzregulierung

Während Gas-Fernleitungsnetzbetreiber nach wie vor auf Basis einer Tarifmethode reguliert werden, ist für Gas-Verteilernetzbetreiber seit 2008 ein langfristig stabiles Anreizregulierungssystem implementiert. Derzeit läuft die zweite Anreizregulierungsperiode für Verteilernetzbetreiber. Für die zweite Regulierungsperiode (1. Jänner 2013 bis 31. Dezember 2017) hat die E-Control nach Konsultation den Regulierungsrahmen geringfügig angepasst und die Entgelte für 2013 damit erstmals nach der angepassten Systematik bestimmt. Zwar wurde der Zielwert (Effizienzziel) mit Ende 2017 unverändert beibehalten, jedoch auf Basis einer geprüften Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 und anhand eines Zielerreichungsgrades der Kostenpfad für die zweite Periode

neu eingestellt.⁶ Obwohl die zweite Regulierungsperiode noch bis Ende 2017 läuft, haben bereits intensive Vorarbeiten zur Ausgestaltung der Folgeperiode begonnen. Hierbei steht, wie im Strombereich, die Ausgestaltung des Effizienzvergleichs im Vordergrund, wobei der Fokus in diesem Bereich insbesondere auf notwendigen Datenabfragen liegt.

Im Jahr 2015 wurde nicht nur im Stromnetzbereich, sondern auch im Gasnetzbereich Beschwerde gegen einige Kostenbescheide eingebracht. Die vorgebrachten Beschwerdepunkte entsprechen wiederum im Wesentlichen jenen Punkten aus noch beim BVwG anhängigen Verfahren.

Die deutlich niedrigere Abgabemenge im Jahr 2014 hatte umfangreiche Auswirkungen auf die Kosten und Entgelte für den Gas-Verteilernetzbetrieb. Grundsätzlich hat die Regulierungsbehörde bei der Feststellung der Kosten des Netzbetriebes die Erlöse des Vorjahres kostenwirksam aufzurollen. Während außerplanmäßige Mehrerlöse so die Netzkosten senken, führen außerplanmäßige Mindererlöse zu einer Erhöhung der Kosten. Dadurch kam es in vielen Regionen zu einem markanten Anstieg der Netzentgelte. Zusätzlich mussten die Netzkosten auf eine gesunkene Tarifierungsmenge aufgeteilt werden. Um die Auswirkung eines solchen Verbrauchsrückganges auf die Kosten und Entgelte des Gas-Netzbetriebes abzuschwächen, wurde eine Erhöhung des Pauschalentgelts bei nicht gemessenen Kunden der Netzebene drei (vorwiegend Haushalte, Klein- und Mittelbetriebe) von jährlich 30 Euro auf 36 Euro im Jahr 2016 vorgenommen. Die dadurch eingenommenen Erlöse berücksichtigte die E-Control bei der Bestimmung der variablen Entgeltkomponenten wiederum tarifmindernd, sodass es im Jahr 2016 auch bei verbrauchsärmeren Kunden zu keiner unverhältnismäßigen Belastung durch die Gas-Netzentgelte kommen sollte.

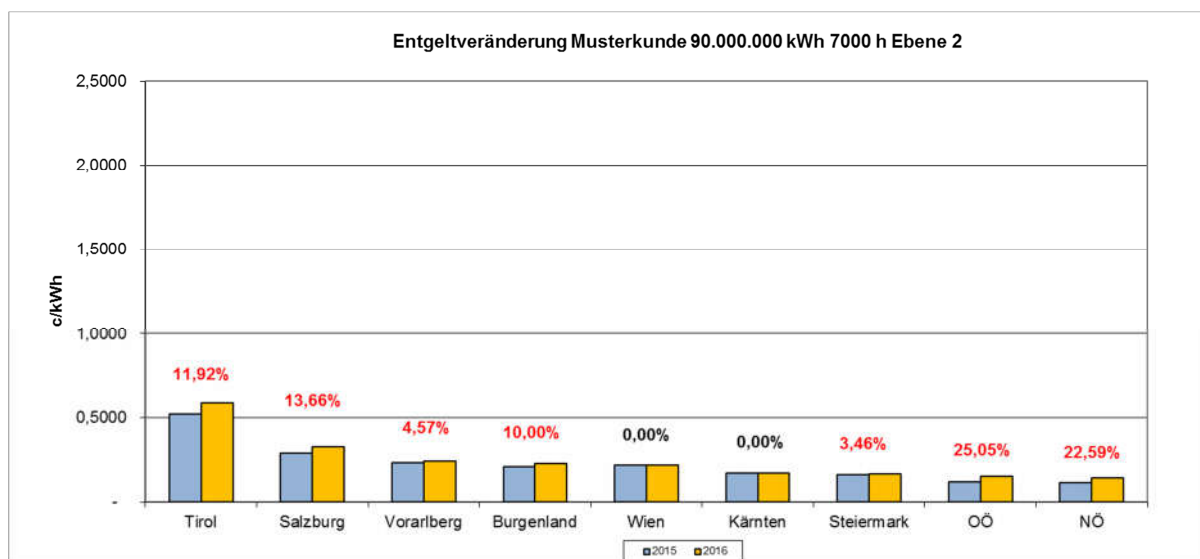


Abbildung 16: Entgeltveränderung Musterkunde Netzebene 2

Quelle: E-Control

⁶ Ähnlich wie im Strombereich stellte die E-Control auch hier die Regulierungssystematik in zwei Papieren zur öffentlichen Konsultation und führte ergänzende Gespräche mit der Branchenvertretung.

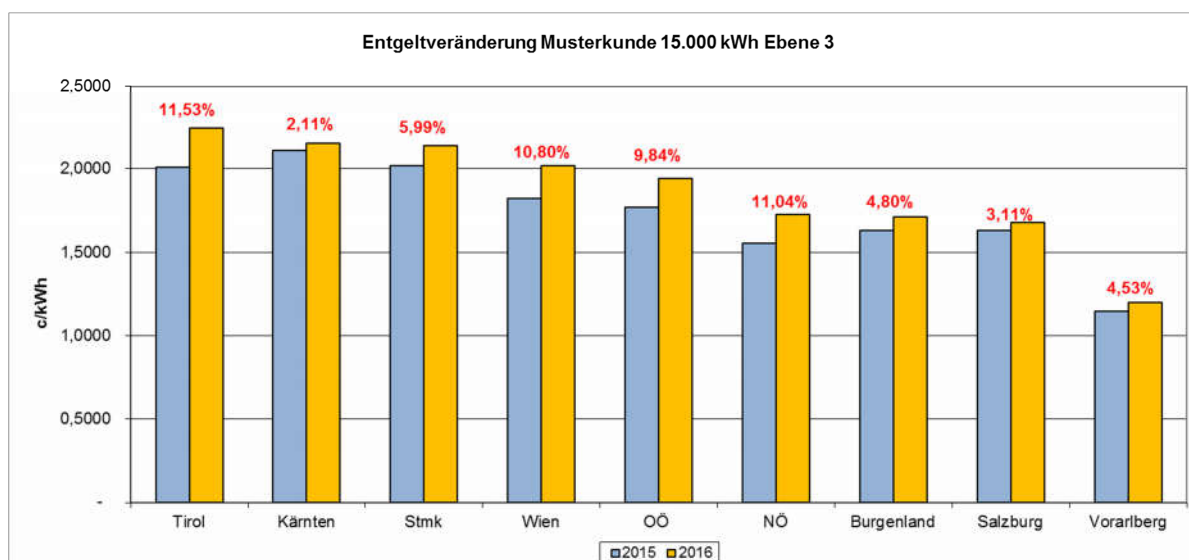


Abbildung 17: Entgeltveränderung Musterkunde Netzebene 3

Quelle: E-Control

Wie aus Abbildung 16 und Abbildung 17 ersichtlich, waren auf der Netzebene zwei starke Entgelterhöhungen in den Netzbereichen Tirol, Salzburg, Burgenland, Oberösterreich und Niederösterreich notwendig. In Tirol wurden die Anpassungen im Wesentlichen durch die Investitionen in das Erdgasnetz verursacht. Durch die Erschließung neuer Gebiete ist jedoch zukünftig von einer steigenden Absatzmenge und dadurch wieder sinkenden Entgelten auszugehen. Im Netzbereich Burgenland wurde die Anpassung der Ebene zwei hauptsächlich durch die geänderten Kostenwälzungsparameter verursacht, wodurch der österreichweit relevanten Ebene eins aufgrund des geringeren Verbrauchs anderer Netzbereiche und der Netzebene drei ein höherer Kostenanteil zuzuordnen war. Die hohen prozentuellen Steigerungen in Oberösterreich und Niederösterreich waren neben dem starken Abgaberrückgang auch auf eine sehr geringe Mengenbasis 2015 zurückzuführen. Trotz der höchsten Steigerungen in diesen beiden Bereichen weisen die Netzbereiche Oberösterreich und Niederösterreich österreichweit immer noch die niedrigsten Tarife der Ebene zwei auf. Auch auf der Ebene drei zeigten sich besonders starke Entgelterhöhungen in Tirol, Oberösterreich, Niederösterreich und Wien.

Die Verbrauchsdaten aus dem Jahr 2014 zeigten außerdem, dass einzelne Verbraucher in Niederösterreich, Oberösterreich und der Steiermark auf tagesweise Verrechnung gemäß § 10 Abs. 6a Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2014 (GSNE-VO 2013 Novelle 2014) optiert hatten. Für diese Verbraucher war es so möglich, den Gasverbrauch im Hinblick auf die Netzentgelte flexibler zu gestalten. Besonders Gaskraftwerken ermöglicht eine derartige Flexibilisierung der Kosten eine weitgehendere Teilnahme am Regelenergiemarkt, da eine einmalige Leistungsspitze bei der Erzeugung von positiver Regelenergie die zu entrichtenden Gas-Netzentgelte bei weitem nicht im bisherigen Ausmaß erhöht. Dies trägt dazu bei, dass diese Kraftwerke durch ihren Gaseinsatz einen größeren Anteil der Gas-Netzkosten übernehmen können, wodurch die Höhe der Netzentgelte für alle Netzbenutzer verringert wird. Außerdem können Gaskraftwerke so auch in Zeiten sinkender Strompreise noch am Strommarkt teilnehmen.

3.2. Funktionsweise des Marktes

Gasmarktmodell

Die mit der Novelle 2015 zur Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 harmonisierten Bestimmungen wurden durch die Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen („CAM Network Code“) per 1. November obsolet.

Der CAM Network Code sieht nunmehr ein harmonisiertes Regelwerk zur Vergabe von Kapazität im Fernleitungsnetz vor. Darin enthalten sind insbesondere Bestimmungen über Standardkapazitätsprodukte und Zuweisungsverfahren sowie Vorschriften zur Zusammenarbeit benachbarter Fernleitungsnetzbetreiber mit dem Ziel einer abgestimmten Vermarktung der Kapazität an Netzkopplungspunkte.

Eine weitere Regelung betrifft Teile des Netzbereichs Oberösterreich, welche physikalisch gesehen Netzinseln im Marktgebiet Ost darstellen und nur aus dem benachbarten deutschen Marktgebiet aufgespeist werden können (Schärding, Ach). Aus diesem Grund konnten Kunden ihren Versorger bislang nicht wechseln. Eine vom Verteilergebietsmanager zusammen mit dem benachbarten deutschen Verteilernetzbetreiber entwickelte Lösung ermöglicht nun auch in diesen Gebieten die freie Wahl des Versorgers. Dafür war es erforderlich, den Verteilergebietsmanager im Marktgebiet Ost zu berechtigen und zu verpflichten, die benötigten Kapazitäten zu buchen. Seit In-Kraft-Treten dieser Regelung haben Versorger das Gas für Kunden in den genannten Netzinseln am virtuellen Handlungspunkt des Marktgebiets Ost zur Verfügung zu stellen und Kunden die Möglichkeit, ihren Versorger zu wechseln.

Auch bei der Regelung zum Strukturierungsbeitrag des Marktgebietsmanagers gab es eine Neuregelung. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen mit dem neuen Gas-Marktmodell konnte insbesondere festgestellt werden, dass Unterlieferungen (Short-Positionen) der Bilanzgruppen wesentlich mehr Aufwand im System verursachen als Überlieferungen (Long-Positionen). Überlieferungen können grundsätzlich zu einem entsprechenden Preis immer am virtuellen Handlungspunkt verkauft werden, wohingegen bei der Beschaffung für Unterlieferungen Engpässe entstehen können, die letztendlich auch zu einer Gefährdung des Gesamtsystems führen können. Vor diesem Hintergrund wurde nunmehr festgelegt, dass der bilanzielle Marktgebietsaldo, der den aktuellen Status des Gesamtnetzes widerspiegelt, bei der Festlegung des Strukturierungsbeitrags Berücksichtigung finden muss. Die Höhe und die Abwicklungsdetails des Strukturierungsbeitrags selbst wurden vom Marktgebietsmanager öffentlich konsultiert und durch die Regulierungsbehörde als Teil der Allgemeinen Bedingungen des Marktgebietsmanagers genehmigt.

Des Weiteren wurden Festlegungen für jene Fälle getroffen, in denen es dem Netzbetreiber nicht möglich ist, Verbrauchsanlagen unverzüglich vom Netz zu trennen, obwohl durch die Beendigung des Versorgungsvertrages die Zuordnung des Zählpunktes zu einer Bilanzgruppe und daher eine wesentliche Voraussetzung für die Aufrechterhaltung der Netzdienstleistung wegfällt. Die bis zur erfolgreichen Trennung der Verbrauchsanlage vom Netz entstehenden Verbrauchsmengen sind in der relevanten besonderen Bilanzgruppe für Verteilernetze („Netzverlustbilanzgruppe“) enthalten.

Dabei wird der entsprechende Zählpunkt nicht der besonderen Bilanzgruppe zugeordnet, auch muss kein gesonderter Fahrplan für den Zählpunkt abgegeben werden. Der Netzbetreiber hat ehestmöglich dafür zu sorgen, dass die Inanspruchnahme der Netzdienstleistung ohne Zuordnung des Zählpunkts zu einer kommerziellen Bilanzgruppe beendet wird, und alle zweckmäßigen Maßnahmen zu ergreifen, um vom entnehmenden Kunden eine Abgeltung für die bezogenen Gasmengen zu erhalten.

Die Funktionalität des Gas-Marktmodells wird natürlich weiterhin laufend beobachtet und entsprechende Daten gemäß der Gas-Monitoring-Verordnung und der Gasstatistik-Verordnung analysiert und ausgewertet. Sollte sich auf Basis dessen oder z. B. auf Basis europäischer Entwicklungen ein Änderungsbedarf ergeben, so wird dieser auch zukünftig erarbeitet, konsultiert und umgesetzt.

Speichermarkt

Auf europäischer Ebene bilden die Richtlinie 2009/73/EG und Verordnung (EG) Nr. 715/2009, Artikel 15, 17 und 19, auf nationaler Ebene das GWG 2011 (§§ 97 bis 105) und die Gas-Marktmodell-Verordnung (GMMO-VO) den rechtlichen Rahmen für die österreichischen Gasspeicher. Dieser Rechtsrahmen wurde 2015 nicht verändert. Der Speicherzugang erfolgt am österreichischen Gasmarkt auf verhandelter Basis, dabei muss die Vergabe der Speicherkapazitäten nicht-diskriminierend und transparent erfolgen.

Alle Speicherunternehmen sind seit 2015 gemäß § 107 GWG 2011 gesellschaftsrechtlich und organisatorisch entflochten. Die Eigentumsverhältnisse der österreichischen Speicherunternehmen⁷ sind folgende:

OMV Gas Storage	100% OMV Gas & Power GmbH OMV Gas & Power GmbH befindet sich zu 100% im Eigentum der OMV AG.
RAG Energy Storage	100% RAG AG Eigentümer der RAG AG ist die RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft, ⁸ an der die EVN AG (50,025%), die E.ON Exploration & Production GmbH (29,975%), die Energie Steiermark Kunden GmbH (10%) und die Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation (10%) beteiligt sind.
Astora	100% WINGAS GmbH Wingas befindet sich im Eigentum der W & G Beteiligungs-GmbH & Co. KG; deren Anteilseigner sind zu 50% die OAO Gazprom und zu 50% die Wintershall Holding GmbH.

⁷ Daneben gibt es auch noch einen Tagesspeicher, der separat von Wienenergie Speicher (zu 100% im Eigentum der Wien Energie) vermarktet wird.

⁸ Siehe RAG Daten und Fakten unter http://www.rag-austria.at/uploads/tx_templavoila/rag_fakten_d_150417_web.pdf, S. 8.

GSA LLC	100% OOO Gazprom Export Gazprom Export ist eine 100-prozentige Tochter der OAO Gazprom.
Uniper Energy Storage Austria	Österreichische Niederlassung der Uniper Energy Storage GmbH Uniper Energy Storage GmbH ist eine 100-prozentige Tochter der Uniper SE (früher E.ON Global Commodities SE).

Speicherkapazitäten in Österreich

Die österreichischen Gasspeicher befinden sich ausschließlich im Marktgebiet Ost in den Konzessionsgebieten der beiden Gas- und Ölproduzenten der OMV Aktiengesellschaft (OMV AG) und der Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft (RAG AG). Vermarktet werden die Speicherkapazitäten in Österreich von fünf oben genannten Speicherunternehmen.

Durch den verstärkten Ausbau der Erdgasspeicher in der vergangenen Dekade (7 Fields, Haidach, Aigelsbrunn) und weiteren Erhöhungen der Speicherkapazitäten in den letzten Jahren beträgt das gesamte Arbeitsgasvolumen in österreichischen Speichern 92.125 GWh, mehr als der Verbrauch im Jahr 2015.

Größtes Speicherunternehmen in Österreich ist OGS (OMV Gas Storage GmbH) mit einem Anteil von 30% an den gesamten Speicherkapazitäten, bezogen auf das MG Ost hält das Unternehmen einen Anteil von 45%.

Speicherunternehmen/ Speicher	Einspeicher- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Einspei- cherrate	Entnahme- rate in MWh/h	Anteil an gesamter Entnah- merate	Arbeitsgas- volumen in MWh	Anteil an gesamtem Arbeitsgas- volumen
OMV-Schönkirchen	7.306		10.790		20.614.000	
OMV-Tallesbrunn	1.405		1.798		4.496.000	
OMV-Thann	1.293		1.461		2.810.000	
OMV Speicher gesamt	10.004	28%	14.049	32%	27.920.000	30%
RES-Puchkirchen	5.800		5.800		12.140.000	
RES-Haidach 5	224		224		180.000	
RES-Aigelsbrunn	560		560		1.460.000	
RES-Nussdorf/Zagling	681		681		1.310.000	
RES Speicher gesamt	7.265	21%	7.265	17%	15.090.000	16%
Uniper - 7fields	6.742	19%	10.112	23%	19.415.000	21%
An MG angeschlossene Speicher	24.011		31.426		62.425.000	
Astora-Haidach	3.733	11%	4.133	9%	9.900.000	11%
GSA-Haidach	7.467	21%	8.267	19%	19.800.000	21%
Summe	35.211	100%	43.826	100%	92.125.000	100%

Tabelle 4: Speicherkapazitäten in Österreich, Stand Juni 2016

Quelle: Websites der Unternehmen: www.omv.com; www.rag-energy-storage.at; www.astora.de/speicher.html; www.uniper-energy-storage.com; <http://www.gsa-services.ru>

Die Speicher von OGS, RES (RAG Energy Storage GmbH) und Uniper sind direkt an das Marktgebiet Ost angebunden. Für die Nutzung der Speicherkapazitäten von Astora und GSA muss der Transport

aus dem Marktgebiet Net Connect Germany (NCG) in das MG Ost organisiert und bezahlt werden, d.h., dass der Speicher Haidach über das deutsche Erdgasnetz befüllt und die Nutzung der Speichermengen für den österreichischen Markt über den Import aus Deutschland ermöglicht wird.

Zusätzlich zu den österreichischen Speichern ist der slowakische Speicherkomplex LAB an den virtuellen Handlungspunkt über die Leitung MAB angebunden, Speicherunternehmen sind Nafta und Pozagas.

Kartellverfahren

Auf Basis der ihr zugewiesenen Aufsichts- und Überwachungsaufgaben hat die E-Control drei Anträge auf Abstellung (und gegebenenfalls auf Feststellung) des kartellrechtswidrigen Verhaltens (§ 26 KartG 2005) in Bezug auf langfristige Gasbezugsverträge eingebracht.

In diesen drei Verfahren wirft die E-Control einem Lieferanten restriktive Vertragsklauseln, Marktabschottung (§ 1 KartG 2005, Art 101 AEUV sowie § 5 KartG 2005, Art 102 AEUV) und Behinderungs- sowie Ausbeutungsmisbrauch aufgrund einer marktbeherrschenden Stellung (§ 5 KartG 2005, Art 102 AEUV) vor. Der Marktteilnehmer hat mit großen österreichischen Weiterverteilern langfristige Lieferverträge (rund 20 Jahre) abgeschlossen, die eine Abnahmeverpflichtung von bis zu 83 % der vertraglich festgelegten Jahresmenge vorsehen. Bei Unterschreitung der Abnahmemenge werden Pönalen fällig, der Vertragspartner muss also bezahlen, obwohl der Zahlung kein Gasbezug gegenübersteht (ToP-Klausel). Diese langfristigen Take-or-Pay-Verträge sehen darüber hinaus eine Ölpreis-Indexierung vor: Der Gaspreis wird nicht durch das Zusammenwirken von Angebot und Nachfrage gebildet, vielmehr wird der Preiswettbewerb durch diese Bindung an den Ölpreis ausgehebelt. Aufgrund der marktbeherrschenden Stellung des Lieferanten liegt daher ein Behinderungs- und Ausbeutungsmisbrauch vor, indem unangemessene Geschäftsbedingungen erzwungen werden: ToP-Klauseln, die insbesondere zusammen mit der Ölpreisbindung bewirkt haben, dass Abnehmer in der Situation des verstärkten Wettbewerbs auf der Absatzseite weder zusätzliche Mengen von günstigeren Anbietern beziehen, noch preislich attraktive Angebote an ihre Kunden stellen können. Darüber hinaus wirken diese Klauseln marktabschottend (behindernd). Das Verfahren ist noch nicht abgeschlossen.

Außerdem gibt die E-Control in weiteren Kartellverfahren betreffend langfristigen Gasbezugsverträgen auf Grundlage des § 21 Abs 3 E-ControlG Stellungnahmen zur Marktabgrenzung und zum wettbewerbswidrigen Verhalten ab.

Transparenz

Kapitel 3 des Anhangs der ErdgasfernleitungsVO (EG) Nr. 715/2009 stellt die Grundlage für die Veröffentlichungspflichten der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber dar. Generell werden viele der relevanten Informationen in Österreich vom Marktgebietsmanager (MGM) über die Online-Plattform gemäß § 39 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) veröffentlicht. Im Rahmen der Aufsichtspflichten gemäß § 24 E-Control Gesetz überprüft die E-Control laufend die Einhaltung dieser Transparenz-Leitlinien. Die genannten Leitlinien sind Mindestanforderungen, es steht den Fernleitungsnetzbetreibern aber frei, weitere für den Markt relevante Informationen zu veröffentlichen.

Im Allgemeinen ist die Einhaltung durch die Fernleitungsnetzbetreiber weitgehend zufriedenstellend, lediglich in einigen Bereichen wurde Optimierungspotenzial festgestellt. Die Tatsache, dass Informationen zum einen auf der nationalen Online-Plattform des MGM und zum anderen auf der

europäischen Transparenzplattform der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsnetzbetreiber Gas (ENTSO-G) veröffentlicht werden, macht die Verwendung einer europaweit einheitlichen Definition von Datensätzen erforderlich. Um eine grenzüberschreitende Konsistenz und Vergleichbarkeit der veröffentlichten Daten sicherzustellen, hat die E-Control die Fernleitungsnetzbetreiber aufgefordert, gemessene tatsächliche physikalische Flüsse, wie in den Transparenz-Leitlinien vorgesehen, zu veröffentlichen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber planen, ihre Veröffentlichungen auch in Bezug auf die Nutzerfreundlichkeit in Zukunft weiter zu verbessern. Eine der diesbezüglichen Maßnahmen beinhaltet das Bereitstellen von drei verschiedenen Datenformaten (*.xls, *.csv, *.xml) für das Herunterladen von Informationen. In Bezug auf die Frequenz der Aktualisierungen und der generellen Geschwindigkeit der Veröffentlichungen verstärken die Fernleitungsnetzbetreiber ihre Bemühungen: Informationen werden, sobald sie vorliegen, jedenfalls aber innerhalb einer Stunde veröffentlicht.

Im Rahmen der Überprüfung wurden die Fernleitungsnetzbetreiber weiters aufgefordert, die Speicherpunkte MAB und 7Fields sowie einen virtuellen Übergabepunkt zwischen Fernleitung und Verteilergebiet als maßgebliche Punkte der Behörde zur Genehmigung vorzulegen. Darüber hinaus wurde auch die Bereinigung der maßgeblichen Punkte der Baumgarten-Oberkappel-Gasleitungsgesellschaft (BOG) in Baumgarten, die durch die Verschmelzung der BOG und der Gas Connect Austria GmbH erforderlich wurde, in Angriff genommen. Seit 01. September 2015 werden Informationen zu diesen Punkten auf freiwilliger Basis veröffentlicht. Die Veröffentlichungspflichten gelten prinzipiell für alle maßgeblichen Punkte.

Netzausbauplanung Gas

Der Verteilergebietsmanager (VGM) hat gem. § 18 Abs. 1 Z 11 iVm § 22 Abs. 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung (LFP) für die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 zu erstellen. Der Marktgebietsmanager (MGM) ist gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 iVm § 63 Abs. 1 GWG 2011 verpflichtet, jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen zehnjährigen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) zu erstellen. Beide Netzausbauminstrumente sind von der Regulierungsbehörde zu genehmigen.

Bei der Erstellung dieser beiden Netzausbauminstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zu berücksichtigen. Der Infrastrukturstandard in Österreich beträgt laut Berechnungen von VGM und MGM 237 % und gilt damit als erfüllt.

Weiters wurde 2015 erstmals das Verhältnis der Elektrokompessorleistung zur Gaskompessorleistung (derzeit 47 % zu 53 %) erhoben.

Die LFP umfasst nicht nur das Marktgebiet Ost, wie vom Gesetzgeber vorgesehen, sondern auch die Marktgebiete Vorarlberg und Tirol, um einen etwaigen Investitionsbedarf (Ebene eins) abbilden zu können. Das Baseline-Szenario der vom VGM erstellten Absatzprognose geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus, wohingegen im Maximal-Szenario alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt werden. Das Minimal-Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie.

Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung sowie aufgrund gemeldeter Projekte wurde im Rahmen vom KNEP ein Kapazitätsszenario für das Marktgebiet erarbeitet. Bei der Gegenüberstellung der Ergebnisse der Bedarfserhebung mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität wurden potentielle Engpässe an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern-SUDAL und am Speicherpunkt 7Fields sowie am Ein-/Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár festgestellt. Analysen der Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der technischen Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit des Angebots der zusätzlich angefragten Kapazitäten haben ergeben, dass der gemeldete Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern-SUDAL und Überackern-ABG sowie am Speicherpunkt 7Fields zusätzlicher Investitionen im Fernleitungssystem bedürfe. Weiters wurden von Projektpromotoren Projekte gemeldet, die Kapazitäten an Ein-/Ausspeisepunkten Reintal (neuer Punkt an der Grenze zur Tschechischen Republik) und Murfeld erhöhen sollen:

Um sicherzustellen, dass die Anforderungen der Marktteilnehmer in den beiden Planungsinstrumenten berücksichtigt wurden und der gesamte Investitionsbedarf abgebildet ist, wurde von Seiten der E-Control eine Konsultation durchgeführt. Die eingelangten Stellungnahmen wurden auf der Website der E-Control veröffentlicht und in der Entscheidungsfindung entsprechend berücksichtigt.

Herausforderungen der Netzausbauplanung 2015

Im Winter 2014/2015 ist das österreichische Leitungsnetz aufgrund der erhöhten Erdgasspeichernutzung teilweise an seine Leistungsgrenzen gestoßen, wodurch eine Abwicklung aller Transportanfragen nicht in allen Fällen möglich war. Betont werden muss, dass die Versorgungssicherheit Österreichs sowie die Versorgung der Endkunden an keinem einzigen Tag des Winters gefährdet war. Dennoch ist es erforderlich, die Qualität der Anbindung des Verteilergiebts und damit der Speicher an das Fernleitungsnetz zu verbessern, um das ausgespeicherte Gas auf den Großhandelsmärkten auf gesicherter Basis entsprechend handeln zu können. Aus diesem Grund wurde die Umsetzung der erforderlichen Ausbaumaßnahmen beschleunigt. Die entsprechenden Projekte schaffen zusätzliche Kapazitäten zwischen dem Verteilernetz und dem Fernleitungsnetz, womit künftig auch die in den vergangenen Wintern beobachteten Transportspitzen abgedeckt werden können. Diese Investitionen erfolgen einerseits im Sinne der Versorgungssicherheit, aber insbesondere, um den Zugang der massiv gestiegenen Speicherkapazitäten zum virtuellen Handlungspunkt zu verbessern, damit auch in Hochlastzeiten die österreichischen Speicher als entsprechende Liquiditätsquelle zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wird durch die Ausbaumaßnahmen auch der zusätzliche Anschluss des Speichers Haidach an das Verteilergiebts möglich.

Investitionen in die Gasnetzinfrastruktur

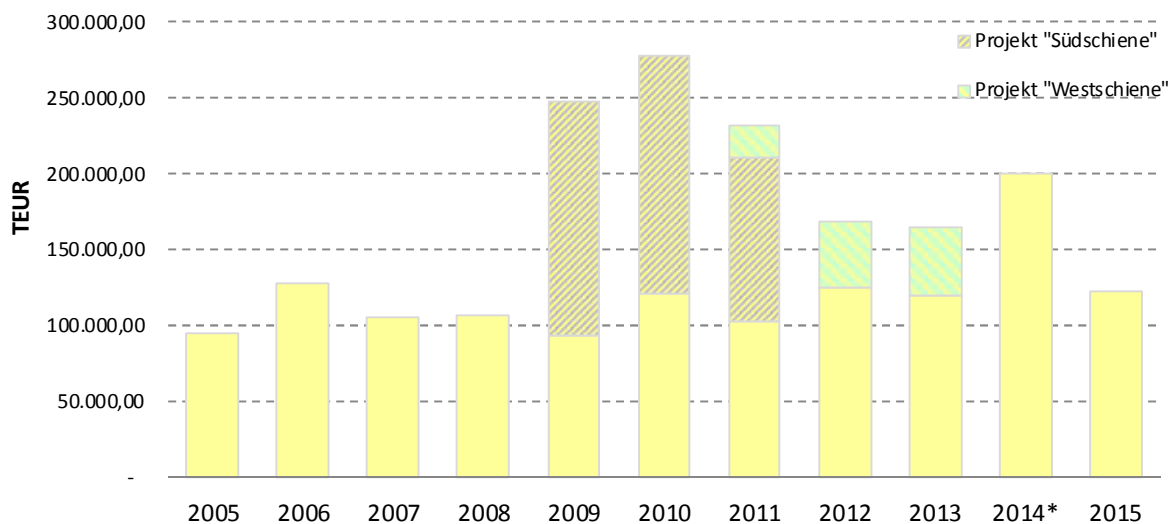
Im Vordergrund der Investitionen der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber standen und stehen die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs sowie der Beitrag zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten. Nach dem Abschluss von Großprojekten, wie der West- bzw. Südschiene in den Jahren 2009 bis 2013, werden primär Projekte im Verteilernetz bzw. Speicheranschlussprojekte realisiert. Hierbei stehen neben Leitungen zur Speicheranbindung auch Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen in das Leitungsnetz im Vordergrund. Vereinzelt werden aber auch Projekte zu Leitungserweiterungen in Österreich realisiert, wobei hier auch der Druck durch alternative Energieträger (Fern- bzw. Nahwärme) und Energieeffizienzanforderungen steigt und damit entscheidenden Einfluss auf Projektumsetzungen nimmt.

Nachstehende Grafik zeigt ein leicht differenziertes Bild im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren (2014: Aufgrund korrigierter Daten zur Investitionsentwicklung eines Unternehmens wurden Werte aktualisiert). Wie schon zuvor beschrieben wurde vor allem in den Jahren 2009 bis 2011 in den überregionalen Bereich investiert. Zusätzlich werden aufgrund älter werdender Netzinfrastrukturen im Gasnetzbereich, Ersatz- und Erneuerungsinvestitionen im Verteilernetz nötig. Daher sind die entsprechenden Investitionen seit 2008 kontinuierlich gestiegen.

Mittelfristig ist allerdings mit einem Abflachen der Investitionen zu rechnen, da ein Netzausbau im Verteilbereich auf dem Niveau der letzten Jahre nicht mehr zu erwarten ist. Ähnlich wie im Stromnetzbereich hat auch im Gasnetzbereich der Regulator die passenden Rahmenbedingungen geschaffen, um für effiziente Investitionen entsprechende Anreize zu bieten und eine adäquate Abgeltung über Netzentgelte zu gewährleisten.

Entwicklung der Bruttoinvestitionen - GAS

(Quelle: E-Control - Aggregierte Unternehmensdaten Anlageklassen 2015 AHK; inkl. BKZ)



*2014: Nachaktivierung/Korrektur von Angaben eines Unternehmens

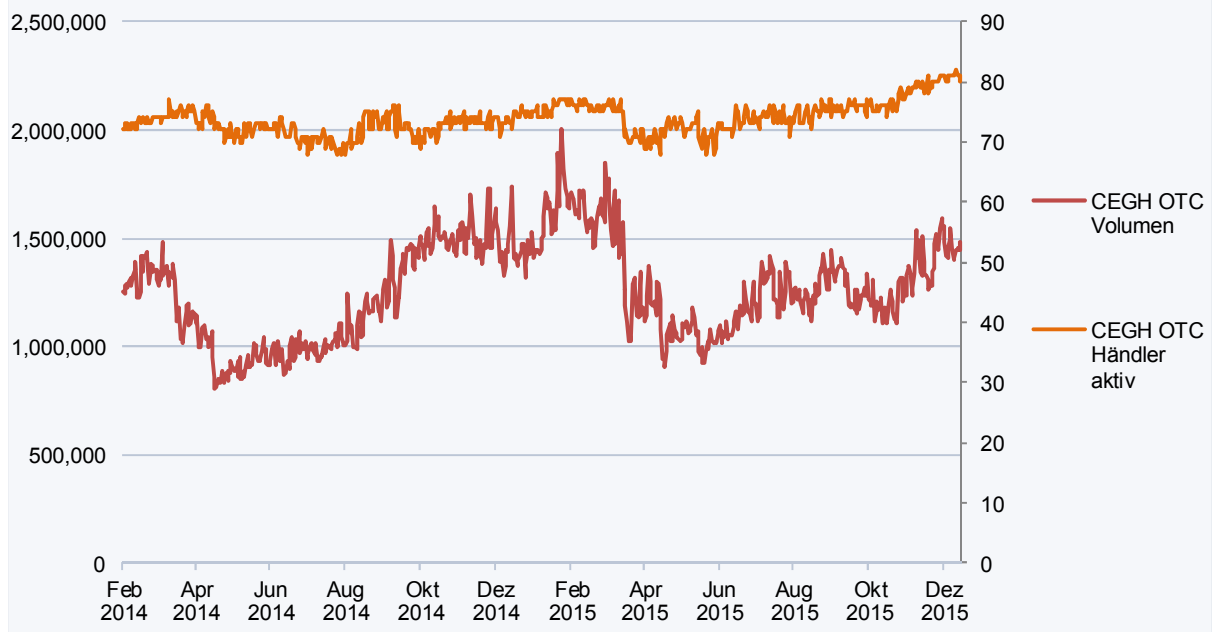
Abbildung 18: Entwicklung der Bruttoinvestitionen Gas

Quelle: E- Control

3.4 Wettbewerb am Großhandelsmarkt

Am Gasmarkt stieg das börsliche Handelsvolumen an der CEGH Gasbörse um 25 % auf 26,5 TWh. Am CEGH-VTP konnten die gehandelten Mengen im Jahresvergleich um 9 % zulegen, liegen bei 478,3 TWh und repräsentieren damit mehr als das Fünffache des physikalischen Verbrauchs in Österreich. Die durchschnittliche Churn-Rate (Umschlagsrate) lag im Jahr 2015 bei 3,84, während die Anzahl der registrierten Händler zum Jahresende bei 189 lag. Die VTP OTC Volumina und die aktiven Händler werden hingegen in Abbildung 19 dargestellt. Von den börslichen Volumina entfielen 22,97 TWh auf den Spotmarkt, wovon wiederum 4,98 TWh Within-Day gehandelt wurden. Obwohl die Handelsmengen am Futures-Markt deutlich zulegen konnten, ist das Gesamtniveau mit 3,51 TWh recht niedrig und die Liquidität bei den meisten Produkten noch eingeschränkt.

VTP OTC Volumen und aktive Händler [MWh, Anzahl - rechte Achse]



Quelle: CEGH, Wiener Börse

Abbildung 19: VTP OTC Volumen und aktive Händler

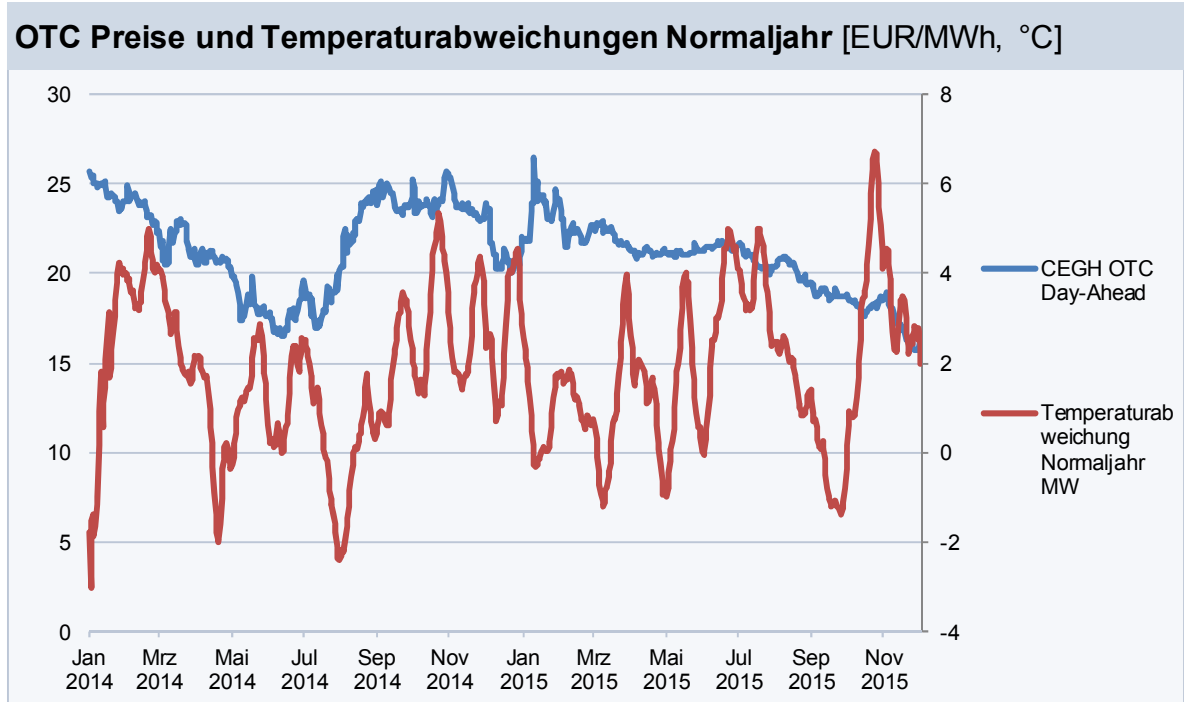
Quelle: CEGH, Wiener Börse

Die Preise entwickelten sich im Jahr 2015 aus Verbrauchersicht sehr positiv. Im Herbst 2015 fielen die Day-Ahead Preise auf unter 20 Euro/MWh, während zum Jahresabschluss Preise um die 15 Euro/MWh beobachtet werden konnten. Die Entwicklung wird in Abbildung 20 dargestellt. Auffällig ist, dass während 2014 eine günstige Preisphase im Sommer vorherrschte, der Preisrückgang 2015 aber untypischerweise in der kalten Jahreszeit erfolgte. Mitverantwortlich dafür war die äußerst milde Wetterlage im November und Dezember. Wie in Abbildung 21 ersichtlich, lagen die Temperaturen stellenweise deutlich über dem Normaljahr. Ein weiterer entscheidender Faktor im Gashandel war der Preisverfall anderer Commodities, allen voran der dramatische Preisrückgang bei Rohöl und Erdölprodukten. Gepaart mit einer guten Gasversorgungslage ergab dies eine sehr bearische Stimmung, die auch auf alle Terminmarktprodukte überging.



Abbildung 20: CEGHIX Day Ahead [€/MWh]

Quelle: CEGH, Wiener Börse



Quelle: ZAMG, Berechnungen E-Control

Abbildung 21: OTC Preise und Temperaturabweichungen Normaljahr

Quelle: ZAMG, Berechnungen E-Control

**Speichermarkt und Speicherkapazitäten
Speicherprodukte**

Die österreichischen Speicherunternehmen bieten unterschiedliche Speicherprodukte an:

- Standardprodukte (SBU): sog. „Bündelprodukte“, die ein von den Speicherunternehmen festgelegtes Verhältnis von Arbeitsgasvolumen (AGV), Entnahmeleistung und/oder Einspeicherleistung aufweisen. Die Bündelprodukte geben unterschiedliche Entnahmedauern an.
- ungebündelte Produkte sind das getrennte Angebot von AGV, Entnahme- oder Einspeicherleistung. Durch die Zusammensetzung von Standardbündel mit ungebündelten Produkten kann sich der Speicherkunde ein geeignetes Speicherprofil für sein Portfolio zusammensetzen;
- lang- und kurzfristige Verträge für gebündelte und ungebündelte Produkte;
- feste und unterbrechbare Verträge für gebündelte und ungebündelte Produkte;
- Jahresverträge mit gebündelten Produkten, die über Auktionen vergeben werden.

Vergabe von Speicherkapazitäten

Die Bestimmungen aus Artikel 17 und Artikel 22 der EU VO 715/2009 hinsichtlich Speicheranlagen betreffend Grundsätze der Kapazitätszuweisungsmechanismen und Verfahren für das Engpassmanagement sowie den Handel mit Kapazitätsrechten sind in den §§ 103 und 104 GWG 2011 detailliert dargestellt. Das Kapazitätsvergabeverfahren muss nach der jeweiligen Kapazitätssituation ausgewählt werden: Eine Auktion hat dann zu erfolgen, wenn die Nachfrage höher ist als das Angebot.

Betreffend Engpassmanagement sieht § 104 GWG 2011 die Errichtung bzw. die Kooperation einer übergeordneten Handelsplattform für Sekundärmarktkapazitäten durch Speicherunternehmen vor. Um das Horten von Kapazitäten zu vermeiden, sind einerseits entsprechende Maßnahmen in den Verträgen vorzusehen, andererseits sind nicht genutzte kontrahierte Kapazitäten im Engpassfall durch den Speichernutzer über die Sekundärmarktplattform an Dritte zu verkaufen.

Österreichische Speicherunternehmen vergeben Speicherkapazitäten daher auf Basis der gesetzlichen Regelungen zum einen nach dem Prinzip „first come, first served“ auf der Basis veröffentlichter Speicherentgelte und zum anderen über Auktionen, bei denen der Preis das Auktionsergebnis ist. In den letzten drei Jahren wurden freie verfügbare Speicherkapazitäten in Österreich hauptsächlich über Auktionen für Jahresverträge vergeben. Trotzdem ist der Großteil der Speicherkapazitäten nach wie vor über langfristige Verträge gebunden, 2016 lag der Anteil insgesamt bei ca. 90% der gesamten Speicherkapazitäten.

Auktionen wurden in Österreich bisher von OGS, EGS/Uniper, Astora und GSA durchgeführt. OGS, Uniper und Astora verwenden dafür die Versteigerungsplattform Store-X.⁹, wobei die erzielten Preise nicht veröffentlicht werden. Das Auktionsdesign ist dabei unterschiedlich:

- Bei den Auktionen von Eon Gas Storage/Uniper wurde der Preis der versteigerten Kapazitäten über eine Formel bestimmt, in die der Sommer-Winter-Spread (Preisunterschied) am NCG eingeht. Der Bieter musste für einen Aufschlag auf den Sommer-Winter-Spread zuzüglich 0,1 Eur/MWh bieten; der jeweilige Vertragspreis wurde durch das Gebot bestimmt (pay as bid).¹⁰ Die Gebote wurden so lange absteigend gereiht, bis die

⁹ Siehe registrierte Speicherunternehmen auf <http://www.store-x.net>.

¹⁰ <http://www.zfk.de/gas/speicher/artikel/eon-nimmt-neuen-anlauf-mit-gasspeicher-7fields.html>.

angebotene Menge verteilt wurde. Dazu musste der Bieter auch ein Gebot für einen Mindestpreis abgeben. Der für die Formel relevante Sommer-Winter-Spread wird jedes Vertragsjahr in der Index-Periode vor dem Speicherjahr neu ermittelt, indem die durchschnittlichen Sommer-Winter-Spreads aus dem ersten Jahresquartal (Jänner-März als Indexperiode) in die Formel eingesetzt werden. Das zu zahlende Speicherentgelt setzt sich aus dem Preis für die Vorhaltung der Speicherkapazität (Leistungsentgelt), dem Systemdienstleistungsentgelt und dem Entgelt für variable Kosten zusammen. Zusätzlich fallen Transportentgelte direkt beim jeweiligen Netzbetreiber an.

- Bei den Auktionen von OGS und Astora geben die Bieter eine Anzahl der Bündel und den Gebotspreis für diese ab. Dann werden die Gebote absteigend (höchstes Gebot zuerst) gereiht, bis die angebotene Menge aufgeteilt ist. Der erfolgreiche Bieter erhält die nachgefragte Anzahl der Bündel zu dem gebotenen Preis (Pay as bid).
- Bei der Auktion von GSA wurde ein Jahresvertrag für ein gebündeltes Produkt angeboten, der Startpreis für die Auktion wurde von GSA festgelegt. Die Vergabe erfolgt direkt über GSA.

Preisbildung und –preisniveau für Speicherprodukte

Bei der Preisbildung für Speicherkapazitäten hat sich **ein hybrides Preissystem auf Basis unterschiedlicher Allokationsverfahren** entwickelt:

- Zum einen werden Speicherentgelte von den Speicherunternehmen für Standardprodukte veröffentlicht, die bei der Vergabe der Speicherkapazitäten über die Reihenfolge des zeitlichen Einlangens (first come, first served) angewandt werden. Die Leistungsdaten der Standardprodukte (Entnahmedauer) sind dabei unterschiedlich, womit die Vergleichbarkeit der Absolutwerte nur eingeschränkt möglich ist. Festzustellen ist, dass Speicherbündel mit einer höheren Entnahmedauer sowohl in Euro/MWh Arbeitsgasvolumen als auch in Euro/MW Entnahmeleistung günstiger sind. Die günstigsten Speicherentgelte hat dabei OGS.
- Zum anderen werden bei der Vergabe von Speicherbündeln über Auktionen die Speicherentgelte als Ergebnis des Vergabeprozesses bestimmt. Diese Preise werden nicht veröffentlicht, orientieren sich aber am Sommer-Winterpreisunterschied.

Die veröffentlichten Speicherentgelte für die Standardbündel sind dabei höher als die aktuell in Auktionen erzielbaren Speicherentgelte und damit auch das aktuelle Preisniveau für Speicherprodukte, da in den letzten drei Jahren Speicherprodukte zum Großteil über Auktionen vergeben wurden.

Speicher als Teil des Flexibilitätsmarktes

Zum Ausgleich zwischen dem Gasangebot und der saisonalen und täglichen Unterschiede in der Gasnachfrage muss in der Wertschöpfungskette der Gasindustrie die Möglichkeit der Zwischenspeicherung und Anpassung an das Nachfrageverhalten (Strukturierung) angeboten werden. Zugang zu dieser Flexibilität erhalten Gashändler zum einen durch den Abschluss von Speicherverträgen, den Abschluss von Bezugsverträgen mit Abnahmeflexibilitäten, aber auch – im Zuge der Entwicklung von kurzfristigen Handelsplätzen – über den Handel von Spot- und

Terminmarktprodukten. Dabei bieten Produktion und Speicher physische Flexibilität aus „erster Hand“. Gashandelsprodukte beinhalten diese Flexibilität bereits und sind daher sekundäre Flexibilitätsprodukte.

Grundsätzlich kann zwischen verschiedenen Flexibilitätsarten unterschieden werden:¹¹

- (1) saisonale Flexibilität:
Ausgleich von saisonalen Mengenschwankungen und Arbitrage bei saisonalen Preisunterschieden zwischen Sommer und Winter. Diese Mengenschwankungen sind zum Großteil vorhersehbar, da sie alternierend vorkommen;
- (2) kurzfristige Flexibilität: Ausgleich kurzfristiger Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage, zum Großteil nicht vorhersehbar;
- (3) Notversorgungsflexibilität: Überbrückung von Lieferausfällen, ebenfalls zum Großteil nicht vorhersehbar.

Um diese Flexibilitäten bereitzustellen, können grundsätzlich folgende Flexibilitätsinstrumente eingesetzt werden:

- Speicherung in besonderen Speicheranlagen;
- unterbrechbare oder anders modulierbare Nachfrage der Kunden, z. B. der zentralen KWK-Anlagen;
- flexible Lieferverträge (auf Grundlage von Importen, inländischer Förderung oder Lieferverträgen auf dem inländischen Sekundärmarkt);
- flexibler Handel mit Gas über Gashandelsplätze (Hubs) oder bilateral (Termingeschäfte oder Ad-hoc-Geschäfte);
- „Line Pack“, d. h. Lagerung in den Übertragungsleitungen durch Erhöhung oder Senkung des Gasdrucks in diesen Rohrleitungen.

Die Flexibilität, die die Nutzung von Speichern bietet, steht somit grundsätzlich im Wettbewerb mit anderen Flexibilitätsinstrumenten. Die Bereitstellung von Flexibilität über LNG-Verträge und unterbrechbare Verträge mit Endkunden ist dabei am österreichischen Markt nicht gegeben. Flexibilität aus der Produktion steht in Österreich nur begrenzt bereit, wohingegen die „Line Pack-Nutzung“ für Gasversorger und -händler über den Ausgleichsenergiemarkt verfügbar ist. Flexibilitätsprodukte wie Gashandelsprodukte am Hub oder Ausgleichsenergie bauen auf Flexibilitätsquellen, wie Speicher und Importverträge, auf. Ein Rückgang des Angebots von Speicherkapazitäten sowie der Flexibilität in Importverträgen dürfte auch Auswirkungen auf das Angebot und die Preise von Handelsflexibilitäten haben.

Es ist daher davon auszugehen, dass Speicherprodukte am österreichischen Flexibilitätsmarkt trotz der Konkurrenzsituation anderer Flexibilitätsprodukte einen hohen Anteil an der Nachfragedeckung haben.¹²

¹¹ Vgl. auch Frontier Economics; Research into gas flexibility services; 2008, REPORT PREPARED FOR DTE, <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=8674>.

¹² Eine von der E-Control 2015 durchgeführte Analyse der Wettbewerbssituation am Speichermarkt wurde auf der E-Control-Website unter <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/gas/gasmarkt/speicher/wettbewerbsanalyse> veröffentlicht.

3.3. Wettbewerb am Endkundenmarkt

Maßgebliche Preisentwicklungen (Haushalte/Industrie gegenüber Großhandel)

Der Gesamtpreis bei den Haushalten entwickelte sich zwischen 2015 und 2016 je nach Lieferanten und jeweiligem Netzgebiet unterschiedlich. Während ein Musterhaushalt in Graz¹³ im Jahr 2016 um 41 Euro brutto weniger für Gas bezahlt, hat ein Kunde in Oberösterreich Mehrkosten von jährlich 25 Euro zu tragen. Der hohe Unterschied ist auf die Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten zurückzuführen.

Die Netzkosten sind Anfang 2016 in allen Netzgebieten gestiegen, wobei die höchste Steigerung von ungefähr 10 % Kunden in Tirol, Wien und Niederösterreich zu tragen haben. Dagegen konnten Kunden in den Netzgebieten Kärnten und Klagenfurt eine Steigerung von nur 2 % verzeichnen.

Einige regionale Gaslieferanten (die Wien Energie, die EVN, die Energie Burgenland, die Energie Steiermark, die Energie Graz, die Tigas sowie die VKW) haben im Laufe des Jahres 2015 ihre Energiepreise gesenkt und ihre Kunden in begrenztem Ausmaß an den fallenden Großhandelspreisen teilhaben lassen. Allerdings fielen diese Senkungen unterschiedlich aus, sodass in manchen Netzgebieten die Erhöhungen der Netzentgelte kompensiert werden konnten und zudem eine Gesamtkostenentlastung erreicht wurde, in anderen Gebieten gelang dies wiederum nicht (Abbildung 22).

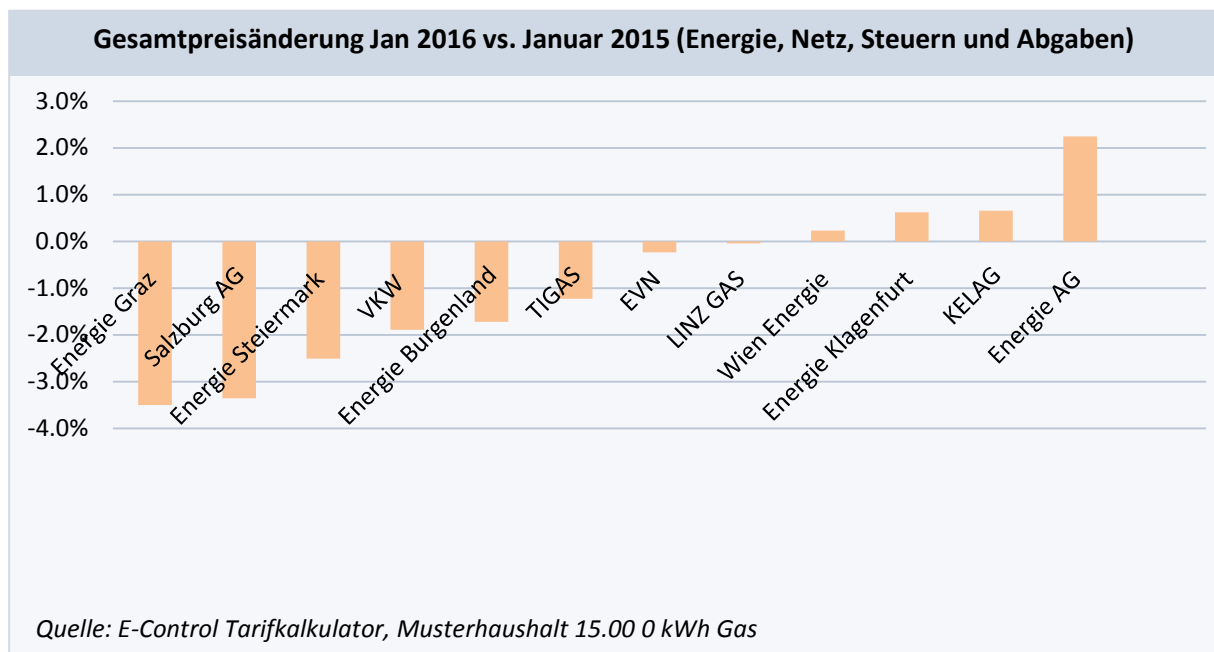


Abbildung 22: Gesamtpreisänderung Jänner 2016 vs. Jänner 2015

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

¹³ Ein Musterhaushalt stellt einen Haushalt mit einem jährlichen Gasverbrauch von 15.000 kWh dar.

In den ersten sechs Monaten des Jahres 2016 haben weitere Unternehmen (z. B. die Salzburg AG, Linz Gas und die Energie AG sowie erneut die Unternehmen der Energie Allianz und die Tigas) ihre Preise gesenkt. Die jährliche Bruttoersparnis beträgt zwischen 20 und 70 Euro, vereinzelt fällt sie sogar höher aus. Der gewichtete Energiepreis Österreichs ist im gleichen Zeitraum von 3,65 Cent/kWh auf 3,32 Cent/kWh gesunken. Dennoch liegt er deutlich über den Preisen der günstigsten Anbieter. Im Juni 2016 betrug der niedrigste Energiepreis für einen Musterhaushalt in den meisten Gebieten 0,89 Cent/kWh inkl. Neukundenrabatten (TopEnergy) bzw. 1,94 Cent/kWh ohne Neukundenrabatte (Maxenergy), was deutlich unter dem günstigsten Angebot des Vorjahresmonats von 2,2 Cent/kWh (goldgas) lag.

Die durchschnittlichen Gaspreise für die Industrie lagen im Jahr 2015 im Schnitt zwischen 2,62 und 2,67 Cent pro Kilowattstunde, jene für Haushalte zwischen 3,57 und 3,68 Cent/kWh. Die Preisspanne zwischen den beiden Bereichen hat in den letzten Monaten abgenommen, wohingegen sie sich zwischen Großhandelspreisen und Industriepreisen bzw. Haushaltspreisen wesentlich erweitert hat, was auf die seit Mitte des Jahres 2015 stark fallenden Großhandelspreise zurückzuführen ist (Abbildung 23).

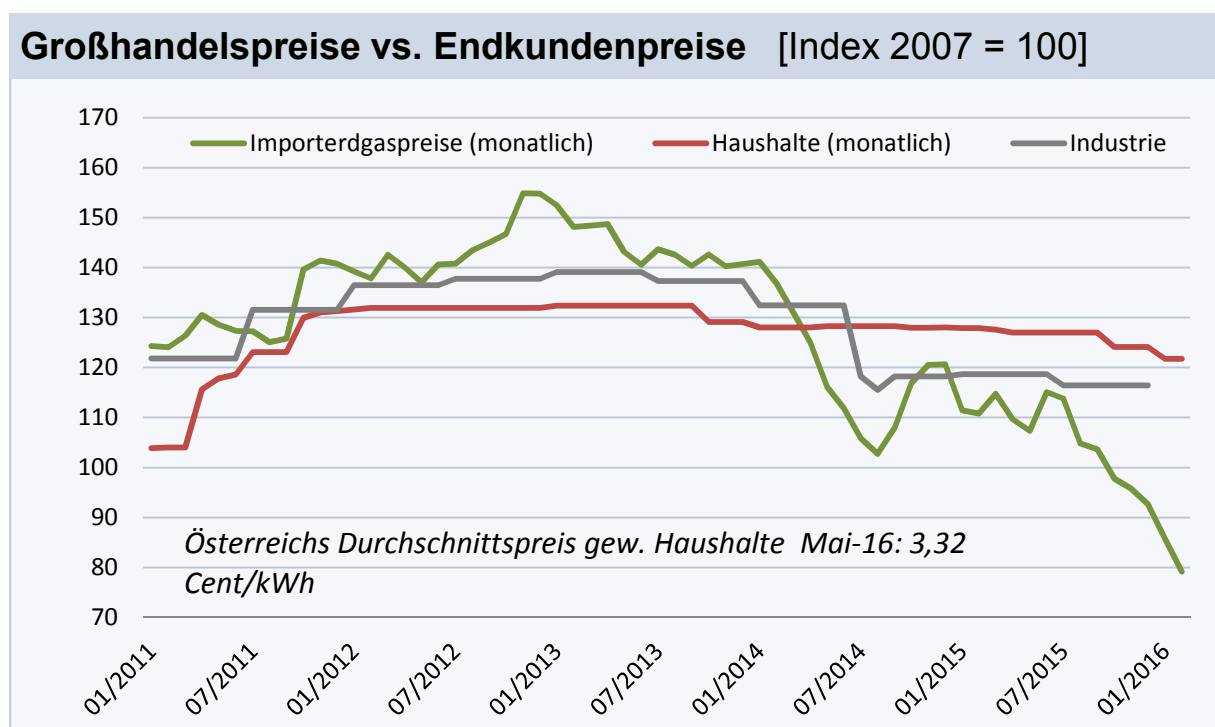


Abbildung 23: Großhandelspreise vs. Endkundenpreise

Quelle: E-Control

Neue Lieferanten/Marken/Produkte

Im Jahr 2010 waren am Markt nur fünf alternative Anbieter in der Regelzone Ost tätig, im ersten Quartal 2016 gab es im Marktgebiet Ost insgesamt 23 Anbieter. Das Gasangebot in Tirol und

Vorarlberg hat sich seit der Einführung des neuen Marktmodells und der Öffnung des Retailmarktes im Oktober 2013 wesentlich erweitert. Während es noch im Jahr 2012 mit goldgas nur einen alternativen Anbieter gab, erhalten Kleinkunden in Tirol inzwischen bis zu 24 Angebote (13 Angebote im Vorjahr) von 12 unterschiedlichen Anbietern. Im Marktgebiet Ost haben Haushalte eine deutlich höhere Auswahl mit über 40 Angeboten (25 Angebote im Vorjahr).

Im letzten Jahr trat die Leu Energie Austria GmbH, eine Tochtergesellschaft der bayerischen Leu Energie, in den Gasmarkt ein, seit April dieses Jahres ist auch E Wie Einfach als Gasversorger tätig. Die Gutmann GmbH hat ihr Versorgungsgebiet von Tirol und Vorarlberg auf Gesamtösterreich erweitert.

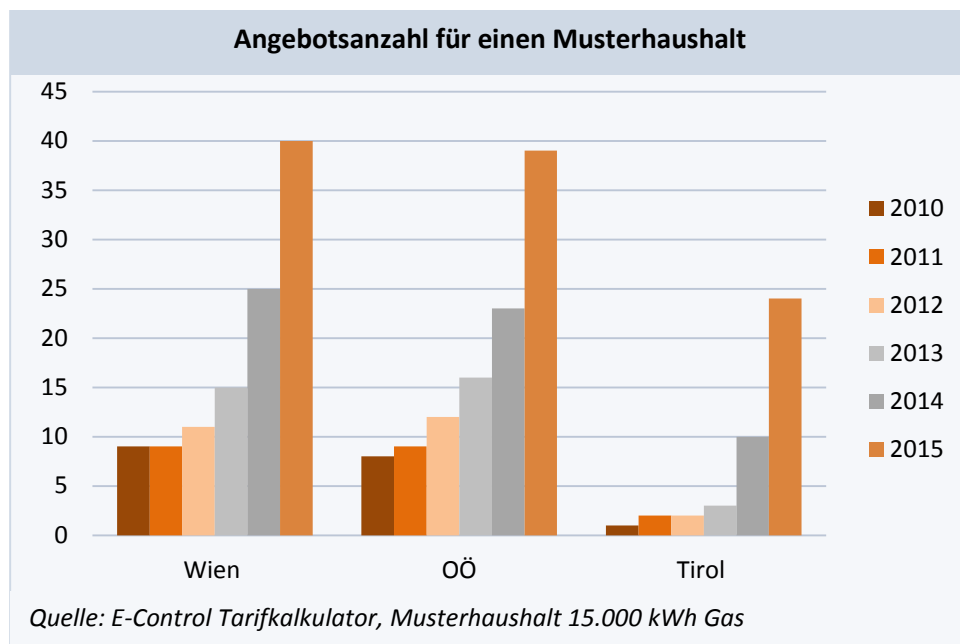


Abbildung 24: Angebotsanzahl für einen Musterhaushalt

Quelle: E-Control Tarifkalkulator

Einsparpotenzial

Die Steigerung der Angebotsanzahl ist nicht nur auf die neuen Markteintritte zurückzuführen. Auch bestehende Lieferanten erweitern ihr Angebot stark, differenzieren zwischen Online- und Offline Angeboten und bieten neben den herkömmlichen Preismodellen auch Preismodelle mit Preisgarantie bzw. Preisindexierung an.

Mit der Erweiterung des Angebots ist gleichzeitig das Einsparpotential beim Wechsel vom angestammten Lieferanten zum Bestbieter in den letzten fünf Jahren wesentlich gestiegen.

Gaskostensparpotential [EUR/a] (Haushalte, 15.000 kWh/a)

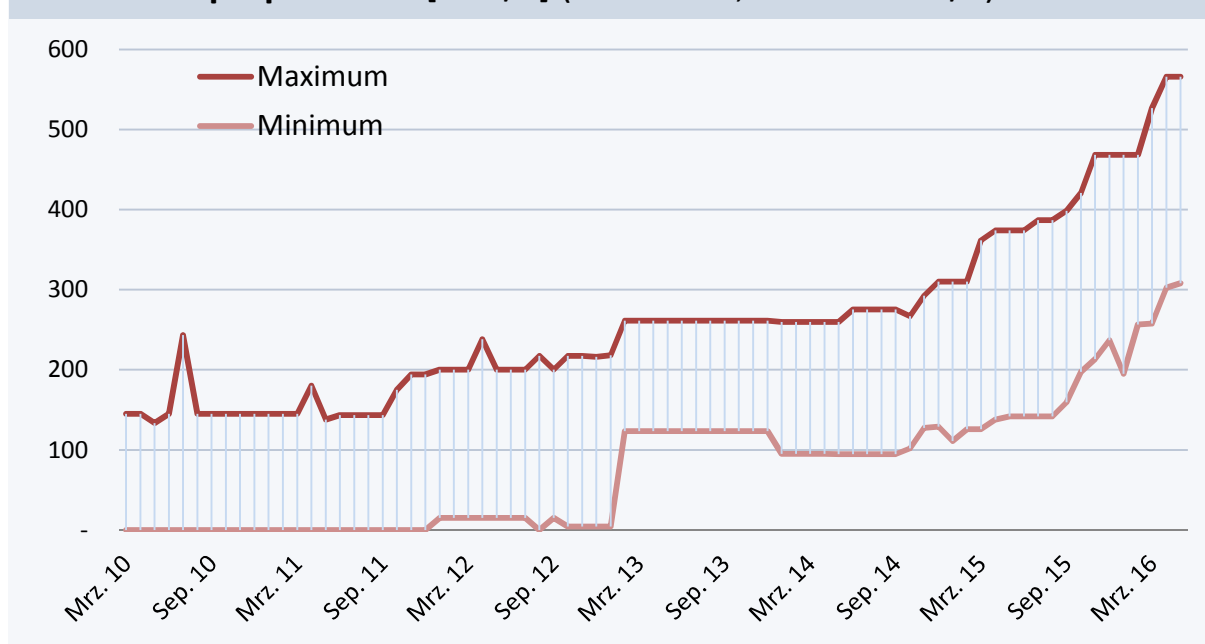


Abbildung 25: Entwicklung – Gaskostensparpotential beim Wechsel vom regionalen zum günstigsten Anbieter, jeweils monatliches Maximum und Minimum im Bundesländervergleich.

Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

Das hohe Ersparnispotential beim Wechsel wurde zum Teil auch durch den Preisrutsch an den Großhandelsmärkten möglich. Während es den angestammten regionalen Lieferanten schwer zu fallen scheint, die gesunkenen Großhandelspreise an den Kleinkundenstamm weiterzureichen, nutzen neue alternative Lieferanten diese Chance, um am Markt wesentlich flexibler zu agieren und Kunden sehr niedrige Preise anzubieten. Diese Preise bewegen sich sehr nahe am Großhandelsmarktpreisniveau bzw. liegen im ersten Lieferjahr mitunter sogar knapp darunter.

Wechselzahlen

Mit einer jährlichen Wechselrate von 4,2 % wurde 2014 ein Rekordwert erreicht, der im Jahr 2015 nicht mehr aufzuholen war. Die Wechselquote fiel demnach auf 3,4 % (vgl. Tabelle 5)

Tabelle 5: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte

Quelle: E-Control

Die Gründe hierfür sind dieselben wie im Strombereich: Der Erfolg der ersten VKI Aktion „Energiekosten-Stop“ konnte nicht wiederholt werden.

Erdgas							
Endkunden- kategorie	2014		2015		Veränderung 2015/14	Q1-2016	
	Wechsel	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate	Wechselrate	Wechsel	Wechselrate
Haushalte	53.916	4,2%	42.662	3,4%	-20,9%	18.641	1,5 %
Sonstige Kleinkunden	2.444	3,5%	3.002	4,3%	-22,8%	2.029	2,9 %
Lastgang- gemessene	417	5,3%	395	5,0%	-5,3%	377	4,8%
Insgesamt	56.777	4,2%	46.059	3,4%	-18,9%	21.047	1,6 %

Tabelle 5: Wechselraten und Anzahl der gewechselten Zählpunkte

Quelle: E-Control

Im ersten Quartal 2016 sind die Wechselzahlen in allen Kundenbereichen wesentlich höher als im gleichen Zeitraum des Jahres zuvor. Im Haushaltskundenbereich waren im Vorjahresquartal 11.570 Wechsel zu verzeichnen, im Jahr 2016 um 7.000 mehr. Dies ist mitunter auf die hohen Ersparnisse beim Wechsel zurückzuführen, da alternative Anbieter schnell auf die stark gesunkenen Großhandelspreise reagieren und Neukunden entweder günstigere Preise oder sehr hohe Neukundenrabatte anbieten. Zu beachten ist, dass sich die Preise aufgrund fehlender Neukundenrabatte in den darauffolgenden Jahren mitunter wieder erheblich verteuern, nicht selten zum Ärgernis der Kunden.

EU- Preisvergleich

Vergleicht man die Gesamtpreise der Haushaltskunden im zweiten Halbjahr 2015, so liegt Österreich mit 7,11 Cent/kWh am elften Platz, um 0,04 Cent/kWh über dem Durchschnitt der EU-28 und um 0,52 Cent/kWh unter dem EU-19 Durchschnitt. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind die Gesamtkosten je nach Verbrauchsmenge um 2,6 Prozentpunkte gesunken. Die höchsten Gaspreise in der EU28 zahlen Kunden in Schweden (11,73 Cent/kWh) und Portugal (9,82 Cent/kWh), die niedrigsten Preise sind in Rumänien (3,4 Cent/kWh) und Ungarn (3,52 Cent/kWh) zu finden. In Deutschland sind die Kosten für Haushaltskunden mit 6,81 Cent/kWh um 4 % günstiger (Abbildung 26).

Haushaltsgaspreise im Europäischen Vergleich in Cent/kWh

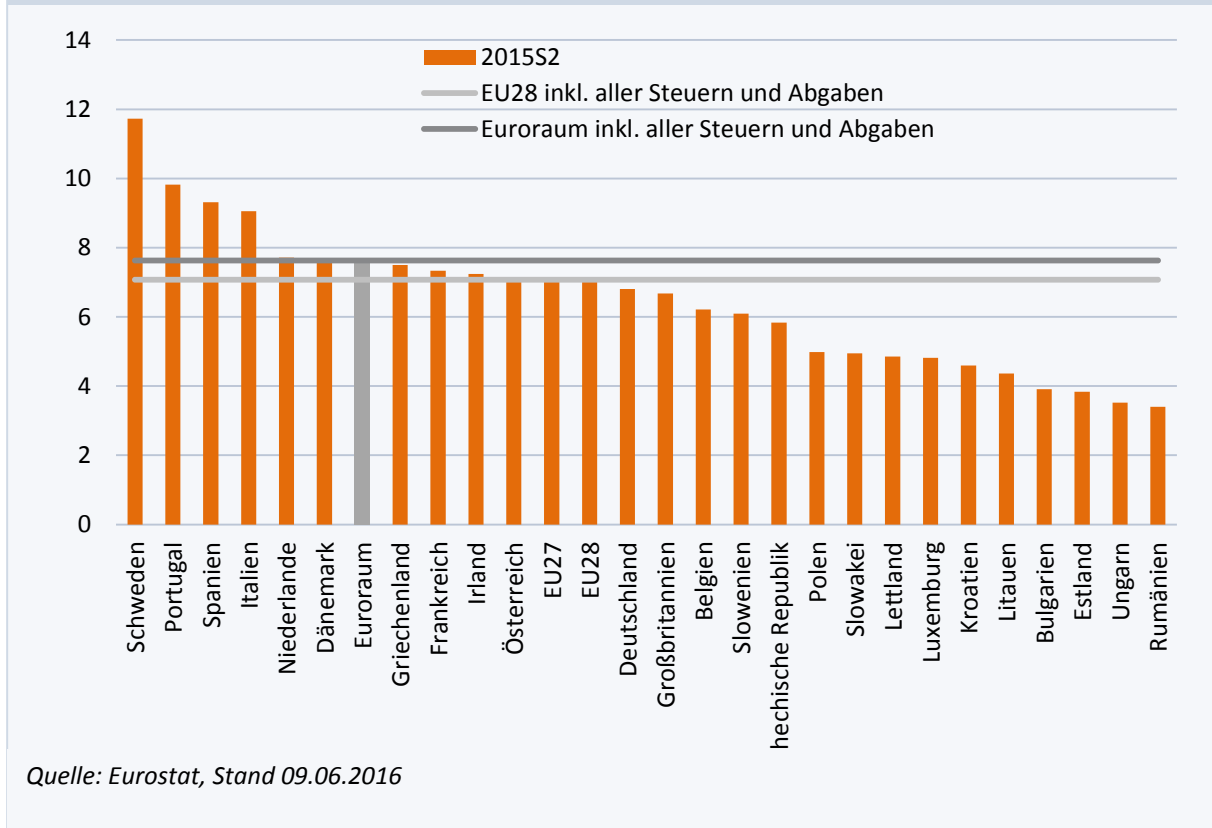


Abbildung 26: Haushaltsgaspreis (Energie, Netz und Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich (Gruppe D2 5.555 kWh bis 55.555 kWh)

Quelle: Eurostat

4. Gemeinsame Strom- und Gasthemem

4.1. Versorgungssicherheit Strom und Gas

Gemäß § 15 Abs. 11 Energielenkungsgesetz 2012 kann die E-Control alle zwei Jahre Übungen unter Annahme von Krisenszenarien anordnen. Nach der letzten Übung 2012 in Salzburg hat die E-Control aus diesem Grund auch 2015 wieder eine Energielenkungsübung organisiert und relevante Marktteilnehmer und Behörden zur Teilnahme eingeladen. Die Energielenkungsübung 2015 fand Ende Oktober in Graz in den Räumlichkeiten der Energienetze Steiermark GmbH statt. Beteiligte Unternehmen und Behörden waren neben der E-Control das BMWFW, das Amt der Steiermärkischen Landesregierung, die Austrian Gas Grid Management AG, die Austrian Power Grid AG, die Energie Graz GmbH & Co KG, die Energie Steiermark AG, die Energienetze Steiermark GmbH, die Gas Connect Austria GmbH, die Infraprotect GmbH, die Stromnetz Graz GmbH & Co KG und erstmalig auch zwei Großabnehmer – die Norske Skog Bruck GmbH und die voestalpine Stahl Donawitz GmbH.

Die Krisenszenarien umfassten die Bereiche Erdgas, Strom und Fernwärme, wobei ein Versorgungengass von Erdgas vorausgesetzt wurde. Zu Beginn der Übung kam es zu einer

Einschränkung der Erdgasanlieferung am Knoten Baumgarten, die letztendlich zu einem kompletten Wegfall der Importmengen bzw. zu einem Teilausfall wichtiger Erdgasspeicheranlagen führte. Dies bewirkte schließlich eine Energielenkung und eine Bewirtschaftung von Gasmengen für Großabnehmer.

Der Fokus der absolvierten Energielenkungsübung 2015 lag einmal mehr auf der Kommunikation von Behörden und Marktteilnehmern, wobei auch die Kommunikation mithilfe alternativer Technologien (Satellitentelefon und Betriebsfunk) getestet wurde, hervorgerufen durch einen Ausfall von Festnetz- und Mobiltelefonie. Ein weiterer Schwerpunkt lag auf dem Reduktionsprozedere von Gasliefermengen für Großabnehmer.

Zur europäischen Entwicklung der Versorgungssicherheit mit Erdgas ist zu erwähnen, dass die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 gerade überarbeitet wird. Im Zuge dessen hat die Europäische Kommission im Februar 2016 einen ersten konkreten Änderungsvorschlag veröffentlicht. Die wesentlichsten Anpassungen und Neuregelungen beinhalten unter anderem eine verpflichtende regionale Zusammenarbeit bei der Erstellung der Präventions- und Notfallpläne und entsprechender Vorlagen, vordefinierte Regionen, stärkere Eingriffsrechte der Europäischen Kommission bei nicht-marktbasierten Maßnahmen und bei der regionalen Zusammenarbeit, die Einbeziehung der „Energy-Community-Contracting-Parties“ und die Verpflichtung zur Solidarität von benachbarten Mitgliedsstaaten.

4.2. EU Energie Infrastruktur Paket

Seit 1. Juni 2013 ist die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur¹⁴ (Infrastruktur-Verordnung) in Kraft. Diese Verordnung fördert die Implementierung von Projekten, die für die zeitgerechte Entwicklung und Interoperabilität von vorrangigen transeuropäischen Energieinfrastrukturkorridoren und -gebieten erforderlich sind.

Die Infrastruktur-Verordnung sieht vor, dass alle zwei Jahre EU-weit Infrastrukturprojekte, die bestimmte Kriterien erfüllen, als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest, PCI) ausgewählt werden. Diese können in weiterer Folge von Erleichterungen im Genehmigungsverfahren, regulatorischen Begünstigungen sowie finanzieller Unterstützung durch die EU profitieren. Am 18. November 2015 hat die Europäische Kommission die zweite PCI-Liste mit 195 vorrangigen Energieinfrastrukturprojekten veröffentlicht. Diese ist schließlich als delegierte Verordnung von der Europäischen Kommission verabschiedet worden und am 16. Februar 2016 in Kraft getreten.¹⁵ Unter den Projekten befinden sich auch zehn Strom- und vier Gasvorhaben aus Österreich bzw. mit österreichischer Beteiligung.

Aktuell laufen unter Einbeziehung der nationalen Regulierungsbehörden bereits vorbereitende Aktivitäten für die dritte PCI-Auswahl, die schwerpunktmäßig im Jahr 2017 erfolgen wird.

¹⁴ Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, ABl. 2013 L 115 S. 39.

¹⁵ Delegierte Verordnung (EU) Nr. 2016/89 der Kommission vom 18. November 2015 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse ABl. 2016 L 19 S. 1.

Für bestimmte Projekte können die Vorhabenträger bei den betroffenen Regulierungsbehörden einen Investitionsantrag einschließlich eines Antrages zur grenzüberschreitenden Kostenaufteilung einreichen. Die Regulierungsbehörden haben über diese Investitionsanträge innerhalb von sechs Monaten koordinierte Entscheidungen hinsichtlich der Aufteilung der Investitionskosten sowie über ihre Einbeziehung in die Netznutzungsentgelte zu erlassen. EU-weit wurden bereits mehrere Investitionsanträge gestellt. Im Jahr 2015 wurde von den im Rahmen von ACER zusammenarbeitenden nationalen Regulierungsbehörden auf Basis der Erfahrungen aus den ersten Investitionsanträgen die überarbeitete ACER Empfehlung Nr. 5/2015¹⁶ über die Behandlung von Investitionsanträgen veröffentlicht. Parallel wurde auch ein ACER Bericht über Erfahrungen mit grenzüberschreitender Kostenallokation herausgegeben, der einen Überblick über die bisherigen Verfahren gibt.

Die Infrastruktur-Verordnung verpflichtet ENTSO-E und ENTSO-G zur Veröffentlichung sowie regelmäßigen Aktualisierung und Verbesserung einer Methode für eine harmonisierte energiesystemweite Kosten-Nutzen-Analyse. Diese bildet die Grundlage für die Auswahl von PCI, etwaige Kostenaufteilungsverfahren sowie die Auswahl förderwürdiger Vorhaben durch die EU. Die Methoden wurden im Februar 2015 von der Europäischen Kommission genehmigt. ENTSO-E und ENTSO-G haben bis 31. Dezember 2016 gemeinsam ein schlüssiges Strom- und Gasmarkt- sowie ein -verbundnetzmodell zu entwickeln, das sowohl die Stromübertragungs- und Gasfernleitungsinfrastruktur als auch Speicher- und LNG-Anlagen einschließt. Die Unternehmen haben bereits mit der Ausarbeitung dieses Modells begonnen. Weiters wird an einer Verbesserung der veröffentlichten Methoden für eine Kosten-Nutzen-Analyse gearbeitet.

PCI haben Zugang zu Förderungen im Rahmen der Connecting Europe Fazilität (CEF). Im Jahr 2015 gab es zwei Ausschreibungen mit einem Fördervolumen von insgesamt ca. 370 Millionen Euro, zwei weitere Ausschreibungen sind für das Jahr 2016 geplant. Von den CEF-Förderungen hat auch bereits ein österreichisches Vorhaben profitiert.

Seit 2015 hat ACER den für die Zwecke der Projektauswahl eingerichteten regionalen Gruppen jährlich einen konsolidierten Bericht über Strom- und Gas-PCI zu übermitteln. In diesem sind die erzielten Fortschritte zu bewerten und gegebenenfalls Empfehlungen für die Bewältigung aufgetretener Verzögerungen und Schwierigkeiten zu geben.

Im Jahr 2015 wurde das Infrastruktur-Forum ins Leben gerufen, mit dem Ziel Infrastrukturthemen von übergeordneter europäischer Bedeutung zu thematisieren. Das erste Forum fand am 9. und 10. November 2015 in Kopenhagen statt. Neben politischen Vertretern nahmen auch Vertreter der E-Control teil.

Bis 2017 führt die EU-Kommission eine Bewertung der Infrastruktur-Verordnung durch, in deren Rahmen u. a. die Wirksamkeit des Beitrags dieser Verordnung zu den Zielsetzungen bezüglich Marktintegration, zu den klima- und energiepolitischen Zielen sowie zum Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft bis 2050 evaluiert werden soll. Vorbereitende Aktivitäten und Studien wurden bereits begonnen. Auch die nationalen Regulierungsbehörden bringen ihre Erfahrungen aus der Implementierung und Anwendung der Infrastruktur-Verordnung in den Prozess ein.

¹⁶ Recommendation No 5/2015 of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 18 December 2015 on good Practices for the Treatment of the Investment Requests, including Cross Border Cost Allocation Requests, for Electricity and Gas Projects of Common Interest.

4.3. Überwachung des Energiegroßhandels

Mit dem Jahr 2015 trat die Umsetzung nationaler und europaweiter Energiegroßhandelsregulierungen in eine neue wichtige Phase: Sowohl auf Grundlage der österreichischen Energiegroßhandelsdatenverordnung (EGHD-VO) als auch auf Grundlage der europaweiten Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) begannen die E-Control und ACER mit einer entsprechenden Datensammlung.

Diese Datensammlung setzte eine Erfassung und Registrierung aller betroffenen Marktteilnehmer voraus und wurde in enger Zusammenarbeit mit ihnen durchgeführt. Das Jahr 2015 war durch eine Vielzahl an verschiedenen Fragestellungen zur Datensammlung charakterisiert, die in einem umfassenden Fragen- und Antwortkatalog erläutert und auf der Website von Acer veröffentlicht wurden.

Seit 1. Mai 2015 sind nach der EGHD-VO für den österreichischen Gas- und Strommarkt relevante organisierte Marktplätze aufgefordert, Informationen zu Standardverträgen an die E-Control zu übermitteln. Die verpflichtende Meldung von Nicht-Standardverträgen folgte mit dem 1. Oktober 2015. Zeitversetzt dazu begannen die Datenmeldungen für Standardverträge, also Verträge, welche an organisierten Marktplätzen abgeschlossen wurden, auf europäischer Ebene am 7. Oktober 2015 (die Lieferung der verbleibenden Daten auf europäischer Ebene begann im Frühjahr 2016).

Aufgrund der EGHD-VO konnten die in Österreich meldepflichtigen Unternehmen bereits Erfahrungen in der Übermittlung von Nicht-Standardverträgen (Verträge, die außerhalb eines organisierten Marktplatzes abgeschlossen werden) sammeln. Diese Erfahrungen wurden im Allgemeinen positiv bewertet und haben die Marktteilnehmer für die im Frühjahr 2016 beginnende Datenübermittlung auf europäischer Ebene vorbereitet.

Für die Nutzung der Großhandelsdaten im Rahmen der Marktüberwachung ist eine hohe Datenqualität essenziell. Entsprechend sorgfältig werden die gemeldeten Daten von der E-Control analysiert und identifizierte Qualitätsprobleme gemeinsam mit der europäischen, für den Energiemarkt zuständigen Behörde und den Marktteilnehmern nachverfolgt. Dadurch soll insbesondere eine Verzerrung oder Verschleierung der den Daten zugrundeliegenden Handelsaktivitäten vermieden werden.

Die Qualität der zur Verfügung gestellten Daten ist durchaus sehr wichtig. Damit Marktteilnehmer diese Daten auch unbesorgt zur Verfügung stellen können, sind sowohl die nationalen Regulierungsbehörden als auch die europäischen Aufsichtsbehörden, insbesondere ACER, dazu verpflichtet, die Vertraulichkeit und Integrität der Ihnen zur Verfügung gestellten Daten zu gewährleisten (Artikel 12, Absatz 1 REMIT).

In der REMIT wurde festgelegt, dass nur solche Behörden Zugang zu den an ACER zu übermittelnden Daten erhalten, welche die operative Sicherheit im Umgang mit den Daten gewährleisten können. Dazu hat ACER zunächst die Quellen allgemeiner, betriebstechnischer Risiken ermittelt. Im Zuge dieser Ermittlung hat ACER einen umfassenden Anforderungskatalog formuliert, welcher sich stark an der ISO/IEC 270001 Norm zu IT-Sicherheitsverfahren orientiert. Nachdem die betrieblichen Risiken erkannt und dokumentiert wurden, werden alle notwendigen Maßnahmen getroffen, um mithilfe

von geeigneten Systemen, Verfahren und Kontrollen dafür zu sorgen, dass diese Risiken minimiert werden.

Um den sicheren Umgang mit den Daten zu garantieren, hat die E-Control im Mai 2015 mit der Definition und Umsetzung umfassender Informationssicherheitsmaßnahmen begonnen. Im Oktober wurden diese Maßnahmen durch ein Peer-Review Panel, welches sowohl nationale Behörden als auch ACER zu seinen Mitgliedern zählt, überprüft. Nachdem dieser Prozess erfolgreich abgeschlossen wurde, war die E-Control die erste Behörde innerhalb der Union, welche diesen Prozess durchlaufen hatte. Somit war die E-Control auch die erste Behörde, welcher ACER Zugang zu jenen Daten gewährte, die sie im Zuge von REMIT gesammelt hatte.

Auch in Zukunft wird der erfolgreiche Umgang mit den Themen Datenqualität und Datensicherheit maßgeblich dazu beitragen, einen transparenten und fairen Energiegroßhandelsmarkt zu gewährleisten.

4.4. Unbundling

Sowohl gemäß EIWOG 2010 (in Verbindung mit dem jeweiligen Landesausführungsgesetz) als auch gemäß GWG 2011 müssen vertikal integrierte Verteilernetzbetreiber (VIU) in ihrer Kommunikations- und Markenpolitik Sorge dafür tragen, dass eine Verwechslung in Bezug auf die eigene Identität der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens ausgeschlossen ist. Die VIU hatten zwar ihre Markenpolitik umgestellt, trotzdem fand sich auf zahlreichen Einrichtungen der Netzbetreiber (insbesondere Umspannwerken, Trafostationen und Fahrzeugen) das Logo der Versorgungssparte des vertikal integrierten Unternehmens. Aus diesem Grund hatte die E-Control die betreffenden Unternehmen aufgefordert, konkrete Zeitpläne für die Umstellung dieser Kennzeichnung vorzulegen. Gegen mehrere Unternehmen, die keine Zeitpläne für die Umstellung vorgelegt hatten, wurden Missbrauchsverfahren wegen Verwechslungsgefahr zwischen dem Netzbetreiber und der Versorgungssparte des VIU sowie wegen Diskriminierung (§ 9 EIWOG 2010, § 9 GWG 2011) eingeleitet. In fast allen Fällen konnte die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes bloß mit Eröffnung der Verfahren erreicht werden. In diesen Fällen gaben die Unternehmen Verpflichtungszusagen ab, dass sie ihre Einrichtungen korrekt kennzeichnen werden, um somit die Verwechslungsgefahr auszuschließen. Die Mehrzahl der vertikal integrierten Verteilernetzbetreiber hat mittlerweile Meldungen über die vollständige Umsetzung der korrekten Kennzeichnung ihrer Einrichtungen übersandt. Daher konnten die gegen diese Unternehmen eingeleiteten Missbrauchsverfahren zwischenzeitlich eingestellt werden. Die übrigen Unternehmen haben zugesagt, die Kennzeichnung ihrer Einrichtungen bis Mitte des Jahres 2016 vollständig umzustellen.

Daneben betreffen die Verwechslungsgefahr und das Diskriminierungsverbot insbesondere auch die direkte Kundenkommunikation (z. B. Selbstableseaufforderungen, Abschaltankündigungen, Zahlungsaufforderungen) der vertikal integrierten Verteilernetzbetreiber. Die E-Control hat die betroffenen Verteilernetzbetreiber aufgefordert, auch in diesem Bereich den rechtmäßigen Zustand herzustellen.

4.5. Energieeffizienz

Gemäß § 10 des Bundes-Energieeffizienzgesetz sind Energielieferanten verpflichtet, Energieeffizienzmaßnahmen zu setzen, die zu einer Einsparung von 0,6 % ihrer jährlichen Abgabemenge führen.¹⁷ Wird dieses Einsparziel nicht erreicht, müssen Ausgleichszahlungen von 20 Cent/kWh geleistet werden.¹⁸ Die Energie-Control hat laut § 21 Abs. 2 die Aufgabe, die korrekte Höhe des Ausgleichsbetrags zu evaluieren. Der Ausgleichsbetrag soll sich an den durchschnittlichen Grenzkosten der erforderlichen Anreize, die zur Setzung von Energieeffizienzmaßnahmen nötig sind, orientieren.¹⁹ Werden weniger als zwei Drittel der Maßnahmen direkt gesetzt, muss der Betrag erhöht werden.²⁰ Das Gesetz gibt auch die Möglichkeit mit Energieeffizienzmaßnahmen zu handeln, dafür stehen verschiedene Handelsplattformen zur Verfügung. Während im Herbst 2015 noch relativ hohe Beträge für Energieeffizienzmaßnahmen bezahlt wurden, sanken die Preise im Jahr 2016 deutlich. Teilweise lagen diese bei nur 1 Cent/kWh. ²¹ Die Einsparverpflichtung für 2015 wurde laut Angaben der Energieeffizienzmonitoringstelle übererfüllt. Es ist davon auszugehen, dass das niedrige Preisniveau sowie der hohe Erfüllungsgrad der Verpflichtung anhalten werden. Die E– Control sieht daher derzeit keine Notwendigkeit, den Ausgleichsenergiebetrag per Verordnung zu erhöhen.

4.6. Endkundenservice

Energie-Hotline der E-Control

Die Energie-Hotline der E-Control wurde im Jahr 2001 eingerichtet und gilt seither als zentrale Anlaufstelle für Konsumenten.

Von Jänner bis Dezember 2015 wurden rund 6.100 Anrufe von der Energie-Hotline entgegengenommen und bearbeitet. Trotz vieler konsumentenrelevanter Bewegungen am Strom- und Gasmarkt, wie zum Beispiel Markteintritte neuer Unternehmen oder die damit teilweise einhergehende steigende Produktvielfalt, gingen die telefonischen Anfragen im Vergleich zum Vorjahr um ca. 13 % zurück.

Im Jahr 2015 wurden zudem 1.535 schriftliche Anfragen an die Energie-Hotline gerichtet. Dies entspricht einem Rückgang von ca. 7 % zum Vergleichszeitraum 2014.

Die häufigsten Anfragegründe bestehen zu den Themen Lieferantenwechsel, Tarifikalkulator, Strom- und Gasrechnung, Energieversorgung und Wohnungswechsel sowie Entwicklung der Netztarife bzw. Steuern und Abgaben. Des Weiteren bearbeiten die Mitarbeiter der Energie-Hotline Anfragen zur Entwicklung der Energiepreise, neuen Energielieferanten, Ökostrom (insbesondere Photovoltaik), dem Netzanschluss und Messeinrichtungen, wie z. B. Smart Metern.

Bei Anfragen zum Lieferantenwechsel handelt es sich in erster Linie um allgemeine Informationen zu Ablauf, Fristen und Unternehmensdaten. Anrufe und schriftliche Eingänge zum Tarifikalkulator betreffen zum Großteil Informationen zur Nutzung des Vergleichsportals bzw. zum Anbieterwechsel

¹⁷ § 10 Abs. 2 EEffG.

¹⁸ § 21 Abs. 2 EEffG.

¹⁹ § 21 Abs. 2 EEffG.

²⁰ § 21 Abs. 2 EEffG.

²¹ Energie Effizienz Radar EIWInsights Special zum Energie Effizienz Gesetz – Markt & Preise April 2016 V2.

selbst. Dieses Service ermöglicht es auch jene Konsumenten zu informieren, die nicht die Möglichkeit haben, das Internet zu nutzen.

Vor-Ort-Beratungen der E-Control

Seit dem Jahr 2012 bietet die E-Control in Kooperation mit Gemeinden kostenlose Beratungsservices für Bürger in den Bundesländern an. Im Jahr 2015 wurden im Frühjahr und Herbst rund 60 Gemeinden in Niederösterreich, Oberösterreich, Burgenland, der Steiermark und Kärnten besucht.

Bürger können ihre Fragen hierbei direkt an die Experten der E-Control richten. Für die Mitarbeiter aller Fachabteilungen der E-Control eröffnet sich so die Möglichkeit, direkt zu erfahren, welche Anliegen und Fragen die Bürger besonders beschäftigen.

Tarifikalkulatorabfragen, Beratung zum Lieferantenwechsel, Rechnungschecks und Selbsterzeugung von Strom (insbesondere Photovoltaik) sind auch hier häufige Themen. In vielen Fällen nutzen auch die Gemeinden selbst das Angebot der E-Control und informieren sich über ihre Möglichkeiten zur Kostenoptimierung am Strom- und Gasmarkt.

Streitschlichtung

Im Jahr 2015 haben sich wieder zahlreiche Strom- und Gaskunden zur Lösung ihrer Anfragen und Beschwerden an die Schlichtungsstelle der E-Control gewandt. Neben der Schlichtung von Streitigkeiten rund um die Strom- und Gasrechnung wird diese Stelle auch als Anlaufstelle von Energiekonsumenten genutzt, die sich im Kontakt mit ihren Energielieferanten oder Netzbetreiber nicht ausreichend über ihre Rechte und Pflichten informiert fühlen oder allgemeine Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt haben.

Neben dieser Verpflichtung nach § 26 E-ControlG, bei Streitigkeiten zwischen Endkunden und Strom- und Gasunternehmen zu vermitteln, ist die E-Control nach § 22 Abs. 6 E-ControlG auch dafür zuständig, Verbraucher über deren Rechte und die aktuellen gesetzlichen Bestimmungen zu informieren.

Die Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle führen täglich zwischen 15 und 20 telefonische Beratungs- und Informationsgespräche. Einige dieser Telefonate führen in Folge zu schriftlichen Beschwerden, weil aufgrund des dargestellten Sachverhaltes eine Klärung mit den betroffenen Netzbetreibern bzw. Lieferanten erforderlich ist.

Zahlen der Schlichtungsstelle 2015

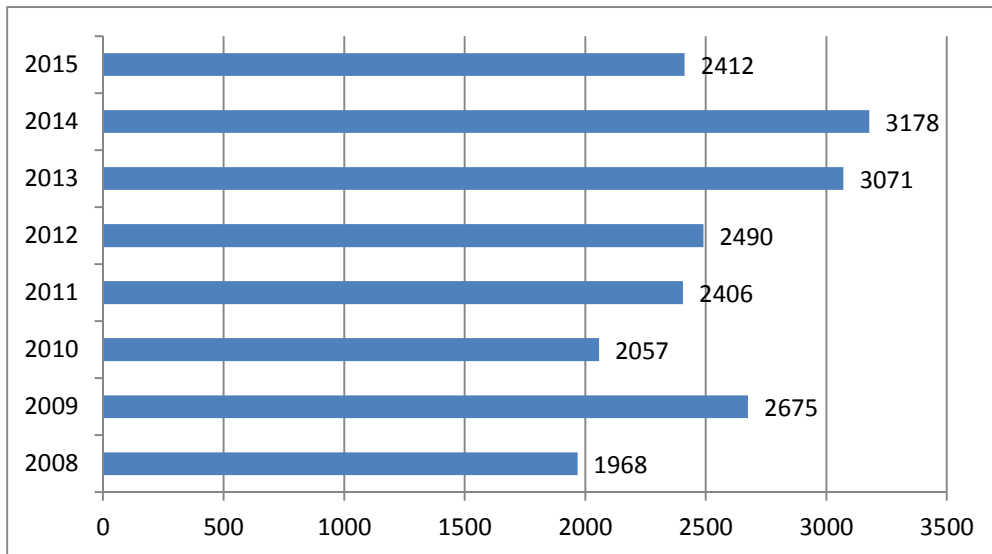


Abbildung 27: Anzahl der Anfragen/Beschwerden 2008-2015

Quelle: E-Control

2015 wurden insgesamt 2.412 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Im Vergleich zum Jahr 2014 ist bei der absoluten Anzahl der Beschwerden ein Rückgang zu verzeichnen. Grund dafür sind die hohen Beschwerdezahlen in diesem Jahr, die insbesondere im Zusammenhang mit der Änderung des Wechselprozesses aufgetreten sind.

Themen der Streitschlichtungsstelle 2015

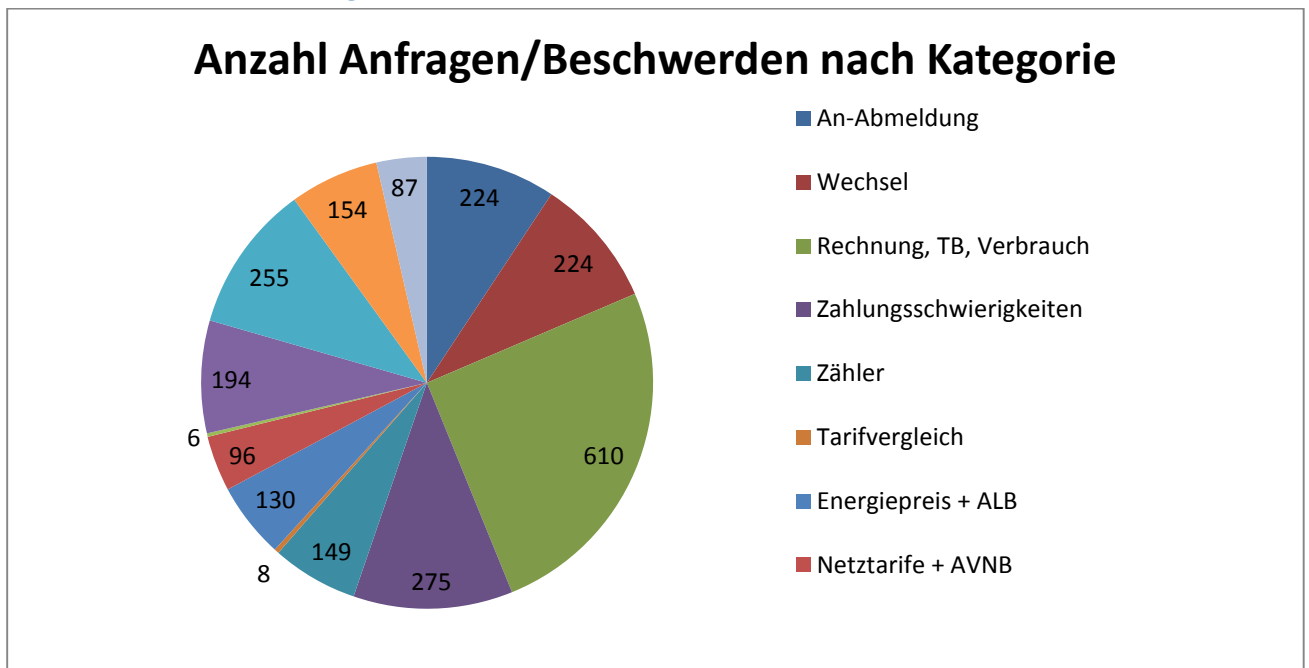


Abbildung 28: Anfragen/Beschwerden der Schlichtungsstelle nach Themen

Quelle: E-Control

Die Themen, die zu Kundenbeschwerden führen, bleiben über die Jahre gesehen dieselben. Lediglich bei der zahlenmäßigen Verteilung der Anfragen und Beschwerden auf die einzelnen Themen gibt es jährlich unterschiedliche Schwerpunkte. Zu den häufigsten Beschwerdegründen zählen der Lieferantenwechsel, Probleme bei der An- und Abmeldung beim Einzug in eine neue Wohnung, für den Konsumenten nicht verständliche Verbrauchssteigerungen, Zahlungsschwierigkeiten (Abschaltungen, Mahnungen, Inkasso) sowie Ökothemen (Fragen zur Einspeisung und Abrechnung).

Wirksamkeit der Maßnahmen zum Schutz der Kunden

Im Vergleich zu anderen europäischen Staaten sorgt in Österreich ein ausgebautes Sozialsystem für weitgehende soziale Sicherheit. Deutlich unter dem europäischen Durchschnitt ist gemäß Eurostat-Datenbank der Anteil jener Haushalte, die es sich nicht leisten können, ihre Wohnung angemessen warm zu halten (3,2% in Österreich, 10,2% in der EU), in Häusern bzw. Wohnungen mit undichten Dächern, feuchten Wänden und/oder Schimmel wohnen müssen (10% in Österreich, 15,7% in der EU) oder Zahlungsrückstände bei Versorgerrechnungen, also auch bei Energieversorgern, haben (3,5% in Österreich, 10,2% in Europa).

Im Energiesektor finden sich darüber hinaus aber noch weitere, sowohl monetäre als auch rechtliche Schutzmechanismen, die vor allem schutzbedürftigen Kunden zusätzliche Hilfestellung geben sollen. Über den Heizkostenzuschuss bzw. die Wiener Energieunterstützung werden jährlich annähernd 27 Millionen Euro an anspruchsberechtigte Haushalte, insbesondere Empfänger der bedarfsorientierten Mindestsicherung und sonstiger Sozialhilfe, ausbezahlt.²² Über die Befreiung der Ökostrompauschale sowie des 20 Euro übersteigenden Ökostromförderbeitrags gemäß §§46 und 49 ÖkostromG werden 123.000 einkommensarme Haushalte nach §3 Fernsprechentgeltzuschussgesetz (sogenannte GIS-Befreite) entlastet, und zwar um ca. 9 Millionen Euro gesamt bzw. ca. 72 Euro pro anspruchsberechtigten Haushalt.²³

	Strom		Gas	
	absolut	%	absolut	%
Eingeschriebene Mahnungen	Keine Meldeverpflichtung		85414	6,4
Abschaltungen ²⁴	22509	0,4	5970	0,5
Prepaymentzähler	4797*	0,1	229	0,0
Grundversorgung	149*	0,0	<100	0,0
Wiederaufnahmen der Belieferung nach Abschaltung wegen Zahlungsverzugs	17200*	76,4	3448	57,8

Tabelle 6 Monitoring-Ergebnisse zu Maßnahmen zum Schutz der Kunden

Weitere, insbesondere nicht monetäre Schutzmechanismen, werden im Rahmen des Monitorings der E-Control überwacht. Hierbei werden Daten zum qualifizierten Mahnverfahren, zur

²² Der Betrag errechnet sich aus den Angaben der Länder in deren Landesbudgetvoranschlägen bzw. Rechnungsabschlüssen und - sofern daraus nicht ersichtlich - aus angeforderten Informationen von den Bundesländern.

²³ Gemäß eigenen Berechnungen unter der Verwendung der bundeslandspezifischen Befreiungszahlen sowie der Annahme eines bundeslandspezifischen Durchschnittsverbrauchs.

²⁴ Abschaltungen wegen Verletzung vertraglicher Pflichten bei Vertragsaussetzung oder Vertragsauflösung. Zahlungsverzug/Nichtzahlung ist dabei der Hauptfall von Vertragsverletzung auf Seiten der Kunden. Weitere Vertragsverletzungen auf Seiten des Kunden sind unter anderem: Manipulation des Zählers, Diebstahl von Energie, fehlender Energieliefervertrag.

*Vorläufige Daten mit Ersatzwertbildung für fehlende Daten.

Grundversorgung, zu Prepaymentzählern und insbesondere zu Abschaltungen und Wiederaufnahme der Belieferung nach Verletzung vertraglicher Pflichten (vor allem aufgrund von Zahlungsverzug) von den meldepflichtigen Energielieferanten und Netzbetreibern gesammelt und ausgewertet. Tabelle 6 zeigt, dass Abschaltungen, Prepayment-Zähler und Grundversorgung deutlich weniger als einen Prozent der Haushalte betreffen – dies gilt sowohl für Strom als auch für Gas. Bei den Wiederaufnahmeraten der Belieferung (76 bzw. 58%) ist zu berücksichtigen, dass es nach einer Abschaltung häufig auch zu einer Neuanschaltung eines (anderen) Kunden kommt (z.B. nach Todesfall, Auszug, Ummeldung auf ein anderes Haushaltsmitglied, in wenigen Fällen auch Kündigung, Lieferantenwechsel, Grundversorgung etc.). Es ist daher davon auszugehen, dass nur wenige Haushalte längere Zeit ohne Strom bzw. Gas auskommen müssen. Gesicherte Zahlen dazu liegen jedoch nicht vor.

Darüber hinaus haben Energielieferanten, die mehr als 49 Beschäftigte und einen Umsatz oder eine Bilanzsumme von über 10 Millionen Euro aufweisen, eine Anlauf- und Beratungsstelle für ihre Kunden für Fragen zu den Themen Energieeffizienz, Energieverbrauch, Energiekosten und Energiearmut einzurichten. Im Vorjahr hielt die E-Control dazu fest, dass viele verpflichtete Unternehmen dies mit bereits existierenden und eventuell etwas erweiterten Kundenzentren als erfüllt betrachteten. Auch heuer bereiten die kaum detaillierten gesetzlichen Vorgaben zu diesen Stellen bzw. zum Begriff Energiearmut Schwierigkeiten in der Evaluation der Wirksamkeit dieser Maßnahmen. Vor allem ist die Beratungsarbeit zur Energiearmut nur wenig präsent, wie mangelnde Suchergebnisse auf den Websites der verpflichteten Unternehmen weiterhin zeigen. Eine wichtige Rolle dabei dürfte nach wie vor das Fehlen einer klaren und offiziellen Definition von Energiearmut im österreichischen Gesetz sein, da die Definitionsvorschläge der E-Control²⁵ vom Gesetzgeber nicht weiter aufgegriffen wurden.

Positiv zu vermerken ist aber, dass Maßnahmen zur Energieeffizienz in Haushalten von den Unternehmen mitunter auf ihren Websites und anderen Materialien stark beworben werden. Laut erster Bilanz der Monitoringstelle Energieeffizienz²⁶ haben Energielieferanten ihre diesbezüglichen Effizienzziele auch deutlich übertroffen. Inwieweit davon aber einkommensschwache Haushalte im Jahr 2015 proportional oder sogar überproportional profitiert haben könnten²⁷, ist zum derzeitigen Stand (Juli 2016) laut Monitoringstelle Energieeffizienz noch nicht ausgewertet.

Website der E-Control

Die Zahl der Besuche auf der E-Control Website ging 2015 mit rund 900.000 Besuchen um knapp 5 % gegenüber dem Vorjahr zurück. Der E-Control Tarifikalkulator, als einzige unabhängige

²⁵ Die E-Control hat im Jahr 2013 in Anlehnung an die nationale und internationale Debatte folgende Definition für Energiearmut in Österreich vorgeschlagen: *Als energiearm sollen jene Haushalte gelten, die über ein Einkommen unter der Armutsgefährdungsschwelle verfügen und gleichzeitig überdurchschnittlich hohe Energiekosten zu begleichen haben.* Statistische Auswertungen aus EU-SILC 2014 zeigen folgendes Bild: Der vorgeschlagenen Definition folgend, können ca. 3,7% der Haushalte oder ca. 140.000 Haushalte als energiearm eingestuft werden. Diese Haushalte erzielen ein durchschnittliches gewichtetes Pro-Kopf-Haushaltseinkommen (äquivalisiertes Haushaltseinkommen) von € 907 und müssen davon 335 Euro für Wohnung und 174 Euro für Energie aufwenden. Etwa ein Viertel dieser Haushalte ist in Wien wohnhaft und jeweils ca. 19% in Niederösterreich und der Steiermark. Die Hälfte der energiearmen Haushalte wohnt in ländlichen Gemeinden mit weniger als 10.000 Einwohnern, 30% in Großstädten mit mehr als 100.000 Einwohnern (Wien, Graz, Linz, Salzburg, Innsbruck).

²⁶ Siehe <http://www.monitoringstelle.at/index.php?id=749> (letzter Zugriff am 12.7.2016).

²⁷ §27 Abs 4 Z 5 EEEffG normiert, dass gesetzte Maßnahmen mit dem Faktor 1,5 zu bewerten sind, falls diese bei einkommensschwachen Haushalten, das sind Haushalte die jeweils für ihren Hauptwohnsitz von der Pflicht zur Entrichtung der Ökostrompauschale gemäß §46 ÖkoStromGesetz 2012 befreit sind, durch die verpflichtete Parteien gesetzt werden.

Vergleichsplattform für Strom- und Gasangebote in Österreich, ist dabei nach wie vor die wichtigste Online-Applikation. Wie auch im Vorjahr verzeichnete der Tarifikalkulator etwas mehr als eine halbe Million Besuche.

Der Gewerbe-Tarifikalkulator, der auch kleinen und mittleren Unternehmen den Vergleich aller Strom- und Gastarife für Gewerbebetriebe bis zu einem Jahresverbrauch von 100.000 kWh bei Strom bzw. 400.000 kWh bei Gas ermöglicht, wurde ebenfalls wie im Vorjahr über 20.000 Mal besucht. Der KMU-Energiepreis-Check, mit dem Gewerbeunternehmen ihre frei verhandelbaren Energiepreise mit jenen vergleichen können, die andere Unternehmen derselben Sparte zahlen, verzeichnete 2015 erneut über 10.000 Besuche, womit aus der Zielgruppe der KMU über 30.000 Unternehmen die Möglichkeit zum einfachen und transparenten Preisvergleich genutzt haben.

Neues Webportal

Das Internetportal der E-Control besteht seit 2001. Nachdem bereits zum Jahresende 2014 die neue Service-Site (www.e-control.at/services) der E-Control online ging, welche den Marktteilnehmern zur Datenkommunikation mit der E-Control dient, folgte im Juli 2015 der Livegang einer runderneuten Website. Dabei wurden die Corporate Identity und das grafische Grundkonzept weitgehend beibehalten, die verwendete Technologie jedoch vollkommen neu aufgesetzt. Dies bedeutete unter anderem auch die Migration sämtlicher auf der bisherigen Website enthaltenen Daten und Informationen. Rund 6.000 Inhaltsseiten und mehrere GB an Daten wurden dabei vom alten System in das neue überführt.

Dass das Internet zunehmend über mobile Geräte genutzt wird, zeigt sich auch an den Zugriffen auf die Angebote der E-Control. Während der Anteil der Verbraucher, welche die Internetseiten der E-Control über mobile Geräte – also Smartphones oder Tablets – besucht haben, 2012 noch bei rund 15 % lag, lag er 2014 bereits bei 24 % und im ersten Halbjahr 2015 bei über 26 %, Tendenz weiter steigend.

Diesem sich ändernden Nutzerverhalten trägt die neue Website nun Rechnung. Mittels „responsivem Design“ passt sich die Darstellung der Inhalte der Website automatisch der jeweiligen Browsergröße an und wird in Struktur und Menüführung immer für das jeweilige Gerät optimiert.