



JAHRESBERICHT 2012

E-CONTROL



**RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE BEWEGUNG IN DEN
ENERGIEMARKT BRINGEN.**

PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT

Entwicklung des rechtlichen Rahmens	4
> Neues Marktmodell Gas	6
> Neue Verordnungen der E-Control	12
> Regulierung der Großhandelsmärkte	16
Entwicklung des Wettbewerbs	18
> Strommarkt	20
> Gasmarkt	26
Regulierung der Netze	42
Versorgungssicherheit	50
> Langfristige Netzplanungen	52
> Status der Versorgungssicherheit	55
> Netzqualität	60
Marktintegration	64
> Strommarkt	67
> Gasmarkt	68
> Twinning-Projekte	72
Endkundenaktivitäten	74
> Preisvergleiche für Haushaltskunden	76
> Preisvergleiche für Großkunden	80
> Mehr Transparenz der Energiekosten durch Musterrechnung der E-Control	82
> Neue rechtliche Regelungen für die Endkundenbelieferung	84
> Kundenberatung	87
> Monitoring der Endkundenkommunikationskanäle	88
> Tätigkeit der Streitschlichtungsstelle	91
> Internationale Mitarbeit Endkundenthemen – Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von CEER	97
Entwicklung Ökostrom	100
> Entwicklung der Ökostromerzeugung	102
> Veränderte rechtliche Rahmenbedingungen	105

RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE DEM GASMARKT
AUF DIE BEINE HELFEN.





ENTWICKLUNG DES RECHTLICHEN RAHMENS IN 2012:

DEN GASMARKT MIT NEUEM LEBEN ERFÜLLEN.

In 2012 lag der Hauptschwerpunkt der regulatorischen Tätigkeit auf der Umsetzung des 3. Pakets in der nationalen Gesetzgebung, vor allem in Ausführungsverordnungen. Die größten Veränderungen waren im Gasbereich zu verzeichnen, wo mit Marktgebietsmanager, Verteilergebietsmanager und Betreiber des virtuellen Handelspunktes neue Marktinstitutionen geschaffen wurden. Im Marktregelprozess wurden die Abläufe im neuen Gasmarktmodell festgelegt, erstmals im Rahmen einer Verordnung. Für den Strom- und Gaskunden haben die Qualitäts- und Wechselverordnungen sowie die SMART-Meter-Verordnungen direkte Relevanz.

Das neue Marktmodell Gas: für den Wettbewerb starkmachen.

Belebung des Wettbewerbs als Ziel

Mit dem neuen Gaswirtschaftsgesetz im November 2011 sind die rechtlichen Grundlagen für die Umstellung auf ein neues Gasmarktmodell in Österreich geschaffen worden. Diesen Ziele sind vor allem die Belebung des Wettbewerbs und die volkswirtschaftlich betrachtete Kostenoptimierung durch

- > das neue Netzzugangsmodell, mit dem Entry-/Exit-System und dem virtuellen Handelspunkt, sowie
- > das neue Bilanzierungsmodell, mit der Tagesbilanzierung für SLP-Kunden und den zusätzlichen Anreizen für Netzbenutzer, sich selbst hinsichtlich der Aufbringung und Abgabe von Erdgas auszugleichen.

DA GEHT WAS WEITER: FESTLEGEN DER MARKTREGELN IN DER GAS-MARKT MODELL-VERORDNUNG 2012

Zur Festlegung der neuen Marktregeln sieht der § 41 GWG 2011 eine Verordnungskompetenz für die Regulierungsbehörde vor, diese wurde in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) umgesetzt. Die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 umfasst einer-

seits Regelungen zum Netzzugang in Fernleitungs- und Verteilernetzen und andererseits Regelungen zu Bilanzierung in den Marktgebieten auf österreichischem Bundesgebiet.

Die Verordnung ist in vier Teile gegliedert, wobei Teil 1 die Grundsätze inklusive den Begriffsbestimmungen darstellt und Teil 4 die Schlussbestimmungen inklusive den Übergangsbestimmungen und das Inkrafttreten der Verordnung regelt. Die inhaltlichen Regelungen für das Marktgebiet Ost sind in Teil 2 der GMMO-VO 2012 festgelegt, für die westlichen Marktgebiete Tirol und Vorarlberg gilt hingegen Teil 3 der Verordnung gemeinsam.

Da diese letztgenannten Marktgebiete physisch nur mit dem Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) in Deutschland verbunden sind, wurde daher in der GMMO-VO 2012 versucht, die Regelungen in Teil 3 so festzulegen, dass eine möglichst barrierefreie Anbindung an den virtuellen Handelspunkt im vorgelagerten, benachbarten Marktgebiet NCG ermöglicht wird. Gemäß § 35 Abs. 3 GMMO-VO 2012 gelten die Regelungen von Teil 1

und Teil 2 auch für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg, sofern in Teil 3 nicht gesonderte Bestimmungen festgelegt sind.

NÄHER AN DER DYNAMIK: NEUREGELUNG DES NETZZUGANGS ZU FERNLEITUNGEN

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) sieht wesentliche Neuerungen beim Netzzugang auf Fernleitungsebene vor. Das bisherige System von Kapazitätsbuchungen auf der Basis von vertraglich vereinbarten Transportpfaden wird abgelöst durch ein Entry-/Exit-System, in dem Kapazitäten an Ein- und Ausspeisepunkten unabhängig voneinander gebucht und gehandelt werden können.

Kapazitäten an Einspeisepunkten sind von Händlern und Versorgern zu buchen und berechtigen zur Einspeisung von Gasmengen in das Fernleitungsnetz eines Marktgebiets und zum Transport der Gasmengen zum virtuellen Handelpunkt des Marktgebiets. Kapazitäten an Ausspeisepunkten berechtigen zum Transport vom virtuellen Handelpunkt zum Ausspeisepunkt und zur Ausspeisung dieser Gasmengen aus dem Fernleitungsnetz. Der virtuelle Handelpunkt ist keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet und ermöglicht es den Marktteilnehmern, auch ohne Kapazitätsbuchung Erdgas zu kaufen oder zu verkaufen.

Neues Transportregime
erleichtert Zugang zum
Gashandel

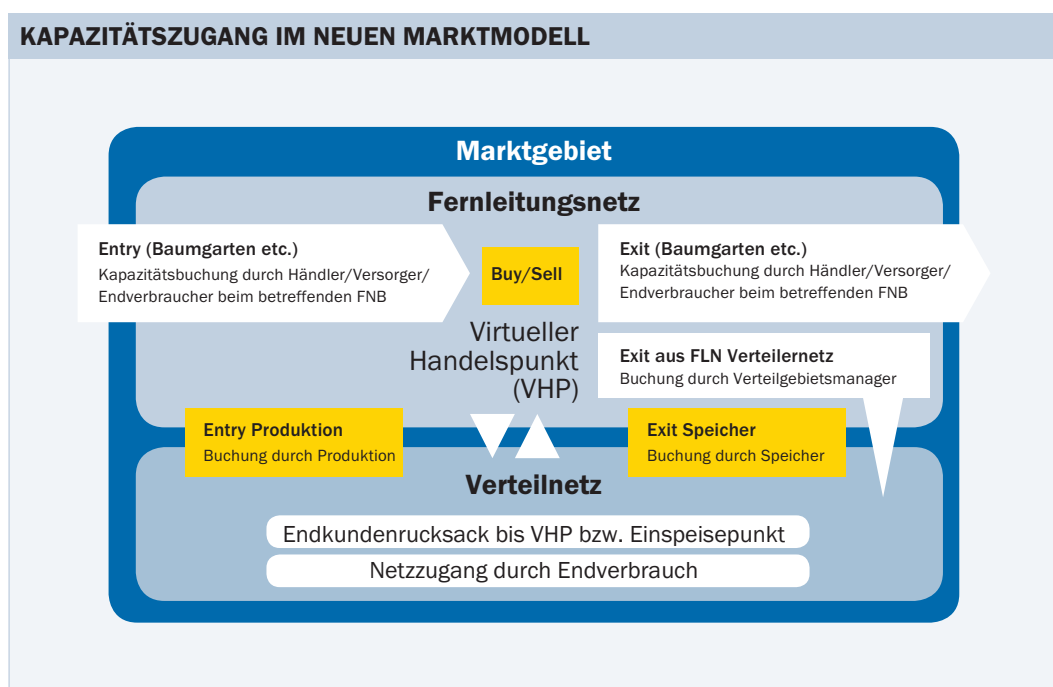


Abbildung 1
Kapazitätszugang
im neuen
Marktmodell

Quelle: E-Control

**DAMIT ES AUCH MIT VORLAUF LÄUFT:
KLAR GEREGLER NETZZUGANG**

Die Vergabe von Entry- und Exit-Kapazität erfolgt gemäß § 6 GMMO-VO 2012 ab 1.4.2013 durch Versteigerung. Die Erläuterungen zum § 6 GMMO-VO 2012 sehen dazu vor, dass die Fernleitungsnetzbetreiber bei der Versteige-

rung die im ENTSOG Network Code zu Kapazitätsallokation (CAM Network Code) definierten Kapazitätsprodukte mit den definierten Vorlaufzeiten verwenden sollen.

Der CAM Network Code sieht folgende Standardkapazitätsprodukte vor (Tabelle 1).

STANDARDKAPAZITÄTSPRODUKTE GEM. CAM NETWORK CODE		
Standardkapazitätsprodukt	Häufigkeit der Auktionen	Anzahl der Produkte pro Auktion und Grenzkopplungspunkt
Jahr	jährlich	15
Quartal	jährlich	4
Monat	monatlich	1
Tag	täglich	1
Within Day	stündlich	1 (Rest of the Day)

Tabelle 1

Standardkapazitätsprodukte
gem. CAM Network Code

Quelle: E-Control

Der CAM Network Code sieht folgenden Auktionskalender vor:

- > Auktion von Jahreskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im März statt (in Ausnahme zum CAM NC wird die Auktion von Jahreskapazität 2013 am 1. Montag im Mai stattfinden)
- > Auktion von Quartalskapazität findet jedes Jahr am 1. Montag im Juni statt
- > Auktion von Monatskapazität findet jeden Monat am 3. Montag des Monats statt
- > Auktion von Tageskapazität findet jeden Tag um 16.30 Uhr¹ statt
- > Vergabe von Within-Day-Kapazität findet jede Stunde während eines Gastages statt

**Kapazitätsübergabe
durch Auktionen****KLARER SEHEN IM WETTBEWERB:
DIE NEUE PRISMA-PLATTFORM**

Gas Connect Austria, TAG und BOG haben sich an der neu gegründeten europäischen Kapazitätsplattform „PRISMA“ beteiligt, die mit 1.4.2013 operativ sein wird.

Gemäß CAM Network Code kommt für Jahres-, Quartals- und Monatskapazität der Ascending Clock-Auktionsalgorithmus zur Anwendung. Dabei wird in mehreren Runden schrittweise, zuerst in großen Schritten und zum Schluss in kleinen Schritten, der Preis erhöht, um den Markträumungspreis („Clearing Price“) zu ermitteln. Die Anzahl der Runden ist nicht limitiert. Interessierte Netzbenutzer geben in jeder Runde zum angegebenen Preis die nachge-

¹ Entspricht Mitteleuropäischer (Sommer-)Zeit (ME(S)Z)

fragte Kapazitätsmenge auf der neuen PRISMA-Plattform ein. Übersteigt die nachgefragte Kapazitätsmenge die angebotene Kapazität, so wird durch die schrittweise Erhöhung des Preises jener Preis ermittelt (Markträumungspreis), bei dem sich Kapazitätsnachfrage und -angebot bestmöglich decken.

Für Day-Ahead- und Within-Day-Auktionen ist es aufgrund der Kurzfristigkeit notwendig, ein vereinfachtes Verfahren vorzusehen. Es kommt daher ein einstufiges Verfahren mit Abbildung einer Gebotskurve (Uniform Price-Auktionsalgorithmus) zur Anwendung. Interessierte Netzbenutzer haben auf der neuen PRISMA-Plattform die Möglichkeit, eine Gebotsliste einzustellen, in der sie für ihr Unternehmen bis zu 10 Preis-Mengenkombinationen mit jeweils einer Mindestmenge abgeben.

DAMIT DER MARKT IN BALANCE BLEIBT: DAS AUSGLEICHSENERGIEMODELL

Gemäß § 14 Abs. 1 Z 2, 3, 14 GWG 2011 hat der Marktgebietsmanager (MGM) die Aufgaben, Bilanzgruppen zu verwalten, physikalische Ausgleichsenergie abzurufen und die Abrechnung der Ausgleichsenergie im Fernleitungsnetz zu organisieren, in Zusammenarbeit mit dem Betreiber des VHP und den Fernleitungsnetzbetreibern.

Aber nicht nur der MGM hat Bilanzierungstätigkeiten zu erfüllen, sondern auch – und das ähnlich wie im alten Gasmarktmodell – der Bilanzgruppenkoordinator. Seine Aufgaben umfassen gemäß § 87 GWG 2011 nicht nur die Verwaltung der im Verteilergesamt tätigen Bilanzgruppen, sondern auch die Aufbringung

von physikalischer Ausgleichsenergie über den Virtuellen Handelspunkt bzw. über die sogenannte Merit Order List.

Somit sind also zwei sogenannte Systemerhalter für die Bilanzierung des Marktgebietes Ost maßgeblich entscheidend, der Marktgebietsmanager und der Bilanzgruppenkoordinator, wobei für beide die genauen Regelungen, wie sie ihren Aufgaben nachkommen müssen, in der GMMO-VO 2011 festgelegt sind.

Der MGM ist für die Bilanzierung des Marktgebietes auf Basis von angemeldeten Werten (Fahrpläne und Nominierungen) verantwortlich. Das heißt, dass er gemäß § 26 Abs. 1 bzw. Abs. 2 GMMO-VO 2012 alle das Marktgebiet Ost betreffenden Gasmengen – also den Saldo von den Handelsgeschäften am VHP, die Ein- und Ausspeisungen auf Fern- und Verteilernetzebene inklusive der Speicher und der Produktion und die angemeldeten Ausspeisungen zu Endverbrauchern – in seiner Bilanzierung berücksichtigt. Im Gegensatz zum BKO und dessen Verteilernetz- und Endverbraucherbilanzierung berücksichtigt der MGM keine tatsächlich gemessenen Mengen.

Der MGM führt seine Marktgebietsbilanzierung in zwei Stufen durch. Zuerst betrachtet er gemäß § 26 Abs. 4 GMMO-VO 2012 die Mengen je Bilanzgruppe auf Tagesbasis, also die Tagesbilanzierung. Es werden alle angemeldeten Einspeisungen den Ausspeisungen gegenüber gestellt und der Saldo soll entsprechend Null ergeben. Wenn dies nicht der Fall ist und die Abweichung zwischen Ein- und Ausspeisung mehr als 24 Megawatt (MW) beträgt, so

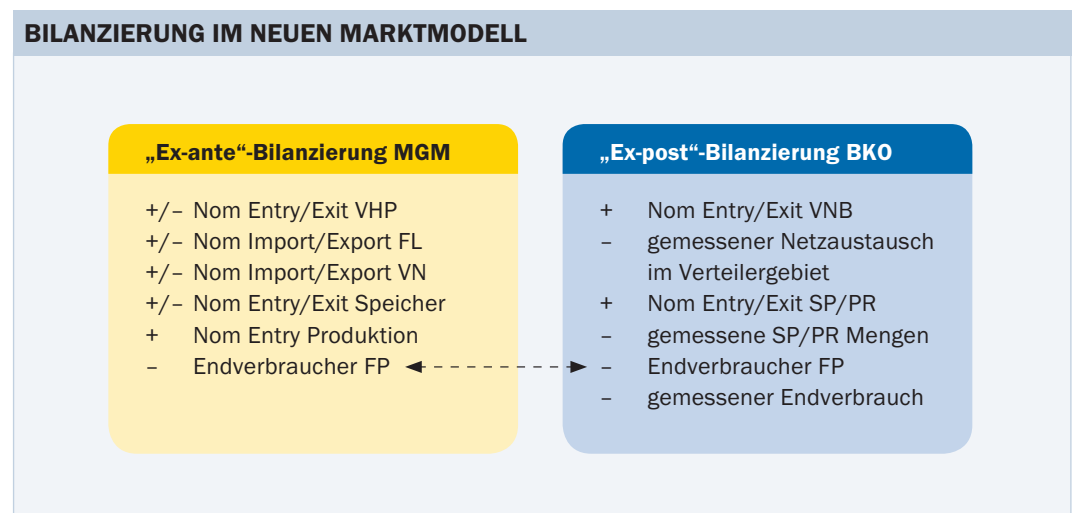
**Bilanzierung durch den
Marktgebietsmanager**

wird der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) der jeweiligen Bilanzgruppe (BG) darüber benachrichtigt und aufgefordert, für einen Ausgleich seiner betroffenen BG zu sorgen, indem er entsprechend renominiert. Kommt der BGV dieser Aufforderung nicht innerhalb von einer Stunde nach, so wird wieder der MGM aktiv und stellt die betroffene Bilanzgruppe über einen Kauf oder Verkauf von Gasmengen über die Erdgasbörse am VHP im Namen und auf Rechnung des jeweiligen BGV glatt.

Die zweite Stufe der Bilanzierung des MGM ist gemäß § 26 Abs. 6 GMMO-VO 2012 die stündliche Betrachtung der Anmeldungen je

Bilanzgruppe. Es kann natürlich sein, dass der Tagessaldo Null ergibt, einzelne Stunden aber hinsichtlich der Ein- und Ausspeisung ins Marktgebiet abweichen. Es ist den Bilanzgruppen zwar möglich, stündliche Unausgeglichheiten anzumelden, allerdings wird auch hier ein Anreiz geschaffen, der dafür sorgen soll, dass nur wenige dieser Abweichungen auftreten. Diesen Anreiz stellt der sogenannte Strukturierungsbeitrag dar, der mit einer Höhe von 4 EUR/MWh gedeckelt ist. Es sollen dadurch die Kosten der Strukturierung beim MGM abgedeckt werden, wobei die Höhe des Strukturierungsbeitrages zumindest jährlich neu zu evaluieren ist.

Abbildung 2
Bilanzierung im
neuen Marktmodell



Quelle: E-Control

EIN UNTERSCHIED WIE TAG UND NACHT: PREISBILDUNG FÜR AUSGLEICHSENERGIE

Die Bilanzierung des Bilanzgruppenkoordinators für die Endverbraucher, Verteilernetze

und Biogaseinspeisungen ist in § 27 GMMO-VO 2012 geregelt, wobei bei der Endverbraucherbilanzierung zwischen Tages- und Stundenbilanzierung unterschieden wird. Der

Unterschied liegt aber nicht nur in der täglichen und stündlichen Betrachtung, sondern auch in der marktbasierten Preisbildung für diese bilanzielle Ausgleichsenergie.

Bei den stundenbilanzierten Mengen für Endverbraucher wird gemäß § 32 Abs. 2 GMMO-VO 2012 als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des VGM von der Erdgasbörse und der Merit Order List (MOL) herangezogen. Zusätzlich gibt es aber bei der Stundenbilanzierung noch einen Anreiz, möglichst genaue Anmeldungen zu tätigen, indem man bei einem Ausgleichsenergiebedarf noch 20% auf diesen mengengewichteten Durchschnittspreis je Stunde aufzahlt bzw. einen Abschlag von 10% auf diesen Preis erhält, wenn man im Vergleich zum tatsächlichen Verbrauch zu viel an Menge nominiert hat und somit Ausgleichsenergie verkauft.

Die Preisbildung für Ausgleichsenergie der tagesbilanzierenden Netzbenutzer erfolgt gemäß § 32 Abs. 3 GMMO-VO 2012 nach den jeweiligen Ausgleichsenergieabrufen des VGM an der Erdgasbörse am VHP und nach den Ausgleichsenergieabrufen des VGM von der MOL, wobei hier die Grenzpreise herangezogen werden, also der höchste Einkaufspreis in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis in Lieferrichtung. Dies ist so zu verstehen, dass man in der Tagesbilanzierung nur den Saldo am Ende des Tages ausgleichen muss. Untertägige Abweichungen bleiben kostenlos, allerdings bezahlt man bei einem Ausgleichsenergiebezug den an diesem Tag teuersten vom VGM gehandelten Preis bzw. erhält man bei einer Ausgleichs-

energielieferung den an diesem Tag billigsten vom VGM gehandelten Preis.

DAS UM UND AUF: EINE AKTUELL EVALUIERTE UMLAGE

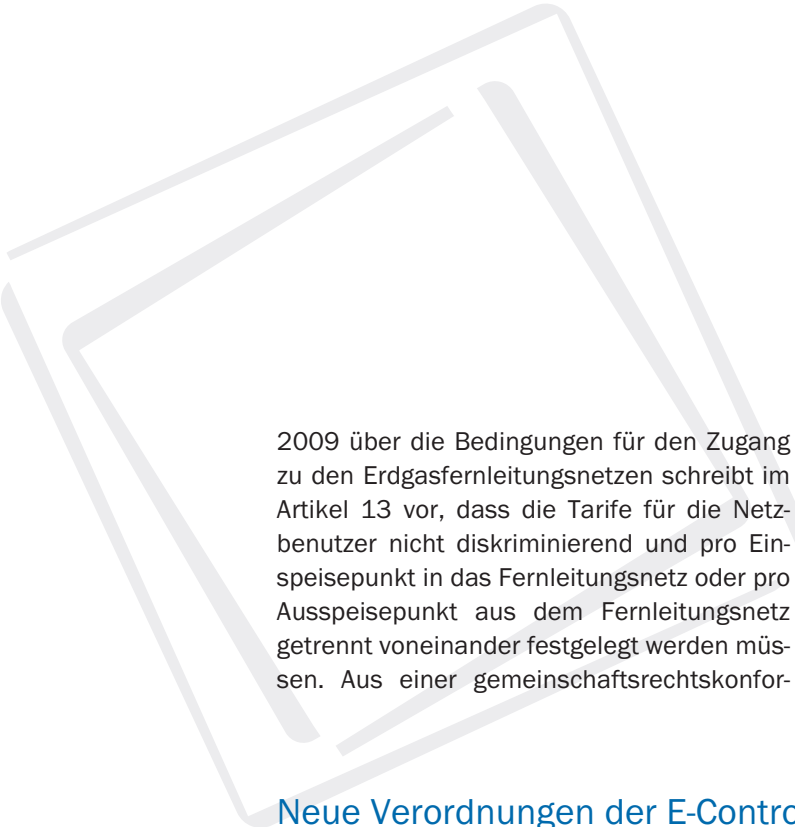
Hinzu kommt noch auf die Mengen der tagesbilanzierenden Netzbenutzer die sogenannte Umlage gemäß § 32 Abs. 6 GMMO-VO 2012. Diese ist wie folgt festgelegt: „Sollte sich aus der Ausgleichsenergieverrechnung des Bilanzgruppenkoordinators eine Unter- oder Überdeckung ergeben, so wird diese jeweils für die folgenden sechs Monate festgesetzt und mittels einer verbrauchsabhängigen Umlage auf die Mengen der Netzbenutzer gemäß § 18 Abs. 5 und 7 [Anmerkung: dies sind die Tagesbilanzierer gemäß GMMO-VO 2012], auf Basis der Bestimmungen in den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators an die Bilanzgruppenverantwortlichen weiterverrechnet. Die Umlage wird ein Bestandteil der Ausgleichsenergieverrechnung und ist in Cent/kWh auszuweisen.“ Die Höhe dieser Umlage ist also zum Marktstart noch nicht bekannt und muss erst evaluiert und mit realen Werten berechnet werden.

Der BKO bilanziert aber nicht nur die Endverbraucher gegen die tatsächlichen Messwerte, sondern auch die Netzverlustbilanzgruppen im Verteilergelände für Eigenverbrauch und Netzverluste sowie die Einspeisungen der Biogasbilanzgruppen und den sogenannten „kleinen Grenzverkehr“.

DAS NEUE GASWIRTSCHAFTSGESETZ: TARIFIERUNG IM ENTRY-/EXIT-MODELL

Die Verordnung Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli

Preisbildung für
Ausgleichsenergie neu



2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen schreibt im Artikel 13 vor, dass die Tarife für die Netzbutzer nicht diskriminierend und pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt werden müssen. Aus einer gemeinschaftsrechtskonfor-

men Umsetzung in Österreich ergeben sich zahlreiche Änderungen in der Ermittlung der bisher distanzabhängigen Netznutzungsentgelte. Das neue Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) regelt die Grundlagen für die Ermittlung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber und der neu festzulegenden Entgelte.

Neue Verordnungen der E-Control: Effizienz am Verteiler.

VERORDNUNGEN ZUR QUALITÄT DER NETZDIENSTLEISTUNGEN – GAS UND STROM

Zur Umsetzung der RL 2009/73/EG ermächtigt § 30 GWG 2011 die E-Control, eine Verordnung zur Qualität der Netzdienstleistung für an das Netz angeschlossene Endverbraucher zu erlassen. Diese Verordnung ist am 1. Jänner 2013 in Kraft getreten. Sie enthält einheitliche Standards für die kommerzielle und technische Qualität der Netzdienstleistung sowie Standards in Bezug auf die Behandlung von Versorgungsunterbrechungen. Diese beinhalten auch die Überwachung der Zeit für Netzan-schluss und -reparatur.

Im Jahr 2011 wurde die für die Durchführung von Netzzutritten benötigte Zeit nicht direkt überwacht. Da die individuellen Gegebenheiten und Bedürfnisse der Netzzugangsberechtigten stark variieren, wurde von einem Monitoring der Anschlusszeiten auch in der Verordnung zur Qualität der Netzdienstleistung abgesehen. Die Zeit, welche für die Beantwortung von Anträgen auf Netzzutritt benötigt werden kann, ist mit maximal 14 Tagen festgesetzt. Weiters muss eine verbindliche

Frist für die Durchführung des Netzzutritts vereinbart werden.

Ebenfalls in Umsetzung einer Richtlinie (2009/72/EG) wurde 2012 die Verordnung über die Qualität der Netzdienstleistungen Strom erlassen. Nach ihrer Kundmachung am 21. Dezember 2012 wird sie am 1. Juli 2013 in Kraft treten. Sie legt im Bereich der kommerziellen Qualität inhaltlich gleiche Standards wie für den Gassektor fest, die technischen Standards sind im Strom jedoch weitreichender als im Gas. Insbesondere werden Grenzwerte für die Dauer von (statistisch berechneten) Versorgungsunterbrechungen auf Kundenebene als Standard festgeschrieben. Sowohl das GWG 2011 als auch das EIWOG 2010 sehen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards die Übermittlung sowie Veröffentlichung der in der Verordnung festgelegten Kennzahlen vor.

Durch die erstmals erlassenen Qualitätsverordnungen für Strom und Gas der E-Control sollen die Energiekunden somit von einem besseren Service ihres Netzbetreibers pro-

Zeit für Netzan-schlüsse
wird überprüft

fitieren. Kunden bekommen zukünftig die Dienstleistungen des Netzbetreibers auf Basis festgelegter Qualitätsstandards. Dadurch soll die an sich schon gute Servicequalität weiter steigen. So ist beispielsweise eine Rechnungskorrektur künftig binnen zwei Tagen durchzuführen. Sofern ein Netzbetreiber einen Termin vereinbart, etwa für die Zählerablesung, müssen Zeitfenster von nur zwei Stunden angeboten werden. Anfragen und Beschwerden sind binnen fünf Arbeitstagen zu beantworten. Zudem muss der Netzbetreiber Kunden, die sich beschweren, über die Möglichkeit informieren, ein Verfahren vor der Schlichtungsstelle der E-Control einleiten zu können. In EIWOG und GWG ist außerdem geregelt, dass im Falle einer Vertragsbeendigung – z.B. durch einen Lieferantenwechsel – dem Kunden spätestens sechs Wochen später die Endabrechnung übermittelt werden muss.

DATENFORMAT- UND VERBRAUCHS-INFORMATIONSDARSTELLUNGS-VO 2012 (DAVID-VO 2012)

Gemäß der RL 2009/72/EG haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird.

Gemäß § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 hat die E-Control jene technischen Mindestfunktionalitäten durch Verordnung zu bestimmen, denen intelligente Messgeräte iSv § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 zu entsprechen haben und die gemäß § 59 EIWOG 2010 bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen sind (umgesetzt durch die IMA-VO 2011). Die Rahmenbedingungen für die Ein-

führung dieser Geräte sind durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 festzulegen (umgesetzt durch die IME-VO).

Mit der Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) wird nunmehr der dritten Verordnungsermächtigung gemäß § 84 Abs. 4 EIWOG 2010 entsprochen, und es werden Datenformate zur Datenübermittlung von Netzbetreiber zu Lieferant und zur Darstellung der Verbrauchsinformation an die Kunden festgelegt.

Mit dem zeitnah gemessenen Stromverbrauch ist es möglich, die Endverbraucher von elektrischer Energie über den Verbrauch und das Nutzverhalten umfassend zu informieren. Auf Basis dieser Informationen kann der Endverbraucher seinen Verbrauch von Strom optimieren und reduzieren, womit ein wichtiger Beitrag hinsichtlich der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen wie Steigerung der Energieeffizienz oder Reduktion der Treibhausgasemissionen geleistet wird.

Zudem hat der Endverbraucher die Möglichkeit, Dritte wie z.B. Energieberater zu ermächtigen, die Daten zum Zwecke der Effizienzsteigerung zu analysieren und dadurch weitere Einsparungspotentiale zu erkennen und zu nutzen.

WEIL JEDER SEINEN VERBRAUCH GUT BRAUCHEN KANN: EFFIZIENTER HAUSHALTEN DANK AKTUELLSTER INFOS

Ein Verbrauchsfeedback an den Kunden durch den Netzbetreiber und/oder den Lieferanten ist ein probates Mittel, um positive

Letzte Verordnung für
Strom Smart Meter

Effekte im Sinne der Energieeffizienz zu erreichen. Sozioökonomische Begleitstudien von verschiedenen Projekten haben gezeigt, dass mit einfachen Verbrauchsfeedbackinstrumenten wie einer Website und/oder regelmäßigen schriftlichen Verbrauchsinformationen die Nachfrage nach Strom bei den Kunden reduziert werden kann.

Die vorliegende Verordnung definiert nur einen Mindeststandard von Informationen und Informationsweitergabe. Weiterentwicklungen, zusätzliche Dienstleistungen, Nutzung von modernen Informations- und Kommunikationstechnologien etc. können natürlich zusätzlich von Netzbetreibern und Lieferanten umgesetzt werden. Damit können die Basisinformationen erweitert und mit zusätzlichen Instrumenten weitere Energieeffizienzpotenziale realisiert werden.

Eine Evaluierung der seitens der Netzbetreiber und Lieferanten vorgesehenen Verbrauchsinformationsverpflichtungen im Hinblick auf ihre Verständlichkeit und den Nutzen erfolgt im Wege der Berichts- und Monitoringverpflichtungen gemäß § 2 der IME-VO des BMWFJ.

Mit 24.9.2012 wurde die DAVID-VO 2012 im Bundesgesetzblatt kundgemacht.

**HEUTE HIER, MORGEN DORT:
WECHSELVERORDNUNGEN, DIE ES DEN
KONSUMENTEN EINFACHER MACHEN**

Die aktuellen EU-Binnenmarktrichtlinien für den Strom- und Gasmarkt (RL 2009/72/EG bzw. RL 2009/73/EG) sehen vor, dass Kun-

den ihren Lieferanten innerhalb von drei Wochen wechseln können. Diese EU-Vorgabe wurde im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG 2010) bzw. Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) in nationales Recht umgesetzt.

Die Bestimmungen des § 76 EIWOG 2010 bzw. § 123 GWG 2011 legen bestimmte Vorgaben fest, welche nun durch die Regulierungsbehörde mit Verordnungen geregelt wurden (u.a. Verfahren des Wechsels, der Neuanmeldung und der Abmeldung, Austausch verfahrensrelevanter Daten über eine durch die Verrechnungsstelle dezentral betriebene Plattform, Bereitstellung der Daten auf Anfrage in elektronischer und standardisierter Form). Das bisher im Einsatz befindliche Lieferantenwechsel-System in Österreich besteht in seinen wesentlichen Komponenten (Prozessablauf, Datenformat und Datenübermittlung) seit der Liberalisierung des Strommarktes im Jahr 2001 und wurde in den letzten Jahren nur geringfügig geändert bzw. weiterentwickelt.

Zielsetzung der Regulierungsbehörde für eine umfassende Neugestaltung des Lieferantenwechsels in Österreich war es einerseits, die EU bzw. nationalen gesetzlichen Vorgaben bestmöglich zu erfüllen, andererseits die Prozesse und IT & Kommunikationsinfrastruktur so zu gestalten, dass der Ablauf der Prozesse transparenter wird und durch weitgehende Automatisierung und Standardisierung eine raschere und effizientere Abwicklung der Prozesse zwischen den Unternehmen (Liefe-

ranten und Netzbetreibern) auch unternehmensintern erreicht wird.

Im Juni 2012 wurden von der E-Control die Verordnungen über den Lieferanten- bzw. Versorgerwechsel, die Neuanschaffung und die Abmeldung (Wechselverordnung Strom 2012 und Wechselverordnung Gas 2012) veröffentlicht.

Wesentliche Neuerungen der neuen Wechselverordnungen sind die Wechselmöglichkeit an jedem beliebigen Tag, der maximale Abwicklungszeitraum von drei Wochen, die Automatisierung des Wechselprozesses, der Datenaustausch zwischen Lieferanten und Netzbetreiber grundsätzlich über ein sicheres Kommunikationssystem, das von den Verrechnungsstellen betrieben wird.

DAMIT DIE ENERGIE IMMER IM BILD IST: ENERGIEGROSSHANDELSTRANS-AKTIONS DATENAUFBEWAHRUNGS-VERORDNUNG – ETA-VO

Mit Inkrafttreten der REMIT sind die darin geltenden Insiderhandels- und Marktmanipulationsverbote unmittelbar gültig und die Marktüberwachung durch Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) – (in Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden) findet formal Anwendung. Die Datenerhebung durch ACER kann aber erst sechs Monate nach dem Inkrafttreten der von der EU-Kommission zu erlassenden Durchführungsrechtsakte erfolgen.

Dieser Übergangszeitraum zwischen Inkrafttreten der REMIT und Inkrafttreten der Durchführungsrechtsakte zur Datenerhebung

durch ACER kann jedenfalls mehrere Monate oder unter Umständen sogar Jahre dauern. In diesem Übergangszeitraum ist eine Datenerhebung in Ermangelung einer zeitnahen Umsetzung der neuen REMIT-Kompetenzen der nationalen Regulierungsbehörden in nationales Recht nur unter Rückgriff auf die allgemeinen Überwachungs- und Aufsichtsrechte der nationalen Regulierungsbehörden möglich. Dabei wird es entscheidend auf die Qualität der auf Grundlage der Aufbewahrungspflicht durch die Marktteilnehmer abgespeicherten Transaktionsdaten ankommen.

Um eine einheitliche Datenqualität und Dateninhalte bei der Aufbewahrung von Transaktionsdaten durch die Marktteilnehmer sicherzustellen, wurde der E-Control gemäß § 88 Abs. 4 EIWOG 2010 und § 131 Abs. 3 GWG 2011 die Aufgabe übertragen, mit Verordnung die Aufbewahrungspflichten für Strom und Gashändler für näher zu regelnde Transaktionsdaten über Transaktionen mit anderen Strom- und Gashändlern und Übertragungsnetzbetreibern bzw. Fernleitungsnetzbetreibern näher zu bestimmen (Energiegroßhandels-Transaktionsdaten-Aufbewahrungsverordnung – ETA-VO). Die Transaktionsdaten sind der E-Control, der Bundeswettbewerbsbehörde sowie der EU-Kommission zur Erfüllung ihrer Aufgaben bei Bedarf jederzeit in einer von der E-Control vorgegebenen Form zur Verfügung zu stellen. Die Aufbewahrungsdauer beträgt fünf Jahre. Diese Aufzeichnungen dienen ausschließlich dazu, es den zuständigen Behörden zu ermöglichen, die Einhaltung der für Strom- und Erdgashändler geregelten Pflichten zu prüfen.

Einheitliche Dateninhalte notwendig

Neues Marktmodell bedingt neue Regeln

GANZ EINFACH ÜBERSICHTLICHER: GASSTATISTIK-VERORDNUNG 2012

Ausschlaggebend für eine Novellierung der Gasstatistik-Verordnung 2005 idF der 1. Gasstatistik-Verordnung-Novelle 2008 war die Notwendigkeit, die Meldepflichten den aufgrund des neuen Marktmodells geänderten Rahmenbedingungen anzupassen. Darüber hinaus waren auch erweiterte Informationspflichten gegenüber dem Markt sowie Änderungen aufgrund der europäischen Normen zu berücksichtigen.

Diese wesentlichen inhaltlichen Änderungen haben dazu geführt, dass einer Neuerlassung der Vorzug gegenüber einer Novellierung der bestehenden Regelungen gegeben wurde.

Damit konnten auch eine bessere Übersichtlichkeit sowie eine strukturelle Anpassung an die Elektrizitätsstatistik-Verordnung erreicht werden.

Wesentliche inhaltliche Änderungen betreffen einerseits zusätzliche marktspezifische Informationen und andererseits Klarstellungen bzw. Vereinheitlichungen von Erhebungsmerkmalen. Die Gasstatistik-Verordnung 2012 wurde als BGBl. II Nr. 475 am 21. Dezember 2012 veröffentlicht und tritt mit 1. Jänner 2013 in Kraft. Aufgrund des Inkrafttretens zum Jahreswechsel 2012/13 konnten die Übergangsbestimmungen auf das notwendige Minimum reduziert werden.

Regulierung der Großhandelsmärkte: Transparenz kommt gut.

Die Verordnung (EU) No 1227/2011 (REMIT) ist am 28. Dezember 2011 in Kraft getreten. Sie verbietet Marktmanipulation und Insiderhandel im Energiegroßhandelsmarkt und legt Transparenzvorschriften für diese Märkte fest. Seit dem Inkrafttreten der REMIT sind Marktteilnehmer verpflichtet, Insiderinformationen zu veröffentlichen. Darüber hinaus sind Personen, die beruflich Transaktionen mit Energiegroßhandelsprodukten arrangieren, verpflichtet, die nationale Regulierungsbehörde unverzüglich zu informieren, wenn sie einen begründeten Verdacht haben, dass eine Transaktion gegen das Verbot des Insiderhandels oder das Verbot der Marktmani-

pulation verstößt. Zudem sind sie verpflichtet, wirksame Vorkehrungen und Verfahren einzuführen und beizubehalten, mit denen Verstöße gegen das Verbot des Insiderhandels oder das Verbot der Marktmanipulation festgestellt werden können.

Die E-Control arbeitet seit Inkrafttreten von REMIT intensiv an der nationalen Umsetzung der Verordnung. Um eine effektive Umsetzung der REMIT sicherzustellen, arbeitet die E-Control eng mit anderen relevanten österreichischen Behörden der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) und den Marktteilnehmern zusammen. Um die

erfolgreiche Umsetzung der REMIT auch auf europäischer Ebene zu unterstützen, beteiligte sich die E-Control aktiv an der Erarbeitung entsprechender REMIT-Interpretationshilfen durch ACER sowie dem REMIT-Registrierungsformat und der Empfehlung bzgl. Transaktions- und Fundamentaldatenübermittlung an die Europäische Kommission.

DAMIT AUCH IN ÖSTERREICH KEINER MIT INSIDERINFORMATIONEN HINTERM BERG HÄLT.

Die effektive und rechtzeitige Veröffentlichung von Insiderinformation durch Marktteilnehmer stellt eine wesentliche Forderung der REMIT dar. Um die Marktteilnehmer bei Einhaltung dieser Verpflichtung aktiv zu unterstützen, wurde durch den Central European Gas Hub (CEGH) im Oktober 2012 die CEGH-REMIT-Plattform gestartet. Diese bietet Großhandelsmarktteilnehmern im Gashandel die Möglichkeit, Insider-Informationen gemäß Artikel 4 der REMIT effektiv und rechtzeitig zur Veröffentlichung zu bringen. Da eine zentrale Plattformlösung deutlich zur Erhöhung der Markttransparenz beitragen kann und dieser Zugang auch die von ACER bevorzugte Lösung darstellt, wird die Nutzung der CEGH-REMIT-Plattform (siehe www.cegh.at/remit) von der E-Control befürwortet.

2013 werden weitere Maßnahmen zur vollständigen Umsetzung von REMIT gesetzt. Einen wichtigen Schritt stellt dabei die Veröffentlichung der Durchführungsrechtsakte der Europäischen Kommission dar, die definieren, welche Verträge und Derivate der

REMIT unterliegen. Diese Rechtsakte werden voraussichtlich Mitte 2013 veröffentlicht werden. Drei Monate nach deren Inkrafttreten sind die Energiegroßhandelsmarktteilnehmer dazu verpflichtet, sich bei der zuständigen nationalen Regulierungsbehörde zu registrieren, um am Energiegroßhandel teilnehmen zu dürfen. Sechs Monate nach Erlassung der Rechtsakte sind sie zudem dazu verpflichtet, Aufzeichnungen von Transaktionen und Fundamentaldaten an ACER zu übermitteln.

GRENZENLOS TRANSPARENT: NEUE IMPULSE FÜR DIE HANDELS-ÜBERWACHUNG.

Um die rechtlichen Verpflichtungen der REMIT effizient umsetzen zu können, hat die E-Control im September 2012 die Beschaffung einer Handelsüberwachungssoftware gestartet. Ziel ist es, Gas- und Strommärkte sowohl auf nationaler als auch auf regionaler Ebene zu überwachen und durch die Unterzeichnung entsprechender Kooperationsvereinbarungen mit anderen nationalen Regulierungsbehörden eine koordinierte, grenzüberschreitende Vorgehensweise gegen allfällige marktmissbräuchliche Praktiken im Energiegroßhandel sicherzustellen. Die Umsetzung der REMIT in nationales Recht wird die E-Control zudem mit zusätzlichen Ermittlungsbefugnissen ausstatten und die Verhängung entsprechender Sanktionen im Falle einer Nichteinhaltung der REMIT ermöglichen.

Daten müssen an ACER übermittelt werden

A photograph of a fruit stand. In the foreground, there are several baskets of fruit, including red apples and green limes. A person's hand is visible holding a bunch of red grapes. A blue scale hangs from a wooden beam on the left. A white cloth is draped over a wooden beam in the background. A large, stylized white arrow graphic points from the top right towards the bottom left, passing over the text.

RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE MÜDE ANBIETER
MUNTER MACHEN.



BUNTE VIELFALT FÜR ALLE:

EIN WETTBEWERB, DER ZUM ZUGREIFEN EINLÄDT.

In 2012 ist vor allem der Gasmarkt in Bewegung gekommen. Während die Marktteilnehmer sich auf das neue Gasmarktmodell vorbereiten, sind auch neue Gasanbieter auf den Markt gekommen. Gleichzeitig haben sich die Wechselzahlen erhöht und liegen nun erstmals etwas über denen des Strommarktes. Das Überangebot an den Gasgroßhandelsmärkten hat auch 2012 angehalten und die Beschaffungsoptionen für neue Marktteilnehmer verbessert. Auch die Gasproduzenten sind ihren Kunden 2012 entgegengekommen, die Ölpreisbindung in den langfristigen Verträgen wird immer mehr zum Auslaufmodell. Im Strommarkt dagegen sind nur geringe Aktivitäten der Stromlieferanten in 2012 zu beobachten gewesen.

Strommarkt: Ein Jahr in Bewegung

GROSSHANDELSPREISENTWICKLUNG

STROM: EIN VERLÄSSLICHES AUF UND AB

Das Jahr 2012 war am Kassa- und Terminmarkt ein verhältnismäßig günstiges Jahr. Im Kassamarkt gab es zwar Anfang des Jahres aufgrund der Witterungsbedingungen und Kraftwerkssituation Preisausschläge, diese preistreibenden Tendenzen waren aber von lediglich kurzer Dauer. Im Frühjahr fielen die Preise für Base-Day-ahead-Lieferungen auf rund 40 EUR/MWh und waren damit weit günstiger als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Ähnlich wie im Vorjahr kam mit Herbstbeginn der Anstieg der Preise, allerdings ebenfalls auf ein niedrigeres Niveau als im Vorjahr. Volatile Windeinspeisung sowie Nachfrageschwankungen sorgte in dieser Phase für größere Volatilität als noch im Frühjahr oder Sommer.

Am Terminmarkt 2012 setzte ein regelrechter Preisverfall ein. Wurde zu Beginn des Jahres der 2013-Jahres-Grundlast-Kontrakt noch bei rund 52 EUR/MWh gehandelt, so endete das Jahr bei einem Tiefstwert von gut 45 EUR/MWh. Damit näherte sich das Jah-

resband gegen Jahresende, wie zu erwarten, dem Spotmarktpreis an. Entscheidend für die fallende Preiswertwartung der Händler waren vermutlich sowohl Faktoren auf der Angebots- als auch Nachfrageseite. Nachdem Prognosen für das Wirtschaftswachstum in der EU vor allem im 4. Quartal für das Jahr 2013 und 2014 nach unten korrigiert worden waren, beeinflusste dies die Einschätzung der zu erwartenden Nachfrage. Andererseits wurden die Jahreskontrakte anderer Primärenergieträger, allen voran Kohle und Gas, auf einem stabilen oder zeitweilig günstigen Niveau gehandelt.

Sowohl im kurzfristigen wie auch im langfristigen Markt hatte das historisch niedrige Niveau der CO₂-Zertifikatspreise einen erheblich preissenkenden Einfluss. So lag der Kontrakt mit Fälligkeit Mitte Dezember 2012 durchwegs und streckenweise deutlich unter 10 EUR/t. So notierte zum Beispiel im Mai 2012 der CO₂-Kontrakt im Durchschnitt bei lediglich 6,75 EUR/t, im Gegensatz dazu wurden im Jahr 2010 und 2011 Durchschnittswerte von 15,58 bzw. 13,83 EUR/t erreicht. Grund für

diesen Preisverfall ist der durch die wirtschaftliche Entwicklung bedingte Zertifikatsüberschuss. Aus diesem Grund gibt es nun auf europäischer Ebene Diskussionen, wie und ob das Europäische Emissionshandelssystem modifiziert werden soll.

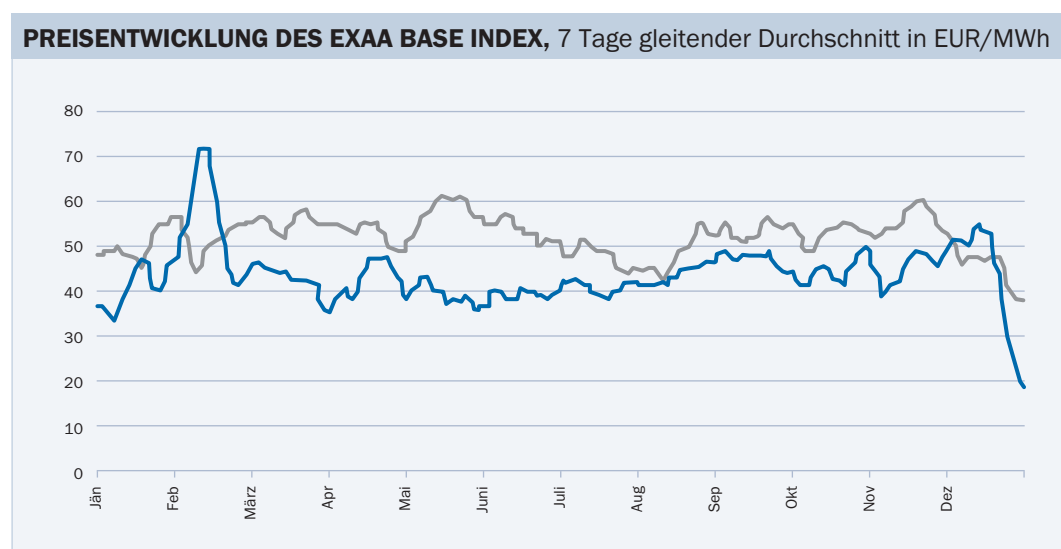


Abbildung 3
Preisentwicklung am Spotmarkt Strom der EXAA, Base Index im 7 Tage gleitenden Durchschnitt

Quelle: EXAA, Berechnungen E-Control



Abbildung 4
Preisentwicklung am Terminmarkt Strom der EEX, Base-Kontrakt für die Lieferjahre 2013 bzw. 2014

Quelle: EEX

ENDKUNDENPREISENTWICKLUNG STROM: PREISE KLETTERN

HAUSHALTSKUNDEN

Die Strompreise (Energie, Netz, Abgaben und Steuern) für Haushaltskunden sind 2012 gestiegen. Der VPI Strom hat Mitte des Jahres 2012 den höchsten Stand seit 1999 erreicht (Abbildung 5). Danach waren bis zum Jahresende fast keine Preisänderungen zu beobachten. Im November 2012 war ein Plus von 1,8%

zum November 2011 zu verzeichnen. Mit 1. Januar 2012 wurde der Verrechnungspreis für Ökostrom gesenkt, was nur von einigen Lieferanten an die Kunden weitergegeben wurde. Die Umstellung des Ökostromfördersystems mit 1. Juli 2012 hat eine Kostenerhöhung bewirkt, welche teilweise auf die geringere oder gar keine Weitergabe der dadurch entfallenen Kosten (Mehraufwendungen §19 ÖkostromG) einiger Lieferanten an ihre Kunden zurückzuführen ist.

ENTWICKLUNG DES STROM-VERBRAUCHERPREISINDEX

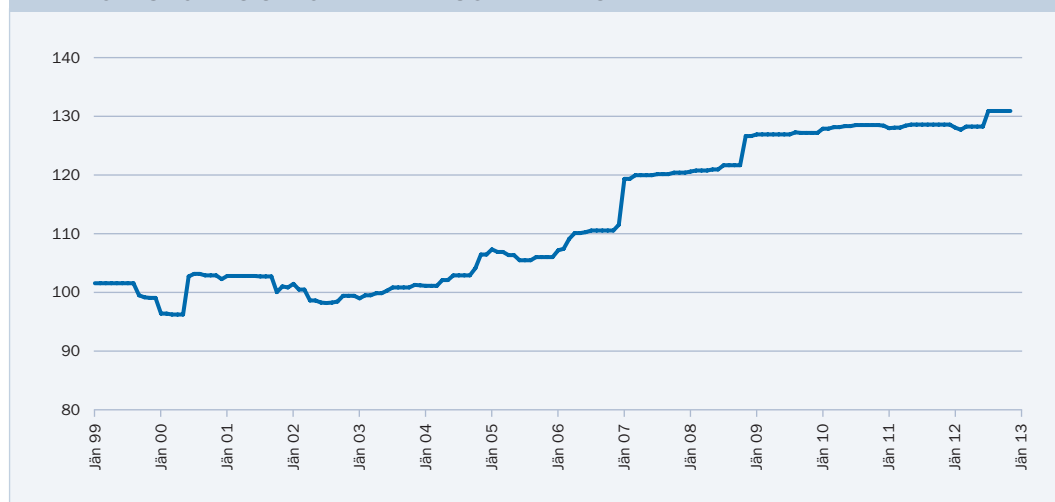


Abbildung 5
Entwicklung des Strom-VPI
(Index Oktober 2001 = 100)

Quelle: Statistik Austria, E-Control

Eine detaillierte Darstellung der Energiepreisänderungen bei den angestammten Lieferanten ist *Tabelle 2* zu entnehmen. Während die meisten Unternehmen ihre Energiepreise entsprechend oder nur teilweise dem Wegfall von Mehraufwendungen nach § 19 Ökostromgesetz angepasst haben, führten die

angestammten Lieferanten in Oberösterreich und in der Steiermark neue Preismodelle nicht nur für die Neukunden, sondern auch für die Bestandskunden ein, sodass nicht erhebbar ist, wie viel von diesen Kosten an die Kunden weiterverrechnet wurde.

PREISÄNDERUNGEN DER STROMLIEFERANTEN 2012

Lieferant	Inkrafttreten der Preisänderung	Energiepreis
Linz Strom	01.01.2012	-0,70 %
Energie AG	01.01.2012	-0,66 %
Wien Energie	01.01.2012	-3,25 %
EVN	01.01.2012	-3,26 %
BEWAG	01.01.2012	-3,39 %
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.02.2012	-4,57 %
Tiwag	01.02.2012	-4,24 %
Salzburg AG	01.02.2012	-2,66 %
VKW	01.03.2012	-4,90 %
Energie Graz *)	01.03.2012	8,53 %
Steweag-Steg *)	01.03.2012	8,84 %
Energie AG Neukunden *)	01.06.2012	0,58 %
Energie AG Bestandskunden (inkl. einmaliger Rabatt) *)	01.07.2012	-4,10 %
BEWAG	01.07.2012	-4,13 %
LINZ STROM *)	01.07.2012	-3,85 %
Salzburg AG	01.07.2012	-4,62 %
VKW	01.07.2012	-4,42 %
Tiwag	01.07.2012	-5,50 %
EVN	01.07.2012	-4,76 %
Wien Energie	01.07.2012	-4,31 %
Energie Graz	01.07.2012	-4,65 %
Innsbrucker Kommunalbetriebe	01.07.2012	-5,28 %
Kelag	01.07.2012	-3,87 %
Verbund	01.07.2012	-4,20 %
Energie Klagenfurt	01.07.2012	-4,11 %
Energie Klagenfurt österreichweit	01.07.2012	-5,75 %
Steweag-Steg	01.07.2012	-4,72 %

*) Preismodell- bzw. Produktänderung

Quelle: E- Control

Tabelle 2
Preisänderungen der
Stromlieferanten in 2012
(Musterhaushalt mit
3.500 kWh/Jahr)

MANCH PREISUNTERSCHIED GING DEN VERBRAUCHERN INS NETZ

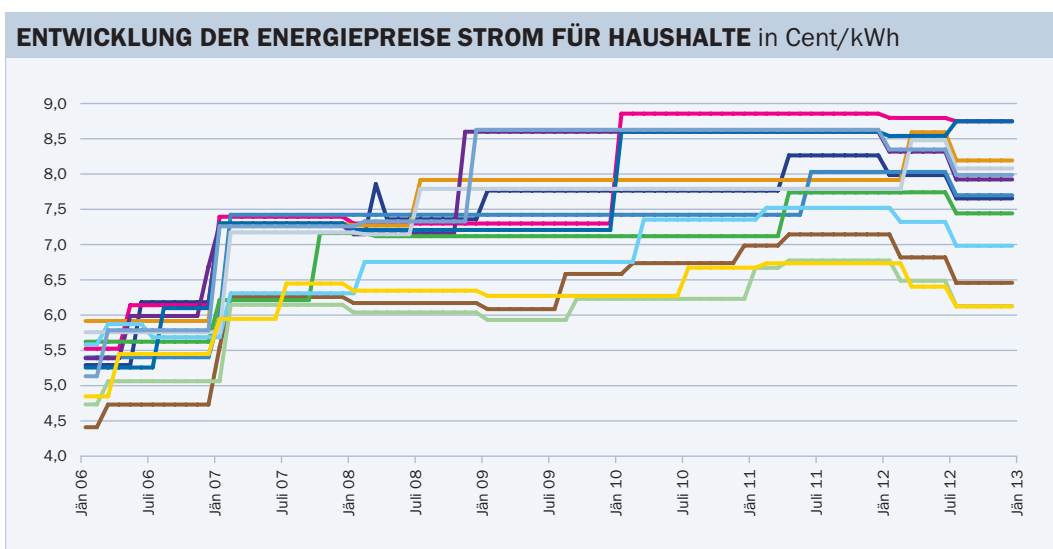
Die Haushaltsstrompreise unterscheiden sich stark nach Netzgebieten; zum einen aufgrund der höchst unterschiedlichen Energiepreise der regionalen Lieferanten, welche nur bei großen Lieferanten zuletzt im Dezember eine Spannbreite von $\pm 18\%$ ausgemacht haben, und zum anderen wegen der unterschiedlichen Netznutzungstarife. Die Kunden in den städtischen Gebieten zahlen noch die Gebrauchsabgabe (z.B. in Wien), sodass auch diese Kostenkomponenten österreichweit nicht gleich hoch sind.

Die Entwicklung der Gesamtkosten nach Netzgebieten und den jeweiligen angestammten Lieferanten wird in *Abbildung 6* dargestellt. Diese zeigt auch, dass die Differenz zwischen den günstigsten und teuersten Lieferanten in Österreich in den letzten Jahren gewachsen ist. Dies ist in den unterschiedlichen Verkaufsstrategien, Vertriebskosten sowie Beschaffungsstrategien der einzelnen Unternehmen begründet.



Abbildung 6

Entwicklung der Haushaltspreise Strom, reine Energie (exkl. Rabatte auf Energiekosten, Netzkosten, Steuern und Abgaben), im jeweiligen Netzgebiet, Standardprodukt des regionalen Lieferanten, 3.500 kWh/Jahr



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

INDUSTRIEKUNDEN

Die Ergebnisse der Industriekundenerhebung der E-Control (Abbildung 7) zeigen 2012 im Vergleich zum Vorjahr eine Verringerung der Industriestrompreise. Primärer Einflussfaktor für diese Preisentwicklung sind die Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen. Durch das neue Ökostromgesetz werden die Mehraufwendungen für Ökostrom nicht mehr von den Lieferanten verrechnet. Dadurch sanken die Energiepreise im 2. Halbjahr.

ENTWICKLUNG DER WECHSELZAHLEN: DER GROSSE SIEGER IST DER STATUS QUO.

Insgesamt haben 2012 etwa 64.500 Stromkunden ihren bisherigen Versorger gewechselt, was einer Wechselrate von 1,1% entspricht. 2011 haben demgegenüber knapp

88.000 Stromkunden gewechselt. Von den 64.500 Wechseln waren 2012 rund 40.000 Haushalts- und knapp 22.000 sonstige Kleinkunden sowie etwas mehr als 2.000 lastganggemessene Kunden, während im Vorjahr rund 60.000 Kunden im Haushaltsbereich, 26.300 sonstige Kleinkunden und knapp 1.600 lastganggemessene Kunden ihren jeweiligen Versorger gewechselt haben.

Die Wechselquote ist somit nur bei den lastganggemessenen Kunden gestiegen. Dabei liegen die Wechselquoten für diese Kunden in Oberösterreich über dem österreichweiten Durchschnitt. Bei den Haushaltskunden sind überdurchschnittliche Wechselraten in Niederösterreich, Oberösterreich, Wien und der Steiermark festzustellen.

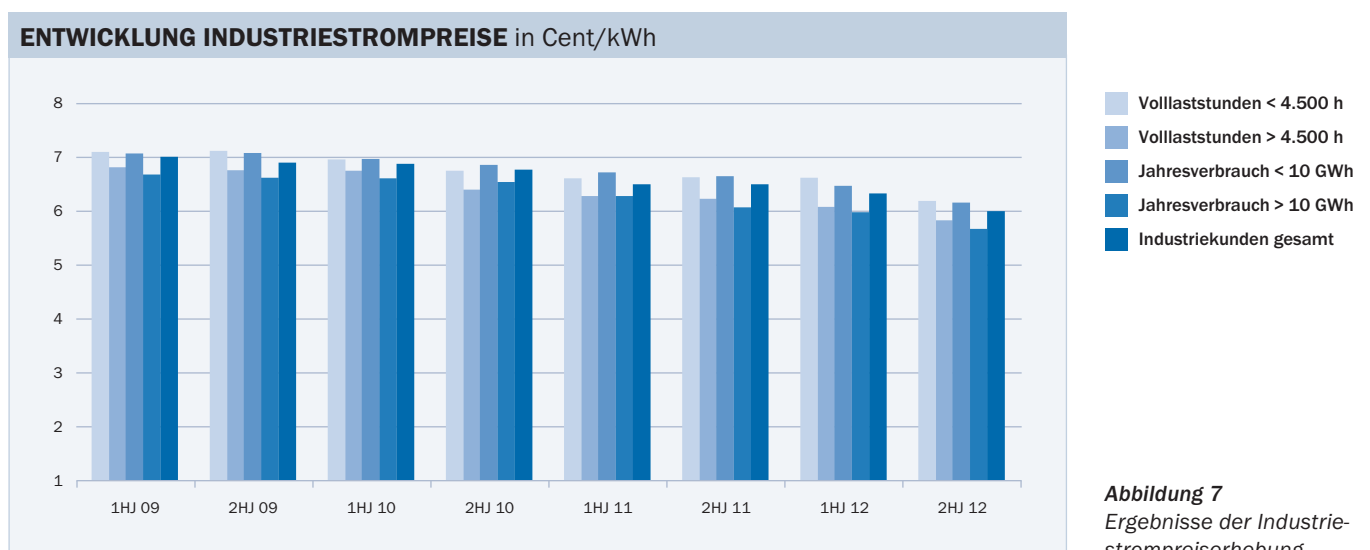
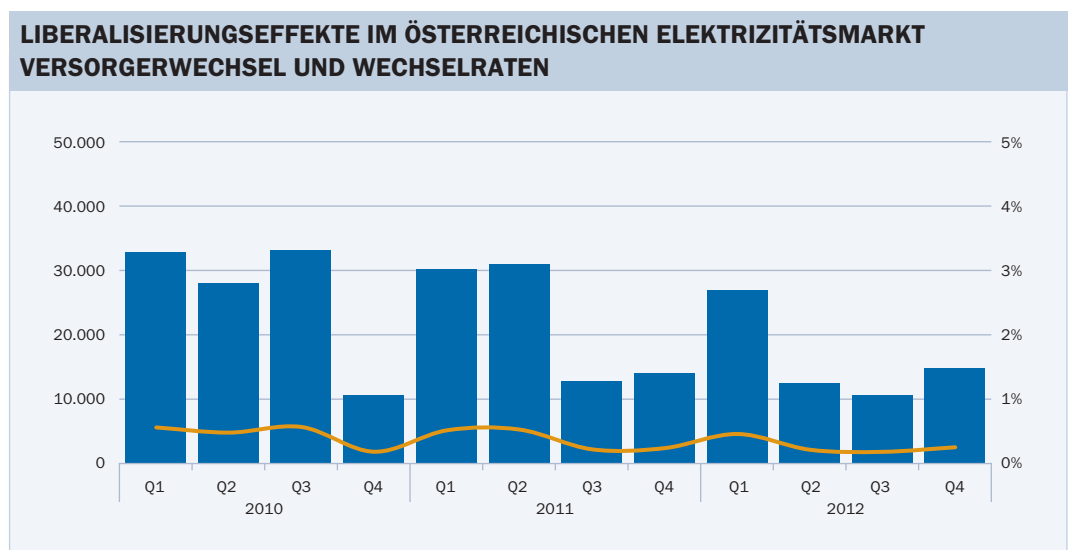


Abbildung 7
Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung

Quelle: E-Control

Gewechselte Zählpunkte 
Wechselrate 

Abbildung 8
Liberalisierungseffekte
im österreichischen
Elektrizitätsmarkt
Versorgerwechsel und
Wechselraten



Quelle: E-Control

Gasmarkt: Die Preise steigen weiter.

GROSSHANDELSPREISENTWICKLUNG GAS: VERTRAGSBEDINGUNGEN JETZT MIT MEHR SPIELRAUM

Der Gasmarkt war 2012 weiterhin (bis auf eine Verbrauchsspitze im Februar) von Überangebot geprägt. Diese Entwicklung ist maßgeblich auf die Entwicklungen in den USA zurückzuführen: In den letzten Jahren wandelten sich die USA aufgrund der stark zunehmenden Förderung von unkonventionellen Erdgasvorkommen, insbesondere Schiefergas, zu einem Billiggasland und vom Gasimporteur zum -exporteur. Durch die fehlende Nachfrage in den USA wurden LNG-Mengen von den Exporteuren umgeleitet, zum Teil auch noch Europa, vor allem dort nach Großbritannien. Die Preise am amerikanischen Handelspunkt Henry Hub liegen seit Anfang 2010 deutlich unter den europäischen Preisen. Aufgrund dieser Preisunter-

schiede, auch zum asiatischen Markt, haben die US-amerikanischen Produzenten vor, ab 2016 Gas in der Form von LNG zu exportieren. Damit wird weiterer Wettbewerbsdruck auf die Preise der europäischen Gasanbieter erwartet. Zudem hat der verstärkte Einsatz von Gas zur Stromerzeugung in den USA dafür gesorgt, dass die Nachfrage nach Steinkohle (als Substitut für Erdgas in der Stromerzeugung) am Weltmarkt zurückging. Ebenso verfiel im Zuge der Wirtschaftskrise der CO₂-Preis aufgrund des Überangebots an CO₂-Zertifikaten angesichts einer schwächelnden Industrie. Damit ist der Kohlepreis am Weltmarkt deutlich gesunken und der Einsatz der Kohle für die Stromerzeugung in Europa günstiger als der Gaseinsatz. Auch diese Entwicklung hat die Nachfrage nach Gas verringert.

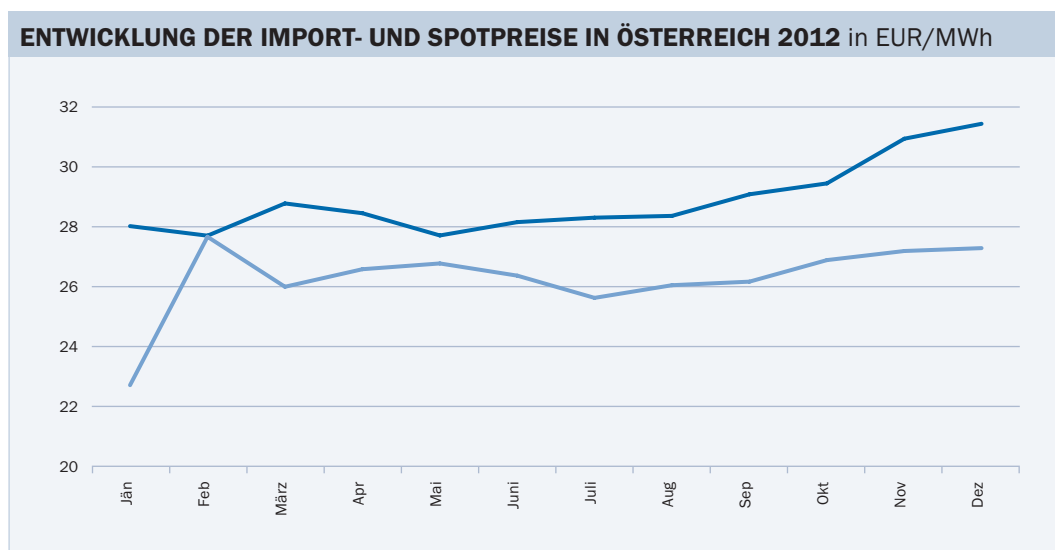


Abbildung 9
Entwicklung der Importpreise und der Spotpreise in Österreich in 2012

Quellen: ICIS Heren, Statistik Austria, eigene Berechnungen

Die Importpreise für Österreich, die sich im Wesentlichen aus den Preisen aus den langfristigen Verträgen berechnen, sind 2012 gestiegen und lagen während des ganzen Jahres deutlich oberhalb der Monatsdurchschnittswerte am Spotmarkt (OTC) am CEGH.

In die Vertragsbedingungen für die langfristigen Verträge ist 2012 Bewegung gekommen: Der größte europäische Anbieter Gazprom Export hat in Verhandlungen (zum Teil während laufender Schiedsverfahren) mit seinen Kunden Preiszugeständnisse gemacht². Dabei wurde auch die Preisformel in den Verträgen geändert, um sicherzustellen, dass die Gaspreise auch bei einem weiteren Ölpreisanstieg auf einem bestimmten Niveau bleiben³. Die Preisreduktionen sollen zwischen 7–10% ausgemacht haben⁴.

Der größte europäische Gasimporteur, E.ON, hatte sich im März 2012 mit seinem norwegischen Vorlieferanten Statoil auf eine Preisanpassung geeinigt, Anfang Juli 2012 haben E.ON und Gazprom Export eine Einigung bezüglich der Vertragskonditionen gemeldet⁵: Diese Einigung erfolgte rückwirkend zum 1. Oktober 2010, das Ergebnis der E.ON soll sich für das erste Halbjahr 2012 um ca. 1 Mrd. Euro verbessern⁶. Dabei soll es weiterhin Preiselemente mit einer Ölpreisbindung geben, die Preise sollen aber marktnäher sein und würden für E.ON das Preisrisiko aus der Differenz zwischen Öl- und Gaspreisen weitgehend reduzieren. Zudem seien die Verträge weiterhin langfristig. Das internationale Schiedsverfahren mit Gazprom zu den Gaspreisen wurde aufgrund der Vereinbarung beendet.

² Vgl. Gazprom senkt Preise für Kunden in Europa, in: Die Welt, Nr. 16, 19.01.2012, S. 11 und ENI to undershoot take-or-pay for 2–3 years, in Argus Gas Connections, 16.5.2012, S. 4

³ Vgl. Argus Media, PGNIG's pricing dispute with Gazprom reaches courts, in Argus Media, 21.2.2012, www.argusmedia.com

⁴ Vgl. Austrian OMV to renegotiate gas contract with Gazprom, in ESGM vom 22.11.2012, S. 9

⁵ Vgl. Lieferverträge: E.ON einigt sich mit Gazprom, in energate vom 4.7.2012

**Gashändler wollen
Preisnachlässe**

Auch österreichische Gaslieferanten haben von Gazprom Export verbesserte Vertragsbedingungen erhalten,⁷ verhandeln jedoch weiter über eine Flexibilisierung der langfristigen Verträge. OMV/Econgas und Gazprom Export werden im April 2013 eine neue Preisrevision im Rahmen des laufenden Vertrags haben.⁸

Im Dezember 2012 hat Gazprom Export Preis-senkungen für 2013 angekündigt, um im Vergleich mit anderen Produzenten wettbewerbsfähig zu bleiben.⁹ Diese Entwicklungen deuten darauf hin, dass die Ölpreisindexierung immer stärker zu einem Auslaufmodell in den Verträgen der Gaswirtschaft wird. Diese Ansicht teilt auch die IEA¹⁰.

PREISENTWICKLUNG AM CEGH

Wesentlichen Einfluss auf die Preisentwicklungen 2012 am österreichischen Spotmarkt haben die italienischen Marktgegebenheiten gehabt. Zunächst sind die Spotpreise am CEGH OTC-Spotmarkt – wie an den anderen europäischen Hubs – in der ersten Februar-Woche mit dem Kälteeinbruch und den Liefereinkürzungen aus Russland deutlich angestiegen.

Mit März 2012 hat die TAG Day-ahead-Auktionen für den Transport von Österreich nach Italien durchgeführt und damit die Verfügbarkeit von Transportkapazitäten nach Italien

verbessert. Dies hat sich deutlich in den Spotpreisen am CEGH ab März widergespiegelt. Zunächst sind diese durch die stärkere Nachfrage von italienischen Händlern angestiegen; die Preise am italienischen PSV haben sich stärker den europäischen Hubs angeglichen. Seit Anfang Oktober ist die Nachfrage aus Italien stark zurückgegangen und die Preise am CEGH sind als Folge dessen auf das Niveau bzw. zum Teil leicht unter das Niveau am NCG gesunken.

**LANGFRISTIGE VERTRÄGE
SIND DIE KLAREN VERLIERER**

Insgesamt sind die OTC-Spotpreise am CEGH 2012 bis auf die Entwicklung im Januar und Februar auf einem gleichbleibenden Niveau zwischen einer Bandbreite von 26 bis 27 EUR/MWh geblieben. Nur im Februar 2012 lag der durchschnittliche Spotpreis auf dem Niveau der Importpreise, an 7 Tagen lag der Tagesspotpreis höher als der Importpreis im Februar, max. 40% (am 7.2.). Der durchschnittliche Importpreis betrug 2012 28,8 EUR/MWh und war damit um knapp 10% höher als der durchschnittliche CEGH-Spotpreis am OTC-Markt. Auch die Terminpreise (Month ahead), die für die Preisbildung für Großkunden relevant sind, sind in 2012 geringer als die Importpreise gewesen. Der wirtschaftliche Nachteil der langfristigen Verträge zeichnet sich daher schon für das 4. Jahr in Folge ab.

⁶ Vgl. E.ON Pressemitteilung vom 3.7.2012: E.ON reaches settlement with Gazprom on long-term gas supply contracts and raises Group outlook for 2012

<http://www.eon.com/en/media/news/press-releases/2012/7/3/eon-reaches-settlement-and-raises-group-outlook-for-2012.html>

⁷ In 2011 hat die STGW eine Feststellungsklage gegen ihren Vorlieferanten, das GWH, eingebracht. Begründung war der Verdacht wettbewerbswidriger Erdgas-Lieferverträge: GWH nütze ihre Marktmacht missbräuchlich aus. Nach außergerichtlicher Einigung ist dieses Verfahren im Sommer 2012 eingestellt worden. Vgl. APA Meldung vom 14.10.2011.

⁸ Vgl. Bloomberg: OMV Aims for April 1 Gazprom Talks to Narrow Natural Gas Prices, 21.11.2012;

<http://www.bloomberg.com/news/2012-11-21/omv-aims-for-april-1-gazprom-talks-to-narrow-natural-gas-prices.html>

⁹ Vgl. Energate vom 20.12.2012: Gazprom plant Preissenkung, www.energate.de

¹⁰ Vgl. Interfax Natural Gas Daily, 30.11.2012, www.interfaxenergy.com

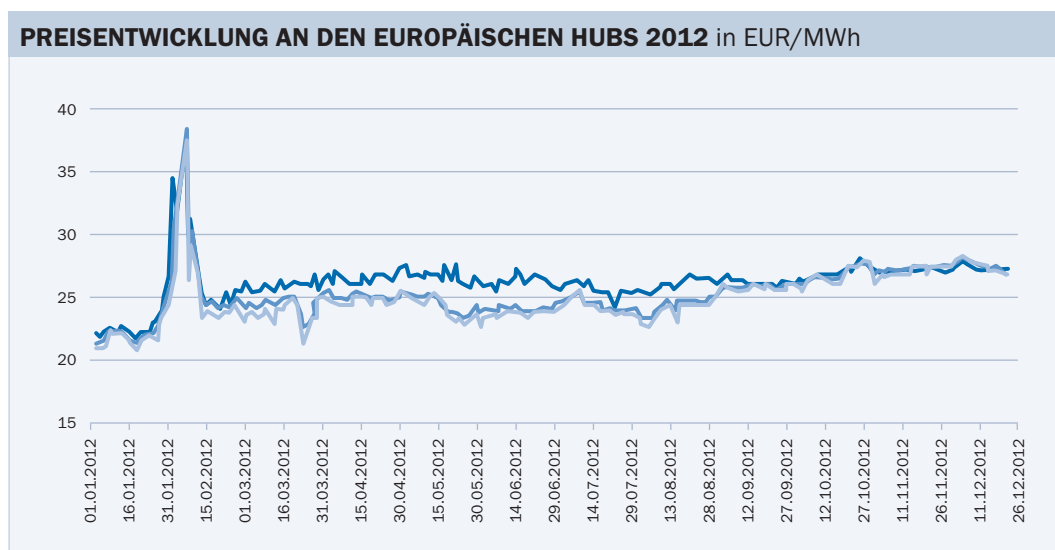


Abbildung 10
Spotpreisentwicklung am
CEGH, NCG und TTF in 2012,
in EUR/MWh

Quelle: ICIS Heren

PREISENTWICKLUNG AUF DEM ENDKUNDENMARKT: STABIL, ABER AUF HOHEM NIVEAU

Haushaltskunden

Nach einer Welle von Preiserhöhungen 2011 sind 2012 die Preise für Haushaltskunden nach einem Anstieg zu Jahresanfang im Wesentlichen stabil geblieben. Seit Anfang 2011 verging kaum ein Monat, ohne dass mindestens ein regionaler Gaslieferant seine Energiepreise erhöhte. Diese Preiserhöhungswelle endete zuletzt im Februar 2012 (*Tabelle 3 und Abbildung 12*). Danach, bis Ende des Jahres 2012, wurden keine Änderungen vorgenommen.

Wie *Abbildung 11* zeigt, erreichte der Gaspreis für Haushalte (VPI Gas) im Februar 2012 mit 155,5 Punkten einen neuen Höhepunkt, um im April kaum merklich auf 155,3

zu sinken und bis Ende des Jahres unverändert zu bleiben.

Auch *Abbildung 12* zeigt, dass die Haushaltsgaspreise seit Februar 2012 stabil geblieben sind, wenn auch auf unterschiedliche Niveaus. Die Bandbreite der Gesamtkosten ist nach unterschiedlichen Netzgebieten immer größer geworden. Dies ist vor allem auf die Änderungen der Energiepreise zurückzuführen. Der Gesamtkostenunterschied hat zuletzt im Dezember 2012 für einen Musterhaushalt 243 € (im Vorjahr 144 €) betragen.

Die neuen Anbieter, die neuen Markenprodukte der regionalen Anbieter sowie stark unterschiedliche Preiserhöhungen zwischen 1% und 18% veränderten im Laufe 2011 bis Februar 2012 die Preiskonstellation am Kleinkundenmarkt in Österreich. Bis Ende des

Jahres haben die angestammten Lieferanten keine Preisänderungen mehr vorgenommen.

GASPREIS-INDUSTRIE: ES DARF EIN BISSCHEN WENIGER SEIN

Die Gaspreise für Industriekunden haben sich 2012 im Vergleich zum Vorjahreswert nur leicht verringert. Dies zeigt die Industriepreiserhebung der E-Control, die 2-mal jährlich durchgeführt wird. Die erhobenen

Preise liegen auch in diesem Jahr über den sehr hohen Preisen im 2. Halbjahr 2008 bzw. 1. Halbjahr 2009. Für die Preisbildung der Industriekunden spielen die Preise an den europäischen Hubs eine immer stärkere Rolle, z.B. Terminpreise am NCG. Diese sind im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen, daher kann eine Senkung der Industriepreise auf einen auch weiterhin intensiveren Wettbewerb in diesem Marktsegment hindeuten.

ENTWICKLUNG DES GAS-VERBRAUCHERPREISINDEX

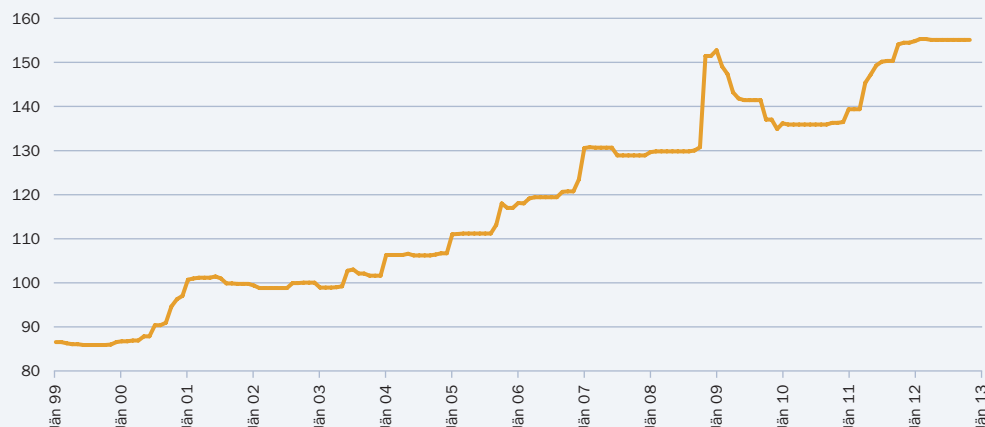


Abbildung 11
Entwicklung des Gas-VPI
(Index Oktober 2002 = 100)

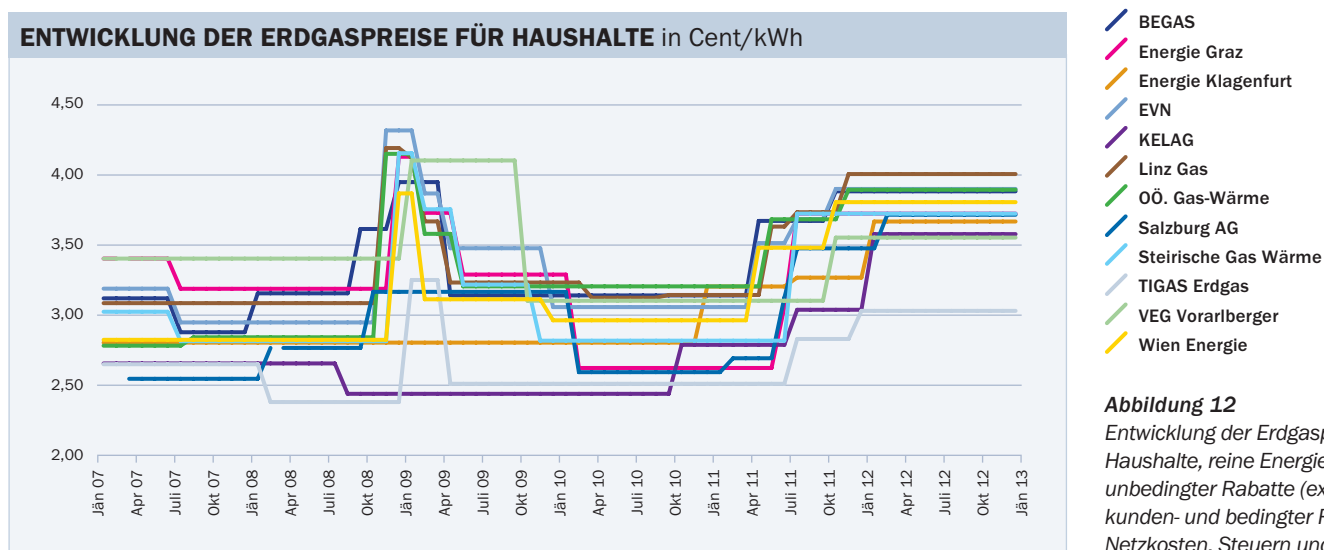
Quelle: Statistik Austria, E-Control

PREISÄNDERUNGEN DER GASLIEFERANTEN 2012

Lieferant	Inkrafttreten der Preisänderung	Energiepreis
Energie Klagenfurt GmbH (österreichweit)	01.01.2012	+ 12,20 %
Energie Klagenfurt GmbH (regional)	01.01.2012	+ 12,20 %
KELAG Kärntner Elektr.-AG (regional)	01.01.2012	+ 17,80 %
KELAG Kärntner Elektr.-AG (österreichweit)	01.01.2012	+ 16,00 %
TIGAS Erdgas Tirol	01.01.2012	+ 7,10 %
Salzburg AG	01.02.2012	+ 6,90 %

Tabelle 3
Preisänderungen
der Gaslieferanten,
Jänner bis Dezember 2012
(Musterhaushalt mit
3.500 kWh/Jahr)

Quelle: E-Control



Quelle: E-Control, Tarifkalkulator

Abbildung 12
Entwicklung der Erdgaspreise für Haushalte, reine Energie abzüglich unbedingter Rabatte (exkl. Neukunden- und bedingter Rabatte, Netzkosten, Steuern und Abgaben), im jeweiligen Netzgebiet, Standardprodukt des regionalen Lieferanten, 15.000 kWh/Jahr

ENTWICKLUNG DER WECHSELZAHLEN

2012 wechselten mehr als 23.000 Erdgaskunden ihren jeweiligen Versorger, was einer Wechselrate von 1,7% entspricht. Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt, in welchem im Berichtsjahr eine rückgängige Wechselbereitschaft verzeichnet wurde, war im Erdgasbereich ein Anstieg gegenüber dem Vorjahr festzustellen. Damit ist die Wechselrate erstmals etwas höher als im Elektrizitätsbereich. Bei den Haushalten hat es 2012 mehr als 21.000 Versorgerwechsel gegeben, was einer deutlichen Steigerung gegenüber 2011 entspricht (rund 15.000 Versorgerwechsel bei den Haushalten). Auch im Bereich der sonstigen Kleinkunden ist eine Zunahme der Wechselbereitschaft zu verzeichnen, nämlich von rund 1.700 auf mehr als 1.800. Bei den lastganggemessenen Endkunden haben 2012 insgesamt 8,2% ihren Versorger gewechselt, was ebenfalls eine deutliche Steigerung (6,1% 2011) darstellt.

Mitte November ist mit Montana Energie ein neuer Gaslieferant auf dem österreichischen Massenkundenmarkt aktiv geworden. Die Auswirkungen dieses Markteintritts können allerdings erst im Jahr 2013 analysiert werden, wenn die ersten Wechselzahlen bekannt werden.

STROMPREISE FÜR HAUSHALTSKUNDEN: ÖSTERREICH IST KEIN BILLIGES PFLASTER

Die Strompreisentwicklung für Haushaltskunden im EU-27-Durchschnitt ist steigend seit Anfang 2010. Verglichen mit dem 1. Halbjahr 2011 stiegen die Preise im 1. Halbjahr 2012 im EU-Schnitt um 4,5% (Vorjahreswert 7%). Im ersten Halbjahr 2012 befanden sich die österreichischen Haushaltsstrompreise (inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) im europäischen Vergleich der 33 Länder im oberen Drittel auf der neunten Stelle, d.h. über den EU-17- und EU-27-Durchschnitten (Abbildung 15). Deutlich teurer war es in Belgien, Zypern, Deutschland und Dänemark sowie Italien

und Irland. Ohne Steuern und Abgaben sieht der Vergleich etwas anders aus. Wesentlich höher sind die Energie- und Netzkosten zu-

sammen z.B. in Irland, Großbritannien und Belgien, fast auf gleicher Höhe liegen sie in Deutschland und Österreich.

Industriepreis Kategorie A
Industriepreis Kategorie B
Industriepreis Kategorie C
Importpreis

ENTWICKLUNG DER ERDGASPREISE FÜR INDUSTRIE in Cent/kWh

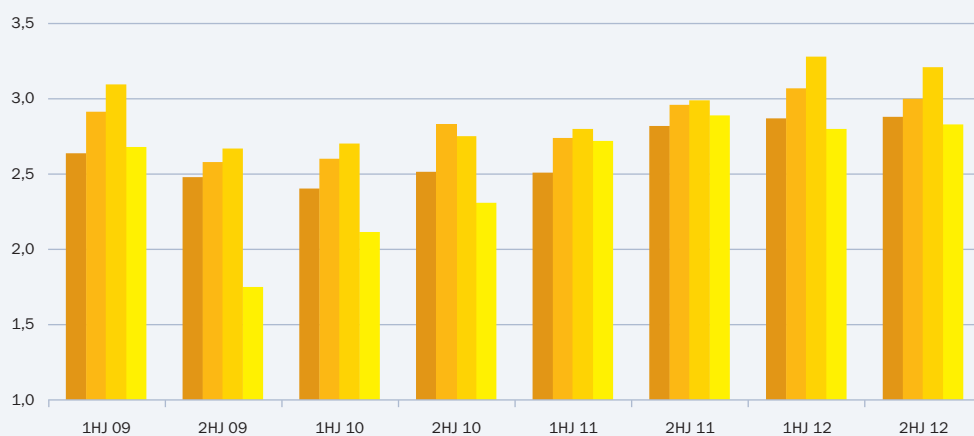


Abbildung 13
Entwicklung der Erdgaspreise für Industrie

Quelle: E-Control

Gewechselte Zählpunkte
Wechselrate

LIBERALISIERUNGSEFFEKTE IM ÖSTERREICHISCHEN ERDGASMARKT VERSORGERWECHSEL UND WECHSELRATEN

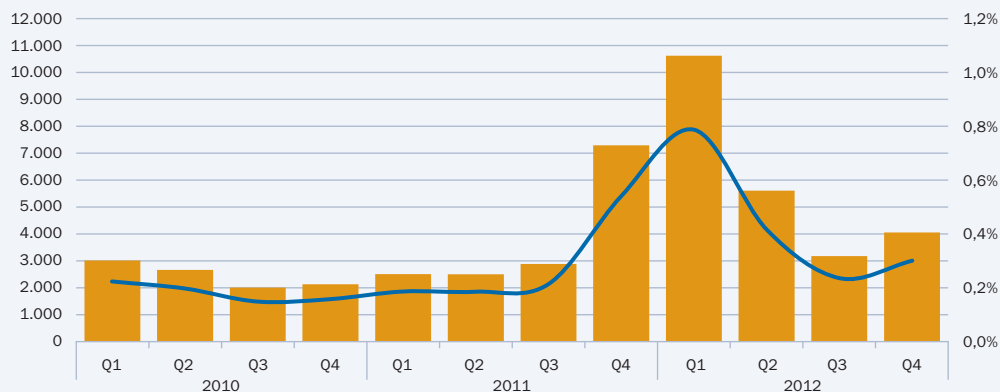


Abbildung 14
Liberalisierungseffekte
im österreichischen
Erdgasmarkt,
Versorgerwechsel und
Wechselraten

Quelle: E-Control

HAUSHALTSTROMPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH in Cent/kWh

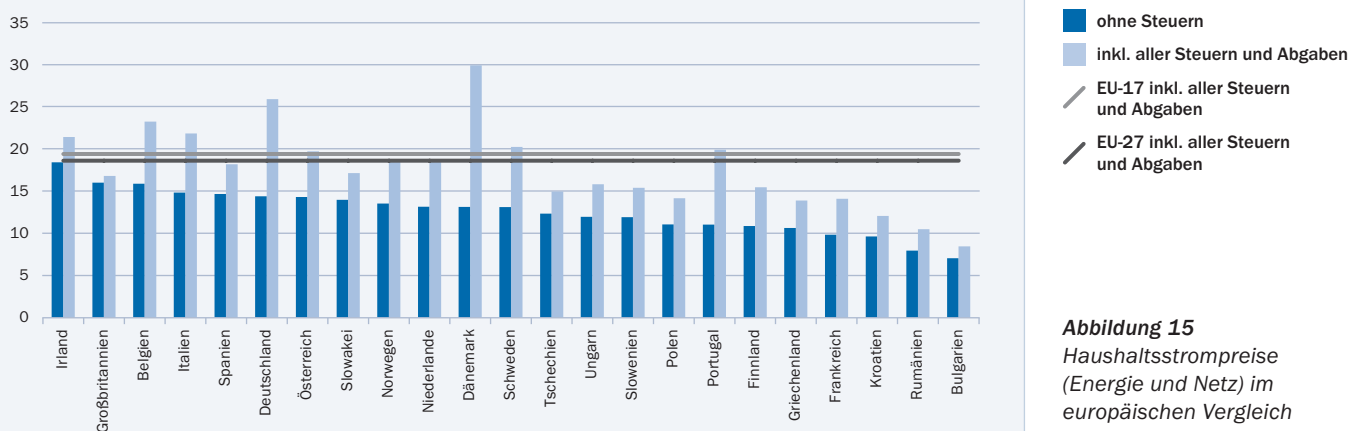


Abbildung 15
Haushaltsstrompreise
(Energie und Netz) im
europäischen Vergleich
(1. Halbjahr 2012,
2.500–5.000 kWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

STROMPREISENTWICKLUNG HAUSHALTE IM EU-VERGLEICH in %

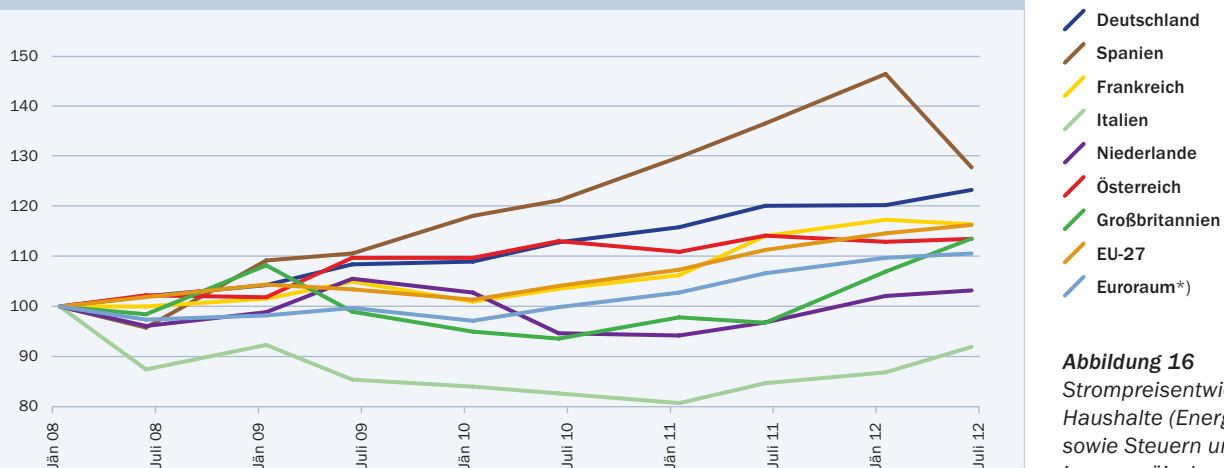


Abbildung 16
Strompreisentwicklung
Haushalte (Energie, Netz
sowie Steuern und Abgaben)
im europäischen Vergleich
(2.500–5.000 kWh/Jahr)

*) Euroraum (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17)

Quelle: Eurostat

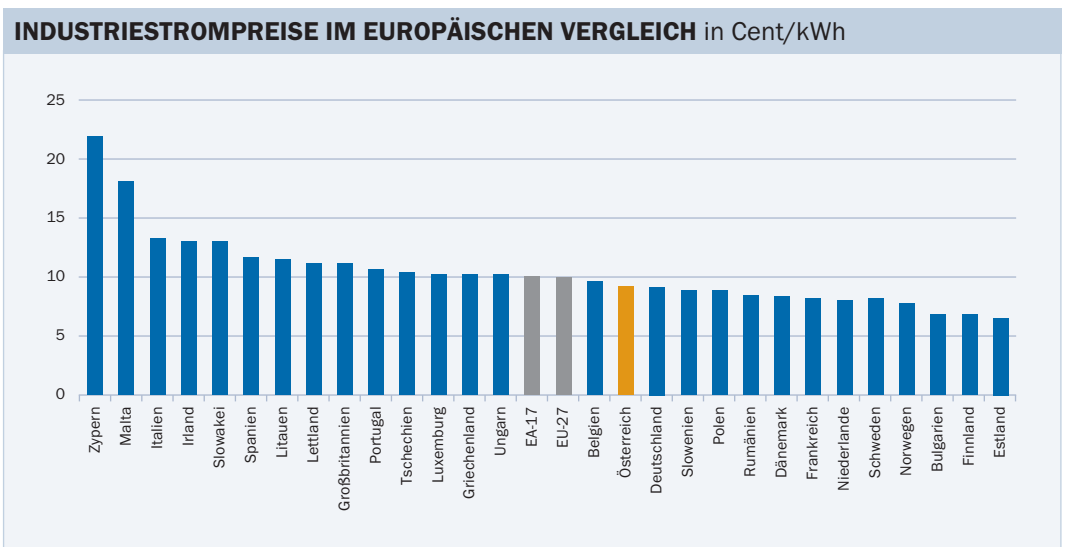


Abbildung 17
Industriestrompreise
(Energie und Netz) im
europäischen Vergleich
(1. Halbjahr 2012,
500–2.000 MWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

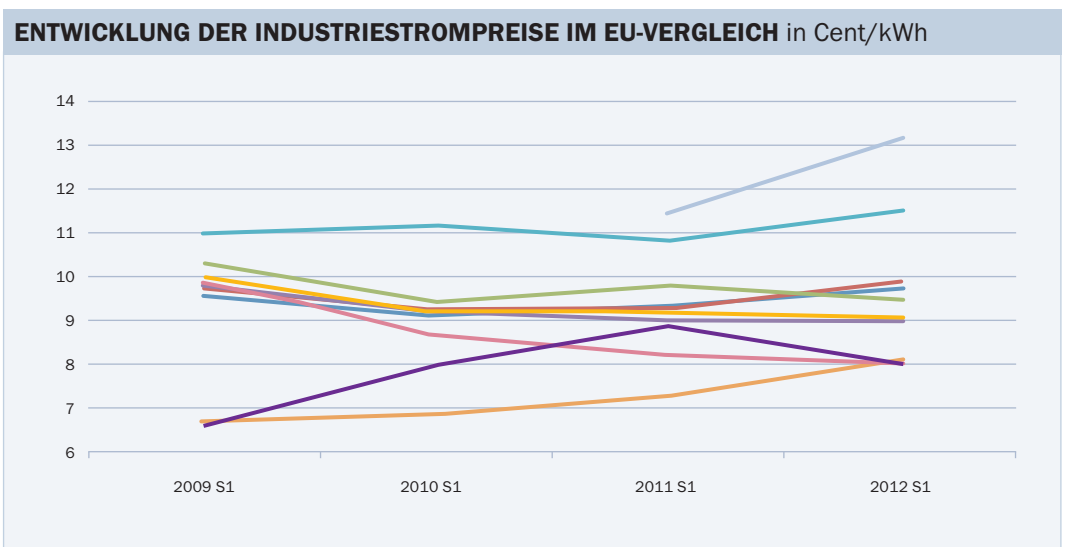


Abbildung 18
Entwicklung der Industrie-
strompreise (Energie und
Netz) im europäischen
Vergleich in Cent/kWh
(1. Halbjahr 2012,
500–2.000 MWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

STROMPREISE FÜR INDUSTRIEKUNDEN

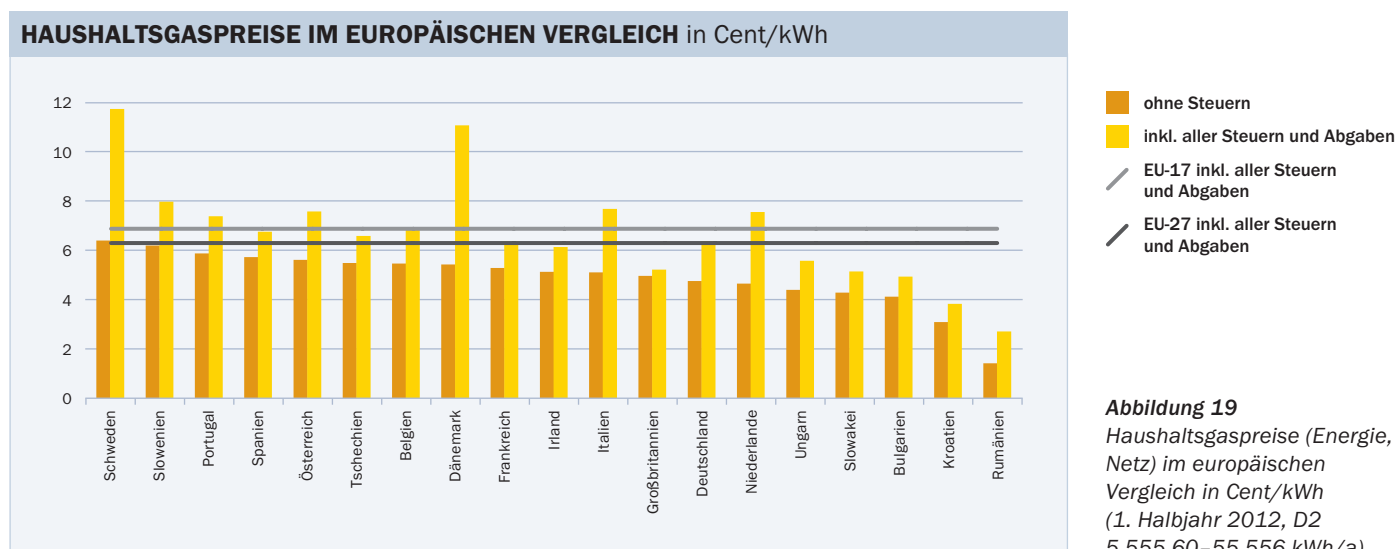
Die Industriestrompreise waren in der ersten Hälfte 2012 unterhalb der durchschnittlichen Preise in der EU, sind aber höher als in Deutschland, Frankreich und der Niederlande (Abbildung 17). Sie sind im Vergleich zu den durchschnittlichen Preisen in der EU seit 2010 gesunken (Abbildung 18).

GASPREISE FÜR HAUSHALTSKUNDEN: ÖSTERREICH LEIDER GANZ VORNE MIT DABEI.

Im ersten Halbjahr 2012 befanden sich die Haushaltsgaspreise (inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben) in Österreich im europäischen Vergleich der 27 Länder im oberen Drittel bzw. auf dem fünften Platz, deutlich

über den EU-27- und EU-17-Durchschnittswerten (Abbildung 20). Deutlich teurer war es nur in Schweden, Dänemark, Slowenien und Italien. So zahlen z.B. die Haushalte in den Niederlanden fast das Gleiche, in Spanien, Deutschland, Frankreich und Großbritannien befinden sich die Preise hingegen auf einem deutlich niedrigeren Niveau als in Österreich. Ein Musterhaushalt in Deutschland zahlt um ca. 180 € im Jahr weniger.

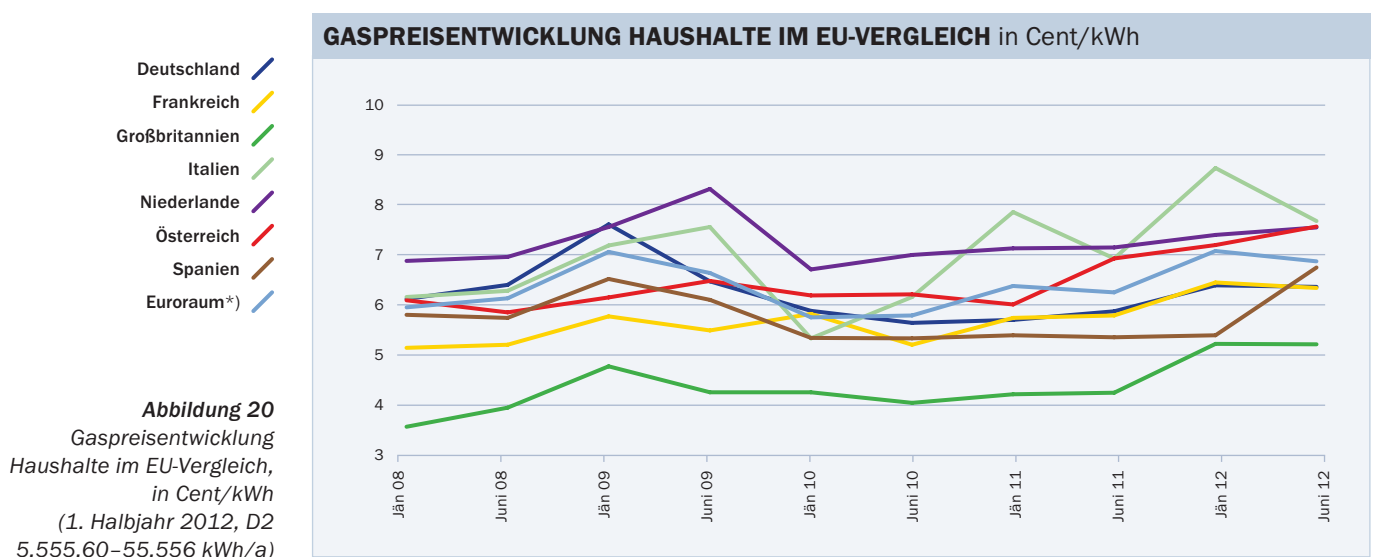
Ohne Steuern und Abgaben sieht der Vergleich etwas anders aus. Wesentlich mehr betragen die Energie- und Netzkosten zusammen z.B. in Portugal und Spanien, dagegen viel weniger in Italien und den Niederlanden sowie in Deutschland und Großbritannien.



Quelle: Eurostat

Die Gaspreise lagen bei den Haushalten in Spanien um 26% und in Großbritannien um 23% höher in der ersten Hälfte 2012 im Vergleich zum Vorjahreswert. Dabei fanden die meisten Preissteigerungen in Großbritannien im zweiten Halbjahr 2011 und in Spanien Anfang 2012 statt. In Italien, Deutschland, Frankreich und Österreich betrug die Preiserhö-

hungen zwischen 8% und 11%, wobei in Italien und Frankreich sogar eine Preissenkung in der ersten Hälfte 2012 zu beobachten war. In Deutschland fand keine Veränderung statt, in Österreich, Niederlande und Spanien setzten sich die Preissteigerungen in der ersten Hälfte 2012 jedoch fort (Abbildung 20).



*) Euroraum (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17)

Quelle: Eurostat

GASPREISE FÜR INDUSTRIEKUNDEN: GUTER DURCHSCHNITT FÜR DIE HEIMISCHE WIRTSCHAFT

Die Industriegaspreise waren in der ersten Hälfte 2012 knapp unterhalb der durch-

schnittlichen Preise in der EU, sind aber höher als in Großbritannien und den Niederlanden. Sie sind im Vergleich zu den durchschnittlichen Preisen in der EU seit 2010 leicht angestiegen.

INDUSTRIEGASPREISE IM EUROPÄISCHEN VERGLEICH in Cent/kWh

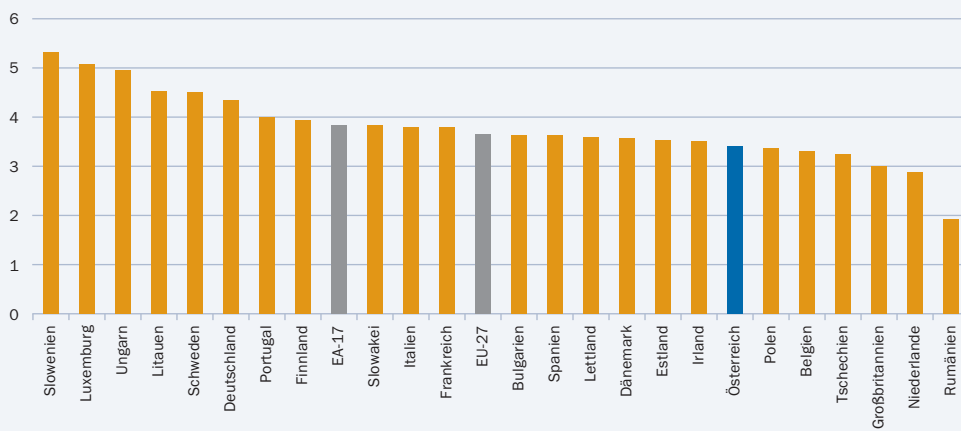


Abbildung 21
Industriegaspreise
(Energie und Netz)
im europäischen Vergleich
in Cent/kWh (1. Halbjahr
2012, Jahresverbrauch
10.000–100.000 GJ/Jahr)

Quelle: Eurostat

ENTWICKLUNG DER INDUSTRIEGASPREISE IM EU-VERGLEICH in Cent/kWh

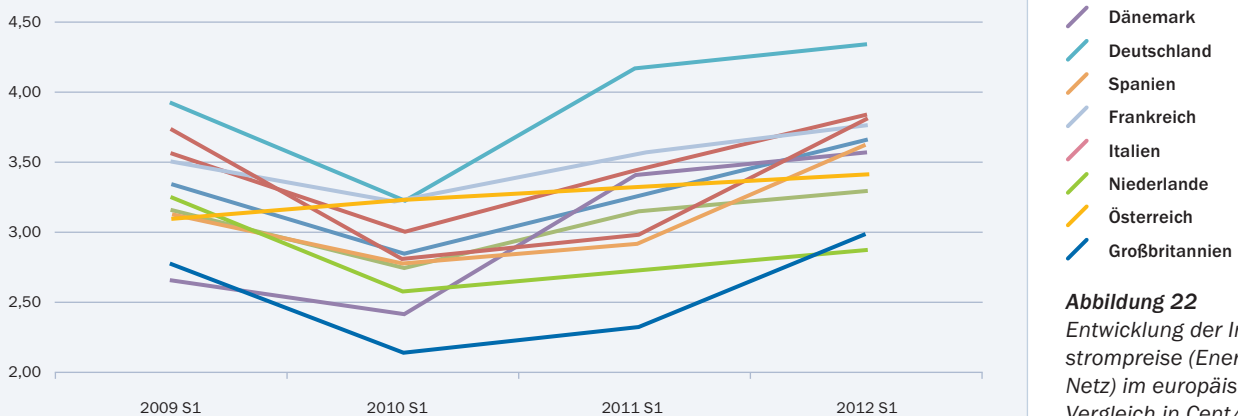


Abbildung 22
Entwicklung der Industrie-
strompreise (Energie und
Netz) im europäischen
Vergleich in Cent/kWh
(1. Halbjahr 2012,
500–2.000 MWh/Jahr)

Quelle: Eurostat

HOUSEHOLD ENERGY PRICE INDEX HEPI: HEIMISCHE HAUSHALTE STÖHNEN UNTER HOHER BELASTUNG

Strompreise

Der durchschnittliche Preis der Hauptstädte der EU-15 war bis einschließlich Februar 2012 geringer als der Preis, der Endkunden in Wien verrechnet wurde. Seit März 2012 ist der Preis in Wien geringer als der durchschnittliche Preis der Hauptstädte der EU-15, im Dezember 2012 betrug der Unterschied 0,8 Cent/kWh.

In der Mehrzahl der Hauptstädte der EU-15 sind die Strompreise inklusive aller Steuern und Abgaben von Jänner 2009 bis Dezember 2012 stark gestiegen. Dies ist größtenteils mit einem Anstieg der Steuern und Abgaben zu erklären, die oftmals deutliche Subventionen für Erneuerbare Energien beinhalten. Der Gesamtpreis in Kopenhagen ist zwar um 13 % gefallen, jedoch wurden Senkungen sowohl

beim Energiepreis als auch den Netztarifen durch Erhöhungen der Abgaben zumindest teilweise ausgeglichen. Eine Unterbrechung des Aufwärtstrends der Strompreise ist bisher nicht absehbar.

Die Regulierungsbehörden der EU-Länder sehen den stetigen Aufwärtstrend sehr besorgt und versuchten mit verschiedenen Maßnahmen zu intervenieren: So veranlasste z.B. der britische Regulator Ofgem zahlreiche Lieferanten zu einer Überarbeitung ihrer Tarife, um Preisvergleiche zu erleichtern und den Wettbewerb anzukurbeln. Als Resultat wird es Lieferanten erlaubt sein, nur noch 4 Tarife anzubieten. In Belgien wurden Preiskomponenten, die sich an der Entwicklung an internationalen Großhandelsmärkten orientieren, für mehrere Monate „eingefroren“, um die Konsumenten vor weiteren Preiserhöhungen zu schützen und unlauteres Verhalten der Lieferanten zu unter-

Durchschnitt
Hauptstädte EU-15
Wien

ENTWICKLUNG HEPI VS. WIEN in Cent/kWh, Strom

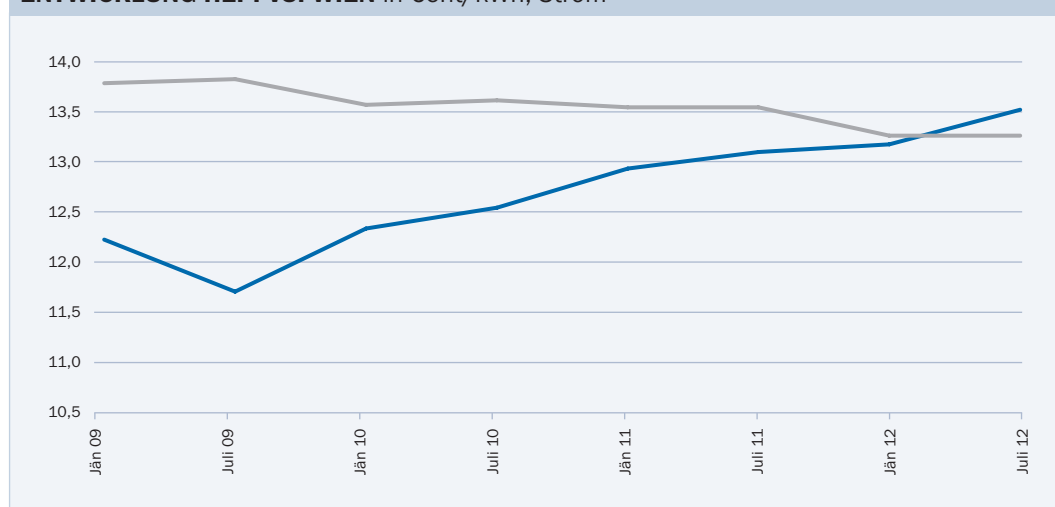


Abbildung 23
Entwicklung HEPI versus
Wien (ohne Steuern und
Abgaben)

Quelle: E-Control und VaasaETT

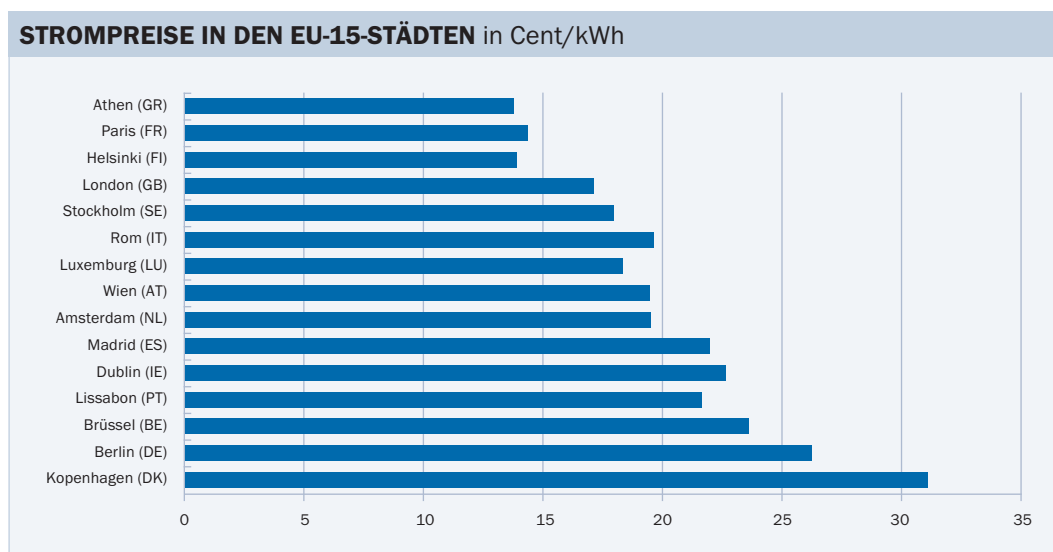


Abbildung 24
Strompreise (Energie, Netz,
Steuern und Abgaben) in den
EU-15-Städten in Cent/kWh,
Stand Dezember 2012

Quelle: E-Control und VaasaETT

binden. In anderen Ländern versucht man, durch Preisregulierung in das Marktgeschehen einzugreifen und ein zu hohes Preisniveau zu verhindern. Dabei werden die regulierten Preise jedoch in einigen Fällen so niedrig gesetzt, dass sie nicht kostendeckend sind und jeglichen Wettbewerb im Markt verhindern – auf Dauer zu Lasten der Konsumenten, die ausschließlich von Märkten mit vollständig freier Energiepreisbildung profitieren.

Dass die Preise für Konsumenten von den Lieferanten deutlich zu hoch gesetzt werden und häufig nicht mehr leistbar sind, kann man daran erkennen, dass in vielen Ländern, z. B. Frankreich, Belgien, Griechenland, Italien und Portugal, die Anzahl der Konsumenten, die unter Sozialtarifen versorgt werden, im Laufe der Jahre signifikant gestiegen ist.

Wien befindet sich sowohl 2009 als auch 2012 preislich im Mittelfeld (19,66 Cent/kWh bzw. 19,5 Cent/kWh). Hierbei darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die Lieferanten an die Endkunden Margen von durchschnittlich ca. 3–4 Cent/kWh verrechnen. Dies lässt den Schluss zu, dass die verrechneten Gesamtpreise trotz erhöhter Steuern und Abgaben deutlich geringer sein könnten. Der geringste Gesamtpreis in den Hauptstädten der EU-15-Länder wird Kunden in Athen verrechnet (11,43 Cent/kWh bzw. 13,74 Cent/kWh). Auch wenn der Gesamtpreis auf den ersten Blick sehr niedrig erscheint, kann daraus nicht geschlossen werden, dass Energie für Kunden in diesen Städten leistbar ist.

Der Anteil des Energiepreises am Gesamtpreis ist in allen Hauptstädten mit Ausnahme von Berlin, wo der Anteil konstant blieb, ge-

sunken. Damit verbunden war ein deutlicher Anstieg der Steuern und Abgaben, was durch die insbesondere ab 2011 einsetzende Förderung Erneuerbarer Energien erklärt werden kann. In Kopenhagen betrug der Anteil der Steuern und Abgaben am Gesamtpreis im Dezember 2012 57 %.

VOM NÖTIGEN KLEINGELD: STOCKHOLM MIT ABSTAND TEUERSTES PFLASTER

Gaspreise

Der Endkunden in Wien verrechnete Preis ohne Steuern und Abgaben liegt seit 4 Jahren kontinuierlich über dem durchschnittlichen Preis der Hauptstädte der EU-15. Lediglich im Jänner 2011 und Dezember 2012 liegen die Preise gleichauf.

Stockholm hat nach wie vor den höchsten Gesamtpreis, allerdings ist der schwedische Gasmarkt aufgrund seiner Größe und Relevanz nicht mit den Gasmärkten in den ande-

ren Ländern vergleichbar. Wien liegt bei den Gaspreisen, ähnlich wie bei den Strompreisen, im europäischen Mittelfeld. Ähnlich wie im Strommarkt versuchen die Regulierungsbehörden, Konsumenten preislich zu entlasten, z.B. durch das Einfrieren der Preiskomponenten, die sich an internationalen Märkten orientieren, oder durch Vereinfachung der Preiskomponenten und Einschränkung in der Produktauswahl. In Belgien dürfen Endkundenpreise nicht mehr an den Ölpreis gekoppelt sein, auch wenn man den Unternehmen einen gewissen Spielraum einräumt, bis die Verträge neu ausgehandelt sind. Ob und wie rasch diese Versuche, die Preise zu senken, greifen, ist allerdings ungewiss, da die meisten Bemühungen bisher lediglich zu kurzfristigen Preisreduktionen geführt haben. In einigen Ländern, wie z.B. Belgien, Ungarn und Italien, ist die Zahl der Konsumenten mit Sozialtarifen im Laufe der Jahre stark gestiegen.

Durchschnitt
Hauptstädte EU-15
Wien

ENTWICKLUNG HEPI VS. WIEN in Cent/kWh, Gas

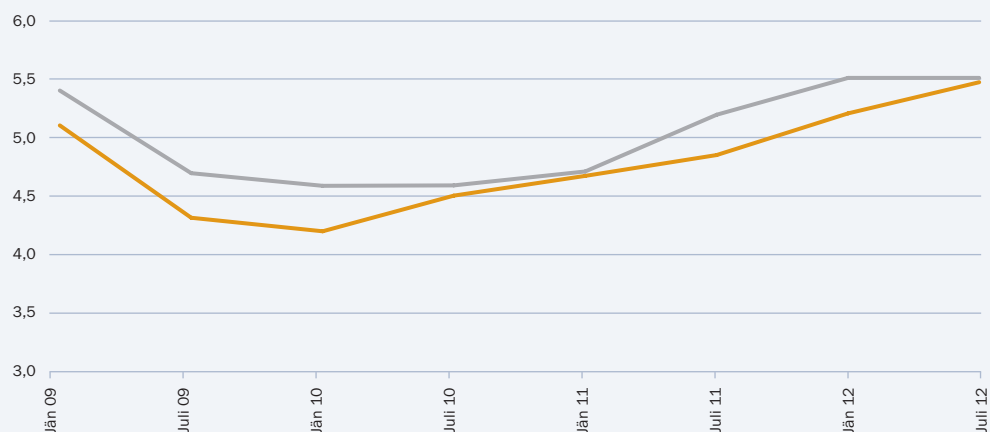


Abbildung 25
Entwicklung HEPI versus
Wien (ohne Steuern und
Abgaben)

Quelle: E-Control und VaasaETT

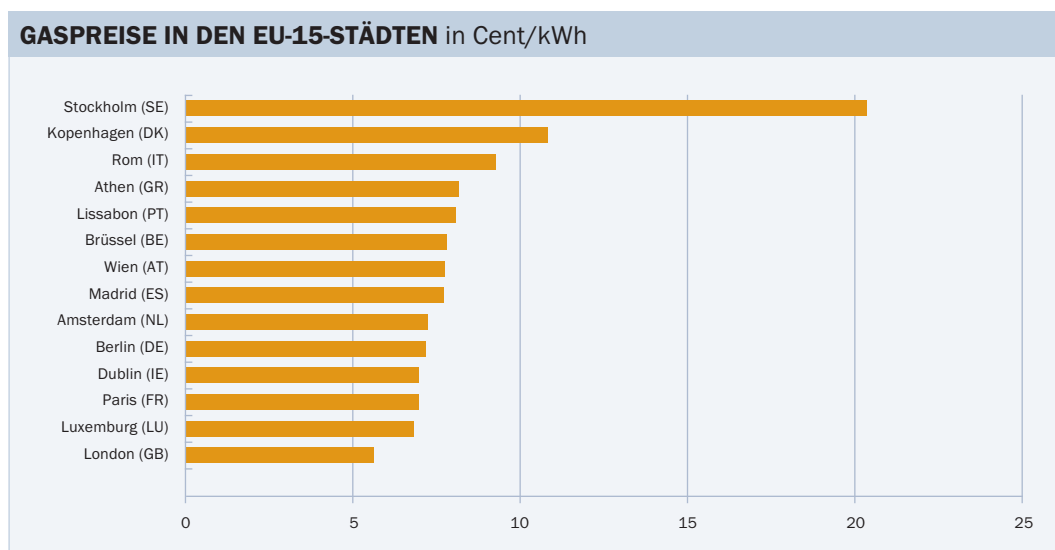


Abbildung 26
 Gaspreise (Energie, Netz,
 Steuern und Abgaben) in den
 EU-15-Städten in Cent/kWh,
 Stand Dezember 2012

Quelle: E-Control und VaasaETT

RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE INVESTITIONS-
BEREITSCHAFT FÖRDERN.





REGULIERUNG DER NETZE:

DIE ZUKUNFT GANZ EINFACH GESTALTEN.

Eine der wesentlichsten Aufgaben der E-Control besteht in der Regulierung des natürlichen Monopols der österreichischen Strom- und Gasnetze. Seit Beginn der Jahre 2006 (Stromverteilernetze) bzw. 2008 (Gasverteilernetze) werden diese Infrastrukturen im Rahmen von langfristig stabilen Anreizregulierungsregimen reguliert. Hierbei werden die tatsächlichen Kosten von den zugestandenen Erlösen für die Dauer der Regulierungsperiode entkoppelt.

Im Zuge dessen wird eine geprüfte Kostenbasis mittels Auf- und Abschlagsfaktoren, welche im Wesentlichen die Preissteigerungen der Branche sowie die branchen- und unternehmensspezifische Effizienzentwicklung abbilden, jährlich neu angepasst. Unter Berücksichtigung von Investitions- und Betriebskostenfaktoren, welche die Entwicklung der Kapital- und Betriebskosten im Laufe der Regulierungsperiode berücksichtigen, wird die angepasste Kostenbasis in jährlich neu bestimmte Entgelte übergeleitet. Während im Strombereich die Unternehmen gefordert sind, ihre Ineffizienzen innerhalb von zwei Regulierungsperioden von jeweils 4 Jahren abzubauen, beträgt der Zeitraum im Gasbereich 10 Jahre (unterteilt in zwei Regulierungsperioden von jeweils 5 Jahren).

Im Gasverteilernetzbereich wurde für 2012 die Kostenermittlung zum letzten Mal anhand der Systematik für die erste Regulierungsperiode durchgeführt. Für die zweite Regulierungsperiode (1.1.2013–31.12.2017) wurde der Regulierungsrahmen geringfügig angepasst. Zwar wurde der Zielwert (Effizienzziel) mit Ende 2017 unverändert beibehalten, jedoch wurde auf Basis einer geprüften Kostenbasis des Geschäftsjahres 2011 und anhand eines Zielerreichungsgrades der Kostenpfad für die zweite Periode neu „eingestellt“. Weiters wurden die Erweiterungsfaktoren (Betriebskos-

ten- und Investitionsfaktoren) als auch der Finanzierungskostensatz einer Revision unterzogen. Darüber hinaus wurde im Rahmen der Regulierungsformel ein Qualitätselement eingeführt, welches jedoch bis auf weiteres keine Wirkung entfalten wird. Für die Stromverteilernetze wird aktuell an der Ausgestaltung für die dritte Anreizregulierungsperiode gearbeitet. Im Gegensatz zu den Gasnetzen wird hier ein neuerlicher Effizienzvergleich mit einem ausgeweiteten Sample (Unternehmen mit einer Abgabemenge größer 50 GWh im Jahr 2008) durchgeführt werden. Darüber hinaus werden bereits implementierte Regulierungsparameter evaluiert und gegebenenfalls einer Anpassung unterzogen. Die dritte Anreizregulierungsperiode für die Stromverteilernetze wird am 1.1.2014 beginnen. Im Bereich der Stromübertragung bzw. Gasfernleitungen werden die Netzentgelte nach wie vor auf Basis jährlicher Kostenprüfungen sowie anhand genehmigter Tarifmethoden bestimmt. Die Tarifmethoden der Gasfernleitungen wurden im Jahr 2012 neu evaluiert und angepasst.

Innerhalb der obig dargestellten Systematik werden die Systemnutzungsentgelte mit 1.1. des jeweiligen Jahres für 15 Netzgebiete im Bereich der Strominfrastruktur und für 20 Gasverteilernetze jährlich neu angepasst und in den jeweiligen Verordnungsnovellen verlautbart.

DAMIT DER STROM AUCH FLIESST: NETZENTGELTE LEICHT ERHÖHT

Während die Netzentgeltanpassung (Netznutzung und Netzverluste) im Zuge der Anpassungen der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 zu einer Reduktion der Netzentgelte von durchschnittlich rund 0,5% (Gesamtösterreich über alle Netzebenen bewertet mit Mengenbasis des Jahres 2011) geführt hat, sind die Entgelte im Rahmen der Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-VO) 2013 im Durchschnitt über alle Netzebenen um 1,8% gestiegen.

Ein Großteil dieser Erhöhung entfällt vor allem auf den Netzbereich Wien und ist in erster Linie auf eine massive Erhöhung der Kosten im Zusammenhang mit den gesetzlichen Vorschriften im Zuge von Ausgliederungen, die dem Grunde nach zum Zeitpunkt der Voll liberalisierung des Elektrizitätsmarktes mit 1. Oktober 2001 bestanden haben (Pensionsverpflichtungen), zu begründen. Insgesamt

erhöhen sich für 2013 die Kosten um rund 29 Mio. Euro im Vergleich zum Vorjahr, wobei 23 Mio. Euro auf den Netzbereich Wien zurückgeführt werden können. Es zeigt sich somit, dass im Schnitt die verbleibenden Netzbereiche grundsätzlich eine stabile Entwicklung aufgewiesen haben.

Seit dem Start der Regulierungstätigkeit der E-Control im Jahr 2001 konnten für die Stromkunden bisher insgesamt mehr als 600 Mio. Euro eingespart werden. Die rückläufigen Absatzmengen der letzten Jahre, ausgelöst durch die Finanz- und Wirtschaftskrise, sind seit letztem Jahr wieder etwas im Steigen und der Druck auf die Tarifhöhe wurde dadurch etwas gemindert. Im Rahmen der kommenden Ermittlungsverfahren im Jahr 2013 werden eine neue Startkostenbasis für die dritte Regulierungsperiode ermittelt und neue Rahmenbedingungen für die nächsten Jahre festgelegt.

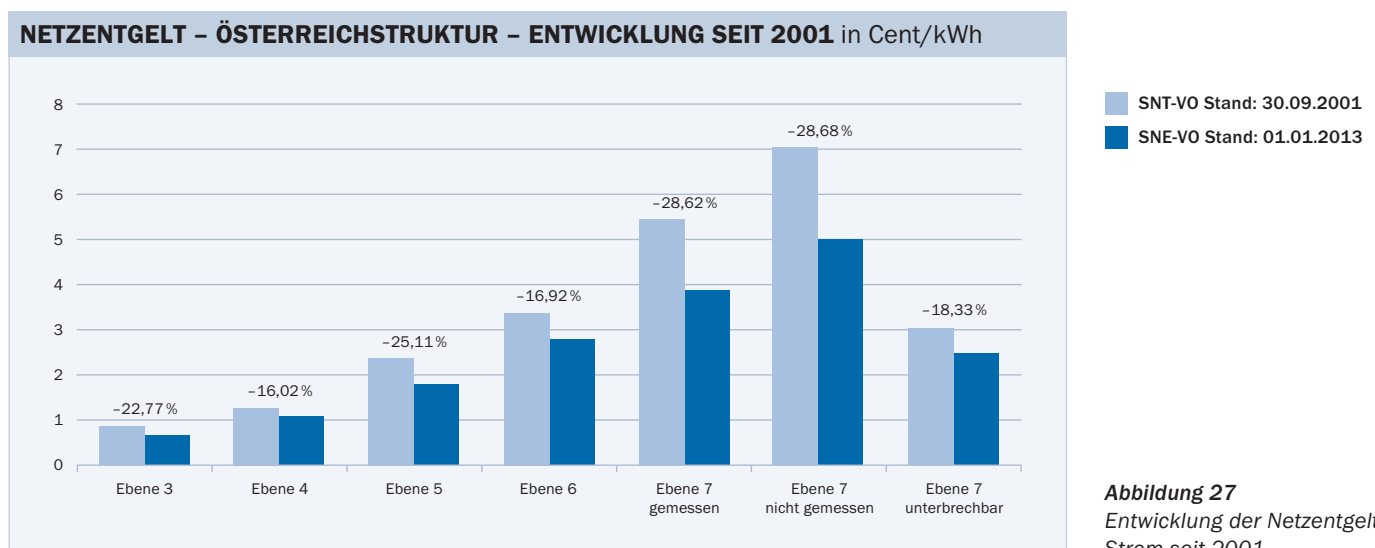


Abbildung 27
Entwicklung der Netzentgelte
Strom seit 2001

Quelle: E-Control

**Investitionen im
Gasnetz**

Nichtsdestotrotz werden aufgrund des anhaltenden Investitionsbedarfs der Stromnetze und den Preissteigerungen für Netzbetreiber Entgeltsenkungen in den nächsten Jahren nur mehr eingeschränkt realisierbar sein. Eine in den letzten Jahren stabile Entwicklung der Abgabemengen führt hierbei ebenfalls nicht zu einer Entlastung der verbrauchsabhängigen Entgelte.

**DER GELDHAHN WURDE AUFGEDREHT:
INVESTITIONEN INS VERTEILERNETZ GAS**

Für die Novelle der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung (GSNE-VO 2013 Novelle 2013) waren, wie schon in den Jahren zuvor, die Investitionen in die Süd- bzw. Westschiene mit einem geplanten gesamten Investitionsvolumen von mehr als 600 Mio. EUR bis voraussichtlich Ende 2013 wesentliche Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Entgelte. Inzwischen wurden Investitionen in Höhe von 402 Mio. EUR getätigt, hieraus resultierten bereits Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten) von über 30 Mio. EUR, welche durch die Netzentgelte zusätzlich zu tragen sind.

Die Kosten für die Süd- und Westschiene sind wesentliche Einflussfaktoren für die Kostenermittlung, da die Investitionsabgeltung bei nahezu 40 % der Kosten der Fernleitungen bzw. rund 6,5 % der gesamten Netzkosten der Regelzone Ost ausmachen.

Um auch im Verteilnetz Investitionen und zusätzliche Betriebskosten während der Anreizregulierung abdecken zu können, wird für Verteilnetzbetreiber ein Investitions- und Betriebskostenfaktor gewährt, der zusätzliche

Anreize für Investitionen im Verteilnetz (vor allem Verdichtung und damit bessere Ausnutzung des bestehenden Leitungsnetzes) bringen soll. Diese beiden Faktoren stellen sicher, dass Verteilnetzbetreiber ihre bestehenden Gasnetze sicher und zuverlässig betreiben können und darüber hinaus auch Erweiterungen zur Gewinnung neuer Kunden ermöglicht werden.

Die Tarifierungsmenge ist, im Gegensatz zum letzten Jahr, wieder gesunken. Als Mengenbasis wird ein 3-Jahresmittel der letzten verfügbaren Jahre herangezogen, für die Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2008 Novelle 2012) wurden die Mengen des Jahres 2008 bis 2010 herangezogen, für die ab 1.1.2013 in Kraft tretende Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung GSNE-VO 2013 die Mengen des Jahres 2009 bis 2011. Grund dafür ist der eingeschränkte Kraftwerkseinsatz. Daraus resultiert eine Senkung der Tarifierungsmenge um rund 3 %.

**KOSTENPRÜFUNG BRINGT
LICHT INS DUNKEL**

Aufgrund der im Jahr 2012 durchgeführten Kostenprüfung der Gasverteilernetzbetreiber zur Ermittlung der Kostenbasis für das Jahr 2013, welche entsprechend der Regulierungsparameter für die 2. Anreizregulierungsperiode in Gas angepasst wurde, konnten die kostentreibenden und somit tarifierhöhenden Auswirkungen, bedingt durch die Entwicklung der Tarifierungsmenge und Investitionstätigkeit, größtenteils ausgeglichen werden. Durch die für die GSNE-VO 2013 erstmals angewandte neue Methodik der Kostenwälzung ist die Spreizung der Tarifentwicklung zwischen

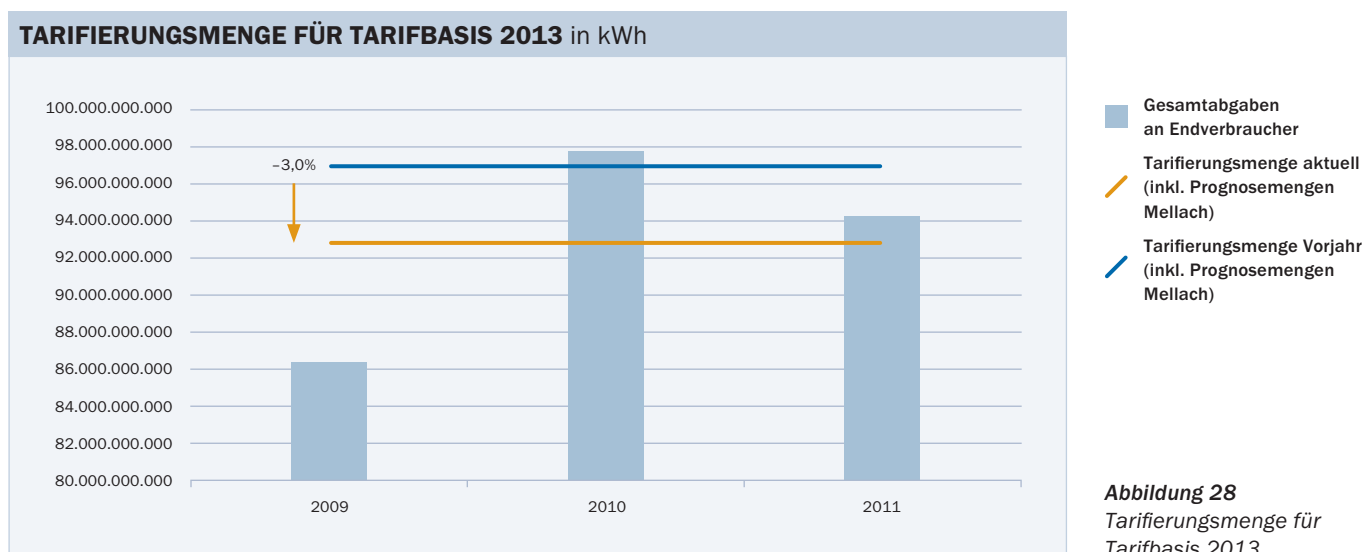


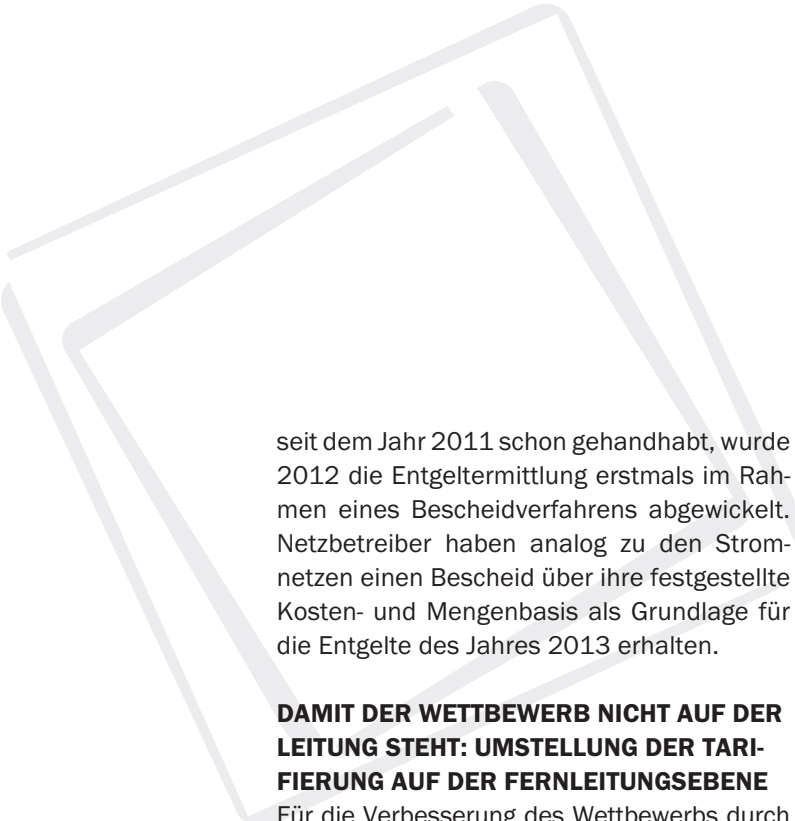
Abbildung 28
Tarifierungsmenge für
Tarifbasis 2013

Quelle: E-Control

den einzelnen Bundesländern deutlich unterschiedlich. In den Netzbereichen Burgenland, Kärnten, Niederösterreich und Salzburg sind diese Faktoren relativ stabil und es ergeben sich für diese Netzbereiche daher geringfügige Änderungen der Netznutzungsentgelte. Stärkere Änderungen gibt es etwa im Netzbereich Steiermark, wobei hier die Änderungen sehr stark durch die Investitionen in die Südschiene getrieben sind, denen jedoch aufgrund der Marktlage für Gaskraftwerke keine steigende Absatzmenge gegenübersteht. Im Netzbereich Wien kam es zu einer maßgeblichen Erhöhung der Netzentgelte, die in erster Linie auf die massive Erhöhung der nicht beeinflussbaren Kosten gemäß § 79 Abs. 6 Z 4 GWG 2011 zurückzuführen ist. Die Senkung der Entgelte im Netzbereich Oberösterreich ist zum einem Teil auf die neue Methodik der Kostenwälzung zurückzuführen, zum ande-

ren Teil durch Mengensteigerungen bedingt. Die Netzbereiche Tirol und Vorarlberg sind aufgrund separater Verteilgebiete nicht von der Umstellung der Kostenwälzungsmethodik betroffen. Die Entwicklung der Netznutzungsentgelte resultiert einerseits aus den Kosten- und Mengenentwicklungen der Netzbereiche und andererseits aus Änderungen hinsichtlich des neuen Marktmodells. Darüber hinaus ist festzuhalten, dass der Netztarif eines durchschnittlichen Haushaltskunden (15.000 kWh) seit der völligen Liberalisierung der österreichischen Gasmärkte im Oktober 2002 um mehr als 3 % gesenkt wurde.

Aktuell wurden die Netznutzungsentgelte im Gasbereich somit mit 1.1.2013 durch eine entsprechende Novelle der Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung (GSNT-VO 2013 Novelle 2013) angepasst. Wie im Strombereich



seit dem Jahr 2011 schon gehandhabt, wurde 2012 die Entgeltermittlung erstmals im Rahmen eines Bescheidverfahrens abgewickelt. Netzbetreiber haben analog zu den Stromnetzen einen Bescheid über ihre festgestellte Kosten- und Mengenbasis als Grundlage für die Entgelte des Jahres 2013 erhalten.

DAMIT DER WETTBEWERB NICHT AUF DER LEITUNG STEHT: UMSTELLUNG DER TARIFIERUNG AUF DER FERNLEITUNGSEBENE

Für die Verbesserung des Wettbewerbs durch liquide Großhandelsgasmärkte ist von entscheidender Bedeutung, dass Gas, unabhängig davon, wo es sich im Netz befindet, gehandelt werden kann. Bereits auf dem 6. Madrid Forum am 30./31. Oktober 2002 haben die meisten Interessengruppen ihre Präferenz für Entry-/Exit-Systeme zur Förderung des Wettbewerbs geäußert.

Die Verordnung Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen schreibt im Artikel 13 vor, dass die Tarife für die Netzbetreiber nichtdiskriminierend und pro Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz oder pro Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz getrennt voneinander festgelegt werden müssen, d.h. eine Tarifierung der Entry- und Exit-Punkte im Fernleitungsnetz anzuwenden ist.

Durch das Inkrafttreten des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 wurde ein wesentlicher Schritt für die Umsetzung des 3. Liberalisierungspakets gesetzt. Das Gesetz sieht vor, dass die Fernleitungsnetzentgelte ab 1.1.2013 mit dem Inkrafttreten des neuen Gasmarktmo-

dells nicht mehr auf Basis von Vertragspfaden, sondern auf Basis eines Entry-/Exit-Systems ausgestaltet werden sollen. Das bedeutet, dass die Netzbetreiber statt eines Transportpfades lediglich Einspeisekapazitäten buchen, um Gas in das Marktgebiet einzuspeisen, und Ausspeisekapazitäten buchen, um Gas wieder aus dem Marktgebiet zu entnehmen (Entry-/Exit-System). Die durch das Gesetz vorgesehenen Änderungen bedeuten für den österreichischen Gasmarkt eine durchgehende Umgestaltung der bisherigen Prozesse und die Etablierung eines Virtuellen Handelspunktes für das Marktgebiet Ost in Österreich. Damit soll eine höhere Liquidität – und damit verbunden – mehr Wettbewerb geschaffen werden.

POSITIVE EFFEKTE DURCH NEUES GASWIRTSCHAFTSGESETZ

Seit 1. Jänner 2007 erfolgte der Erdgastransit im Fernleitungsnetz zu den von der E-Control-Kommission genehmigten Allgemeinen Bedingungen und Tarifberechnungsmethoden. Aus einer gemeinschaftsrechtskonformen Umsetzung in Österreich ergeben sich zahlreiche Änderungen in der Ermittlung der bisher distanzabhängigen Netznutzungsentgelte.

Das neue Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) regelt die Grundlagen für die Ermittlung der Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber und der neu festzulegenden Entgelte. Dabei legt das GWG 2011 fest, dass die Ermittlung der Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz durch Verordnung der Regulierungskommission gem. § 70 Abs. 1 letzter Satz GWG 2011 zu erfolgen hat. Diese Verordnung erfolgt gem. § 82 GWG 2011 auf Basis einer vom Vorstand

der E-Control zu genehmigenden Methode, wobei im gleichen Bescheid die Kosten und das Mengengerüst festzusetzen sind.

Im Zuge der Verfahren mit den drei Fernleitungsnetzbetreibern in Österreich wurden einerseits die in der Methode 2007 prognostizierten Kosten und Erlöse mit den tatsächlich angefallenen Kosten und Erlösen verglichen und die Differenzen aufgerollt. Andererseits wurden die von den Unternehmen für die nächsten Jahre prognostizierten Kosten, Investitionen und kommittierten Kapazitäten einer Prüfung unterzogen und nach mehreren Korrekturrunden schlussendlich die von den Unternehmen jeweils eingereichte Methode vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt. Dadurch war die Voraussetzung geschaffen, dass die Regulierungskommission die Entry-/Exit-Entgelte festsetzen konnte.

Die E-Control hat dazu bereits im Oktober 2011 den Gutachter KEMA mit der Ausarbeitung konkreter Entgeltgestaltungsoptionen beauftragt. Dieses Gutachten wurde im Jahr 2012 fertig gestellt und veröffentlicht. Ausgehend von den bei der Methodenüberprüfung festgestellten Kosten der Fernleitungsnetzbetreiber übermittelten diese gemäß § 72 GWG 2011 einen Vorschlag für die Entry-/Exit-Tarife. Die E-Control überprüfte diese vorgeschlagenen Tarife anhand mehrerer Kriterien. Das Hauptkriterium war die Entfernung zum Virtuellen Handelpunkt (VHP) in Österreich.

Nebenkriterien bei der Ermittlung waren noch die Vermeidung von hohen Tarifsprüngen bei der Überführung der bisherigen distanzabhängigen Tarife in die Entry-/Exit-Verträge, um

keine Verteuerungen für die Shipper zu erhalten und dadurch die Gefahr zu vermeiden, dass diese die Verträge kündigen. Eine weitere Nebenbedingung der Netzbetreiber war, dass diese – trotz einheitlichen Marktgebiets – ihre Erlöse möglichst selbst erwirtschaften und keine Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern notwendig waren.

ENTRY-/EXIT-TARIFE

Nach einem intensiven Konsultationsprozess mit zahlreichen Stellungnahmen und Anhörungen wurden die Entry-/Exit-Tarife in der Sitzung der Regulierungskommission vom 19. September 2012 beschlossen, um den Fernleitungsnetzbetreibern genügend Zeit zu geben, die bisherigen Verträge zu überführen.

A photograph of a person lying in a hospital bed, wearing a blue hospital gown. The person's arms are crossed over their chest. A white, stylized frame graphic is overlaid on the right side of the image. The background is a blurred hospital room.

RAHMENBEDINGUNGEN,
AUF DIE MAN SICH TAG UND
NACHT VERLASSEN KANN.



VERSORGUNGSSICHERHEIT:

ENERGIE, AUF DIE IMMER VERLASS IST.

Die Aufgaben der E-Control im Bereich der Versorgungssicherheit bestehen in der jährlichen Überprüfung des Status der Versorgungssicherheit, den Aufgaben aus der Energielenkungsverordnung der E-Control und der Genehmigung neuer Infrastrukturprojekte – auch im Rahmen der Langfristplanungen Gas und Strom sowie bei der Setzung von Investitionsanreizen in der Tarifierung.

Langfristige Netzplanungen: Damit Strom und Gas gut ankommen.

STROM:

NETZENTWICKLUNGSPLÄNE AUF SCHIENE

Gemäß § 39 Abs. 1 ElWOG ist die E-Control zur Überwachung der Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber beauftragt. In diesem Zusammenhang wurden von den Übertragungsnetzbetreibern APG und VÜN gemäß § 37 ElWOG zum zweiten Mal die Netzentwicklungspläne eingereicht und Ende November 2012 vom Vorstand der E-Control per Bescheid genehmigt.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, jährlich Zehnjahres-Netzentwicklungspläne zu erstellen. Als Grundlage dienen Szenarien für Projekte von nationalem und internationalem Interesse, Kostenabschätzungen, Risikoanalysen sowie einzelne Projekte mit detaillierter Beschreibung.

Die Netzentwicklungspläne werden sowohl von den Übertragungsnetzbetreibern selbst als auch von der E-Control konsultiert. Anschließend erfolgt eine Prüfung auf technische und wirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Projekte durch die E-Control.

Per Bescheid werden die positiv bewerteten Projekte genehmigt. Erstmals wurden heuer

auch Projekte in die Netzentwicklungspläne aufgenommen, die keines vollständigen Neubaus von Leitungen bedürfen, sondern die Adaption von bestehenden Netzen beinhalten. Dies wird grundsätzlich als positiv bewertet, jedoch konnten aufgrund fehlender Informationen nicht alle Projekte in ausreichendem Maße und abschließend geprüft werden, sodass jene Projekte im heurigen Jahr nicht genehmigt werden konnten.

Der Prozess der Erstellung und Genehmigung der Netzentwicklungspläne konnte im Vergleich zum ersten Jahr der Genehmigung, 2011 wesentlich verbessert werden und wird in den nächsten Jahren weiter optimiert.

GAS:

NETZAUSBAUPLANUNG: LANGFRISTIGE PLANUNG (LFP) UND KOORDINierter NETZENTWICKLUNGSPLAN (KNEP)

Im GWG 2011 ist der Verteilgebietsmanager für die jährliche Erstellung eines LFP für einen Planungszeitraum von mindestens zehn Jahren verantwortlich. Weiters sieht das GWG 2011 vor, dass der Marktgebietsmanager jährlich in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern einen KNEP unter Berücksichtigung der LFP erstellt. Bei der Planung dieser

beiden Netzausbauminstrumente sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer, die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zu berücksichtigen.

Der Verteilgebietsmanager hat nach § 22 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine LFP für das Marktgebiet Ost gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG 2011 zu erstellen. Die Ziele des KNEP sind in § 63 GWG 2011 geregelt. Diese Bestimmungen sehen vor, dass es Ziel der Netzausbauminstrumente ist, das Netz hinsichtlich Deckung der Nachfrage an Kapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien, Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazitäten (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), Deckung der Transporterfordernisse bzw. der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz, zu Speicheranlagen sowie Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Versorgungssicherheits-Verordnung im Marktgebiet zu planen.

Bei der Absatzprognose (*Abbildung 29*) und Maßnahmenplanung der LFP wird gemäß den Zielen des § 22 GWG 2011 von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen.

Seit der LFP 2011 ist es gängige Praxis, vor der Einreichung zur Genehmigung eine Kon-

sultation der Ausbauprojekte bei betroffenen Marktteilnehmern durchzuführen. Für den KNEP ist dies eine gesetzliche Verpflichtung. Eine solche Konsultation wurde im Rahmen der Erstellung der Netzausbauplanungen 2012 durchgeführt um sicherzustellen, dass alle Anforderungen der betroffenen Marktteilnehmer in den Planungen berücksichtigt worden sind sowie Auswirkungen auf die betroffenen Infrastruktursysteme abgestimmt werden können.

Im Herbst 2012 musste der KNEP erstmals bei der Behörde zur Genehmigung eingereicht werden. Aufgrund des sachlichen Zusammenhangs der beiden Netzausbaupläne wurde von Seiten der E-Control angeregt, die Prozesse für die Erstellung parallel laufen zu lassen. Die E-Control hat für beide Planungen eine Konsultation der Netzbewerber durchgeführt und die Ergebnisse auf der Homepage der E-Control veröffentlicht.

Aufgrund der Rückmeldungen der Netzbewerber mussten weitere Rückfragen bei den betroffenen Verteilgebietsmanagern, Marktgebietsmanagern und Fernleitungsnetzbetreibern gehalten werden, welche eine Genehmigung im Jahr 2012 nicht möglich gemacht haben.

Ausbaumaßnahmen gemäß langfristiger Planung 2012

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre sowie die Prognosen für die Absatzentwicklung und Aufbringung von Erdgas zeigen, dass an dem bereits vorgesehenen Konzept für den Ausbau der Gasin-

Koordinierung
der Prozesse

frastruktur, welches in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, auch für den Planungszeitraum von 10 Jahren festgehalten werden muss. Die Projekte, die in der vorhergehenden LFP (2011) erarbeitet wurden, sind auch nach den aktuellen Prognosen geeignet, um die künftigen Kapazitätsanforderungen bis ins GY 2022 zu erfüllen.

Das zentrale Projekt der LFP 2012 ist die Anbindung des Speichers Haidach an das Marktgebiet Ost. Aufgrund von verbindlichen Nutzungs-Kommittierungen der Speicherunternehmen hat der Verteilgebietsmanager ein entsprechendes Projekt entwickelt und zur Genehmigung eingereicht. Aus Sicht der E-Control ist eine solche direkte Anbindung ein weiterer wichtiger Beitrag zur Entwicklung von Wettbewerb in Österreich sowie zur Versorgungssicherheit.

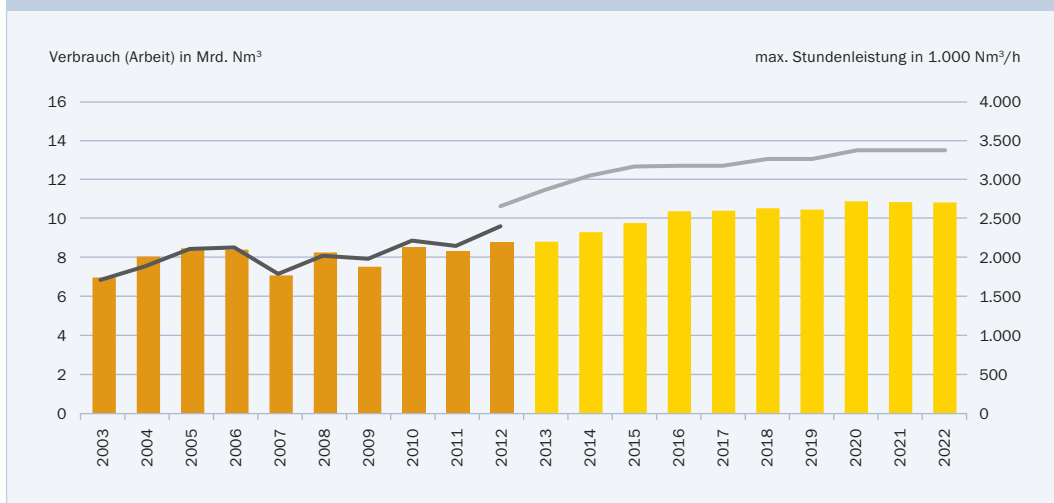
SICHER IST SICHER, SELBST IN OBERKAPPEL: AUSBAUMASSNAHMEN GEMÄSS KOORDINIERTEM NETZENTWICKLUNGSPLAN 2012

Der zentrale Punkt in dem ersten KNEP ist der physische Engpass am Grenzübergabepunkt Oberkappel. Um diesen für die Entwicklung des heimischen Marktes neuralgischen Punkt zu überwinden, hat der betroffene Fernleitungsnetzbetreiber ein Projekt zur Genehmigung eingereicht. Aus Sicht der Behörde ist die Lösung dieses Problems von höchster Priorität und muss beschleunigt werden. Bei dem erstmals erstellten KNEP ist allerdings für die Zukunft eine bessere Zusammenarbeit und Koordination zwischen den für die Erarbeitung verantwortlichen vier heimischen Fernleitungsnetzbetreibern und dem Marktgebietsmanager bzw. dem Verteilergebietsmanager, der für die Erstellung der LFP verantwortlich zeichnet, wünschenswert.

ABSATZDATEN VERTEILERGEBIET OST

Arbeit IST
Arbeit Prognose
Leistungsbedarf IST
Leistungsbedarf Prognose

Abbildung 29
Maximale Stundenleistung und Verbrauch in der Regelzone Ost. IST-Werte für die Gasjahre 2003 bis 2012 und Prognose für das Absatzszenario NB_Max für die Gasjahre 2013 bis 2022



Quelle: AGGM 2012

Status der Versorgungssicherheit: Mehr als genug.

ENTWICKLUNG VON ANGEBOT UND NACHFRAGE IM STROMMARKT: SEIT 30 JAHREN KENNT ÖSTERREICHS VERBRAUCH NUR EINE RICHTUNG

In den letzten 30 Jahren hat die Nachfrage nach elektrischer Energie in Österreich nahezu stetig zugenommen. Die größte Ausnahme bildet dabei das Jahr 2009, welches aufgrund der Wirtschafts- und Finanzkrise und dem daraus resultierenden Rückgang in der Industrieproduktion einen Verbrauchsrückgang von 3,57 Prozent verzeichnete. Auch im Jahr 2008 wurde bereits ein – wenn auch geringerer – Nachfragerückgang beobachtet. Eine negative jährliche Änderungsrate gab es beim Stromverbrauch seit 1977 lediglich im Jahr 1992. 2010 kam es dann wieder zu einem Nachfrageanstieg, während im Jahr

2011 erwartet werden kann, dass der energetische Endverbrauch (Statistik Austria) gegenüber 2010 stabil bleibt, da der Bruttoinlandsstromverbrauch (der E-Control) beinahe gleich blieb. Somit wurde das Vorkrisenniveau beinahe wieder erreicht, allerdings könnte, je nach Temperatur- und Wirtschaftslage, die Situation im Jahr 2012 bzw. 2013 wieder eine neue Entwicklung bringen. Die Analysen in diesem Bericht stützen sich aufgrund der für das Modell benötigten Aufschlüsselung Industrie/Haushalte auf den energetischen Endverbrauch der Statistik Austria. Dabei entspricht der Bruttoinlandsstromverbrauch der gesamten Versorgung der Summe aus energetischem Endverbrauch, dem Stromverbrauch des nicht-elektrischen Energiesektors, der Netzverluste und des Eigenbedarfs.

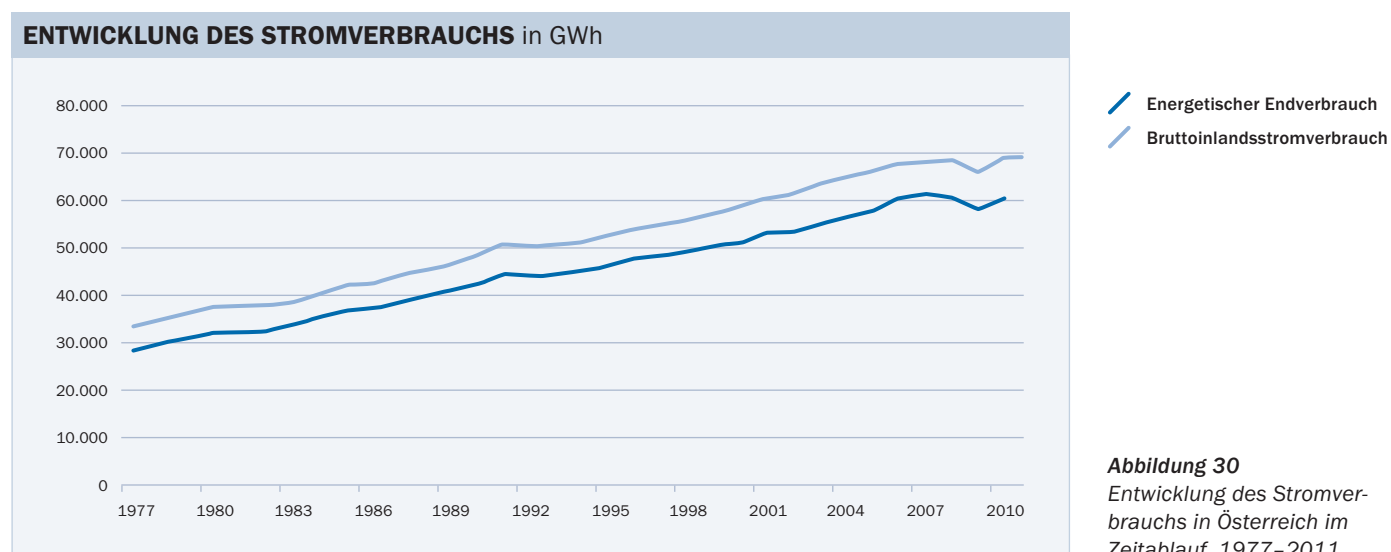


Abbildung 30
Entwicklung des Stromverbrauchs in Österreich im Zeitablauf, 1977–2011

Quelle: E-Control, Statistik Austria

LANGFRISTPROGNOSE:**WER NACH VORNE SCHAUT, SIEHT MEHR****Erwarteter Stromverbrauch in Österreich**

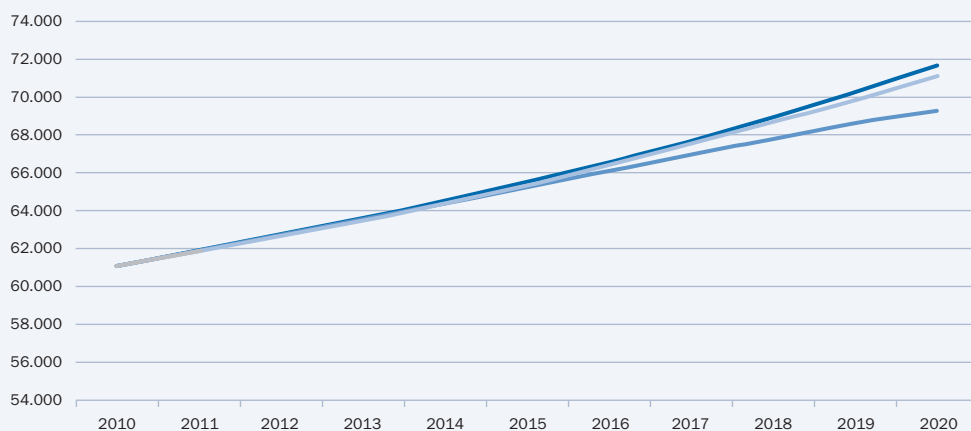
Zum Monitoring der Versorgungssicherheit wurde von der E-Control das detaillierte empirische Nachfragemodell MEDA in der aktuellen Fassung verwendet. Dieses Modell bietet unter anderem die Möglichkeit, unter Festlegung der exogenen Parameter (Wirtschafts-, Preis-, Temperatur- und Einkommenswachstum) die Entwicklung der Stromnachfrage detailliert zu prognostizieren. Eine umfassende Beschreibung des Modells und der einfließenden Parameter findet sich in den vergangenen Monitoring Berichten der E-Control, insbesondere aus den Jahren 2006 und 2007 (veröffentlicht auf www.e-control.at).

Nachfragemodell MEDA für 2020 ein energetischer Endverbrauch von 70.189 GWh erwartet, welcher einem durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchswachstum von 1,52% entspricht. Dies ist ein Anstieg gegenüber der Prognose vom Vorjahr, hier wurde ein Zuwachs von durchschnittlich rund 1,3% prognostiziert. Im Jahr davor wurde hingegen ein durchschnittliches Wachstum von 1,4% pro Jahr bis 2018 vorhergesagt. Hauptverantwortlich für diese Schwankungen zeigen sich der starke Verbrauchsrückgang in den Jahren 2008 und 2009, welcher innerhalb des Modells einen dämpfenden Effekt hatte, sowie der sprunghafte Nachfrageanstieg im Jahr 2010, welcher wiederum einen umgekehrten Effekt zeigte.

Auf Grundlage verschiedener Annahmen bezüglich der Eingangsparameter wird mit dem

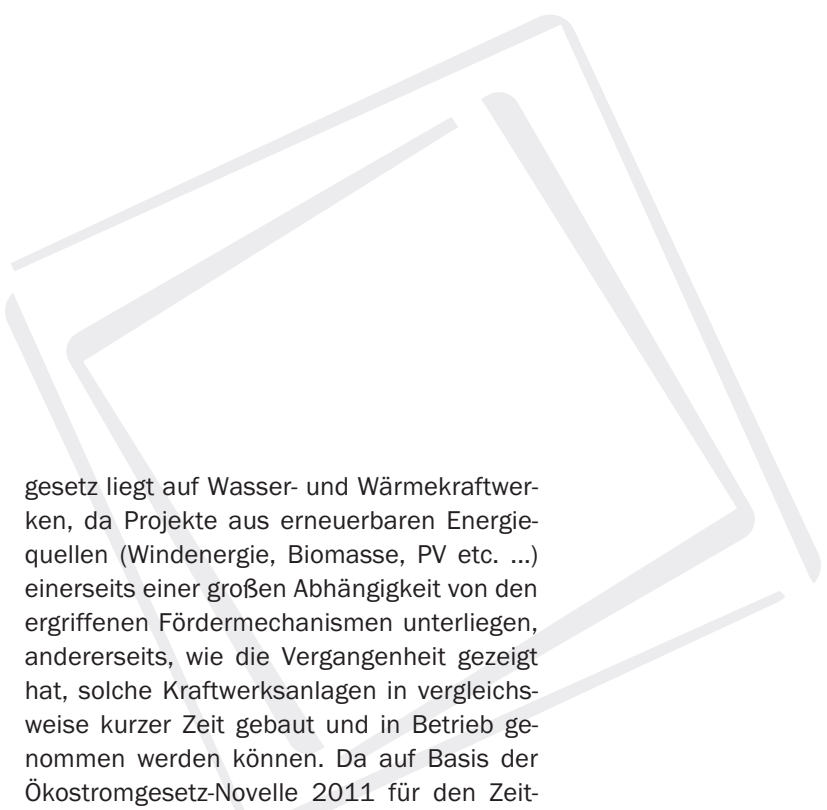
Vergleicht man die Prognose der E-Control mit Verbrauchsprognosen der Europäischen

E-Control
DG TREN
ENTSO-E Mittel

PROGNOSE DES ENERGETISCHEN ENDVERBRAUCHS in GWh**Abbildung 31**

Prognose des energetischen
Endverbrauchs im Vergleich
2011–2020

Quelle: E-Control, ENTSO-E, DG Tren



Kommission für Energie und Verkehr (DG ENER) sowie der Prognose von ENTSO-E, so lässt sich festhalten, dass tendenziell eine Verlangsamung des Stromverbrauchswachstums erwartet wird. DG ENER kommt¹² mit ihrem Modell PRIMES auf ein durchschnittliches Wachstum zwischen 2000 und 2010 von 1,7% und zwischen 2010 und 2020 von 1,4%. ENTSO-E¹³ wiederum erwartet in ihrem „System Adequacy Forecast 2010–2025“ einen durchschnittlichen Stromverbrauchszuwachs in Europa (bis 2020) um 1,47%, wobei Österreich hier laut ENTSO-E im Mittel liegt. In der *Abbildung 32* werden die beschriebenen unterschiedlichen Szenarien nochmals zusammenfassend dargestellt. Generell ist aber auffällig, dass die Endwerte für 2020 sehr nahe aneinander liegen.

FÜR DIE STROMPRODUKTION SIND VIELE FAKTOREN ENTSCHEIDEND. ZUM BEISPIEL REGEN

Die Stromproduktion wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise wirken sich Niederschlagsmengen und verfügbare Wassermengen auf die Speichereinhalte von (Pump-)Speicherkraftwerken aus. Für die Prognose zu berücksichtigen ist, dass die verfügbare Kraftwerksleistung aufgrund von Revisionen, Stillständen, Störungen, Speichervolumen, Wasserführung etc. geringer ist als die installierte Kraftwerksleistung. In der Umsetzung des § 20i Abs. 1 Energielenkungsgesetz 1982 (in der Fassung BGBl. I Nr. 106/2006) wurden für den diesjährigen Report die Kraftwerksausbauprojekte bis zum Jahr 2020 erhoben. Das Hauptaugenmerk bei der Erhebung gemäß Energielenkungs-

gesetz liegt auf Wasser- und Wärmekraftwerken, da Projekte aus erneuerbaren Energiequellen (Windenergie, Biomasse, PV etc. ...) einerseits einer großen Abhängigkeit von den ergriffenen Fördermechanismen unterliegen, andererseits, wie die Vergangenheit gezeigt hat, solche Kraftwerksanlagen in vergleichsweise kurzer Zeit gebaut und in Betrieb genommen werden können. Da auf Basis der Ökostromgesetz-Novelle 2011 für den Zeitraum der Jahre 2010 bis 2020 eine Zunahme von 2.200 MW bei Wind-, Biomasse- und Biogasanlagen angestrebt wird, ist dies ebenfalls in der Vorschau zu berücksichtigen. Aufgrund der gesetzlichen Grundlage wird dafür die Realisierungswahrscheinlichkeit für diesen Prognosebericht mit 100 % angenommen.

DECKUNGSRECHNUNG BIS 2020: DIE ZUKUNFT KANN GANZ SICHER KOMMEN

Basierend auf mit Hilfe von MEDA prognostizierte Stromverbrauchsentwicklung lässt sich nun die jährliche Lastspitze ebenfalls ökonomisch schätzen. Das dazu verwendete Verfahren eines Fehlerkorrekturmodells ist in den früheren Monitoring-Berichten der E-Control ausführlich beschrieben.¹⁴ Die dabei erhaltene Lastspitzenentwicklung (durchschnittlicher jährlicher Zuwachs zwischen 2012 und 2020 von 150 MW) wird in der *Abbildung 32* zusammen mit den erhobenen Leistungsmaxima der verfügbaren Kraftwerke dargestellt. Szenario 1 umfasst alle Projekte, die „in Bau“ sind oder für die „Außerbetriebnahme“ vorliegen und ist somit das möglichst konservative Szenario. Das 2. Szenario berücksichtigt zusätzlich alle Projekte des Status „Eingereicht“. Im Gegensatz dazu wird unterstellt, dass „Erneuerbare“ Kraft-

¹² Dazu: http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm

¹³ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

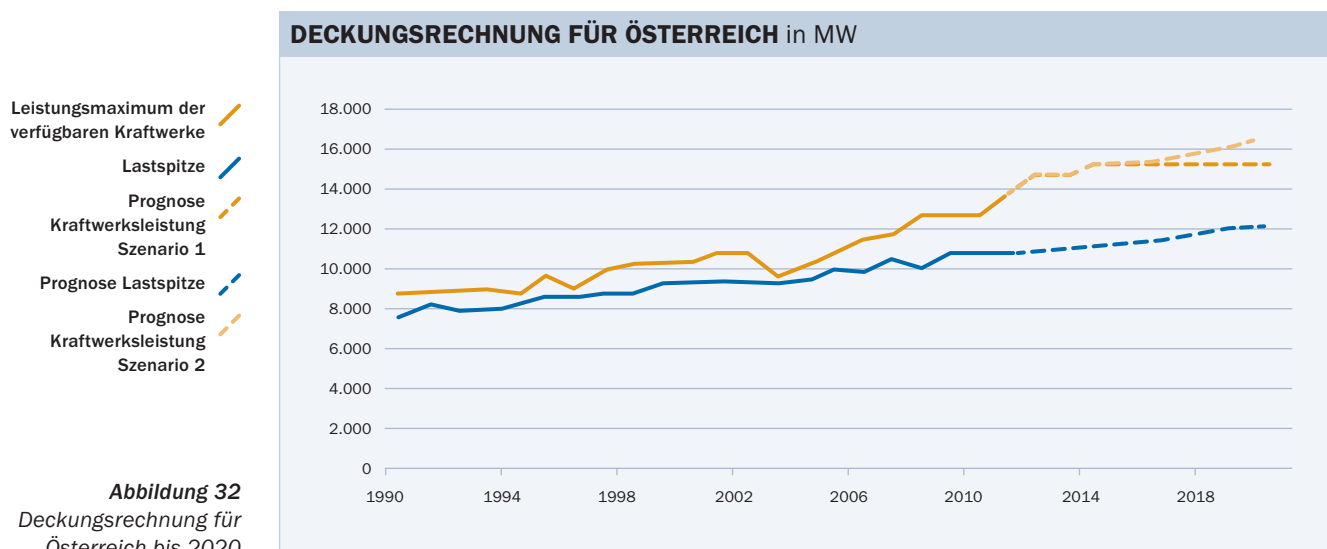
¹⁴ Siehe insbesondere den Bericht des Jahres 2006 und die Seiten 18ff:

<http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/monitoring-report-strom-2006-2016-neu.pdf>

werksanlagen auf Basis der rechtlichen Rahmenbedingungen zu 100 % verwirklicht werden.

Hieraus wird schließlich ersichtlich, dass das prognostizierte Leistungsmaximum der verfügbaren Kraftwerke über den betrachteten Zeitraum bis 2020 die prognostizierten Lastspitzen decken kann und somit keine Versorgungsprobleme erwartet werden. Allerdings ist dies auch davon abhängig, inwieweit geplante

Projekte auch tatsächlich umgesetzt werden, was aus heutiger Sicht einer gewissen Unsicherheit unterliegt. Auch ENTSO-E geht für Österreich bis 2025 von einer komfortablen Situation aus.¹⁵ Selbst im konservativen Szenario wäre ein Kapazitätsüberschuss (auch nach Abzug einer adäquaten Sicherheitsmarge) an einem durchschnittlichen Jänner 2020 von rund 3 GW vorhanden.



Quelle: E-Control

VERSORGUNGSSICHERHEIT IM GASMARKT: RUSSLAND AM ANDEREN ENDE DER LEITUNG

Rund 80% des Angebotes im österreichischen Gasmarkt werden durch Importe gedeckt, hauptsächlich aus Russland und zum Großteil auf der Basis langfristiger Verträge. 20% des Angebotes werden durch die he-

mische Produktion gedeckt. Mit der OMV Austria Exploration & Production GmbH und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) sind zwei Unternehmen in der Gasproduktion in Österreich tätig. Im Jahr 2011 wurden in Österreich insgesamt rd. 1,6 Mrd. Nm³ Naturgas¹⁶ gefördert, was rd. 20% des Inlandsgasverbrauchs entspricht. Der Hauptanteil, rd. 83%, wurde

¹⁵ Siehe https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/ENTSOE_SO_AF_2011-2025.pdf

¹⁶ Unter Naturgas wird sowohl Erdgas als auch Erdölgas verstanden.

von der OMV Austria Exploration & Production gefördert (siehe Tabelle 4). Die sicher und wahrscheinlich gewinnbaren Reserven der

beiden Unternehmen betrugen mit Stichtag 1. Jänner 2011 24,7 Mrd. Nm³.

NATURGASPRODUKTION IN ÖSTERREICH 2011			
	in Mio. Nm ³	in %	% gg. 2010
OMV Austria Exploration & Production	1.319	82,9	-10,8
Rohöl-Aufsuchungs AG	272	17,1	20,4
Gesamt	1.591	100,0	-6,6

Tabelle 4
Naturgasproduktion
in Österreich 2011

Quelle: Geologische Bundesanstalt, <http://www.geologie.ac.at/>

Die Nachfragetreiber für Gas sind vor allem die Außentemperatur und der Kraftwerkseinsatz, die einen relativ gleichmäßigen Industriebedarf überlagern. Haushalte sowie Gewerbe und Industrie sind jedenfalls immer ausreichend versorgt, sodass das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage insgesamt als ausgeglichen betrachtet werden kann.

VOR DER GASLIEFERUNG SIND ALLE VERBRAUCHER GLEICH

Grundsätzlich haben alle Nachfrager die gleiche Priorität bei der Belieferung, es ist jedoch davon auszugehen, dass in den Spitzenlaststunden eine gleichzeitige Versorgung aller Gaskunden, insbesondere mit dem gleichzeitigen Volllastbetrieb aller gasbetriebenen Kraftwerke, mangels verfügbarer Energie- und Transportkapazitäten nicht möglich wäre. Das Engpassmanagement erfolgt aufgrund der begrenzten Aufbringungsmöglichkeit versorgerseitig durch eine angepasste Kraftwerksbelieferung. Die Nachfragespitzen der Haushalte sowie Gewerbe und Industrie können jedoch jederzeit gedeckt werden.

Ausfälle von Versorgern können über den regulären Bilanzausgleich nur in geringem Ausmaß kompensiert werden, für solche Fälle sind je nach Umfang und Dauer der Unterversorgung unterschiedliche Engpassmaßnahmen vorgesehen. Im §25 GWG 2011 ist geregelt, dass im Fall von kurz- oder mittelfristigen Kapazitätsengpässen der Verteilergiebtsmanager mit den betroffenen Netzbetreibern, Bilanzgruppenverantwortlichen, Versorgern, Bilanzgruppenkoordinatoren, Speicherunternehmen bzw. Betreibern von Produktionsanlagen einen Maßnahmenplan zur Beseitigung des Engpasses erarbeitet und umsetzt.

Sollte ein Engpass mit marktkonformen Maßnahmen nicht mehr behoben werden können, sind gesetzlich geregelte Lenkungsmaßnahmen vorgesehen. Zur laufenden Beurteilung der Versorgungslage und zur Planung von Energielenkungsmaßnahmen werden seit 2007 zyklisch umfassende Datenerhebungen durchgeführt und vom Verteilergiebtsmanager und von E-Control verarbeitet.

**Zusammenarbeit aller
Marktteilnehmer im Fall
eines Engpasses**

**Umsetzung der
Verordnung (EG)
Nr. 994/2010**

**EINE INFRASTRUKTUR, DIE IM GANZEN
LAND GUT ANKOMMT**

Eine Arbeitsgruppe aus Vertretern der Gasindustrie, der abnehmenden Industrie sowie aus Konsumenten und der Regulierungsbehörde hat unter der Leitung des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend mit einem Berater die Risikobewertung gemäß Artikel 9 der Verordnung (EG) Nr. 994/2010 erstellt. Untersucht wurden der Infrastrukturstandard (N-1 Formel) gemäß Artikel 6 und der Versorgungsstandard gemäß Artikel 8.

Die Berechnung der N-1 Formel gemäß Anhang I ergibt ein Ergebnis von 161%. Die bestehende österreichische Gasinfrastruktur erfüllt also den Infrastrukturstandard (Anforderung >100%).

Generell kommt die Risikobewertung zu dem Ergebnis, dass hinsichtlich Ausbaugrad,

Qualität des österreichischen Erdgasnetzes, Speicherstätten und Produktionsanlagen die überwiegende Mehrzahl der betrachteten Störungen mit einem geringen Risiko betreffend einen Ausfall der Versorgung von geschützten Kunden bewertet werden können. Für die identifizierten Störungen mit moderatem und hohem Risiko wurden im Präventionsplan geeignete Empfehlungen zur Beseitigung festgelegt. Einige der Empfehlungen befinden sich bereits in Umsetzung.

Die Arbeitsgruppe hat auch den Notfallplan erstellt und zur Konsultation an die zuständigen benachbarten Behörden gesandt. Bei der Erstellung des Notfallplans konnte auf das bereits seit 2007 bestehende Handbuch der Krisenvorsorge in der Erdgaswirtschaft zurückgegriffen werden.

Netzqualität: Immer da, wo man sie braucht.

**STROMAUSFALLS- UND STÖRUNGS-
STATISTIK FÜR ÖSTERREICH:
SICHER IST ÖSTERREICH VORNE**

Die Versorgungszuverlässigkeit stellt ein Teilgebiet der Versorgungsqualität dar. Sie beschreibt das störungsfreie Funktionieren von einzelnen Netzelementen sowie den Netzen insgesamt und wird über die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen beurteilt. Diesem Thema wird seitens der österreichischen Regulierungsbehörde ein sehr hoher Stellenwert eingeräumt, weshalb die Versorgungszuverlässigkeit in Österreich seit

2002 von der E-Control kontinuierlich überwacht wird. Die Durchführung, Erhebung und Publikation der statistischen Auswertung der Versorgungsunterbrechungen in Österreich erfolgt auf Grundlage der Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über statistische Erhebungen für den Bereich der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätsstatistik-Verordnung 2007).

Die hierzu im Vorfeld notwendigen Datenerhebungen werden von Beginn an in Zusammenarbeit mit den österreichischen

Netzbetreibern und Österreichs E-Wirtschaft („Österreichs Energie“) durchgeführt. Seit dem Auswertungsjahr 2003 werden bei dieser Erhebung 100% der österreichischen Netzbetreiber erfasst. Die Auswertung erfolgt nach international angewendeten Standards. Als Bezugsgröße für die Bestimmung der Indikatoren kann die Leistung, die Anzahl der Kunden oder die der Netzstationen gewählt werden. Der historisch für die Österreich-Auswertung gewählte Bezug ist die Transformatornennscheinleistung (ASIDI).

Die seitens der E-Control durchgeführten Auswertungen ergeben, dass die Sicherheit der heimischen Stromversorgung im Jahr 2011 einen neuen Spitzenwert erreicht hat. 2011 betrug die Dauer der Stromausfälle durch ungeplante Versorgungsunterbrechungen (ohne geplante Unterbrechungen) 27,48 Minuten, was den niedrigsten Wert seit Beginn der Erhebungen darstellt. Die Verfügbarkeit der österreichischen Stromversorgung liegt bei 99,99 Prozent.

Der ASIDI-Wert für die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen liegt für das Berichtsjahr 2011 in Österreich bei 48,73 min (2010: 51,64 min). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich Werte von 21,26 min und 27,48 min.

ÖSTERREICH UNUNTERBROCHEN IM SPITZENFELD

Die Nichtverfügbarkeit aller Versorgungsunterbrechungen mit der Bezugsgröße Netzbetreiber (SAIDI) ist mit einer Einschränkung

zu betrachten, da die Anzahl der betroffenen Netzbetreiber von einigen Netzbetreibern derzeit lediglich geschätzt wird. Verglichen mit Vorjahreswerten ergibt auch dieser Wert für das Berichtsjahr 2011 für Österreich einen Rekordwert von 44,96 min (2010: 53,8 min). Unterschieden nach geplanten und ungeplanten Versorgungsunterbrechungen errechnen sich hier Werte von 16,89 min und 28,07 min.

In *Abbildung 33* ist der Verlauf der jährlichen ungeplanten Nichtverfügbarkeit der Jahre 2002 bis 2011 dargestellt. Die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Österreich ist geprägt von atmosphärischen Einwirkungen wie Regen, Schnee und Gewitter. Ausgewiesene Naturkatastrophen wie die Hochwasser 2005 und 2011, die europaweite Störung im Höchstspannungsnetz am 4. November 2006, die Stürme „Kyrill“, „Paula“ und „Emma“ der Jahre 2007 und 2008 sowie Nassschnee in der Steiermark im Jahr 2009 wurden bei der Berechnung gesondert berücksichtigt. Im Verlauf des Jahres 2011 gab es ein räumlich begrenztes Vorkommnis dieser Art, somit blieb auch die Anzahl der naturbedingten Ausfälle niedrig.

Ein detaillierter internationaler Vergleich ist aufgrund der oft unterschiedlichen Bewertungskriterien schwierig,¹⁷ dennoch lässt sich ableiten, dass auch im internationalen Vergleich der österreichische ASIDI-Wert einer der niedrigsten ist. Das bestätigen die Ergebnisse des kürzlich erschienenen fünften CEER-Benchmarking Reports.¹⁸ *Abbildung 34* bietet einen Eindruck der Bandbreite der Ergebnisse von Zuverlässigkeitsanalysen der

**Stromversorgung
in Österreich sehr
zuverlässig**

¹⁷ CEER, 5th Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011; (http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf)

¹⁸ Siehe Fußnote 17

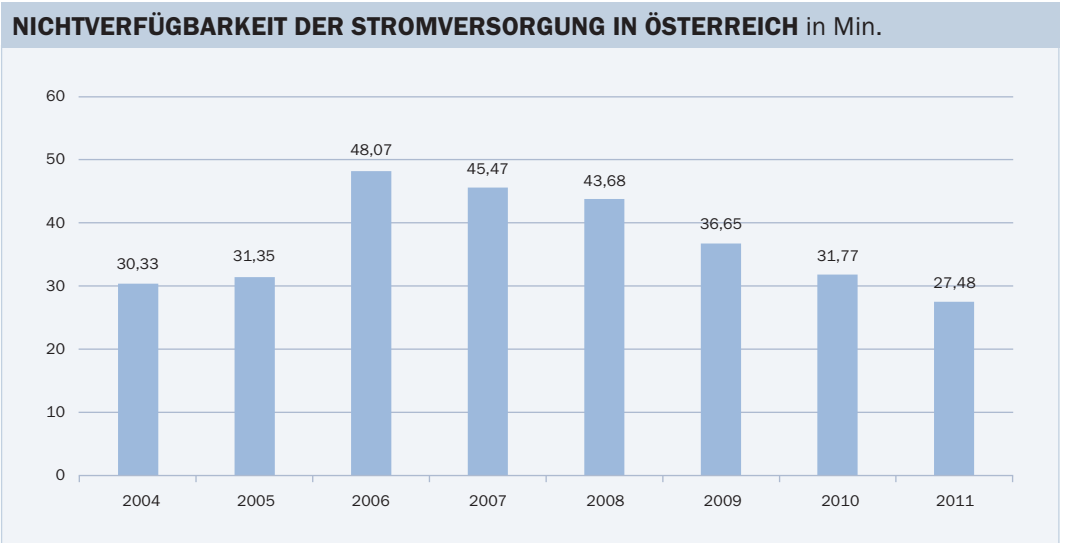


Abbildung 33
Jährliche ungeplante
Nichtverfügbarkeit (ASIDI)
der Stromversorgung in
Österreich

Quelle: E-Control

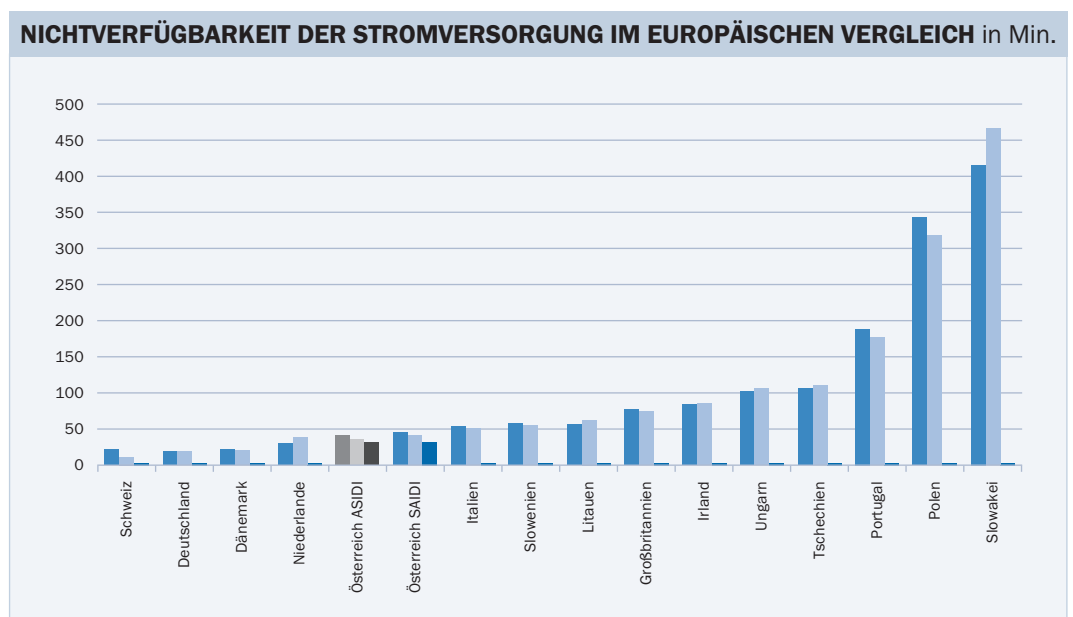


Abbildung 34
Jährliche Nichtverfügbarkeit
der Stromversorgung in
Mittelspannungsnetzen im
europäischen Vergleich
(SAIDI, nur für Österreich
auch ASIDI)¹⁹

Quelle: 5th Benchmarking Report; E-Control

Vorjahre in Europa. Es ist zu erwarten, dass Österreich mit 27,48 Minuten auch 2011 bei ungeplanter Nichtverfügbarkeit (ohne geplante Versorgungsunterbrechungen und ohne Naturkatastrophen) europaweit eine sehr gute Position einnehmen wird.

QUALITÄT UND UMFANG DER NETZwartung IM GASBEREICH:

DER BALL IST BEI DEN NETZBETREIBERN

Beim Betrieb und bei der Instandhaltung der Netze haben die Netzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der ÖVGW) einzuhalten. Eine umfassende Darstellung der Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb ist in einer von der E-Control beauftragten Studie²⁰ enthalten.

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Netze. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienst-

leistung sind die Versorgungszuverlässigkeit, die Gasqualität und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung, Dispatching). All dies mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen.

Im Rahmen des Monitorings der Qualität der Netzdienstleistung der österreichischen Gasverteilernetzbetreiber erhebt E-Control unter anderem Kenngrößen zur „technischen Qualität“ der Netzdienstleistung, die gemäß Kap. XII Abs. (3) der Allgemeinen Bedingungen für Verteilernetzbetreiber von den Verteilernetzbetreibern mindestens einmal jährlich zum 1. März für das vorangegangene Kalenderjahr zu veröffentlichen sind.

Überwachung der Netzqualität

¹⁹ Der historisch für die Österreich-Auswertung gewählte Bezug ist die Transformatornennscheinleistung (siehe ASIDI). Zuverlässigkeitszahlen mit der Bezugsgröße Netzbenutzer sind mit der Einschränkung zu betrachten, dass die Anzahl der betroffenen Netzbenutzer von einigen Netzbetreibern zurzeit lediglich geschätzt wird. An einer Verbesserung der Aussagekraft dieses Indikators (SAIDI) wird kontinuierlich weitergearbeitet, da er im internationalen Vergleich bevorzugt verwendet wird.

²⁰ Kiesselbach G., TÜV Österreich: Zusammenstellung von allgemein gültigen Mindestanforderungen an einen sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetrieb entsprechend den gesetzlichen und technischen Rahmenbedingungen in Österreich; Stand Dezember 2005 (Download unter: <http://www.e-control.at/de/publikationen/publikationen-gas/studien/gasnetzbetrieb>)



RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE STARRE GRENZEN
VERSCHWIMMEN LASSEN.



MARKTINTEGRATION:

FÜR EINEN EUROPÄISCHEN MARKT, DER KEINEN HAKEN HAT.

Zu den Aufgaben der E-Control zählt gem. § 22 Z. 4 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG) auch die Zusammenarbeit zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes.

Die E-Control kommt dieser Aufgabe im Strom- und Gasbereich vor allem durch die aktive Mitarbeit im Rahmen der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agentur) sowie im Council of European Energy Regulators (CEER) nach. Darüber hinaus arbeitet die E-Control auch auf regionaler Ebene zusammen mit anderen Regulatoren im Rahmen der ACER Gas Regional Initiative. Die internationale Mitarbeit im Strom- und Gasbereich im Jahr 2012 war einerseits geprägt von den europäischen Aufgaben im Rahmen der Mitarbeit in der Europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden sowie andererseits vom CEER-Arbeitsprogramm. Aufgabe der Agentur ist es unter anderem, die Zusammenarbeit von Regulierungsbehörden zu fördern, unverbindliche Rahmenleitlinien zu entwickeln sowie die Einhaltung von Europäischen Vorgaben zu überwachen.

EUROPA GEMEINSAM GESTALTEN: DER STROMMARKT MACHT'S VOR

Die halbjährlich von der Europäischen Kommission in Madrid und Florenz organisierten Gas- und Stromregulierungsforen dienen der Diskussion relevanter Themen zur Schaffung eines gemeinsamen Erdgasbinnenmarktes.

Vertreter der Europäischen Kommission, der Agentur, der Regulierungsbehörden, der Mitgliedstaaten, der Gasindustrie sowie betroffener europäischer Interessenvertretungen nehmen an diesen Foren teil, die zweimal im Jahr stattfinden. Bei diesen Foren wird die Arbeit der Regulatoren präsentiert. So hat die E-Control am 21. und 22. Madrid Forum, welche im März 2011 bzw. Oktober 2012 stattfanden, die Arbeit der CEER zur Harmonisierung von Tarifstrukturen im Fernleitungsnetzbereich sowie zur freiwilligen regionalen Umsetzung des Zielmodells für den Erdgasbinnenmarkt präsentiert und trug damit wesentlich zur Diskussion und Weiterentwicklung dieser Themen bei.

Seit der Gründung im März 2011 übernahm ACER auch eine koordinierende und unterstützende Funktion in der Arbeit der regionalen Initiativen. In regelmäßig stattfindenden Koordinierungstreffen werden regionenübergreifend Best-Practice-Beispiele und Erfahrungen ausgetauscht. ACER hat auch eine Monitoringfunktion inne, wodurch die Abstimmung der Arbeitsprogramme der verschiedenen Regionen erleichtert werden soll.

Strommarkt: Vier Themen, ein Ziel.

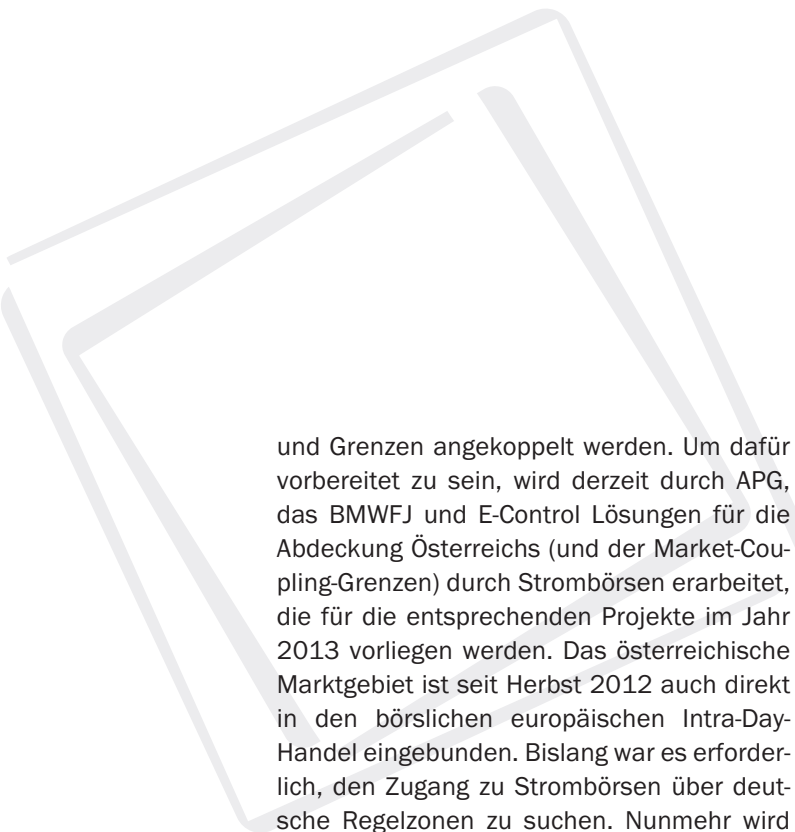
Die Initiativen zur Schaffung eines gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes wurden durch regionenübergreifende Koordination über ACER im Jahr 2012 verstärkt. Nachdem 2011 regionale Umsetzungsroadmaps für die Erreichung der Marktintegrationsziele im Jahr 2014 erarbeitet wurden, wird nun die Umsetzung der Planungen vorangetrieben. Dabei sind die vier Kernthemenbereiche langfristige Kapazitätsvergaben, Day-ahead-Market-Coupling, implizit-kontinuierliche Intra-Day-Vergabe und Kapazitätsberechnung nach wie vor Arbeitsschwerpunkte. Mittlerweile treten die definierten Abgrenzungen der Regionen etwas in den Hintergrund und regionenübergreifende Initiativen gewinnen an Bedeutung.

Die längerfristigen Kapazitätsvergaben sollen zukünftig nach einheitlichen europäischen Regeln durchgeführt werden. Die Regulierungsbehörden haben dazu in den vergangenen Monaten einen Eckpunktevorschlag erstellt und konsultiert. Für Day-ahead-Market-Coupling wird in der sog. Region North-West Europe (NWE, bestehend aus Central-Western Europe, Skandinavien und Großbritannien) ein Kernprojekt für einheitliches „Price Coupling“ erarbeitet. Geographisch ähnlich – jedoch mit etwas Verzögerung – wird die Intra-day Lösung vorbereitet. Zur Kapazitätsberechnung sind für lastflussbasierte Verfahren Vorarbeiten in den Regionen Central-Western Europe und Central-Eastern Europe in Ausarbeitung.

Österreich ist durch die zentrale Lage in den unterschiedlichen Initiativen vielfach federführend eingebunden. Die zukünftigen europäischen langfristigen Auktionsregeln werden sich an den bestehenden Regeln der Regionen CWE/CSE orientieren. Diese werden bereits an den österreichischen Grenzen zu Italien und zur Schweiz angewandt. Zusätzlich werden auch Elemente der existierenden Regeln der CEE-Region einfließen. Die E-Control hat im November 2012 die einheitlichen Auktionsregeln der CEE-Region erstmalig gemäß den landesgesetzlichen Bestimmungen in Umsetzung § 23 Abs. 2 EIWOG genehmigt. Im Hinblick auf die Entwicklung von Regelungen in europäischen Network Codes und die einheitlichen Auktionsregeln wären weitreichendere Änderungsschritte wünschenswert gewesen, diese waren jedoch durch die erforderliche regionale Koordination nicht gänzlich möglich. So werden die Anpassungen in den kommenden zwei Jahren erforderlich werden.

WENN DER STROMPREIS NEUE WEGE GEHT

Die Market-Coupling-Umsetzung in der Region NWE betrifft keine österreichische Grenze direkt, Österreich ist jedoch über die gemeinsame Preiszone mit Deutschland und die Mitgliedschaft im Pentalateralen Energieforum involviert. Das Projekt wird sich gegenüber der ursprünglichen Planung (Ziel Ende 2012) voraussichtlich auf Herbst 2013 verzögern. Danach sollen zeitnah auch andere Regionen



und Grenzen angekoppelt werden. Um dafür vorbereitet zu sein, wird derzeit durch APG, das BMWFJ und E-Control Lösungen für die Abdeckung Österreichs (und der Market-Coupling-Grenzen) durch Strombörsen erarbeitet, die für die entsprechenden Projekte im Jahr 2013 vorliegen werden. Das österreichische Marktgebiet ist seit Herbst 2012 auch direkt in den börslichen europäischen Intra-Day-Handel eingebunden. Bislang war es erforderlich, den Zugang zu Strombörsen über deutsche Regelzonen zu suchen. Nunmehr wird die bestehende Handelsplattform von EPEX Spot auch für die Regelzone APG verwendet, was direkten untertäglichen Handel von Stundenprodukten ermöglicht.

Die E-Control ist weiterhin die koordinierende Regulierungsbehörde für die Region CEE.

Nachdem für die Region die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung zur Umsetzungsreife gebracht wurde, bestanden jedoch Auffassungsunterschiede über die Priorisierung der Umsetzungsschritte, sodass im 1. Quartal 2012 eine gemeinsame Deklaration von ACER und den Regulierungsbehörden der Region vereinbart wurde, um die Schritte für die Zielerreichung vorzugeben. Die Zielsetzung: Market-Coupling und lastflussbasierte Kapazitätsvergaben in einem Schritt Ende 2013 einzuführen. Durch Verzögerungen in den Vorbereitungen und in den Market-Coupling-Initiativen in NWE wird die Zeitplanung nicht völlig aufrechterhalten werden können.

Wie bisher führt CAO sämtliche Tages-, Monats- und Jahresauktionen für die Region nach einheitlichen Regeln durch.

Gasmarkt: Mehr Spielraum für den Wettbewerb.

ERARBEITUNG VON RAHMENLEITLINIEN: DAMIT DER GASFLUSS NICHT NUR EINE RICHTUNG KENNT

Im Fokus der Arbeit stand im Jahr 2012 die Umsetzung des Dritten EU-Binnenmarktpaketes, welches unter anderem gemäß Artikel 8 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 die Erarbeitung von Rahmenleitlinien durch die Agentur zu speziellen Themen vorsieht. Diese Rahmenleitlinien dienen der Vereinigung der Europäischen Fernleitungsunternehmen (ENTSO) als Grundlage für die Erarbeitung von detaillierten Netzkodizes. Die Europäischen Regulatoren unterstützen ENTSOG proaktiv und zeitlich in der Erarbeitung der Netzkodizes, um sicherzustellen, dass diese

die Vorgaben der Rahmenleitlinien bestmöglich abbilden.

Die ersten beiden Rahmenleitlinien hatte die Agentur bereits in 2011 zu Kapazitätsallokation bzw. Ausgleichsenergiebewirtschaftung in Europäischen Gasfernleitungsnetzen erarbeitet. Im Jahr 2012 verabschiedete die Agentur im Rahmen des weiterführenden Prozesses gemäß Artikel 6 Abs. 4 der Verordnung (EG) Nr. 713/2009 begründete Stellungnahmen zu diesen Netzkodizes.

2012 lag der Schwerpunkt auf der Fertigstellung der Rahmenleitlinie zu Interoperabilität und Datenaustausch sowie der Erarbeitung

Erarbeitung von
Netzkodizes

der Rahmenleitlinie zu Regeln für harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen.

Die E-Control hat im Rahmen ihrer internationalen Mitarbeit an diesen für die europäische Marktintegration äußerst wichtigen Projekten aktiv mitgearbeitet. Die neuen Rahmenrichtlinien haben wesentlichen Einfluss auf die innerösterreichische Umsetzung des GWG 2011. Die im Netzkodex zu Kapazitätsallokation festgelegten Grundsätze wurden in der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012) bereits berücksichtigt. So ist in der GMMO-VO 2012 zum Beispiel vorgesehen, dass Kapazitäten durch Versteigerung vergeben werden sollen, dass Fernleitungsnetzbetreiber gebündelte Produkte anbieten sollen und dass es verpflichtende Quoten für die Vergabe von kurz- und mittelfristigen Kapazitäten geben soll. Auch die im Netzkodex zu Ausgleichsenergiebewirtschaftung enthaltenen Grundsätze wurden in die GMMO-VO 2012 aufgenommen, beispielsweise dass die Fernleitungsnetzbetreiber die Ausgleichsenergieabwicklung über den Kauf/Verkauf von standardisierten Produkten am Großhandelsmarkt durchführen müssen. Ebenso ist eine Tagesbilanzierung vorgesehen, wo am Tagesende die Abweichungen der vorangegangenen 24 Stunden ausgeglichen werden müssen.

GAS REGIONALE INITIATIVE SÜD-SÜD-OST: EUROPA IST MEHR ALS DIE SUMME SEINER TEILE

Die Gas Regionalen Initiativen (GRI) wurden 2006 gegründet, um das Ziel der Schaffung eines EU-Energiebinnenmarktes über den Zwischenschritt regionaler Integration zu erreichen. Zu diesem Zweck wurden drei GRI (Nordwest, Süd und Süd-Süd-Ost) etabliert.

Seit ihren Anfängen im Jahr 2006 führt die E-Control zusammen mit der italienischen Regulierungsbehörde AEEG den Vorsitz in der Region Süd Süd-Ost (SSO). In der GRI SSO sind folgende EU-Mitgliedstaaten zusammengefasst: Bulgarien, Griechenland, Italien, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechische Republik, Ungarn und Zypern. Die seit März 2011 wirksame Richtlinie 2009/73/EC sieht insbesondere unter Artikel 7 lit 1 eine verstärkte regionale Kooperation vor und stellt den rechtlichen Rahmen für die Arbeit der GRI dar.

UMSETZUNG VON PILOTPROJEKTEN UND MARKTINTEGRATION IN DER REGION: NEUE IDEEN GEHEN VOR

Das im Herbst 2011 erstellte und kontinuierlich überarbeitete Arbeitsprogramm der GRI SSO für die Jahre 2011–2014 stellt Pilotprojekte vor, im Rahmen derer Fernleitungsnetzbetreiber und Regulatoren realistische Schritte zur Erreichung des Ziels der Schaffung eines EU-Energiebinnenmarktes setzen. Von der Einführung harmonisierter Prozesse an Grenzübergangspunkten bis zu grenzüberschreitenden Ausgleichsenergieplattformen wie am CEGH (Central European Gas Hub) und der Implementierung der Vorschläge des Gas Target Models reicht die Palette an Pilotprojekten, die auf freiwilliger Basis umgesetzt werden. Der Erfolg dieser Projekte beruht daher gänzlich auf dem Engagement der beteiligten Akteure.

Ein neuer Schwerpunkt der regionalen Arbeit ist die frühzeitige Umsetzung von Vorschriften des Netzkodex zu Kapazitätsallokation im Rahmen freiwilliger Pilotprojekte. Die E-Control unternimmt gemeinsam mit der italienischen Regulierungsbehörde AEEG das

**EU-Energiebinnenmarkt
als Ziel**

**Initiative für
mehr Wettbewerb**

Pilotprojekt zur gebündelten Vergabe von Day-ahead-Kapazität am Grenzübergabepunkt Tarvisio/Arnoldstein. Ziel des Projektes ist es, gebündelte Day-ahead-Kapazitäten über eine gemeinsame Plattform zu versteigern und damit den kurzfristigen Gashandel zwischen Österreich und Italien zu fördern.

**PILOTPROJEKT CEETR/E-BRIDGE STUDIE:
DER MARKT DER ZUKUNFT IST VERNETZT**

Beim 18., 19., 20. sowie 21. EU-Gasregulierungsforum (Madrid Forum) wurden die europäischen Energieregulatoren aufgefordert, den Diskussionsprozess zur Erstellung eines europäischen Zielmarktmodells zu koordinieren bzw. die Implementierung voranzutreiben. Gem. § 12 Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 können die österreichischen Marktgebiete

auch mit benachbarten Netzen integriert werden wobei die Genehmigung der grenzüberschreitenden Marktintegration durch die Regulierungsbehörde zu erfolgen hat.

Im Rahmen der Tätigkeiten in der Regionalen Initiative Süd Süd-Ost der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) wurde E-Bridge Consulting beauftragt, sich zum einen die Auslastung der europäischen Grenzkuppelpunkte und damit die generelle Machbarkeit von Marktintegration aus Sicht der bestehenden Leitungskapazitäten anzusehen, und zum anderen, um für zwei Regionen rund um Österreich potenzielle makroökonomische Effekte einer solchen Marktintegration zu bewerten.²¹

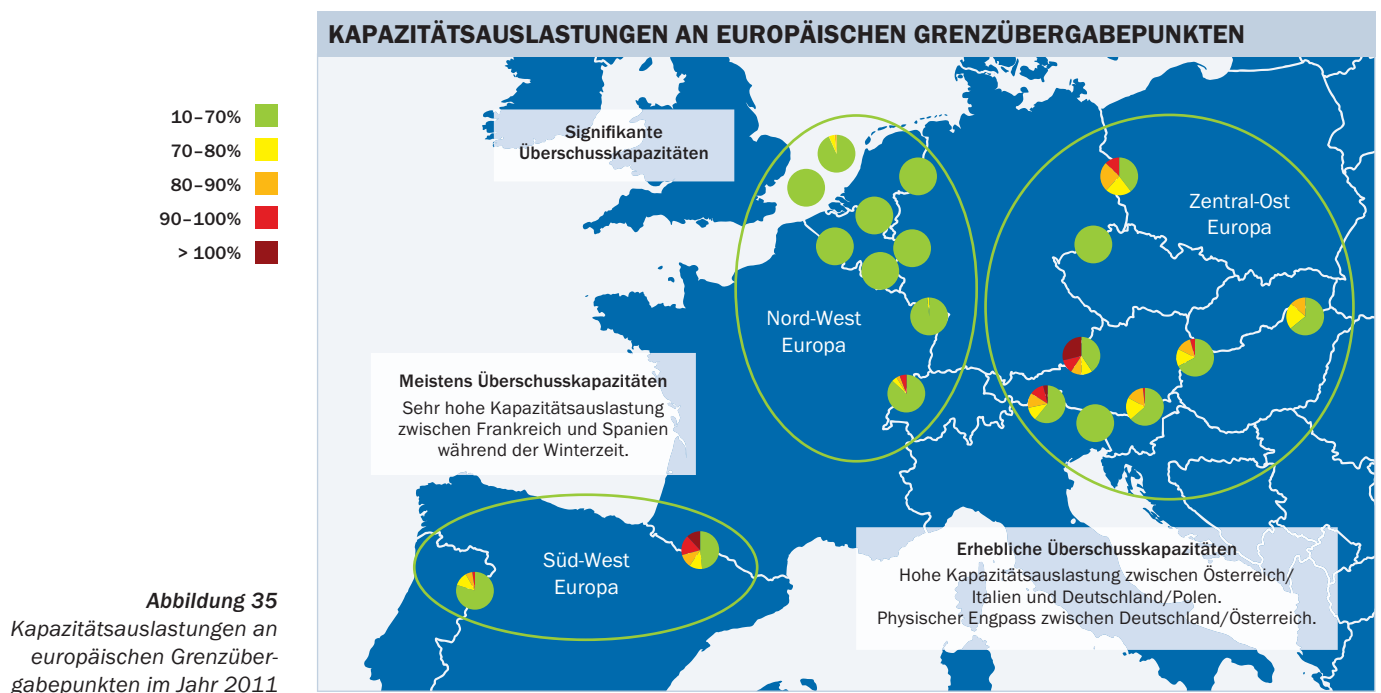


Abbildung 35
Kapazitätsauslastungen an europäischen Grenzübergabepunkten im Jahr 2011

Quelle: E-Bridge Consulting 2012

Außerdem beauftragte die E-Control eine Fallstudie, zusammen mit dem tschechischen Fernleitungsnetzbetreiber NET4GAS, dem slowakischen Fernleitungsnetzbetreiber eustream sowie der österreichischen Gasbörse Central European Gas Hub (CEGH), um Prinzipien einer solchen grenzüberschreitenden Marktintegration aus einem institutionellen Blickwinkel zu erarbeiten.²²

MARKTINTEGRATION EINFÄDELN. AUCH INS NADELÖHR OBERKAPPEL

Aus der Analyse der Auslastungsdaten der europäischen Grenzübergabepunkte im Jahr 2011 ist ersichtlich, dass prinzipiell ausreichend Kapazitäten für grenzüberschreitende Marktintegration in Europa verfügbar sind. Der Engpass am deutsch-österreichischen Grenzübergabepunkt Oberkappel sowie die relativ hohe Auslastung am österreichisch-italienischen Grenzübergabepunkt Arnoldstein stellen allerdings für Österreich eine Beschränkung der weiteren Integration mit dem deutschen bzw. italienischen Markt dar.

Für die Regionen Österreich, Tschechische Republik und die Slowakische Republik (Central East European [CEE] Region) bzw. Österreich und Italien wurden die potenziellen makroökonomischen Effekte einer grenzüberschreitenden Marktintegration betrachtet. Aufgrund der beschränkten Datenverfügbarkeit für Tschechien und die Slowakei sowie aufgrund der Tatsache, dass die Endkundenpreise in diesen Ländern derzeit reguliert werden, wurde bei der makroökonomischen Analyse ein konservativer Ansatz gewählt. Für die CEE-Region wurden Wohlfahrtsgewinne von über € 15 Mio. errechnet. Weiters ergab die Analyse, dass die Kapazitäten in dieser

Region für eine implizite Allokation von Gas und Kapazitäten, dem so genannten Market-Coupling, ausreichend sein dürften.

Aufgrund der schlechten Datenlage für Italien sowie der modell-inhärenten Risiken wurden qualitative Aussagen zu den Effekten einer Marktintegration in dieser Region getätigt. Die Studie kam zu dem Schluss, dass positive Erfahrungen der CEE-Region eine Ausdehnung auf die zweite Region sinnvoll erscheinen lässt.

Im Rahmen der Studie wurde ein Modell für die mögliche Implementierung des Trading-Region-Konzepts, welches aus dem von CEER entwickelten und vom Madrid Forum unterstützten Gas Target Model bekannt ist, für die Region Österreich, Tschechien und Slowakei erarbeitet.

GRENZEN ÜBERWINDEN, MÄRKTE INTEGRIEREN

Generell bezeichnet Trading-Region eine grenzüberschreitende Integration der Fernleitungsebenen mit der Etablierung eines Virtuellen Handelspunkts (VHP) für die gesamte Region. In jedem Land bleiben sogenannte End User Zones bestehen. Der Gasverbrauch von Endkunden wird in diesen Zonen jeweils nach nationalen Regeln ausgeglichen. Ziel einer solchen Marktintegration ist unter anderem die Erhöhung von Liquidität auf dem VHP. Generell ist festzuhalten, dass das im Rahmen dieser Studie erarbeitete Konzept dem neuen österreichischen Marktmodell vor allem in Bezug auf Kapazitätsbewirtschaftung, Tarifierung und Ausgleichsenergiebewirtschaftung weitestgehend entspricht.

**Integration
fördert Wettbewerb**

²¹ E-Bridge Consulting, 2012, Study on cross-border market integration – macroeconomic analysis of CEE region.

²² WECOM, 2012, Case study on identification of possible implementation steps of the measures proposed in the Gas Target Model.

In Hinblick auf § 12 GWG 2011 sowie in Hinblick auf die Ergebnisse der E-Bridge-Studie, die Wohlfahrtsgewinne einer Marktintegration mit Tschechien und der Slowakei prognostiziert, wird im Jahr 2013 weiter an einem Konzept für

eine mögliche grenzüberschreitende Marktintegration gearbeitet werden. Für eine tatsächliche Implementierung einer Trading Region ist eine vertiefte Analyse und Weiterentwicklung der vorliegenden Konzepte erforderlich.

Nominierter Gastransfer
in/aus der Handelsregion
(physischer Transport-
fluss oder Gegenfluss) ↔

Nominierter Gastransfer
aus dem Ausgleichs-
energiesystem der
Handelsregion in eine
Balancing Zone mit
Endkunden ↔

FALLSTUDIE FÜR MÖGLICHE IMPLEMENTIERUNGSSCHRITTE DES GAS TARGET MODELS

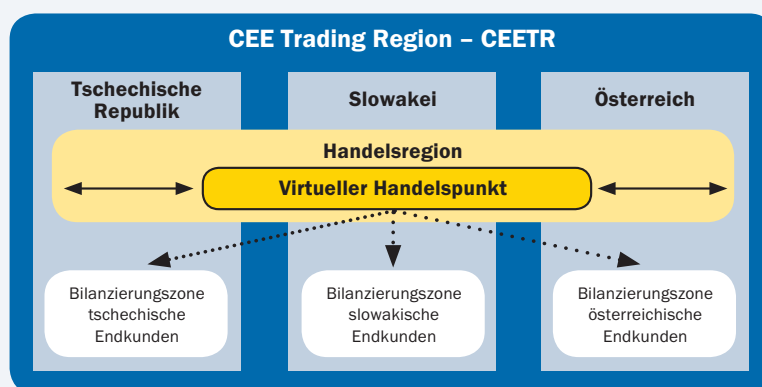


Abbildung 36

Fallstudie für mögliche
Implementierungsschritte
des Gas Target Models

Quelle: WECOM 2012

Twinningprojekte: Streben nach Balance.

Twinningprojekte (Verwaltungspartnerschaften) sind eine Initiative der Europäischen Kommission, die die Stärkung der Kapazitäten des Verwaltungsapparates in EU-Kandidaten- und -Bewerberländern sowie in Ländern der europäischen Nachbarschaftspolitik zum Ziel hat. In einem Twinningprojekt arbeiten Expertinnen und Experten von Institutionen aus dem öffentlichen Sektor in EU-Mitgliedstaaten über einen längeren Zeitraum mit ähnlichen Institutionen im Partnerland zusammen, um vor Ort konkrete Fragestellungen zu lösen und so zur Verbesserung der

administrativen Strukturen in den Zielländern beizutragen. Eine derartige Zusammenarbeit dient als wesentliche Grundlage für die Unterstützung bei der Umsetzung der im Acquis communautaire definierten Erfordernisse, damit der Beitritts- oder Angleichungsprozess erleichtert und beschleunigt wird.

Twinningprojekte werden von der Europäischen Kommission finanziert und für alle Bereiche der öffentlichen Verwaltung ausgeschrieben; die E-Control bringt sich seit 2007 aktiv in Twinningprojekte im Energiebereich ein.

ENERGIEMARKT IN KROATIEN: DAMIT EUROPA LÜCKENLOS FUNKTIONIERT

Die E-Control erhielt 2011 den Zuschlag für ein Twinningprojekt zum kroatischen Energiemarkt, das im August 2012 starten konnte. Mit einem Budget von € 500.000 handelt es sich hier um ein eher kleineres Twinning. Auf österreichischer Seite arbeitet die E-Control eng mit der Energieagentur zusammen, wobei auch Beiträge des BMWFJ und der EXAA vorgesehen sind. Auf kroatischer Seite wird das Projektteam vom dortigen Energieministerium und vier weiteren Partnern gebildet.

Inhaltlich startete die Arbeit mit einer eingehenden Analysephase, welche neben dem kroatischen Energiemarkt selbst – hier mit Schwerpunktuntersuchungen zum Thema Versorgungssicherheit und schutzbedürftige Kunden – auch auf den regionalen Energiemarkt Bezug nimmt. Zu den Highlights der ersten Projekthälfte gehören die Eröffnungskonferenz sowie diverse Workshops zu den Anforderungen des dritten Energiemarktliberalisierungspakets der EU. Während der restlichen Projektdauer werden sich die Partner mit der Weiterentwicklung eines funktionierenden Energiemarktes in Kroatien und Empfehlungen für eine verstärkte Marktöffnung beschäftigen; begleitend dazu sind weitere Informationsveranstaltungen für kroatische Marktteilnehmer geplant. Das Projekt wird mit Mitte August 2013, nahezu zeitgleich mit dem Beitritt Kroatiens zur Europäischen Union, abgeschlossen.

ANREIZREGULIERUNG IN GEORGIEN: EIN ENGAGEMENT, DAS ZUKUNFT BRINGT

Einen Monat nach dem Kroatien-Projekt startete die E-Control im September 2012 auch die Umsetzung eines weiteren Twinningss

ter Beteiligung der EXAA, der deutschen Bundesnetzagentur und der lettischen Agentur PUC. In diesem Rahmen wird die georgische Energieregulierungsbehörde GNERC bei der Entwicklung eines Anreizregulierungssystems für Stromnetze unterstützt.

Mit einem EU-Budget von € 1.100.000 und einer Laufzeit von knapp zwei Jahren konzentriert sich das Projekt auf die Themen Anreizregulierung und Versorgungsqualität. Neben der offiziellen Projekteröffnung, die am 26. Oktober 2012 in Tiflis stattfand, wurden in den ersten Umsetzungsmonaten Analysen der georgischen Situation und des derzeitigen Tarifierungssystems durchgeführt. Auf dieser Grundlage werden als Nächstes die Teilaspekte der Anreizregulierung und ihre Handhabung in unterschiedlichen europäischen Ländern betrachtet, um diese in späterer Folge zu einem Ansatz für das georgische System zusammenzuführen. In dieses sollen auch Aspekte der Versorgungsqualität mit einfließen. Zusätzlich enthält das Projekt allgemeine Elemente zur Stärkung der GNERC als Institution und Organisation.

Zur optimalen Nutzung von Synergien zwischen den Projekten wurde 2011 mit www.e-twinning.at ein Portal mit Informationen zu allen Twinningaktivitäten der E-Control geschaffen. Öffentlich zugängliche Bereiche enthalten Neuigkeiten zum Projektfortschritt, während interne Bereiche auf der Seite den Projektteilnehmern erlauben, alle relevanten Dokumente, Präsentationen, Termine etc. einzusehen und herunterzuladen. Die Website hat sich mittlerweile als erfolgreiches Kommunikationstool etabliert und wird bei der Europäischen Kommission als Best Practice betrachtet.

Erfahrungsaustausch mit (noch) Nicht-EU-Ländern

A photograph of a person wearing a red, white, and blue plaid shirt, with their hands clasped together in a prayer-like gesture. The background is blurred, showing green foliage. A white text box is overlaid on the lower left of the image.

RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE KONSUMENTENRECHTE
EFFEKTIV STÄRKEN.



ENDKUNDENAKTIVITÄTEN:

KONSUMENTEN STÄRKEN, WETTBEWERB ANKURBELN.

Neben den umfassenden regulatorischen Tätigkeiten der E-Control im liberalisierten Strom- und Gasmarkt übt die E-Control auch eine Informations- und Service-Funktion aus. Im Zuge dieser Informationspflicht führte die E-Control im Jahr 2012 eine Reihe von Maßnahmen im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit durch. Ziel dabei ist unter anderem, die Konsumenten über ihre Möglichkeiten und Rechte im freien Strom- und Gasmarkt zu informieren, damit diese umfassend von den Vorteilen der freien Lieferantenwahl profitieren können. 2012 wurden die Endkundenaktivitäten weiter verstärkt. Die Preiskalkulationstools wurden verbessert und erweitert, für Gewerbekunden wurde ein neues Tool implementiert.

Preisvergleiche für Haushaltskunden: Alle Macht dem Verbraucher.

TARIFKALKULATOR FÜR HAUSHALTE: UNABHÄNGIGKEIT, DIE VIEL WERT IST

Der Tarifikalkulator ist nach wie vor eines der wichtigsten Informationstools zu Energiepreisen der einzelnen Lieferanten, Gesamtkosten sowie Einsparmöglichkeiten bei einem Lieferantenwechsel.

Gemäß § 65 Abs. 2 EIWOG 2010 sind Stromlieferanten seit 1.1.2011 und gemäß § 121 Abs. 2 GWG 2011 Gaslieferanten verpflichtet, sämtliche preisrelevanten Daten für mit Standardprodukten versorgte Endverbraucher unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit zu übermitteln. Die elektronische Form hierfür ist die Eingabe in den Tarifikalkulator der E-Control. In der ersten Hälfte 2011 organisierte die E-Control Workshops für Lieferanten betreffend Pflege ihrer Daten im Tarifikalkulator als zusätzliche Hilfe für Neueinsteiger. Für die Gaslieferanten wurde dies im Rahmen der Gas-Akademie-Veranstaltungsreihe 2012 angeboten.

ÜBERSICHT ÜBER DAS EINSPARPOTENZIAL IM PREISMONITOR: DIE SCHERE GEHT AUSEINANDER

Der monatliche Preismonitor der E-Control, welcher auf der Website veröffentlicht wird,

zeigt für den jeweils aktuellen Monat den Gesamtkostenvergleich für Strom und Gas zwischen dem Billigstbieter und dem regionalen Lieferanten (*Abbildung 37*).

Die Preisspanne für Haushalte reicht bei Strom von 550 EUR/Jahr beim Billigstbieter in Graz bis zu 740 EUR/Jahr beim angestammten Lieferanten in Oberösterreich. (Berechnungsbasis Durchschnittshaushalt 3.500 kWh/Jahr, Preisstand Dezember 2012). Das höchste Einsparpotenzial beim Wechsel von einem regionalen Versorger zum Billigstbieter von 140 EUR/Jahr war in Oberösterreich zu finden, was eine deutliche Steigerung im Vergleich zum Vorjahreswert von 114 EUR/Jahr darstellt. Etwas über 100 EUR/Jahr könnten sich auch die Haushalte in Wien, Niederösterreich und der Steiermark dabei ersparen.

Die Erhöhung des Einsparungspotenzials in den letzten Monaten ist nur teilweise auf die höheren Neukundenrabatte zurückzuführen. Auch die Energiepreise bei den jeweiligen Bestbietern wurden zwischen 4% und 10% gesenkt, sodass die Gesamtkosten beim Bestbieter ohne Neukundenrabatte im Jahr 2012 niedriger als im Vorjahr liegen.

STROMPREISE IN ÖSTERREICH

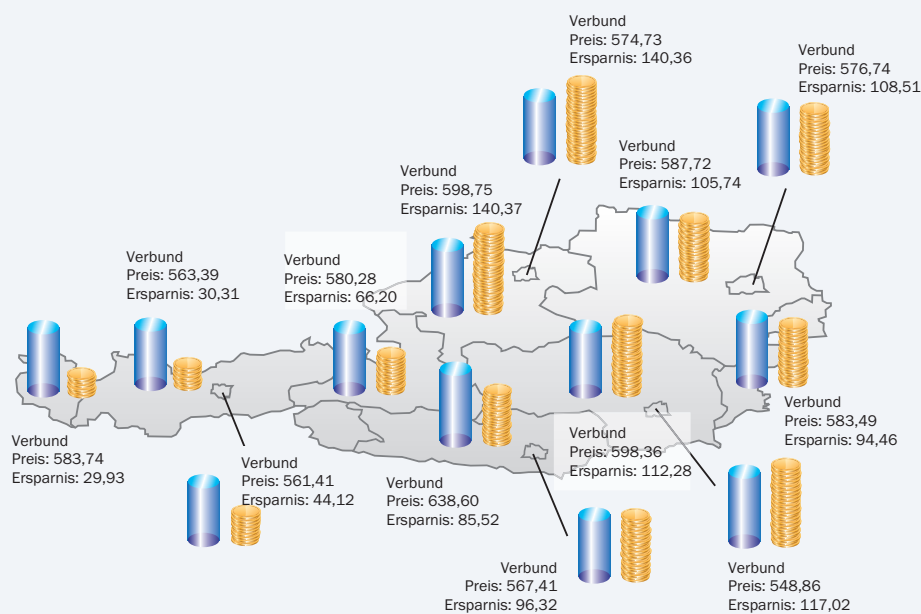


Abbildung 37

Haushaltsstromkosten (abzüglich Neukundenrabatte) beim jeweils günstigsten Anbieter innerhalb der großen Netzgebiete und das Einsparpotenzial gegenüber dem am häufigsten genutzten Produkt des lokalen Lieferanten (Jahreskosten ohne Rabatte inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben, Berechnungsbasis 3.500 kWh/Jahr, Stand 1. 12. 2012)

Quelle: E-Control

EIN KLEINER SCHRITT FÜR DIE KONSUMENTEN, EINE GROSSE ERSPARNIS FÜR IHRE GELDBÖRSE

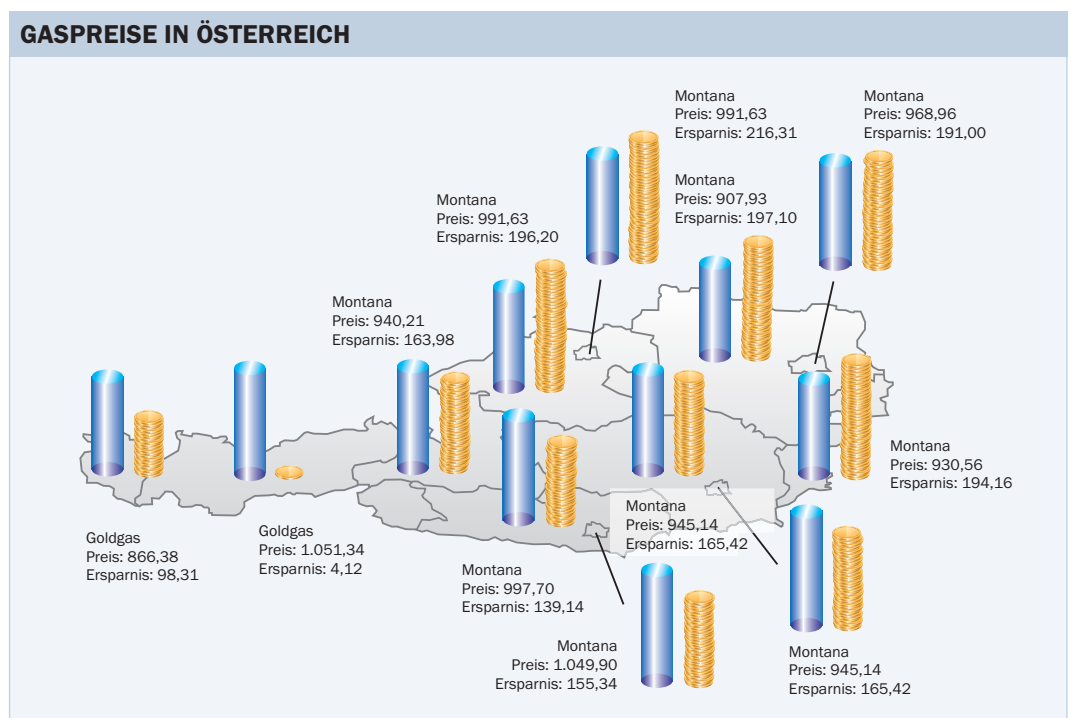
Der Preismonitor für die Gashaushaltskunden (Abbildung 38) zeigt, dass das Einsparpotenzial im Gasmarkt bis zu 216 Euro pro Jahr beträgt.

Die Einsparungen bei Gas sind im Laufe des Jahres 2012 relativ konstant geblieben, wobei einige Sprünge durch kurzfristige Rabattaktionen der alternativen Anbieter verursacht

wurden. Am meisten könnten sich die Kunden in der Regelzone Ost ersparen, vor allem im Netzgebiet Linz, wo sie bis zu 216 €/Jahr durch den Lieferantenwechsel lukrieren könnten. In Tirol und Vorarlberg ist es dagegen wesentlich weniger.

Mehr als 190 EUR/Jahr betrug das Einsparpotenzial auch in Wien, Niederösterreich, Burgenland und Linz, das sich damit im Vergleich zum Vorjahr um 20 Euro erhöhte.

Abbildung 38
Haushaltsgaskosten (abzüglich Neukundenrabatte) beim jeweils günstigsten Anbieter innerhalb der großen Netzgebiete und das Einsparpotenzial gegenüber dem am häufigsten genutzten Produkt des lokalen Lieferanten (Jahreskosten ohne Rabatte inkl. Energie, Netz, Steuern und Abgaben, Berechnungsbasis 15.000 kWh/Jahr, Stand 1. 12. 2012)



Quelle: E-Control

PREISVERGLEICH FÜR KMU-ENERGIE- PREIS-CHECK: IM HANDUMDREHEN KLARER SEHEN

Mit dem neuen KMU-Energiepreis-Check hat die E-Control ihre Servicetools um ein Angebot erweitert, das nach dem Prinzip „Kunden informieren Kunden“ funktioniert. Die Bedienung ist denkbar einfach: den aktuellen oder zuletzt bezahlten Strom- oder Gaspreis in Cent/kWh eingeben, dazu das Gültigkeitsjahr sowie die Gewerbeart und die Branche – und schon erhält man ein Ergebnis. Nämlich: Preisposition innerhalb der entsprechenden Verbrauchsgruppe Min./Max. Preis, Durchschnitt und Median der Verbrauchsgruppe

und Großhandelspreis. Das Ergebnis ist eine tabellarisch und grafisch dargestellte Übersicht mit folgenden Informationen:

- > Preisposition des Kunden innerhalb der entsprechenden Verbrauchsgruppe
- > Min./Max. Preis, Durchschnitt und Median der Verbrauchsgruppe und
- > Großhandelspreis

Somit kann der User in etwa einschätzen, ob sein eigener Preis oder der eines vorliegenden Angebotes tendenziell eher günstig oder teuer ist und daraus wichtige Schlüsse für sein weiteres Vorgehen ziehen. Hierzu be-

kommt er auf der Ergebnisseite noch eine Liste aller für ihn in Frage kommenden Lieferanten sowie Informationen über Energiepools und Energieberater. Gleichzeitig erweitert jeder User mit seiner Eingabe die Datenbasis und trägt so zur besseren Information für alle Benutzer bei. Der KMU-Energiepreis-Check setzt damit auf das Prinzip „teilen & profitieren“, das den sozialen Netzwerken im Internet grundsätzlich zugrunde liegt.

Das Tool wurde für die lastganggemessenen Kunden mit einem Stromverbrauch zwischen 100.000 kWh/Jahr bis 5 GWh/Jahr und/oder Gasverbrauch zwischen 400.000 kWh/Jahr bis 10 GWh/Jahr entwickelt.

Im ersten Jahr (2012) wurden rund 4.700 Preiseinträge über das Tool getätigt. Infolge der Plausibilitätsprüfung wurden aber ca. 7% deaktiviert, d.h., es gab bis Ende 2012 insgesamt 4.400 aktive Preise für Strom und Gas. Wöchentlich kommen dazu 60 bis 100 neue Einträge. Diese stammen bis zu 80% von den Unternehmen mit einem Jahresstrombedarf bis zu 1,2 GWh bzw. im Gasbedarf bis zu 3 GWh.

Da die Energiepreise für das vergangene, laufende und nächste Jahr eingegeben und gespeichert werden, ist es möglich, über dieses Tool auch die künftigen Beschaffungspreise zu vergleichen. Die Datenanalyse ergab, dass sowohl die Strompreise als auch die Gaspreise einen deutlichen Trend nach unten zeigen.

Tool intensiv genutzt

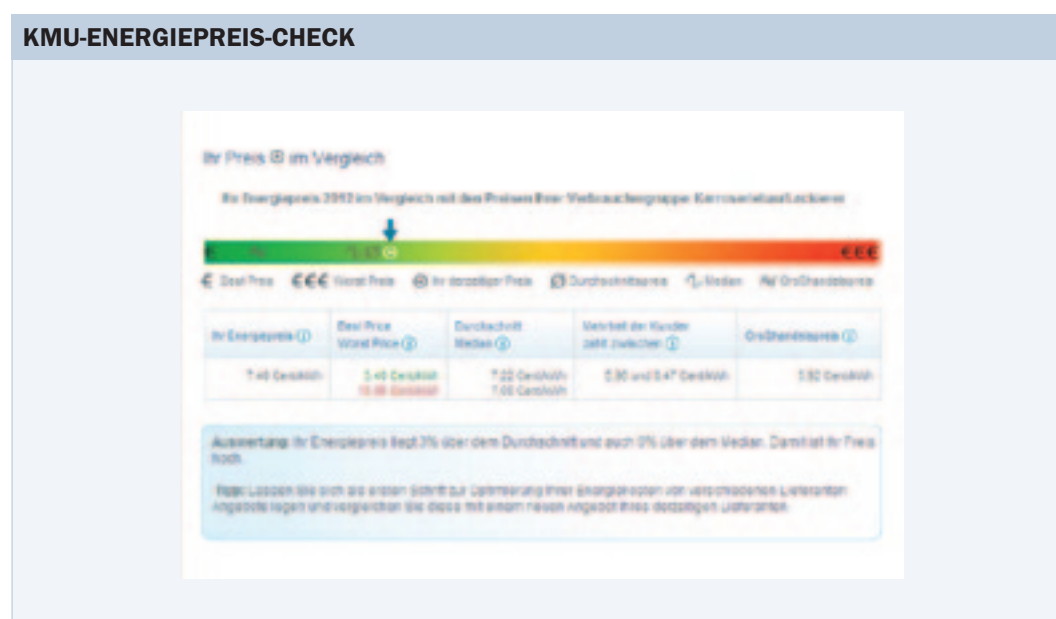


Abbildung 39
KMU-Energiepreis-Check

Quelle: E-Control

Die Energiepreise Strom für das Jahr 2013 sind im Durchschnitt 7% bis 10% niedriger als im Jahr 2012, je nachdem wie das tatsächliche Lastprofil aussieht. Die Durchschnittspreise je nach Lastprofilgruppe bewegen sich für das Jahr 2013 zwischen 6,8 bis 7,3 Cent/kWh.

Im Gasbereich sind die Energiepreise im Jahr 2013 sogar bis zu 11,5% niedriger als im Jahr 2012. Sie betragen im Durchschnitt 2,8 Cent/kWh, wenn Gas nur für die Prozesse bzw. 3,38 Cent/kWh wenn es nur für das Heizen eingesetzt wird.

ERFOLGREICHE BETRIEBSWIRTSCHAFT BEGINNT MIT DER STROMRECHNUNG

Ein Unternehmen mit einem Jahresverbrauch von 500.000 kWh/Jahr Strom und einem Ausgangspreis über dem Durchschnitt kann durch den Lieferantenwechsel und/oder geschickte Verhandlungen bis zu 11.000 Euro im Jahr einsparen und – je nach Höhe des Ausgangspreises – noch mehr. Bei einem Gasverbrauch von 500.000 kWh/Jahr beträgt das Einsparpotenzial ca. 4.000 Euro.

Preisvergleiche für Großkunden: Transparenz bringt Wettbewerb.

STROMPREISVERGLEICHE INDUSTRIE: WEIL MARKTWIRTSCHAFT NICHT VOR DER STECKDOSE AUFHÖRT

Seit dem 2. Halbjahr 2003 erhebt die E-Control zweimal jährlich (für Jänner und Juli) die Energiepreise direkt bei den österreichischen Industriekunden. Der Fragenkatalog für Juli wird gegenüber Jänner gekürzt. Vertragsdetails werden nur im Jänner abgefragt. Die Ergebnisse nach unterschiedlichen Kategorien werden anschließend auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.

Die Ergebnisse der Befragung (*Abbildung 40*) zeigen heuer im Vergleich zum Vorjahr ein geringfügiges Sinken der Industriestrompreise. Primärer Einflussfaktor für die Industriestrompreise ist die Entwicklung der Großhandelspreise, die zumeist über eine Preisformel in den Energieliefervertrag einfließen. Durch

das neue Ökostromgesetz werden die Mehraufwendungen für Ökostrom nicht mehr von den Lieferanten verrechnet, wodurch die Energiepreise im 2. Halbjahr sanken.

Auf der Homepage können sich interessierte Industriekunden jederzeit neu zur Erhebung anmelden. Dieses Service wird von den Unternehmen gut angenommen. Die Stichprobe wurde dieses Jahr um Unternehmen, die nicht mehr an der Erhebung teilnehmen wollten, bereinigt, was den Rückgang der Anzahl der registrierten Unternehmen erklärt. Die Anzahl der Teilnehmer an der Erhebung blieb jedoch stabil.

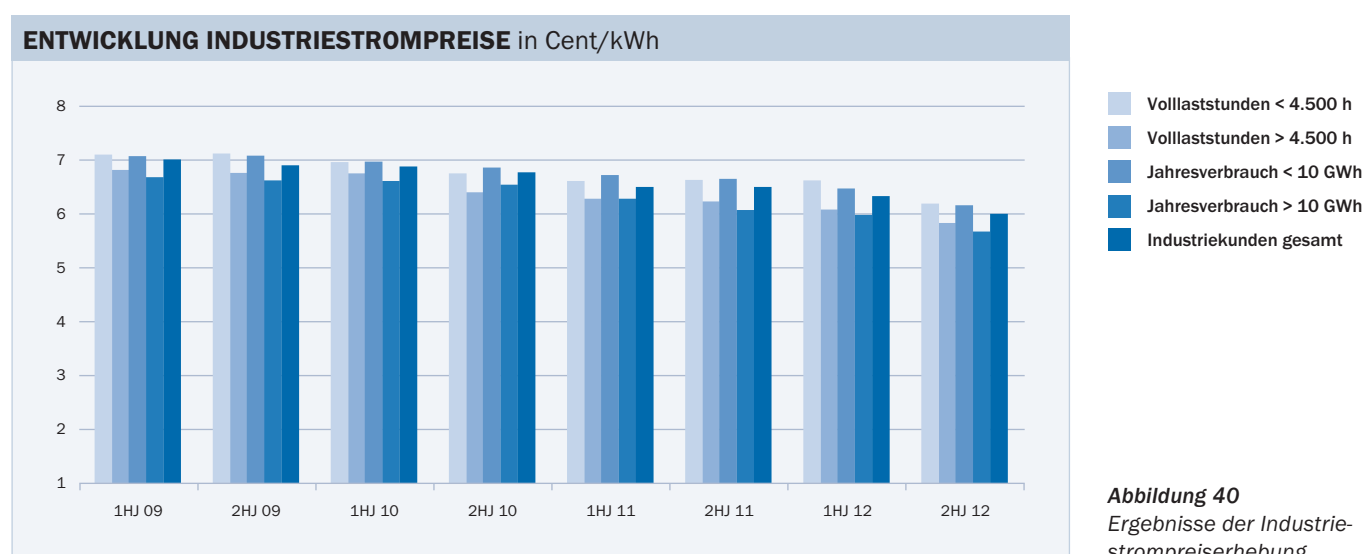
INDUSTRIEBEFragung: ÜBER 250-MAL KLARTEXT

Die E-Control führte im Sommer 2012 zum vierten Mal eine Industriebefragung von Unternehmen mit einem Jahresenergiever-

brauch von über zwei GWh durch. In dieser Befragung ging es um die Einschätzungen der Unternehmen bezüglich der Energiekostenentwicklung und um die Themen Energiemanagement und Energieversorgung. Die Stichprobengröße konnte auch heuer wieder erhöht werden, 251 Unternehmen nahmen an der Befragung teil, dabei konnten die

Unternehmen zwischen einer telefonischen oder einer schriftlichen Befragung wählen. Die meisten Unternehmen entschieden sich letztlich für die schriftliche Variante.

Die Ergebnisse der Befragung werden auf der Homepage der E-Control (www.e-control.at) veröffentlicht.



Quelle: E-Control

Abbildung 40
Ergebnisse der Industriestrompreiserhebung

Eine Musterrechnung sagt mehr als tausend Worte.

EIN MUSTER MIT WERT: INITIATIVE DER E-CONTROL FÜR MEHR TRANSPARENZ

Die jährliche Strom- und Gasrechnung zählt zu den wichtigsten Informationsquellen für Strom- und Gaskunden.

Wie die Erfahrungen von Schlichtungsstelle und Hotline der E-Control zeigen, sind Strom- und Gasrechnungen – nicht zuletzt aufgrund mannigfacher gesetzlich vorgeschriebener Informationspflichten – für den Konsumenten oft intransparent und nur schwer erfassbar.

Die E-Control hat deshalb eine neue, optimierte Musterrechnung für Strom und Gas erstellt. Sie gibt dem Kunden einen Überblick, welche Informationen er auf der (tatsächlichen) Rechnung seines Strom- oder Gasversorgers in übersichtlicher Form finden muss. Die vielfältigen Begriffe der Energie- und Netzrechnung werden in leicht verständlicher Form erläutert, sodass sich der Kunde auf seiner realen Rechnung leichter zurechtfinden kann.

Wichtig ist, darauf hinzuweisen, dass jedes Energieunternehmen seine Rechnungen anders gestaltet. Daher kann es sein, dass der Kunde einzelne Informationen auf seiner Rechnung an anderer Stelle findet als in der Musterrechnung. Die in der Musterrechnung verwendeten Zahlen für Energiepreise und Netznutzungstarife wurden willkürlich ausgewählt. Sie sind daher nicht für einen Energiepreisvergleich bzw. eine zahlenmäßige Überprüfung einer aktuellen Strom- oder Gasrechnung geeignet.

ENDLICH EINE RECHNUNG, DIE AUF VERSTÄNDNIS STÖSST

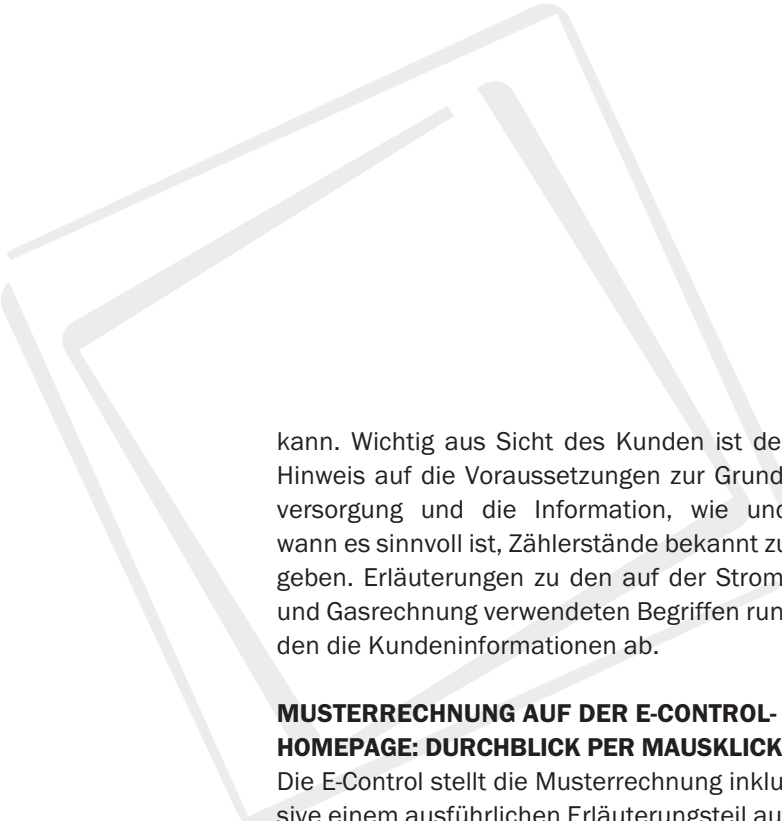
Die Überarbeitung der bestehenden Musterrechnung war aufgrund neuer gesetzlicher Bestimmungen im EIWOG 2011, GWG 2011 und ÖSG 2012 erforderlich. So muss beispielsweise den Netz- und Energierechnungen ein verpflichtendes Informationsblatt beigelegt werden, welches unter anderem über Vertragsdauer, Kündigungsfristen und das Recht auf Grundversorgung informiert. Darüber hinaus sehen Bestimmungen im ÖSG 2012 vor, dass Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag ab 1.7.2012 auf den Rechnungen ausgewiesen werden müssen.

Neu auf der Musterrechnung der E-Control ist die Angabe des geschätzten Jahresverbrauchs in kWh für die nächste Abrechnungsperiode, auf dessen Basis die neuen Teilbeträge errechnet werden. Diese Information dient vor allem dazu, die Höhe der Teilbeträge für den Kunden nachvollziehbar darzustellen bzw. überprüfbar zu machen.

Das Stromkennzeichnungs- und Energiesparblatt der Rechnung zeigt dem Kunden, aus welchen Energiequellen sich der Strom im angeführten Zeitraum zusammensetzt und gibt darüber hinaus Informationen über Energieberater in der Nähe des Kunden und Tipps zum Energiesparen.

Weiters findet der Kunde auf einem Detailblatt die Ablesedaten seines Strom- oder

Im Kundeninformationsblatt des Netzbetreibers und des Energielieferanten findet der Kunde unter anderem Angaben, wo und wie er sich über die aktuellen Netznutzungstarife oder Energiepreise informieren kann; wie er sich im Falle eines Problems mit dem Unternehmen beschweren bzw. wie er ein Schlichtungsverfahren bei der E-Control beantragen



kann. Wichtig aus Sicht des Kunden ist der Hinweis auf die Voraussetzungen zur Grundversorgung und die Information, wie und wann es sinnvoll ist, Zählerstände bekannt zu geben. Erläuterungen zu den auf der Strom- und Gasrechnung verwendeten Begriffen runden die Kundeninformationen ab.

MUSTERRECHNUNG AUF DER E-CONTROL-HOMEPAGE: DURCHBLICK PER MAUSKLIK

Die E-Control stellt die Musterrechnung inklusive einem ausführlichen Erläuterungsteil auf der Homepage interessierten Kunden und Marktteilnehmern als PDF zur Verfügung. Die

PDF-Version kann ausgedruckt und als Hilfestellung für das „Studium“ der eigenen Jahresabrechnung verwendet werden.

Darüber hinaus gibt es auf der E-Control-Homepage eine interaktive Darstellung, wo sich der User durch die einzelnen Seiten der Musterrechnung einfach durchklicken kann. Durch das Anklicken der orangen Info-Zeichen bei einzelnen Positionen auf der Musterrechnung kann sich der User die entsprechenden Erläuterungen direkt am Bildschirm anzeigen lassen.

Neue rechtliche Regelungen für die Endkundenbelieferung: Energieversorgung als Grundrecht.

**GRUNDVERSORUNG:
DIE REGELN SIND JETZT KLAR**

Die in § 77 EIWOG 2010 bzw. § 124 GWG 2011 vorgesehenen Regelungen für den Versorger letzter Instanz sehen vor, dass für die Belieferung von Verbrauchern und Kleinunternehmen ein bestimmter Tarif für diese Belieferung festgelegt werden muss. Die Höhe der Vorauszahlung/Sicherheitsleistung ist für Verbraucher, die sich auf die Grundversorgung berufen, mit der Höhe einer Teilbetragszahlung von einem Monat begrenzt. Wenn kein weiterer Zahlungsverzug innerhalb von 6 Monaten eintritt, ist die Sicherheitsleistung zurückzuerstatten bzw. von einer Vorauszahlung abzusehen, solange nicht erneut ein Zahlungsverzug eintritt.

Die Landesausführungsgesetze haben im Strombereich weitere detaillierte Regelungen zur Versorgung letzter Instanz vorgesehen. Die Ansicht, dass auch die Netzbetreiber in bestimmtem Ausmaß zur Netzdienstleistung bei Berufung eines Kunden auf die Versorgung letzter Instanz bei einem Lieferanten verpflichtet sind, wurde auch von der E-Control im Rahmen der Diskussionen mit den Netzbetreibern zu den neuen Verteilernetzbedingungen vertreten.

Qualifiziertes Mahnverfahren

Gemäß § 82 Abs. 3 EIWOG 2010 bzw. § 127 Abs. 3 GWG 2011 ist der Netzbetreiber bei Vertragsverletzungen erst zu einer physischen Trennung berechtigt, wenn dem eine zweimalige Mahnung inklusive einer jeweils

mindestens zweiwöchigen Nachfristsetzung vorangegangen ist. Die zweite Mahnung hat auch eine Information über die Folge einer Abschaltung des Netzzuganges nach Verstreichen der zweiwöchigen Nachfrist sowie über die damit einhergehenden voraussichtlichen Kosten zu enthalten. Die letzte Mahnung hat mit eingeschriebenem Brief zu erfolgen. Die Ansicht, dass auch Lieferanten im Falle einer Verletzung ihres Vertrages durch den Kunden (insbes. Nichterfüllung von Zahlungsverpflichtungen) zur Einhaltung dieses Mahnverfahrens verpflichtet sind, wird von der Regulierungskommission auch bei der Prüfung der Allgemeinen Lieferbedingungen vertreten. Entsprechende Entscheidungen sind auf der Homepage der E-Control abrufbar.

SONSTIGE ENTGELTE – NEUE REGELUNG: KOSTEN NICHT INS UFERLOSE

Gem. § 58 EIWOG 2010 sind Netzbetreiber berechtigt, Netzbenutzern für die Erbringung sonstiger Leistungen, die vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht werden und nicht durch die restlichen in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-VO) festgelegten Entgelte abgedeckt sind, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen.

Diese sonstigen Leistungen sind von der Regulierungsbehörde in angemessener Höhe per Verordnung festzulegen. Sie sind in § 11 der Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2012 zu finden und umfassen unter anderem Entgelte für die Einhebung von Mahnspesen, vom Netzbenutzer veranlasste Änderungen der Zähl-einrichtung, Abschaltung und Wiederherstellung des Anschlusses sowie die Ablesung und

Überprüfung von Zählern auf Kundenwunsch. Die Höhe der festgelegten Entgelte orientiert sich an den von den Netzbetreibern bisher verrechneten Entgelten, wobei jedoch ganz besonders auf die soziale Verträglichkeit Bedacht genommen wurde.

In Bezug auf die Mahnungen gibt es eine kostenmäßige Abstufung, wonach die erste Mahnung für den Kunden noch keine Kosten verursachen darf (unabhängig von der Form der Übermittlung). Erst für die im Anschluss ergehenden Mahnungen dürfen in weiterer Folge Kosten verrechnet werden. Unabhängig von diesem Mahnsystem ist die mögliche Einschaltung von Einrichtungen wie Inkassobüros u.Ä. zu sehen, die auch von dieser Verordnung nicht umfasst ist. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass natürlich das qualifizierte Mahnverfahren gemäß § 82 Abs. 3 EIWOG 2010 jedenfalls immer Anwendung findet. Im Rahmen einer integrierten Rechnungslegung für Energie und Netz wird im Regelfall der Lieferant anstelle des Netzbetreibers das qualifizierte Mahnverfahren durchführen. Die Regulierungskommission geht in diesem Fall davon aus, dass dabei die in dieser Verordnung für den Netzbetreiber festgelegten Mahnspesen nicht überschritten werden.

Die Kosten für Anbringen/Umstellungen/Entfernen der Messeinrichtungen wurden in Form einer Pauschale aufgenommen. Der Einbau eines Lastprofilzählers oder eines Viertelstundenmaximumzählers betrifft in der Regel Gewerbe- und Industriekunden, verursacht höhere Kosten und ist daher mit einer höheren Pauschale zu verrechnen.

Allfällige weitere Entgelte, die in § 11 SNE-VO 2012 nicht angeführt sind, dürfen daher (unbeschadet gesonderter Bestimmungen des ElWOG 2010) vom Netzbetreiber nicht mehr verrechnet werden.

Darüber hinausgehende Leistungen, die vom Netzbetreiber nicht im Rahmen seiner Tätigkeit als Netzbetreiber erbracht werden und daher generell nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt sind, können vom Netzbetreiber weiterhin verursachungsgerecht verrechnet werden.

SONSTIGE ENTGELTE GAS: AUCH DIE SOZIALE KOMPONENTE ZÄHLT

Gem. § 78 GWG 2011 sind Netzbetreiber berechtigt, Netzbewertern für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 72 Abs. 2 Z 1 bis 4 GWG 2011 abgegolten sind und vom Netzbewerter unmittelbar verursacht werden, ein gesondertes Entgelt zu verrechnen. Die Entgelte für sonstige Leistungen sind von der Regulierungsbehörde durch Verordnung in angemessener Höhe festzulegen, wobei über die festgelegten Grundsätze der Entgeltermittlung hinausgehend auf die soziale Verträglichkeit Bedacht zu nehmen ist. Entgelte für sonstige Leistungen sind insbesondere für Mahnspesen sowie die vom Netzbewerter veranlassten Änderungen der Messeinrichtung festzusetzen. Hinsichtlich des Entgelts für die Abschaltung gemäß § 127 Abs. 3 GWG 2011 und Wiederherstellung des Netzzuganges legt der Gesetzgeber fest, dass das zu entrichtende Entgelt insgesamt 30 Euro nicht übersteigen darf. Gem. § 72 Abs. 1 GWG 2011 ist eine über die in § 72 Abs. 2 Z 1 bis 5 GWG

2011 angeführten Entgelte hinausgehende Verrechnung, die in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Netzbetrieb steht, unbeschadet gesonderter Bestimmungen, unzulässig.

Die Entgelte für sonstige Leistungen sind gem. § 72 Abs. 2 iVm § 70 Abs. 1 GWG 2011 in der GSNE-VO 2013 in § 18 (Bestimmung von Entgelten für sonstige Leistungen) festgelegt. Festgelegt werden Entgelte für Mahnungen, für Abschaltungen und Sperrungen, die Ablesung von Messeinrichtungen auf Kundenwunsch sowie das Zur-Verfügung-Stellen von Lastprofilzählerdaten. Die Höhe der festgelegten Entgelte orientiert sich an den von den Netzbewertern bisher verrechneten Entgelten, wobei insb. auf die soziale Verträglichkeit Bedacht genommen wurde.

Im Rahmen einer integrierten Rechnungslegung für Energie und Netz wird im Regelfall der Lieferant anstelle des Netzbewerbers das qualifizierte Mahnverfahren durchführen. Die Regulierungskommission geht in diesem Fall davon aus, dass dabei die in dieser Verordnung für den Netzbetreiber festgelegten Mahnspesen nicht überschritten werden. Allfällige weitere sonstige Entgelte als jene, die in dieser Verordnung angeführt sind, dürfen gem. § 72 Abs. 1 GWG 2011 unbeschadet gesonderter Bestimmungen des GWG 2011 nicht verrechnet werden.

Darüber hinausgehende Leistungen, die von Anbietern nicht im Rahmen ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erbracht werden und daher nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt sind, können vom Netzbetreiber weiterhin verrechnet werden.

MAHNUNGEN KOSTEN NERVEN ABER NICHT GLEICH GELD

In Bezug auf die Mahnungen gibt es eine kostenmäßige Abstufung, wonach die erste Mahnung für den Kunden noch keine Kosten verursachen soll (unabhängig von der Form der Übermittlung). Erst für die im Anschluss ergehenden Mahnungen sind Netzbetreiber berechtigt, Kosten zu verrechnen. Unabhängig von diesem Mahnsystem ist die mögliche Einschaltung von Einrichtungen wie Inkasobüros u.Ä. zu sehen, die auch von dieser Verordnung nicht umfasst ist. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass natürlich das qualifizierte Mahnverfahren gemäß § 82 Abs. 3 EIWOG 2010 jedenfalls immer Anwendung findet.

Im Rahmen einer integrierten Rechnungslegung für Energie und Netz wird im Regelfall

der Lieferant anstelle des Netzbetreibers das qualifizierte Mahnverfahren durchführen. Die Regulierungskommission geht in diesem Fall davon aus, dass dabei die in dieser Verordnung für den Netzbetreiber festgelegten Mahnspesen nicht überschritten werden. Die Kosten für Anbringen/Umstellung/Entfernen der Messeinrichtungen wurden in Form einer Pauschale aufgenommen. Der Einbau eines Lastprofilzählers oder eines Viertelstundenmaximumzählers verursacht höhere Kosten und ist daher mit einer höheren Pauschale zu verrechnen.

Darüber hinausgehende Leistungen, die von Netzbetreibern nicht im Rahmen ihrer Tätigkeit als Netzbetreiber erbracht werden und daher nicht von den Systemnutzungsentgelten abgedeckt sind, können vom Netzbetreiber weiterhin verrechnet werden.

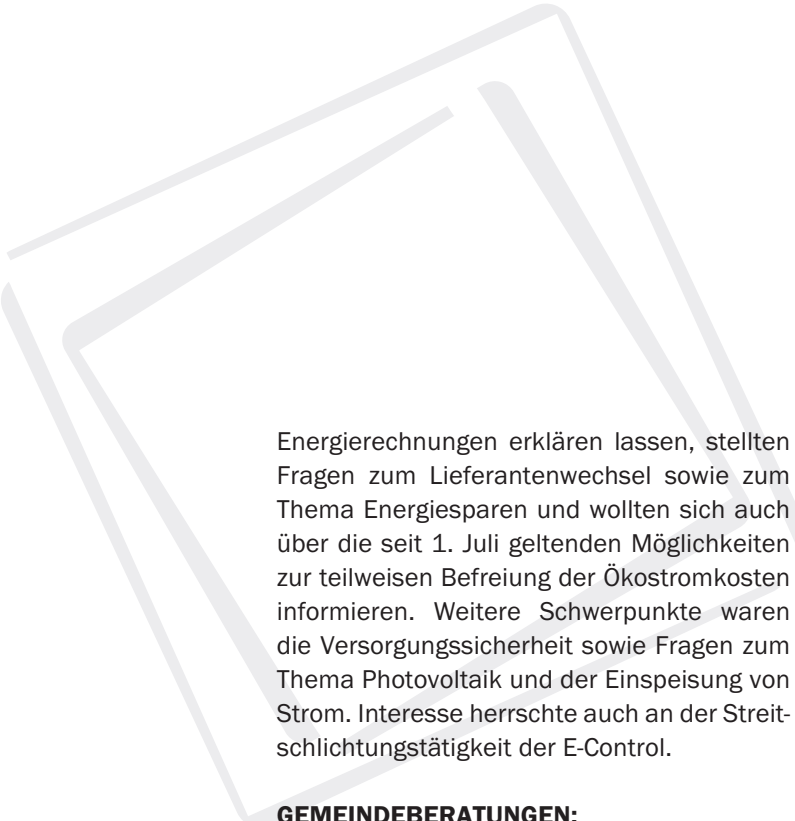
Kundenberatung: Keine Frage, die E-Control hilft jedem.

Die Experten der E-Control stehen interessierten Konsumenten im Rahmen von Gemeindeberatungen, Beratungsgesprächen und Messen Rede und Antwort.

BERATUNG IN KOOPERATION MIT DER ARBEITERKAMMER: GANZ EINFACH BESSER INFORMIERT

In insgesamt acht Bezirksstellen in ganz Niederösterreich sowie in Wien konnten sich die Konsumenten von den Experten über die günstigsten Strom- und Gaspreise oder über einen möglichen Lieferantenwechsel

informieren. Mehr als 200 Niederösterreicherinnen und Niederösterreicher nutzten das Angebot und die Gelegenheit, sich über Möglichkeiten zur Entlastung des Haushaltsbudgets zu erkundigen. Besonderes Interesse zeigten die Besucher am Tarifikalkulator, mit dem die günstigsten Strom- und Gasanbieter errechnet werden können. Ein Großteil der Besucher war über die Möglichkeit, den Strom- und Gaslieferanten frei wählen zu können, bereits informiert und kam mit konkreten Fragen zu den Beratungstagen in die Arbeiterkammer NÖ. Viele Besucher wollten sich ihre



Energierechnungen erklären lassen, stellten Fragen zum Lieferantenwechsel sowie zum Thema Energiesparen und wollten sich auch über die seit 1. Juli geltenden Möglichkeiten zur teilweisen Befreiung der Ökostromkosten informieren. Weitere Schwerpunkte waren die Versorgungssicherheit sowie Fragen zum Thema Photovoltaik und der Einspeisung von Strom. Interesse herrschte auch an der Streitschlichtungstätigkeit der E-Control.

**GEMEINDEBERATUNGEN:
DIE E-CONTROL BRINGT SERVICE
UNTERS VOLK**

Die E-Control hat im Oktober 2012 Energieberatungsgespräche in österreichischen Gemeinden gestartet, um den Bürgern ihre Rechte im liberalisierten Strom- und Gasmarkt näher zu bringen. Insgesamt haben 284 Gemeinden ein Interesse an dem Service-Angebot der E-Control gezeigt, wovon in einem ersten Block 133 Gemeinden einem Termin bis Mai 2013 zugestimmt haben. Die Konsumenten erhalten im Rahmen eines persönlichen Gesprächs umfassende Informationen über die möglichen Einsparungen von

den Spezialisten der E-Control. Als zentraler Ansprechpartner für die Konsumenten stellt die E-Control ihre verschiedenen Services – wie Homepage, Tarifikalkulator, Energie-Hotline, Energiepreis-Check und Streitschlichtung zur Verfügung, die die Konsumenten im Energie-Dschungel unterstützen sollen. Die wichtigsten Themen für die Gemeindebürger sind neben der Möglichkeit eines Lieferantenwechsels und Einsparungen auch die Überprüfung der Energierechnung durch einen Experten der E-Control.

**BERATUNG AUF MESSEN: DIENST-
LEISTUNG AUF DEM NEUESTEN STAND**

Auch 2012 stand die E-Control bei Messen und Beratungstagen interessierten Konsumenten für alle Fragen zu Strom und Gas zur Verfügung, z.B. auf der Messe Bauen und Energie im Februar in Wien oder der Energiesparmesse im Februar/März in Wels. Dabei wurden unter anderem Informationen zum Lieferantenwechsel angeboten, mit Hilfe des Tarifikalkulators Vergleichsangebote erstellt, Energierechnungen erläutert und vieles mehr.

Monitoring der Endkundenkommunikationskanäle: Informierte Verbraucher sind bessere Verbraucher.

**DIE E-CONTROL-HOTLINE:
DAMIT NIEMAND AUF DER LEITUNG STEHT**

Die E-Control-Hotline ist die zentrale Informationsstelle für alle Strom- und Gaskunden. Um die Kontaktaufnahme zu erleichtern, bietet die E-Control den Service einer Energie-Hotline unter der Telefonnummer 0810 10

25 54 (zum Tarif von 0,044 Euro/Minute) an. Damit haben die Konsumenten die Möglichkeit, sich umfassend über die Themen eines liberalisierten Strom- und Gasmarktes zu informieren. Oft ist die Hotline der erste Ansprechpartner für die Energiekonsumenten zu Fragen, die entweder direkt beantwortet

werden können oder an einen Experten bzw. eine Expertin im Haus bzw. an die Schlichtungsstelle weitergegeben werden.

Von Januar bis Dezember 2012 wurden insgesamt 6.373 Anrufe von der Energie-Hotline bearbeitet. Im Vergleich zum Vorjahr, in dem die Einführung des Spritpreisrechners zu einem erhöhten Anruferaufkommen geführt hat, wurde natürlich ein deutlicher Rückgang verzeichnet. Vergleicht man die Zahlen von 2012 mit jenen von 2009 und 2010, so sieht man, dass das vergangene Jahr ein durchaus ruhiges war, was insbesondere darauf zurückzuführen ist, dass es nur wenige Preiserhöhungen gegeben hatte.

Wichtige Themen

Die häufigsten Gründe für einen Anruf bei der Energie-Hotline der E-Control waren neben Tarifikalkulationen vor allem Fragen zum Lieferantenwechsel und Energierechnungen.

Service rund um die Uhr

Die Energie-Hotline ist von montags bis donnerstags von 08:30 bis 17:30 Uhr und freitags von 08:30 bis 15:30 erreichbar. Sollte ein Konsument bzw. eine Konsumentin jedoch trotzdem außerhalb der Öffnungszeiten anrufen, erreicht er einen Anrufbeantworter und hat die Möglichkeit, eine Nachricht und seine Telefonnummer zu hinterlassen, woraufhin er verlässlich am folgenden Arbeitstag zurückgerufen wird.

HOMEPAGE DER E-CONTROL: VON MAUS AUS PROFITIEREN

Das Konzept der zielgruppenorientierten Webpräsenz hat sich auch 2012 bewährt und

wurde weiter ausgebaut. Die Zahl der Besuche auf der E-Control-Homepage blieb dabei mit 900.000 konstant, obwohl der Sondereffekt durch die Neueinführung des Spritpreisrechners im Vorjahr in 2012 nicht mehr gegeben war. Insgesamt wurden über 5,5 Millionen Seiten aufgerufen.

Mit rund 3,6 Millionen Seitenaufrufen war der Konsumentenbereich weiterhin der am häufigsten frequentierte Teil innerhalb des Webportals, gefolgt von den Bereichen für Industrie & Gewerbe sowie für die Marktteilnehmer. Wobei Letzterer von einer relativ kleinen Gruppe von Besuchern dafür besonders intensiv genutzt wird. Die übrigen Seitenbesuche verteilen sich relativ gleichmäßig auf die weiteren Bereiche wie jener für Presse, für Statistiken und Publikationen etc.

In 2012 wurde auch ein neuer Bereich mit Konsumenteninformationen in türkischer und kroatischer Sprache für die größten in Österreich lebenden Minderheiten eingeführt. Dieses Angebot wurde bereits gut angenommen. Für die Zukunft ist hier geplant, in Zusammenarbeit mit den entsprechenden Communitys die Inhalte und das Serviceangebot noch genauer auf die Zielgruppen abzustimmen.

E-CONTROL ONLINE-TOOLS: INFORMATION IST FÜR ALLE DA

Das Hauptinteresse der Besucher liegt nach wie vor bei den funktionellen Online-Applikationen der E-Control. So haben sich 2012 erneut eine halbe Million Verbraucher mit dem Tarifikalkulator über die günstigsten Strom- und Gasangebote informiert. Dabei wurden etwa 375.000 Strompreisvergleiche

und etwa 150.000 Gaspreisvergleiche durchgeführt. Bei etwa einem Viertel der Besuche machten die Verbraucher sowohl einen Gas- als auch einen Strompreisvergleich.

Rund 60.000 Besucher haben 2012 mit dem Energiespar-Check überprüft, wo in ihren Haushalten Energiesparpotential zu finden wäre.

Die am häufigsten genutzte Online-Applikation der E-Control war auch 2012 der auf Initiative des Wirtschaftsministeriums im Vorjahr eingeführte Spritpreisrechner. Mehr als 5 Millionen Mal haben sich Autofahrer unter www.spritpreisrechner.at die günstigsten Tankstellen in ihrer Umgebung anzeigen lassen.

SOZIALE PLATTFORMEN: ENERGIE IST EIN THEMA, DAS ALLE ANGEHT

Die E-Control hat 2010 Präsenzen auf den beiden wichtigsten Sozialen Plattformen Facebook und Twitter eingerichtet und begonnen, sich dort als vertrauenswürdiger Netzwerkpartner für alle an Energiethemen Interessierten und aktiven User zu etablieren. Mit dem fortschreitenden Medienwandel, weg von den Massenmedien hin zu einer Masse an Medien, bei dem die klassische One-to-many-Kommunikation zusehends durch eine One-to-one-Kommunikation abgelöst wird, stellen diese enorm wachsenden Online-Communities einen wichtigen Kanal dar, um zukünftig Verbraucher erreichen und mit wichtigen Informationen versorgen zu können.

Aktuell hat die E-Control auf Facebook eine „gefällt mir“-Community von rund 1.400 aktiven Usern. Die viralen Effekte berücksichtigt, erreichte die Facebook-Präsenz mit knapp

40 Millionen Kontakten eine Verbreitung, wie sie sonst nur über klassische Massenmedien hergestellt werden kann.

Über Twitter verbreitet die E-Control seit dem Sommer nicht nur alle wichtigen Termine und Pressemeldungen, sondern weist die Twitter-Community auch auf interessante Presseartikel hin oder gibt kurze Auskunft über aktuelle Ersparnismöglichkeiten etc. Im Durchschnitt wird täglich mindestens eine Nachricht verbreitet und die Reichweite und Relevanz als zuverlässige Informationsquelle auf diesem Kanal weiter verstärkt.

GOOGLE: DER DIENST AM KUNDEN STEHT GANZ OBEN

In der zweiten Jahreshälfte 2012 wurde durch verschiedene Maßnahmen (SEO, Search Engine Optimizing) sowie eine dreimonatige Kampagne die Präsenz und Findbarkeit der E-Control-Angebote für Konsumenten auf der weltweit wichtigsten Internetsuchmaschine erheblich gesteigert. So werden die entsprechenden Websites der E-Control inzwischen bei nahezu allen relevanten Suchbegriffen wie „Strom-“, oder „Gaspreis“, „Energieeffizienz“, „Energie sparen“ an erster oder zweiter Stelle in den Google-Ergebnissen gelistet. Mit der begleitenden Kampagne konnten zusätzlich rund 1,5 Millionen Menschen mit den Internetangeboten der E-Control erreicht werden.



Streitschlichtungsstelle: Erfolg steht außer Streit.

Auch im vorliegenden Berichtsjahr haben wieder viele Strom- und Gaskunden die Services der Schlichtungsstelle zur Lösung ihrer Beschwerden bei Strom- und Gasunternehmen in Anspruch genommen. Neben der Durchführung von Streitschlichtungsverfahren gemäß § 26 Energie-Control Gesetz (insbesondere Streitigkeiten aus Strom- und Gasabrechnungen, Abschaltungen und Fragen im Zusammenhang mit dem Lieferantenwechsel) wird die Schlichtungsstelle als Anlaufstelle von Energiekonsumenten, die sich im Kontakt mit ihrem Energielieferanten oder Netzbetreiber nicht ausreichend über ihre Rechte und Pflichten informiert fühlen oder einfach allgemeine Fragen zum liberalisierten Strom- und Gasmarkt haben, genutzt. Einerseits nehmen aktuelle Themen wie Energiewende, steigende Kosten für Strom und Gas und Ökologisierung der Energieerzeugung ihren fixen Platz in der öffentlichen Berichterstattung ein und sind Grund für einen ständig steigenden Informationsbedarf der Konsumenten. Andererseits gewinnt das Thema Energiearmut in wirtschaftlich schwierigeren Zeiten immer mehr an Aktualität, sodass sich sozial schwächere Haushalte im Rahmen des normalen Haushaltsbudgets mit nicht mehr bedienbar hohen Energierechnungen konfrontiert sehen und von Strom- und Gasabschaltungen bedroht sind. Nicht zuletzt sind Strom- und Gasrechnungen auch im Berichtsjahr nicht „lesbarer“ geworden, weswegen der Informationsbedarf rund um das Thema Rechnungen ungebrochen hoch ist. Beim Aufklärungsbedarf in Sachen Rechnungen geht es zum einen darum, dass auf der Rechnung aufgrund der gesetz-

lichen Bestimmungen viele Informationen, welche dem Konsumenten nicht mehr so einfach zu erklären sind, enthalten sein müssen. Beispielsweise wurde durch die neuen Regelungen der Ökostromförderung per 1.7.2012 die Informationsfülle auf der Stromrechnung neuerlich um eine Position erweitert. Zum anderen machen die Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle die Erfahrung, dass es oft gar nicht um unrichtige Rechnungen geht, sondern dass Energieunternehmen in vielen Fällen in ihrer Kundeninformation – sei es in schriftlicher oder telefonischer Form – einfach zu wenig kundenorientiert agieren. So übernimmt die Schlichtungsstelle das Öfteren die Aufgabe, den verloren gegangenen Kontakt zwischen Kunden und Unternehmen wieder herzustellen und so Fragen zur Zufriedenheit der Kunden zu klären. Die Schlichtungsstelle hilft dem Kunden, sein Recht auf transparente und verständliche Information einzufordern.

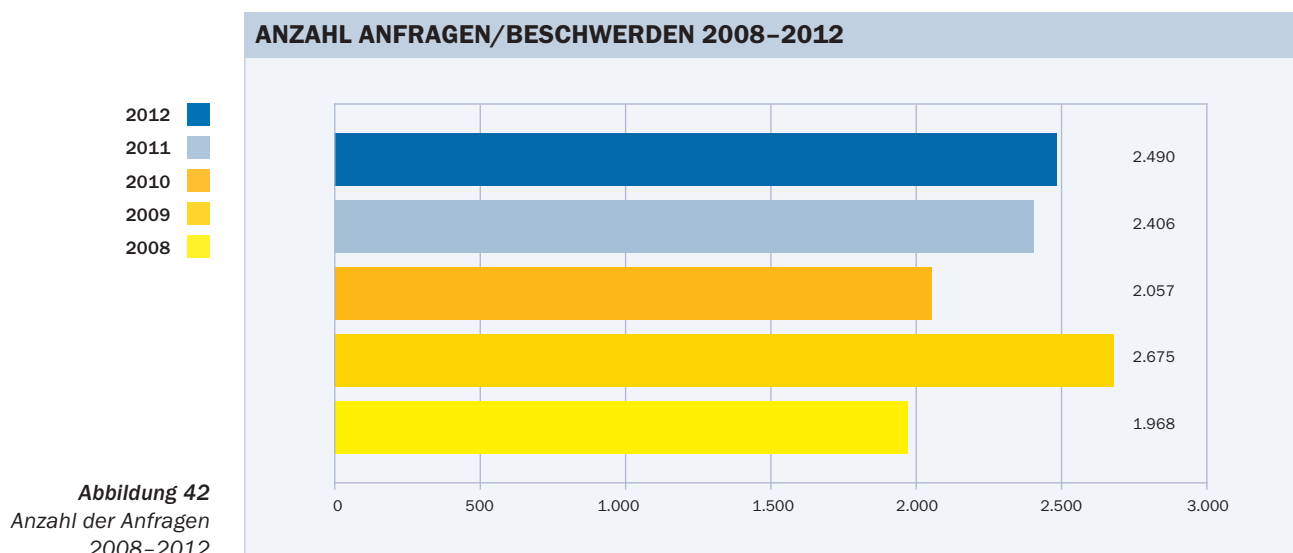
JEDER HAT EIN RECHT AUF SCHLICHTUNG

Damit die Schlichtungsstelle tätig wird, reicht ein formloser, aber schriftlicher Streitschlichtungsantrag (per Post, Fax oder in elektronischer Form), der kurz das bisher Geschehene beschreibt und in der Beilage alle relevanten Unterlagen enthält. Eine Beschwerde über Vorfälle, welche sich länger als vier Jahre vor dem Zeitpunkt der Anrufung der Schlichtungsstelle zugetragen haben, oder über Entgelte, welche vor diesem Zeitpunkt fällig wurden, ist unzulässig. Dasselbe gilt für Streitigkeiten betreffend Forderungen, die gerichtlich oder verwaltungsbehördlich anhängig sind, über welche bereits rechtskräftig entschieden wur-

de oder die bereits Gegenstand eines Streit-schlichtungsverfahrens waren.

Nach genauer Überprüfung der eingegan-genen Anfragen entscheiden die Mitarbeite-rinnen der Schlichtungsstelle, ob der Sach-

verhalt telefonisch oder durch einfachen E-Mail-Verkehr geklärt werden kann oder ob ein förmliches Streitschlichtungsverfahren eingeleitet wird. Seit Bestehen der Schlich-tungsstelle wurden insgesamt 1374 Verfah-ren geführt, davon 108 im Berichtsjahr.



Quelle: E-Control

ZAHLEN DER SCHLICHTUNGSSTELLE 2012: FAST 2.500-MAL ERFOLGREICH VERMITTELT

Im Berichtszeitraum 1. Jänner 2012 bis 31. Dezember 2012 wurden insgesamt rund 2.490 schriftliche Anfragen an die Schlichtungsstelle gestellt. Die Anzahl der Strom- und Gaskunden, die sich mit dem Ersuchen um Hilfestellung an die Schlichtungsstelle gewandt haben, ist damit im Vergleich zum Vorjahr ungefähr gleich geblieben. Die Zahl der Anfragen hängt immer auch mit der Intensität und Anzahl der Energiepreiserhöhungen bzw. auch

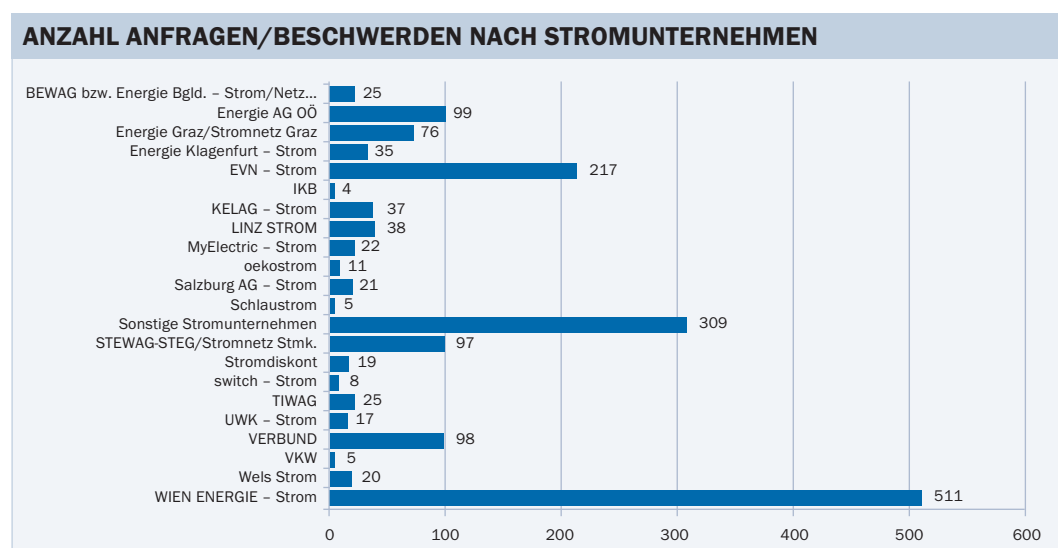
mit dem Markteintritt von neuen Versorgern im jeweiligen Berichtsjahr zusammen. Die Versorger haben im Berichtsjahr ihre Preise weniger oft erhöht als im Vorjahr. Im November 2012 ist mit Montana GmbH ein neuer Versorger im Haushaltskundensegment in den Endkundenmarkt eingestiegen. Bei 108 (im Vergleich 2011 110 Verfahren) Beschwerden musste ein formelles Streitschlichtungsverfahren eröffnet werden; alle anderen Beschwerden und Anfragen konnten mittels informalen E-Mail-Verkehrs mit den Unternehmen und Beschwerdeführern gelöst werden.

Von den gesamten rund 2.490 Anfragen erreichten die Schlichtungsstelle 258 auf postalischem Wege (Post oder Fax), 2.135 auf elektronischem Wege (E-Mail-Adresse schlichtungsstelle@e-control.at oder office@e-control.at) oder über direkte Anfragen über unsere Homepage. 97 Anfragen ergeben sich aus der Weiterbetreuung von Problemstellungen, die von der E-Control-internen Energie-Hotline an die Mitarbeiterinnen der Schlichtungsstelle zur Bearbeitung weitergeleitet wurden. Auch wenn die elektronische Kontaktaufnahme mit der Schlichtungsstelle von Jahr zu Jahr zunimmt, wenden sich immer noch rund 10 % der Konsumenten und Konsumenten in schriftlicher Papierform an die Schlichtungsstelle. Die Gesamtanfragen betrafen zu rund 70 % Strom- und zu rund 30 % Gaskunden. Bei *Abbildung 43* und *Abbildung 44* über die Anzahl der Anfragen je Unternehmen werden Anfragen des jeweiligen Netzbetreibers und des Local-Player-Energielieferanten zusammengefasst.

WIEN ALS HAUPTSTADT DER ANFRAGEN

Die Anzahl der Anfragen bei der Schlichtungsstelle spiegelt einerseits die Kundenanzahl des jeweiligen Unternehmens wider. Andererseits ist es immer noch so, dass der Bekanntheitsgrad der E-Control in Ostösterreich größer als in Westösterreich ist. So stehen bei der Anzahl der Anfragen Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG/Wien Energie Stromnetz GmbH mit rund 511 Anfragen an erster Stelle, gefolgt von EVN Energievertrieb GmbH & Co KG/EVN Netz GmbH mit 217 Anfragen, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH/Energie AG Oberösterreich Vertrieb GmbH mit 99 Anfragen und Verbund AG mit 98 Anfragen.

Auch bei der Anzahl der Anfragen bezüglich Gasunternehmen zeigt sich ein direkter Zusammenhang zwischen der Anzahl der Gesamtkunden und der Anzahl der Anfragen bei der Schlichtungsstelle. So sorgen die zwei größten Gasversorger bzw. Netzbe-



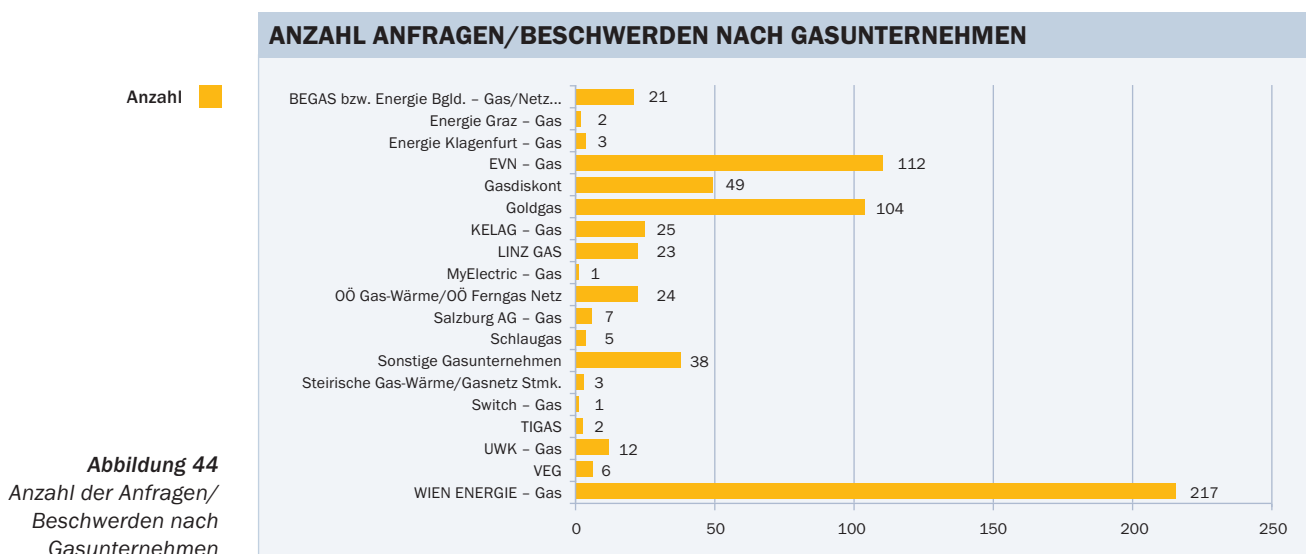
■ Anzahl

Abbildung 43
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach
Stromunternehmen

Quelle: E-Control

treiber Wien Energie Gasnetz GmbH/Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG bzw. EVN Netz GmbH/EVN Energievertrieb GmbH & Co KG auch für die häufigsten Anfragen bei der

Schlichtungsstelle. Die Anzahl der Beschwerden des seit 2011 neu am Gasmarkt anbietenden Energielieferanten Goldgas GmbH war im Berichtsjahr anhaltend hoch.



Quelle: E-Control

THEMEN DER STREITSCHLICHTUNGS- STELLE 2012

Die Themen der bei der Schlichtungsstelle einlangenden Anfragen und Beschwerden sind auch im Berichtsjahr im Vergleich zu den Vorjahren mehr oder weniger gleichgeblieben.

Die Anfragen zu Verbrauchsmenge und Zählerstandsermittlung stellten im Berichtsjahr den größten Anteil an der Gesamtzahl der Beschwerden und Anfragen dar, gefolgt von Anfragen zu Zahlungsschwierigkeiten (Abschaltungen, Mahnungen, Inkasso) und Problemen mit den Kosten für die Herstellung und/oder Erweiterung von Netzanschlüssen

und Netzbereitstellungsentgelt. Jeweils rund 10 % der Anfragen entfielen auf die Themen Lieferantenwechsel, Energiepreise und Netznutzungstarife.

QUALIFIZIERTES MAHNVERFAHREN: UMSETZUNG DER ENERGIEANBIETER LEIDER NUR STUFENWEISE

Mit dem Inkrafttreten des EIWOG 2010 im März 2011 und des GWG 2011 im November 2011 gelten verbesserte Bestimmungen für Konsumenten und Konsumenten in Bezug auf die Ankündigung von Strom- und Gasabschaltungen. Gemäß § 82 Abs. 4 EIWOG 2010 und § 127 Abs. 3 GWG 2011 muss der

Kunde vor einer Abschaltung mindestens 2 Mal inklusive jeweils mindestens zweiwöchiger Nachfristsetzung gemahnt werden. Die zweite Mahnung muss per eingeschriebenen Brief erfolgen und hat über die Kosten einer allfälligen Abschaltung zu informieren.

Kundenanfragen nach dem Inkrafttreten der neuen Bestimmungen zeigten, dass die neuen Regelungen zum qualifizierten Mahnverfahren bei den Netzbetreibern anfangs nur sehr schleppend umgesetzt wurden. So wurde immer wieder berichtet, dass die zweimalige Mahnung zwar eingehalten, die zweite und letzte Mahnung aber nicht per eingeschriebenen Brief übermittelt wurde. Die Schlichtungsstelle hat im Rahmen der Einholung von Stellungnahmen zu Kundenbeschwerden mehrere Netzbetreiber auf die neuen Regelungen hingewiesen und die Einhaltung des gesetzlich vorgeschriebenen Mahnverfahrens eingefordert. Soweit die Schlichtungsstelle den laufenden Kundenanfragen zu diesem Thema entnehmen kann, werden die verschärften Bestimmungen zum Mahnverfahren nunmehr aber von allen Netzbetreibern eingehalten. Über die Einhaltung des qualifizierten Mahnverfahrens bei integrierter Rechnungslegung durch die Energielieferanten liegen bislang noch keine Erfahrungen vor.

GRUNDVERSORGUNG – ERSTE ERFAHRUNGEN: EIN RECHT, DAS SICH NOCH ETABLIEREN MUSS

Gemäß § 77 EIWOG 2010 und § 124 GWG 2011 sind Lieferanten verpflichtet, Verbraucher im Sinne des § 1 Abs. 1 Z 2 KSchG, die sich auf die Grundversorgung berufen, unabhängig von Altschulden zum Normaltarif zu versorgen. Als Bedingung für die Aufnahme

der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung darf vom Lieferanten eine Vorauszahlung in Höhe von maximal einer Teilbetragszahlung für einen Monat verlangt werden. Grundsätzliche Bestimmungen zur Grundversorgung gab es im Strombereich auch schon vor dem EIWOG 2010; neu ist allerdings, dass die Grundversorgung unabhängig von Altschulden zu erfolgen hat. Die Bestimmungen zur Grundversorgung Gas sind seit dem GWG 2011 zur Gänze neu.

Anfragen bzw. Beschwerden zur Inanspruchnahme der Grundversorgung durch Strom- und Gaskunden wurden bislang meist nur telefonisch an die Schlichtungsstelle herangetragen. Dabei empfahl die Schlichtungsstelle anfragenden Kunden in diesen Fällen, sich in schriftlicher Form gegenüber dem Energielieferanten und dem Netzbetreiber auf die Grundversorgung zu berufen und die Bereitschaft zur Leistung der Vorauszahlung für einen Monat zu erklären. Als Hilfestellung übermittelte die Schlichtungsstelle diesen Strom- und Gaskunden einen schriftlichen Textvorschlag für die Berufung auf die Grundversorgung. Dieser schriftliche Textvorschlag wurde auf Anfrage in der Zwischenzeit auch einigen Landesarbeiterkammern und Sozialberatungsstellen wie Caritas und Volkshilfe zur Verfügung gestellt.

ABSCHALTUNG, SICHERHEITSLISTUNGEN UND PREPAYMENTZÄHLER: SCHWÄCHERE VERBRAUCHER STÄRKER BETROFFEN

Anfragen zu Abschaltungen, Höhe der Sicherheitsleistung und Prepaymentzählern gehören zu den „Dauerbrennern“ unter den an die Schlichtungsstelle gestellten Fragen. Kunden wenden sich hier meist erst sehr spät – näm-

ANZAHL ANFRAGEN/ BESCHWERDEN NACH KATEGORIE

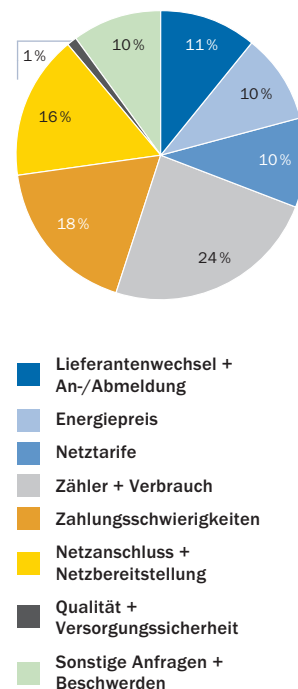
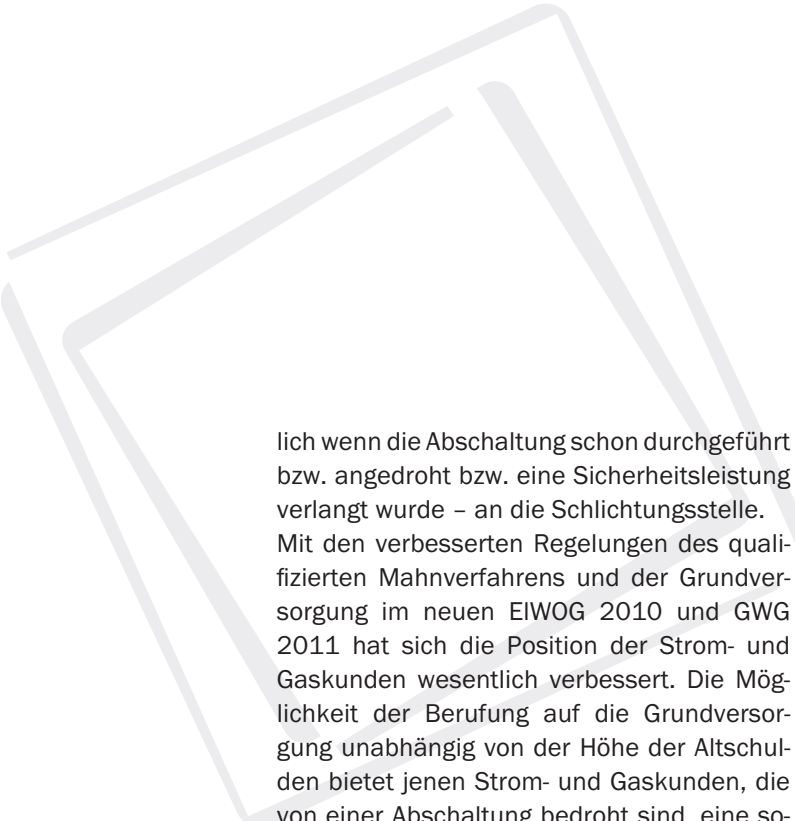


Abbildung 45
Anzahl der Anfragen/
Beschwerden nach Kategorie

Quelle: E-Control



lich wenn die Abschaltung schon durchgeführt bzw. angedroht bzw. eine Sicherheitsleistung verlangt wurde – an die Schlichtungsstelle. Mit den verbesserten Regelungen des qualifizierten Mahnverfahrens und der Grundversorgung im neuen ElWOG 2010 und GWG 2011 hat sich die Position der Strom- und Gaskunden wesentlich verbessert. Die Möglichkeit der Berufung auf die Grundversorgung unabhängig von der Höhe der Altschulden bietet jenen Strom- und Gaskunden, die von einer Abschaltung bedroht sind, eine sogenannte zweite Chance, den Energiebezug rasch und unbürokratisch aufrechtzuerhalten bzw. wiederherzustellen. Erfahrungswerte, ob diese zweite Chance wirklich langfristig dazu beiträgt, Abschaltungen zu verhindern oder deren Anzahl zu verringern, in dem die Zahlungen ab Berufung auf die Grundversorgung ordnungsgemäß geleistet werden, liegen noch nicht vor.

FRAGEN ZU NETZANSCHLUSS- UND NETZBEREITSTELLUNGSKOSTEN: DAS THEMA SONNE SCHEINT AM INTERESSANTESTEN

Die Anzahl der Anfragen zu diesem Themenkomplex ist im Vergleich zum Vorjahr um 20% gestiegen. Grund für die Steigerung bei den Netzanschlussfragen sind in erster Linie die zahlreichen Neuanschlüsse von Photovoltaikanlagen, wo immer öfter die Frage von ausreichenden Kapazitäten und deren Kostentragung im jeweiligen regionalen Netz zu klären ist.

Während Kunden mit den laufenden Rechnungen über die Energielieferung und Netznutzungskosten im Rahmen der Jahresrechnung mindestens einmal jährlich befasst werden, gibt es zu den komplexen Regelungen rund um die nur einmalig in Rechnung zu

stellenden Netzanschlusskosten steigenden Auskunftbedarf. Vor allem Haushaltskunden übermitteln immer wieder Rechnungen über die Nachverrechnung von Netzbereitstellungsentgelt an die Schlichtungsstelle, weil sie mit dem Begriff Netzbereitstellung nichts anfangen können und der Meinung sind, mit den laufenden Jahresabrechnungen alle Kosten im Zusammenhang mit der Netznutzung und Energielieferung beglichen zu haben. Vor allem bei Kunden, welche den Lieferanten gewechselt haben, führt diese Rechnung zu Irritationen, weil trotz Abrechnung im Rahmen des Vorleistungsmodells die Nachverrechnung über das Netzbereitstellungsentgelt direkt an den Kunden übermittelt wird. Bei Überprüfung der Rechnung zeigt sich, dass der Grund für die Nachverrechnung in der Überschreitung einer bestimmten in den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen angeführten Verbrauchsgrenze liegt. Hier herrscht oftmals große Verwunderung, weil Kunden vom Netzbereitstellungsentgelt erstmals bei Überschreitung von bestimmten Verbrauchsgrenzen anlässlich dieser Rechnungslegung erfahren. Die Schlichtungsstelle klärt Netzkunden in diesen Fällen über die Verwendung des Netzbereitstellungsentgelts als Finanzierungsbeitrag für das vorgelagerte Netz auf und kann so das Unverständnis in den meisten Fällen ausräumen.

Zahlreiche Netzanschlussfragen ergeben sich durch die erhebliche Steigerung der Anzahl an Photovoltaikanlagen.

Nähere Informationen über die Zusammenarbeit der Schlichtungsstelle mit den einzelnen Unternehmen finden Sie in den Unternehmensberichten.

Mitten in Europa: Die Arbeit für Konsumenten im Rahmen von CEER

Die E-Control ist in der europäischen Vereinigung der Regulatoren (CEER – Council of European Energy Regulators) vertreten. Im Rahmen von CEER beschäftigt sich die Customers and Retail Markets Working Group mit konsumentenrelevanten Themen.

Diese Arbeitsgruppe unterteilt sich einerseits in die Customer Empowerment (CEM) Task Force, die sich um Themen rund um den Schutz und die Stärkung von Energiekonsumenten kümmert, sowie andererseits die Retail Market Functioning (RMF) Task Force, die sich den Themen Analyse und Design des Endverbrauchermarktes sowie Smart Metering widmet. Darüber hinaus werden im Strategy and Communication (SC) Work Stream Pläne und Aktivitäten entwickelt, wie Konsumenten in der Praxis stärker in den europäischen Energiemarkt eingebunden werden können.

Auf allen Ebenen sowie in sämtlichen Arbeitsgruppen und Task Forces sind Experten der E-Control involviert und leisten so einen wichtigen Beitrag zu einer besseren Zusammenarbeit der europäischen Regulatoren.

MEHR WETTBEWERB MÖGLICH MACHEN

Im vergangenen Jahr wurden im Rahmen der Customers and Retail Markets Working Group einige Themen in Berichten bearbeitet und veröffentlicht. Zum Beispiel wurden Fortschritt der Umsetzung von Vorgaben betreffend Endkunden und das Marktdesign aus dem Dritten Paket in nationales Recht der CEER-Mitgliedsländer analysiert. In einem Status Review zu

diesem Thema wurden Einblicke gegeben, inwieweit und auf welche Art und Weise Vorgaben aus dem Dritten Paket in nationales Recht in den jeweiligen Mitgliedsländern von CEER neun Monate nach Ablauf der Umsetzungsfrist umgesetzt worden sind. Insbesondere werden die Implementierung von Regelungen zu Grundversorgung mit Energie, Lieferantenwechsel, schutzbedürftige Endkunden, Anforderungen an Kundeninformationen, außergerichtliche Streitbeilegungsverfahren und regulierte Endkunden-Energiepreise unter die Lupe genommen.

In einem weiteren Bericht zum Thema Zählerdatenmanagement wird anhand von Fallbeispielen ein Überblick über das Zählerdatenmanagement in neun europäischen Ländern (Österreich, Belgien, Dänemark, Deutschland, Italien, Norwegen, Spanien, Niederlande und das Vereinigte Königreich von Großbritannien) gegeben. Der Bereich Meter Data Management betrifft die Sammlung, die Verwendung sowie den Umgang mit Zählerdaten. Mit der Einführung von Smart Metering wird die Frage der Zählerdatenverwaltung insbesondere in Hinblick auf regulierende, funktionelle sowie technische Aspekte immer wichtiger. In diesem Bericht wurde neben dem Thema Datenschutz auch die Datensicherheit der Konsumenten in den verschiedenen Meter Data Management Modelle berücksichtigt.

Ein weiteres Thema ist der Zugang zu objektiven und neutralen Informationen betreffend den Energiemarkt. In vielen EU-Mitgliedstaaten ist es Kunden aufgrund mangelndens

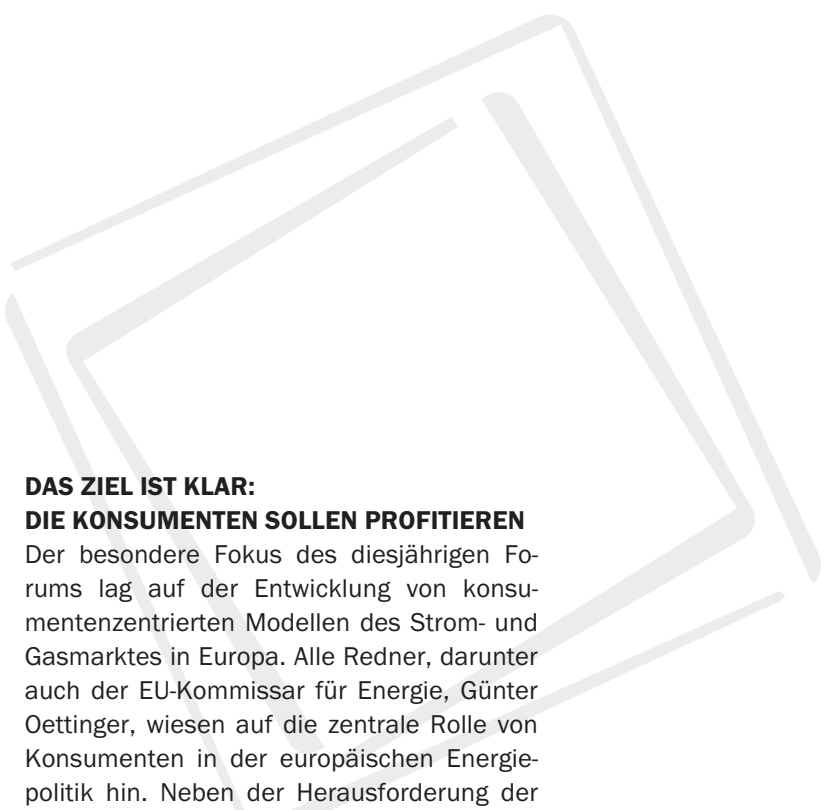
Informationszugangs nur eingeschränkt möglich, eine aktive Rolle am Energiemarkt einzunehmen, in etwa durch Vertrags- und/oder Lieferantenwechsel. CEER hat deshalb zugestimmt, Empfehlungen zu erarbeiten, welche sich damit beschäftigen, wie relevante Informationen am besten an Kunden übermittelt werden können, und entschied sich, dies in Hinblick auf Preisvergleichsinstrumente zu bewerkstelligen. Die Guidelines of Good Practice on Price Comparison Tools schlagen in Folge dieser Überlegungen einen Katalog von Empfehlungen vor, welche sich auf die Darstellung wesentlicher Informationen für Kunden beziehen, damit diese in die Lage versetzt werden, aktiv am Energiemarkt zu agieren.

MEHR MARKT DENN JE: ALLES DREHT SICH UM DIE ENDKUNDEN

Weiters hat die europäische Konsumentenorganisation BEUC gemeinsam mit CEER eine Vision des Energiesektors erarbeitet, in welcher Endkunden – allen voran Konsumenten, aber auch Klein- und Mittelbetriebe – eine zentrale Stellung zukommt. Aufbauend auf der Arbeit und den Austausch mit Konsumentenorganisationen im Rahmen der CEER Energy Customer Interactive Conference im Juni 2012 lässt sich die gemeinsame Vision mit BEUC eines konsumentenorientierten Energiemarkts anhand von vier Grundsätzen beschreiben:

- > die Zuverlässigkeit betreffend die Lieferung von Energie sowie kommerzieller Serviceleistungen;
- > die Leistbarkeit von Energie – inklusive klarer, verständlicher und fairer Preise – welche, bezugnehmend auf notwendige Investitionen in Netze und allgemeine energiepolitische Ziele (z.B. erneuerbare Energie) die wahren Bedürfnisse von Konsumenten berücksichtigt;
- > die einfache Darstellung wichtiger Informationen rund um Prozesse am Energiemarkt, welche Kunden beeinflussen. Unter anderem fällt darunter, den Kunden ein besseres Verständnis ihrer Rechnungen zu geben, Kunden zu ermöglichen, ihren Energieverbrauch besser zu verwalten, aber auch erhöhte Transparenz über die Funktionsweisen von Prozessen auf den Energiemärkten, welche Kunden betreffen;
- > der Schutz von Kunden sowie deren Empowerment, um Zugang zu Energie zu sichern und unfaire Geschäftspraktiken hintanzuhalten. Dazu zählt vor allem die Herstellung einer echten Wahlmöglichkeit des Kunden betreffend den Lieferanten von Energie einerseits, und wie Energie verrechnet wird andererseits.

Die erwähnten Berichte sind auf der CEER Energy Customer Website veröffentlicht.



CEER ENERGY CUSTOMER WEBSITE: ENERGIEMÄRKTE AUS NÄCHSTER NÄHE

Auf der Homepage von CEER finden nun auch Kunden wichtige Informationen zu ihren Rechten, Antworten auf Fragen betreffend die Funktionsweise der Energiemärkte, Erklärungen zu den Rollen, die unterschiedliche Marktteilnehmer haben, und Erläuterungen zu den Aufgaben und Absichten von CEER.

ERFOLGREICH AUSGETAUSCHT: 5TH CITIZENS' ENERGY FORUM IN LONDON, ENGLAND, AM 13. UND 14. NOVEMBER 2012

Die von CEER erstellten Berichte und Dokumente fließen in das von der Europäischen Kommission ins Leben gerufene Citizens' Energy Forum ein, das im Jahr 2012 zum mittlerweile fünften Mal im Herbst in London tagte. Ziel des Forums ist es, wichtige Beiträge zur künftigen Entwicklung der Energieliberalisierung unter Berücksichtigung der Interessen von Konsumenten zu liefern. Unter den Teilnehmern des Forums finden sich neben nationalen Regulierungsbehörden und CEER auch nationale und europäische Konsumentenorganisationen, Vertreter der Elektrizitäts- und Gasbranche sowie Repräsentanten aus Ministerien der EU-Mitgliedsländer, welche für Energie- und/oder Konsumentenagenden verantwortlich sind.

DAS ZIEL IST KLAR: DIE KONSUMENTEN SOLLEN PROFITIEREN

Der besondere Fokus des diesjährigen Forums lag auf der Entwicklung von konsumentenzentrierten Modellen des Strom- und Gasmarktes in Europa. Alle Redner, darunter auch der EU-Kommissar für Energie, Günter Oettinger, wiesen auf die zentrale Rolle von Konsumenten in der europäischen Energiepolitik hin. Neben der Herausforderung der Gewährleistung von Preistransparenz an den Energiemärkten ging es im Forum vor allem auch darum, wesentliche Beiträge zum Schutz der Konsumenten zu liefern, Konsumentenrechte weiter zu stärken und Vorteile für Konsumenten durch die Einführung neuer Technologien (Stichwort Smart Meter) sicherzustellen. Darüber hinaus wurde betont, in Zukunft noch stärker mit nationalen und europäischen Konsumentenorganisationen zusammenarbeiten zu wollen, um konsumentenzentrierte Energiemärkte Wirklichkeit werden zu lassen.

Kein Wettbewerb
ohne Kunden

RAHMENBEDINGUNGEN,
DIE ÖKOSTROM
AUFBLÜHEN LASSEN.





ENTWICKLUNG ÖKOSTROM:

GUT, WENN ENERGIE
NACHWÄCHST.

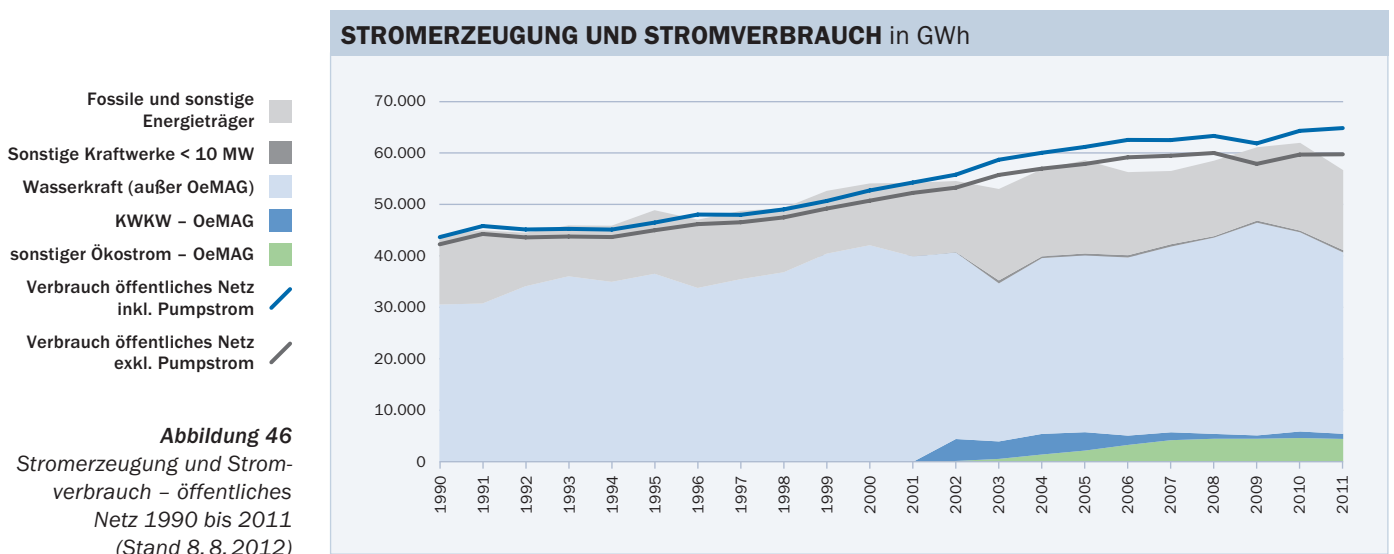
In der Vergangenheit sind in Österreich sowohl der Stromverbrauch²⁴ an sich als auch die erzeugten Mengen gestiegen. So wurden im Jahr 1990 im öffentlichen Netz 43,5 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und 44,1 TWh Strom produziert, der Anteil der Erneuerbaren am Verbrauch lag bei 70 %.

Entwicklung der Ökostromerzeugung: Unabhängigkeit im Aufwind.

Bis zum Jahr 2011 stieg die verbrauchte Menge um 48 % im Vergleich zu 1990 an. 2011 wurden 64,8 TWh Strom (inklusive Pumpstrom, Netzverluste, Eigenverbrauch Kraftwerke) verbraucht und es wurden 56,6 TWh Strom produziert. Der Anteil der Erneuerbaren an der gesamten Stromproduktion lag im Jahr 2011 bei 63 %.

In den Jahren 2002 bis 2010 gab es ein kontinuierliches Mengenwachstum an gemäß Ökostromgesetz erzeugtem Strom (exklusive

Kleinwasserkraft). Im Jahr 2011 gab es jedoch einen leichten Rückgang beim geförderten sonstigen Ökostrom. Die Mengen aus Windkraft, Biomasse fest, Biogas, Biomasse flüssig, Photovoltaik sind von 412 GWh im Jahr 2002 auf 4.464 GWh im Jahr 2011 gestiegen. Verglichen mit dem Jahr 2010 ist der sonstige Ökostrom von 4.647 GWh auf 4.464 gefallen. Mengenmäßig am stärksten ausschlaggebend dafür ist eine verringerte Einspeisung aus Windkraftanlagen.



Quelle: E-Control

²⁴ Die Daten zum Stromverbrauch beziehen sich auf die Statistiken der E-Control. Der Stromverbrauch setzt sich zusammen aus Bruttostromerzeugung + physikalische Importe – physikalische Exporte. Der Anteil Pumpstrom ist inkludiert.

ÖKOSTROM – EINSPEISEMENGEN UND VERGÜTUNGEN IN ÖSTERREICH

1. HJ 2012 sowie Vergleich zum 1. HJ 2011

Energieträger	Einspeisemengen in GWh	Vergütung netto in Mio. EUR	Geförderter Ökostrom- Einspeiseanteil in % an der Gesamt- abgabemenge	Durchschnitts- vergütung in Cent/kWh
1. HJ 2012 *)				
Kleinwasserkraft (unterstützt)	482	26,6	1,6 %	5,53
Sonstige Ökostromanlagen	2.684	301,6	8,9 %	11,24
Windkraft	1.357	107,7	4,5 %	7,93
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	1.001	139,8	3,3 %	13,97
Biomasse gasförmig	277	39,7	0,9 %	14,34
Biomasse flüssig	0,3	0,03	0,001 %	12,48
Photovoltaik	33	13,4	0,11 %	40,93
Deponie- und Klärgas	17	1,0	0,06 %	6,22
Geothermie	0,4	0,02	0,001 %	5,02
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.166	328,2	10,6 %	10,37
1. HJ 2011 **)				
Kleinwasserkraft (unterstützt)	543	31,6	1,8 %	5,81
Sonstige Ökostromanlagen	2.268	257,4	7,7 %	11,35
Windkraft	977	75,8	3,3 %	7,76
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	986	134,3	3,4 %	13,61
Biomasse gasförmig	260	36,7	0,9 %	14,13
Biomasse flüssig	7	0,9	0,02 %	13,26
Photovoltaik	16	8,2	0,06 %	50,17
Deponie- und Klärgas	21	1,5	0,07 %	7,02
Geothermie	0,6	0,03	0,002 %	5,48
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.811	289,0	9,6 %	10,28

Tabelle 5
Ökostromeinspeisemengen
und -vergütungen im 1. Halb-
jahr 2012 im Vergleich zum
1. Halbjahr 2011

*) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 29.988 GWh für das 1. Halbjahr 2012 (vorläufiger Wert)

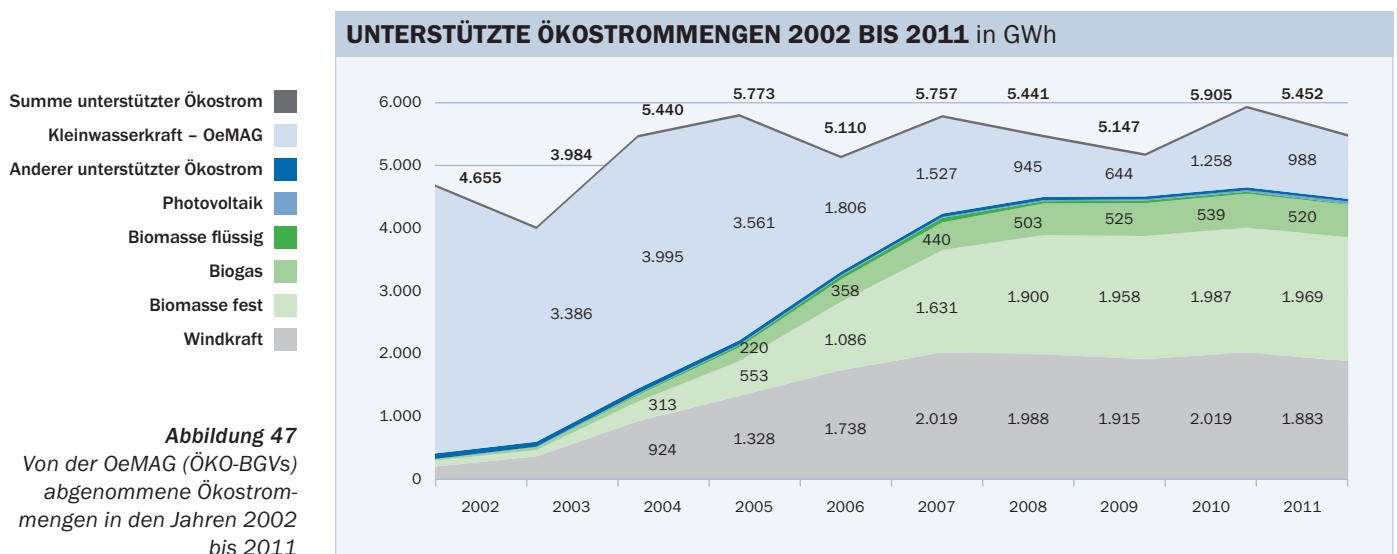
**) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 29.432 GWh für das 1. Halbjahr 2011 (vorläufiger Wert)

Quelle: OeMAG, Februar 2012 – vorläufige Werte

Die bisher verfügbaren Daten für 2012 zeigen bis inklusive zweitem Quartal 2012 für Sonstigen Ökostrom eine höhere Einspeisung als im Vergleichszeitraum des Jahres 2011. Ausschlaggebend dafür ist hauptsächlich der erneute Anstieg der Einspeisung aus Windkraft. Die Gesamtabgabemenge im öffentlichen Netz ist von 9,6 % auf 10,6 % im Vergleichszeitraum 1. Quartal 2012 und 1. Quartal 2011 gestiegen und das, obwohl

im selben Zeitraum auch die Gesamtabgabemenge aus dem öffentlichen Netz an Endverbraucher von 29.432 GWh auf 29.998 GWh gestiegen ist.

Nach derzeitigem Stand der Prognosen wird der Anteil der Erneuerbaren an der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen bis zum Jahr 2015 17,7 % betragen, womit das 15%-Ziel übererfüllt wäre.



Quelle: E-Control, OeMAG

Veränderte rechtliche Rahmenbedingungen

ÖKOSTROMGESETZ: SELBST IST DAS LAND

Im Juli 2011 wurde im Nationalrat das Ökostromgesetz 2012 beschlossen. Mit Kundmachung im Bundesgesetzblatt am 29. Juli 2011 traten einzelne Teile (Warteschlangenabbau von Wind und Photovoltaik) bereits in Kraft. Vollständig in Kraft trat das Gesetz nach der Genehmigung durch die Europäische Kommission am 1. Juli 2012. Dabei soll die Abhängigkeit Österreichs von Atomstromimporten bis zum Jahr 2015 bilanziell beseitigt und bis zum Jahr 2015 15 % der Abgabemenge an Endverbraucher aus öffentlichen Netzen in Form von gefördertem Ökostrom aufgebracht werden (§ 4 Abs. 2). Zudem wurden Ausbauziele bis 2020 formuliert. Demnach hat im Zeitraum 2010 bis 2020 ein Ausbau von Wasserkraft im Ausmaß von 1.000 MW (oder etwa 4 TWh), ein Ausbau von Windkraft im Ausmaß von 2.000 MW (oder etwa 4 TWh), ein Ausbau von Biomasse und Biogas im Ausmaß von 200 MW (oder etwa 1,3 TWh) sowie ein Ausbau von Photovoltaik von 1.200 MW (oder etwa 1 TWh) unter Verfügbarkeit der Rohstoffe bzw. der Standorte zu erfolgen. (§ 4 Abs. 3 und 3). Einspeisetarife werden weiterhin per Verordnung festgelegt.

Weitere Neuerungen bzw. Anpassungen sind:

- > Änderungen im Finanzierungssystem. Die Fördermittel setzen sich künftig zusammen aus einer Ökostrompauschale (früher Zählpunktpauschale), dem Verkauf von Ökoenergie sowie den dazugehörigen Herkunftsnachweisen an die Stromhändler,

einem Ökostromförderbeitrag, Verwaltungsstrafen, Zinsen und sonstigen Zuwendungen (§ 44).

- > Kostendeckelung beim Ökostromförderbeitrag gemäß § 49 und Befreiung von der Ökostrompauschale für einkommensschwache Haushalte gemäß § 46: Haushalte, welche bestimmte Einkommensgrenzen nicht überschreiten, können auf Antrag von der Ökostrompauschale und dem 20 Euro übersteigenden Ökostromförderbeitrag befreit werden. Der Antrag muss bei der Gebühren Info Service GmbH (GIS), die auch für die Befreiung von Rundfunk- und Fernsehgebühren zuständig ist, gestellt werden. Bis zum Ende des Berichtsjahres wurden laut GIS rund 100.000 Anträge bearbeitet. Festgelegtes jährliches Unterstützungsvolumen pro Jahr: 50 Mio. Euro (§ 23).

ÖKOSTROM-EINSPEISETARIFVERORDNUNG 2012 – ÖSET: IN EINE ENERGIEGELADENE ZUKUNFT INVESTIEREN

Am 18. September 2012 wurde die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 (ÖSET-VO 2012) kundgemacht. Sie enthält Tarife für das 2. Halbjahr 2012 und das Jahr 2013.

Bei PV-Anlagen (gebäudeintegrierte und auf Freiflächen) gibt es mit der ÖSET-VO 2012 einen Tarif für die Größenklasse 5 kWp bis 500 kWp. Für beide Kategorien sind die Tarife gesunken und wurden mit entsprechenden Abschlägen für das Jahr 2013 versehen. Neu

ist hierbei, dass für gebäudeintegrierte Anlagen zusätzlich zu dem Einspeisetarif auch ein Investitionszuschuss für die Anlagen vorgesehen ist. Dieser beträgt 30 % der Investitionskosten, höchstens jedoch 200 EUR/kWp.

Der Tarif für Windkraftanlagen bleibt für das 2. HJ 2012 unverändert und sinkt im Jahr 2013 leicht auf 9,45 Cent/kWh.

Bei „Biomasse fest“ wurde eine neue Kategorie eingeführt – „hocheffiziente Anlagen mit einer Engpassleistung bis 500 kW“. Die Tarife sind durchgehend sehr stark gestiegen, wobei für das Jahr 2013 eine sehr geringe Reduktion beschlossen wurde.

Bei Biogas wurde ebenfalls eine neue Kategorie eingeführt, wobei hier die Unterteilung am oberen Ende um die Klasse „Engpassleistung über 750 kW“ erweitert wurde. Hier kam es zu mäßigen Erhöhungen der Tarife, welche im Jahr 2013 wiederum um 0,07 bis 0,10 Cent/kWh reduziert werden.

Neu sind die nach der eingespeisten Menge gestaffelten Tarife für Kleinwasserkraftanlagen bis 2 MW. Für die kleinste Kategorie (Neubau bis 500.000 kWh) liegen diese mit 10,60 Cent/kWh deutlich über dem Einspeisetarif für Windkraftanlagen. Für das Jahr 2013 wurde auch hier eine Reduktion der Einspeisetarife beschlossen, wobei sich diese zwischen 0,03 bis 0,05 Cent/kWh beläuft.

Bei den übrigen Technologien sind die Tarife im Wesentlichen ident mit jenen der Ökostromverordnung 2012.

STROMKENNZEICHNUNG SCHAFFT TRANSPARENZ: ENERGIE, DIE UM KEINE ANTWORT VERLEGEN IST

Mit der Verabschiedung der Binnenmarktrichtlinie (RL 2003/54/EG) im Jahr 2003 wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, umfassende Maßnahmen im Bereich gemeinwirtschaftlicher Aufgaben zum Schutz der Kunden umzusetzen. Ein wesentlicher Punkt war die Implementierung der Stromkennzeichnung für Lieferanten, die Endverbraucher beliefern.

In Österreich waren die Lieferanten bereits seit 2001 gesetzlich verpflichtet, ihren Kunden die Primärenergieträgeranteile der Stromerzeugung zur Kenntnis zu bringen. Die zu Beginn auf Landesebene geregelte Materie wurde durch die Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (EIWOG) im August 2002 (BGBl I Nr. 149/2002) bundesweit vereinheitlicht.

Die Erneuerbaren Richtlinie (RL 2009/28/EG) regelt Herkunftsnachweise für erneuerbare Energieträger. Gem. Art. 15 Abs. 4 sind auf nationaler Ebene zuständige Stellen für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen zu benennen. Gem. § 10 Abs. 1 Ökostromgesetz 2012 ist die Energie-Control mit dieser Aufgabe betraut sowie gem. § 78 Abs. 3 EIWOG 2010 für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung zuständig.

Für Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, besteht somit die Verpflichtung, auf den Stromrechnungen und den Werbe- und Informationsmaterialien auszu-

weisen, aus welchen Energieträgern der von ihnen gelieferte Strom erzeugt wurde und welche Umweltauswirkungen bei der Produktion der Energiemengen entstanden. Die E-Control überprüft die Angaben der Stromlieferanten und veröffentlicht die Ergebnisse in einem jährlich erscheinenden Stromkennzeichnungsbericht.

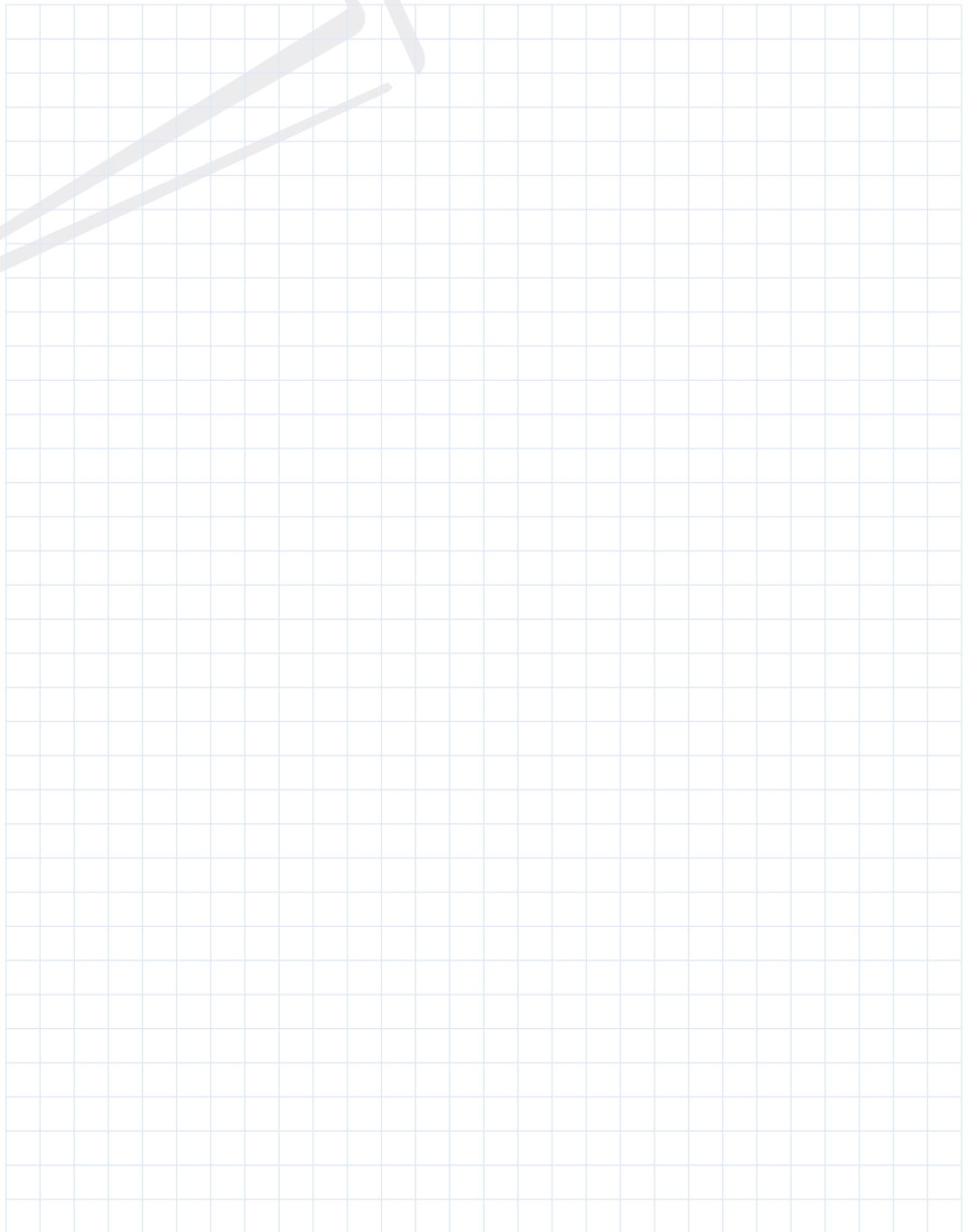
Abgewickelt wird die Stromkennzeichnung über die österreichische Stromnachweisdatenbank, in der der gesamte Lebenszyklus eines Nachweises (Ausstellung – Transfer – Einsatz für die Stromkennzeichnung) abgebildet wird. Durch den gewählten nachweisbasierten Ansatz und die Abwicklung über eine zentrale österreichische Datenbank wurde ein äußerst transparentes und vertrauenswürdiges System geschaffen, das Betrugsrisiken wie z.B. Doppelausgabe und -verwendung ausschließt. Mit der im September 2011 erlassenen Stromkennzeichnungsverordnung, die die Darstellung der Stromkennzeichnung sowie Herkunftsnachweise regelt, wird ein weiterer Schritt in Richtung Transparenz gegenüber dem Endkunden gemacht. Die neue Verordnung kam bei der aktuellen Stromkennzeichnungsüberprüfung durch die E-Control erstmals zur Anwendung. Die Stromkennzeichnungsdokumentationen der Lieferanten sind somit für Endkunden noch transparenter und klarer verständlich dargestellt. Insbesondere die zusätzlich zur tabellarischen Darstellung erforderliche Grafik auf der Stromrechnung, die ausschließliche Darstellung eines Versorgermixes unter dem Abschnitt Stromkennzeichnung sowie strenge Kriterien für eine Anerkennung ausländischer Nachweise für die

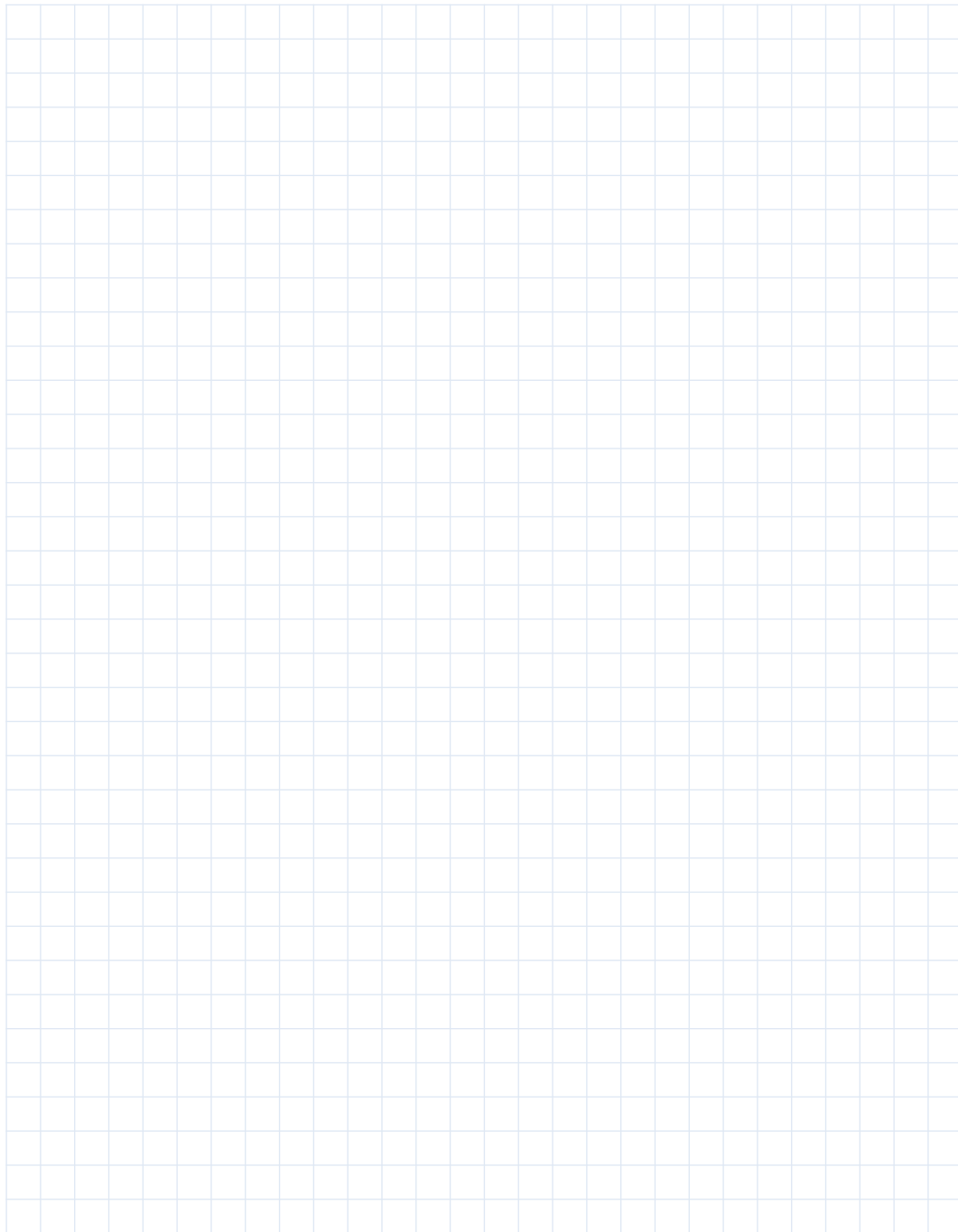
österreichische Stromkennzeichnung und die transparente Darstellung der Herkunftsländer der Nachweise auf der Stromrechnung sorgen für eine hohe Vertrauenswürdigkeit in die österreichische Stromkennzeichnung.

EINS IST SICHER: STROM, DER SICH VON SELBST ERKLÄRT

Die E-Control führte im Jahr 2012 erstmals eine elektronische Überprüfung der Stromkennzeichnung durch. Die Resonanz von Seiten der Stromlieferanten ist ob der benutzerfreundlichen Anwendung positiv. 86,1 % der für österreichische Endkunden eingesetzten Strommengen werden mittels Nachweise belegt. Lediglich 13,9 % sind nicht deklariert und fallen somit unter den Titel „Strom unbekannter Herkunft“. Durch die Anforderungen der Stromkennzeichnungsverordnung, insbesondere im Zusammenhang mit der Anerkennung ausländischer Nachweise für die österreichische Stromkennzeichnung, kam es zu einer leichten Verschiebung der bekannten eingesetzten Nachweise. Nach wie vor weist Österreich jedoch einen im europäischen Vergleich sehr hohen Anteil an erneuerbaren Energieträgern in der Stromkennzeichnung aus.

NOTIZEN





Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook: www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

DI Walter Boltz und Mag. (FH) Martin Graf, MBA
Vorstände Energie-Control Austria

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei Robitschek

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

